

看好煤价下跌支撑度电盈利

相关研究:

《完善价格治理机制意见发布,公用事业价改有望深化》 2025.04.07
《政府工作报告强调绿色低碳,关注新能源高质量发展》 2025.03.11

公司评级: 增持 (维持)

近十二个月行业表现



%	1 个月	3 个月	12 个月
相对收益	10	10	-35
绝对收益	4	9	-29

注: 相对收益与沪深 300 相比

分析师: 孙菲

证书编号: S0500524010002

Tel: (8621) 50293587

Email: sf06902@xcsc.com

地址: 上海市浦东新区银城路88号中国人寿金融中心10楼

核心要点:

煤价中枢持续下行, 公司度电燃料成本有望进一步改善

年初以来动力煤价较去年价格中枢进一步下行, 3 月煤炭库存处历史同期高位。展望 Q2, 气温回升, 供暖需求下降, 动力煤进入淡季, 煤价有望震荡下行; 全年看, 煤炭增产稳产叠加进口补充, 煤炭供应有望平稳增长, 新能源装机持续增长, 绿电对传统电源替代增强, 预计今年煤炭供需偏宽松态势有望延续。2024 年公司境内火电度电燃料成本 0.300 元/千瓦时 (同比-8%), 我们预计今年有望进一步降至 0.281 元/千瓦时 (同比-6.5%)。

机组全国布局, 长协电价下跌影响整体可控

2025 年多省长协电价下跌, 江苏、广东、浙江、安徽四省交易均价分别-40.49、73.78、50、23.03 元/兆瓦时 (降幅 5%~15%不等), 火电度电盈利预期受到压制。公司煤电机组分布全国, 影响整体可控, 考虑电量分布后预计四省长协电价降幅对公司煤电电价影响约-0.013 元/千瓦时。2024 年公司火电含税综合电价约 0.496 元/千瓦时 (同比-2.3%), 考虑长协电价下降影响, 我们预计今年公司火电综合电价 0.477 元/千瓦时 (同比-3.9%)。

新能源高比例资本开支支撑电量增长

据集团官网, 截至今年 2 月集团已实现 2025 年清洁能源装机比例目标。考虑到当前全国新能源发电量比例较 2030 年目标仍有距离, 中期看公司新能源业务仍将继续发展。2025 年公司计划资本支出 693 亿元, 较去年支出+12% (风光占比 73.8%), 新能源装机增长拉动公司总电量稳定增长。

盈利预测与投资建议

2025 年长协电价下降压制度电盈利预期, 我们认为成本改善有望修复公司度电盈利。预计 2025/2026/2027 年归母净利润 121.5/132.5/145.1 亿元 (前值 114.02/119.31/-), 同比增速 19.9%/9.0%/9.5% (前值 11.35%/4.64%/-); 毛利率 16.88%/17.94%/18.62%, 同比变动 1.73/1.07/0.67pct。截至 2025/4/15 日收盘, 股价对应 PE9.07/8.32/7.6 倍。维持公司“增持”评级。

风险提示

煤炭价格波动风险; 市场电价下跌超预期; 新能源装机进度不及预期; 行需求不及预期。

财务预测	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入 (百万元)	245,550.92	240,803.4	242,056.8	247,053.7
同比	-3.48%	-1.93%	0.52%	2.06%
归母净利润 (百万元)	10,135.49	12,150.65	13,249.88	14,505.41
同比	20.01%	19.88%	9.05%	9.48%
毛利率	15.14%	16.88%	17.94%	18.62%
ROE	7.38%	8.33%	8.33%	8.35%
每股收益 (元)	0.65	0.77	0.84	0.92
PE	10.87	9.07	8.32	7.60
EV/EBITDA	7.92	8.23	7.40	6.84

资料来源: 天软、湘财证券研究所

正文目录

1 全国电力龙头，华能集团常规能源整合唯一平台.....	1
2 机组全国布局平滑电价波动，多重机制稳定收益预期.....	3
2.1 电力供需呈区域分化，机组全国布局平滑电价波动.....	3
2.2 火电能源角色转型，容量电价疏导固定成本.....	5
2.3 新能源全面入市，机制电价稳定项目预期收益.....	8
3 煤价中枢持续下行，看好成本压力缓解释放利润空间.....	12
3.1 煤炭库存高位，煤价有望继续调整.....	12
3.2 市场煤占比偏高，煤价下跌释放利润空间弹性较大.....	15
4 机组结构持续转型，新能源发展支撑电量增长.....	19
4.1 新型电力系统建设推进，全国电力生产向低碳转型.....	19
4.2 新能源高比例资本开支，支撑公司电量增长.....	21
5 盈利预测与投资建议.....	23
5.1 盈利预测.....	23
5.2 投资建议.....	24
6 风险提示.....	25

图表目录

图 1 公司发展历程.....	1
图 2 公司股权架构（截至 2024/12/31）.....	2
图 3 公司部分省份煤电上网电价水平(含税，元/兆瓦时).....	4
图 4 2024 年公司煤电上网电量区域分布（亿千瓦时）.....	4
图 5 煤电综合电价构成变化.....	5
图 6 辅助服务类型.....	7
图 7 全国辅助服务费用结构(亿元)及占上网电费比重.....	7
图 8 2022-2024 年公司辅助服务收入情况(亿元).....	8
图 9 2022 至 2024 年公司新能源综合电价水平(含税，元/兆瓦时).....	9
图 10 光伏产业链上游价格指数.....	11
图 11 公司燃料成本占营业成本比重.....	12
图 12 火电行业盈利水平与煤价（元/吨）走势对比.....	13
图 13 动力煤价与火电指数走势.....	13
图 14 秦皇岛 5500K 动力煤市场价（元/吨）.....	14
图 15 全国煤及褐煤月度进口均价（美元/吨）.....	14
图 16 秦皇岛港煤炭库存走势（万吨）.....	14
图 17 京唐港动力煤库存走势（万吨）.....	14
图 18 公司标煤采购单价（元/吨）.....	15
图 19 公司平均供电标准煤耗（克/千瓦时）.....	15

图 20 公司长协煤采购占比	15
图 21 新型电力系统建设的发展路径.....	19
图 22 全国发电装机结构变化.....	20
图 23 全国发电量结构变化	20
图 24 全国风光装机规模及增速（万千瓦）	20
图 25 全国新增风光装机规模（万千瓦）	20
图 26 公司发电装机情况（万千瓦）	21
图 27 公司上网电量情况（亿千瓦时）	21
图 28 公司煤电机组功率等级分布（2024 年）	22
图 29 2021 至 2025E 公司新能源相关资本支出(亿元).....	22
表 1 公司管理层简介	2
表 2 部分省/直辖市 2025 年度电力交易结果.....	3
表 3 江苏省和广东省 2023 至 2025 年度电力交易结果.....	3
表 4 煤电容量电价机制具体内容.....	6
表 5 省级电网煤电容量电价表(元/千瓦·年，含税)(2024~2025 年)	6
表 6 新能源差价结算机制.....	10
表 7 电价变动对光伏电站项目内部收益率影响测算.....	10
表 8 投资成本变动对光伏电站项目内部收益率影响测算.....	11
表 9 利用小时变动对光伏电站项目内部收益率影响测算.....	11
表 10 2024 与 2025 年电煤中长期合同签订履约规定对比.....	16
表 11 不同长协比例下煤价波动对火电企业度电燃煤成本水平的影响(假设长协煤价不变，元/千瓦时)...	17
表 12 不同长协比例下煤价波动对火电企业度电燃煤成本变动的影响(假设长协煤价不变，元/千瓦时) ..	17
表 13 不同长协比例下煤价波动对火电企业度电燃煤成本水平的影响(假设长协煤价变动，元/千瓦时) ..	18
表 14 不同长协比例下煤价波动对火电企业度电燃煤成本变动的影响(假设长协煤价变动，元/千瓦时) ..	18
表 15 公司分业务预测(亿元).....	24
表 16 可比上市公司估值对比(截至 2025/04/15).....	25
附表 1 华能国际财务报表以及相应指标(百万元).....	26

1 全国电力龙头，华能集团常规能源整合唯一平台

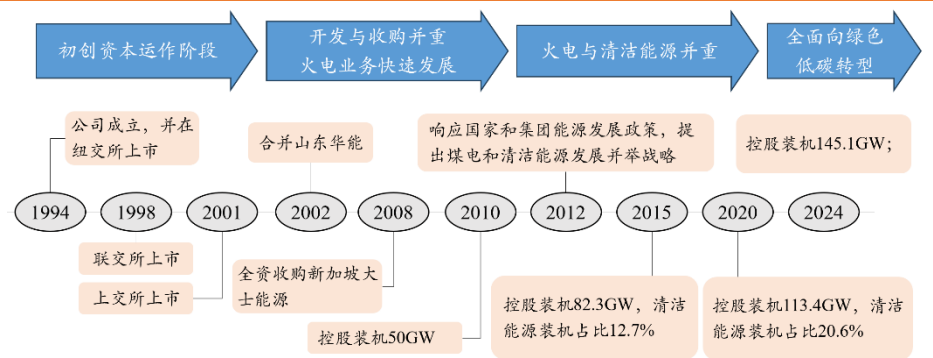
公司设立于 1994 年，主营业务为开发、建设和经营管理大型发电厂，是中国最大的发电上市公司之一，境内电厂分布于全国，在新加坡全资拥有一家营运电力公司，在巴基斯坦投资一家营运电力公司。

2010 年前经历初创资本运作后大力发展火电业务。1994-2001 年公司陆续在多地上市，募集资金；2002-2010 年伴随我国工业结构转型，重工业快速发展，用电需求快速增长，公司大力推进火电业务发展，2002 年合并山东华能后成为集团旗下核心企业，根据公司年报，到 2010 年末控股装机达 50GW。

2011-2020 年火电为主向火电与清洁能源并重过渡。“十二五”期间国家能源政策提出“构建安全、稳定、经济、清洁的现代能源产业体系”和能耗双控目标。公司顺势提出火电与清洁能源并重的发展战略。“十三五”期间国家提出进一步扩大清洁能源装机规模。公司加快业务转型和结构调整，期间装机规模增速放缓但装机结构加快向绿色转型。

2021 年至今全面向绿色低碳转型。利用“三北”、沿海、西南和部分中部地区新能源集中式开发条件，打造基地型清洁型互补型、集约化数字化标准化的“三型三化”大型清洁能源基地。

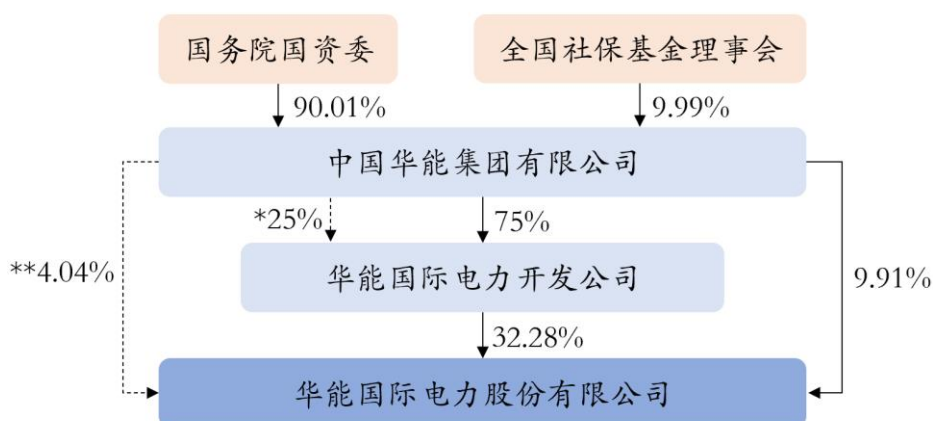
图 1 公司发展历程



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

公司股东背景强大，业务资源及资金优势显著。公司实控人为国务院国资委，最终控股股东为国有重要骨干企业——中国华能集团，是集团常规能源业务最终整合的唯一平台。公司从事的电力生产经营业务开展需强大资金实力。根据公司 2024 年年报披露，截至 2024 年末，华能集团控股的华能财务公司向公司提供的授信总额为 363.7 亿元，实际发生额为 286.9 亿元，为公司日常生产经营活动开展提供有力资金支持。公司管理层队伍稳定并且经验丰富。公司核心管理层皆长期任职于华能体系重要管理岗位，对电力行业监管制度及发展趋势具备深入的了解，有利于公司发展战略的制定与贯彻。

图 2 公司股权架构（截至 2024/12/31）



资料来源：公司财报、公司 2025 年度第一期中期票据募集说明书、湘财证券研究所
注：*华能集团通过华能香港公司间接持有尚华投资 100%的股权，尚华投资持有华能开发 25%的股权，华能集团间接持有华能开发 25%的权益；**包括华能香港公司持有 H 股比例约 3.01%，华能财资公司持 H 股比例约 0.84%，华能财务公司持 A 股比例约 0.19%

表 1 公司管理层简介

	出生日期	职务	过往履历
王葵	1967 年 2 月	董事长、党委书记。兼任华能集团总经理助理、火电建设中心主任、工程技经管理中心主任	华能新疆开发有限公司副总经理、党组成员，华能国际山西分公司副总经理、党组副书记，总经理、党组副书记，华能集团规划发展部主任，华能集团副总经济师兼规划发展部主任
王志杰	1964 年 11 月	副董事长、党委委员	华能国际经理工作部经理、人力资源部经理，华能开发党组成员、纪检组组长，华能集团党组组织部部长
黄历新	1966 年 7 月	董事、总经理、总会计师、党委副书记。兼任华能集团火电建设中心副主任、工程技经管理中心副主任	华能南通分公司（电厂）总会计师，华能国际财务部副经理、经理，华能集团财务部主任，华能国际总会计师，党委委员
杜大明	1966 年 11 月	董事。兼任华能集团股权管理中心常务副主任；华能开发副董事长、总经理、党委副书记	华能集团办公厅主任，华能国际董事会办公室主任，华能国际副总经理、党组成员、总法律顾问、董秘，华能集团电力开发事业部常务副主任、页岩气开发利用办公室副主任、绿色煤电有限公司副总经理、华能开发总经理、党委副书记
周奕	1967 年 9 月	董事。兼任华能集团总法律顾问、首席合规官、企法部主任等	华能集团办公厅秘书处处长、办公厅副主任，华能国际经理工作部经理，华能集团企业管理部主任、企业管理与法律合规部主任
李来龙	1968 年 10 月	董事。兼任华能集团规划发展部主任、新能源事业部主任等	华能南京电厂厂长，福州电厂厂长，华能江苏分公司副总经理，华能集团规划发展部副主任
曹欣	1971 年 7 月	董事。兼任河北建投集团总经理、副董事长，燕山发展（燕山国际投资）总经理，新天绿能董事长	河北建设投资集团有限责任公司副总经理，新天绿能总裁，河北建投总经理助理兼公用事业二部经理等
李海峰	1979 年 7 月	董事。兼任辽宁能源投资（集团）有限责任公司党委书记、董事长	辽宁能源投资（集团）有限公司副总经理、副董事长、总经理、董事长
丁旭春	1967 年 1 月	董事。兼任江苏省国信集团副总经理、党委委员	江苏国信靖江发电公司副总经理、总经理、党委副书记、党委书记、董事长，江苏国信扬州发电公司党委书记、董事长
王剑锋	1977 年 7 月	董事。兼任南通投资管理有限公司总经理	南通国有资产投资管理有限公司办公室主任兼监察室主任、南通城市建设集团有限公司党群人事部部长，南通投资管理有限公司副总经理

资料来源：Wind、湘财证券研究所

2 机组全国布局平滑电价波动，多重机制稳定收益预期

2.1 电力供需呈区域分化，机组全国布局平滑电价波动

预计 2025 年全国电价综合水平延续 2024 年趋势，继续下降，区域电价趋势呈现分化。2024 年底，多省发布 2025 年电力年度交易结果。根据国家能源集团、北极星电力网统计，各地区长协电价呈区域分化。用电大省中江苏省、广东省、浙江省年度交易成交均价较 2024 年分别下降 40.49、73.78、50 元/兆瓦时，安徽省年度双边协商交易成交均价较 2024 年下降 23.03 元/兆瓦时。从降幅来看，广东省降幅偏高，较上年下降 15.8%；江苏省、浙江省居中，较上年下降约 10%左右；安徽省较低，较上年下降约 5%。2024 年初以来煤炭价格中枢持续下行，发电成本下降叠加部分地区电力供需格局转变，推动年度交易电价走低。

表 2 部分省/直辖市 2025 年度电力交易结果

	交易电量 (亿千瓦时)	交易均价 (元/兆瓦时)	交易均价同比变动 (元/兆瓦时)	交易均价同比降幅
江苏省	3390	412.45	-40.49	-8.9%
广东省	2472	391.86	-73.78	-15.8%
浙江省	1887	412.39	-50.00	-10.8%
安徽省 (年度双边协商)	1067	412.97	-23.03	-5.3%
重庆市	613	458.33	/	

资料来源：国家能源集团官网、北极星电力网、湘财证券研究所

表 3 江苏省和广东省 2023 至 2025 年度电力交易结果

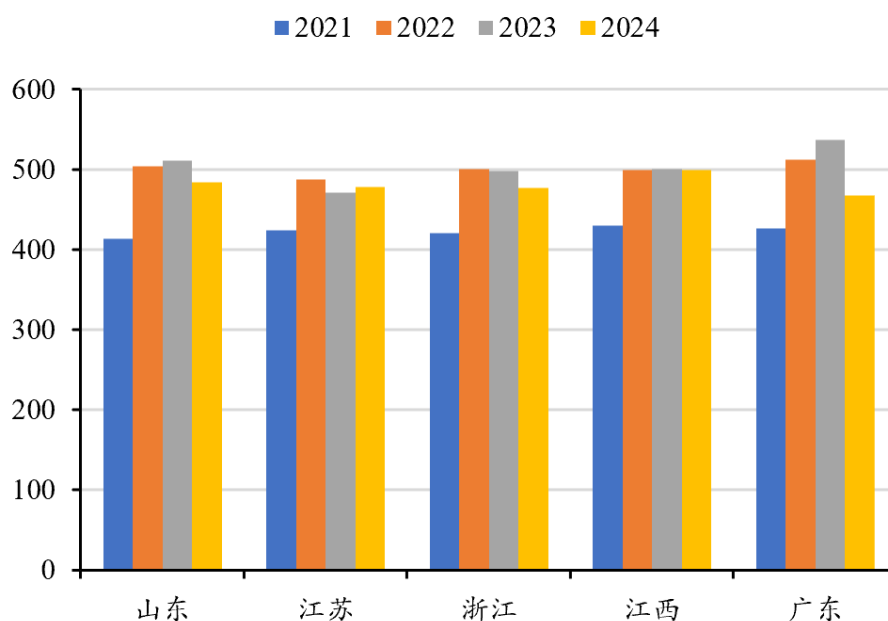
	交易均价 (元/兆瓦时)			交易电量 (亿千瓦时)		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025
江苏省	467	453	412	3390	3606	3282
广东省	554	466	392	2472	2582	3411

资料来源：北极星电力网、湘财证券研究所

区域布局利好公司综合电价平稳波动。根据公司 2024 年年报，2024 年公司火电含税综合电价约 0.496 元/千瓦时，同比小幅下降 2.3%。从公司煤电上网电量的区域分布来看，公司机组主要分布在华东、华北、华中地区。2024 年公司煤电上网电量前五大地区分别为山东、江苏、浙江、江西、广东，分别占公司煤电总上网电量比重为 19.8%、8.7%、8.2%、7.2%、6.3%。考虑公司在

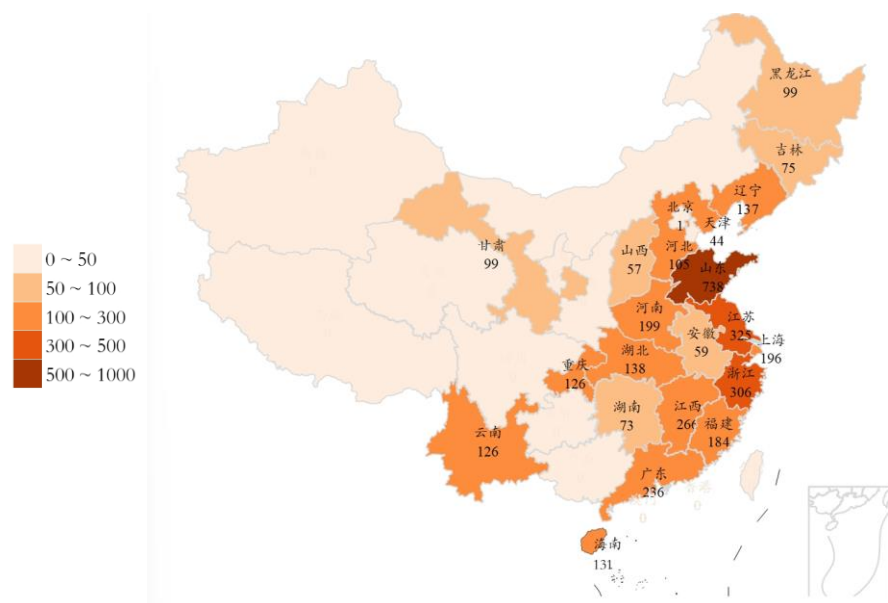
不同省份煤电上网电量占比情况，我们预计江苏、广东、浙江、安徽四省年度交易电价同比变动对公司煤电年度交易综合电价影响约-0.013 元/千瓦时。

图 3 公司部分省份煤电上网电价水平(含税，元/兆瓦时)



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

图 4 2024 年公司煤电上网电量区域分布（亿千瓦时）

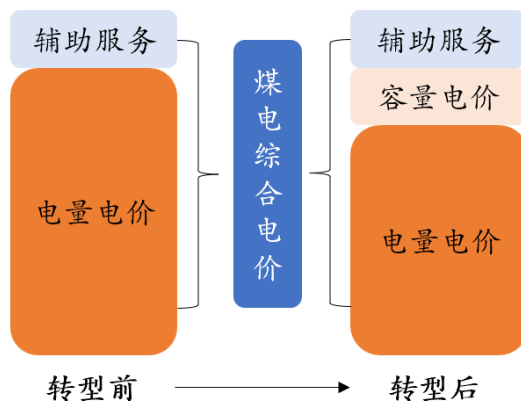


资料来源：公司 2024 年全年上网电量完成情况公告、湘财证券研究所

2.2 火电能源角色转型，容量电价疏导固定成本

煤电价格新机制形成，推动煤电资产价值重估。电力系统转型导致煤电等传统电源为新能源让位，传统电源盈利保障不足会导致煤电投资热情下降，但新能源发展依赖支撑性调节性电源建设。为推动支撑调节性电源建设，促进新能源并网消纳，政策端针对各类调节电源建立回报机制。2024 年国家能源局一季度新闻发布会上提出“目前初步形成了容量电价回收固定成本、电量电价回收变动成本、辅助服务回收调节成本的煤电价格新机制”。未来在新型电力系统中，煤电资产价值体现将不仅仅局限于为电力用户提供电量，还包括为整个电力系统平衡稳定运行提供的调节价值。

图 5 煤电综合电价构成变化



资料来源：国家发改委、湘财证券研究所

煤电容量电价施行稳定火电项目投资收益预期，提升火电企业盈利稳定性。2023 年 11 月，国家发改委、能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》（自 2024 年 1 月 1 日起正式实施），将现行煤电单一制电价调整为两部制电价。其中，电量电价由市场交易形成，反映电力供需、燃料成本等；容量电价根据转型进度等情况确定并逐步调整，体现煤电支撑调节价值，确保煤电行业健康运行。煤电容量电价相当于给予煤电机组补贴，不同于新能源补贴的是，煤电容量电费纳入系统运行费用，由工商业用户每月按当月用电量比例分摊，电网按月结算，不会形成大额长期应收账款。

表 4 煤电容量电价机制具体内容

政策内容	主要内容
实施范围	煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制，具体由国家能源局另行明确。
容量电价确定	煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为 h 每年每千瓦 330 元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025 年多数地方为 30% 左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50% 左右（各省级电网煤电容量电价水平具体见附件）。2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。
容量电费分摊	根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。对纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，送受双方应当签订年度及以上中长期合同，明确煤电容量电费分摊比例和履约责任等内容。对未纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，由送电省份承担其容量电费。
容量电费考核	正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的 10%，发生三次扣减 50%，发生四次及以上扣减 100%。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

资料来源：国家发改委、湘财证券研究所

表 5 省级电网煤电容量电价表(元/千瓦·年，含税)(2024~2025 年)

省级电网	容量电价	省级电网	容量电价	省级电网	容量电价	省级电网	容量电价
北京	100	吉林	100	湖北	100	深圳	100
天津	100	黑龙江	100	湖南	165	广东	100
冀北	100	上海	100	重庆	165	云南	165
河北	100	江苏	100	四川	165	海南	100
山西	100	浙江	100	陕西	100	贵州	100
山东	100	安徽	100	新疆	100	广西	165
蒙西	100	福建	100	青海	165		
蒙东	100	江西	100	宁夏	100		
辽宁	100	河南	165	甘肃	100		

资料来源：国家发改委、湘财证券研究所

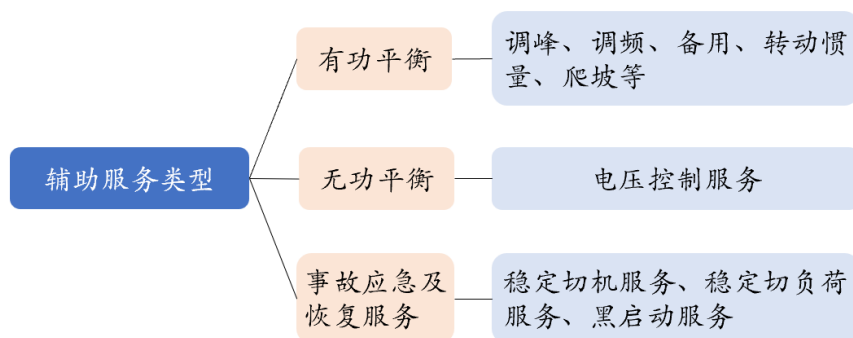
注：2026 年起，云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于 70%，其他地方提升至不低于 50%。

根据 2021 年 12 月国家能源局印发的《电力辅助服务管理办法》，电力辅助服务是指由发电侧并网主体、储能以及能响应电力调度指令的可调节负荷提供的服务。发电侧并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，通过固定补偿方式提供。

全国辅助服务费用主要来自调峰，其次为调频和备用，其中调峰和调频

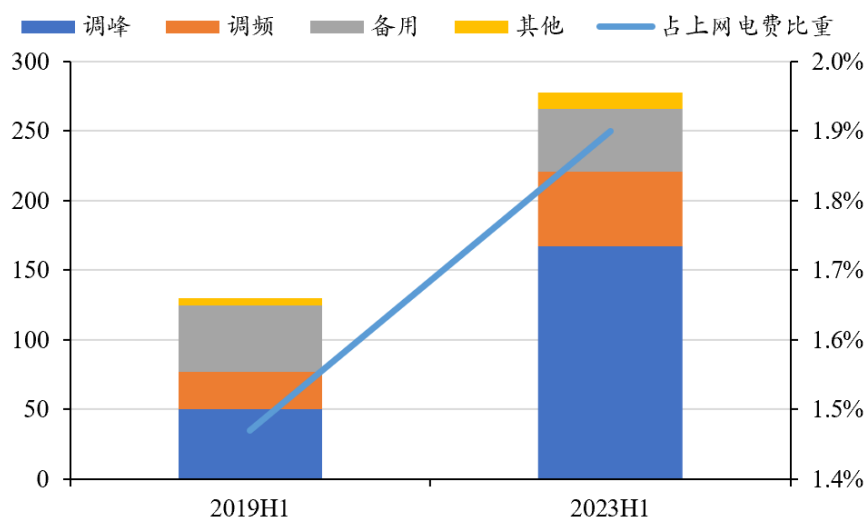
费用近几年快速增长。根据国家能源局，截至 2023 年 6 月底，全国发电装机容量 27.1 亿千瓦，参与辅助服务的装机约 20 亿千瓦。2023H1 全国电力辅助服务费用约 278 亿元，较 2019 年同期上升 114%，占上网电费比重 1.9%，较 2019 年同期上升 0.43pct。从结构上看，市场化补偿费用 204 亿元，占比 73.4%；固定补偿费用 74 亿元，占比 26.6%。从类型上看，调峰补偿 167 亿元，占比 60.0%；调频补偿 54 亿元，占比 19.4%；备用补偿 45 亿元，占比 16.2%。从主体看，火电企业获得补偿 254 亿元，占比 91.4%，是辅助服务主力。

图 6 辅助服务类型



资料来源：国家发改委、湘财证券研究所

图 7 全国辅助服务费用结构(亿元)及占上网电费比重

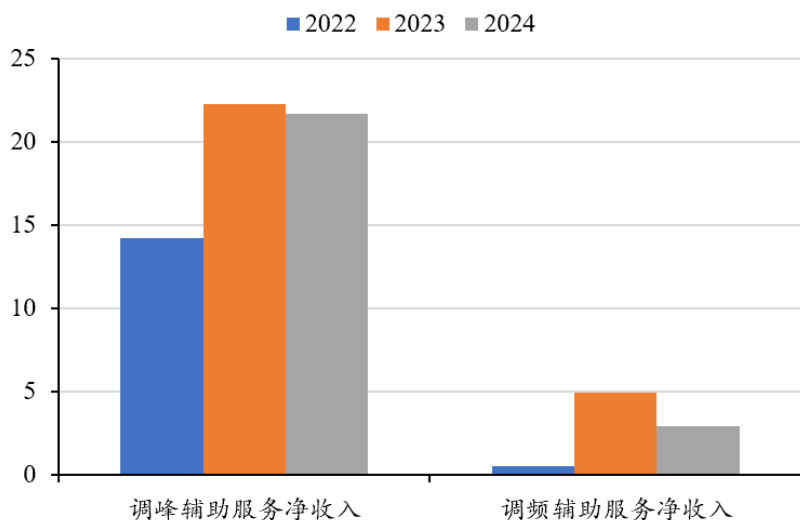


资料来源：国家能源局、湘财证券研究所

公司积极参与电力辅助服务市场，加快机组灵活性改造，提升辅助服务能力，对公司火电业务盈利起到一定支撑作用。根据公司 2024 年年报，2023 年公司调峰和调频辅助服务净收入分别为 22.23、4.95 亿元，较 2022 年大幅

提升，2024 年调峰和调频辅助服务净收入分别为 21.65、2.93 亿元，较 2023 年略有下降，预计主要受 2024 年电力负荷紧张程度较 2023 年有所下降影响，但从规模来看，当前辅助服务已对公司火电业务盈利起到一定支撑作用。

图 8 2022-2024 年公司辅助服务收入情况(亿元)

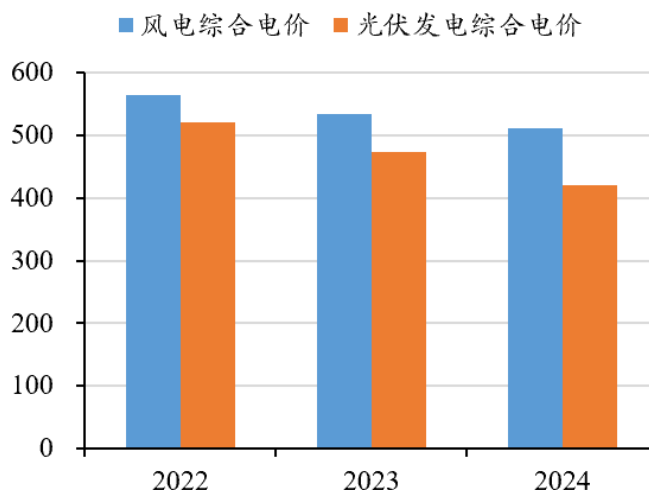


资料来源：公司财报、湘财证券研究所

2.3 新能源全面入市，机制电价稳定项目预期收益

伴随新能源全面平价上网叠加新能源市场化交易参与程度加深，公司风光发电电价水平持续下行。2021 年 6 月，国家发改委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，提出 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆风项目，中央财政不再补贴，实行平价上网；2021 年新建陆风、光伏发电项目上网电价按各地燃煤发电基准价执行，可自愿通过参与市场化交易形成上网电价；新核准（备案）海风项目、光热发电项目上网电价由省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，鼓励各地出台针对性扶持政策。根据公司年报披露，2023 年公司风光发电含税综合电价同比分别下降 31 和 48 元/兆瓦时，2024 年进一步下降 23 和 53 元/兆瓦时。

图 9 2022 至 2024 年公司新能源综合电价水平(含税, 元/兆瓦时)



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

随着新能源大规模发展, 新能源上网电价实行固定价格, 未承担电力系统调节责任, 不能充分反映市场供求。2025 年 3 月, 国家发改委、能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(即“136 号文”), 深化新能源上网电价市场化改革:

(1) 推动新能源全面入市, 公平参与市场交易, 充分反映市场供求。完善现货市场交易规则, 推动新能源公平参与实时市场, 加快实现自愿参与日前市场, 适当放宽现货市场上下限价; 完善中长期市场交易规则, 缩短交易周期, 提高交易频次, 实现周、多日、逐日开市, 完善绿电交易政策。

(2) 以 2025 年 6 月 1 日为节点区分存量、增量投产项目, 保持存量政策衔接。存量通过开展差价结算实现电价、电量等与现行政策妥善衔接, 增量项目纳入机制的电量规模根据国家明确的各地新能源发展目标完成情况等动态调整, 机制电价由各地通过市场化竞价方式确定。

(3) 建立差价结算机制, 避免电价大幅波动, 稳定增量收益预期。考虑到新能源发电的随机、波动、间歇性, 为稳定企业盈利预期, 设置机制电价。纳入机制的电量, 市场交易均价低/高于机制电价部分, 电网开展差价结算, 结算费用纳入系统运行费用; 机制电价、电量及执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。

随着政策推动新能源全面入市, 未来新能源综合电价或将进一步下降, 但从政策细节看, 存量增量分类施策以及考虑到新能源发电特性设置的机制电价, 存量和增量新能源项目均有望实现稳健收益, 利好绿电企业长期发展。

表 6 新能源差价结算机制

项目类型	机制电价	电量规模	执行期限
2025 年 6 月 1 日前投产的存量项目	按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价	由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策，在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年	按现行相关政策保障期限确定；光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行
2025 年 6 月 1 日及以后投产的增量项目	各地每年组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织，竞价上下限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力、避免无序竞争等确定	每年新增纳入机制的电量规模由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况及用户承受能力等因素确定	按同类项目回收初始投资的平均期限确定

资料来源：国家发改委、湘财证券研究所

我们以光伏电站为例测算电价变动对新能源项目收益率的影响。假设项目年均利用小时 1200 小时，综合上网电价（不含税）0.35 元/千瓦时，项目单位投资成本 3400 元/千瓦，根据我们的测算，当项目综合电价降低 0.01 元/千瓦时，光伏电站项目内部收益率将下降 0.3pct。

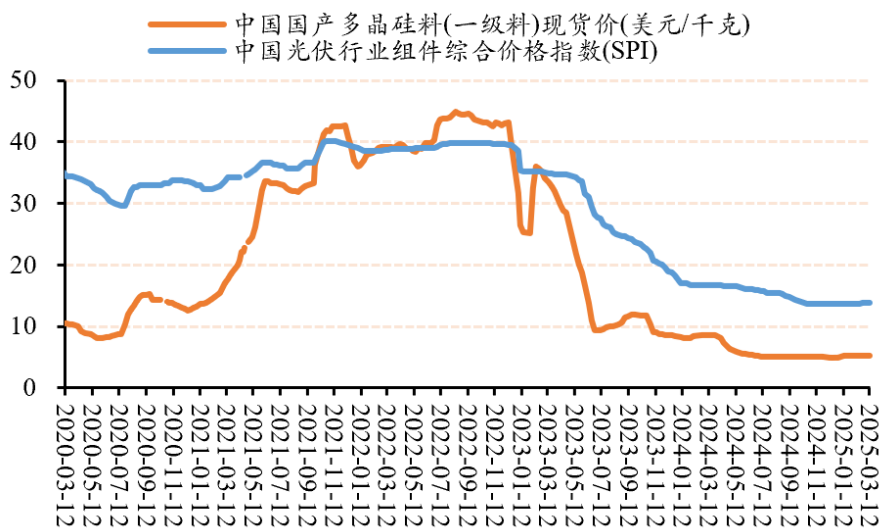
表 7 电价变动对光伏电站项目内部收益率影响测算

综合电价变动	-0.05	-0.04	-0.03	-0.02	-0.01	0	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05
综合电价 (不含税, 元/千瓦时)	0.3	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.4
项目 IRR	10.47%	10.77%	11.07%	11.38%	11.68%	11.98%	12.28%	12.58%	12.88%	13.18%	13.48%
项目 IRR 变动(pct)	-1.52	-1.21	-0.91	-0.61	-0.30	0.00	0.30	0.60	0.90	1.20	1.50

资料来源：中国光伏产业协会、国家发改委、中电联、湘财证券研究所

近两年新能源项目造价下行，有望支撑项目收益率。自 2023 年以来，光伏产业链上游硅料和组件价格持续下行。根据 Wind、Solarzoom 统计，2024 年国产多晶硅料(一级料)现货价较 2023 年底下降 42.4%，光伏行业组件综合价格指数(SPI)较 2023 年底下降 25.3%。此外，近年来风电机组由于市场竞争激烈、技术进步、产业化能力提升等因素，价格持续下滑。根据水电水利规划设计总院，2023 年陆上风电单位投资规模为 4500 元/千瓦，较 2022 年下降 22.41%，海上风电单位投资规模为 10540 元/千瓦，较 2022 年下降 8.35%。

图 10 光伏产业链上游价格指数



资料来源：Wind、Solarzoom、湘财证券研究所

我们以光伏电站为例测算投资成本对新能源项目收益率的影响。假设项目年均利用小时 1200 小时，综合上网电价（不含税）0.35 元/千瓦时，项目单位投资成本 3400 元/千瓦，根据我们的测算，当项目每千瓦投资成本下降 100 元，光伏电站项目内部收益率提升 0.32pct；当项目年均利用小时提升 100 小时，光伏电站项目内部收益率提升 0.88pct。

表 8 投资成本变动对光伏电站项目内部收益率影响测算

单位投资成本变动	-500	-400	-300	-200	-100	0	100	200	300	400	500
单位投资成本 (元/千瓦)	2900	3000	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800	3900
项目 IRR	13.79%	13.39%	13.00%	12.64%	12.30%	11.98%	11.68%	11.39%	11.12%	10.86%	10.62%
项目 IRR 变动(pct)	1.81	1.40	1.02	0.66	0.32	0.00	-0.30	-0.59	-0.86	-1.12	-1.37

资料来源：中国光伏产业协会、国家发改委、中电联、湘财证券研究所

表 9 利用小时变动对光伏电站项目内部收益率影响测算

年均利用小时变动	-500	-400	-300	-200	-100	0	100	200	300	400	500
利用小时(小时)	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700
项目 IRR	7.53%	8.42%	9.32%	10.21%	11.10%	11.98%	12.86%	13.73%	14.59%	15.43%	16.27%
项目 IRR 变动(pct)	-4.46	-3.56	-2.66	-1.77	-0.88	0.00	0.88	1.74	2.60	3.45	4.29

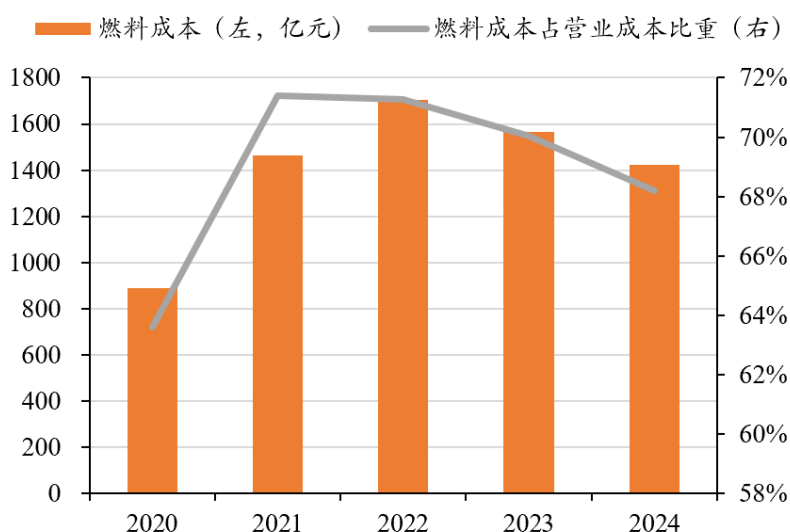
资料来源：中国光伏产业协会、国家发改委、中电联、湘财证券研究所

3 煤价中枢持续下行, 看好成本压力缓解释放利润空间

3.1 煤炭库存高位, 煤价有望继续调整

燃料成本是火电企业经营成本中最主要的支出部分。根据公司 2024 年年报, 2024 年公司燃料成本占营业成本比重为 68.2%。2021 年由于煤价、气价上行, 燃料成本占企业营业成本比重大幅上行, 近两年随着能源价格下行, 燃料成本占比有所下降。2024 年公司境内火电度电燃料成本为 0.300 元/千瓦时, 同比下降 8%。

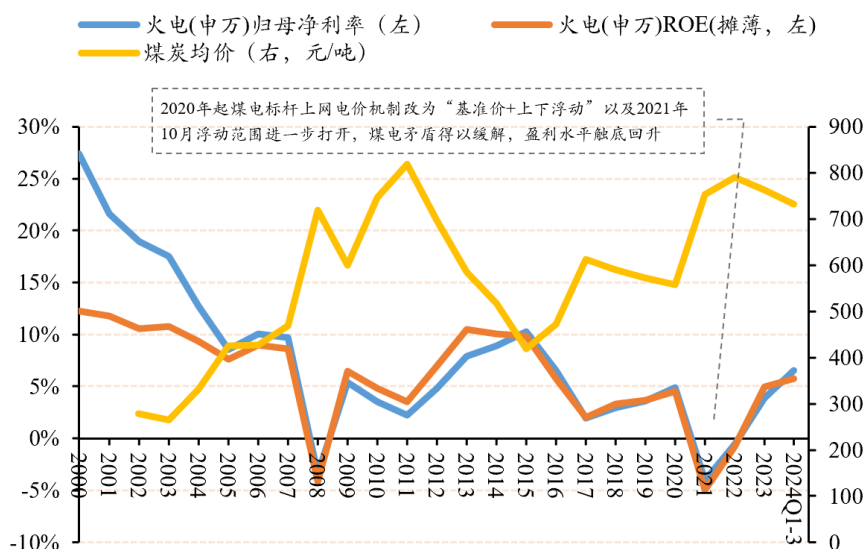
图 11 公司燃料成本占营业成本比重



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

根据我们对火电行业盈利水平、行情走势与煤价走势的复盘, 二者与煤价长期以来呈现显著的反向波动趋势。2003-2011 年我国经济高速增长且经济发展以重工业为主, 2002 年煤炭开启市场化后, 尽管产能在需求刺激下持续扩张, 但整体仍供不应求, 煤价中枢持续上行。“十五”期间煤电联动机制建立, “十三五”期间国家鼓励签订电煤中长期合同, 为发电企业燃料成本疏导构建了通道, 但由于联动存在滞后性, 合同履行存在问题, 电力行业盈利能力长期被压缩, 归母净利率、净资产收益率长期向下。“十三五”期间, 党中央、国务院实施经济逆周期调节, 推出一系列减税降费政策, 国家发改委多次下调一般工商业电价以降低企业用能成本, 叠加期间煤价大幅上涨, 发电企业盈利能力持续走低。2020-2021 年煤电上网电价机制改革, 煤电矛盾得以缓解, 电力行业盈利水平触底回升。

图 12 火电行业盈利水平与煤价（元/吨）走势对比



资料来源：政府官网、Wind、湘财证券研究所

注：煤炭均价采用秦皇岛港动力煤(Q5500)综合交易价年度均值计算

图 13 动力煤价与火电指数走势



资料来源：政府官网、Wind、湘财证券研究所

2022 年以来，随着能源保供政策实施、煤炭供需格局改善等因素，动力煤价格中枢整体持续下行，火电企业燃料成本压力缓解。根据百川盈孚，2023 年秦皇岛 5500K 动力煤市场价从年初 1203 元/吨下降至年底 926 元/吨，2024 年年底进一步降至 780 元/吨。2025 年初以来，煤价进一步下行。截至 2025 年 3 月末，年初至今秦皇岛 5500K 动力煤市场均价为 737 元/吨，较 2024 年全年均价 866 元/吨下降 14.9%。从进口端看，根据海关总署，2025 年 1-2 月我国

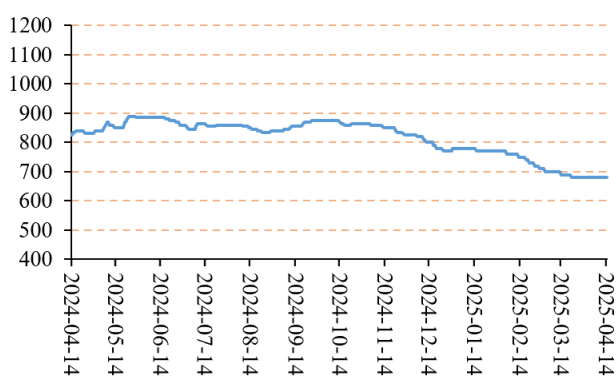
煤及褐煤进口均价为 85 美元/吨，较 2024 年进口均价下降 11.2%。

当前煤炭库存高位，动力煤价有望进一步下行。从煤炭库存情况来看，根据 Wind、中国煤炭市场网、2025 年 3 月秦皇岛港煤炭库存、京唐港动力煤库存平均水平处于历史同期高位。展望二季度，随着气温逐渐回升，供暖需求下降，动力煤逐渐进入淡季，煤价有望震荡下行。

从全年来看，随着煤炭增产稳产叠加进口补充，煤炭供应端有望实现平稳增长，随着新能源装机持续增长，绿电对煤电等传统电源替代将进一步增强。

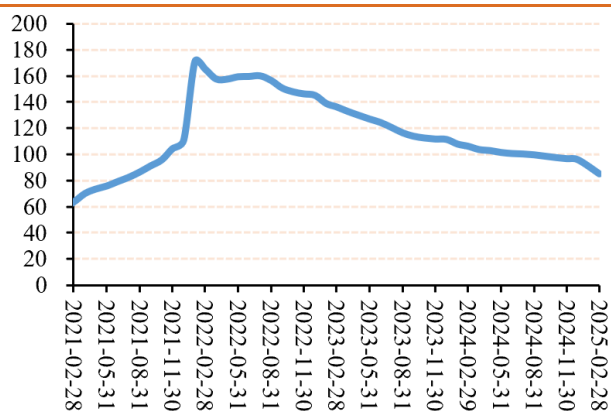
我们预计今年煤炭供需整体偏宽松态势有望延续，预计 2025 全年煤价中枢整体有望进一步下移，推动火电企业燃料成本下行，盈利得到持续修复。

图 14 秦皇岛 5500K 动力煤市场价（元/吨）



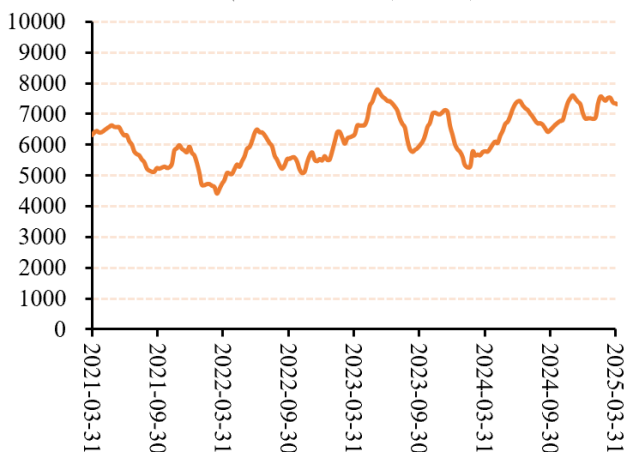
资料来源：百川盈孚、湘财证券研究所

图 15 全国煤及褐煤月度进口均价（美元/吨）



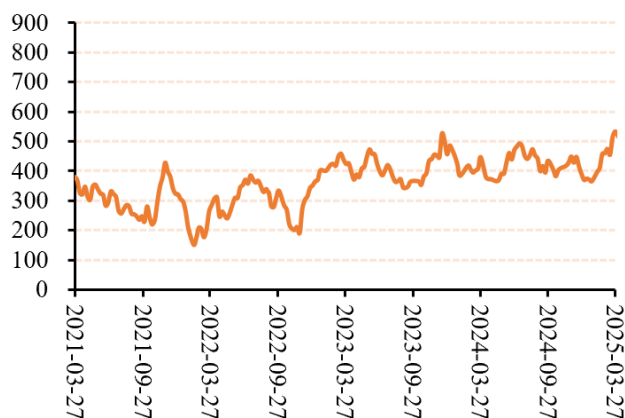
资料来源：海关总署、Wind、湘财证券研究所

图 16 中国主流港口煤炭库存量（万吨）



资料来源：Wind、中国煤炭市场网、湘财证券研究所

图 17 京唐港动力煤库存走势（万吨）

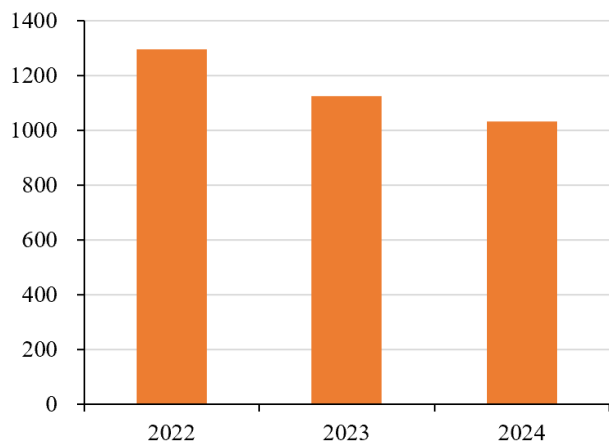


资料来源：Wind、中国煤炭市场网、湘财证券研究所

3.2 市场煤占比偏高，煤价下跌释放利润空间弹性较大

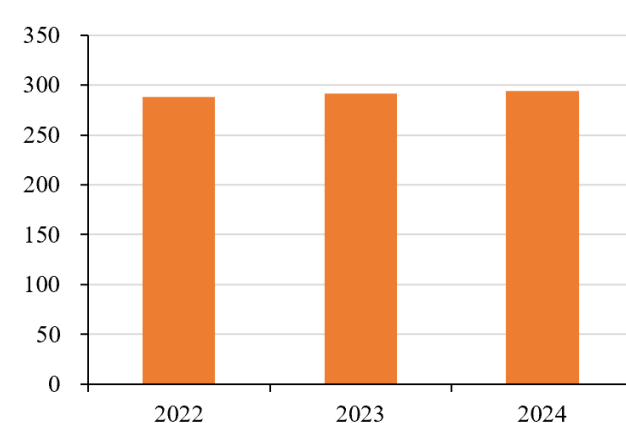
根据公司年报披露，近几年公司标煤采购单价呈明显下降趋势；从供电煤耗来看，2022-2024 年公司平均供电标准煤耗分别为 287.7、291.9、293.9 克/千瓦时，公司煤耗水平整体平稳，略有上升。

图 18 公司标煤采购单价（元/吨）



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

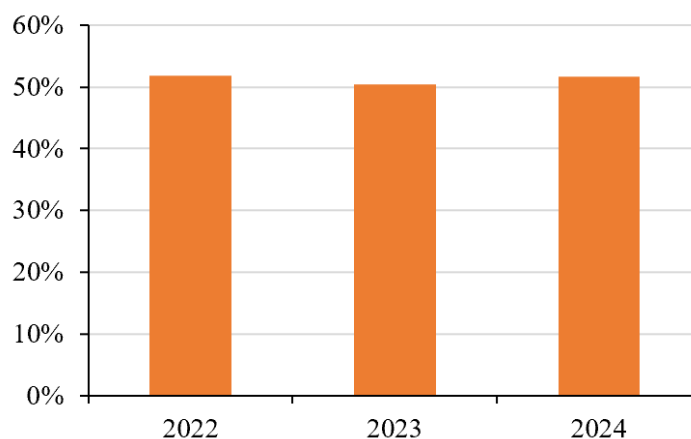
图 19 公司平均供电标准煤耗（克/千瓦时）



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

从煤炭采购结构来看，根据公司官网披露，公司长协煤占比在 50%左右波动。2025 年电煤中长期合同签订履约工作中，对煤企签定量和供需双方履约比例要求均有所放缓，煤企签订量最低要求从 2024 年“自有资源量的 80%”降至“自有资源量的 75%”，履约要求从 2024 年“全年足额完成履约任务”变更为“全年原则上足额履约，最低不得低于 90%”。目前动力煤市场价及进口到岸价持续走弱，长协煤履约要求放宽有利于火电企业灵活调整煤炭采购结构，企业成本改善弹性有望放大。

图 20 公司长协煤采购占比



资料来源：公司官网、湘财证券研究所

表 10 2024 与 2025 年电煤中长期合同签订履约规定对比

年份	煤企签约量	电企签约量	履约率
2024	不低于自有资源量 80%，其中 2021 年 9 月份以来核增产能的保供煤矿核增部分按承诺要求全部签订电煤中长期合同	签约需求量以本企业 2023 年国内耗煤量为基数，根据上网电量按比例核算。新投产机组的签约需求量基数，按照并网后的计划发电量测算确定。发电企业合同签订量最低应不低于需求量的 80%，鼓励按照 100% 签约	月度、季度履约率分别不低于 80% 和 90%，全年足额完成履约任务，迎峰度夏度冬期间要进一步提高履约比例
2025	不低于自有资源量 75%，重点煤企较上年保持稳定，2021 年 9 月以来核增保供煤矿产能全部签订	以 2023 年 11 月-2024 年 10 月国内耗煤量（总耗煤量-进口煤用量）为基数，根据上网电量按比例核算，新投产机组按计划发电量测算。各省区市和中央发电企业合同签订量不应低于签约需求的 80%	月度、季度履约率分别不低于 80% 和 90%。全年原则上足额履约，最低不得低于 90%。配置铁路运力的全部重点监管

资料来源：政府官网、湘财证券研究所

我们测算了不同长协煤比例下煤价下跌对火电企业度电燃煤成本的影响。假设企业供电煤耗为 300 克/千瓦时，初始长协煤价参考 2024 年国煤下水动力煤价格指数 NCEI (5500K) 中长期价格平均水平，初始市场煤价 (5500K) 假设为 802 元/吨。

根据我们测算，长协煤比例较低的企业度电燃煤成本对煤价下跌展现了更好的弹性。不考虑长协煤价格波动情况下，对于长协煤比例分别为 50% 和 90% 的企业，市场煤价格下跌 10% 时，企业度电燃煤成本将分别下降 0.015 和 0.003 元/千瓦时；考虑长协煤价格波动（假设均为下水煤，浮动价部分降幅跟随市场煤）情况下，市场煤价格下跌 10%（市场煤下降 81 元/吨、长协煤下降 36 元/吨）时，企业度电燃煤成本将分别下降 0.022 和 0.016 元/千瓦时。当前煤价下跌已基本对冲电价下跌对火电度电盈利的影响。

表 11 不同长协比例下煤价波动对火电企业度电燃煤成本水平的影响(假设长协煤价不变, 元/千瓦时)

市场煤价格 (元/吨)		长协煤比例										
		40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
降幅	变动											
0%	0	0.298	0.297	0.296	0.294	0.293	0.292	0.290	0.289	0.288	0.286	0.285
-2%	-16	0.295	0.294	0.293	0.292	0.291	0.290	0.289	0.288	0.287	0.286	0.285
-4%	-32	0.291	0.290	0.290	0.289	0.288	0.287	0.287	0.286	0.285	0.285	0.284
-6%	-49	0.287	0.287	0.286	0.286	0.286	0.285	0.285	0.284	0.284	0.284	0.283
-8%	-65	0.284	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283
-10%	-81	0.280	0.280	0.280	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.282	0.282	0.282
-12%	-97	0.276	0.277	0.277	0.278	0.278	0.279	0.279	0.280	0.280	0.281	0.281
-14%	-113	0.272	0.273	0.274	0.275	0.276	0.277	0.277	0.278	0.279	0.280	0.281
-16%	-129	0.269	0.270	0.271	0.272	0.273	0.274	0.276	0.277	0.278	0.279	0.280
-18%	-146	0.265	0.266	0.268	0.269	0.271	0.272	0.274	0.275	0.277	0.278	0.280
-20%	-162	0.261	0.263	0.265	0.267	0.268	0.270	0.272	0.274	0.275	0.277	0.279

资料来源: 国家发改委、Wind、湘财证券研究所

表 12 不同长协比例下煤价波动对火电企业度电燃煤成本变动的影响(假设长协煤价不变, 元/千瓦时)

市场煤价格 (元/吨)		长协煤比例										
		40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
降幅	变动											
0%	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
-2%	-16	-0.004	-0.003	-0.003	-0.003	-0.002	-0.002	-0.002	-0.002	-0.001	-0.001	-0.001
-4%	-32	-0.007	-0.007	-0.006	-0.006	-0.005	-0.004	-0.004	-0.003	-0.002	-0.002	-0.001
-6%	-49	-0.011	-0.010	-0.009	-0.008	-0.007	-0.006	-0.006	-0.005	-0.004	-0.003	-0.002
-8%	-65	-0.015	-0.014	-0.012	-0.011	-0.010	-0.009	-0.007	-0.006	-0.005	-0.004	-0.002
-10%	-81	-0.019	-0.017	-0.015	-0.014	-0.012	-0.011	-0.009	-0.008	-0.006	-0.005	-0.003
-12%	-97	-0.022	-0.020	-0.019	-0.017	-0.015	-0.013	-0.011	-0.009	-0.007	-0.006	-0.004
-14%	-113	-0.026	-0.024	-0.022	-0.019	-0.017	-0.015	-0.013	-0.011	-0.009	-0.006	-0.004
-16%	-129	-0.030	-0.027	-0.025	-0.022	-0.020	-0.017	-0.015	-0.012	-0.010	-0.007	-0.005
-18%	-146	-0.033	-0.031	-0.028	-0.025	-0.022	-0.019	-0.017	-0.014	-0.011	-0.008	-0.006
-20%	-162	-0.037	-0.034	-0.031	-0.028	-0.025	-0.022	-0.019	-0.015	-0.012	-0.009	-0.006

资料来源: 国家发改委、Wind、湘财证券研究所

表 13 不同长协比例下煤价波动对火电企业度电燃煤成本水平的影响(假设长协煤价变动, 元/千瓦时)

长协煤价格 (元/吨)		市场煤价格 (元/吨)		长协煤比例										
降幅	变动	降幅	变动	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
0.0%	0	0%	0	0.298	0.297	0.296	0.294	0.293	0.292	0.290	0.289	0.288	0.286	0.285
-1.0%	-7	-2%	-16	0.294	0.292	0.291	0.290	0.289	0.288	0.287	0.286	0.284	0.283	0.282
-2.0%	-15	-4%	-32	0.289	0.288	0.287	0.286	0.285	0.284	0.283	0.282	0.281	0.280	0.279
-2.9%	-22	-6%	-49	0.284	0.283	0.282	0.281	0.281	0.280	0.279	0.278	0.277	0.277	0.276
-3.9%	-29	-8%	-65	0.279	0.278	0.278	0.277	0.277	0.276	0.275	0.275	0.274	0.273	0.273
-4.9%	-36	-10%	-81	0.274	0.274	0.273	0.273	0.272	0.272	0.271	0.271	0.271	0.270	0.270
-5.9%	-44	-12%	-97	0.269	0.269	0.269	0.269	0.268	0.268	0.268	0.267	0.267	0.267	0.267
-6.9%	-51	-14%	-113	0.265	0.265	0.264	0.264	0.264	0.264	0.264	0.264	0.264	0.264	0.263
-7.8%	-58	-16%	-129	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260
-8.8%	-65	-18%	-146	0.255	0.255	0.255	0.256	0.256	0.256	0.256	0.257	0.257	0.257	0.257
-9.8%	-73	-20%	-162	0.250	0.251	0.251	0.251	0.252	0.252	0.253	0.253	0.253	0.254	0.254

资料来源: 国家发改委、Wind、湘财证券研究所

表 14 不同长协比例下煤价波动对火电企业度电燃煤成本变动的影响(假设长协煤价变动, 元/千瓦时)

长协煤价格 (元/吨)		市场煤价格 (元/吨)		长协煤比例										
降幅	变动	降幅	变动	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
0.0%	0	0%	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
-1.0%	-7	-2%	-16	-0.005	-0.005	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.003	-0.003	-0.003
-2.0%	-15	-4%	-32	-0.010	-0.009	-0.009	-0.009	-0.008	-0.008	-0.008	-0.007	-0.007	-0.007	-0.006
-2.9%	-22	-6%	-49	-0.014	-0.014	-0.013	-0.013	-0.012	-0.012	-0.011	-0.011	-0.010	-0.010	-0.009
-3.9%	-29	-8%	-65	-0.019	-0.019	-0.018	-0.017	-0.017	-0.016	-0.015	-0.014	-0.014	-0.013	-0.012
-4.9%	-36	-10%	-81	-0.024	-0.023	-0.022	-0.022	-0.021	-0.020	-0.019	-0.018	-0.017	-0.016	-0.016
-5.9%	-44	-12%	-97	-0.029	-0.028	-0.027	-0.026	-0.025	-0.024	-0.023	-0.022	-0.021	-0.020	-0.019
-6.9%	-51	-14%	-113	-0.034	-0.033	-0.031	-0.030	-0.029	-0.028	-0.027	-0.025	-0.024	-0.023	-0.022
-7.8%	-58	-16%	-129	-0.039	-0.037	-0.036	-0.034	-0.033	-0.032	-0.030	-0.029	-0.028	-0.026	-0.025
-8.8%	-65	-18%	-146	-0.043	-0.042	-0.040	-0.039	-0.037	-0.036	-0.034	-0.033	-0.031	-0.030	-0.028
-9.8%	-73	-20%	-162	-0.048	-0.046	-0.045	-0.043	-0.041	-0.040	-0.038	-0.036	-0.035	-0.033	-0.031

资料来源: 国家发改委、Wind、湘财证券研究所

4 机组结构持续转型，新能源发展支撑电量增长

4.1 新型电力系统建设推进，全国电力生产向低碳转型

清洁低碳是构建新型电力系统的核心目标。2023 年国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书》，核、水、风、光、储等非化石能源发电将转变为装机和电量主体。其中，水电受站址资源约束增速放缓，核电建设向新一代先进核电技术过渡，新能源是绿电供应的主力军。根据新型电力系统建设的发展路径，2030、2045 和 2060 年是战略目标的重要时间节点：

(1) 2030 年前——新型电力系统加速转型期：煤电从主体电源向基础保障性和系统调节性并重转型，仍为电力安全保障的“压舱石”，装机和发电量将适度增长。新能源为发电量增量主体。到 2030 年，新能源装机占比超 40%，发电量占比超 20%，风光水核等非化石能源消费比例达 25%。

(2) 2030 至 2045 年——新型电力系统总体形成期：煤电清洁低碳转型加速。依托燃煤耦合生物质发电、CCUS 和提质降碳燃烧等清洁低碳技术的创新突破。新能源成为装机主体电源。大型新能源基地开发完成，新能源发展重点转向安全可靠替代能力和就地就近消纳利用。

(3) 2045 至 2060 年——新型电力系统巩固完善期：煤电转型为系统调节性电源。提供应急保障和备用容量，支撑电网安全稳定运行。新能源成为发电主体电源。多类型储能协同运行覆盖全周期。储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，能源系统运行灵活性大幅提升。

图 21 新型电力系统建设的发展路径

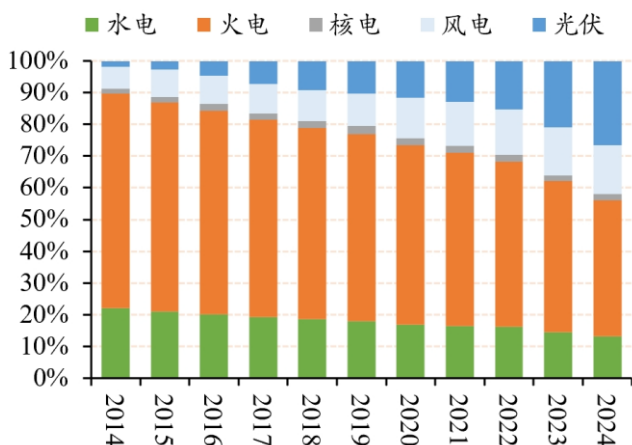


资料来源：国家能源局、湘财证券研究所

近几年，全国电力供应结构加速向清洁低碳转型，风电和太阳能发电为代表的可再生能源快速发展。根据国家能源局统计，截至 2024 年末，我国发电装机总容量为 3348.6GW，其中风光发电装机容量分别为 520.7GW 和 886.7GW，占全国总装机比重为 42%，装机目标提前达成；2024 年全国规模以上电厂发电总量为 94181 亿千瓦时，其中风光发电量分别为 9361 和 4191 亿千瓦时，合计占发电总量的比重为 14.4%，距离发电量目标仍有一定距离。

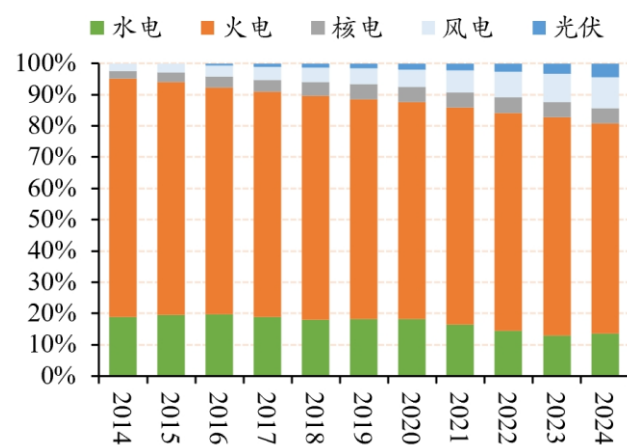
根据新型电力系统发展规划，未来全国电力生产结构将进一步向低碳转型，但新能源发电受气候、天气、昼夜、季节等因素的影响，出力存在随机性、波动性、间歇性，近两年新能源装机规模高速增长，电力系统动态平衡及新能源消纳压力均有所加大。我们预计新能源装机增长将逐步回归平稳。

图 22 全国发电装机结构变化



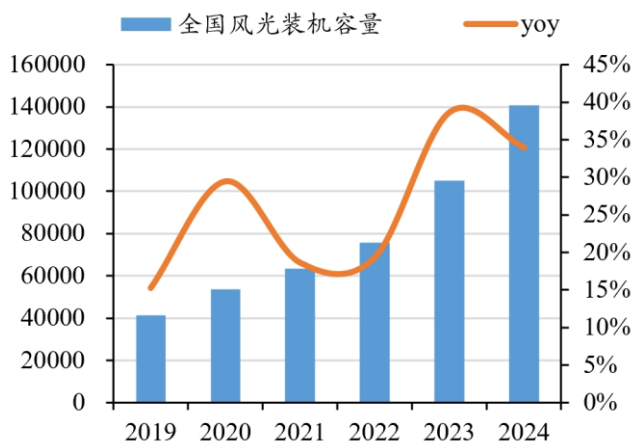
资料来源：国家能源局、Wind、湘财证券研究所

图 23 全国发电量结构变化



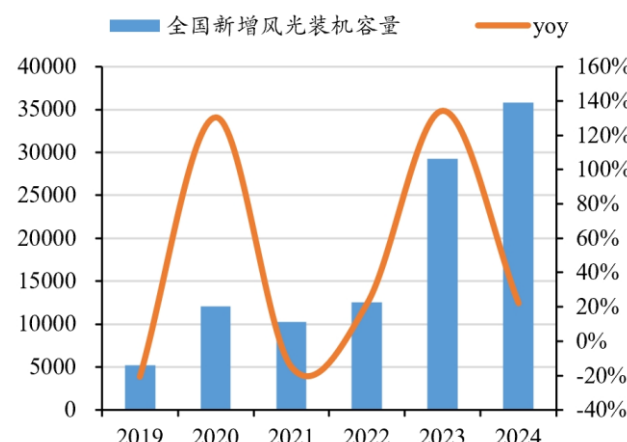
资料来源：国家统计局、Wind、湘财证券研究所

图 24 全国风光装机规模及增速（万千瓦）



资料来源：国家能源局、Wind、湘财证券研究所

图 25 全国新增风光装机规模（万千瓦）



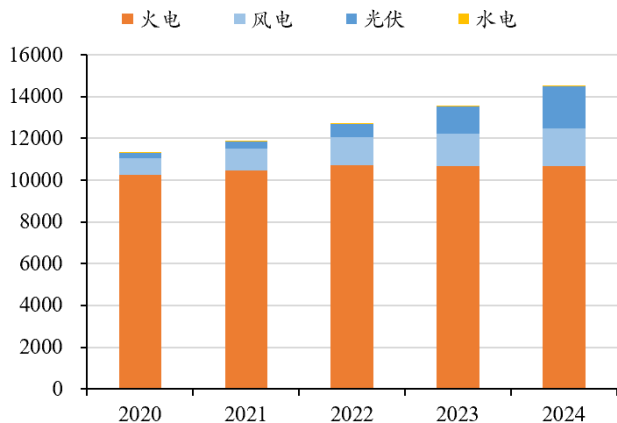
资料来源：国家能源局、Wind、湘财证券研究所

4.2 新能源高比例资本开支，支撑公司电量增长

新能源装机高增，推动公司电量规模整体保持增长。根据公司 2024 年年报,2024 年公司境内电厂上网电量合计为 4529.39 亿千瓦时,同比增长 1.13%。分类型看,煤电 3692.78 亿千瓦时,同比减少 1.74%;气电 269.59 亿千瓦时,同比减少 2.70%;风电 369.52 亿千瓦时,同比增长 16.07%;光伏发电 181.27 亿千瓦时,同比增长 66.13%;水电 9.34 亿千瓦时,同比增长 24.79%;生物质发电 6.88 亿千瓦时,同比减少 19.15%。2024 年公司风光发电装机容量同比分别增长 17.1%和 51.1%,推动公司新能源电量保持快速增长。在全国新能源电量增长及水电来水好转出力提升背景下,公司火电机组电量同比均有所下降。

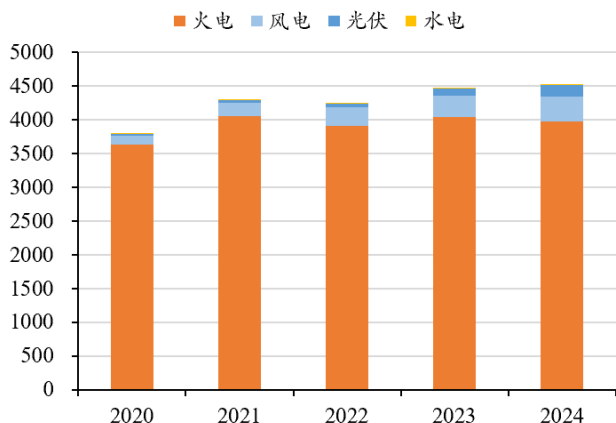
根据公司 2024 年年报,截至 2024 年底,公司可控发电装机容量为 14512.5 万千瓦,其中新能源 3794.5 万千瓦,加上水电、气电、生物质发电,低碳清洁能源装机容量占比提升至 35.8%。根据中国华能集团官网披露,截至 2025 年 2 月末,中国华能集团低碳清洁能源装机占集团总装机比重超过 52.5%,集团提前实现 2025 年装机目标。考虑到当前全国新能源发电量占比较 2030 年目标仍有一段距离以及我国新型电力系统的长远规划,中期来看,公司新能源业务将持续保持较快速度发展,支撑公司电量规模增长。

图 26 公司发电装机情况 (万千瓦)



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

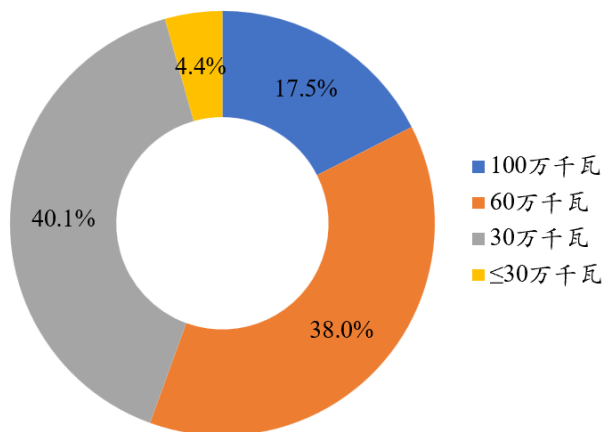
图 27 公司上网电量情况 (亿千瓦时)



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

公司现有煤电机组中 55%以上为 60 万千瓦以上的大型机组，具备较好的能效水平和竞争优势。根据公司 2024 年年报,2024 年公司煤电机组包括 16 台百万千瓦超超临界机组,占比 17.51%,60 万千瓦等级和 30 万千瓦等级的分别占比 38.03%和 40.1%,30 万千瓦以下等级的占比较低。

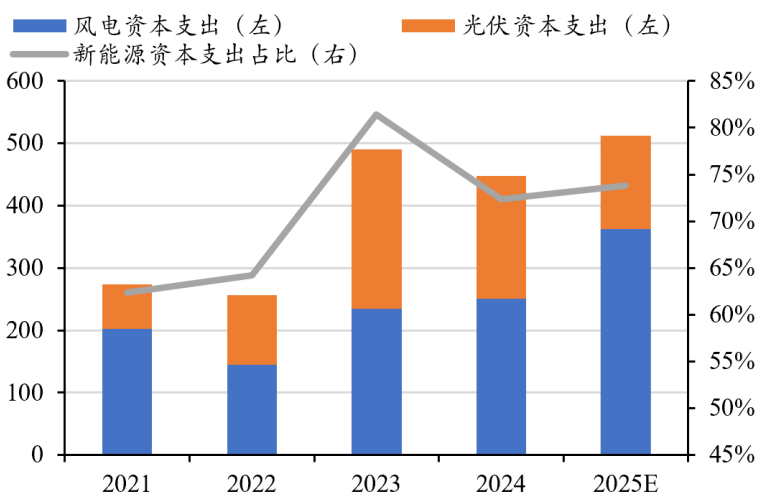
图 28 公司煤电机组功率等级分布（2024 年）



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

2024 年公司资本开支阶段性放缓，新能源占比有所下降，但占总开支比重仍超 70%。近几年为贯彻国家和集团发展目标 and 战略，公司大力推动新能源发展。根据公司年报披露，2021 至 2023 年新能源相关资本支出占总资本支出比重从 62.4%提升至 81.4%。2024 年公司计划资本支出 802 亿元，新能源占比为 81%，实际资本支出为 619 亿元，新能源占比为 72%，其中主要由于光伏相关资本支出不及预期（354 亿元降至 197 亿元）。我们预计新能源入市节奏加快、装机高增带来消纳问题等因素促进公司对新能源建设投入阶段性放缓。2025 年公司计划资本支出规模为 693 亿元，较 2024 年实际支出增长 12%，其中新能源相关资本支出占比为 73.8%，随着公司对新能源业务持续投入，预计公司新能源装机规模将实现进一步增长。

图 29 2021 至 2025E 公司新能源相关资本支出(亿元)



资料来源：公司财报、湘财证券研究所

5 盈利预测与投资建议

5.1 盈利预测

核心假设：

(1) 收入关键假设

新增装机容量假设：考虑到新能源行业发展状态、公司未来资本开支计划及目前在建工程项目进度，假设 2025 至 2027 年公司新增燃煤发电和燃气发电装机容量为 0/0/132 万千瓦和 381/0/0 万千瓦；新增风电和光伏发电装机容量为 591/473/378 万千瓦和 541/433/346 万千瓦；水电、生物质发电装机保持稳定。

煤电发电量假设：考虑到未来电力供需形势变化，我们预计 2025 至 2027 年公司存量燃煤机组发电量同比增速为-1.5%/-1.3%/-0.1%。

主要机组综合电价假设：考虑到 2025 年电力长协电价部分省份出现不同程度下跌以及未来电力、煤炭供需形势变化，我们预计 2025 至 2027 年公司火电机组综合电价（含税）为 0.477/0.468/0.468，同比-3.9%/-1.9%/0.0%；风电机组综合电价（含税）为 0.479/0.462/0.453 元/千瓦时，同比-6.3%/-3.4%/-2.1%；光伏发电机组综合电价（含税）为 0.412/0.407/0.404 元/千瓦时，同比-2.1%/-1.1%/-0.7%。

(2) 成本关键假设

长协煤采购比例假设：公司近三年长协煤采购占比在 50%上下波动，预计 2025 至 2027 年公司长协煤采购比例维持在 50%左右。

入炉除税标煤单价假设：考虑到 2025 年初至今动力煤价走势以及未来电力、煤炭供需形势变化，我们预计 2025 至 2027 年公司入炉除税标煤单价分别为 914.9/882.6/882.6 元/吨，同比-7.2%/-3.5%/0.0%，对应火电度电燃料成本 0.281/0.274/0.275 元/千瓦时，同比-6.5%/-2.4%/0.5%。

发电机组新增运维及折旧成本假设：根据我们对 2025 至 2027 年公司各发电机组新增装机的预测，我们预计 2025 至 2027 年公司燃煤机组新增运维及折旧成本-0.2/0.0/1.5 亿元；燃气机组新增运维及折旧成本 4.2/3.9/0.0 亿元；风电机组新增运维及折旧成本 13.7/15.2/11.6 亿元；光伏发电机组新增运维及折旧成本 9.2/7.1/5.5 亿元。

表 15 公司分业务预测(亿元)

业务类别	项目	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
合计	营业收入	2467.2	2544.0	2455.5	2408.0	2420.6	2470.5
	yoy	20.59%	3.11%	-3.48%	-1.93%	0.52%	2.06%
	营业成本	2392.2	2235.7	2083.6	2001.6	1986.2	2010.6
	yoy	16.53%	-6.54%	-6.80%	-3.93%	-0.77%	1.23%
	毛利率	3.04%	12.12%	15.14%	16.88%	17.94%	18.62%
电力及热力	营业收入	2351.9	2461.6	2375.5	2330.4	2345.2	2397.3
	yoy	21.45%	4.66%	-3.49%	-1.90%	0.63%	2.22%
	营业成本	2323.2	2189.2	2034.0	1957.6	1943.4	1968.9
	yoy	16.72%	-5.77%	-7.09%	-3.76%	-0.73%	1.31%
	毛利率	1.22%	11.06%	14.38%	16.00%	17.13%	17.87%
港口服务	营业收入	2.6	2.4	2.2	1.9	1.7	1.5
	yoy	7.00%	-6.10%	-10.78%	-10.78%	-10.78%	-10.78%
	营业成本	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3
	yoy	6.55%	-2.43%	-4.35%	-4.35%	-4.35%	-4.35%
	毛利率	36.53%	34.05%	34.05%	34.05%	34.05%	34.05%
运输服务	营业收入	0.4	0.6	0.7	0.8	0.9	1.1
	yoy	-25.55%	43.07%	13.60%	13.60%	13.60%	13.60%
	营业成本	0.4	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
	yoy	-26.36%	49.85%	7.84%	7.84%	7.84%	7.84%
	毛利率	10.57%	6.32%	6.32%	6.32%	6.32%	6.32%
其他业务	营业收入	112.3	79.3	77.1	74.9	72.7	70.7
	yoy	5.40%	-29.34%	-2.85%	-2.85%	-2.85%	-2.85%
	营业成本	67.0	44.4	43.1	41.9	40.7	39.5
	yoy	11.12%	-33.77%	-2.85%	-2.85%	-2.85%	-2.85%
	毛利率	40.36%	44.10%	44.10%	44.10%	44.10%	44.10%

资料来源：公司财报、湘财证券研究所

5.2 投资建议

2025 年长协电价下降压制度电盈利预期，我们认为成本端改善有望修复公司度电盈利。预计公司 2025/2026/2027 年归母净利润为 121.5/132.5/145.1 亿元(前值 114.02/119.31/-)，同比增速 19.9%/9.0%/9.5%(前值 11.35%/4.64%/-)；

毛利率 16.88%/17.94%/18.62%，同比变动 1.73/1.07/0.67pct。截至 2025/4/15 日收盘，公司股价对应 PE9.07/8.32/7.6 倍。维持公司“增持”评级。

表 16 可比上市公司估值对比(截至 2025/04/15)

公司代码	公司简称	公司股价 (元/股)	市值 (亿元)	PE				EPS(元/股)			
				2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E
600795.SH	国电电力	4.59	818.65	8.46	9.17	8.23	-	0.54	0.50	0.56	-
601991.SH	大唐发电	2.90	536.69	11.91	10.46	9.43	8.69	0.24	0.28	0.31	0.33
600027.SH	华电国际	5.62	574.79	10.08	8.69	8.00	7.61	0.56	0.65	0.70	0.74
	平均			10.15	9.44	8.55	8.15				
600011.SH	华能国际	7.02	1,102.01	10.87	9.07	8.32	7.60	0.65	0.77	0.84	0.92

资料来源：公司财报、Wind、湘财证券研究所

注：国电电力、大唐发电、华电国际预测来自 wind 一致预期，国电电力 2024 年归母净利润采用业绩预告中位值

6 风险提示

(1) 煤炭价格波动风险。公司火电板块盈利水平受煤价波动影响较大，若煤炭供给出现收缩或下游需求大幅增长，煤价下跌不及预期甚至出现大幅反弹，将对公司业绩造成负面影响。对于公司 2025 年业绩，若公司实际入炉除税标煤单价较假设高 1%，则公司火电度电燃料成本增加 0.003 元/千瓦时，归母净利润下降 6.8 亿元（较预测值-5.6%）。

(2) 市场电价下跌超出预期风险。电价波动直接影响公司电力板块收入，若市场电价下跌超出预期，将会对公司收入及利润产生负面影响。对于公司 2025 年业绩，若公司实际煤电含税综合电价下降绝对值较假设高 10%，则公司火电含税综合电价减少 0.002 元/千瓦时，归母净利润下降 4.3 亿元（较预测值-3.5%）。

(3) 新能源装机进度不及预期的风险。公司新能源业务快速发展，是公司电力业务发展的引擎，若新能源装机节奏放缓，将对公司发电量及收入增长造成不利影响。对于公司 2025 年业绩，若公司实际新能源新增装机量较假设低 20%，归母净利润下降 0.4 亿元（较预测值-0.3%）。

(4) 行业需求不及预期的风险。近年来国家推进能源结构转型，鼓励清洁能源发展，对传统电源进行替代。对于公司 2025 年业绩，若公司实际燃煤发电量增速较假设低 1pct，归母净利润下降 1.8 亿元（较预测值-1.4%）。

附表 17 华能国际财务报表以及相应指标(百万元)

资产负债表	2024	2025E	2026E	2027E	利润表	2024	2025E	2026E	2027E
流动资产	96,300	90,093	95,205	92,202	营业收入	245,551	240,803	242,057	247,054
现金	19,932	19,547	19,648	20,054	营业成本	208,363	200,165	198,620	201,058
应收账款	47,653	46,727	46,971	47,947	营业税金及附加	2,009	1,970	1,980	2,021
其他应收款	3,502	1,471	3,908	1,583	销售费用	267	262	263	269
预付账款	4,927	4,733	4,697	4,754	管理费用	6,805	6,674	6,709	6,847
存货	13,444	10,862	13,253	11,164	财务费用	7,441	7,406	8,207	8,329
其他流动资产	6,841	6,752	6,728	6,700	资产减值损失	-1,714	-1,800	-1,800	-1,800
非流动资产	490,543	547,238	574,871	593,511	公允价值变动收益	0	0	0	0
长期投资	24,646	25,646	26,646	27,646	投资净收益	1,243	1,243	1,243	1,243
固定资产	328,511	375,490	398,512	417,157	营业利润	18,743	22,337	24,298	26,539
无形资产	18,211	20,741	23,270	25,799	营业外收入	554	554	554	554
其他非流动资产	119,175	125,361	126,443	122,909	营业外支出	1,211	1,211	1,211	1,211
资产总计	586,843	637,330	670,076	685,713	利润总额	18,086	21,680	23,641	25,881
流动负债	178,738	188,471	191,922	179,084	所得税	3,977	4,767	5,198	5,691
短期借款	61,166	75,778	78,920	65,517	净利润	14,110	16,913	18,443	20,191
应付账款	16,453	15,806	15,684	15,876	少数股东损益	3,974	4,764	5,195	5,687
其他流动负债	101,119	96,888	97,319	97,691	归属于母公司净利润	10,135	12,149	13,248	14,504
非流动负债	205,057	232,596	243,447	251,732	EBITDA	51,449	49,512	55,059	59,621
长期借款	151,828	182,077	193,056	200,839	EPS (元)	0.65	0.77	0.84	0.92
其他非流动负债	53,229	50,519	50,391	50,893	主要财务比率	2024	2025E	2026E	2027E
负债合计	383,795	421,067	435,369	430,816	成长能力				
少数股东权益	65,633	70,397	75,591	81,278	营业收入	-3.5%	-1.9%	0.5%	2.1%
股本	15,698	15,698	15,698	15,698	营业利润	41.5%	19.2%	8.8%	9.2%
资本公积	16,520	16,520	16,520	16,520	归属于母公司净利润	20.0%	19.9%	9.0%	9.5%
留存收益	24,796	32,706	45,955	60,459	获利能力				
归属于母公司股东权益	137,415	145,866	159,115	173,619	毛利率(%)	15.1%	16.9%	17.9%	18.6%
负债和股东权益	586,843	637,330	670,076	685,713	净利率(%)	4.1%	5.0%	5.5%	5.9%
现金流量表	2024	2025E	2026E	2027E	ROE(%)	7.38%	8.33%	8.33%	8.35%
经营活动现金流	50,530	45,907	42,499	56,202	ROIC(%)	5.0%	5.0%	5.1%	5.3%
净利润	14,110	16,913	18,443	20,191	偿债能力				
折旧摊销	25,265	19,769	22,553	24,753	资产负债率(%)	65.4%	66.1%	65.0%	62.8%
财务费用	7,441	7,406	8,207	8,329	净负债比率(%)	66.22%	70.47%	71.57%	70.96%
投资损失	-1,243	-1,243	-1,243	-1,243	流动比率	0.54	0.48	0.50	0.51
营运资金变动	18	3,359	-5,481	4,213	速动比率	0.46	0.42	0.43	0.45
其他经营现金流	4,940	-297	20	-40	营运能力				
投资活动现金流	-63,597	-74,987	-48,925	-42,130	总资产周转率	0.44	0.39	0.37	0.36
资本支出	63,653	72,581	46,277	39,482	应收账款周转率	5	5	5	5
长期投资	1,133	1,000	1,000	1,000	应付账款周转率	11.74	12.41	12.62	12.74
其他投资现金流	1,190	-1,406	-1,648	-1,648	每股指标 (元)				
筹资活动现金流	15,483	28,695	6,527	-13,667	每股收益(最新摊薄)	0.65	0.7739	0.84	0.92
短期借款	3,933	14,612	3,142	-13,403	每股经营现金流(最新摊薄)	3.22	2.92	2.71	3.58
长期借款	-10,520	30,250	10,979	7,783	每股净资产(最新摊薄)	8.75	9.29	10.14	11.06
普通股增加	0	0	0	0	估值比率				
资本公积增加	20	0	0	0	P/E	10.87	9.07	8.32	7.60
其他筹资现金流	22,051	-16,166	-7,593	-8,047	P/B	0.80	0.76	0.69	0.63
现金净增加额	2,450	-385	102	406	EV/EBITDA	7.92	8.23	7.40	6.84

资料来源：天软、湘财证券研究所

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以独立诚信、谨慎客观、勤勉尽职、公正公平准则出具本报告。本报告准确清晰地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

湘财证券投资评级体系（市场比较基准为沪深 300 指数）

买入：未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上；

增持：未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；

中性：未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；

减持：未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%以上；

卖出：未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上。

重要声明

湘财证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。

本研究报告仅供湘财证券股份有限公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告由湘财证券股份有限公司研究所编写，以合法地获得尽可能可靠、准确、完整的信息为基础，但对上述信息的来源、准确性及完整性不作任何保证。湘财证券研究所将随时补充、修订或更新有关信息，但未必发布。

在任何情况下，报告中的信息或所表达的意见仅供参考，并不构成所述证券买卖的出价或征价，投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失书面或口头承诺均为无效。本公司及其关联机构、雇员对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。投资者应明白并理解投资证券及投资产品的目的和当中的风险。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，我公司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。

本报告版权仅为湘财证券股份有限公司所有。未经本公司事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“湘财证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

如未经本公司授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司并保留追究其法律责任的权利。