



Research and
Development Center

电力市场化加速，煤电新周期启动

—— 电力行业
2022 年度策略

2022 年 12 月 12 日

证券研究报告

行业研究

行业深度研究

电力行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师
执业编号: S1500518070001
联系电话: 010-83326712
邮箱: zuoqianming@cindasc.com

李春驰 能源行业分析师
执业编号: S1500522070001
联系电话: 010-83326712
邮箱: lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编: 100031

电力市场化加速，煤电新周期启动

2022年12月12日

本期内容提要:

- **2022年电力回顾：供需趋紧、电价上扬，煤电新一轮建设加速。**

(1) **电力供需情况分析：**国内电力供需矛盾激化，缺电范围时段持续扩大。顶峰容量装机增速低于全电源装机增速，以煤电为主的支撑性电源装机占总装机比例逐年下降，是缺电发生的根本原因。2022年叠加极端天气影响，有序用电范围较2021年进一步扩大。(2) **电价波动情况分析：**市场化改革加速推进，煤电电价持续高位运行。目前电力市场化改革正向纵深推进，现货市场试点运行推进情况较好；随着煤电电量和工商业用户全部进入市场，电力市场交易电价也随之出现上涨，并持续高位运行；辅助服务成本疏导机制明确，费用逐步转向发电企业和市场化用户共同分摊；容量市场仍处于小范围试点开展中。(3) **煤电企业经营情况：**经营情况边际向好，企业业绩出现分化。2021年以来，动力煤现货价格大幅上涨，导致主要煤电企业均因成本问题出现亏损。2022年以来的电煤长协保供政策落实情况较好，但煤电企业业绩仍出现分化。(4) **煤电投资建设情况：**政策更加强调安全保供，煤电投资逆势上扬。国家能源政策开始调整，提出“先立后破”，强调能源供给与保障安全。今年尤其是下半年以来，火电投资出现大幅增长，逆转原先下跌趋势。2022年煤电项目核准节奏如我们在《电力“十四五”发展的前瞻性研判》《电力供需形势与展望（还会缺电吗？）》《我国电力市场的价格、机制与投资机会》《缺电常态下煤电建设提速势在必行》多篇研究逻辑中预判的加快，预计预期外新增项目并网时间为2024年左右。
- **2023年煤电新周期开启：投资继续加速、业绩有望持续改善。**

(1) **装机需求测算：**“十四五”顶峰装机缺口亟待补充，煤电作为兜底保障能源重要性突显。除煤电外，其他电源顶峰容量预计仅不到2亿千瓦，若按“十四五”煤电装机规划为1.5亿千瓦考虑，则“十四五”期间顶峰装机缺口约为0.98~1.19亿千瓦，既有煤电装机规划远不足以满足顶峰容量需求。(2) **装机供应情况分析：**新核准速度进入上升期，原停缓建部分有望更快恢复建设投运。停缓建项目很多已完成前期可研、立项及相关审批环节，可更快开工，“十三五”煤电停缓建项目总量约1.5亿千瓦。同时2022年煤电项目核准进入快车道，预计今明两年火电将额外新开工1.65亿千瓦。(3) **煤电项目投产制约分析：**投资决策流程和建设周期限制煤电产能释放节奏。从投资能力看，煤电企业经营情况在2022年转好，投资能力有所恢复，为新一轮煤电投资建设周期启动奠定一定条件基础。从投资意愿看，发电收益的不确定性影响煤电集团加大投资的意愿。因此，煤电的投资建设还需要以辅助服务市场和容量市场为代表的系统调节性补偿市场机制加以驱动。从建设周期看，煤电产能释放存在至少2年以上的建设周期。电力供应短缺的局面不会在近期出现缓解。(4) **设备市场空间分析：**火电投资建设加速，设备市场迎来机遇期。本轮新增煤电装机规划将扭转火电投资建设持续下滑趋势，带动提振火电设备市场空间扩

大。以“十四五”新增煤电装机规划 1.6 亿千瓦计，对应锅炉机组投资额约为 2324.8 亿元，汽轮发电机组投资额约为 681.37 亿元，热力系统汽水管道投资额约为 345.6 亿元。(5) **煤电灵活性改造：系统调节资源日益稀缺，煤电灵活性改造加速推进。**在构建适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统过程中，系统调节资源的稀缺是推动煤电灵活性改造的最强助力。本体改造费用总额范围为 44.4~266.4 亿元；热电机组额外进行“热电解耦”改造，改造费用总额范围为 175.8~829.8 亿元。(6) **煤电运营商经营形势分析：受益于量价齐升，业绩有望持续改善。**煤电企业有望在“十四五”迎来煤电电量价齐升，实现亏损状态的持续改善。从电量角度看，煤电电量的新增电量及同比增速依然有望在“十四五”保持增长；从电价角度看，煤电电价有望从电能量、辅助服务补偿和容量补偿三个电价组成部分获益。

- **投资建议：(1) 受益于电煤保供政策落实和电力市场化改革推进，煤电运营商有望迎来价值重估。**受益于电煤中长协保供力度的加强、以及长协煤价格的基本稳定，煤电运营商成本端的压力有望缓解。电量方面，在“十四五”期间全社会用电量仍将保持相对中高速增长的前提下，煤电电量有望保持正增长，煤电企业运营商的销售电量也有望进一步提升；电价方面，伴随着电力市场化改革不断推进、市场化电量占比不断提高、各地现货市场建设和辅助服务市场建设的进一步开展，煤电企业有望从电能量价格上浮、辅助服务收益和容量补偿三个电价组成部分获益。受益标的：国电电力、华电国际、华能国际、粤电力 A 等。(2) **煤电新一轮建设周期启动，设备制造商迎来新增长。**由电力供需紧张引起的煤电新一轮投资建设周期启动，新增煤电装机有望同步带动火电设备投资空间的超预期增长。“十五五”期间尖峰负荷需求将有望随新能源的进一步渗透和居民三产用电占比提高而不断提高，顶峰电源的新增装机需求具有较高的可持续性。受益标的：东方电气。(3) **高比例新能源渗透带动灵活性资源需求，灵活性改造技术有望受益。**立足于新型电力系统长周期持续性的调节需求，煤电灵活性改造有望大幅增长。“十四五”的煤电灵活性改造同时具备“三改联动”政策推动和电力市场化改革加速的经济性推动。中短期来看，灵活性改造有望完成“十四五”规划的 2 亿千瓦；远期来看，灵活性改造有望覆盖全部在运适改机组，市场空间较大。受益标的：龙源技术、青达环保、西子洁能等。
- **风险因素：**宏观经济下滑导致用电量增速不及预期、电力市场化改革推进不及预期、电煤长协保供政策的执行力度不及预期等。

2022年电力回顾：供需趋紧、电价上扬，煤电建设加速.....	6
1、国内电力供需矛盾激化，缺电范围时段持续扩大.....	6
2、电力市场化改革加速推进，煤电电价持续高位运行.....	7
3、煤电企业经营边际向好，企业业绩出现分化.....	13
4、政策更加强调安全保供，煤电投资逆势上扬.....	13
2023年煤电新周期开启：投资继续加速、业绩有望持续改善.....	16
1、顶峰缺口亟待补充，煤电作为兜底保障电源重要性突显.....	16
2、装机新核准加速，原停缓建机组有望更快投运.....	18
3、投资决策流程和建设周期限制煤电产能释放节奏.....	20
4、火电投资加速背景下，设备市场迎来机遇期.....	21
5、系统调节资源日益稀缺，煤电灵活性改造加速推进.....	22
6、受益于量价齐升，煤电运营商业绩有望持续改善.....	24
投资建议.....	26
1、受益于电煤保供政策落实和电力市场化改革推进，煤电运营商有望迎来价值重估.....	26
2、煤电新一轮建设周期启动，设备制造商迎来新增长.....	26
3、高比例新能源渗透带动灵活性资源需求，灵活性改造技术有望受益.....	27
风险因素.....	27

表目录

表 1: 可用装机容量的测算方法.....	6
表 2: 2021-2022 年全国电力供需情况总结.....	7
表 3: 电力市场化改革重要政策总结.....	8
表 4: 电力现货试点进展情况总结.....	9
表 5: 新旧“两个细则”修订与调整内容对比.....	11
表 6: 能源供给与安全保障政策梳理.....	14
表 7: 各地区合理备用率.....	16
表 8: 最大负荷增速（估算）与全国主要电网最高用电负荷增速对比情况.....	16
表 9: “十四五”除煤电外其他电源新增顶峰容量测算（万千瓦）.....	17
表 10: “十四五”煤电缺口计算（亿千瓦）.....	18
表 11: 2017 年全国煤电调控任务落实情况汇总表（万千瓦）.....	18
表 12: 2022 年煤电新增核准项目情况.....	19
表 13: 煤电项目建设流程及周期.....	21
表 14: 煤电灵活性改造技术路线及成本情况.....	24
表 15: 重点上市公司估值表.....	27

图目录

图 1: “十二五”以来电源装机及顶峰容量发展情况（万千瓦）.....	6
图 2: “十二五”以来顶峰容量及全国尖峰负荷情况（万千瓦）.....	6
图 3: 全国统一电力市场体系.....	9
图 4: 2022 上半年广东电力市场交易电量情况（亿千瓦时）.....	10
图 5: 近五年山西省调机组市场化电量比重变化情况.....	10
图 6: 历年广东电力市场年度合同电量与价差示意图.....	10
图 7: 2022 年 6 月山西电力现货市场日前价格.....	10
图 8: 2022 年 1-11 月山西电力市场电价情况（元/兆瓦时）.....	11
图 9: 2022 年 1-9 月广东电力市场电价情况（元/兆瓦时）.....	11
图 10: 火电逐年发电量与平均利用小时数趋势图.....	12
图 11: 山东电力市场容量补偿政策.....	13
图 12: 山东容量补偿峰谷分时系数情况.....	13
图 13: 电煤现货与长协价格差情况（元/吨）.....	13
图 14: 部分煤电企业上市公司单季度净利润情况（亿元）.....	13
图 15: 近三年火电分月投资额情况（亿元）.....	15
图 16: 近三年火电逐月累计投资额同比变动（%）.....	15
图 17: 2021-2022 年分季度煤电新增核准项目情况（GW）.....	15
图 18: 2022 年 1-10 月分省煤电项目核准情况（GW）.....	15
图 19: 年最大负荷增速对比.....	17
图 20: 年最大负荷增速与顶峰容量（冬季）增速对比（%）.....	17
图 21: 主要煤电上市公司现金流情况（亿元）.....	20

图 22: 国网能源研究院关于未来发电量结构的预测.....	20
图 23: 煤电项目投资组成.....	22
图 24: 煤电项目热力系统投资情况.....	22
图 25: “十二五”至“十四五”火电项目投产情况 (万千瓦)	22
图 26: “十三五”-“十四五”火电装机增速对比 (%)	22
图 27: 2020 年煤电机组容量分布情况.....	23
图 28: “十三五”至今灵活性改造相关政策规划	23
图 29: “十三五”至“十四五”煤电新增电量及增速情况.....	25
图 30: “十三五”至“十四五”煤电电量占比	25
图 31: 2016 年以来动力煤长协价格情况 (元/吨)	26
图 32: “十三五”至“十四五”煤电设备利用小时数情况.....	26

2022 年电力回顾：供需趋紧、电价上扬，煤电建设加速

1、国内电力供需矛盾激化，缺电范围时段持续扩大

电力系统运行需要实现实时平衡，即同时包括电量平衡和电力平衡。其中，电力平衡用以描述电力系统的瞬时功率供需情况，其要求是：可用装机容量 \geq 最大负荷 \times (1+备用率)。顶峰容量测算方法如表 1 所示。当遭遇极寒极热天气，新能源出力不及预期时，局部顶峰装机全部容量亦无法满足尖峰负荷，从而导致缺电问题发生。

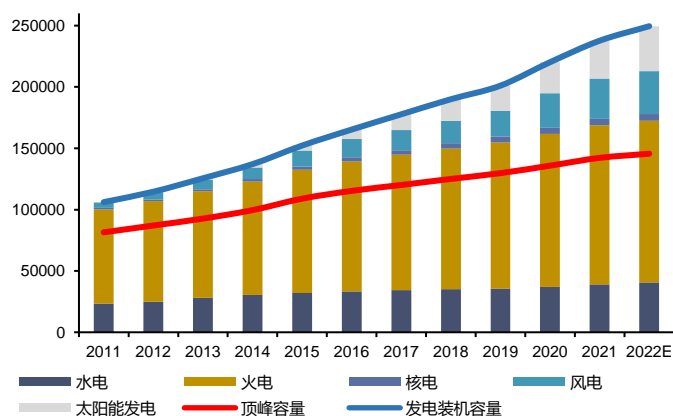
表 1：可用装机容量的测算方法

电源类型	可用装机容量 = 装机容量 \times (1 - 受阻系数)
火电	<ul style="list-style-type: none"> 供热机组受阻系数一般按 15% 考虑 粗略估计我国火电机组中有一半供热，则火电平均受阻系数按 8% 考虑
水电	<ul style="list-style-type: none"> 常规水电：需要按照丰枯季、调节能力考虑受阻比例，一般丰季受阻系数 10%，枯季受阻系数 40% 抽水蓄能：受阻系数按 0 考虑
核电	<ul style="list-style-type: none"> 受阻系数按 0 考虑
风电	<ul style="list-style-type: none"> 受阻系数一般按 95% 考虑
太阳能发电	<ul style="list-style-type: none"> 因最大负荷一般出现在晚 7-9 点左右，此时光伏不再发电，因此受阻系数按 100% 考虑

资料来源：南方能源观察，信达证券研发中心

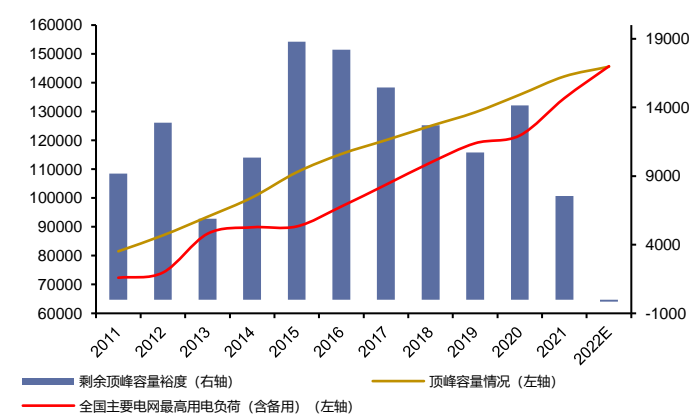
“十三五”以来，我国新增装机容量主要来自于新能源机组。2016~2020 年间，新能源新增装机在总新增装机中的占比分别达到 40.6%、54.4%、53.6%、50.8%、63.0%。出于对电力供需将在“十三五”期间处于供应过剩的预判，2016 年以来国家严控火电新增装机增长，火电项目出现“三个一批”（取消一批、缓核一批、缓建一批）的局面。2016~2020 年间，火电新增装机在总新增装机中的占比分别仅达到 44.2%、34.8%、31.8%、42.0%、28.8%，增速逐渐放缓。同时，水电剩余可开发裕度不足，核电在 2016-2018 年间审批建设停滞三年，导致顶峰容量增速持续低于最大负荷增速。2011 年-2021 年，全电源装机增速年均 12.44%，而顶峰容量增速仅为 7.37%，且 2014 年后增速差距逐渐拉大。顶峰容量装机增速低于全电源装机增速，以煤电为主体的支撑性电源装机占总装机比例逐年下降，是缺电发生的根本原因。

图 1：“十二五”以来电源装机及顶峰容量发展情况（万千瓦）



资料来源：中电联，信达证券研发中心（注：2022E 为 2022 年 1-10 月数据）

图 2：“十二五”以来顶峰容量及全国尖峰负荷情况（万千瓦）



资料来源：Wind，信达证券研发中心（注：2022E 为 2022 年 1-10 月数据）

2021 年电力系统顶峰容量已出现不足，多地发生电力系统紧平衡与有序用电。2021 年 1

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 6

月，受寒潮天气等因素影响，江苏、浙江、蒙西、湖南、江西、安徽、新疆、四川等 8 个省级电网，在部分用电高峰时段采取有序用电措施。6-8 月迎峰度夏期间，广东、河南、广西、云南、湖南、贵州、江西、蒙西、浙江、重庆、陕西、湖北等 12 个省级电网，在部分用电高峰时段电力供应紧张，采取了有序用电措施。

2022 年叠加极端天气影响，有序用电范围进一步扩大。8 月全国有 21 个省级电网用电负荷创新高，浙江、江苏、安徽、四川、重庆、湖北等地区电力供需形势尤为紧张。

表 2: 2021-2022 年全国电力供需情况总结

	2021 年迎峰度冬	2021 年迎峰度夏	2022 年迎峰度冬	2022 年迎峰度夏
华中	湖南、江西有序用电	湖南、江西、河南、湖北有序用电	江西、湖南紧平衡	湖北有序用电
华南	-	广东、广西有序用电	-	-
西南	四川有序用电	贵州、云南、重庆有序用电	四川、重庆、贵州紧平衡	四川重庆有序用电
华北	蒙西有序用电	蒙西有序用电	-	-
华东	江苏、浙江、安徽有序用电	浙江有序用电	上海紧平衡	浙江、安徽、江苏有序用电
东北	-	-	-	-
西北	新疆有序用电	陕西有序用电	-	-

资料来源：中电联，信达证券研发中心

2、电力市场化改革加速推进，煤电电价持续高位运行

2021 年缺电至今，国家开始加快推动电力市场化改革向纵深推进。2021 年 10 月，国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格[2021]1439 号），推动燃煤发电量全部进入电力市场，并将煤电“基准价+上下浮动”的浮动范围扩大至上下浮动 20%（高耗能不受 20%比例限制），同时推动工商业用户全部进入电力市场，暂未进入市场的用户由电网企业代理购电。2022 年 1 月，国家发改委进一步印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改[2022]118 号），提出 2025 年初步建成全国统一电力市场体系，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成；2030 年基本建成全国统一电力市场体系，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，**新能源全面参与市场交易**，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

今年以来，**现货市场建设推进节奏较快**。2022 年 2 月，国家发改委能源局联合发布《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改[2022]129 号），对现货市场建设推进节奏提出“第一批试点地区原则上 2022 年现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区原则上在 2022 年 6 月底前启动现货市场试运行。2022 年 6 月底前，省间现货交易启动试运行，南方区域电力市场启动试运行”的落地运行要求。同时，《通知》提出加快推动电力资源与负荷加快进入现货市场，包括新能源、储能、分布式能源、新能源汽车、虚拟电厂、能源综合体、增量配电网、微电网等新型市场主体。11 月，国家能源局发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》和《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》。其中，《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》明确了集中式电力市场模式下的主要市场规则；《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》规定了监管机构对于各类市场成员的监管内容以及监管流

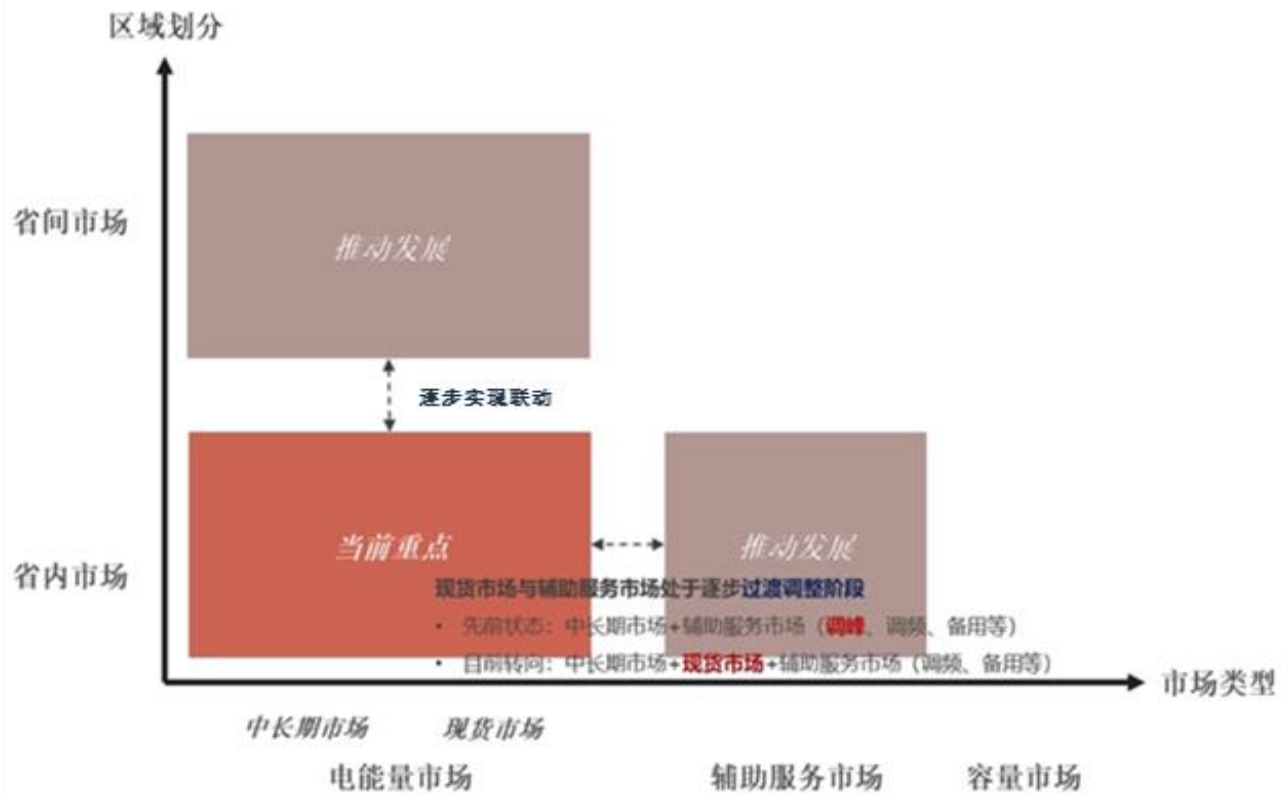
程。电力现货市场自此由试点性质的分省试验迈入全国性全面推广的阶段。

表 3: 电力市场化改革重要政策总结

时间	相关政策	主要内容
2021.10	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	<ul style="list-style-type: none"> • 燃煤发电量和 10kV 以上工商业用户全部进入电力市场 • 煤电“基准价+上下浮动”的浮动范围扩大至上下浮动 20%（高耗能不受 20%比例限制）
2022.01	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	<ul style="list-style-type: none"> • 2025 年初步建成全国统一电力市场体系：电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营；跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高；有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成； • 2030 年基本建成全国统一电力市场体系：适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行；新能源全面参与市场交易
2022.02	《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》	<ul style="list-style-type: none"> • 第一批试点地区原则上 2022 年现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区原则上在 2022 年 6 月底前启动现货市场试运行。2022 年 6 月底前，省间现货交易启动试运行，南方区域电力市场启动试运行 • 加快推动各类型具备条件的电源参与现货市场。引导储能、分布式能源、新能源汽车、虚拟电厂、能源综合体、增量配电网、微电网内的市场主体参与现货市场 • 加快推动用户侧全面参与现货市场交易；有序推动新能源参与市场交易。 • 按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省/区域现货市场
2022.11	《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》、《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》	<ul style="list-style-type: none"> • 加强中长期市场与现货市场的衔接，推动与辅助服务联合出清，加快辅助服务费用向用户侧合理疏导 • 稳妥有序推动新能源参与电力市场，并与现有新能源保障性政策做好衔接 • 推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易 • 各地按照国家要求，结合电力市场发展情况和实际需要，探索建立市场化容量补偿机制

资料来源：国家发改委，国家能源局，北极星售电网，信达证券研发

我国电能量市场呈现出“双轨制”的特征。“计划轨”代表仍然采用优先发电电量，沿用政府定价体系，由各省市发改委核定不同电源的上网电价和不同用户的销售电价，由电网公司继续进行统购统销的情况。“市场轨”代表在电能量部分，工商业用户与发电企业通过中长期合同和现货市场直接对话竞价，形成市场化电价的情况。目前，中长期电力交易市场已在全国普遍建立。现货市场中，第一批 8 个试点地区（南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃）已于 2022 年 6 月底启动长周期结算试运行，第二批 6 个试点地区（上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北）已于 2022 年 7 月底前启动模拟试运行。从整体交易情况看，2022 年 1-10 月，全国各地电力交易中心累计组织完成市场交易电量 43102.4 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 60.1%。相比于 2021 年全年市场化交易电量占比 45.5%提高 14.6pct。

图 3: 全国统一电力市场体系


资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

表 4: 电力现货试点进展情况总结

省份	结算试运行时间	省份	试运行时间
广东	第一批, 2021.11.1 长周期结算试运行	辽宁	第二批, 2022.6 模拟试运行
山东	第一批, 2022.1.1 长周期结算试运行	安徽	第二批, 2022.3 模拟试运行
山西	第一批, 2021.4.1 长周期结算试运行	湖北	第二批, 2022.7 模拟试运行
浙江	第一批, 2022.3.1 长周期结算试运行	河南	第二批, 2022.6 模拟试运行
甘肃	第一批, 2022.5.1 长周期结算试运行	江苏	第二批, 2022.7.1 结算试运行
蒙西	第一批, 2022.6.1 长周期结算试运行	上海	第二批, 2022.7.22 模拟试运行
福建	第一批, 2020.8.18 长周期结算试运行		
四川	第一批, 2021.12 长周期结算试运行		

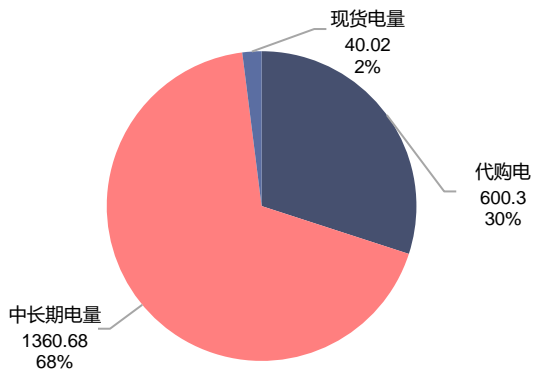
资料来源: 信达证券研发中心整理

首批试点中, 广东和山西作为起步较早、发展较快的电力现货市场试点, 分别于 2022 年 11 月 11 日和 3 月 31 日完成年度长周期结算试运行。截止至 2022 年上半年, 广东电力市场共有 44345 家市场主体, 包括 124 家发电企业和 145 家售电公司。从交易品种看, 广东电力市场现已在市场内部同时开展中长期市场交易 (包括年度交易, 月度交易, 市场合同转让交易和周交易), 现货市场交易 (日前现货市场和实时现货市场), 可再生绿电交易和

代理购电交易。

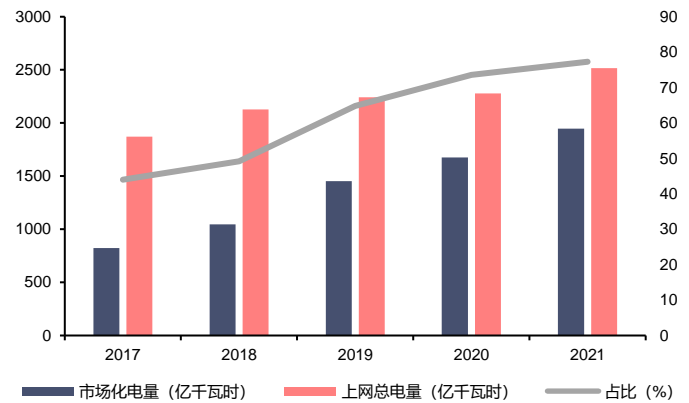
截止至 2021 年底，山西电力市场共有 11051 家市场主体，包括 448 家发电企业，308 家省内售电公司和 221 家跨省售电公司。从交易品种看，山西电力市场在组织年度、季度、月度等常规中长期交易的基础上，创新开展旬度和日度中长期交易，实现中长期按日开市的精细市场交易。

图 4：2022 上半年广东电力市场交易电量情况（亿千瓦时）



资料来源：广东电力市场 2022 年半年报告，信达证券研发中心

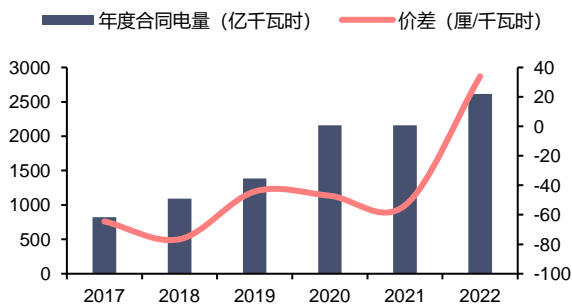
图 5：近五年山西省调机组市场化电量比重变化情况



资料来源：山西 2021 年电力市场交易报告，信达证券研发中心

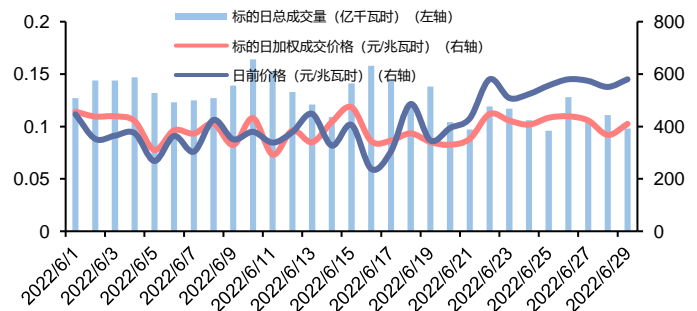
在改革初期，电力市场中的中长期合同成交价与现货市场价格相比于当地原先燃煤标杆电价均出现一定下降，广东电力市场中的中长期合同均价就出现 2017~2021 年连续 5 年的负价差，电力市场化改革在初期不断向发用双方释放红利，但同时也形成了电力供给过剩，“电改=降电价”的错误预期。2021 年全国大范围缺电扭转了社会对于电价“只跌不涨”的认识。山西等现货市场较为完备的地区，电价可以在较大范围内实现浮动，及时反映电力供需形势。

图 6：历年广东电力市场年度合同电量与价差示意图



资料来源：广东电力市场 2021 年年度报告，信达证券研发中心

图 7：2022 年 6 月山西电力现货市场日前价格

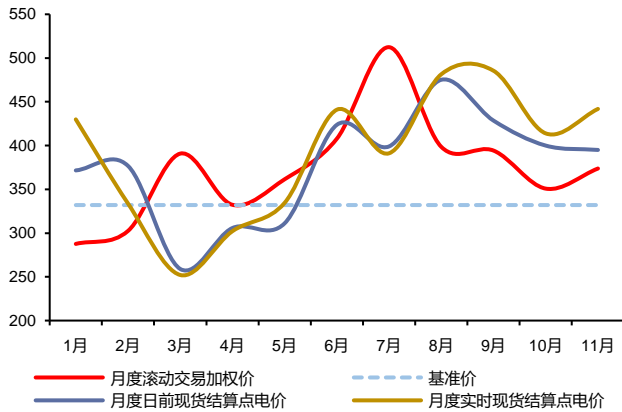


资料来源：泛能网电力交易微信公众号，信达证券研发中心

“1439”号文出台后，随着煤电电量和工商业用户全部进入市场，电力市场交易电价也随之出现上涨，并持续高位运行。山西月度滚动交易加权价和日前/实时月度现货结算点均价分别于 3 月和 5 月超过煤电基准价；广东中长期均价今年以来持续高于煤电基准价，现货结算点均价在 2~3 月和 6 月后都出现高于煤电基准价的大幅上涨。

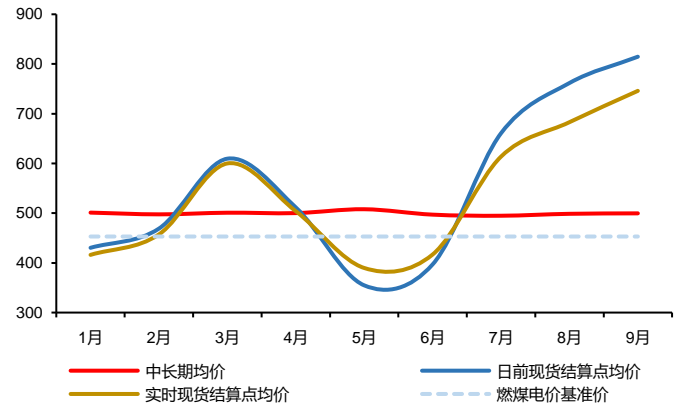
同时，工商业用户电价已经出现分门别类的上涨。根据国家发改委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 的限制。电网代理购电业务对高耗能企业提出“原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格为电网企业代理购电价格的 1.5 倍”的规定。2022 年 5 月，浙江省发改委能源局联合发布《关于调整高耗能企业电价的通知（征求意见稿）》，对部分符合条件的高耗能企业电价提高 0.172 元/kWh。

图 8：2022 年 1-11 月山西电力市场电价情况（元/兆瓦时）



资料来源：泛能网，信达证券研发中心

图 9：2022 年 1-9 月广东电力市场电价情况（元/兆瓦时）



资料来源：泛能网，信达证券研发中心

辅助服务市场方面，立足于新版“两个细则”，辅助服务成本逐步向用户和新能源机组疏导转移，费用由发电企业和市场化用户共同分摊。2021 年 12 月，国家能源局发布《电力并网运行管理规定》（国能发监管规[2021]60 号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61 号）（新版“两个细则”），用以替代 2006 年发布的《发电厂并网运行管理规定》（电监市场[2006]42 号）《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场[2006]43 号）（旧版“两个细则”）。本次修订与调整主要体现在**扩大主体范围，丰富交易品种，完善补偿机制和形成价格传导**四个方面，理顺辅助服务补偿和分摊机制，并推动辅助服务费用分摊向用户侧和未提供服务的发电单元传导。

随着新版“两个细则”出台，基于“谁提供，谁获利；谁受益，谁承担”的市场化公平原则下，原先的辅助服务费用火电机组全部分摊的情况将有所改变。分摊成员和电量范围扩大后，火电机组分摊的辅助服务费用将有望下降；新版“两个细则”明确用户侧资源的市场主体地位，用户侧可调节负荷可参加的服务种类包括调频、备用、需求响应等，政策壁垒有望加速破除；同时，新版“两个细则”利好储能等可调节负荷；新能源发电分摊的辅助服务费用将有所扩大，收益率存在下行压力。

表 5：新旧“两个细则”修订与调整内容对比

修订与调整主题	旧版	新版
扩大主体范围	并网发电厂（不含储能、抽水蓄能及用户侧资源）	<ul style="list-style-type: none"> 发电侧并网主体：火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂 可调节负荷：新型储能、自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、聚合商、虚拟电厂
丰富交易品种	<ul style="list-style-type: none"> 基本辅助服务：一次调频、基本调峰、基本无功调节 有偿辅助服务：自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、备 	<ul style="list-style-type: none"> 有功平衡服务：调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡 无功平衡服务：自动电压控制、调相运行 事故应急及恢复服务：稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑

用、黑启动

启动服务

完善补偿机制

- 按照**补偿成本**和**合理收益**的原则对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿
- 将相关考核费用**按贡献量大小**对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿。

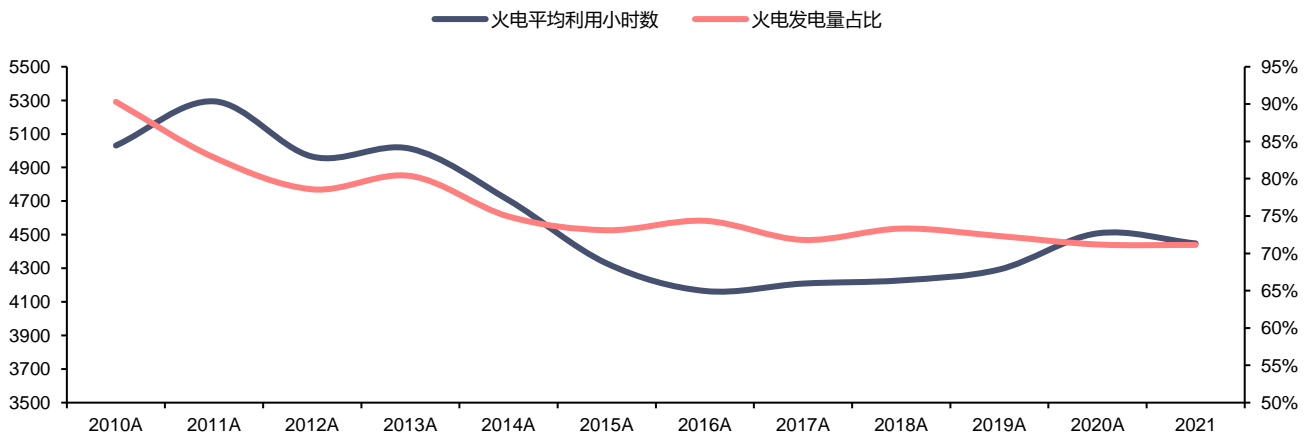
形成价格传导

- **“补偿成本+合理收益”费用来源：**主要来源于辅助服务的考核费用，不足（富余）部分按统一标准由并网发电厂分摊；
- **“按贡献量大小补偿”费用：**包括辅助服务的考核费用、非计划停运的考核费用、日发电计划偏差的考核费用。

- **固定补偿方式：**确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度
- **市场化补偿形成机制：**考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过**市场化竞争形成价格**
- 为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，**补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。**
- 为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。

资料来源：国家能源局，法律图书馆，信达证券研发中心

容量补偿部分，在新能源占比逐渐提升的新型电力系统中，由于新能源出力存在随机性、波动性和间歇性，单一依赖新能源无法做到对传统机组的顶峰容量替代。因此，煤电等常规能源的系统角色将逐步从电力电量保障的主体电源转变为以电力支撑为主、电量供应为辅的备用保障电源。在这一过程中，煤电等常规电源的发电利用小时数将不断下滑，因此难以仅通过电能量市场的收入回收固定投资成本。**容量电价作为保障常规电源固定投资成本回收的重要手段，有望随着电力市场机制的改革，作为独立的电价组成部分纳入电价体系内。**

图 10：火电逐年发电量与平均利用小时数趋势图


资料来源：中电联，中国电力智库，信达证券研发中心

目前已经开展容量补偿市场的地区仅有山东。2020年4月山东省发改委发布《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》（鲁发改价格〔2020〕622号），开始向用户征收每千瓦时0.0991元（含税）的容量补偿费用。2022年11月，国网山东电力公司会同山东电力交易中心发布《关于发布2023年容量补偿分时峰谷系数及执行时段公告》，在容量补偿费用收取部分引入深谷和尖峰系数及执行时段，以市场化机制手段通过调节容量收费时段来调节电力供需。

图 11: 山东电力市场容量补偿政策

为稳妥推进山东电力现货市场建设, 保证电力系统长期容量的充裕性, 根据《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办体改〔2021〕339号) 等文件规定, 现将山东电力现货市场容量补偿电价有关事项通知如下:

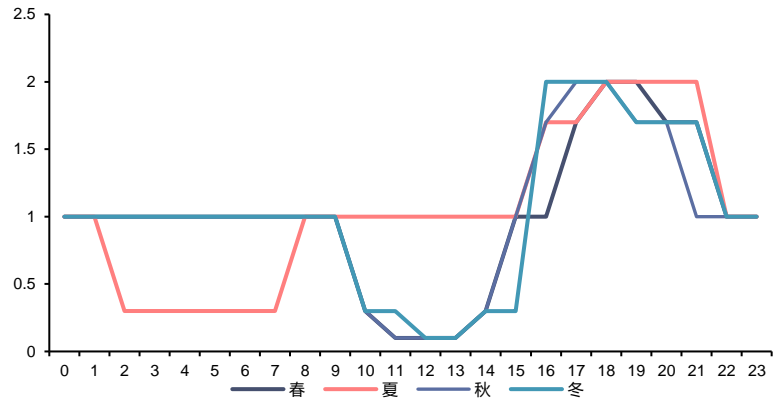
一、山东容量市场运行前, 参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取, 电价标准暂定为每千瓦时0.0991元(含税)。补偿机组范围、补偿费用收取(支付)方式等根据《山东省电力现货市场交易规则(试行)》等规定执行。

二、在保持容量补偿费用总体水平基本稳定的基础上, 根据山东电力系统用电负荷或净负荷特性变化, 参考现货电能市场分时电价信号, 研究探索基于峰荷责任法的容量补偿电价收取方式, 引导电力用户削峰填谷、错峰用电, 改善电网供需状况。具体办法另行通知。

三、政策执行过程中遇到的问题及建议, 请及时报告省发展改革委(价格管理处)。

本通知自2022年5月1日起施行, 有效期至2026年12月31日。《山东省发

资料来源: 山东省发改委, 信达证券研发中心

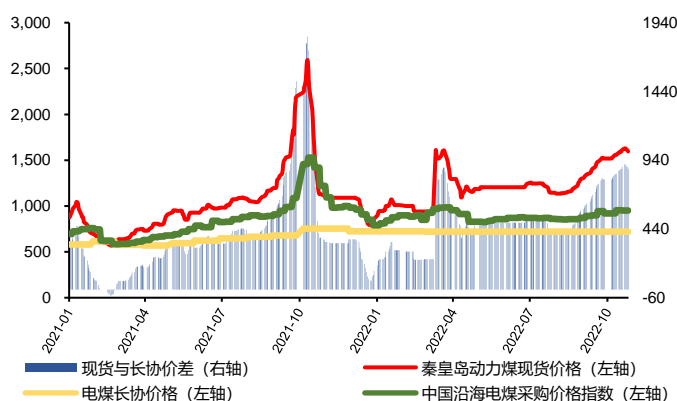
图 12: 山东容量补偿峰谷分时系数情况


资料来源: 北极星储能网, 信达证券研发中心

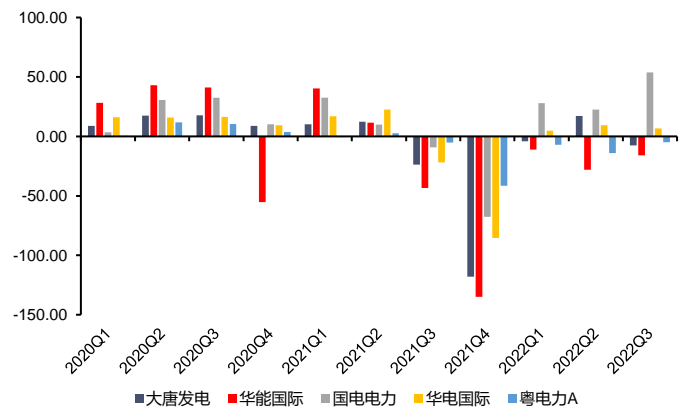
3、煤电企业经营边际向好, 企业业绩出现分化

自 2021 年一季度开始, 动力煤现货价格大幅上涨, 并在三季度突破 2000 元/吨以上。据我们测算, 以“1439”号文发布后, 全国平均煤电电价按最大上浮空间 20% 计(即 0.4397 元/kWh), 能够实现盈亏平衡的平均煤炭价格大约为 875 元/吨左右(秦皇岛港 5500K), 远不足以覆盖动力煤现货价格上涨情况。受电煤成本大幅拖累业绩, 2021 年四季度主要煤电上市公司净利润均出现大幅亏损。

2021 年 12 月, 国家发改委经济运行局发布《2022 年煤炭中长期合同签订履约工作方案(征求意见稿)》, 要求发电供热企业年度用煤扣除进口煤后应实现中长期供需合同全覆盖。2022 年 2 月, 国家发改委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》(发改价格〔2022〕303 号), 规定秦皇岛港下水煤(5500 千卡)中长期交易价格范围为每吨 570~770 吨(含税)。自此, 2022 年电煤以长协“既保量又保价”实质上进入了行政化保供状态。随着发改委加大电煤长协保供力度, 提出“严格落实三个 100% (即合同签约率、履约率、价格政策执行情况)”, 电煤长协覆盖率和履约率不断上行, 煤电企业经营情况边际向好。但由于电煤长协保供政策在部分企业存在落实不到位的情形, 煤电企业业绩出现分化。

图 13: 电煤现货与长协价格差情况(元/吨)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 14: 部分煤电企业上市公司单季度净利润情况(亿元)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

4、政策更加强调安全保供, 煤电投资逆势上扬

“十三五”期间，因国家发改委等 16 部委联合印发的《关于推进供给侧结构性改革，防范化解煤电产能过剩风险的意见》，煤电投资建设速度骤降。《意见》提出“‘十三五’期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，到 2020 年，全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内”。2020 年，全国煤电实际装机为 10.8 亿千瓦，煤电停缓建政策执行效果明显。煤电项目的停缓建同时也导致了电力系统顶峰容量裕度的快速消耗，进而引发“十四五”期间的电力供需紧缺问题。

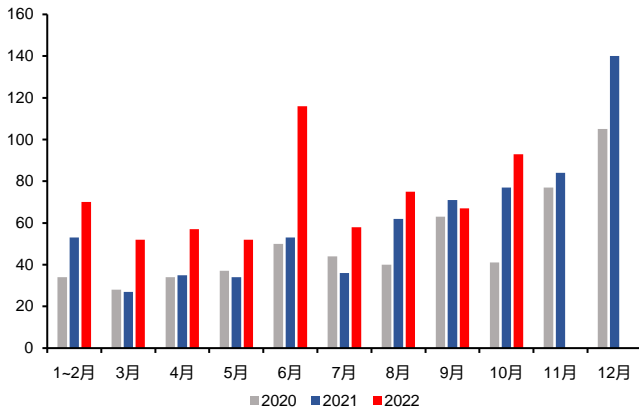
自 2021 年缺电频发以来，国家能源政策开始出现调整。从政策角度看，2021 年 7 月中共中央政治局首次指出“先立后破”，强调能源供给与保障安全。2022 年 8 月四川缺电发生后，国家能源局对迎峰度夏电力保供进行再动员、再布置的工作中提到，国家能源局已开始逐省督促加快支撑性电源核准、加快开工、加快建设、尽早投运。2022 年 10 月“二十大”报告再次强调“先立后破”，有计划分步骤实施碳达峰行动。高频次高规格多场合的强调代表政策向能源供应保障安全的方向调整。

表 6: 能源供给与安全保障政策梳理

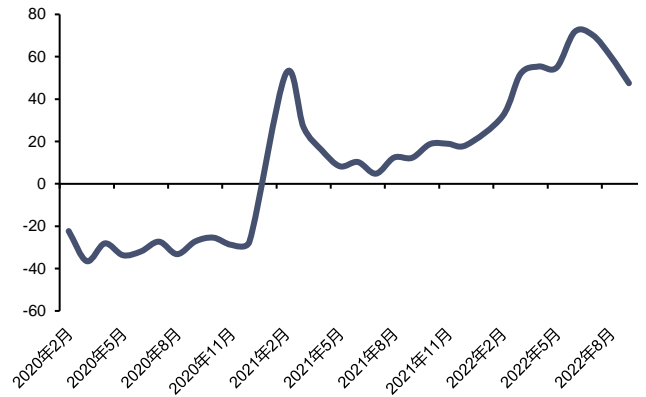
时间	会议/政策	主要内容
2021.07.30	中央政治局会议	坚持全国一盘棋，纠正运动式“减碳”，先立后破
2021.12.10	中央经济工作会议	传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上。要立足以煤为主的基本国情，抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合
2022.1.24	中共中央政治局第三十六次集体学习	强调先立后破。要加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系
2022.1.29	《“十四五”现代能源体系规划》	统筹发展和安全，坚持先立后破、通盘谋划，以保障安全为前提构建现代能源体系，不断增强风险应对能力，确保国家能源安全
2022.3.5	《政府工作报告》	“双碳”目标是全国来看的，哪里减，哪里清零，哪里还能保留，甚至哪里要作为保能源的措施还要增加，都要从全国角度来衡量。不能把手里吃饭的家伙先扔了
2022.8.20	《国家能源局对迎峰度夏电力保供进行再动员、再布置》	开始提前谋划“十四五”中后期电力保供措施，按照“适度超前”原则做好“十四五”电力规划中期评估调整工作，确保“十四五”末全国及重点地区电力供需平衡。其具体措施包括，逐省督促加快支撑性电源核准、加快开工、加快建设、尽早投运
2022.10.16	第二十次全国代表大会：《高举中国特色社会主义伟大旗帜，为全面建设社会主义现代化国家而团结奋斗》	立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动

资料来源：信达证券研发中心整理

从投资额角度看，受 2021 年下半年以来缺电情况推动，自 2021 年四季度以来，火电投资额逆转持续多年的下跌趋势，迎来上升拐点。2020 年以来，火电投资同比情况持续下降，至 2021 年也仅有微弱回升。今年尤其是下半年以来，火电投资出现大幅增长，逆转原先下跌趋势，累计同比持续攀升，增速逐月提高。

图 15: 近三年火电分月投资额情况 (亿元)


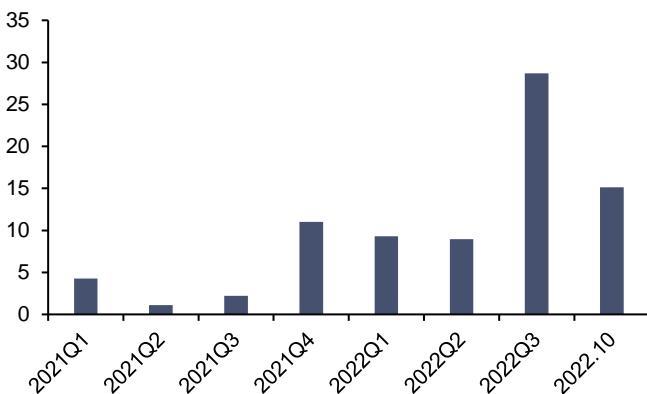
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 16: 近三年火电逐月累计投资额同比变动 (%)


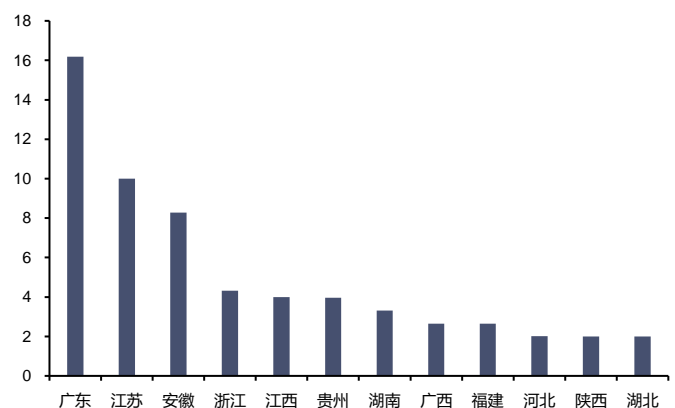
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

从项目核准情况看, 2022 年煤电项目核准节奏超预期加快。自 2021 年初“碳达峰-碳中和”行动目标公布以来, 煤电项目核准进入相对停滞状态, 2021 年 2-3 季度累计核准煤电项目装机容量约 3.3GW。然而, 2021 年 9 月底限电事件发生后, 煤电项目核准重新提速, 2021 年四季度核准项目装机达 11GW。煤电项目核准的快速节奏在 2022 年持续保持。2022 年第三季度核准煤电项目装机 28.7GW, 10 月单月新增核准项目装机 15.12GW, 煤电项目核准步入快车道。

从 2022 年煤电项目核准情况看, 煤电新增核准项目主要集中在广东、江苏、浙江等沿海经济发达省份; 同时, 安徽、江西、贵州、湖南等华中缺电情况较为严重的地区也有部分新增装机项目核准。根据“十三五”火电新增装机情况及“十四五”新增装机情况预估, 考虑到火电装机 2~4 年的产能周期, “十三五”对煤电项目的停缓建政策遏制效果已于“十四五”前半段显现。根据近五年来火电投产情况, 我们预计今明两年可各投产的火电新增装机为 4000 万千瓦/年左右; 而从 2021 年开始的煤电项目新增潮的效果将体现在“十四五”后期, 核准加速阶段的增量煤电机组有望于 2024 年左右实现并网投产。

图 17: 2021-2022 年分季度煤电新增核准项目情况 (GW)


资料来源: 信达证券研发中心整理

图 18: 2022 年 1-10 月分省煤电项目核准情况 (GW)


资料来源: 信达证券研发中心整理

2023 年煤电新周期开启：投资继续加速、业绩有望持续改善

1、顶峰缺口亟待补充，煤电作为兜底保障电源重要性突显

顶峰电力供需平衡的定义是：各种电源装机的累计顶峰容量（能在各种工况下稳定出力的电源装机容量），扣除备用后，大于或等于尖峰负荷。

顶峰容量计算方式如表 1 所示，备用率参考《国家能源局关于发布 2023 年煤电规划建设风险预警的通知》（国能发电力〔2020〕12 号）中提出的合理备用率，全国平均水平约为 13%。

表 7：各地区合理备用率

地区	合理备用率	地区	合理备用率
黑龙江	13%	湖北	14%
吉林	13%	湖南	14%
辽宁	13%	江西	14%
内蒙古	15%	四川	14%
北京	15%	重庆	15%
天津	15%	上海	15%
河北	13%	江苏	12%
山东	13%	浙江	12%
山西	13%	安徽	12%
陕西	13%	福建	12%
甘肃	13%	广东	13%
青海	13%	广西	13%
宁夏	15%	云南	13%
新疆	15%	贵州	13%
河南	14%	海南	20%

资料来源：国家能源局，信达证券研发中心

尖峰负荷方面，由于第三产业和城乡居民用电量占比逐步提高，两部分用电量受季节性影响更大（工业用电则相对平稳），最大负荷增速会高于全社会用电量增速，经验值约为 1 个百分点。对比最大负荷增速（基于用电量增速+1%的估算值）和全国主要电网合计最高用电负荷来看，“十三五”至今相似度较高，因此以最大负荷增速（估算）作为对年最大负荷增速的估计。

2021 年全国最高用电负荷为 11.92 亿千瓦，出现于“迎峰度夏”；2022 年国家电网已出现的最高负荷为 10.69 亿千瓦，南方电网已出现的最高负荷为 2.23 亿千瓦，合计 12.92 亿千瓦。

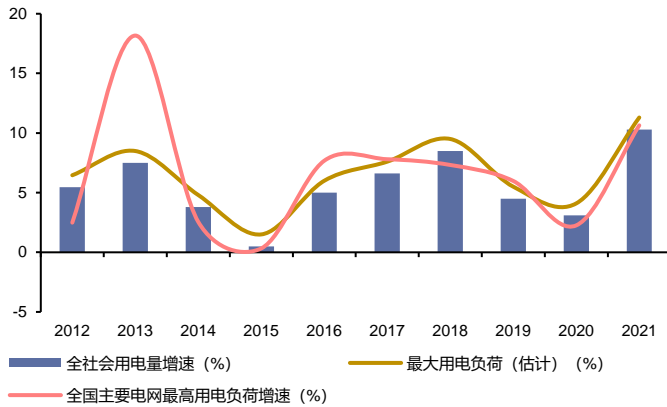
表 8：最大负荷增速（估算）与全国主要电网最高用电负荷增速对比情况

年份	全社会用电量增速	最大用电负荷增速（估计）	全国主要电网最高用电负荷增速
2012	5.46	6.46	2.49
2013	7.49	8.49	18.17
2014	3.8	4.8	2.55
2015	0.5	1.5	0.33
2016	5	6	7.68
2017	6.6	7.6	7.80
2018	8.5	9.5	7.32

2019	4.5	5.5	5.98
2020	3.1	4.1	2.26
2021	10.3	11.3	10.64

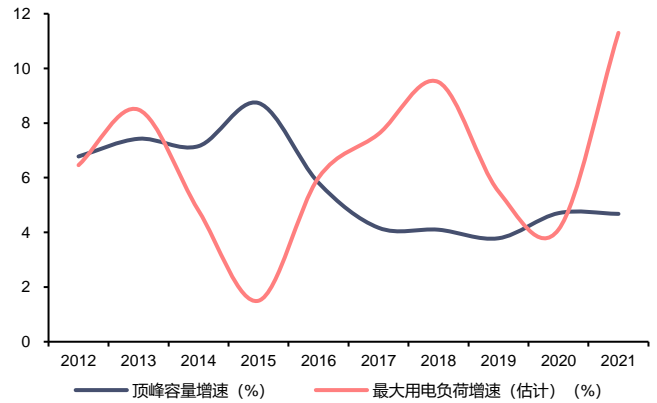
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 19: 年最大负荷增速对比



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 20: 年最大负荷增速与顶峰容量 (冬季) 增速对比 (%)



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

顶峰容量方面,“十四五”期间除煤电外,预计其他电源顶峰容量合计仅不到 2 亿千瓦。

- 水电、抽蓄、核电等建设期较长的电源资源,只有“十三五”已开工的项目有望在“十四五”期间实现并网投产。其中,水电按“十三五”在建项目计,预计“十四五”期间投产容量约 5000 万千瓦;抽水蓄能按《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》计,“十四五”期间投产容量约 3000 万千瓦,核电按《“十四五”现代能源体系规划》计,“十四五”期间投产容量约 2000 万千瓦。
- 电化学储能按照《储能产业研究白皮书 2021》计,“十四五”投产规模约 3000 万千瓦。
- 根据近五年来气电装机投产情况,“十四五”期间气电装机预计新增 5000 万千瓦左右。
- 风光新能源装机保守估计,“十四五”期间年均新增装机 150GW,其中风电与太阳能发电装机占比为 4:6。

由此计算得到:“十四五”期间除煤电以外的其他电源共计装机 9.6 亿千瓦,但顶峰容量预计仅新增 1.986 亿千瓦,其中 2021 年已并网顶峰容量 4090 万千瓦,预计 2022-2025 年期间,除煤电外剩余可顶峰容量仅剩 1.58 亿千瓦。

表 9: “十四五”除煤电外其他电源新增顶峰容量测算(万千瓦)

	水电	抽水蓄能	核电	气电	其他火电	储能	风电	光伏	合计
新增装机	5000	3000	2000	5000	3000	3000	30000	45000	96000
受阻系数(冬季)	40%	0	0	8%	8%	0	95%	100%	-
新增顶峰容量	3000	3000	2000	4600	2760	3000	1500	0	19860
2021 已并网容量	2349	520	340	639	808	252	4757	5493	15158
已并网顶峰容量	1409.4	520	340	587.88	743.36	252	237.85	0	4090.49
剩余顶峰容量	1590.6	2480	1660	4012.12	2016.64	2748	1262.15	0	15769.51

建设时长

建设期>5年

1.5~2年

≈不能顶峰

资料来源：中电联，信达证券研发中心

据国网能源研究院，“十四五”煤电装机规划原为1.5亿千瓦。2021年煤电已投产2900万千瓦，因此按原定规划2022-2025年煤电剩余装机仅为1.21亿千瓦左右。假设“十四五”期间GDP平均增速为4.5%，电力消费弹性系数假设为1.2，则“十四五”期间平均用电量增速约为5.4%，尖峰负荷增速预计为6.4%。若按“十四五”煤电装机规划仅为1.5亿千瓦考虑，在需求侧响应可以覆盖最大5%的尖峰负荷的假设下，可以得到“十四五”期间煤电装机缺口约为0.99亿千瓦；若不考虑需求侧响应，则煤电装机缺口约为1.20亿千瓦。因此，按原先规划的“十四五”煤电装机规模远不足以满足顶峰容量的需求，存在明显缺口。

表 10：“十四五”煤电缺口计算（亿千瓦）

尖峰负荷增速：6.4%	新增用电负荷	其他电源顶峰容量	煤电装机需求	“十四五”剩余四年煤电装机规划	煤电装机缺口
100%满足	3.79	1.58	2.41	1.21	1.20
95%满足	3.60	1.58	2.20	1.21	0.99

资料来源：信达证券研发中心整理

2、装机新核准加速，原停缓建机组有望更快投运

- **煤电停缓建分析：**停缓建项目很多已完成前期可研、立项及报建审批环节，可更快开工。

2016年4月，国家发改委能源局联合发布《关于促进我国煤电有序发展的通知》（发改能源[2016]565号），提出建立煤电规划建设风险预警机制，严控煤电新增规模，以及煤电“取消一批、缓核一批、缓建一批”的“三个一批”政策。2016年9月，国家能源局发布《关于取消一批不具备核准建设条件煤电项目的通知》（国能电力[2016]244号），落实“取消一批”政策，并公布总量1240万千瓦的煤电项目取消清单。11月，国家发改委能源局发布《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》，提出“‘十三五’期间，取消和推迟煤电建设项目1.5亿千瓦以上，到2020年全国煤电装机规模力争控制在11亿千瓦以内”的目标。2017年政府工作报告《全国煤电调控任务落实情况汇总表》中，明确全国各省市第一批具体的煤电关停、停建和缓建容量指标，其中落后关停共计512万千瓦，停建4172万千瓦，缓建6463万千瓦，停缓建合计10635万千瓦。至此已披露的煤电停缓建项目已达11875万千瓦，接近总量1.5亿千瓦的目标。

煤电项目正式开工前，需要煤电企业在完成相关可行性研究及其他报建材料后进行42项报建审批，设计部门包括住房城乡建设部门、交通运输部门、国土资源部门、水利部门、海洋部门、环境保护部门等，所耗时间较长。而煤电停缓建项目很多已完成部分报建审批流程，在政策变动时可更快开工。

表 11：2017年全国煤电调控任务落实情况汇总表（万千瓦）

省份	落后产能关停规模	违规停建规模	推迟缓建规模	省份	落后产能关停规模	违规停建规模	推迟缓建规模
全国	512.125	4172	6463	河南	31	120	580
北京	84.5	0	0	湖北	24.3	0	438
天津	86	0	0	湖南	0	0	0

河北	17.4	0	470	广东	27	448	200
山西	50	1608	746	广西	0	270	0
内蒙古	3.6	386	633	海南	27.6	0	0
辽宁	10.5	0	210	重庆	2.4	0	0
吉林	0	0	0	四川	0	0	200
黑龙江	15	0	155	贵州	0	0	198
上海	5	0	0	云南	0	0	30
江苏	27.775	0	0	陕西	0	202	70
浙江	6.6	0	0	甘肃	10	140	35
安徽	40.75	0	96	青海	0	0	202
福建	0	0	664	宁夏	0	0	936
江西	0	200	200	新疆	40	204	264
山东	2.7	594	0	兵团	0	0	136

资料来源：全国煤电调控任务落实情况汇总表，信达证券研发中心

• 煤电项目新增核准分析：新增开工容量较大，煤电项目核准进入快车道

2022年8月四川缺电发生后，国家能源局对迎峰度夏电力保供进行再动员、再布置的工作中提到国家能源局已开始提前谋划“十四五”中后期电力保供措施，按照“适度超前”原则做好“十四五”电力规划中期评估调整工作，确保“十四五”末全国及重点地区电力供需平衡。具体措施包括，逐省督促加快支撑性电源核准、加快开工、加快建设、尽早投运。据界面新闻报道，今年9月，国家发改委召开了煤炭保供会议，提出今明两年火电将新开工1.65亿千瓦。新增开工项目容量较大，与“十四五”煤电预计装机几乎相当。

假设“十三五”煤电项目停缓建容量1.5亿千瓦，已在原先“十四五”煤电项目中释放1亿千瓦，则目前处于停缓建状态的煤电项目约为5000万千瓦。作为已经完成或大部完成报建审批流程的项目，目前可直接开工的计划外煤电项目约为5000万千瓦左右。

从项目新增核准情况看，目前已公开披露的2022年煤电新增项目核准总量为6206万千瓦，其中2022年三季度和10月份合计新增核准4382万千瓦。

表 12：2022 年煤电新增核准项目情况

省份	项目名称	装机量 (MW)	核准时间	省份	项目名称	装机量 (MW)	核准时间
浙江	国能浙江舟山发电厂三期2*660MW扩建工程项目	1320	1月	安徽	安徽钱营孜发电有限公司二期扩建项目	1000	8月
广西	北海电厂二期(2*660MW)扩建工程项目	1320	1月	安徽	潘集电厂二期超超临界燃煤机组项目2*660	1320	9月
浙江	浙能六横电厂二期工程2*1000MW	2000	2月	广东	茂名博贺电厂3、4号2*1000	2000	9月
湖南	大唐华银株洲退城进郊2*100万千瓦煤电项目	2000	2月	贵州	盘南2*660低热值煤资源综合利用发电项目	1320	9月
安徽	国能神皖池州电厂二期扩建工程项目2*660	1320	3月	新疆	巴州地区若羌县2*350热电联产项目	700	9月
湖南	陕煤石门2*660MW燃煤发电工程升级替代项目	1320	3月	贵州	贵州六盘水市大湾2*660低热值(CFB)煤电项目	1320	9月
福建	国能(福州)热电有限公司二期(2*660MW)超超临界热电联产工程	1320	5月	江苏	华能太仓2*1000	2000	9月
湖北	华润电力蒲折三期5号机1*1000MW项目	1000	6月	江苏	国家能源常州2*1000	2000	9月

江苏	国信滨海港 2*1000	2000	6月	江苏	国信沙洲 2*1000	2000	9月
浙江	华润电力温州电厂 3号机组 1000	1000	6月	河北	国电电力廊坊热电 2*350 热电联产项目	700	9月
湖北	国能长源汉川四期扩建工程 7号机组	1000	6月	广东	陆丰甲湖湾电厂 3、4号机组扩建项目 2*1000	2000	9月
贵州	盘江普定 2*660 燃煤发电项目	1320	6月	江西	江西上饶发电厂 2*1000 超超临界机组 新建工程	2000	9月
福建	福建惠安泉惠发电有限责任公司泉惠石化工业区 2*660MW 超超临界热电联产工程(2号机组)项目	1320	6月	河北	定州电厂三期 2*660 机组扩建工程	1320	10月
广东	粤电大埔电厂二期 2*1000	2000	8月	广东	阳西电厂二期工程 2*1240	2480	10月
安徽	淮北国安电厂二期扩建工程项目 2*660	1320	8月	广东	粤电惠来电厂 5、6号机组 2*1000	2000	10月
江西	江西神华九江发电公司 2*1000 二期扩建工程	2000	8月	广东	国能清远电厂二期 2*1000	2000	10月
广西	国投钦州电厂三期 3、4号机组项目 2*660	1320	8月	陕西	黄陵店头电厂二期 2*1000 机组扩建项目	2000	10月
广东	华能海门电厂 5、6号机组项目 2*1000	2000	8月	安徽	淮南中煤毛集电厂 2*660	1320	10月
广东	华润电力海丰电厂 1*1000	1000	9月	安徽	安徽淮南平圩电厂四期 2*1000	2000	10月
广东	国粤韶关综合利用发电扩建项目 1*700	700	8月	江苏	华能南通(通州湾) 2*1000	2000	10月

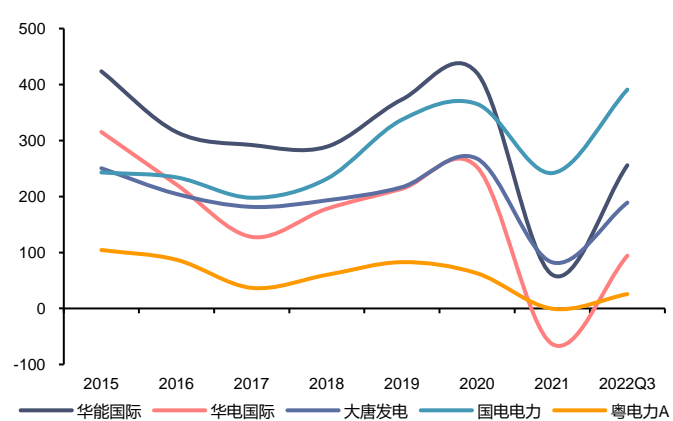
资料来源：全国煤电调控任务落实情况汇总表，信达证券研发中心

3、投资决策流程和建设周期限制煤电产能释放节奏

从投资能力角度看，“十三五”期间，主要煤电企业营收情况较为稳定，现金流实现小幅微涨。但2021年煤价上涨导致煤电企业业绩承压严重，现金流遭受明显重创，再投资能力受到较大影响。随着电煤保供政策的不断落实，**煤电企业经营情况在2022年转好，投资能力有所恢复，为新一轮煤电投资建设周期启动奠定一定的条件基础。**

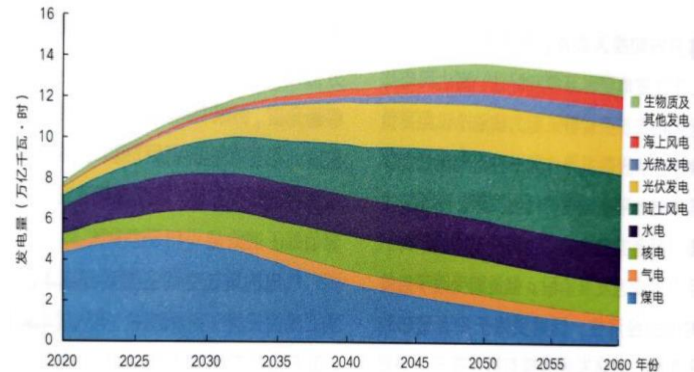
从投资意愿角度看，在适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统形势下，煤电将逐步为新能源发电出让电量空间，煤电电量占比将会逐渐减少，并网运行寿命达30年以上的煤电机组将会面临发电利用小时逐年下降的可能情况，进而影响煤电项目的投资收益。**发电收益的不确定性影响煤电集团加大投资的投资意愿。**在适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统中，煤电机组的定位将从过去的主体电源向支撑性、调节性电源定位转变。因此，**煤电的投资建设还需要以辅助服务市场、容量市场为代表的系统调节性补偿市场机制加以驱动。**

图 21：主要煤电上市公司现金流情况（亿元）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 22：国网能源研究院关于未来发电量结构的预测



资料来源：《中国能源电力发展展望 2020》，信达证券研发中心

从建设周期的角度看，煤电机组项目从开工建设到最终并网投产，需要完成厂房浇筑、设备吊装、锅炉点火调试等一系列流程后才可并网发电，大约耗时将近 20 个月。除此之外，新增煤电项目还需要完成准备相关材料，集团内部投资决策，及项目报建审批等一系列前期工作，所需时间更久。因此，煤电产能释放存在至少 2 年以上的建设周期。即使现在开始加速煤电项目审批，煤电项目新开工 1.6 亿千瓦的项目预计最早也是在“十四五”末期才能真正投产运营，电力供应短缺的局面在短期内缓解难度较大。

表 13: 煤电项目建设流程及周期

步骤序号	工程项目	当期耗时(月)
1	主厂房浇筑混凝土	开始
2	锅炉钢结构吊装	3
3	烟囱外筒施工	3
4	钢煤斗&锅炉板吊装	1
5	主厂房到顶，汽机平台交安	1
6	汽机台板就位	1
7	锅炉水压试验	4
8	汽机扣盖完成，厂用电受点完成	1
9	锅炉动力场实验，锅炉酸洗完成	2
10	锅炉点火冲管	1
11	机组并网发电试运行	1
12	机组移交生产	1
13	总计	19

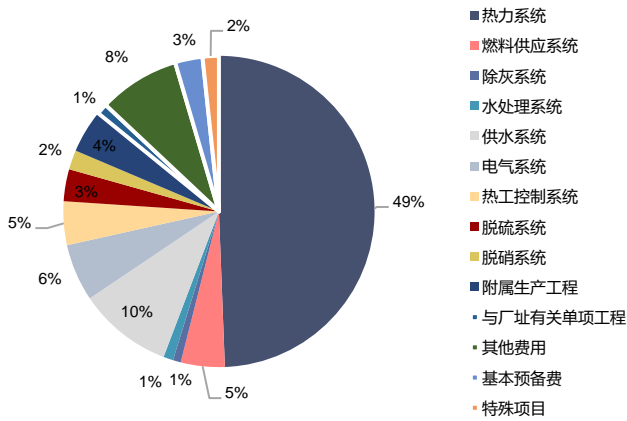
资料来源：信达证券研发中心整理

4、火电投资加速背景下，设备市场迎来机遇期

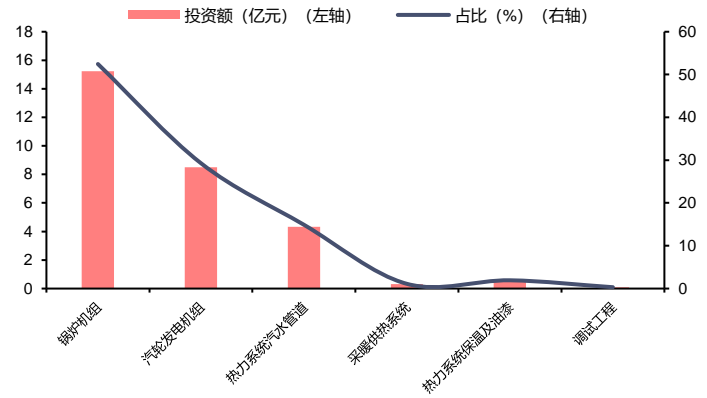
从单个煤电项目的投资情况来看，以某个两台百万千瓦超超临界空冷煤电机组项目为例，工程总静态投资约为 66.9 亿元，折合单位投资 3343 元/kW。从成本组成来看，煤电主辅生产工程占静态投资额比重达 86.1%，其中热力系统占静态投资额比重达 49.39%，是煤电项目投资的最主要部分。

从设备投资角度看，煤电机组项目的锅炉机组、汽轮发电机组和热力系统汽水管道三部分的投资额较高，排在热力系统投资费用前三位。其中，锅炉机组投资额约为 15.25 亿元，折合单位投资 1453 元/kW；汽轮发电机组投资额约为 8.52 亿元，折合单位投资 425.86/kW；热力系统汽水管道总投资额约为 4.33 亿元，以总汽水质量 5770 吨计，折合单位投资 7.5 万元/吨。

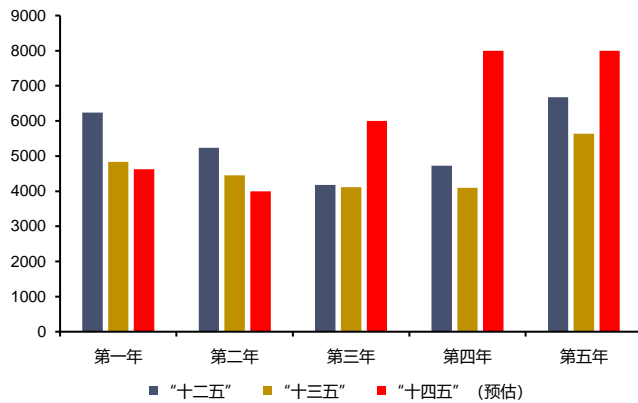
因此，若以“十四五”新增煤电装机规划 1.6 亿千瓦计，对应锅炉机组投资额约为 2324.8 亿元，汽轮发电机组投资额约为 681.37 亿元，热力系统汽水管道投资额约为 345.6 亿元。

图 23: 煤电项目投资组成


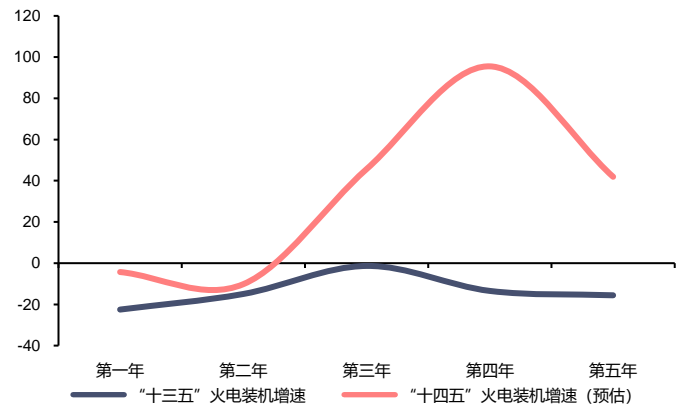
资料来源: 某煤电项目投资概算表, 信达证券研发中心

图 24: 煤电项目热力系统投资情况


资料来源: 某煤电项目投资概算表, 信达证券研发中心

图 25: “十二五”至“十四五”火电项目投产情况 (万千瓦)


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 26: “十三五”-“十四五”火电装机增速对比 (%)


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

相比于“十三五”火电新增装机较“十二五”出现大幅下滑的情况, 本轮新增煤电装机规划将扭转火电投资建设持续下滑趋势, 带动提振火电设备市场空间扩大。中短期来看, 新增煤电装机有望同步带动火电设备投资空间超预期增长。若以“十四五”新增煤电装机规划 1.6 亿千瓦计, “十四五”新增煤电装机将达 3.1 亿千瓦左右, 较“十三五”同比增速达 32.37%。长期来看, “十五五”期间尖峰负荷需求将有望随新能源的进一步渗透和居民三产用电占比提高而不断提高, 顶峰电源的新增装机需求依旧长久存在, 新能源顶峰能力不足、其余顶峰电源产能周期较长的逻辑依然成立。为满足顶峰负荷需求, 煤电装机仍有望存在发展空间。煤电设备市场空间仍有望进一步扩大和持续。

5、系统调节资源日益稀缺, 煤电灵活性改造加速推进

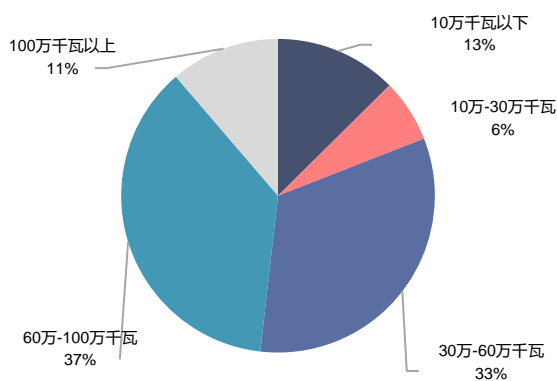
煤电灵活性改造起源于 2016 年, 国家能源局于 6 月和 7 月分别遴选 22 个煤电灵活性改造试点项目, 总容量合计约 1700 万千瓦, 其主要目的在于实现煤电机组深度调峰, 提高系统调峰和新能源消纳能力。同年, 《电力发展“十三五”规划》提出: “十三五”期间热电联产机组和常规煤电灵活性改造规模分别达到 1.33 亿千瓦和 8600 万千瓦左右, 共计 2.2 亿千瓦, 改造完成后, 将增加调峰能力 4600 万千瓦, 其中“三北”地区增加 4500 万千瓦。但最终改造效果不及预期, 实际完成的改造量约为 6000 万千瓦。

2021 年国家发改委能源局发布《全国煤电机组改造升级实施方案》(发改运行〔2021〕

1519号)提出:煤电机组“十四五”期间完成2亿千瓦改造,增加系统调节能力3000-4000万千瓦,对应2亿千瓦机组提升15%-20%的调节能力。纯凝工况最小发电出力达到35%额定负荷,采暖热电机组最小发电出力达到40%额定负荷的调峰能力。

在适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统背景下,新能源渗透率不断提高带来系统调节能力需求提高。在构建适应新能源占比逐步提升的新型电力系统过程中,系统调节资源的稀缺是推动煤电灵活性改造的最强助力。同时,随着电力市场化改革的不断推进,各地逐步建立以竞价交易及共同分摊为核心的调峰辅助服务市场机制,调峰辅助服务的价值逐步被市场成员所认可。最后,在“碳达峰-碳中和”的能源转型背景下,煤电在电力系统的功能定位将从主体性电源加快向支撑性、调节性电源转变。保障电力系统安全和新能源消纳,需要煤电进行大量的灵活性改造。

图 27: 2020 年煤电机组容量分布情况



资料来源: 信达证券研发中心

图 28: “十三五”至今灵活性改造相关政策规划

2016年6-7月: 国家能源局遴选灵活性改造试点项目, 总容量约1700万千瓦

2016年12月: 《电力发展“十三五”规划》-全面推动煤电机组灵活性改造, 热电联产机组1.33亿千瓦, 常规煤电8600万千瓦, 合计2.2亿千瓦

2018年: 《关于提升电力系统调节能力的指导意见》《清洁能源消纳行动计划(2018-2020年)》: 从电源侧、电网侧、负荷侧多措并举提升系统调节能力”

2021《全国煤电机组改造升级实施方案》: “十四五”期间完成2亿千瓦, 增加系统调节能力3000—4000万千瓦

资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

目前, 煤电灵活性改造的技术路线根据改造机组和实现目的不同, 可分为纯凝机组改造和热电机组改造。纯凝机组无供热需求, 仅需针对锅炉本体进行改造; 热电机组存在供热需求, 需要在调节电力出力的同时保证供热, 除锅炉本体需要改造外还需额外加装装置, 实现“热电解耦”。锅炉本体改造即为燃烧、制粉系统改造和宽负荷脱硝改造, 可使煤电机组负载率最低降至20%, 总改造成本约为1000万~2000万元/台。热电机组改造可选择技术路线包括热水蓄热, 固体电蓄热锅炉, 以及电极式锅炉+热水蓄热等, 改造效果和成本根据技术路线不同而有所差异。

“十三五”期间, 作为灵活性改造的试点机组容量多为30万千瓦~60万千瓦。2020年存量煤电机组30万千瓦和60万千瓦共计7.6亿千瓦。假设每台煤电机组平均额定功率为45万千瓦, 《全国煤电机组改造升级实施方案》中提及“十四五”完成灵活性改造2亿千瓦为基本场景; 以存量30万千瓦和60万千瓦煤电机组, 改造80%, 退役20%为理想场景, 同时假设纯凝机组和供热机组各占总容量一半, 热电机组改造平均新增调峰能力为20%。则煤电灵活性改造的市场投资空间为:

- 本体改造覆盖全部煤电灵活性改造, 则基本场景改造费用总额为44.4~88.8亿元(对应“十四五”市场空间), 理想场景改造费用为133.2~266.4亿元(对应远期市场空间)。
- 热电机组额外进行“热电解耦”改造, 不同技术路线改造成本范围在879~1383元/kW

(单位新增调峰能力改造成本), 则**基本场景改造费用总额为 175.8~276.6 亿元**(对应“十四五”市场空间), **理想场景改造费用为 527.4~829.8 亿元**(对应远期市场空间)。

表 14: 煤电灵活性改造技术路线及成本情况

机组类型	改造路线	达成效果	成本分析
纯凝机组改造	锅炉本体改造: 燃烧、制粉系统改造、宽负荷脱硝改造	<ul style="list-style-type: none"> 最低负载率可达 20% 最低负载率从 60%~70%降至 30%~50% 额定负荷调峰能力提升 10%~30% 	<ul style="list-style-type: none"> 总费用 1000~2000 万元/台 蓄热罐单位改造成本 1800~2800 元/m³ 平均改造成本约 1000 元/kW (新增调峰能力)
	热水蓄热: 实现“热电解耦”		
热电机组改造	固体电蓄热锅炉: 实现“热电解耦”	<ul style="list-style-type: none"> 最低负载率可降为 0% 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄热锅炉单位改造成本约 1000~1200 元/kW 平均改造成本约 879 元/kW (新增调峰能力) 电极式锅炉单位改造成本 700 元/kW, 热水蓄热单位改造成本 1800~2800 元/m³
	电极式锅炉+热水蓄热调峰	<ul style="list-style-type: none"> 最低负载率可降为 0% 	<ul style="list-style-type: none"> 平均改造成本约 1383 元/kW

资料来源: 信达证券研发中心

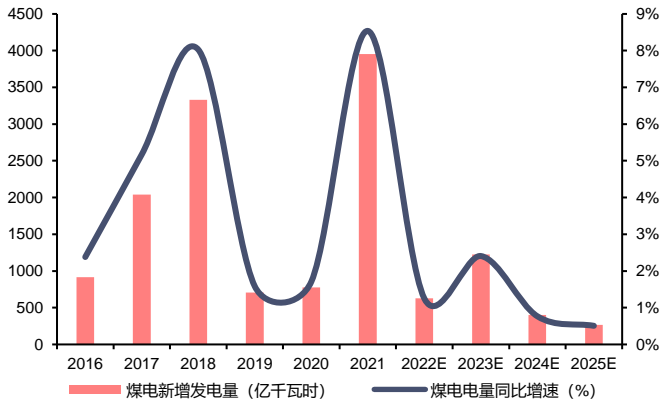
相比于“十三五”期间灵活性改造仅完成 6000 万千瓦左右的情况, 在适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统背景下, “十四五”期间灵活性改造将有望实现甚至超过 2 亿千瓦的改造目标。灵活性改造相关市场空间也有望达到“十三五”的 300% 以上。中短期内, 灵活性改造或将集中于西北等新能源富集地区的煤电机组, 实现新能源更大比例的消纳; 中远期来看, 灵活性改造将实现“现役机组灵活性改造应改尽改”的目标, 即存量在运煤电机组全部实现灵活性改造。

6、受益于量价齐升, 煤电运营商业绩有望持续改善

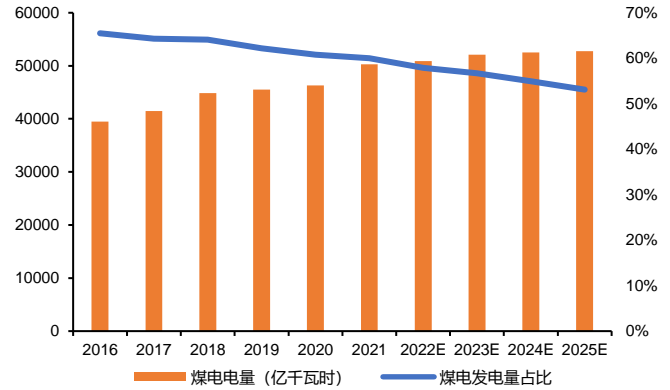
历经 2021 年的业绩承压和 2022 年的边际改善, 在适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统和电力市场化改革不断推进的背景下, 煤电企业有望在“十四五”迎来量价齐升, 实现业绩持续改善。

从电量角度看, 若假定“十四五”期间 GDP 增速为 4.5%, 电力消费弹性系数为 1.2, 则可得到“十四五”期间平均全社会用电量增速为 5.4% 左右。且 2021 年全社会用电量增速 10.3%, “十四五”剩余年份全社会用电量增速大概率出现“前低后高”的趋势。保守估计风电光伏新能源“十四五”年均新增装机 150GW, 设备利用小时数保持基本稳定(风电年利用小时数 2100 小时, 光伏年利用小时数 1200 小时), 预计 2025 年新能源发电量占比可达到 20% 左右。

即便“十四五”期间, 新能源将在电力系统中实现快速度高比例的渗透, 持续稳定的用电需求增长也将带动煤电电量的正增长。我们预估, 虽然煤电电量占全电量的比重将持续下降, 但煤电电量的新增电量及同比增速依然保持增长, 并持续至少到“十四五”结束。

图 29: “十三五”至“十四五”煤电新增电量及增速情况


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 30: “十三五”至“十四五”煤电电量占比


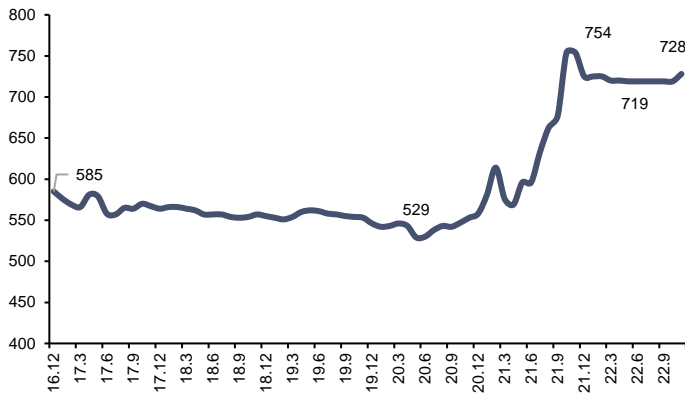
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

从电价角度看, 随着电力市场化改革的不断推进, 市场化电量占比不断提高, 各地现货市场建设的不断开展, 煤电企业有望从电能量价格上浮、辅助服务收益和容量补偿三个电价组成部分获益。

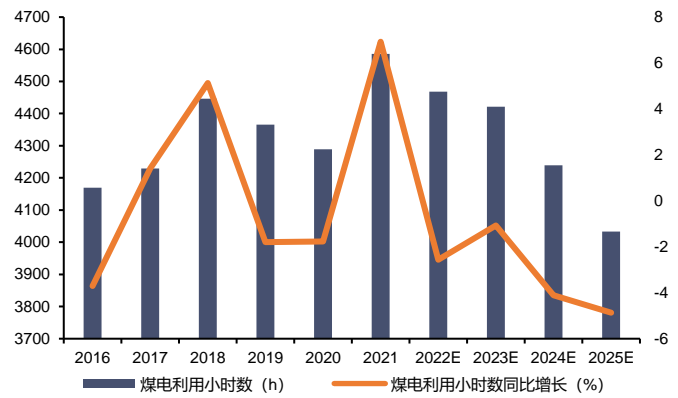
电能量方面, 2022 年以来, 在加强落实煤炭保供稳价的政策下, 3~10 月动力煤中长协价格稳定在 719 元/吨。10 月 31 日, 在现货价格大幅上涨至 1595 元/吨左右的背景下, 动力煤年度长协煤价格仅由 719 元上调 9 元至 728 元/吨, 体现了年度长协稳价保供的特征。我们预计动力煤长协价格将小步慢涨、整体保持稳健, 预计 2023 年度煤炭的长协价格仍然将保持在 770 元/吨的上限价格以内 (秦皇岛港 5500K)。随着电煤长协价格的小步慢涨, 现行煤电电价亦有望突破目前“基准价+上下浮动”的 20% 浮动限制。同时, 各地电力政策也在为以煤炭为主的一次能源价格建立疏导机制。广东省能源局在《关于 2023 年电力市场交易有关事项的通知》(粤能电力〔2022〕90 号) 中提出“一次能源价格波动传导机制”, 即允许综合煤价高于一定值时, 煤机平均发电成本超过允许上浮部分将按照一定比例疏导至工商业用户终端。展望中短期, 煤电电能量部分有望随购煤成本上涨而上浮。

辅助服务方面, 随着新能源对电力系统的快速度高比例渗透, 系统性调节需求将随着日益增大的新能源波动性和间歇性而提高, 灵活性调节资源的辅助服务调用费用有望受益于供需关系实现价格上涨。在“谁提供、谁获利; 谁受益、谁承担”的辅助服务市场原则下, 辅助服务费用分摊范围将从原先的发电侧电源端“零和博弈”扩展至包括新能源在内的发电机组和市场用户, 煤电所承担的辅助服务分摊费用将下降; 而作为可以灵活调节出力, 提供调峰、调频、备用等辅助服务的资源, 煤电可以获得的辅助服务收益将提高。

容量补偿机制是保证煤电电源成本回收, 保证电力系统安全性和可靠性的重要支撑。在适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统中, 煤电的系统角色将逐步从电力电量保障的主体电源转变为以电力支撑为主, 电量供应为辅的备用保障电源。新能源由于其出力的间歇性和波动性, 无法独立保障可靠电源供给; 而煤电等常规电源由于新能源的电量替代作用, 长期来看发电利用小时数将持续下滑, 难以通过发电收入回收固定投资成本。在高比例新能源接入的新型电力系统中, 容量电价作为保障常规电源固定投资成本回收的重要手段, 随着全国统一电力市场的建立和电价机制的理顺, 有必要作为独立的电价组成部分纳入电价体系内。随着“十四五”期间新一批煤电机组开工建设, 在煤电电量增长有限而装机容量增长较快的情况下, 容量补偿机制有望适时建立推广。

图 31：2016 年以来动力煤长协价格情况（元/吨）


资料来源：煤炭市场网，信达证券研发中心

图 32：“十三五”至“十四五”煤电设备利用小时数情况


资料来源：中电联，信达证券研发中心

投资建议

我们认为，国内历经多轮电力供需紧缺之后，电力板块有望迎来盈利改善和价值重估。电力供需紧缺的态势下，煤电顶峰价值凸显；电力市场化改革的持续推进下，电价趋势有望稳健中小幅上涨，电力现货市场和辅助服务市场机制有望持续推广，容量补偿电价等机制有望出台。双碳目标下的新型电力系统建设，将持续依赖系统调节手段的丰富和投入。展望未来，在电力供需偏紧和电力市场化改革加速的催化下，煤电自 2021 年以来的业绩持续亏损状态有望大幅改善，受益于电量和电价的齐升。具体投资主线包括：

1、受益于电煤保供政策落实和电力市场化改革推进，煤电运营商有望迎来价值重估

煤电运营商历经 2021 年的业绩承压和 2022 年的业绩改善，在适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统和电力市场化改革不断推进的背景下，有望迎来量价齐升，业绩持续改善。受益于电煤中长协保供力度的加强、以及长协煤价格的基本稳定，煤电运营商成本端的压力有望缓解。

电量方面，在“十四五”期间全社会用电量仍将保持相对中高速增长的前提下，煤电电量有望保持正增长，煤电运营商的销售电量也有望进一步提升；

电价方面，伴随着电力市场化改革加速推进、市场化电量占比继续提高、各地现货市场建设和辅助服务市场建设进一步开展，煤电企业有望从电能量价格上浮、辅助服务收益和容量补偿三个电价组成部分获益。

基于此，煤电运营商有望迎来价值重估。受益标的：国电电力、华电国际、华能国际、粤电力 A 等。

2、煤电新一轮建设周期启动，设备制造商迎来新增长

由电力供需紧张引起的煤电新一轮投资建设周期启动，扭转火电新增装机在“十三五”出现的大幅下滑趋势，也将同步扭转煤电设备投资。中短期来看，新增煤电装机有望同步带

动火电设备投资空间超预期增长。“十五五”期间尖峰负荷需求将有望随新能源的进一步渗透和居民三产用电占比提高而不断提高，顶峰电源的新增装机需求仍将存在。基于此，煤电设备市场空间有望进一步扩大、并具有一定的可持续性。煤电设备技术较为先进，设备带有灵活调节性能的设备制造商有望受益于火电项目投资加速。受益标的：东方电气。

3、高比例新能源渗透带动灵活性资源需求，灵活性改造技术有望受益

随着高比例新能源接入电力系统，新型电力系统的调节需求也将向着长周期持续性方向发展。立足于新型电力系统长周期持续性的调节需求，煤电灵活性改造有望呈现大幅增长态势。相比于“十三五”灵活性改造的不及预期，“十四五”的煤电灵活性改造同时具备“三改联动”的政策推动和电力市场化改革加速下的经济性推动。“谁提供，谁获利”的辅助服务市场原则细化明确了调峰辅助服务的补偿方式和费用分摊来源，煤电灵活性改造的积极性在市场化推动下有望提升，“十四五”规划的改造量有望超额完成。基于此，煤电灵活性改造的市场空间在中短期有望完成“十四五”规划的 2 亿千瓦，在远期有望完成全部在运适改机组的改造，市场空间较大。受益标的：龙源技术、青达环保、西子洁能等。

表 15: 重点上市公司估值表

股票名称	收盘价	归母净利润 (百万元)				EPS (元/股)				PE					
		2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E		
煤电运营商	华电国际	5.23	-4262.86	3552.89	5258.63	6181.74	-0.43	0.36	0.53	0.63	-	12.11	14.53	9.82	8.35
	国电电力	3.97	1362.57	6102.06	7517.85	9090.27	0.08	0.34	0.42	0.51	51.9	7	11.60	9.42	7.79
	华能国际	6.82	-	14989.55	-836.18	9154.49	12032.45	-0.95	-0.05	0.58	0.77	-7.14	-	11.69	8.90
	粤电力 A	5.19	-4646.17	-	1709.78	1336.73	2366.92	-0.88	-0.33	0.25	0.45	-5.86	-15.93	20.38	11.51
煤电设备	东方电气	20.78	2922.88	2969.00	3950.57	4751.67	0.94	0.95	1.27	1.52	22.1	7	21.83	16.41	13.64
	龙源技术	7.84	101.01	107.00	146.00	341.00	0.19	0.21	0.28	0.66	40.2	8	38.02	27.87	11.93
	青达环保	26.77	56.58	74.96	115.32	162.45	0.60	0.79	1.22	1.71	44.7	9	33.88	22.02	15.63
灵活性改造	西子洁能	15.79	165.69	215.24	532.37	774.54	0.22	0.29	0.72	1.05	70.4	5	54.22	21.92	15.07

资料来源: Wind, 信达证券研发中心 (注: 盈利预测来源于万得一致预测, 数据截至 2022 年 12 月 12 日)

风险因素

宏观经济下滑导致用电量增速不及预期、电力市场化改革推进不及预期、电煤长协保供政策的执行力度不及预期等。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，中国注册会计师协会会员，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	秘侨	18513322185	miqiao@cindasc.com
华北区销售	李佳	13552992413	lijia1@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙瞳	18610826885	suntong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jjali@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com
华南区销售	郑庆庆	13570594204	zhengqingqing@cindasc.com
华南区销售	刘莹	15152283256	liuying1@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

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，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其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，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，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。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，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。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。