

电力及公用事业

行业深度报告

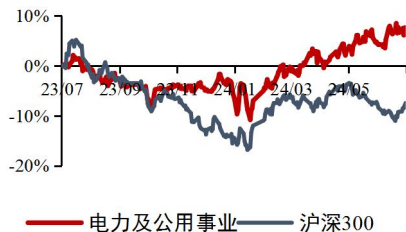
同步大市-A(维持)

容量电价半年考及火电板块影响测算

2024年7月20日

行业研究/行业深度分析

电力及公用事业板块近一年市场表现



资料来源：最闻

首选股票

评级

相关报告：

【山证电力及公用事业】5月用电维持高增，来水带动水电向好-【山证煤炭公用】电力月报 2024.7.3

【山证电力及公用事业】多举措共保新能源消纳，源网侧同迎成长机遇-【山证煤炭公用】电力行业政策点评 2024.6.6

分析师：

胡博

执业登记编码：S0760522090003

邮箱：hubo1@sxzq.com

刘贵军

执业登记编码：S0760519110001

邮箱：liuguijun@sxzq.com

投资要点：

➢ 无论从容量还是电量角度，火电中长期需求无虞。受新能源发电条件限制，预计新能源电量渗透率超过15%后（2023年12.7%），电力系统的成本将进入快速增长临界点，或将导致新能源风电及太阳能装机增速将有所下降。以过去5年风、光、水、核平均利用小时数及预测的装机量倒推测算，悲观情形下到2030年我国火电发电量也仍需要5.1万亿千瓦时，占比超过43%，仍为第一大电能来源。而以最低利用小时数测算，到2030年至少需要火电装机14.89亿千瓦，即，到2030年我国至少要保留14.89亿千瓦的备用火电装机，考虑到风光消纳率可能下行及煤电装机退役情况，从容量角度，我国火电装机并没有过剩。同时，与欧洲主要国家以燃气发电作为容量保障不同，由于我国天然气对外依赖度较高，且未能掌握燃气轮机核心技术，预计我国火电装机长期仍以煤电为主。

➢ 容量电价运行已半年，代理购电价格整体有所下行。2024年容量电价不是在原电价基础上做增量，而是对原电价的结构上的拆分。即理论上：**2024年代理购电价格≤2023年代理购电价格-容量电价**。容量电价的推出，一定程度激活了煤电企业参与市场交易的动力，间接促进了电量电价的下降。2024年代理购电价格与容量电价之和低于2023年代购电价。2024年1-6月全国平均代理购电价格406.69元/兆瓦时，比2023年同期代理购电价格下跌6.87%；公布折合容量电费明细的29省平均代购购电价格+平均容量电费423.05元/兆瓦时，比2023年同期代理购电价格下跌2.63%；但整体上近年来电力供需仍呈偏紧平衡态势，2024年1-6月我国33个省级电网代理购电价格平均比煤电基准电价高出9.42%，考虑容量电价后29省代理购电价格仍比基准电价高出14.71%。

➢ 容量电价的推出抬高了煤电机组收益底部，并使收益稳定性增强。我们预计2024-2025年全国煤电容量电价收入预计1121亿元，是2023年电费收入的4.62%；2026年以后达到1792亿元以上，是2023年电费收入的7.39%；即容量电费短期内影响较小，电量电费仍是煤电公司业绩弹性主要因素。但容量电价显著抬高了煤电公司收入底部，并提高了受益稳定性。我们测算煤电交易电价下跌到基准价372元/兆瓦时和298元/兆瓦时（基准价下浮20%）时，煤电机组电量电费收入分别为2.02万亿元和1.62万亿元，较2023年收入分别减少16.67%和33.24%；但考虑容量电价后，上述两种交易电价下，煤电收入分别为2.13万亿元和1.73万亿元（2024-2025年），底部抬高了5.54%和6.92%；2026年及以后煤电收入分别为2.20万亿元和1.80万亿元，底部



请务必阅读最后一页股票评级说明和免责声明

1

抬高了 8.86%和 11.07%。同时，若后期市场改革推进，电量电价+容量电价可突破基准价上浮 20%限制后，假设电量电价上涨到基准价上浮 20%水平，约 446 元/兆瓦时，假设交易电量值不变，则电量电费加上容量电费收入合计为 2.54 万亿元（2024-2025 年）和 2.61 万亿元（2026 年及以后），分别比 2023 年上涨 4.62%和上涨 7.39%，显著增厚煤电机组收益。

➤ **火电公司投资逻辑及关注标的：**首先，从煤电机组的电费收入、成本角度来看，当前电量电费仍是火电机组收入主力，装机布局在火电需求大（新能源装机少，消纳率高）、煤电基准价相对较高，能够保障未来电量电费收入的公司业绩有保障；同时，电量成本的弹性仍是煤电企业盈利的关键因素，燃煤成本低的公司或将继续受益。综合考虑建议关注：**华电国际、华能国际、国电电力**三家央企火电子公司，以及地区性火电上市公司如**皖能电力、浙能电力、粤电力 A、申能股份、福能股份**等；二是，中长期看，容量电价带来的容量收费将成为煤电机组收入的重要组成部分；随着新能源发电量占比持续提高，火电利用小时数被挤占，未来容量电价提升空间仍存，且此消彼长下有可能成为火电机组的主要收入。同时能够获得较高容量电价的机组一般也意味着较多的调峰、调频等辅助服务需求，从而获得更多的辅助服务收入。主要关注：**华电国际、华能国际、国电电力**等。三是，分红率提升及容量电价和辅助服务收费占比提高带来的估值提升逻辑。分红率提升空间大的个股主要关注**内蒙华电、申能股份、浙能电力**等；业绩的稳定性和可预测性提高方面，建议关注装机结构简单，调节价值和调峰价值突出的火电公司以及煤电一体化公司，如**浙能电力、皖能电力、苏能股份**等。

风险提示：电价大幅下降；用电需求增长不及预期；煤炭价格大幅上涨；新能源消纳问题解决；企业分红意愿下降；利率环境显著变化等。

目录

1. 从电量、容量双角度测算未来火电需求.....	5
1.1 火电未来需求测算.....	5
1.1.1 我国未来电力需求总量判断.....	5
1.1.2 未来对火电电量需求的测算.....	6
1.1.3 未来对火电容量需求的测算.....	9
1.2 新型电力系统规划也强调了火电的重要性.....	10
2. 容量电价推出半年考及其对火电行业影响的敏感性测算.....	11
2.1 容量电价实践半年度分析及电价相应变化.....	11
2.2 容量电费收入及对行业影响测算.....	15
2.3 电量电费收入测算和敏感性测试.....	17
2.4 容量电价时代煤电机组收益底部抬高，收益稳定性增强.....	19
2.5 辅助服务收入仍有增长空间，与容量电价一起抬高煤电收入底部.....	20
3. 煤电板块投资策略.....	24
3.1 电量电费收入、成本角度对火电上市公司的选择.....	24
3.2 主要火电上市公司容量电价及敏感性测算.....	28
3.3 火电上市公司其他交易逻辑.....	30
4. 风险提示.....	32

图表目录

图 1：主要经济体人均 GDP（2022 年）.....	6
图 2：我国历年社会用电量及预测.....	6
图 3：英国新能源渗透率与装机增速比较.....	7
图 4：德国新能源渗透率与装机增速比较.....	7
图 5：我国历年各类型装机发电量占比.....	8
图 6：我国风电及太阳能日均利用小时数.....	8
图 7：中国不同类型发电设备装机结构（2023）.....	11
图 8：中国不同类型发电设备发电量结构（2023）.....	11
图 9：中国燃煤发电设备平均利用小时数.....	18
图 10：煤电交易价变化导致的煤电收入变化（与 2023 比较）.....	20
图 11：煤电利用小时数变化导致的煤电收入变化（与 2023 比较）.....	20
图 12：新能源高渗透率下的净负荷曲线出现灵活性缺额.....	21
图 13：不同灵活性资源灵活性调节能力（a）.....	21
图 14：不同灵活性资源灵活性调节能力（a）.....	21
图 15：不同时期我国电力系统灵活性提升示意图.....	21
图 16：2023 H1 辅助服务费用结构(亿元，%).....	23
图 17：2023H1 辅助服务费用流向(亿元，%).....	23
图 18：中国各省火电发电量(2023 年).....	24
图 19：中国各省电网煤电交易基准电价.....	24
图 20：2024 年以来各省代理购电价格排序.....	24
图 21：中国各省风电及光伏发电利用率排序(2023 年).....	25

图 22：中国历年供电煤耗率.....	27
图 23：中国各省容量电费收入测算.....	29
表 1：预测到 2030 年火电需求量.....	8
表 2：新型电力系统构建规划.....	10
表 3：近年来监管部门出台的电力行业政策.....	11
表 4：2024 年一月起容量电费单独列入系统运行费用（表为山西省代理购电价格构成，单位：万 kwh、元/kwh）.....	13
表 5：2024 年 1-6 月各省网电价变化及与煤电基准价比较(单位：元/兆瓦时).....	13
表 6：省及全国容量电价收入测算(各亿元).....	16
表 7：煤电利用小时数及煤电交易电价上浮比例变动对煤电机组电量电费收入的影响.....	18
表 8：不同能源提供灵活性的成本构成.....	22
表 9：火电板块主要关注公司不同类型电力装机情况及占比.....	26
表 10：电煤价格与供电煤耗变化对度电燃煤成本影响的敏感性测试.....	26
表 11：主要火电公司营收、归母净利润、ROE 及燃煤发电毛利率.....	28
表 12：央企火电子公司煤电装机情况及容量电费测算.....	30
表 13：火电板块主要公司历年现金分红比例.....	30

1. 从电量、容量双角度测算未来火电需求

1.1 火电未来需求测算

1.1.1 我国未来电力需求总量判断

我国电力需求未来空间仍然较大。主要逻辑有三个方面：一是，我国 GDP 增长带来的能源总量需求增长；根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2035 年我国经济发展远景目标将实现“人均国内生产总值达到中等发达国家水平”。2023 年我国人均 GDP 约 12174 美元，而欧盟、美国人均 GDP 分别为 34163 美元和 65020 美元，以欧盟、美国人均值的一半为标准，中国仍有 40.3%和 167.1%的差距。以 2023 年数据测算，假设我国经济维持中高速发展，到 2030 年我国 GDP 年化复合增速 4%，单位能耗则降低到 0.3830 吨标准煤/万元，则届时我国能源需求达到 60 亿吨标煤左右的峰值，能源消费增量比 2023 年增长约 5%；从电能消费来看，我国人均用电量水平相对发达国家也有较大差距，2023 年中国人均用电量 6543kwh，仅为美国的 54.8%。二是，随着 AI 技术应用、新能源汽车渗透率提高等新的用电负荷增加，电能在能源结构中的占比持续提升；IEA 测算 2022 年全球数据中心用电量约占全球总用电量的 2%，到 2026 年用电量或将增长超过 70%；我国 AI 算力发展程度相对较低，未来对发电量的拉动空间预计更大。新能源车方面，我国 2023 年新能源车保有量 2041 万辆，同比增长 55.8%，2020 年至今的年化增长率为 61.5%。但新能源车保有量仍仅占汽车总量的 6.07%，2023 年新能源汽车渗透率 31.6%，到 2030 年预计仍有较大增长空间。2023 年我国电能在终端能源消费中占比 28%左右，但随着用电负荷的增加，中电联预计到 2030 年，我国电气化水平将达到 35%。第三，电力系统建设助力实现“双碳”减排目标；电能替代化石能源，有助于促进单位 GDP 能耗降低，有助于实现双碳目标。我们测算，2010—2020 年，我国终端电气化水平提高了约 4.3 个百分点，单位 GDP 能耗下降了约 51.4%。

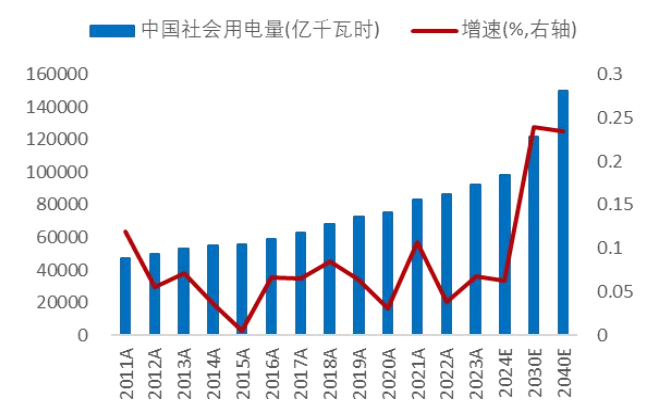
中性预期下，我国到 2030 年社会用电量需求空间有 2.9 万亿千瓦时。2023 年我国全社会用电量累计 9.2 万亿千瓦时，同比增速+6.8%，十四五以来年化增速+7.1%。根据电规总院测算，预计到 2030 年社会用电量达到 11.8-12.5 万亿千瓦时，我们取最低值 11.8 万亿千瓦时、平均值 12.15 万亿千瓦时及最高值 12.5 万亿千瓦时分别作为悲观、中性和乐观目标，则分别同比 2023 年年化增速近 3.58%、4.01%和 4.44%，相对 2023 年用电量增量空间分别为 2.6、2.9 和 3.3 万亿千瓦时。

图 1：主要经济体人均 GDP（2022 年）



资料来源：Wind，山西证券研究所

图 2：我国历年社会用电量及预测



资料来源：Wind，山西证券研究所

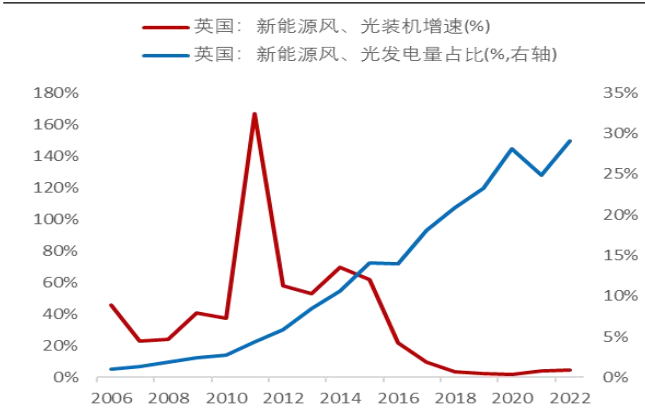
1.1.2 未来对火电电量需求的测算

目前我国电力发电结构仍以火电为绝对主力。截止 2023 年底，我国电力总装机 29.2 亿千瓦，火电、水电、核电、风电及太阳能分别占比 47.62%、14.44%、1.95%、15.12%和 20.88%；其中，燃煤火电占比 39.9%，风能和太阳能合计占比 36%。从发电结构来看，2023 年我国规模以上发电设备总发电量 8.91 万亿千瓦时，火、水、核、风、太阳能分别占比 69.95%、12.81%、4.86%、9.08%、3.30%。

新能源渗透率的提高抬高电力系统成本。从电力全系统角度来看，新能源渗透率提高代理的成本增加，不仅包含新能源场站自身建设、运营成本，还要考虑随之而来的电力系统灵活性提升及辅助服务成本等。根据《新能源高渗透率下辅助服务市场的思与变》等研究，随着新能源渗透率的提高，海外主要国家电力系统辅助服务成本均出现明显上升，如澳大利亚 2003~2005 年频率辅助服务成本为 1.6 美元/兆瓦时，备用辅助服务成本为 4 美元/兆瓦时，而 2006~2021 年，频率辅助服务成本跃升至 26 美元/兆瓦时，备用辅助服务成本跃升至 23 美元/兆瓦时；德国新能源渗透率接近 40%，风光并网成本最高接近 49 美元/兆瓦时；英国预计到 2030 年，辅助服务在总系统运营成本中所占的份额将由 2015 年的 2%提升至 15%。伴随着渗透率导致的并网成本上升，上述国家新能源装机增速明显回落。国网能源研究院研究认为，当新能源电量渗透率超过 15%后，电力系统的成本将进入快速增长临界点，即未来新能源场站的成本下降很难完全对冲消纳新能源而带来的系统成本上升，这是导致未来新能源装机增速下滑的主要原因之一。2023 年我国风电及太阳能合计发电量占比 12.7%，预计未来新能源装机高增速或

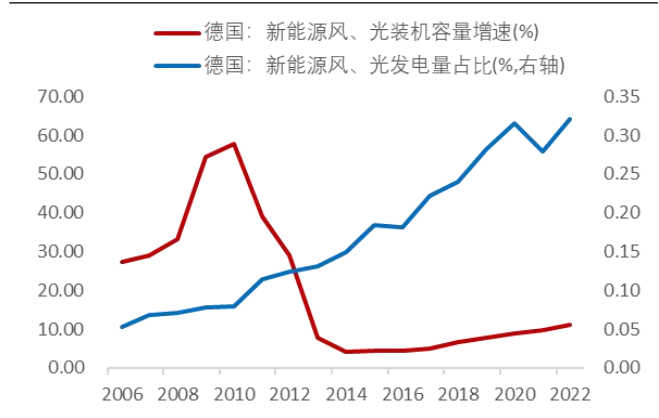
将缓解。同时，现货市场推进，新能源发电纳入现货交易的规模逐渐扩大，但受装机增速大及电网平衡要求及灵活性电源不足等影响，新能源电力价格整体下行，新能源电站盈利能力受一定程度影响，也将是新能源装机增速或将下行的一个因素。如甘肃 2024 年新能源除光伏扶贫等特殊项目外全部参与市场交易，根据《甘肃省 2024 年省内电力中长期年度交易组织方案》，绝大部分新能源交易电价将不高于 0.1539 元/千瓦时，较煤电交易基准价下降约 0.15 元/度；河南规定风、光电量按不高于燃煤基准价进行交易。

图 3：英国新能源渗透率与装机增速比较



资料来源：Wind，山西证券研究所

图 4：德国新能源渗透率与装机增速比较



资料来源：Wind，山西证券研究所

中性假设下，预计到 2030 年我国火电发电量仍超过 5.4 万亿千瓦时，占比约 45%，仍是未来用电量需求来源的最重要保障。我们假设到 2030 年，核电装机达到 1.2 亿千瓦（年化增速 11.2%）、水电装机达到 5.4 亿千瓦（年化增速 3.6%），风电 8.5 亿千瓦（年化 10% 增速），太阳能 16 亿千瓦（年化 15%）（合计 24.5 亿千瓦，其中核电、水电按照乐观假设，届时新能源装机占电力系统总装机比例超过 40%，符合预期目标）。我们统计过去五年，我国核电、水电、风电和太阳能 5 年平均利用小时数分别为 7587h、3538h、2167h 和 1277h，假设未来新能源消纳率不变（实际消纳率可能有所降低，国务院发布印发的《2024—2025 年节能降碳行动方案》的通知提出：在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%）。按照上述假设，假设核、水、风、太阳能均为利用平均小时数时，测算到 2030 年，水电、核电、风电和光伏合计发电量预计 6.7 万亿千瓦时，其中风、光合计 3.9 万亿千瓦时，占比超过 31%。以上述数据倒推，到 2030 年我国火电发电量在总需求量乐观、中性和悲观情形下仍分别需要发电量 5.8、5.4 和 5.1 万亿千瓦时，占比分别为 46%、45% 和 43%，均仍为第一大电能量来源。即至少到 2030 年以前，我国火电仍是电力保供的可靠来源，是我国电力供应安全的

“稳定器”、“压舱石”。

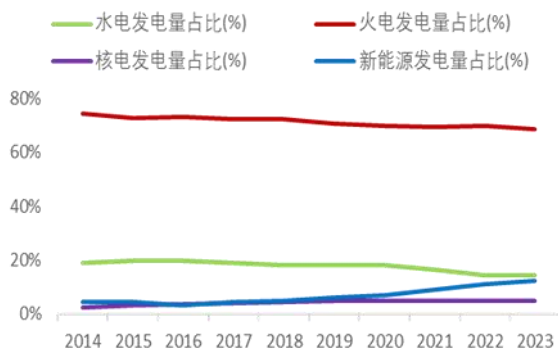
表 1：预测到 2030 年火电需求量

能源类型	关键假设（到 2030 年）			
	装机容量(万 kw)	年化增速(%)	五年平均利用小时数(h)	发电量(亿千瓦时)
水电	54000	3.60%	3538.2	19106.28
核电	12000	11.20%	7587	9104.4
风电	85000	10.00%	2166.8	18417.8
太阳能	160000	15.00%	1276.6	20425.6
风、光合计	245000	12.85%	/	/
假设社会用电量	乐观	/	/	125000
	中性	/	/	121500
	悲观	/	/	118000
火电预计需求量	乐观	/	/	57945.92
	中性	/	/	54445.92
	悲观	/	/	50945.92
火电发电量占比	乐观	/	/	46.36%
	中性	/	/	44.81%
	悲观	/	/	43.17%

资料来源：Wind，山西证券研究所

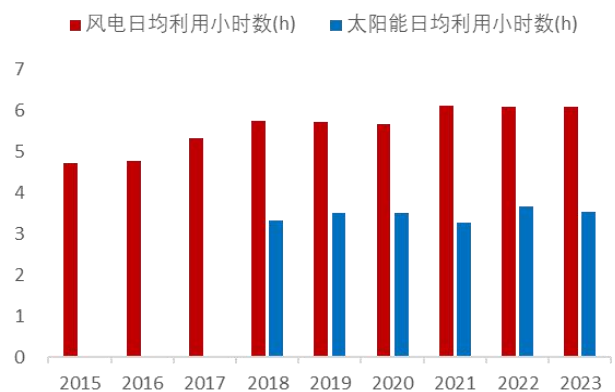
同时需要关注的是，2030 年前后我国煤电机组进入理论退役高峰期，行业预计 2030 年以前约有 1 亿千瓦煤电机组设计服役期限到期；2030-2050 年理论退役机组 5.5 亿千瓦，占现有有机组容量的 50%左右，煤电行业能否健康发展关系到我国能源安全。

图 5：我国历年各类型装机发电量占比



资料来源：Wind，山西证券研究所

图 6：我国风电及太阳能日均利用小时数



资料来源：Wind，山西证券研究所

1.1.3 未来对火电容量需求的测算

近年来电源侧新增装机以新能源为主，灵活性电源缺口明显，电力系统的安全性受到威胁。2023 年我国社会用电量 9.22 万亿千瓦时，近五年（与 2018 年相比）年化增速 6.15%；截止 2023 年底我国发电总装机 29.2 亿千瓦，五年年化增速 8.97%；但煤电装机 11.6 亿千瓦，年化增速仅 2.93%；而非煤装机达到 17.5 亿千瓦，年化增速 14.5%，其中新能源风、光合计 10.5 亿千瓦，年化增速 41.65%。在缺乏高效率、低成本储能情况下，新能源风、光发电及水电的波动性难以解决，如风电、光伏每天只有约 1/6 和 1/4 时间发电，水电的丰水与枯水期发电量差异巨大，这种情况下，风、光、水低出力时，电量缺口必须要由火电、核电等可控调节电源来弥补，即需要保障长周期（跨越风、光、水的波动周期）内的电力电源充裕度，以保障突发状态下的电网安全，火电尤其是煤电由于存量规模大，技术可靠性高等是我国提供电力备用容量的最优选择。同时，我国产业转型、电动车渗透率提高等导致的三产和居民用电占比提高，用电负荷波动性明显，负荷峰谷差扩大也是需要保持备用容量的因素。但由于煤电双规仍存，燃煤发电经济性较差，火电厂对煤电装机投资不足，为保证未来电网安全，按照谁受益谁付费原则，开展容量电价机制成为势在必行。

以水、风、太阳能 5 年最低利用小时数测算，在用电量中性预期下，我们预计到 2030 年我国需要 13.5 亿千瓦的火电装机需求，容量角度，我国当前火电装机并未过剩。以新能源风电、太阳能及主要清洁能源水电为例，其发电波动性明显，过去五年水电、风能、太阳能最高利用小时数和最低利用小时数分别相差 18.13%、7.12%和 10.7%，假设以最低利用小时数测算（即某一年水、风、光电源出力均处于近五年最低值水平），则我们以上节文中预测的 2030 年各类电源装机量及社会用电量测算，社会用电量中性预期下，到 2030 年我国仍需要火电装机 13.5 亿千瓦（比利用水、风、太阳能平均利用小时数测算时多了近 1 亿千瓦，即至少需要 1 亿千瓦的备用容量），也即我们认为到 2030 年我国需要保留 14.89 亿千瓦的备用火电装机。同时，考虑到随着新能源装机在电网系统占比接近 15%临界点，未来风光消纳率有可能下行，火电装机需求仍有一定的增长空间，考虑到未来新能源装机占比继续提高下火电利用小时数或将下降，火电装机需求将超过上文预测。同时，我国煤电装机到 2030 年前后迎来服役年限到期高峰，部分装机存在超期服役后退役情况，即从容量角度，我国火电装机并没有过剩，且有一定的关小上大需求。同时，与欧洲主要国家以燃气发电作为容量保障不同，由于我国天然气对外依赖度较高，且未能掌握燃气轮机核心技术，预计我国火电装机长期仍以煤电为主。

1.2 新型电力系统规划也强调了火电的重要性

电力结构性矛盾凸显，新型电力系统建设加速。我国目前发电结构仍是以煤电为代表的火电为主，2023年火电以47%的装机发电量占比66%，其中煤电以42%的装机占了发电量的60%。但随着新型电力系统建设推进，煤电与新能源发电在发电量、灵活性价值成本、价格传导及输电竞争等方面的矛盾日益明显，新型电力系统建设进入关键期。以新能源发电为导向的新电力系统的建设，导致传统的电源结构、负荷结构等要素发生重大变化，并同时带来对电网建设、储能建设、电力价格、行业管理等要素进行改革的要求。

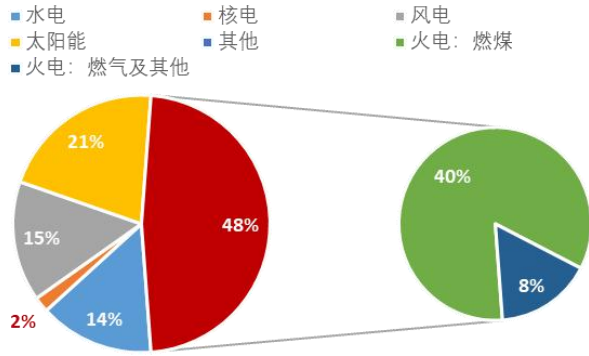
《新型电力系统发展蓝皮书》认为至少到2030年以前煤电仍是电力安全保障的“压舱石”。根据国家能源局《新型电力系统发展蓝皮书》（2023年6月），我国当前电力系统面临的主要问题有：（1）多重因素叠加，部分地区电力供应紧张，保障电力供应安全面临突出挑战；（2）新能源快速发展，系统调节能力和支撑能力提升面临诸多掣肘，新能源消纳形势严峻；（3）高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性日益凸显，安全稳定运行面临较大风险挑战；（4）电力系统转型过程中面临诸多改革任务，适应新型电力系统的体制机制亟待完善等。2021年3月中央财经委员会第九次会议，首次提出建设新型电力系统：“构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统”。根据《蓝皮书》，2030年、2045年、2060年为我国构建新型电力系统的重要时间节点，并制定了新型电力系统“三步走”发展路径，即加速转型期（当前至2030年）、总体形成期（2030—2045年）、巩固完善期（2045—2060年）。

表2：新型电力系统构建规划

时间	路径规划	电源侧特征
当前-2030年	加速转型期	新能源成为发电量增量主体，占比逐步提高；但煤电仍是供电结构主体，是电力安全保障的“压舱石”
2030-2045年	总体形成期	新能源成为装机主体；煤电加速向清洁低碳转型
2045-2060年	巩固完善期	新能源逐步成为发电量结构主体能源；电能与氢能等二次能源深度融合

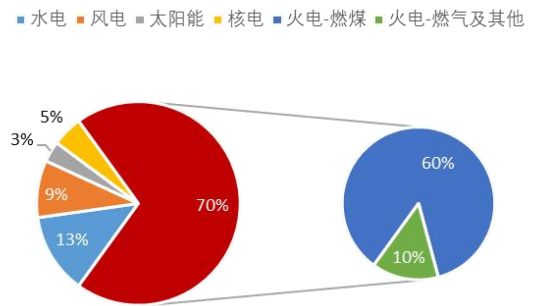
资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，山西证券研究所

图 7：中国不同类型发电设备装机结构（2023）



资料来源：Wind，山西证券研究所

图 8：中国不同类型发电设备发电量结构（2023）



资料来源：Wind，山西证券研究所

2. 容量电价推出半年考及其对火电行业影响的敏感性测算

2.1 容量电价实践半年度分析及电价相应变化

容量电价是近年来电力系统总重要改革政策之一。电力不同市场的分工不同，通过合理调整不同市场的交易机制，能够激活电力系统的灵活性。容量电价的提出可以促进容量市场的发展从而保障电力供应的长期充裕度；同时，由于煤电在灵活性市场的成本优势和规模优势，可以保障当前电力系统的灵活性调节能力。2023 年 11 月国家发改委、国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，我国电价制度正式进入两部制时代，是我国近两年一系列电改政策的最重要组成部分之一。

表 3：近年来监管部门出台的电力行业政策

时间	政策文件
2024.04	国家发改委《电力市场运行基本规则》
2024.04	国家能源局《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》
2024.02	国家发改委《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》
2024.02	国家发改委、能源局《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》
2024.02	国家发改委、能源局《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》
2024.01	国家发改委、能源局、统计局《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》

2023.12	国家发改委《电能质量管理办法（暂行）》
2023.11	国家发改委、国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》
2023.10	国家发改委办公厅、国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知
2023.9	国家发展改革委 国家能源局关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见
2023.9	国家发展改革委等部门关于印发《电力需求侧管理办法（2023年版）》的通知
2023.9	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力负荷管理办法（2023年版）》的通知
2023.9	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货市场基本规则（试行）》的通知
2023.7	国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知
2023.5	国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知
2023.5	国家发展改革委关于第三监管周期区域电网输电价格及有关事项的通知
2023.2	国家发改委、财政部、能源局印发享受补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知

资料来源：国家发改委，国家能源局，中国政府网，储能中国网，山西证券研究所

我国容量电价采用分阶段、分地区的容量补偿制度。我国煤电容量电价机制的主要内容包括：（1）适用范围为合规在运公用煤电机组；（2）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；固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元；通过容量电价回收比例按地区确定，时间上 2024~2025 年多数地方为 30%左右（合 100 元/千瓦·年），部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右（合 165 元/千瓦·年）。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%（165 元/千瓦·年以上）。（3）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。另外还就考核机制、保障措施进行了规定。

容量电价的施行代表着我国电源侧电价正式进入两部制时代。容量电价出台前，煤电投资回收主要依靠发电量，煤电机组收入=煤电装机容量×利用小时数×电量电费；容量电价出台后，煤电收入模式变更为电量电费+容量电费两部制。其中容量电费属于相对固定的收入，电量电费则随着煤电全部纳入市场化交易而随市场变动。具体执行方面，我国煤电机组每月可获得的容量电费=当月机组申报的最大出力×容量电价水平÷12×（1-考核扣减比例）；煤电容量电费纳入系统运行费用，由全体工商业用户按当月用电量比例分摊。T+1 月煤电容量电费折价标准=（预测的 T+1 月容量电费+T-1 月容量电费预测偏差+T-1 月电量预测产生的偏差电费）÷预测的 T+1 月全体工商业用电量。

容量电费与电量电费及辅助服务费共同构成火电机组收入结构。容量电费推出后，电量电费方面结算方式没有变化，煤电机组可获得的电量电费=上网电量×电量电费；目前电力交易存在用户与发电企业直接交易、通过售电公司间接交易和电网代理购电三种方式。电量电价方

面，2023 年以来煤电全部纳入市场化交易，燃煤机组上网交易电价执行基准价+上下浮动 20% 机制，同时，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。总的来说，容量电价推出后，我国煤电机组的主要收入由三部分组成：容量电费、电量电费、辅助服务费。

表 4：2024 年一月起容量电费单独列入系统运行费用(表为山西省代理购电价格构成,单位:万 kwh、元/kwh)

序号	明细	计算关系	5 月
1	代理工商业购电电量规模	1=2+3	195147.80
2	其中：采购优先发电电量	2	119015.83
3	采购市场化发电电量	3	76131.97
4	代理工商业购电价格	4=5+6	0.346644
5	其中：当月平均购电价格	5	0.345715
6	历史偏差电费折价	6	0.000929
7	代理工商业上网环节线损费用折价	7	0.012613
8	系统运行费用折合度电水平	8=9+10+11+12+13+14	0.022959
9	其中：1.辅助服务费用折合度电水平	9	0.000000
10	2.抽水蓄能容量电费折合度电水平	10	0.003121
11	3.上网环节线损代理采购损益折合度电水平	11	-0.002415
12	4.电价交叉补贴新增损益折合度电水平	12	0.000025
13	5.煤电容量电费折合度电水平	13	0.019576
14	6.趸售电价损益折合度电水平	14	0.002652

资料来源：国网山西省电力公司，山西证券研究所

现阶段容量电价是在原电量电价基础上的拆分。2024 年 1 月容量电价正式运行，但值得注意的是，为保障我国总电价水平基本稳定及机制的平稳过渡，2024 年容量电价不是在原电价基础上做增量，而是对原电量电价在结构上的拆分。以电网代理购电价格简单说明就是：**2024 年代理购电价格≤2023 年代理购电价格-容量电价。**

表 5：2024 年 1-6 月各省网电价变化及与煤电基准价比较(单位：元/兆瓦时)

省份	代理购电价格 (2023 年 1-6 月平均)	代理购电价格 (2024 年 1-6 月平均)	同比(%)	容量电价 (2024 年 1-6 月平均)	容量电价+代理购电价格 (平均)	与 2023 年代理购电价格同比 (%)	煤电交易基准价	2023 年代购电与基准价比较	2024 年代购电与基准价比较	2024 年代购电+容量电价与基准价比较
江苏	461.13	446.82	-3.10%	17.12	463.93	0.61%	391.00	17.94%	14.28%	18.65%
安徽	461.28	436.89	-5.29%	21.12	458.01	-0.71%	384.40	20.00%	13.66%	19.15%



广东	563.17	507.90	-9.81%	23.72	531.62	-5.60%	453.00	24.32%	12.12%	17.36%
山东	465.92	454.90	-2.36%	20.10	475.00	1.95%	394.90	17.98%	15.19%	20.28%
山西	412.57	354.64	-14.04%	16.84	371.48	-9.96%	332.00	24.27%	6.82%	11.89%
北京	417.85	399.78	-4.32%	16.10	415.88	-0.47%	359.80	16.13%	11.11%	15.59%
河北	453.78	427.07	-5.89%	23.23	450.30	-0.77%	364.40	24.53%	17.20%	23.57%
冀北	433.75	416.17	-4.05%	17.55	433.72	-0.01%	364.40	19.03%	14.21%	19.02%
河南	489.81	412.13	-15.86%	35.43	447.56	-8.63%	377.90	29.61%	9.06%	18.43%
浙江	533.58	480.28	-9.99%	15.92	496.20	-7.01%	415.30	28.48%	15.65%	19.48%
上海	567.82	473.40	-16.63%	13.28	486.68	-14.29%	415.50	36.66%	13.94%	17.13%
重庆	495.23	455.56	-8.01%	30.98	486.54	-1.75%	396.40	24.93%	14.92%	22.74%
四川	437.62	428.15	-2.16%	7.70	435.85	-0.40%	401.20	9.08%	6.72%	8.64%
黑龙江										
江	427.36	404.42	-5.37%	16.00	420.42	-1.62%	374.00	14.27%	8.13%	12.41%
辽宁	420.27	422.82	0.61%	14.90	437.72	4.15%	374.90	12.10%	12.78%	16.76%
吉林	450.75	421.33	-6.53%	30.43	451.76	0.22%	373.10	20.81%	12.93%	21.08%
蒙东	286.36	255.84	-10.66%	15.44	271.27	-5.27%	282.90	1.22%	-9.57%	-4.11%
蒙西	313.52	295.10	-5.87%	12.63	307.73	-1.84%	282.90	10.82%	4.31%	8.78%
江西	507.46	471.01	-7.18%	19.87	490.88	-3.27%	414.30	22.49%	13.69%	18.48%
湖北	529.23	458.28	-13.41%	20.07	478.35	-9.61%	416.10	27.19%	10.14%	14.96%
湖南	524.43	461.98	-11.91%	40.81	502.79	-4.13%	450.00	16.54%	2.66%	11.73%
								-16.23%	-13.53%	-12.06%
青海	272.00	280.78	3.23%	4.78	285.55	4.98%	324.70	%	%	%
宁夏	288.82	301.85	4.51%	14.97	316.82	9.69%	259.50	11.30%	16.32%	22.09%
陕西	442.65	401.80	-9.23%	22.55	424.35	-4.13%	355.50	24.51%	13.02%	19.37%
天津	484.18	410.28	-15.26%	18.73	429.02	-11.39%	365.50	32.47%	12.25%	17.38%
甘肃	345.73	324.52	-6.13%	13.09	337.61	-2.35%	307.80	12.32%	5.43%	9.68%
新疆	264.09	239.97	-9.14%	15.66	255.63	-3.21%	250.00	5.64%	-4.01%	2.25%
广西	409.13	429.09	4.88%	22.09	451.18	10.28%	420.70	-2.75%	1.99%	7.25%
福建	439.82	438.63	-0.27%	15.85	454.48	3.33%	393.20	11.86%	11.55%	15.58%
海南	533.95	507.60	-4.93%	/	/	/	429.80	/	/	/
贵州	446.68	410.70	-8.06%	/	/	/	351.50	/	/	/
云南	268.85	283.19	5.33%	/	/	/	335.80	/	/	/
深圳	561.32	507.90	-9.52%	/	/	/	453.00	/	/	/
33地区电网平均	436.67	406.69	-6.87%	19.20	423.05	-2.63%	371.68	17.49%	9.42%	14.71%

资料来源：各省电网公司官网，北极星售电网，山西证券研究所

2024年1-6月容量电价正式运行，从实际效果来看，受市场化体制推进及供需等因素影响，2024年代理购电价格与容量电价之和相对2023年代理购电价格有所下降。2024年1-6月

全国平均代理购电价格 406.69 元/兆瓦时，比 2023 年同期代理购电价格下跌 6.87%；29 个公布煤电容量电价的省级电网平均代购购电价格+平均容量电费 423.05 元/兆瓦时，比 2023 年同期代理购电价格下跌 2.63%；且部分省份如上海、天津、湖北、山西等地的代理购电价格下行幅度较大，我们认为一定程度上容量电价的推出，激活了煤电企业参与市场交易的动力，间接促进了电量电价的下降。

整体上电力供需仍然偏紧，2024 年以来电量电价仍高于煤电基准价。由于制造业复苏，出口恢复以及电动车渗透率提高等因素影响，我国近年来用电量增速明显，电量供需仍呈现一定紧平衡特征，反映到电价上，2023 我国电网代理购电价格几乎贴近煤电交易基准价的上限（基准价+20%）运行。2024 年 1-6 月我国 33 个省级电网代理购电价格平均比煤电基准电价高出 9.42%；公布容量电价明细的 29 省，代购电价与容量电价之和，比 29 省平均基准电价高出 14.71%。值得注意的是，我们认为后期随着电力市场化机制的推进，未来电量电价部分有望独立运行在基准电价上下 20%幅度内，即电量电价上限达到基准电价+20%，考虑高耗能企业用电不受限价控制，未来电量电价有可能突破基准电价+20%的限制。

2.2 容量电费收入及对行业影响测算

不考虑新增装机及容量电价新的调整情况下，我们测算 2024-2025 年全国煤电容量电价收入预计 1121 亿元，2026 年以后达到 1792 亿元。主要依据及假设为：

（1）容量电价水平：2024-2025 年，云南、湖南、河南、重庆、广西、四川、青海七省容量电价回收的固定成本比例为 50%，计 165 元/千瓦；其余省份为 30%，计 100 元/千瓦；2026 年以后，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%，新能源比例较大的为 70%，假设 70%的省份仍为上述七省，计 231 元/千瓦；其余省份为 165 元/千瓦。

（2）煤电机组适用率：煤电容量电价适用于合规在运的公用煤电机组，燃煤自备电厂、不符合规定或不满足能耗、环保及灵活调节能力的机组不执行容量电价机制，如河北截至 2023 年底煤电机组装机容量 4882.36 万千瓦、适用容量电价的合规在运机组合计 4761.5 万千瓦，占比 97.52%。如内蒙古、山西等煤炭大省的自备电厂较多，预计适用容量电价的机组占比有所减少。假设各省在运机组平均适用容量电价的适用率 90%，

（3）煤电机组最大出力：煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，假设 h 最大出力按额定容量的 100%。

按照各省煤电容量电价水平及煤电装机容量（按容量电价适用率 90%）测算，2024-2025

年全国煤电容量电价收入预计 1121 亿元，2026 年以后达到 1792 亿元以上（不考虑煤电装机变动情况，以及按 70% 固定投资回收的省份数量增加）。

表 6：省及全国容量电价收入测算(各亿元)

关键指标		参数假设			
容量电价水平（元/千瓦）	七省	165/231			
	其他省份	100/165			
煤电机组适用率（%）		90%			
最大出力（%）		100%			
2024-2025 容量电费收入（亿元）		1121.28			
2026 年容量电费收入（亿元）		1792.32			
省份	容量电价(2024-2025, 元/千瓦·年, 含税)	容量电价(2026 及以后, 元/千瓦·年, 含税)	煤电装机(2023 年, 万千瓦)	容量电费收入 (2024-2025, 万元)	容量电价收入 (2026 年以后, 万元)
云南	165	231	1240.00	184140.00	257796.00
湖南	165	231	2578.88	382963.68	536149.15
河南	165	231	6600.85	980226.23	1372316.72
重庆	165	231	1439.26	213730.11	299222.15
广西	165	231	1932.00	286902.00	401662.80
四川	165	231	1405.28	208684.08	292157.71
青海	165	231	370.50	55019.25	77026.95
广东	100	165	6869.00	618210.00	1020046.50
海南	100	165	306.00	27540.00	45441.00
贵州	100	165	3292.00	296280.00	488862.00
吉林	100	165	1700.75	153067.50	252561.38
安徽	100	165	5478.17	493035.30	813508.25
陕西	100	165	5259.65	473368.50	781058.03
河北	100	165	4882.36	439412.40	725030.46
山东	100	165	10644.33	957989.70	1580683.01
湖北	100	165	3426.98	308428.20	508906.53
福建	100	165	3009.51	270855.90	446912.24
江西	100	165	2526.35	227371.50	375162.98
黑龙江	100	165	2204.95	198445.50	327435.08
江苏	100	165	8070.62	726355.80	1198487.07
新疆	100	165	6357.16	572144.40	944038.26
山西	100	165	7206.27	648564.30	1070131.10
上海	100	165	1439.35	129541.50	213743.48
浙江	100	165	5034.86	453137.40	747676.71
内蒙古	100	165	10784.00	970560.00	1601424.00
宁夏	100	165	3089.90	278091.00	458850.15

天津	100	165	1249.05	112414.50	185483.93
甘肃	100	165	2468.30	222147.00	366542.55
辽宁	100	165	3524.78	317230.20	523429.83
北京	100	165	77.00	6930.00	11434.50
合计				11212785.95	17923180.47

资料来源：国家发改委、国家能源局，山西证券研究所

短期内容量电费收入占煤电机组收入的比例相对较低。当前我国煤电交易基准价平均值为371.68元/兆瓦时，2023年我国煤电机组装机量11.6亿千瓦，煤电平均利用小时数4685小时，简单测算煤电发电量约5.43万亿千瓦时，不考虑电厂自用及输电损耗，假设全部煤电电量上网销售，按照煤电交易基准价上浮20%测算，则2023年煤电机组电量电费总收入约24260亿元，即假设电量不变的情况下，2024-2025年煤电机组容量电费收入是2023年煤电机组全部电量电费收入的4.62%，煤电装机不变且容量电价不变的情况下，2026年煤电机组容量电费收入约为2023年全部煤电机组电量电费收入的7.39%。

2.3 电量电费收入测算和敏感性测试

中长期内电量电费仍是煤电机组主要收入。当前煤电容量电价的提出是新能源装机占比提升背景下确保电网稳定性的需要，是煤电支撑价值和调节价值的体现，但由于当前煤电发电量占比较高，煤电机组电量电费收入对煤电成本回收仍有一定保障，因此，当前煤电容量电价仅作为煤电固定成本部分回收手段，是煤电机组收入的部分补充（上节我们测算的2024-2025年容量电费仅占2023年电量电费收入的4.62%（2026年也仅为7.39%），中长期内，电量电费收入仍是煤电机组收入的主要影响因素。

假设煤电上网电量不变情形下，由于容量电费拆分出去，我们测算2024年电量电费收入23249亿元，同比下滑4.2%。容量电费推出未改变电量电费的收入模式，煤电机组的电量电费收入仍然由装机规模、利用小时数及电量电价等数据测算可得，我们根据历史数据对电量电费与上述要素的敏感性进行测算。上一节，我们测算在煤电交易电价上限（基准价+20%）运行下，2023年煤电机组电量电费24260亿元，我们测算未来电价在基准价基础上每变化2%时或发电小时数每变化100小时情形下，电量电费收入变化情况。敏感性测试结果显示，在2023年数据的基础上煤电利用小时数下降100小时，电量电费收入下降超过2%；煤电交易电价每下降2%，电量电费收入下降超过1.6%。29个公布煤电容量电价的省级电网平均容量电价0.0192元/千瓦时，相当于上述地区平均基准电价0.3688元/千瓦时的5.21%。我们假设2024

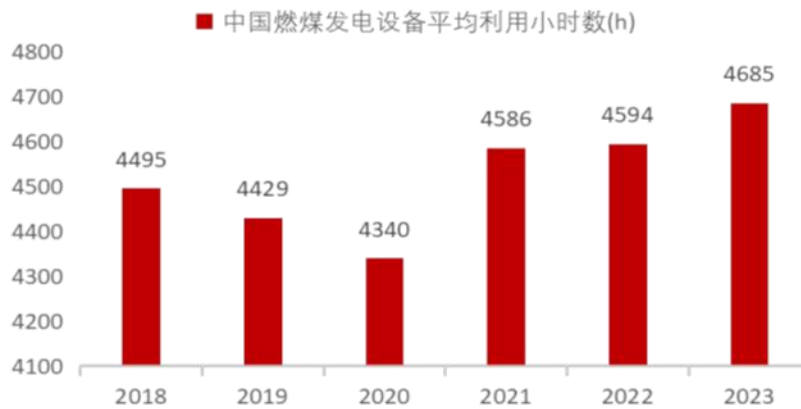
年煤电平均交易电价为 2023 年煤电基准价减去容量电价，即相较煤电基准价上浮 15%左右时，在发电小时数及发电量不变情形下，测算 2024 年电量电费收入 23249 亿元，同比下滑 4.2%。

表 7：煤电利用小时数及煤电交易电价上浮比例变动对煤电机组电量电费收入的影响

关键指标		参数假设								
2023 年煤电装机（亿 kw）		11.6								
煤电利用小时数（h）		4685								
全国煤电平均基准价（元/kwh）		0.372								
基准价上浮 20%（元/kwh）		0.4464								
2023 电量电费收入（亿元）		24260								
煤电利用小时数(h)										
煤电基准价上浮比例		4000	4100	4200	4300	4400	4500	4600	4685	4800
	-20%	13809	14154	14499	14844	15190	15535	15880	16173	16570
	-18%	14154	14508	14862	15215	15569	15923	16277	16578	16985
	-16%	14499	14862	15224	15587	15949	16311	16674	16982	17399
	-14%	14844	15215	15587	15958	16329	16700	17071	17386	17813
	-12%	15190	15569	15949	16329	16708	17088	17468	17791	18227
	-10%	15535	15923	16311	16700	17088	17477	17865	18195	18642
	-8%	15880	16277	16674	17071	17468	17865	18262	18599	19056
	-6%	16225	16631	17036	17442	17848	18253	18659	19004	19470
	-4%	16570	16985	17399	17813	18227	18642	19056	19408	19884
	-2%	16916	17338	17761	18184	18607	19030	19453	19812	20299
	0%	17261	17692	18124	18555	18987	19418	19850	20217	20713
	2%	17606	18046	18486	18926	19367	19807	20247	20621	21127
	4%	17951	18400	18849	19298	19746	20195	20644	21025	21541
	6%	18296	18754	19211	19669	20126	20584	21041	21430	21956
	8%	18642	19108	19574	20040	20506	20972	21438	21834	22370
	10%	18987	19462	19936	20411	20886	21360	21835	22238	22784
	12%	19332	19815	20299	20782	21265	21749	22232	22643	23199
	14%	19736	20229	20723	21216	21710	22203	22696	23116	23683
15%	19850	20346	20842	21339	21835	22331	22827	23249	23820	
16%	20023	20523	21024	21524	22025	22525	23026	23451	24027	
18%	20368	20877	21386	21895	22405	22914	23423	23856	24441	
20%	20713	21231	21749	22266	22784	23302	23820	24260	24856	

资料来源：Wind，各省电网公司官网，北极星售电网，山西证券研究所

图 9：中国燃煤发电设备平均利用小时数



资料来源：Wind，山西证券研究所

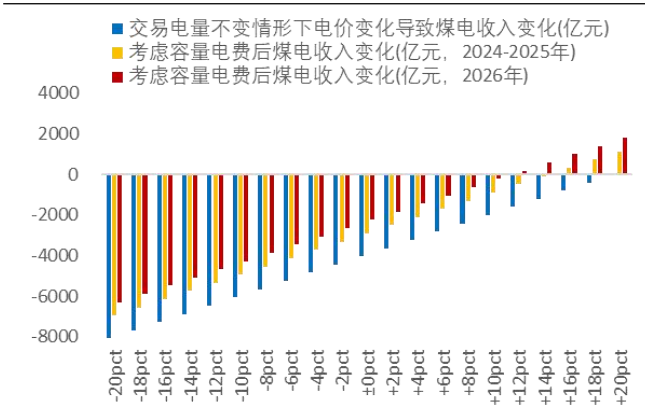
当前煤电电量收费的增加只能依赖利用小时数上涨，但未来电量电价单独回到基准价20%的上限时，容量电费将成为煤电机组收入增量。由于煤电电价浮动机制，我们假设2023年煤电交易电价封顶交易情况下，煤电机组收入增长只能依靠交易电量的增加，我们测算当煤电利用小时数达到4800小时，且容量电价+电量电价仍为基准电价上浮20%的情形下，煤电机组电费收入达到24856亿元，同比增长2.45%。即在当前政策下，容量电价的推出目前仅实现煤电机组固定成本部分回收的目的，并没有给煤电机组带来增量收入，但未来随着新型电力系统建设推进，电力价格体制改革预计进一步深化，未来电力紧缺时，煤电电量电价有望突破+20%，从而带动收入增长。

2.4 容量电价时代煤电机组收益底部抬高，收益稳定性增强

容量电价抬高了煤电机组收入底部预期，且随着容量电价提高，煤电机组收入底部将继续提升。我们测算的煤电机组收入底部至少抬高5.54%（2024-2025年）或8.86%（2026年）。假设煤电交易电量不变，煤电交易电价分别为基准价372元/兆瓦时和298元/兆瓦时（基准价下浮20%）时，煤电机组电量电费收入分别为2.02万亿元和1.62万亿元，较2023年收入分别减少16.67%和33.24%；但考虑容量电费后，上述两种交易电价下，煤电收入分别为2.13万亿元和1.73万亿元（2024-2025年），底部抬高了5.54%和6.92%；2026年及以后煤电收入分别为2.20万亿元和1.80万亿元，底部抬高了8.86%和11.07%。即容量电价推出后，煤电机组收入底部明显抬升。

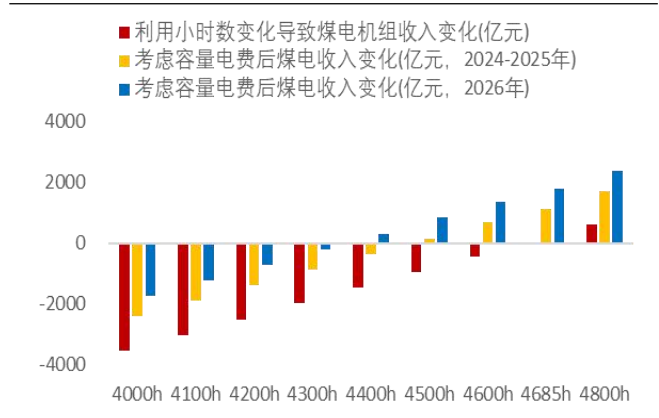


图 10: 煤电交易价变化导致的煤电收入变化 (与 2023 比较)



资料来源: Wind, 各省电网公司官网, 北极星售电网, 山西证券研究所

图 11: 煤电利用小时数变化导致的煤电收入变化 (与 2023 比较)



资料来源: Wind, 各省电网公司官网, 北极星售电网, 山西证券研究所

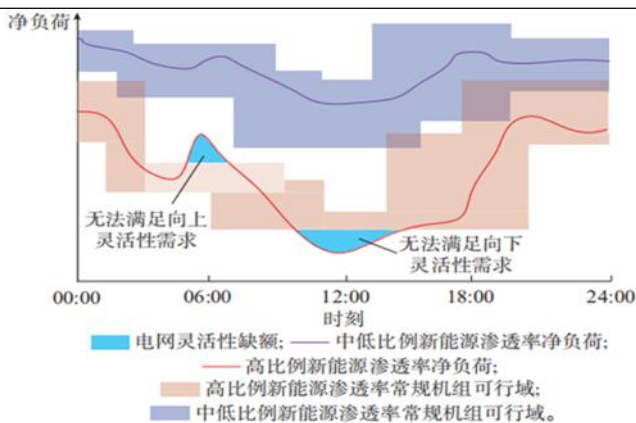
未来电价限制减弱或取消后，容量电价将成为煤电机组增量收入，电力供需紧张时显著增厚收益。随着电价机制改革，未来电价或将由市场机制形成，电力紧缺时，电量电价随市场上涨，容量电价将显著增厚煤电机组收益。若后期市场改革推进，电量电价+容量电价可突破基准价上浮 20%限制后，假设电量电价上涨到基准价上浮 20%水平，约 446 元/兆瓦时，假设交易电量值不变，则电量电费加上容量电费收入合计为 2.54 万亿元（2024-2025 年）和 2.61 万亿元（2026 年及以后），分别比 2023 年上涨 4.62%和上涨 7.39%，显著增厚煤电机组收益。

2.5 辅助服务收入仍有增长空间，与容量电价一起抬高煤电收入底部

随着新能源装机提高，电网系统灵活性不足，目前煤电是灵活性电源的主要选择。随着新能源大比例接入电网对电力系统灵活性带来挑战：1、由于是具有间歇性、波动性和随机性的风光大比例接入电网，电力系统净负荷易短时陡峭变化，给电力系统实时平衡带来挑战，高新能源渗透率下的净负荷曲线易出现灵活性缺额；2、无法满足向上的灵活性需求，即向上调节容量不足，会导致电力供需紧张，面临电力短缺。无法满足向下的灵活性需求，即向下调节容量不足，会出现新能源的消纳问题，导致弃风弃光；3、近年来极端天气频繁，给整个电力需求和负荷管理带来极大不确定性，对电力系统灵活性提出更高的要求。电力系统灵活性改造成本包含灵活性电源投资或改造成本、系统调节运行成本等。从经济转型和保供角度综合考虑，当前阶段，煤电灵活性改造优势明显。根据《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策

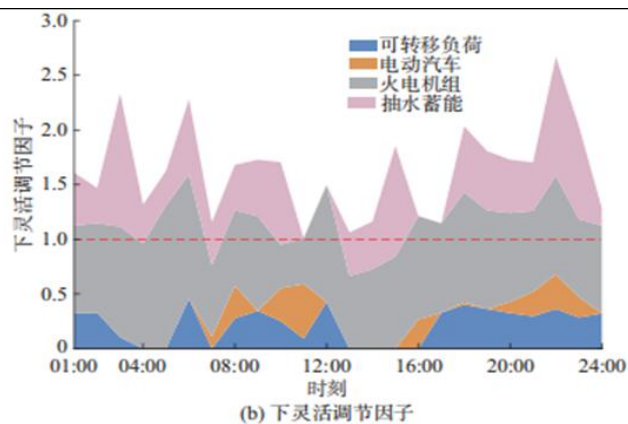
建议》，煤电机组灵活性改造主要包括单位调节容量改造成本 600-700 元/千瓦，以及低负荷运行增加煤耗 14-20 克/千瓦时（按 2023 年长协均价计算约 0.013-0.018 元/千瓦时）对应的可变成本。抽水蓄能和储能的调节范围大，可以-100%-100%，但投资建设成本分别为 6300-7200 元/千瓦和 1.5 元/瓦·时。另外，火电在中、长尺度的灵活性提升方面优势明显，而抽水蓄能受限于水库容量，持续放电时间一般为 6-12h。随着新能源发电占比提高，未来系统电力供应的不确定性增强，提升长时间尺度灵活性是电力保供的主要途径。

图 12：新能源高渗透率下的净负荷曲线出现灵活性缺口



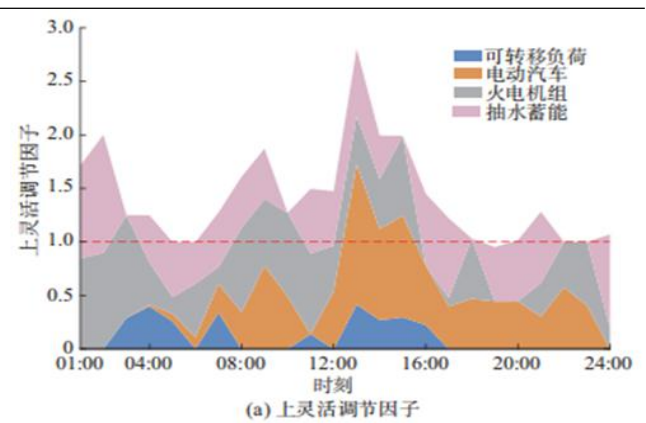
资料来源：《新能源电力系统灵活性供需量化及分布鲁棒优化调度》童宇轩等、山西证券研究所

图 14：不同灵活性资源灵活性调节能力 (a)



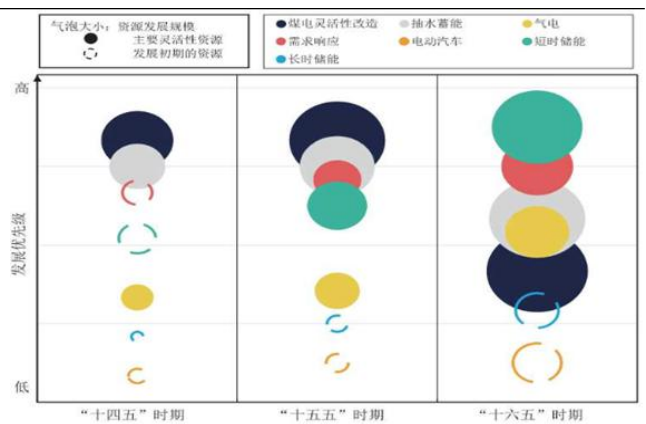
资料来源：《新能源电力系统灵活性供需量化及分

图 13：不同灵活性资源灵活性调节能力 (a)



资料来源：《新能源电力系统灵活性供需量化及分布鲁棒优化调度》童宇轩等、山西证券研究所

图 15：不同时期我国电力系统灵活性提升示意图



资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经

布鲁棒优化调度》童宇轩等、山西证券研究所

济性与政策建议》，山西证券研究所

煤电灵活性改造成本优势最明显；气电、新建抽水蓄能电站成本高；新建储能电站成本虽也较低，但灵活性提升弱于火电和抽水蓄能，且受益不明晰，经济性较差。我们预计随着新能源装机大比例增长，未来煤电在新型电力系统中的功能，除作为兜底保供能源外，还将承担越来越重要的灵活性调节功能，以保障电力系统的瞬时平衡性和安全性。但作为备用容量，其机组利用小时数必然下降。以上文我们测算数据，到2030年假设火电发电量5.8万亿千瓦时（乐观情形下），则即使不考虑未来新增火电装机，即火电装机仍按2023年的13.9亿千瓦计算，届时火电利用小时数约4168h，比2023年减少6.9%，利用小时数的减少必然导致火电机组收入的减少。同时，灵活性启停也将提高煤电机组的煤耗率，机组建设成本，运营成本难以得到回收，影响煤电经营和建设积极性。本着谁受益谁付费原则，未来新型电力系统建设过程中，辅助服务收费将成为除容量电费外煤电机组收入的重要组成部分。

表8：不同能源提供灵活性的成本构成

资源	灵活性成本构成				
	固定成本投入	成本增量		机会成本	
电源侧	常规煤电	灵活性改造投资成本 600-700元/千瓦	低负载运行的可变成本增量 14-20克/千瓦时	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
	燃煤热电联产	灵活性改造投资成本 300-500元/千瓦	低负载运行产生的可变成本增量	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
	燃气电厂	建设投资成本，气电置换 煤电：7013-9457元/千瓦	运行维护成本，低负载运行时高于 0.56-0.58元/千瓦时		
	常规水电		频繁变水流量导致水轮机叶片寿命损耗		损失部分发电收益
	核电		燃料循环成本增量	设备维护更换成本增量	损失部分发电收益
储能侧	抽水蓄能	投资建设成本 6300-7200/千瓦	运行维护成本		
	电化学储能	投资建设成本1.5元/瓦·时	运行维护成本	退役处置成本	
	绿氢	投资建设成本1.71元/Nm ³	生产成本20-65元/kg	运输成本3.9-13元/kg	损失部分发电收益

其余储能

投资建设成本

生产成本

运行维护成本

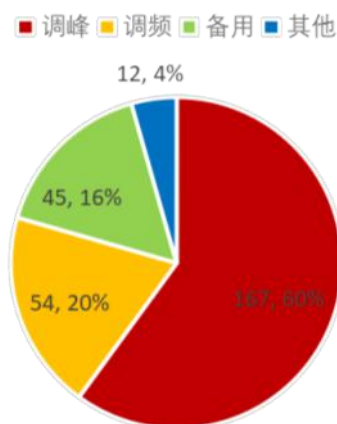
损失部分
发电收益

资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》、山西证券研究所

火电辅助服务收费仍有较大增长空间，与容量电费一起抬高火电机组收入底部空间。2023年上半年，我国电力辅助服务收费合计 278 亿元，其中：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%，其他辅助服务收费 12 亿元，占比 4.4%。火电机组仍是辅助服务的主要提供方，2023 年上半年火电企业获得辅助服务补偿 254 亿元，占比 91.4%。即，我国 2023 年辅助服务费年化 556 亿元，其中火电获得 508 亿元。

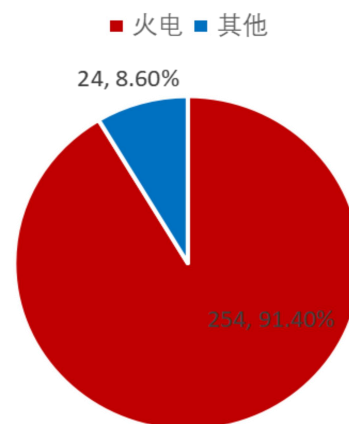
根据国家发改委、能源局 2024 年 2 月发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，未来将推进各地电力辅助服务市场规范统一，发挥电力辅助服务在电力系统稳定和绿色低碳转型中的重要作用。电力辅助服务费用将由主要在发电侧分担，逐步向用户侧合理疏导。随着体制机制理顺，我国电力辅助服务市场规模或将进一步扩大。根据中国储能网统计，国际市场年度电力辅助服务费用一般为全社会总电费的 3% 以上。假设我国辅助服务收费未来也达到 3%，我们测算我国一年的电力辅助服务费规模将接近 900 亿元，同比 2023 年增长 61.87%；假设火电占比不变，则预计火电机组辅助服务收费约 823 亿元，同比 2023 年增长 61.93%。该部分辅助服务费与容量电费一起成为火电机组的保底收益，进一步抬高火电机组收入底部空间和稳定性。

图 16：2023 H1 辅助服务费用结构(亿元，%)



资料来源：中国储能网，山西证券研究所

图 17：2023H1 辅助服务费用流向(亿元，%)



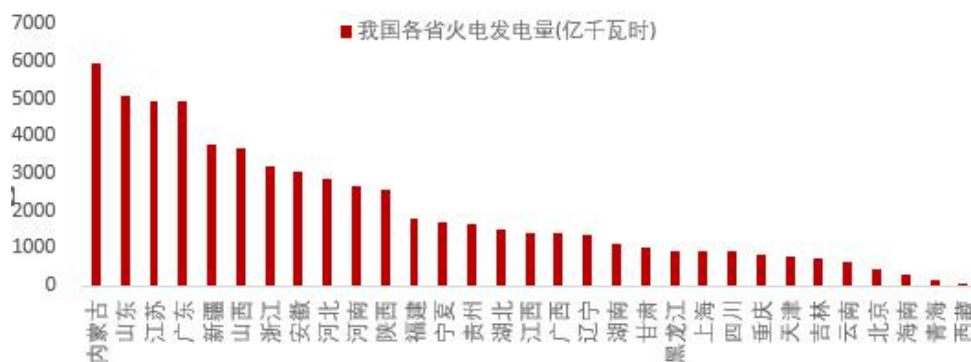
资料来源：中国储能网，山西证券研究所

3. 煤电板块投资策略

3.1 电量电费收入、成本角度对火电上市公司的选择

从煤电机组的电费收入角度来看，电量电费仍是主力，短期内关注装机布局在火电需求大（新能源装机少，消纳率高）、煤电基准价相对较高，能够保障未来电量电费收入的公司；随着新能源装机占比提高，未来电力系统不确定性提高；一方面随着我国经济发展及电气化率提升，我国社会用电量仍有较大提升空间，同时随着电网系统中新能源电量占比到达一定的临界点，未来新能源上网电量增速或放缓，电力供需紧张时火电尤其是煤电的发电量仍有继续增长的可能；第二，新能源不稳定性和波动性明显，用电高峰时期，火电机组将承担更多的调峰需求；第三，新能源装机占比持续提高，短时性的上网电量冲击叠加现货交易的扩容，未来电价波动幅度也将大幅增加，零电价负电价等现象多发，火电需求大（也意味着新能源装机少，消纳率高）地区的火电机组或将享受更高的交易电价。

图 18：中国各省火电发电量(2023 年)

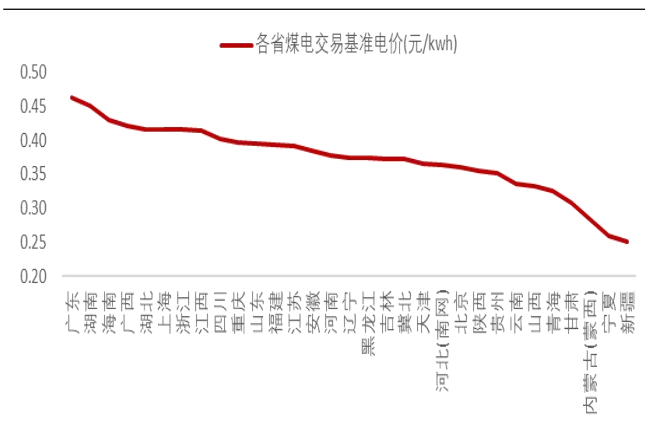


资料来源：Wind，山西证券研究所

图 19：中国各省电网煤电交易基准电价

图 20：2024 年以来各省代理购电价格排序



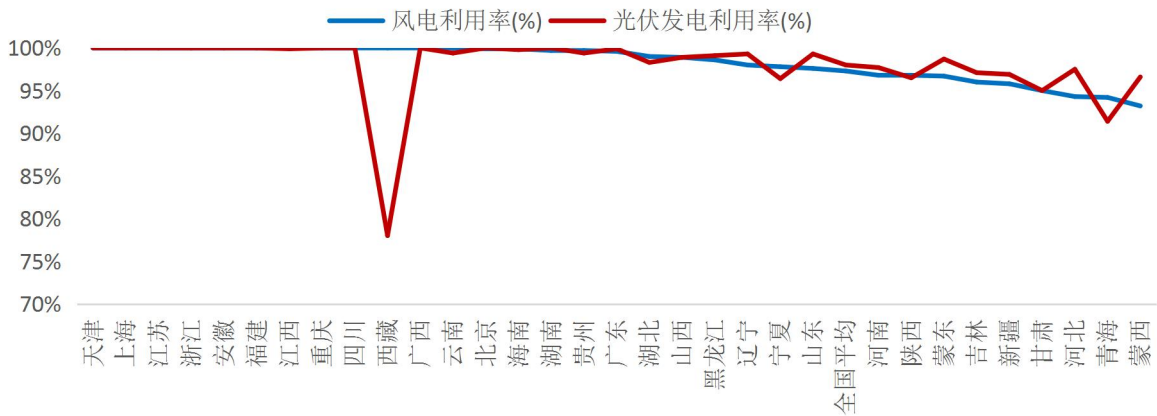


资料来源: Wind, 山西证券研究所



资料来源: Wind, 山西证券研究所

图 21: 中国各省风电及光伏发电利用率排序(2023 年)



资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 山西证券研究所

综合火电发电量、煤电基准价及风光消纳率等因素选择关注的上市公司。从各省火电发电量来看, 内蒙古、山东、江苏、广东、新疆、山西、浙江、安徽、河北、河南、陕西、福建排名靠前; 从煤电交易基准价及 2024 年 1-6 月各省电网代理购电价格来看, 上海、广东、湖北、海南、湖南、浙江、江苏、重庆、河南、天津、山东、安徽、江苏电价偏高; 从各省风电及光伏发电利用率考虑, 天津、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、重庆、四川风光利用率较高, 意味着风光资源禀赋一般, 火电需求量偏高。综合考虑, 我们认为上海、江苏、安徽、福建、浙江、广东等地区的地区性火电上市公司或火电装机重点布局在上述地区的央企火电上市公司未来或将获得较高的电量电费收入。

表 9：火电板块主要关注公司不同类型电力装机情况及占比

公司名称	实控人/大股东	电力装机总量(万千瓦)	火电装机容量(万千瓦)				火电售电量(亿千瓦时)	火电平均电价(元/千瓦时)
			燃煤	占比	燃气	占比		
浙能电力	浙江国资委	3517	3087	87.78%	402.70	11.45%	1542.5	0.4460
皖能电力	安徽国资委	在运 1138	953	84%			482.2	0.4556
粤电力 A	广东国资委	3448.1	1989	58%	705.9	20.47%	1078.79	0.5834
申能股份	上海国资委	1694.7	840	50%	342.6	20.22%	367.09	0.4968
福能股份	福建国资委	599.39	261.61	44%	152.8	25.49%	175.72	0.4619

资料来源：各公司 2023 年度报告，山西证券研究所

除关注收入外，由于煤电电价上涨空间不大，短期内电量成本的弹性仍是煤公司盈利的关键因素，燃煤成本相对较低的公司或将受益。受宏观调控影响，我们预计短期内我国电量电价上涨空间有限，因此燃料煤成本仍是决定火电企业盈利能力的主要因素。相关上市公司煤电板块毛利率将取决于度电成本的高低，煤电一体化程度高、长协煤占比高（或国际煤价偏低时，进口煤使用率较高）、度电煤耗率更低的公司将持续受益。燃料成本一般占煤电营业成本的 70-80%，是煤电企业盈利能力的关键因素。以 2023 年为例，按照动力煤年度长协均价 714 元/吨测算，煤电度电燃料成本 0.2909 元/kwh，假设燃料成本占全部成本 75%，则煤电成本测算为 0.3878 元/kwh，而 2023 年代理购电平均价格 0.4288 元/kwh，测算的度电毛利率约 9.55%。假设供电煤耗维持 300g/kwh，则 5500 大卡动力煤价格为 600 元/吨时，度电燃料成本约 0.2441 元/kwh，比 2023 年下降 0.0468 元/kwh，假设价格维持 0.4288 元/kwh，则度电毛利率将达到 24.10%，改善显著；假设 5500 大卡动力煤价格维持 700 元/吨时，供电煤耗下降到 290g/kwh，度电燃料成本下降到 0.2729 元/kwh，比 2023 年下降 0.0180 元/kwh，对应毛利率 15.15%，比 2023 年提高近 6 个百分点。近几年，由于煤质变化等因素影响，煤电机组耗煤率趋于稳定，叠加灵活性改造导致的煤耗率增加，预计煤耗率降低的可能性不大，短期内煤电收益更多依靠煤炭价格的合理回归。

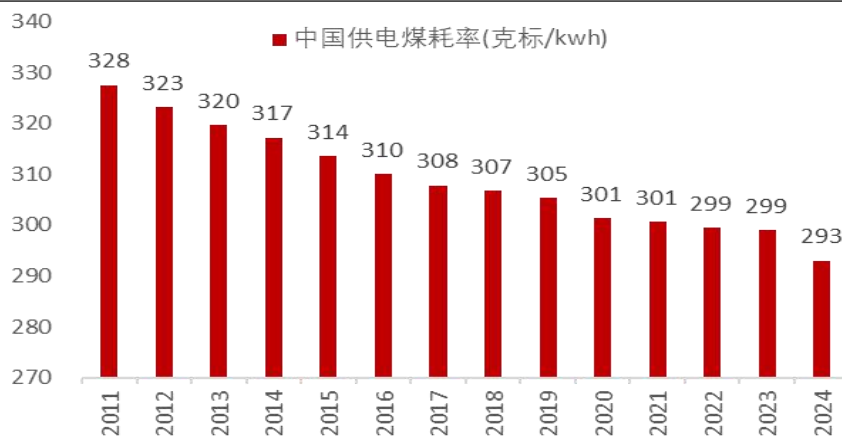
表 10：电煤价格与供电煤耗变化对度电燃煤成本影响的敏感性测试

秦港动力煤平仓价(Q5500, 元/吨)	折标煤价格(元/吨)	入炉标煤价格(元/吨, 含运费、损耗)	供电煤耗(g/kwh)							
			260	270	280	290	300	310	320	330
500	636	686	0.1785	0.1853	0.1922	0.1990	0.2059	0.2128	0.2196	0.2265

600	764	814	0.2115	0.2197	0.2278	0.2360	0.2441	0.2522	0.2604	0.2685
700	891	941	0.2446	0.2540	0.2635	0.2729	0.2823	0.2917	0.3011	0.3105
800	1018	1068	0.2777	0.2884	0.2991	0.3098	0.3205	0.3311	0.3418	0.3525
900	1145	1195	0.3108	0.3228	0.3347	0.3467	0.3586	0.3706	0.3825	0.3945
1000	1273	1323	0.3439	0.3571	0.3704	0.3836	0.3968	0.4100	0.4233	0.4365
1100	1400	1450	0.3770	0.3915	0.4060	0.4205	0.4350	0.4495	0.4640	0.4785
1200	1527	1577	0.4101	0.4259	0.4416	0.4574	0.4732	0.4890	0.5047	0.5205
1300	1655	1705	0.4432	0.4602	0.4773	0.4943	0.5114	0.5284	0.5455	0.5625
1400	1782	1832	0.4763	0.4946	0.5129	0.5312	0.5495	0.5679	0.5862	0.6045

资料来源：Wind，山西证券研究所

图 22：中国历年供电煤耗率



资料来源：Wind，山西证券研究所

随着煤炭保供增加，煤电机组燃料成本整体下降，但仍有不同结构及价格特点。从燃料煤成本来看，上述公司中国电力及内蒙华电因依托大股东丰富的煤炭资源和煤炭产能，基本上实现了长协全覆盖，其燃料煤成本变化随长协煤政策及价格变动；华电国际和皖能电力则采取年度长协为主，月度长协为辅的采购策略，燃料煤成本灵活性稍高。其他如浙能电力、申能股份、粤电力 A、福能股份等则采取年度长协、月度长协及进口煤灵活调整机制，受市场煤及进口煤价格影响更大。本轮煤炭高景气周期运行时间较长，煤炭产量及煤炭价格均创历史新高并回落。我们预计在进口总量维持且国内煤炭先进产能建设推进的大背景下，煤炭价格或将继续向合理空间回落，利好煤电燃料煤成本继续修复。

表 11：主要火电公司营收、归母净利润、ROE 及燃煤发电毛利率

公司名称	营业收入(亿元)			归母净利润(亿元)			资产负债率 (%,2023A)	ROE(扣 非,2023A)	煤电业务 毛利率 (%,2023A)
	2021A	2022A	2023A	2021A	2022A	2023A			
内蒙华电	189.34	230.66	225.25	4.54	17.67	20.05	40.97	13.96	16.34
陕西能源	154.77	202.85	194.53	4.04	24.72	25.56	53.07	13.44	34.87
皖能电力	210.32	242.76	278.67	-13.37	4.25	14.30	66.36	11.29	7.69
国电电力	1681.85	1926.81	1809.99	-18.45	28.25	56.09	73.92	11.14	9.52
浙能电力	710.73	801.95	959.75	-8.61	-18.29	65.20	45.69	10.54	
申能股份	253.13	281.93	291.42	16.42	10.82	34.59	56.16	10.45	10.68
赣能股份	27.00	41.43	70.89	-2.48	0.11	4.90	61.51	10.42	11.17
通宝能源	78.31	111.18	108.87	1.86	8.54	6.80	28.18	9.74	10.10
宝新能源	94.11	94.15	102.75	8.24	1.83	8.89	41.71	7.23	13.33
穗恒运 A	39.28	39.32	48.22	1.60	-0.57	2.93	63.50	7.21	
广州发展	379.10	478.50	467.55	2.03	13.54	16.38	61.96	6.76	16.54
天富能源	70.65	81.43	95.08	-0.45	-1.99	4.31	67.98	6.57	
华能国际	2046.05	2467.25	2543.97	-102.64	-73.87	84.46	67.41	6.57	
江苏国信	280.11	315.57	336.94	-3.43	0.68	18.70	55.62	6.56	
上海电力	306.31	391.61	424.02	-18.93	3.21	15.93	70.01	6.54	
粤电力 A	441.67	526.61	597.08	-31.48	-30.04	9.75	78.96	5.82	12.82
华电国际	1044.22	1070.59	1171.76	-49.65	1.00	45.22	62.07	5.67	
深圳能源	315.70	375.25	405.04	21.29	21.99	20.46	63.62	4.86	11.76
长源电力	121.64	146.62	144.57	-0.25	1.23	3.49	72.62	3.53	
大唐发电	1034.12	1168.28	1224.04	-92.64	-4.10	13.65	70.91	3.44	
京能电力	222.37	304.85	328.78	-31.11	8.03	8.78	63.55	3.06	
建投能源	150.41	183.06	189.46	-22.10	1.03	1.67	67.48	0.55	17.90
深南电 A	7.57	6.94	5.90	-4.39	-1.60	0.04	32.13	-0.51	
晋控电力	152.75	202.20	196.16	0.04	-6.83	-5.15	82.14	-4.51	0.58
华电能源	98.02	188.77	188.44	-29.37	-10.16	-0.91	78.60	-6.71	
华银电力	96.03	97.02	99.39	-22.70	0.27	-1.87	92.41	-12.53	4.04
豫能控股	119.06	130.98	119.84	-20.28	-21.40	-5.54	88.72	-19.02	-12.16

资料来源：wind，山西证券研究所

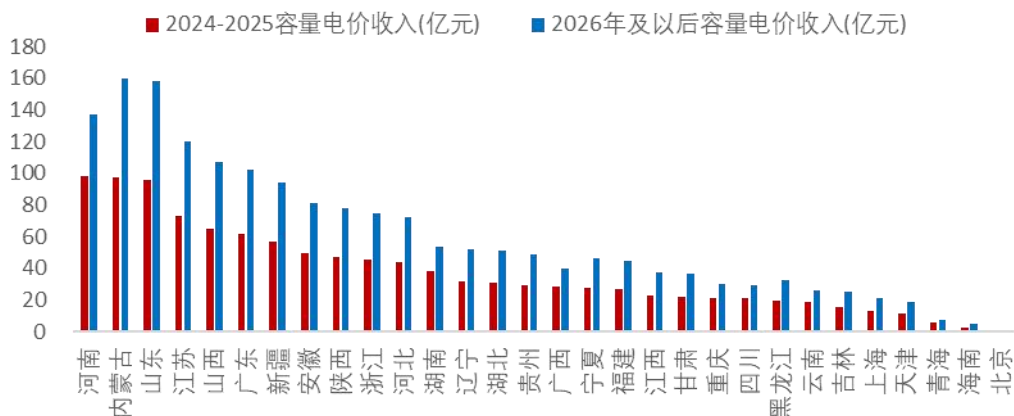
综合发电量潜力及燃料成本弹性，我们建议主要关注的公司有华电国际、华能国际、国电电力三家央企火电上市公司，以及地区性火电上市公司如皖能电力、浙能电力、申能股份、福能股份及煤电一体化公司如陕西能源、内蒙华电等。

3.2 主要火电上市公司容量电价及敏感性测算

中长期看，容量电价带来的容量收费将成为煤电机组收入的重要组成部分；随着新能源

发电量占比持续提高，火电利用小时数被挤占，未来容量电价提升空间仍存，且此消彼长下有可能成为火电机组的主要收入。同时能够获得较高容量电价的机组一般也意味着较多的调峰、调频等辅助服务需求，从而获得更多的辅助服务收入；从容量电价角度，火电装机总量大，且火电装机所处区域调峰需求大，火电“三改联动”推进程度高的火电公司未来或持续受益于容量电价带来的收入底部提升和稳定性提升。央企火电上市子公司由于装机量大，布局区域广泛，且主要机组均为国调、省调主力电厂；同时。央企资金实力雄厚，在运机组完成“三改联动”比例较高，在新型电力系统中或将持续受益于容量电价及辅助服务收费提升。另外值得注意的是，我国煤电机组逐步进入设计服役期限后期，但受煤炭成本偏高影响，新增机组不足，部分机组到期后需要进行延期服役，从而获得超预期的容量电费 and 电费收入。我国央企火电机组普遍投运时间较早，或将受益于煤电机组延期服役带来的电量和容量收费。建议关注央企火电上市子公司：华电国际、华能国际、国电电力等。

图 23：中国各省容量电费收入测算



2026 年的容量电费相当于公司度电均价下行到 0.4278 元/千瓦时。假设未来火电交易电价下行到全国煤电基准电价平均价（0.372 元/千瓦时）和基准电价下浮 20%（0.298 元/千瓦时）两种偏悲观情形下，没有容量电费时，公司火电收入分别为 745.16 亿元和 596.93 亿元；加上容量电费则分别为 799.69 亿元和 651.46 亿元（2024-2025 年），即容量电费使得公司火电收入的底部抬升了 7.32%和 9.14%。按照 2026 年容量电价测算，则火电收入底部抬升了 11.49%和 14.34%。

表 12：央企火电子公司煤电装机情况及容量电费测算

公司名 称	实控人/大股东	电力装机 总量（万 千瓦）	煤电装 机（万千 瓦）	容量电费（亿元）		2023 年火 电收入 （亿元）	容量电费占火电收 入的比例	
				2024-2025	2026 及以后		2024-2025	2026 及以后
华电国际	国务院国资委/华电集团	5844.98	4689	54.53	85.62	942.61	5.79%	9.08%
国电电力	国务院国资委/国家能源集团	12723	10679	69.01	113.24	1536.11	4.49%	7.37%
华能国际	国务院国资委/华能集团	16565.5	9328.3	93.64	149.48	1888.44	4.96%	7.92%

资料来源：各公司 2023 年年度报告，山西证券研究所

3.3 火电上市公司其他交易逻辑

分红率提高带动估值提升逻辑：随着新型电力系统建设的推进，新能源建设及配套设施建设的任务多以集团为主，上市公司火电电源建设任务减少，且灵活性及容量收入增加，未来资本开支有望持续降低，大股东对分红的诉求有望提升，火电上市公司的分红率有望持续提高；根据市净率估值与分红率的反向关联关系，板块及个股分红率的提升有望提振估值。**建议关注内蒙华电、申能股份、浙能电力等。**

表 13：火电板块主要公司历年现金分红比例

证券代码	证券简称	年度分红比例（%）				
		2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
600863.SH	内蒙华电	66.16	96.13	143.73	60.57	60.23
600642.SH	申能股份	47.26	56.93	59.79	72.57	56.60
600023.SH	浙能电力	63.46	50.33			51.42
600795.SH	国电电力	52.58	27.09		63.14	38.16
600011.SH	华能国际	125.66	61.90			37.17
000543.SZ	皖能电力	34.86	17.00		25.59	35.05
600027.SH	华电国际	42.27	59.00	-49.69	2,049.39	33.93

000539.SZ	粤电力 A	54.94	36.08		10.77
-----------	-------	-------	-------	--	-------

资料来源：Wind，山西证券研究所

容量电价即辅助服务收费占比提高带来了煤电公司业绩的可预测性和稳定性，也有助于估值提升：上市公司或行业业绩的稳定性和可预测性提高是公司估值提升的一大催化剂，如长协煤占比提高带来煤炭板块估值提升等。未来火电机组的作用将由主要提供电量价值向提供容量价值和调节价值转变，容量电价及辅助服务收费占比将越来越高，火电板块上市公司业绩的稳定性和可预测性将大幅提升，从而减少对煤价预测的依赖性，火电板块有望向实质性的公用事业属性转变，有助于火电上市公司估值的提升。建议关注装机结构简单，调节价值和调峰价值突出的火电公司以及煤电一体化公司，如**浙能电力**、**皖能电力**、**苏能股份**等。

4. 风险提示

- 电价大幅下降：随着新能源装机容量提升及现货交易占比提高，综合电价存在继续下降的空间，煤电与新能源竞争加剧，上网电价也可能下行。
- 用电需求增长不及预期：世界范围内地缘政治危机不断，金融环境日趋复杂，我国经济发展内部也存在结构调整及转型等需求，未来经济增速或对电力需求产生较大的影响，若需求不及预期，可能影响电力消费量，从而影响火电机组电量电费收入。
- 煤炭价格大幅上涨：虽然国内煤炭产量增速有所恢复，海外进口总量仍较高，煤价整体价格中枢下行为主；但国内煤矿安全形势仍存较大不确定性，且双碳要求下煤炭行业资本开支或受限，国内煤炭产量回升幅度仍待观察；同时，受气候及地缘政治等影响，海外煤价仍然存在上涨可能性，从而导致国内进口煤可能不及预期，供需若失衡，国内煤价上涨，火电燃料煤成本可能随之上涨。
- 新能源消纳问题解决：报告逻辑基于新能源消纳问题依赖火电提供灵活性来源，但除煤电外，气电、储能、抽水蓄能等也是新能源消纳的解决方案选择，若未来储能成本下降或国家补贴补助提升，导致储能经济性回升，可能利空火电灵活性收费，且导致火电发电量下降，从而影响电量电费收入。
- 企业分红意愿下降：火电并非传统高分红高股息标的，因过去火电企业承担重要电源建设（包括新能源）任务，且受燃料煤成本制约，后期若火电企业资本开支仍然较高，相关标的分红意愿或不及预期。
- 利率环境显著变化：分红提振估值基于我国金融市场整体利率环境的向低利率的转换及深入，但若未来国内外金融政策等变化导致我国利率环境改变，可能导致高股息高分红板块及个股对投资者吸引力降低。



分析师承诺：

本人已在中国证券业协会登记为证券分析师，本人承诺，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本人对证券研究报告的内容和观点负责，保证信息来源合法合规，研究方法专业审慎，分析结论具有合理依据。本报告清晰准确地反映本人的研究观点。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直接或间接受到任何形式的补偿。本人承诺不利用自己的身份、地位或执业过程中所掌握的信息为自己或他人谋取私利。

投资评级的说明：

以报告发布日后的 6--12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的涨跌幅为基准。其中：A 股以沪深 300 指数为基准；新三板以三板成指或三板做市指数为基准；港股以恒生指数为基准；美股以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。

无评级：因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见的结果的重大不确定事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。（新股覆盖、新三板覆盖报告及转债报告默认无评级）

评级体系：

——公司评级

- 买入： 预计涨幅领先相对基准指数 15%以上；
- 增持： 预计涨幅领先相对基准指数介于 5%-15%之间；
- 中性： 预计涨幅领先相对基准指数介于-5%-5%之间；
- 减持： 预计涨幅落后相对基准指数介于-5%- -15%之间；
- 卖出： 预计涨幅落后相对基准指数-15%以上。

——行业评级

- 领先大市： 预计涨幅超越相对基准指数 10%以上；
- 同步大市： 预计涨幅相对基准指数介于-10%-10%之间；
- 落后大市： 预计涨幅落后相对基准指数-10%以上。

——风险评级

- A： 预计波动率小于等于相对基准指数；
- B： 预计波动率大于相对基准指数。



免责声明：

山西证券股份有限公司(以下简称“公司”)具备证券投资咨询业务资格。本报告是基于公司认为可靠的已公开信息，但公司不保证该等信息的准确性和完整性。入市有风险，投资需谨慎。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。在任何情况下，公司不对任何人因使用本报告中的任何内容引致的损失负任何责任。本报告所载的资料、意见及推测仅反映发布当日的判断。在不同时期，公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。公司或其关联机构在法律许可的情况下可能持有或交易本报告中提到的上市公司发行的证券或投资标的，还可能为或争取为这些公司提供投资银行或财务顾问服务。客户应当考虑到公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突。公司在知晓范围内履行披露义务。本报告版权归公司所有。公司对本报告保留一切权利。未经公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯公司版权的其他方式使用。否则，公司将保留随时追究其法律责任的权利。

依据《发布证券研究报告执业规范》规定特此声明，禁止公司员工将公司证券研究报告私自提供给未经公司授权的任何媒体或机构；禁止任何媒体或机构未经授权私自刊载或转发公司证券研究报告。刊载或转发公司证券研究报告的授权必须通过签署协议约定，且明确由被授权机构承担相关刊载或者转发责任。

依据《发布证券研究报告执业规范》规定特此提示公司证券研究业务客户不得将公司证券研究报告转发给他人，提示公司证券研究业务客户及公众投资者慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

依据《证券期货经营机构及其工作人员廉洁从业规定》和《证券经营机构及其工作人员廉洁从业实施细则》规定特此告知公司证券研究业务客户遵守廉洁从业规定。

山西证券研究所：

上海

上海市浦东新区滨江大道 5159 号陆家嘴滨江中心 N5 座 3 楼

太原

太原市府西街 69 号国贸中心 A 座 28 层
电话：0351-8686981
<http://www.i618.com.cn>

深圳

广东省深圳市福田区林创路新一代产业园 5 栋 17 层

北京

北京市丰台区金泽西路 2 号院 1 号楼丽泽平安金融中心 A 座 25 层

