

皖能电力(000543)

背靠新势力基地安徽用电需求攀升, 新疆机组投产盈利进一步改善

买入(首次)

2023年11月07日

证券分析师 袁理

执业证书: S0600511080001
021-60199782

yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师 唐亚辉

执业证书: S0600520070005
tangyh@dwzq.com.cn

盈利预测与估值	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入(百万元)	24,276	25,185	26,079	27,128
同比	15%	4%	4%	4%
归属母公司净利润(百万元)	425	957	1,451	2,522
同比	132%	125%	52%	74%
每股收益-最新股本摊薄(元/股)	0.19	0.42	0.64	1.11
P/E(现价&最新股本摊薄)	32.31	14.36	9.47	5.45

关键词: #困境反转

- **引子: 为何我国约 26 亿千瓦的发电装机却无法解决约 13 亿千瓦的尖峰负荷缺电问题?** 原因在于: 当前电网的核心矛盾是尖峰负荷而非发电装机。新型电力系统转型的矛盾从大幅增加风电光伏电源装机, 转向提高电网消纳能力+降低尖峰负荷。在本轮电改前, 上网电价主要按照“发电量”计算, 而新电改下, 上网电价将陆续反映其“备用调峰调频”价值, 也就是引入“容量电价”概念。火电是现阶段得以重用的最经济的灵活性电源, 2022 年 4 月开始山东、贵州等地推出火电的容量电价补偿机制以来, 火电调峰调频价值得到挖掘, 全国性火电容量电价呼之欲出。
- **伴随着国内动力煤产能的逐步释放+电煤长协覆盖比例的提升, 火电企业入炉煤价格下行趋势基本确定。** 9 月以来受到安监等因素影响, 动力煤港口价格淡季不淡, 价格上涨至 976 元/吨, 我们预计今年动力煤价格都维持稳中偏强态势。极端天气的波动对煤炭需求产生较大的影响, 我国富煤贫油少气, 煤电发展趋势三步走基本确定: 十四五期间增容控量、十五五控容减量、十五五后减容减量, 也意味着在短期 2-3 年的维度里, 煤电作为重要的备用和调峰电源, 动力煤需求支撑强劲; 供给端看, 国内动力煤产能受到 2017-2019 年三年低资本开支影响, 供给存在缺口, 随着 2020 年供给陆续补上, 我们估计动力煤中枢处于下行趋势, 价格中枢下降 200-300 元/年, 我们预计今年煤价中枢在 1000 元左右。
- **受益于安徽新能源汽车产业集群的优势, 安徽省用电量增速快于全社会平均水平。** 根据安徽省统计局数据, 2022 年安徽省全社会用电量 2993.2 亿千瓦时, 2019-2022 三年复合增速 9.2%, 高于全国平均增速水平。截至 2022 年底, 公司安徽省内火电装机容量 3976 万千瓦, 占比安徽省内总装机的 22.3%。基于电力需求充裕的安徽, 公司锁定较高的年度交易电价和较低的动力煤长协价, 是公司的核心优势。长协煤: 2022 年公司长协煤占比达 60%, 公司预计今年长协覆盖率达到 80%; 长协电: 2022/2023 年公司 90% 的电量属于年度交易, 月度和现货作为补充。
- **盈利预测与投资评级:** 我们预计 2023-2025 年公司实现归母净利润 9.57 亿元、14.51 亿元、25.22 亿元, 同比增长 125.0%、51.7%、73.8%, 对应 PE14、9、5 倍。由于公司背靠新势力基地安徽, 电力需求确定性强、电价有价格支撑; 同时煤炭长协比例较高, 在煤炭价格较高的周期里锁定较低的煤炭成本, 叠加容量电价+现货市场推广的政策利好, 首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险提示:** 政策性风险; 煤炭价格剧烈波动的风险; 宏观经济风险; 安徽省用电量低于预期的风险等

股价走势



市场数据

收盘价(元)	6.06
一年最低/最高价	4.26/7.79
市净率(倍)	0.98
流通 A 股市值(百万元)	13,737.19
总市值(百万元)	13,737.19

基础数据

每股净资产(元,LF)	6.20
资产负债率(% ,LF)	65.93
总股本(百万股)	2,266.86
流通 A 股(百万股)	2,266.86

相关研究

- 《皖能电力(000543): 年报业绩符合预期, 一季报延续高增长》
2019-05-03
- 《皖能电力(000543): 供需格局良好+煤炭价格有望下行, 安徽省火电龙头再起航》
2019-02-25

内容目录

1. 行业变化一：新型电力系统下的电改	4
1.1. 电价政策制定的核心逻辑：低成本的实现能源转型	4
1.2. 重点电改政策的时间线	6
2. 行业变化二：容量电价+辅助服务市场丰富火电盈利来源	7
2.1. 容量市场建立，利好火电、抽蓄和气电	8
2.2. 市场化趋势确定，火电作为尖峰负荷的主要出力电价有支撑	8
2.3. 辅助服务市场电费比例提升，为火电等增加盈利来源	9
3. 行业变化三：动力煤价格周期性下行趋势确定	10
4. 公司：背靠新势力基地安徽，电力供需紧张	11
5. 盈利预测与估值	14
6. 风险提示	15

图表目录

图 1:	源网荷储下的新型电力系统发展趋势.....	4
图 2:	我国重要电改时间和政策情况梳理.....	7
图 3:	2022 年市场化电量占比全社会电量 60.8% (单位: 亿千瓦时)	9
图 4:	2019 年-至今秦皇岛港 5500 大卡煤炭价格 (单位: 元/吨)	10
图 5:	2010-2022 年全社会、安徽省用电量增速	11
图 6:	2010-2022 年全国、安徽省 GDP 增速	11
图 7:	2019 年-2022 年公司上网电价 (元/兆瓦时)	12
图 8:	2019-2022 年公司上网电量 (亿千瓦时)	12
图 9:	2020-2023Q1-3 营收、归母净利润情况 (亿元)	13
图 10:	2020-2023Q1-3 加权 ROE 和 ROA 情况.....	13
图 11:	公司三大主营业务收入情况 (亿元)	13
图 12:	2020-2023Q3 销售毛利率、净利率、资产负债率	13
表 1:	2023-2025 年我国不同电源装机量预测 (单位: 万千瓦)	5
表 2:	2023-2025 年我国尖峰负荷测算平衡表 (单位: 亿千瓦)	8
表 3:	水电、燃气发电、煤电的灵活性对比.....	8
表 4:	2023 年上半年辅助服务市场费用情况.....	9
表 5:	煤炭长协定价机制.....	11
表 6:	主营业务收入拆分 (亿元)	14
表 7:	可比公司估值表 (截至 2023 年 11 月 7 日)	15

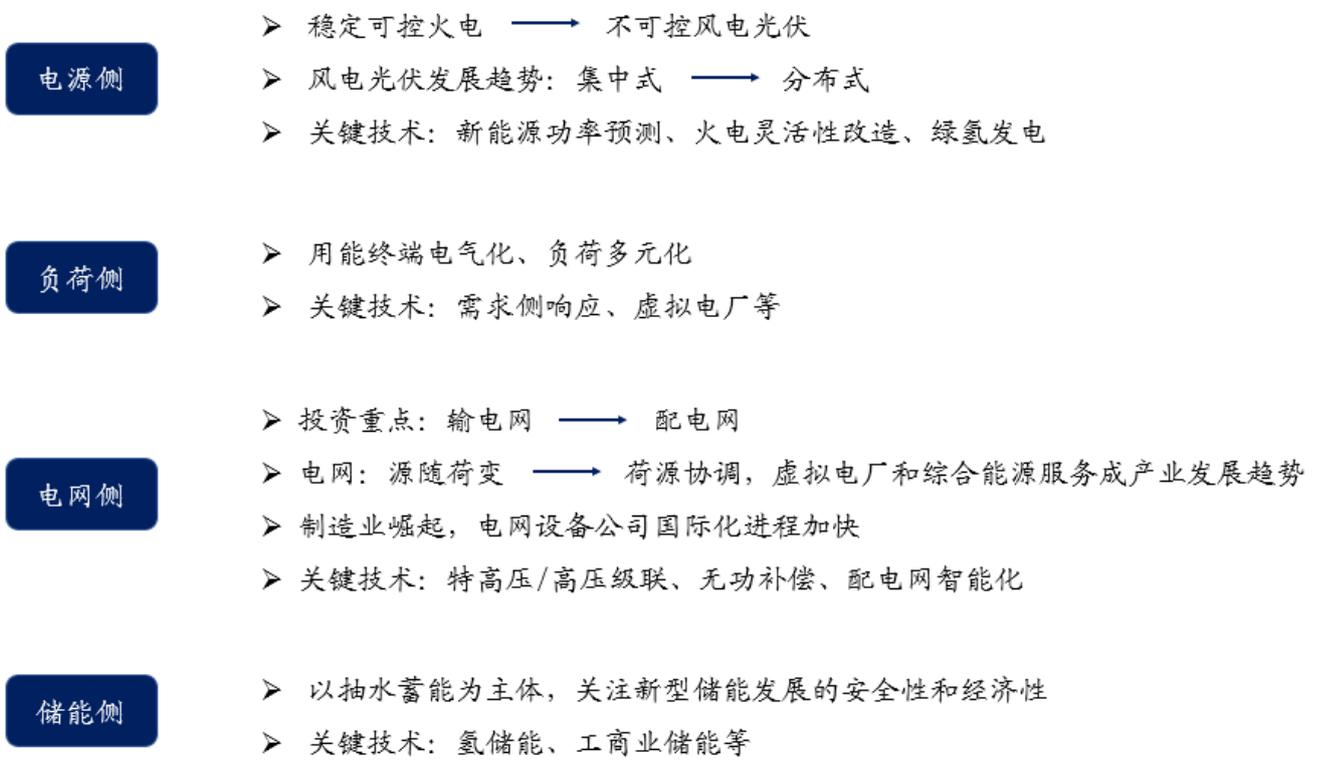
1. 行业变化一：新型电力系统下的电改

把握新型电力系统下火电、储能、虚拟电厂的投资机会，须核心把握新型电力系统转型过程中的核心矛盾、生产资料的供需情况，而电价政策在此过程中起到的是价格机制的引导和激励作用，把握新型电力系统的产业发展趋势，也是电价政策改革的重点。

1.1. 电价政策制定的核心逻辑：低成本是实现能源转型

煤电是现阶段需要得以重用的电源侧最经济的灵活性电源。能源转型过程中不同的主体须得到阶段性的重用，而电价政策须阶段性进行倾斜、激励，以调动该主体的积极性，而阶段性得到电价政策倾斜的主体也会获得更好的边际利润改善，驱动股价的上涨。系统性了解新型电力系统的主体，把握产业、电价发展趋势，是投资新型电力系统的关键。什么是新型电力系统？**“源网荷储”一体化的新型电力系统的变化在于：电源侧从以稳定煤电为主体，慢慢转型为以不稳定的风电光伏为主体。**由于风电光伏受天气影响，“看天吃饭”，发电的连续性无法保证；**用电侧**随着终端电气化水平不断提升，电动车、智能家居、屋顶光伏、家用储能等设备的广泛应用，尖峰负荷上涨远超用电量增速，尖峰负荷缺口突出；电源侧和负荷侧的变化依赖储能等新型主体的加入，同时对**电网侧**的灵活性、智能化提出了更高要求。

图1：源网荷储下的新型电力系统发展趋势



数据来源：东吴证券研究所绘制

为何我国约 26 亿千瓦的发电装机却无法解决约 13 亿千瓦的尖峰负荷缺电问题？

原因在于：当前电网的核心矛盾是尖峰负荷而非发电装机。新型电力系统转型的矛盾从大幅增加风电光伏电源装机，转向提高电网消纳能力+降低尖端负荷。火电调峰调频价值得到挖掘，全国性火电容量电价呼之欲出。我国终端销售电价=上网电价+输配电价(含辅助服务费用)+其他(主要是政府性基金及附加)。上网电价为发电企业的直接收入来源，在本轮电改前，上网电价主要按照“发电量”计算，而电改趋势下，上网电价将陆续反映其“备用调峰调频”价值，也就是引入“容量电价”概念，上网电价将陆续从原先的单一电量电价逐步转变为“容量+电量”的两部制电价阶段。2023 年及以前，我国抽水蓄能、气电执行两部制电价，反映容量电价，2022 年 4 月开始山东、贵州等地推出火电的容量电价补偿机制以来，火电的调峰调频辅助服务价值得到各地挖掘，全国性的火电容量电价呼之欲出。

表1: 2023-2025 年我国不同电源装机量预测(单位: 万千瓦)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
发电装机容量	220204.00	237692.00	256405.00	283456.31	303672.39	319046.15
yoy	9.55%	7.94%	7.87%	10.55%	7.13%	5.06%
风电	28165.00	32848.00	36544.00	41544.00	44044.00	46544.00
yoy	34.7%	16.6%	11.3%	13.7%	6.0%	5.7%
占比	12.8%	13.8%	14.3%	14.6%	14.5%	14.6%
当年新增	7250.00	4683.00	3696.00	5000.00	2500.00	2500.00
光伏	25356.00	30656.00	39204.00	53204.00	60204.00	67204.00
yoy	24.2%	20.9%	27.9%	35.7%	13.2%	11.6%
占比	11.5%	12.9%	15.3%	18.7%	19.8%	21.1%
当年新增	4938.00	5300.00	8741.00	14000.00	7000.00	7000.00
火电	124624.00	129678.00	133239.00	139239.00	147239.00	150239.00
yoy	4.8%	4.1%	2.7%	4.50%	5.75%	2.04%
占比	56.6%	54.6%	52.0%	49.12%	48.49%	47.09%
当年新增	5667.00	5054.00	3561.00	6000.00	8000.00	3000.00
水电	37028.00	39092.00	41350.00	43417.50	45588.38	47867.79
yoy	3.4%	5.6%	5.8%	5.0%	5.0%	5.0%
占比	16.8%	16.4%	16.1%	15.3%	15.0%	15.0%
其中: 抽水蓄能	3149.00	3757.00	4320.55	4968.63	5713.93	6571.02
yoy	4.0%	19.3%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
占比	1.4%	1.6%	1.7%	1.7%	1.9%	2.1%
核电	4989.00	5326.00	5553.00	5997.24	6536.99	7125.32
yoy	2.4%	6.8%	4.3%	8.0%	9.0%	9.0%
占比	2.3%	2.2%	2.2%	2.1%	2.2%	2.2%

数据来源: 国家能源局, 东吴证券研究所

1.2. 重点电改政策的时间线

我国上一轮和本轮电改最重要的两个最高纲领分别为 2015 年 3 月的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（电改 9 号文）和 2023 年 7 月的《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》。新一轮电改核心要解决新能源发电占比逐年提高过程中，源、网、荷、储各个主体的价格机制疏导。近 3 年来全国性的重点电力政策梳理：

一、现货市场

1) 2021 年 5 月，国家发改委《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》出台，推动新能源项目 10% 预计电量通过市场化交易竞争上网；该政策也是对于加快我国电力现货市场建设的重要通知，当前我国已经形成 14 个一二批的电力现货区域市场。

2) 2023 年 9 月，国家发改委《电力现货市场基本规则（试行）》出台，是国家层面首个电力现货交易规则，电力用户可以根据自己的需求在市场上购买或出售电力，不需要与发电企业进行事先协商。电力现货市场对促进可再生能源的消纳有重要作用。

二、煤电上网电价：

1) 2021 年 10 月，国家发改委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》发布，将燃煤发电市场化交易浮动范围由“上浮不超过 10%，下浮不超过 15%”扩大调整为“上下浮不超过 20%，高耗能企业不受上浮 20% 的限制”，政策执行以来，煤电电价持续上涨，2022 年多地电价顶格上浮。

2) 2023 年 7 月，深改委《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，这也是新一轮电改下的最高纲领，煤电全国性容量电价政策也有望在最高纲领下出台，煤电有望迎来两部制电价定价，火电调峰调频作用得到价格体现。

三、输配电价

2023 年 5 月，国家发改委《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》发布，也意味着我国的电改在输配电电价环节进一步深化。本轮的输配电价核定的核心变化在于 3 点：1) 将辅助服务费用从输配电价中剥离进行单独核算，更加明确了输配电价的核定范围，也为辅助服务费用的预期增长埋下伏笔；2) 区分不同电压等级的容量电价，利好大工业用户，有利于降低尖峰负荷；3) 进一步减少不同用户类别之间的交叉补贴。

四、电力需求侧管理

2023 年 5 月，国家发改委《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》、《电力负荷管理办法（征求意见稿）》颁布，建立并完善了需求响应的价格机制，提高各地需求侧响应能力，到 2025 年，各省需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3%-5%，年度最大用电负荷

峰谷差率超过 40%的省份达到 5%或以上。

图2：我国重要电改时间和政策情况梳理



数据来源：国家发改委，东吴证券研究所

2. 行业变化二：容量电价+辅助服务市场丰富火电盈利来源

电改围绕电源侧、电网侧、负荷侧开展。 **1) 电源侧调峰调频：**火电+水电+气电+核电。在碳中和过程中电源侧的核心思路是寻找灵活性电源，不同发展阶段不同的电源将会承担主体电源作用，当前（2023年）关注全国性火电容量电价的出台对火电盈利性的补偿作用。 **2) 电网侧：**抽水蓄能+辅助服务市场建立。抽水蓄能是电网侧调峰调频最经济性、大功率的首选，伴随着风电光伏占比提升，电网侧调峰调频需求也会呈现高速增长，电网的辅助服务市场电费占比也会逐年提升。 **3) 负荷侧：**虚拟电厂+工商业储能+氢储能。负荷侧关注虚拟电厂、工商业储能的规模化应用，关注氢储能的技术突破。

表2: 2023-2025年我国尖峰负荷测算平衡表(单位: 亿千瓦)

尖峰负荷测算平衡表	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	核心假设
尖峰负荷	<u>10.77</u>	<u>11.91</u>	<u>12.90</u>	<u>13.70</u>	<u>14.66</u>	<u>15.69</u>	
尖峰负荷增长率	2.3%	10.6%	8.3%	6.2%	7.0%	7.0%	
风电出力	0.56	0.66	0.73	0.83	0.88	0.93	假设 20%出力
光伏出力	0	0	0	0	0	0	假设 0
火电出力	12.46	12.97	13.32	14.02	14.72	15.02	假设 100%
水电出力	2.22	2.35	2.48	2.61	2.74	2.87	假设 60%
核电出力	0.50	0.53	0.56	0.60	0.65	0.71	假设 100%
总稳定电源	<u>15.75</u>	<u>16.50</u>	<u>17.09</u>	<u>18.06</u>	<u>18.99</u>	<u>19.54</u>	尖峰负荷增长远超稳定
尖峰负荷/总稳定负荷	68%	72%	75%	76%	77%	80%	负荷增长, 尖峰负荷缺电现象将更加常态化

数据来源: 国家能源局, 东吴证券研究所

2.1. 容量市场建立, 利好火电、抽蓄和气电

当前我国运用两部制电价的电源主体是抽水蓄能和气电, 火电全国性容量电价政策呼之欲出。容量电价的建立, 是电源侧参与调峰调频的价格体现, 火电容量电价的确定原则是把原先的基准电价进行了更细致的拆分, 更有利于明确各电源在系统中的权利和义务。现有定价机制下, 火电厂极易受上游煤炭涨价的影响出现巨额亏损, 2021年以来我国动力煤价格的高企导致火电企业经营受损, 而火电容量电价可以将固定成本的压力向下游传导, 通过减轻企业负担来保障电力投资正常进行, 属于为火电企业托底的政策。在容量电价机制下火电的业绩确定性有望大幅提高, 火电行业的估值体系有望得到重塑。

表3: 水电、燃气发电、煤电的灵活性对比

	调控时效性	调控幅度	机组爬坡速率
水电	较好	装机容量的 0%-100%	最快 (50%-100%/min)
燃气	较好	装机容量的 0%-100%	较快 (常规 20%/min)
煤电	一般	装机容量的 50%-100%	较慢 (常规 1-2%/min)

数据来源: 《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》, 东吴证券研究所

2.2. 市场化趋势确定, 火电作为尖峰负荷的主要出力电价有支撑

电力市场化趋势确定, 2016-2022年我国市场交易电量占比逐年提升。我国主要电源侧品种火电、水电、核电、绿电, 其中煤电原则上全部进入市场, 其余水电、核电、绿电的市场化趋势确定, 而市场化趋势下, 叠加尖峰负荷下高峰时期用电荒或将长期存在, 我们预计未来2年水电、核电的电价中枢或呈现小幅微涨, 绿电的电价中枢或呈现小幅微跌。

图3: 2022 年市场化电量占比全社会电量 60.8% (单位: 亿千瓦时)



数据来源: 中电联, 东吴证券研究所

2.3. 辅助服务市场电费比例提升, 为火电等增加盈利来源

随着新能源占比的逐年提升, 辅助服务费用也会逐年提升, 未来火电、新型储能将都是辅助服务的重要参与方。按照国家能源局的定义, 电力辅助服务是指为维护电力系统安全稳定运行、保障电能质量、促进新能源消纳, 由市场运营机构统一组织采购调用的调峰、调频、备用等系统调节服务。这也意味着随着新能源装机容量和发电量的逐年提升, 电力辅助服务费用也会逐年提升。2023 年上半年, 全国实现电力辅助服务费用 278 亿元, 占比上网电费的 1.9%; 参考海外 2015 年美国 PJM 市场和英国市场数据, 可再生能源占比分别达到 5%、27%; 辅助服务费用占比电量电费 2.5%、8%。随着辅助服务需求的提升, 辅助服务费用的占比也会加速提升, 而火电企业是当前辅助服务市场最重要的参与主体。

表4: 2023 年上半年辅助服务市场费用情况

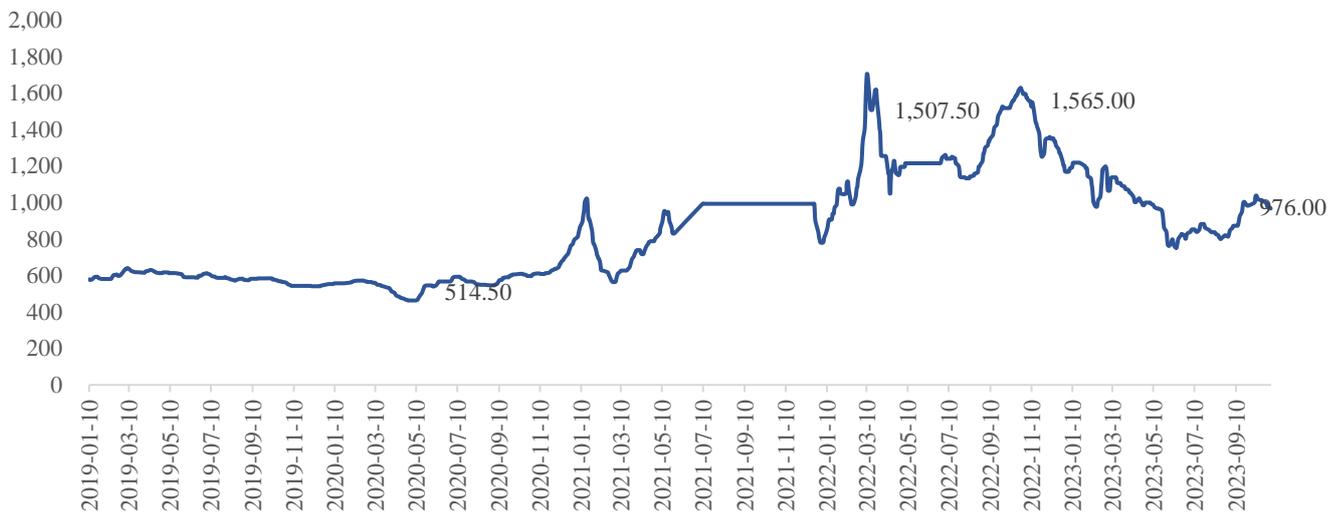
按结构	市场化补偿费用 204 亿元, 占比 73.4%; 固定补偿费用 74 亿元, 占比 26.6%
按类型	调峰补偿 167 亿元, 占比 60.0%; 调频补偿 54 亿元, 占比 19.4%; 备用补偿 45 亿元, 占比 16.2%
按主体	火电企业获得 254 亿元, 占比 91.4%

数据来源: 中电联, 东吴证券研究所

3. 行业变化三：动力煤价格周期性下行趋势确定

9月以来受到安监等因素影响，动力煤港口价格淡季不淡，价格上涨至976元/吨，我们预计今年动力煤价格都维持稳中偏强态势。2021年以来动力煤价格高企，2022年动力煤秦皇岛港5500大卡价格一度突破2000元/吨，当前（截至2023年10月31日）动力煤价格达到976元/吨，火电厂在当前电价水平下亏损经营。根据我们测算，在平均电价在0.46元/度的假设下（在基准电价下顶格20%上浮），对应秦皇岛港5500大卡的价格在800-850元/吨是电厂的盈亏平衡点。我国动力煤价格以长协作为价格压舱石，长协定价执行“基准价+浮动价”，明确570-770元/吨为合理价格区间，2023年长协合同签订量是不低于煤矿自由资源量的80%、动力煤的75%，长协煤量暂按26亿吨规模落实；我国每年煤炭进口约2.81-3.27亿吨之间，进口煤贡献低于10%。

图4：2019年-至今秦皇岛港5500大卡煤炭价格（单位：元/吨）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

伴随着国内动力煤产能的逐步释放+电煤长协覆盖比例的提升，火电企业入炉煤价格下行趋势基本确定。极端天气的波动对煤炭需求产生较大的影响，我国富煤贫油少气，煤电发展趋势三步走基本确定：十四五期间增容控量、十五五控容减量、十五五后减容减量，也意味着在短期2-3年的维度里，煤电作为重要的备用和调峰电源，动力煤需求支撑强劲；供给端看，国内动力煤产能受到2017-2019年三年低资本开支影响，供给存在缺口，随着2020年供给陆续补上，我们估计动力煤中枢处于下行趋势，价格中枢下降200-300元/年，我们预计今年的价格中枢在1000元左右上下浮动。

表5: 煤炭长协定价机制

时间	政策文件	基准价	定价公式	煤价区间
2017.01	《关于印发平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录的通知》	535 元/吨	$50\% * 535 + 50\% * (\text{环渤海动力煤价格指数} + \text{CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格}) / 2$	470-600 元/吨
2021.12	《2022 年煤炭中长期合作签订履约的工作方案》(征求意见稿)	700 元/吨	$50\% * 700 + 50\% * (\text{环渤海动力煤价格指数} + \text{CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格} + \text{全国煤炭交易中心综合价格指数} + \text{中国沿海电煤采购价格综合指数}) / 4$	550-850 元/吨
2022.02	《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》	675 元/吨	$50\% * 675 + 50\% * (\text{全国煤炭交易中心综合价格指数} + \text{环渤海动力煤价格指数} + \text{CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格}) / 3$	570-700 元/吨

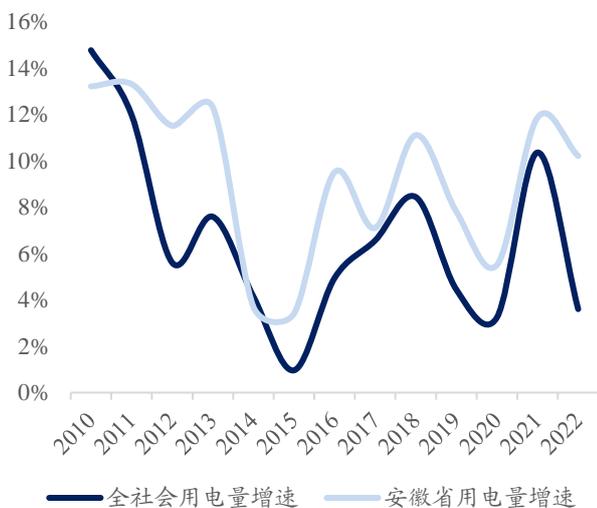
数据来源: Wind, 东吴证券研究所

4. 公司: 背靠新势力基地安徽, 电力供需紧张

受益于安徽新能源汽车产业集群的优势, 安徽省用电量增速快于全社会平均水平。

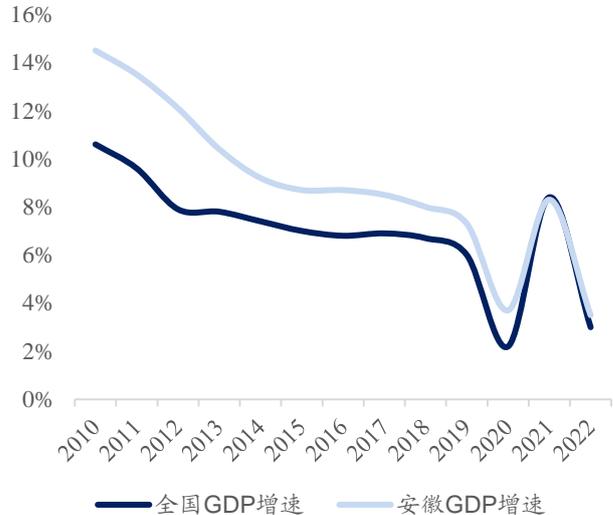
根据国家能源局数据, 2020 年全国全社会用电量 7.51 万亿千瓦时, 同比增长 3.1%; 2021 年全国全社会用电量 8.31 万亿千瓦时, 同比增长 10.3%; 2022 年全国全社会用电量 8.64 万亿千瓦时, 同比增长 3.6%, 较 2019 年相比, 这三年期间复合增速 6.1%。根据安徽省统计局数据, 2022 年安徽省全社会用电量 2993.2 亿千瓦时, 较 2021 年增长 10.2%, 与 2019 年相比, 这三年期间复合增速 9.2%, 高于全国平均增速水平。

图5: 2010-2022 年全社会、安徽省用电量增速



数据来源: 国家能源局, 东吴证券研究所

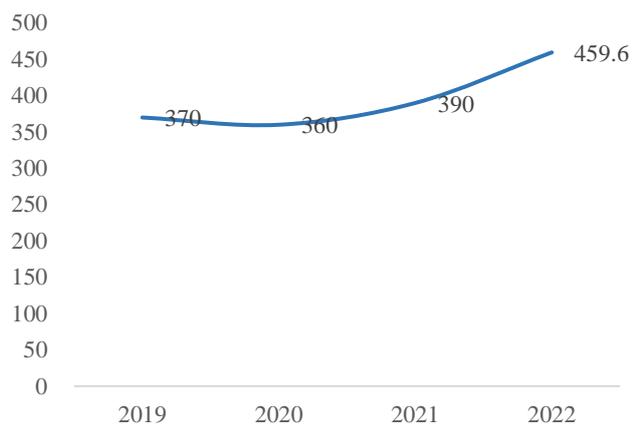
图6: 2010-2022 年全国、安徽省 GDP 增速



数据来源: 国家能源局, 东吴证券研究所

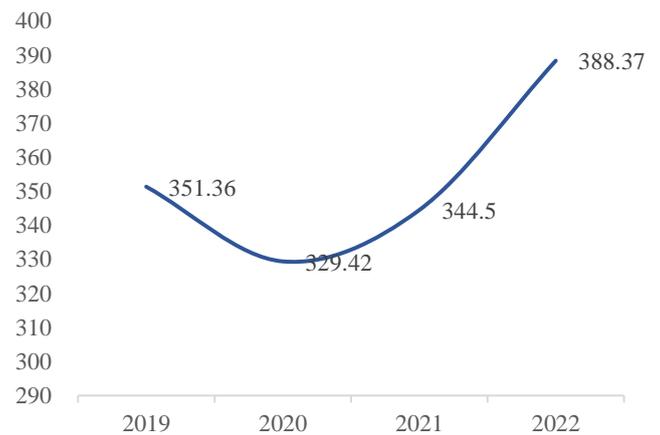
截至 2022 年底，公司安徽省内火电装机容量 3976 万千瓦，占比安徽省内总装机的 22.3%。公司是安徽省内第二大发电集团，在运机组中 60 万千瓦及以上高效低能耗装机占比 74%。省内电力供需趋近的趋势下，公司 2019-2022 年实现上网电价 370 元/兆瓦时、360 元/兆瓦时、390 元/兆瓦时、459.6 元/兆瓦时；实现上网电量 351.36 亿千瓦时、329.42 亿千瓦时、344.5 亿千瓦时、388.37 亿千瓦时。

图7：2019 年-2022 年公司上网电价（元/兆瓦时）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

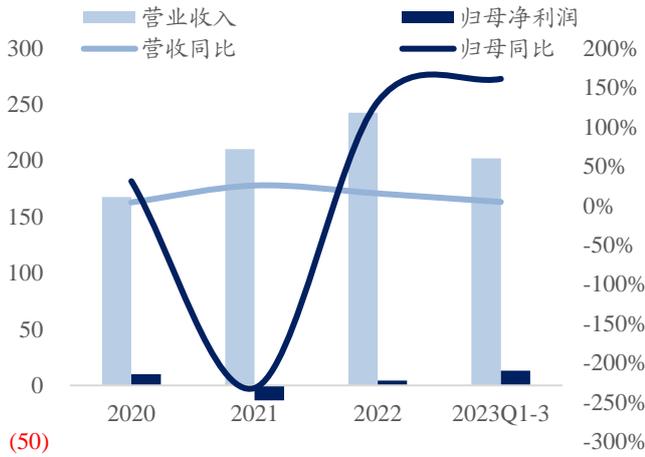
图8：2019-2022 年公司上网电量（亿千瓦时）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

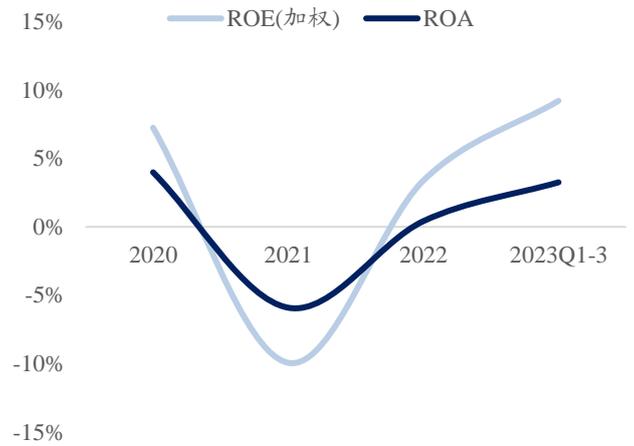
基于电力需求充裕的安徽，公司锁定较高的年度交易电价和较低的动力煤长协价，是公司的核心优势。长协煤：2022 年公司长协煤占比达 60%，公司预计今年长协覆盖率达到 80%；长协电：2022/2023 年公司 90% 的电量属于年度交易，月度和现货作为补充。2023Q3 受益于迎峰度夏用电量环比 Q2 增长 50%+新疆项目在 Q3 投产，三季度业绩显著增厚，2023 年前三季度实现营业收入 202.11 亿元，同比增长 4.6%；实现归母净利润 13.05 亿元，同比增长 161.04%；单 Q3 看，公司实现营业收入 79.75 亿元，同比增长 17.5%；实现归母净利润 7.2 亿元，同比增长 336.7%。

图9：2020-2023Q1-3 营收、归母净利润情况（亿元）



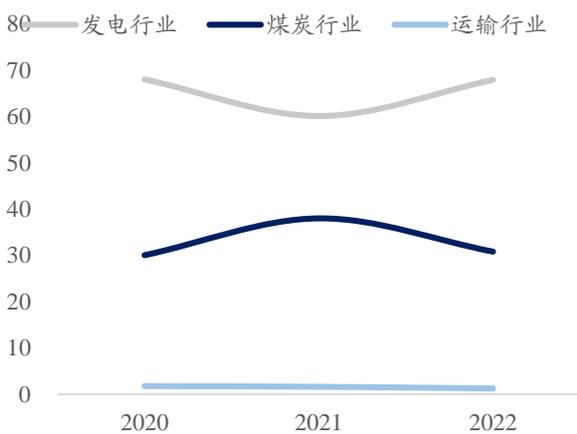
数据来源：Wind，东吴证券研究所

图10：2020-2023Q1-3 加权 ROE 和 ROA 情况



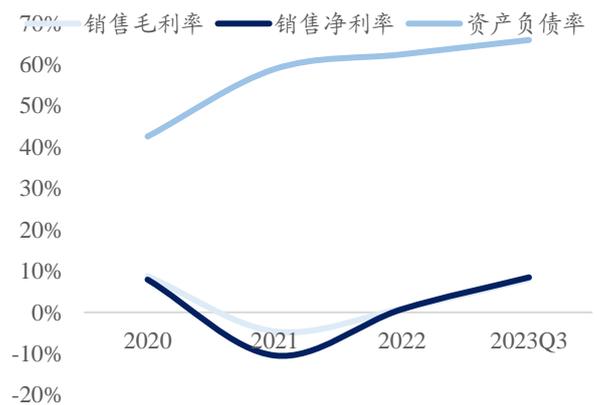
数据来源：Wind，东吴证券研究所

图11：公司三大主营业务收入情况（亿元）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图12：2020-2023Q3 销售毛利率、净利率、资产负债率



数据来源：Wind，东吴证券研究所

5. 盈利预测与估值

根据我们表 1 对 2023 年-2025 年我国电力行业装机的预测，核心假设如下：

(1) 2023 年-2025 年我国火电新增装机 60GW、80GW、30GW，存量装机达到 1392GW、1472GW、1502GW，火电 2024 年新增装机见顶，对于火电发展的口径：十四五增容控量，十五五控容减量，十五五后减容减量；

(2) 我们预计 2023-2025 年公司发电板块实现收入 181.4 亿元、195.35 亿元、210.42 亿元，同比增长 9.8%、7.7%、7.7%，毛利率 7.9%、9.5%、10.5%；实现煤炭板块收入 65.66 亿元、60.40 亿元、55.57 亿元，同比增长-10%、-8%、-8%，毛利率 0.6%、0.5%、0.4%。

表6: 主营业务收入拆分 (亿元)

	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入	242.76	251.85	260.79	271.28
增速	15.4%	3.7%	3.5%	4.0%
毛利率	0.9%	5.9%	7.2%	8.2%
发电板块收入	165.19	181.40	195.35	210.42
增速	30.6%	9.8%	7.7%	7.7%
毛利率	4.8%	7.9%	9.5%	10.5%
煤炭板块收入	72.95	65.66	60.40	55.57
增速	-8.8%	-10.0%	-8.0%	-8.0%
毛利率	0.8%	0.6%	0.5%	0.4%

数据来源：Wind，东吴证券研究所

我们预计 2023-2025 年公司实现营业收入 251.85 亿元、260.79 亿元、271.28 亿元，同比增长 3.7%、3.5%、4.0%；实现归母净利润 9.57 亿元、14.51 亿元、25.22 亿元，同比增长 125.0%、51.7%、73.8%，对应 PE14、9、5 倍。可比公司上，选取全国性火电龙头华电国际、南网储能，对应 2024 年平均 PE 为 17 倍，公司对应 2024PE 为 10 倍，我们认为当前估值被低估。由于公司背靠新势力基地安徽，电力需求确定性强、电价有价格支撑；同时公司煤炭长协比例较高，在煤炭价格较高的周期里锁定较低的煤炭成本，叠加容量电价+现货市场推广的政策利好，首次覆盖给予“买入”评级。

表7: 可比公司估值表 (截至 2023 年 11 月 7 日)

证券代码	公司	市值 (亿)	2023 归母 净利润 (亿元)	2024 归母 净利润 (亿元)	2025 归母 净利润 (亿 元)	2023PE	2024PE	2025PE
600995.SH	南网储能	295.3	12.43	14.24	18.78	24	21	16
600027.SH	华电国际	462.8	35.77	39.82	40.42	13	12	11
可比公司平均估值						19	17	14
000543.SZ	皖能电力	137.4	9.57	14.51	25.22	14	9	5

数据来源: Wind, 东吴证券研究所 (所有盈利预测均来自东吴证券研究所)

6. 风险提示

- (1) 政策性风险。若火电容量电价政策推广不及预期, 将对公司盈利预期产生负面影响;
- (2) 煤炭价格剧烈波动的风险。若煤炭价格超预期上行, 将对火电盈利产生直接影响;
- (3) 宏观经济风险。若电力需求超预期下行, 将对公司业绩产生不利影响。
- (4) 安徽省用电量低于预期的风险。公司背靠安徽汽车新势力聚集园区, 若用电量不及预期将对公司业务带来不利影响。

皖能电力三大财务预测表

资产负债表 (百万元)					利润表 (百万元)				
	2022A	2023E	2024E	2025E		2022A	2023E	2024E	2025E
流动资产	5,666	7,367	8,819	16,654	营业总收入	24,276	25,185	26,079	27,128
货币资金及交易性金融资产	1,582	3,005	4,344	12,060	营业成本(含金融类)	24,058	23,701	24,191	24,894
经营性应收款项	2,842	2,967	2,924	3,116	税金及附加	101	132	119	126
存货	720	666	760	742	销售费用	13	8	9	11
合同资产	0	0	0	0	管理费用	95	87	91	98
其他流动资产	521	729	792	736	研发费用	208	308	380	319
非流动资产	39,525	43,365	48,329	50,396	财务费用	568	726	891	1,091
长期股权投资	11,229	12,364	13,730	14,230	加:其他收益	61	48	49	57
固定资产及使用权资产	15,924	18,760	21,510	24,172	投资净收益	868	509	522	687
在建工程	6,145	4,847	4,479	4,259	公允价值变动	(2)	0	0	0
无形资产	752	755	751	751	减值损失	(42)	(55)	(57)	(105)
商誉	536	710	942	1,077	资产处置收益	(4)	(2)	(4)	(4)
长期待摊费用	13	13	13	13	营业利润	115	722	909	1,224
其他非流动资产	4,926	5,915	6,905	5,894	营业外净收支	5	0	0	0
资产总计	45,191	50,732	57,149	67,050	利润总额	120	722	909	1,224
流动负债	9,363	9,130	9,506	10,885	减:所得税	(62)	(52)	(132)	(299)
短期借款及一年内到期的非流动负债	3,018	3,018	3,018	3,018	净利润	182	774	1,041	1,523
经营性应付款项	5,527	3,837	4,332	4,736	减:少数股东损益	(243)	(183)	(410)	(999)
合同负债	168	228	222	214	归属母公司净利润	425	957	1,451	2,522
其他流动负债	651	2,047	1,935	2,918	每股收益-最新股本摊薄(元)	0.19	0.42	0.64	1.11
非流动负债	18,852	23,852	28,852	35,852	EBIT	(180)	949	1,289	1,679
长期借款	16,505	21,505	26,505	33,505	EBITDA	1,018	2,572	3,069	3,606
应付债券	1,613	1,613	1,613	1,613	毛利率(%)	0.90	5.89	7.24	8.24
租赁负债	34	34	34	34	归母净利率(%)	1.75	3.80	5.56	9.30
其他非流动负债	700	700	700	700	收入增长率(%)	15.42	3.75	3.55	4.02
负债合计	28,215	32,983	38,358	46,737	归母净利润增长率(%)	131.99	125.01	51.71	73.77
归属母公司股东权益	12,599	13,556	15,007	17,529					
少数股东权益	4,376	4,193	3,783	2,784					
所有者权益合计	16,975	17,749	18,790	20,313					
负债和股东权益	45,191	50,732	57,149	67,050					

现金流量表 (百万元)					重要财务与估值指标				
	2022A	2023E	2024E	2025E		2022A	2023E	2024E	2025E
经营活动现金流	2,869	2,173	3,535	5,253	每股净资产(元)	5.56	5.98	6.62	7.73
投资活动现金流	(4,075)	(5,042)	(6,313)	(3,364)	最新发行在外股份(百万股)	2,267	2,267	2,267	2,267
筹资活动现金流	1,605	4,262	4,087	5,877	ROIC(%)	(0.76)	2.48	3.15	3.85
现金净增加额	398	1,393	1,308	7,766	ROE-摊薄(%)	3.37	7.06	9.67	14.39
折旧和摊销	1,198	1,623	1,779	1,926	资产负债率(%)	62.44	65.01	67.12	69.70
资本开支	(4,630)	(3,336)	(4,389)	(4,501)	P/E (现价&最新股本摊薄)	32.31	14.36	9.47	5.45
营运资本变动	1,828	(1,700)	437	222	P/B (现价)	1.09	1.01	0.92	0.78

数据来源:Wind,东吴证券研究所,全文如无特殊注明,相关数据的货币单位均为人民币,预测均为东吴证券研究所预测。

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司(以下简称“本公司”)的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下,本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议,本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

在法律许可的情况下,东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易,还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险,投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息,本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性,也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更,在不同时期,本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有,未经书面许可,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的,应当注明出处为东吴证券研究所,并注明本报告发布人和发布日期,提示使用本报告的风险,且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的,应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期(A 股市场基准为沪深 300 指数,香港市场基准为恒生指数,美国市场基准为标普 500 指数,新三板基准指数为三板成指(针对协议转让标的)或三板做市指数(针对做市转让标的)),具体如下:

公司投资评级:

- 买入: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在 15%以上;
- 增持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于 5%与 15%之间;
- 中性: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与 5%之间;
- 减持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间;
- 卖出: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级:

- 增持: 预期未来 6 个月内,行业指数相对强于基准 5%以上;
- 中性: 预期未来 6 个月内,行业指数相对基准-5%与 5%;
- 减持: 预期未来 6 个月内,行业指数相对弱于基准 5%以上。

我们在此提醒您,不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系,表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况,如具体投资目的、财务状况以及特定需求等,并完整理解和使用本报告内容,不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所
 苏州工业园区星阳街 5 号
 邮政编码: 215021
 传真: (0512) 62938527
 公司网址: <http://www.dwzq.com.cn>