

公用环保 202509 第 2 期

优于大市

绿色液体燃料产业化试点推进，“煤电+熔盐”1GWh 储能项目投运

核心观点

市场回顾：本本周沪深 300 指数下跌 0.81%，公用事业指数上涨 1.20%，环保指数下跌 0.27%，周相对收益率分别为 2.01%和 0.54%。申万 31 个一级行业分类板块中，公用事业及环保涨幅处于第 6 和第 10 名。电力板块子板块中，火电上涨 4.03%；水电上涨 0.08%，新能源发电下跌 0.21%；水务板块下跌 0.73%；燃气板块下跌 0.06%；检测服务板块下跌 4.02%。

重要事件：国家能源局印发《关于开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）的通知》提出，为保障能源安全，促进绿色转型，推动绿色液体燃料领域新技术、新模式、新业态发展，培育能源领域新质生产力，增强发展新动能，经组织专家评审、复核和公示，原则同意国投生物 3 万吨/年纤维素燃料乙醇等 9 个项目开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作。国家能源集团安徽公司宿州电厂建设新能源院自主研发的 1000 兆瓦时全国最大“煤电+熔盐”储能项目完成 168 小时试运行正式投产，这是全国首台套吉瓦时级煤电熔盐储换热成套装备，为煤电机组大幅度提高调峰和供热能力开辟了全新路径。

专题研究：目前，已有上海、山东、甘肃、内蒙古（蒙东、蒙西）、湖北、云南、黑龙江、安徽、陕西、新疆、宁夏、海南、贵州、山西、广东、广西、重庆、辽宁、浙江、北京、四川 21 个省份出台了 136 号文细则，其中出台正式方案的有上海、山东、甘肃、内蒙古（蒙东、蒙西）、湖北、云南、新疆 7 个省份，其余省份均为征求意见稿阶段。整体来看，多数省份存量项目机制电量保障比例较高，机制电价执行当地煤电基准价，多数省份执行期限参考全生命周期合理利用小时数剩余小时数/项目投产满 20 年，或按两者孰早原则确定；对于增量项目，多数省份则明确了机制电价竞价原则以及执行期限（10-14 年区间），部分省份对竞价上下限予以明确。

投资策略：公用事业：1. 煤价电价同步下行，火电盈利有望维持合理水平，推荐全国大型火电企业**华电国际**以及区域电价较为坚挺的**上海电力**；2. 国家持续出台政策支持新能源发展，新能源发电盈利有望逐步趋于稳健，推荐全国性新能源发电龙头企业**龙源电力**、**三峡能源**，区域优质海上风电企业**广西能源**、**福能股份**、**中闽能源**，以及开展新能源与智算中心一体化深化算电协同标的**金开新能**；3. 装机和发电量增长对冲电价下行压力，预计核电公司盈利仍将维持稳定，推荐核电运营标的**中国核电**、**中国广核**；国家电投整合核电资产，打造 A 股第三家核电运营商，推荐重组标的**电投产融**；4. 全球降息背景下高分红的水电股防御属性凸显，推荐业绩稳健性和成长性兼具的水电龙头**长江电力**；5. 燃气推荐具有区位优势，量价张力较强的城市燃气龙头**华润燃气**，以及具有海气贸易能力，特气业务锚定商业航天的**九丰能源**；**环保：**1. 水务&垃圾焚烧行业进入成熟期，自由现金流改善明显，再叠加无风险收益率的持续走低，投资者的预期回报率和风险偏好均有所下降，建议关注环保板块中的“类公用事业投资机会”，推荐**光大环境**，**中山公用**；2. 中国科学仪器市场份额超过 90 亿美元，国产替代空间广阔，推荐**聚光科技**；3. 欧盟 SAF 强制掺混政策生效在即，对原材料需求增加，国内废弃油脂资源化行业有望充分受益，推荐**山高环能**；4. 煤价下行背景下，秸秆价格同

行业研究 · 行业周报

公用事业

优于大市 · 维持

证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

证券分析师：郑汉林

0755-81982169

zhenghanlin@guosen.com.cn

S0980522090003

证券分析师：刘汉轩

010-88005198

liuhanxuan@guosen.com.cn

S0980524120001

证券分析师：崔佳诚

021-60375416

cuijiacheng@guosen.com.cn

S0980525070002

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

《公用环保 2025 年 9 月投资策略——全国碳市场建设持续推进，推动城市绿色低碳转型发展》——2025-09-01
《公用环保 202508 第 4 期-7 月全社会用电量同比+8.6%，1-7 月新增电力装机 32505 万千瓦》——2025-08-24
《公用环保 202508 第 3 期-甘肃 136 号文细则出台，长江电力发布未来五年分红规划》——2025-08-18
《公用环保 202508 第 2 期-山东 136 号文细则发布，浙江电力现货市场转正式运行》——2025-08-11
《公用环保 2025 年 8 月投资策略-省内天然气管输价格机制完善，广东调整煤电、气电容量电价》——2025-08-04

步下降，农林生物质发电行业成本端改善明显，推荐**长青集团**。

风险提示：环保政策不及预期；用电量增速下滑；电价下调；竞争加剧。

重点公司盈利预测及投资评级

公司 代码	公司 名称	投资 评级	昨收盘 (元)	总市值 (亿元)	EPS		PE	
					2024A	2025E	2024A	2025E
600027.SH	华电国际	优于大市	5.38	625	0.49	0.62	11.0	8.7
600821.SH	金开新能	优于大市	5.86	117	0.40	0.44	14.6	13.3
600021.SH	上海电力	优于大市	20.77	585	0.73	1.09	28.6	19.1
001289.SZ	龙源电力	优于大市	17.82	1490	0.76	0.81	23.5	22.0
600905.SH	三峡能源	优于大市	4.27	1221	0.21	0.24	20.0	17.8
600310.SH	广西能源	优于大市	4.01	59	0.04	0.19	93.3	21.1
600483.SH	福能股份	优于大市	9.55	266	1.00	1.06	9.5	9.0
600163.SH	中闽能源	优于大市	5.26	100	0.34	0.34	15.4	15.5
600900.SH	长江电力	优于大市	28.07	6868	1.33	1.41	21.1	19.9
601985.SH	中国核电	优于大市	8.74	1798	0.43	0.50	20.5	17.5
003816.SZ	中国广核	优于大市	3.67	1853	0.21	0.19	17.1	19.3
000958.SZ	电投产融	优于大市	6.68	360	0.19	0.26	34.4	25.7
1193.HK	华润燃气	优于大市	20.52	475	1.77	1.99	11.6	10.3
605090.SH	九丰能源	优于大市	32.36	216	2.52	2.60	12.8	12.4
000803.SZ	山高环能	优于大市	7.31	34	0.03	0.19	261.4	38.5
000685.SZ	中山公用	优于大市	9.83	145	0.81	0.95	12.1	10.3
300203.SZ	聚光科技	优于大市	19.12	86	0.46	0.60	41.5	31.9
002616.SZ	长青集团	优于大市	6.45	48	0.29	0.38	22.1	17.0
0257.HK	光大环境	优于大市	4.55	280	0.55	0.62	8.3	7.3

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

内容目录

一、 专题研究与核心观点	6
（一）异动点评	6
（二）重要政策及事件	6
（三） 专题研究	6
（四）核心观点：碳中和背景下，推荐新能源产业链+综合能源管理	10
二、 板块表现	12
（一）板块表现	12
（二）本周个股表现	12
三、 行业重点数据一览	17
（一）电力行业	17
（二）碳交易市场	23
（三）煤炭价格	24
（四）天然气行业	25
四、 行业动态与公司公告	25
（一）行业动态	25
（二）公司公告	27
五、 板块上市公司定增进展	29
六、 大宗交易	29
七、 风险提示	30
八、 公司盈利预测	30

图表目录

图 1: 申万一级行业涨跌幅情况	12
图 2: 公用事业细分子版块涨跌情况	12
图 3: A 股环保行业各公司表现	13
图 4: H 股环保行业各公司表现	13
图 5: A 股火电行业各公司表现	14
图 8: H 股电力行业各公司表现	15
图 9: A 股水务行业各公司表现	15
图 10: H 股水务行业各公司表现	15
图 11: A 股燃气行业各公司表现	16
图 12: H 股燃气行业各公司表现	16
图 13: A 股电力工程行业各公司表现	16
图 14: 累计发电量情况 (单位: 亿千瓦时)	17
图 15: 7 月份发电量分类占比	17
图 16: 累计火力发电量情况 (单位: 亿千瓦时)	17
图 17: 累计水力发电量情况 (单位: 亿千瓦时)	17
图 18: 累计核能发电量情况 (单位: 亿千瓦时)	18
图 19: 累计风力发电量情况 (单位: 亿千瓦时)	18
图 20: 累计太阳能发电量情况 (单位: 亿千瓦时)	18
图 21: 用电量月度情况 (单位: 亿千瓦时)	19
图 22: 7 月份用电量分类占比	19
图 23: 第一产业用电量月度情况 (单位: 亿千瓦时)	19
图 24: 第二产业用电量月度情况 (单位: 亿千瓦时)	19
图 25: 第三产业用电量月度情况 (单位: 亿千瓦时)	19
图 26: 城乡居民生活月度用电量 (单位: 亿千瓦时)	19
图 27: 省内交易电量情况	20
图 28: 省间交易电量情况	20
图 29: 全部发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)	21
图 30: 火电发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)	21
图 31: 水电发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)	21
图 32: 核电发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)	21
图 33: 风电发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)	21
图 34: 太阳能发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)	21
图 35: 火电发电设备平均利用小时	22
图 36: 水电发电设备平均利用小时	22
图 37: 火电电源投资基本完成额 (单位: 亿元)	22
图 38: 水电电源投资基本完成额 (单位: 亿元)	22
图 39: 核电电源投资基本完成额 (单位: 亿元)	22

图 40: 风电电源投资基本完成额 (单位: 亿元)	22
图 41: 全国碳市场价格走势图 (单位: 元/吨)	23
图 42: 全国碳市场交易额 (单位: 万元)	23
图 43: 欧洲气候交易所碳配额期货 (万吨 CO ₂ e)	24
图 44: 欧洲气候交易所碳配额现货 (万吨 CO ₂ e)	24
图 45: 欧洲气候交易所碳排放配额期货历史交易价格	24
图 46: 环渤海动力煤平均价格指数	24
图 47: 郑商所动煤期货主力合约收盘价 (元/吨)	24
图 48: 全国 LNG 出厂均价 (元/吨)	25
图 49: 全国 LNG 出厂均价 (元/吨)	25
表 1: 各地出台 136 号文细则情况梳理	7
表 2: 各地交易所碳排放配额成交数据 (2025. 09. 01-09. 05)	23
表 3: 板块上市公司定增进展	29
表 4: 本周大宗交易情况	29

一、专题研究与核心观点

（一）异动点评

本周沪深 300 指数下跌 0.81%，公用事业指数上涨 1.20%，环保指数下跌 0.27%，周相对收益率分别为 2.01%和 0.54%。申万 31 个一级行业分类板块中，公用事业及环保涨幅处于第 6 和第 10 名。

电力板块子板块中，火电上涨 4.03%；水电上涨 0.08%，新能源发电下跌 0.21%；水务板块下跌 0.73%；燃气板块下跌 0.06%。

（二）重要政策及事件

国家能源局印发《关于开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）的通知》

绿色液体燃料是以可持续航空燃料（SAF）、可持续柴油、生物燃料乙醇、绿色甲醇、绿氨等为代表的低碳燃料。为保障能源安全，促进绿色转型，推动绿色液体燃料领域新技术、新模式、新业态发展，培育能源领域新质生产力，增强发展新动能，经组织专家评审、复核和公示，原则同意国投生物 3 万吨/年纤维素燃料乙醇等 9 个项目开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作。

全国最大“煤电+熔盐”储能项目在国家能源集团投产

国家能源集团安徽公司宿州电厂建设新能源院自主研发的 1000 兆瓦时全国最大“煤电+熔盐”储能项目完成 168 小时试运行正式投产，这是全国首台套吉瓦时级煤电熔盐储换热成套装备及控制系统国家首批绿色低碳先进技术示范项目为贯彻落实国家“双碳”目标加快推进新型电力系统建设提供了有益探索也为煤电机组大幅度提高调峰和供热能力开辟了全新路径。

（三）专题研究

目前，已有上海、山东、甘肃、内蒙古（蒙东、蒙西）、湖北、云南、黑龙江、安徽、陕西、新疆、宁夏、海南、贵州、山西、广东、广西、重庆、辽宁、浙江、北京、四川 21 个省份出台了 136 号文细则，其中出台正式方案的有上海、山东、甘肃、内蒙古（蒙东、蒙西）、湖北、云南、新疆 7 个省份，其余省份均为征求意见稿阶段。整体而言，对于 2025 年 6 月 1 日之前投运的存量项目，多数省份的机制电价为当地煤电基准价，部分省份对不同类型的电源实行不同的机制电价，广西分布式光伏机制电价为当地煤电基准电价 0.4207 元/KWh，集中式新能源项目（不含海上风电）机制电价为 0.324 元/KWh；机制电量规模方面，各地机制电量比例整体保障在较高水平，部分地区按照不同投产时间或不同类别的项目设置机制电量，如海南 2023 年以前投产的项目，其全部上网电量纳入机制电量；2023 年投产的项目，机制电量比例取 90%；2024 年投产的项目，机制电量比例取 85%；2025 年 1 月 1 日-5 月 31 日投产的项目，机制电量比例取 80%；新疆补贴项目机制电量规模原则上衔接原优先电量规模，机制电量比例 30%；平价项目机制电量规模原则上按原优先电量和原目标上网电价支持政策折算电量之和确定，机制电量比例 50%；执行期限方面，多数省份参考全生命周期合理利用小时数剩余小时数/项目投产满 20 年后不再执行机制电价，或按照两者孰早原则确定机制电价执行期限。对于 2025 年 6 月 1 日投产的增量项目，多数省份明确机制电价水平通过竞价确定，部分省份对竞价区间予以明确，如新疆确定竞价区间暂定 0.15-0.262 元/千瓦时，竞价机制为将电量绝对值按新能源项目报价从低到高进行排序，价格相同时，按照申报时间优先方式确定排序；机制电量规模根据国家下达的年度非

水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定；执行期限在 10-14 年之间，如新疆明确执行期限为 10 年，广东、海南明确增量项目机制电价的执行期限为海上风电项目 14 年、其他新能源项目 12 年。

甘肃、山东出台 2025 年增量新能源项目机制电量竞价安排：山东机制电量 94.67 亿千瓦时，其中风电、光伏分别为 81.73、12.94 亿千瓦时；竞价上限风电、光伏均为 0.35 元/KWh，竞价下限风电、光伏分别为 0.094、0.123 元/KWh；机制电价执行期限深远海风电为 15 年，其他项目为 10 年。甘肃首批、第二批次竞价项目纳入机制范围的电量规模分别为 8.3、15.2 亿千瓦时，竞价上下限为 0.2447-0.1954 元/KWh。

表 1：各地出台 136 号文细则情况梳理

地区	政策	存量项目（2025 年 6 月 1 日前投产）	增量项目（2025 年 6 月 1 日后投产）
山东	《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》	机制电价水平按国家政策上限执行，统一明确为 每千瓦时 0.3949 元（含税） ，单个项目机制电量上限原则上与 现行具有保障性性质的相关电量规模政策相衔接 ，执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产 满 20 年 较早者执行。	由省发展改革委同有关单位明确机制电量规模、执行期限，通过价格竞争方式确定机制电价水平。组织竞价时，设置申报充足率下限和竞价上下限，引导新能源企业充分竞争，降低全社会用能成本；按申报价格从低到高确定入选项目，机制电价原则上接入入选项目最高报价确定。 竞价电量规模：每年新增纳入机制的电量规模由广东省发改委、广东省能源局确定，并在竞价前予以公布。机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接， 且不低于 90% 。 竞价机制：采用集中竞价的方式开展竞价交易。根据新能源项目的申报电量比例，按照近三年同类型历史小时数、项目容量计算新能源项目申报比例对应的电量绝对值。将电量绝对值按新能源项目报价从低到高进行排序，价格相同时，按照申报时间优先方式确定排序，直至满足竞价总规模，竞价总规模内的所有入选项目全部成交，成交的最后一个项目申报比例全额成交。本次竞价交易的所有入选项目机制电价接入入选项目的最高报价确定，机制电量比例为申报的机制电量比例。 执行期限：增量项目机制电价的执行期限为 海上风电项目 14 年，其他新能源项目 12 年 。 机制电量规模：2025 年 6 月 1 日起投产的新能源项目，纳入 2025 年机制电量的规模按照广西 2024 年新能源非市场化比例确定为 33% （全年为 65%）/广西现行新能源非市场化比例确定为 8%（全年为 16%）。2026 年及后续年份每年新增纳入机制的电量规模，根据广西完成国家下达的年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。单个项目申请纳入机制的电量的比例 不超过 80% 。 机制电价：增量项目机制电价每年由自治区发改委会同省级电网企业、广西电力交易中心，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，竞价上限由自治区发改委综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定， 竞价上限暂定为 0.4207 元/千瓦时 ；竞价下限初期可按照最先进电站造价水平折算度电成本确定。 执行期限：自治区发改委会同自治区能源局每年按照同类项目回收初始投资的平均期限确定增量项目执行期限 12 年执行 ，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目接入入选时间确定。
广东	《广东新能源增量项目可持续发展价格结算机制竞价规则（征求意见稿）》		
广西	《新能源可持续发展价格结算机制实施细则》、《广西壮族自治区深化新能源上网电价市场化改革实施方案》征求意见稿	机制电量规模：1） 存量分布式新能源项目 ，其上网电量全部纳入机制电量规模， 纳入机制电量比例为 100% 。2）已开展竞争性配置的海上风电项目，按照自治区现行政策执行。3）存量集中式新能源项目（不含海上风电项目）纳入机制电量规模由自治区发改委商自治区能源局按年确定。 机制电价：存量项目机制电价按现行价格政策执行，其中分布式新能源项目机制电价为 420.7 元/兆瓦时 ，集中式新能源项目（不含海上风电项目）机制电价为 324 元/兆瓦时 ，海上风电项目按照自治区现行政策执行。 存量项目执行期限：根据新能源项目投产时间确定投产满 20 年的时间、以及达到 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间，按照两者孰早原则确定机制电价执行期限。	为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委托国网蒙东电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。纳入机制的新能源项目在执行期限内可以自主向国网蒙东电力公司申请退出部分或全部纳入机制的电量，自行参加市场。纳入机制的新能源项目执行到期后，国网蒙东电力公司组织做好审核退出，并提前告知企业。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。
内蒙古	《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》	电量规模：一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等项目的实际上网电量；二是现货市场连续运行前，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目继续按照 790、635、1900、1900 小时对应的电量安排（2025 年按照剩余月份相应比例折算）；现货市场连续运行后，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目分别按照 380、420、760、720 对应的电量安排。 机制电价：纳入机制的电量机制电价为蒙东煤电基准价（ 0.3035 元/千瓦时 ）。当市场环境发生重大变化时，结合市场价格运行实际适时调整机制电价水平。 执行期限：纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目投产 满 20 年后 ，不再执行机制电价。	为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委托国网蒙东电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。
新疆	《深化蒙西电网新能源上网电价市场化改革实施方案》	电量规模：一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏、光伏扶贫项目、光伏领跑者项目（不含中标价格低于蒙西煤电基准价项目）分别按照 215、250、1220、1210 小时对应的电量安排（2025 年按照剩余月份相应比例折算）；二是执行固定电价的新能源项目实际上网电量。 机制电价，纳入机制的电量机制电价为 蒙西煤电基准价（0.2829 元/千瓦时） ；执行固定电价的新能源项目上网电量的机制电价仍按照原核定电价确定。 执行期限：纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目投产 满 20 年后 ，不再执行机制电价。	为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委托国网蒙东电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。
山西	《山西省深化新能源上网电价市场化改革促进新	补贴项目机制电量规模原则上衔接原优先电量规模，机制电量比例 30% ；平价项目机制电量规模，原则上按原优先电量和原目标上网电价支持政策折算电量之和确定，机制电量比例 50% 。 机制电价水平衔接原优先电网上网电价，即补贴项目 0.25 元/千瓦时 、平价项目 0.262 元/千瓦时 。 存量项目执行期限， 取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者 。	机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定。机制电价采用边际出清方式、通过分类竞价形成。竞价上限衔接原新能源目标上网电价，初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限，竞价区间暂定 0.15 元/千瓦时—0.262 元/千瓦时 。竞价按年组织，由已投产和未来 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。 增量项目考虑回收项目初始投资平均期限， 执行期限 10 年 。已纳入机制的新能源项目，在执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。
山西	《山西省深化新能源上网电价市场化改革促进新	机制电量规模，与现行具有保障性性质的相关电量规模政策衔接，按照具体项目核定机制电量比例（机制电量占上网电量的比例），新能源项目可在核定值范围内每年自主确定机制电量比	机制电量规模，与现行具有保障性性质的相关电量规模政策衔接，按具体项目核定机制电量比例（机制电量占上网电量的比例），新能源项目可在核定值范围内每年自主确定机制电量比例，但不得高于上一年。

能源高质量发展 例，但不得高于上一年。
实施方案（征求意见稿）》与现行价格政策衔接，机制电价水平按不高于现行燃煤发电基
准价格确定。

按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与
投产满 20 年对应年份（具体到月）较早者确定。

《关于海南省深
化新能源上网电
价市场化改革的
实施方案（征求意
见稿）》
海南
机制电量规模：2023 年以前投产的项目，其全部上网电量纳入
机制电量；2023 年投产的项目，机制电量比例取 90%；2024 年
投产的项目，机制电量比例取 85%；2025 年 1 月 1 日至 2025 年
5 月 31 日投产的项目，机制电量比例取 80%。
机制电价水平：竞价式并网项目执行原竞价价格，其余项目均
按我省煤电基准价 0.4298 元/千瓦时执行。
执行期限：按照 20 年减去截至 2025 年 12 月 31 日项目已投产
运行时间确定。

《甘肃省深化新
能源上网电价市
场化改革促进新
能源高质量发展
实施方案》
甘肃
(1) 纳入机制的电量规模为 154 亿千瓦时。(2) 机制电价为
0.3078 元/千瓦时。(3) 执行期限按照 2025 年 5 月底项目剩
余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年
份两者较早者确定；全生命周期合理利用小时数无法确定的，
按照投产满 20 年确定。(4) 扶贫类、特许经营权类、分布式
光伏、平价示范、光热发电项目（不含“沙戈荒”基地项目）
上网电量全额纳入机制电量范围；分散式风电及国家能源局以
国能新能〔2014〕541 号批复的风电项目、保障性平价项目（指
省内 2021 年 12 月 31 日前核准的不享有财政补贴的新能源并网
项目）按照风电年发电利用小时数 1800 小时、光伏发电利用
小时数 1160 小时纳入机制电量范围；剩余机制电量规模由其余
存量新能源项目按装机容量等比例分配。

《辽宁省深化新
能源上网电价市
场化改革实施方
案（征求意见稿）》
《辽宁省新能源
增量项目竞价方
案（征求意见稿）》
辽宁
机制电价：采用煤电基准价 0.3749 元/kWh，电量规模衔接辽宁
省现行保障性优先发电电力电量平衡相关政策。辽宁发改委发
布《辽宁省 2025 年电力市场交易工作方案》：除分布式光伏、
特殊类型的风电和光伏项目外，其他新能源项目全部参与市场
化交易，根据风电年发电利用小时数 1800 小时、光伏发电利用
小时数为 1850 小时，其余电量参与“煤改电”交易。

《自治区深化新
能源上网电价市
场化改革实施方
案（征求意见稿）》
宁夏
机制电量：衔接现行保障性新能源电量规模，分布式（分散式）
项目上网电量全部纳入机制电量，集中式光伏、风电项目上网
电量中纳入机制电量的比例各为 10%。
机制电价：宁夏燃煤发电基准价（0.2595 元/千瓦时）。
执行期限：按照项目达到全生命周期合理利用小时数与项目投
产满 20 年较早者确定。执行固定电价的新能源项目，按照原核
定电价执行。

《深化新能源上
网电价市场化改
革促进新能源高
质量发展实施方
案》
湖北
机制电量：集中式新能源，机制电量占该项目省内上网电量比
例上限为 12.5%。分布式新能源，机制电量占该项目省内上网
电量比例上限为 80%。光伏扶贫项目机制电量比例上限为
100%。各项目每年可按照不高于规定比例上限，自主确定执行
比例（不得高于上一年）。机制电价：统一为 0.4161 元/千瓦
时。执行期限：执行起始月份为 2025 年 10 月，原则上执行至
投产满 20 年对应月份，投产未满足 20 年即已达到规定的全生
周期合理利用小时数的（风电 36000 小时、光伏 22000 小时），
不再纳入机制范围。

《深化新能源上
网电价市场化改
革促进新能源高
质量发展的实施
方案》
云南省
衔接现行政策，其中：1. 集中式光伏。一是享受财政补贴的，
上网电价由市场交易形成，财政补贴继续执行国家相关政策；
二是 2021 年 1 月 1 日—2023 年 7 月 31 日全容量并网的，机制
电量为月度上网电量的 100%，机制电价为燃煤发电基准价

机制电价水平通过竞价确定，每年组织已投产和未来 12 个月内计划投产、且未纳
入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期风电和光伏发电两种类型组
织，不具备充分竞争情况下，合并组织。竞价采用边际出清方式确定出清价格，
根据新能源项目申报电量、申报价格，按申报价格由低到高排序，申报价格相同
时按申报时间优先排序，直至申报电量满足竞价电量总规模。最后入选项目申报
电价即为当年所有入选项目的机制电价，但不得高于竞价上限，其入选电量不足
申报电量的按申报电量全额成交竞价上、下限由省发展改革委综合考虑合理成本
收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力、引导有序竞争等因素确定
并适时调整。为确保竞争有效，机制电量申报总规模与核定总规模比率原则上不
低于 1.2，否则相应调减核定机制电量规模直至满足比率要求。
综合考虑同类项目回收初始投资的平均期限等因素确定，如遇重大政策变化或行
业成本变化适时调整。

综合考虑建设成本和运行特性的差异，初期分为海上风电项目、陆上风电项目和
光伏项目三类。海上风电项目单独组织竞价，陆上风电项目和光伏项目统一组织
竞价。
首次竞价电量规模与 2025 年新能源非市场化比例适当衔接，2025 年 6 月 1 日至
2026 年 12 月 31 日期间新建投产的海上风电项目按年上网电量的 80%确定，陆上
风电和光伏项目按年上网电量的 75%确定。每年新增纳入机制的电量规模，根据我
省完成国家下达的非水可再生能源消纳责任权重情况及用户承受能力等因素动态
调整。为引导新能源充分竞争，竞价时设置申报充足率下限。单个项目申报电量
规模不得高于其全部上网电量，2025 年竞价时暂按其全部上网电量 85%进行申报，
以后每年单个项目申报电量上限比例在发布竞价通知时明确。
竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力
等因素确定，最高不高于 0.4298 元/千瓦时；初期可按照最先进电站造价水平（仅
包含固定成本）折算度电成本（不含收益）确定竞价下限，后续视情况取消。竞
价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、
但不得高于竞价上限。价格相同时，按照申报时间优先确定排序，直至满足竞价
总规模，成交的最后一个项目申报比例全额成交。

执行期限：海上风电项目：14 年，陆上风电项目和光伏项目：12 年，到期后不再
执行机制电价。
竞价性海风项目。已开展竞争性配置但未于 2025 年 5 月 31 日前投产的海上风电
项目，机制电价参照竞争性配置方案规定执行，初始机制电量规模为上网电量的
80%。未约定合理生命周期的，机制执行期限为 20 年。

(1) 电量规模。每年新增纳入机制的电量规模，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，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责
任权重的，次年纳入机制的电量规模适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量
规模适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占增量项目新能源上网电
量的比例，与现有新能源非市场化比例适当衔接，避免过度波动。单个项目申请
纳入机制的电量，应不高于其全部上网电量的 80%。(2) 机制电价。已投产和未
投产 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目均可参与竞价。分布
式光伏项目可自行参与也可聚合参与竞价，聚合商原则上应参考售电公司资质。
新能源企业在省发展改革委制定的价格上、下限内申报电量和电价进行竞价，按报
价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高
于竞价上限。存在两个以上项目按机制电价入选，则根据申报电量比例分配；申
报电量未达到机制电量总规模时，按照申报电量分配。(3) 执行期限为 12 年。
竞价确定机制电价、机制电价，电量规模动态调整，2025 年竞价时纳入机制的
电量规模与当年新能源非市场化比例适当衔接，按增量项目上网电量的 55%确定。
竞价上限最高不高于我省燃煤基准价 0.3749 元/千瓦时。竞价下限初期考虑成本
因素、避免无序竞争等因素确定，后续视情况取消。2025 年竞价上下限分别为 0.33
元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，以后每年适时调整。2025 年竞价执行期限为 12 年。
单个项目申报电量规模不得高于其全部上网电量，2025 年竞价时暂按其全部上
网电量 90%进行申报，以后根据竞价情况动态调整。2025 年首次竞价申报充足率下
限为 120%。执行期限：综合考虑同类项目回收初始投资的平均期限确定，2025 年
竞价执行期限为 12 年，以后根据项目成本变化情况适时调整。

机制电量：初期纳入机制的电量规模与现有新能源价格非市场化比例适当衔接，
暂按照全区增量新能源项目年度预测上网电量 10%确定。每年新增纳入机制的
电量规模，可根据国家下达的年度非水电可再生电力消纳责任权重完成情况，
以及用户承受能力等因素适时调整。
机制电价：增量新能源项目机制电价通过统一竞价形成。已投产和未来 12 个月
内投产、且未纳入机制执行范围的新能源项目自愿参与竞价。综合考虑合理成本
收益、绿色价值、市场供需、用户承受能力、有序竞争等因素，竞价上限暂设为 0.2595
元/千瓦时，下限为 0.18 元/千瓦时，后续视情况调整。竞价时按报价从低到高排
序确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上
限。执行期限：纳入机制的增量项目执行期限为 10 年。

实行增量项目竞价机制。对 2025 年 6 月 1 日起投产的增量项目，每年根据国家下
达的非水可再生能源消纳责任权重完成情况、用户承受能力等因素，动态调整全
省增量新能源项目整体纳入机制电量的总规模。单个增量项目通过竞价方式确定
是否进入机制执行范围。初期分为风电、光伏两类竞价。综合考虑合理成本收益、
绿色价值、电力市场供需形势、用户电价承受能力等因素确定竞价上限；考虑成
本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。竞价时按照报价从低到高排序，当申报
机制电量累计规模与当次竞价机制电量总规模持平时，参与累加平衡的项目全部
入选，平衡点有多个同价项目的，按照同比例原则确定入选机制电量，该批次机
制电价按照入选项目中最高报价确定。参与竞价但未入选的项目可参与下次竞价，
可申报竞价的电量规模逐次递减。入选的增量项目机制电价执行期限暂定为 12
年。分布式项目投产，连续两个自然年自发自用率均高于全省分布式平均自发自
用率水平 10 个百分点以上的，执行期限可增加 1 年，可增加的执行期限最多不
超过 2 年。

1. 机制电量规模。每年新增的机制电量规模，按照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，以及用户承受能力等因素确定。2. 机制电价。
机制电价由新能源项目（已全容量并网和未来 12 个月内全容量并网且未纳入过机
制执行范围的项目，首次竞价为 2025 年 6 月 1 日—12 月 31 日全容量并网的项目）

方案》

(0.3358 元/千瓦时, 下同); 三是 2023 年 8 月 1 日—12 月 31 日全容量并网的, 机制电量为月度上网电量的 80%, 机制电价为燃煤发电基准价; 四是 2024 年 1 月 1 日—6 月 30 日全容量并网的, 机制电量为月度上网电量的 65%, 机制电价为燃煤发电基准价; 五是 2024 年 7 月 1 日—2025 年 5 月 31 日全容量并网的, 机制电量为月度上网电量的 55%, 机制电价为燃煤发电基准价; 六是 2024 年 7 月 1 日—2025 年 5 月 31 日全容量并网的, 机制电量为月度上网电量的 45%, 机制电价为燃煤发电基准价。3. 分布式光伏、分散式风电。机制电量为月度上网电量的 100%, 机制电价为燃煤发电基准价。4. 扶贫光伏。机制电量为月度上网电量的 100%, 机制电价为燃煤发电基准价。参照可再生能源发电补贴政策关于全生命周期利用小时数的有关规定, 存量项目机制电价执行期限按各项目 2025 年 5 月底剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与全容量并网满 20 年对应年份较早者确定。

贵州省
《贵州省关于深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》

电量规模: 妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策, 110 千伏以下项目机制电量比例为 100%, 110 千伏及以上项目机制电量比例为 80%, 其可在此范围内自主确定执行机制的电量比例, 次年纳入机制电量比例不得高于上一年水平。机制电价: 执行我省燃煤发电基准价 0.3515 元/千瓦时。执行期限: 达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年后, 不再执行机制电价。

重庆市
《重庆市深化新能源上网电价市场化改革实施方案(征求意见稿)》

机制电量规模: 存量项目纳入机制电量规模衔接现行保障性收购政策, 规模上限为 100%。单个项目在签约规模上限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。首次未在规定时间内与电网企业签订《新能源可持续发展价格结算机制差价协议》的, 分布式项目机制电量比例默认按 100% 执行, 集中式项目默认放弃机制电量。机制电价: 存量项目的机制电价按现行煤电基准价 0.3964 元/千瓦时执行。执行期限: 集中式和分散式风电项目、集中式光伏发电项目执行期限按各项目 2025 年 12 月 31 日剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定, 分布式光伏发电项目按照投产满 20 年对应时间确定。

黑龙江

《黑龙江省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案(征求意见稿)》

机制电量: 妥善衔接现行具有保障性质的相关电量政策, 规模上限不高于现行保障性收购电量, 新能源项目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。机制电价: 与现行保障性价格政策保持一致。(黑龙江燃煤基准价为 0.374 元/千瓦时) 执行期限: 按存量项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定。

上海

《关于上海市贯彻落实新能源上网电价市场化改革有关事项的通知》

(1) 电量规模。2025 年 6 月 1 日(不含)前全容量并网的存量项目, 电量规模妥善衔接现行具有保障性质的相关政策。新能源项目在规模范围内, 每年签订差价协议, 自主确定执行机制的电量比例, 但不得高于上一年。未签订差价协议或未自主确定的, 默认按照该项目可选最高比例和规模上限执行。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力, 主动参与市场竞争。(2) 机制电价, 按现行价格政策执行, 不高于本市燃煤基准价。(3) 执行期限, 按照现行相关政策保障期限确定。

安徽

《安徽省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案(征求意见稿)》

(1) 电量规模: 按项目实际上网电量乘以年机制电量比例确定。单个项目年机制电量比例, 按其 2024 年度上网电量扣减当年中长期(含绿电)合同实际结算电量(小于零则按零处理, 下同)规模适当增加。增量项目机制电量均通过竞价获得, 单个项目申请纳入机制的电量占当年上网电量的比例确定。新能源项目在机制电量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。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力, 主动参与市场竞争。(2) 机制电价: 按我省燃煤发电基准价(0.3844 元/千瓦时)执行。部分项目已有文件明确其上网电价的, 以该上网电价(不含补贴)作为其机制电价。(3) 执行期限: 按自投产之日起满 20 年与剩余全生命周期合理利用小时数(风电 36000 小时、光伏 22000 小时)较早者确定。

陕西

《陕西省深化新能源上网电价市

(1) 纳入机制的电量规模妥善衔接现行具有保障性质的上网电量规模相关政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行

自愿参与竞价形成。竞价时按申报价格从低到高确定入选项目, 机制电价原则上按入选项目最高报价但不高于竞价上限确定, 支持分布式光伏、分散式风电项目委托代理商参与竞价工作。竞价上限考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定; 竞价下限考虑先进电站造价水平(仅包含固定成本)折算度电成本确定, 视情逐步取消。3. 执行期限。2025 年 6 月 1 日起全容量并网的增量项目, 机制电价执行期限为 12 年, 执行期限到期后不再执行机制电价, 由市场交易形成上网电价。

电量规模: 2025 年首次竞价电量规模与 2024 年新能源非市场化比例适当衔接, 按 2025 年 6 月 1 日至 12 月 31 日期间预计新建投产新能源上网电量的 77% 确定。此后, 我省每年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, 以及用户承受能力等因素动态调整, 并在竞价前予以公布。单个项目申请纳入机制的电量, 不得超过其当期全部上网电量的 90%。对于竞价周期内已签约的中长期交易电量、绿证电量, 相应调减竞价申报比例上限。竞价上下限: 竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定, 初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定下限。机制电价: 新能源按同类型项目自愿参与竞价形成, 竞价时按报价从低到高确定入选项目。机制电价原则上按入选项目最高报价确定, 但不得超出竞价限价范围; 价格相同时, 按申报时间的先后顺序确定入选项目, 直至满足竞价总规模。增量新能源项目执行期限 12 年。综合考虑建设成本和运行特性的差异, 初期分为风电和光伏发电两类组织竞价。

电量规模: 竞价电量规模根据国家下达的非水电可再生能源消纳责任权重完成情况, 以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的, 次年纳入机制的电量规模可适当减少; 未完成的, 次年纳入机制的电量规模可适当增加。第一年纳入机制的电量占增量项目新能源上网电量的比例, 与我市现有新能源非市场化比例适当衔接, 单个项目申请纳入机制的电量占其全部上网电量的比例应低于 100%, 具体比例在每年的竞价通知中明确。机制电价: 增量项目机制电价通过竞价确定。已投产和未投产 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目均可参与竞价。按报价从低到高确定入选项目, 机制电价原则上按入选项目最高报价确定, 但不得高于竞价上限。执行期限: 增量项目竞价结果执行期限暂按 12 年确定。竞价上下限: 增量项目竞价上限考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定, 最高不得超过现行煤电基准价。初期考虑同类型先进电站造价(仅包含固定成本)折算度电成本等因素确定竞价下限。

机制电量: 第一年纳入机制电量与现有新能源非市场化比例衔接, 第二年及以后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以及用户承受能力等因素确定。单个项目申请纳入机制的电量应当适当低于其全部上网电量。为引导行业竞争, 竞价时设置申报充足率下限。机制电价: 分为风电、太阳能发电两类组织竞价, 如单一类别竞价主体较集中或整体规模较小缺乏有效竞争时, 不再分类组织, 统一合并竞价。竞价时按报价从低到高确定入选项目, 机制电价按入选项目最高报价确定, 但不得高于竞价上限。竞价上限考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定, 不得高于煤电基准价, 竞价下限初期可按照先进电站造价水平折算度电成本确定。执行期限: 考虑回收初始投资暂定为 12 年。

(1) 电量规模。2025 年 6 月 1 日(含)后全容量并网的增量项目, 每年新增纳入机制的电量规模, 根据国家下达本市年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况, 以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的, 次年纳入机制的电量规模可适当减少; 未完成的, 次年纳入机制的电量规模可适当增加。增量项目第一年纳入机制的电量占全市新能源上网电量的比例, 与存量项目适当衔接, 避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量, 适当低于其全部发电量。(2) 机制电价, 由市场价格主管部门每年组织已投产和未投产 12 个月内投产、且未纳入过机制电价执行范围的项目自愿参与竞价形成, 对成本差异大的按技术类型分类组织。初期, 本市各类光伏、风电、生物质发电项目原则上统一竞价。竞价时按报价从低到高确定入选项目, 机制电价原则上按入选项目最高报价确定、不高于竞价上限。(3) 执行期限, 按照同类项目回收初始投资的平均期限确定, 起始时间按项目申报的投产时间确定, 入选时已投产的项目按入选时间确定。

(1) 电量规模: 每年新增纳入机制的电量规模, 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, 以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的, 次年纳入机制的电量规模适当减少; 未完成的, 次年纳入机制的电量规模适当增加。增量项目机制电量均通过竞价获得, 单个项目申请纳入机制的电量占当年上网电量的一定比例(2025 年竞价为 85%), 后期将根据新能源发展情况适时调整。年上网电量按年合理利用小时数计算, 风电、光伏年合理利用小时数分别按 1800 小时、1100 小时确定。已投产的增量新能源项目参与竞价获得机制电量前, 可以参与月度及以下中长期交易, 不对项目竞价申报电量上限产生影响。(2) 机制电价: 每年组织具备条件的新能源项目自愿参与竞价, 竞价分类方式根据新能源发展情况确定。竞价时按报价从低到高的原则确定入选项目, 机制电价原则上按入选项目最高报价确定、不得高于竞价上限。考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素, 确定竞价上下限。(3) 执行期限: 按同类型项目回收初始投资的平均期限确定。

(1) 首轮竞价的机制电量总规模, 按 2025 年 6 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日期间投产的新能源项目预计年度上网电量的 50% 确定, 机制电价及单个项目机制电量规

市场化改革实施方案 机制的电价，但不得高于上一年。（2）机制电价按我省煤电基 通过自愿参与竞价形成。（2）每年 10 月底前开展次年机制电量竞价工作，机 案（征求意见稿）》准价执行，其中榆林地区分别按当地煤电基准价执行。（3）执 制电量总规模根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户 行期限按 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对 承受能力动态调整，竞价主体为已投产和次年年内投产、且未纳入过机制执行范 围的风电、光伏发电项目，机制电价及单个项目机制电量规模通过自愿参与竞价 形成。（3）单个项目申报的机制电量规模不超过其预计上网电量的 80%。（4）竞 价工作由国网陕西省电力有限公司组织开展。竞价时按报价从低到高确定入选项 目，机制电价按入选项目最高报价确定，首次竞价上限不高于每千瓦时 0.3545 元、 下限不低于每千瓦时 0.18 元。我委将考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供 需形势、用户承受能力等因素，适时调整竞价上、下限。（5）执行期限考虑回收 初始投资确定为 10 年。

北京

《北京市深化新 能源上网电价市 场化改革工作实 施方案（征求意 见稿）》

（1）电量规模。存量项目年度上网电量全部纳入机制。新能源 发电企业在纳入机制的电量规模范围内每年可自主确定执行机 制的电量比例、但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备 更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。（2）机 制电价。按本市煤电基准价 0.3598 元/千瓦时执行。（3）执行 期限。集中式新能源项目投产满 20 年（含），或达到全生命周 期合理利用小时数（光伏发电为 26000 小时，陆上风电为 36000 小时）前执行机制。分布式新能源项目投产满 20 年（含）之前 执行机制。

浙江

《浙江省新能源 上网电价市场化 改革实施方案（征 求意见稿）》

1. 机制电价，与现行价格政策有序衔接，明确为 0.4153 元/千 瓦时；通过竞争性配置形成上网电价的，按照现行价格执行。 2. 机制电量，根据机制电量比例乘实际上网电量确定。项目每 年可自主确定次年机制电量比例一次，但不得高于上一年；新 能源存量项目首次确定机制电量比例时，统筹新能源项目（除 已开展竞争性配置的新能源项目）不得高于 90%，其他新能源 项目不得高于 100%；参与过绿电交易的新能源项目，机制电量 比例上限根据绿电交易结算电量占其总上网电量比例计算，并 设置比例上限最小值。鼓励新能源项目通过设备更新、改造升 级等方式提升竞争力、参与市场竞争；项目全容量投产后，按 规定进行更新的，更新前装机规模参照原项目政策实施，新增 装机所产生电量，不参与机制电价。 3. 执行期限，享有国家可再生能源补贴（以下简称“新能源补 贴”）的新能源项目，参照新能源补贴期限执行；无新能源补 贴的，执行期限按照全容量投产之日起满 20 年与发电量达到全 生命周期合理利用小时数对应电量折算期限较早者确定，执行 期限届满后，次年不再执行机制电价。

四川

《四川省深化新 能源上网电价市 场化改革实施方 案（征求意见稿）》

1. 机制电量。存量集中式新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部 光伏基地正斗一期竞争配置项目）年度机制电网上限规模按照 现行新能源项目优先电量规模（风电 400 小时，光伏 300 小时） 确定，其中存量集中式扶贫新能源项目机制电量按实际上网电 量确定。存量集中式新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏 基地正斗一期竞争配置项目）2025 年机制电量参照《2025 年全 省电力电量供需平衡方案及节能调度优先电量规模计划》中明 确的原则进行分解，2026 年起机制电量的分解结合年度电力电 量平衡方案，原则上平均分解至 12 个月。2024 年 1 月 1 日（不 含，下同）前投产的分布式和分散式新能源项目年度机制电量 上限规模按 2024 年上网电量确定，2024 年 1 月 1 日后投产的 存量分布式和分散式新能源项目机制电网上限规模，按所在市 （州）2024 年单位装机平均上网电量和项目截至 2025 年 5 月 31 日装机容量确定，其中单位装机平均上网电量区分全额上网、 余电上网两种模式。分布式和分散式新能源项目年度机制电量 原则上平均分解至 12 个月。2. 机制电价。存量新能源项目（不 含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目）机制电 价按现行燃煤发电基准价 0.4012 元/千瓦时执行。3. 执行期限。 制执行截止日期按照剩余全生命周期合理利用小时数对应日期 和投产满 20 年对应日期的较早者确定。甘孜州 2020 年南部光 伏基地正斗一期竞争配置项目（调度名：兴川）枯、平水期各 月机制电量规模按照实际上网电量确定，丰水期不设机制电量。 机制执行期限内不可自行调整或选择退出。

1. 机制电价、机制电量，通过全省集中竞价确定，实行分类组织竞价。分类组 织竞价时，同一年度竞价采用相同的竞价上限、下限。参与深远海（国管海域） 风电竞价主体较为集中的，不单独组织竞价，可由“根据项目成本调查结果，与 其他类型竞价结果联动”等市场化方式形成机制电价。除统筹新能源项目外，其 他能源项目应在全容量投产后参与竞价。 2. 每年新增机制电量总规模，参考上年可再生能源消纳责任权重完成情况制定； 组织首次竞价时，总规模与当前新能源非市场化电量比例衔接，并按照实际执行 政策的月份进行折算。 3. 执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定；起始时间按项目申报 的全容量投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。中标后未按期全 容量投产的，按照相关细则条款予以考核。执行期限按照同类项目回收初始投资 的平均期限确定，原则上为 8~12 年。根据竞价细则，申报价格上限由能源主管 部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确 定。为有序衔接现行政策保障平稳过渡，2025 年第一次竞价申报价格上限不高于 0.393 元/千瓦时（90%×2025 年 1-5 月中长期交易均价+10%×2025 年 1-5 月新能 源现货实时市场均价）；申报价格下限由能源主管部门考虑最先进电站造价水平 折算度电成本（仅包含固定成本）确定。 增量新能源项目机制电量和电价通过竞价形成，区分风电、光伏开展竞价，若参 与竞价项目机制电量和电价通过竞价形成，不足 3 个，该类型新能源项目当年暂不组 织竞价。 1. 机制电量竞价规模。增量新能源项目机制电量年度总规模综合当年增量新能源 项目装机容量、合理利用小时数、用户承受能力、非水电可再生能源电力消纳责 任权重完成情况等因素确定。针对风电、光伏分别确定增量新能源项目机制电量， 为确保政策平稳过渡，2025 年、2026 年全省增量新能源项目机制电量年度竞价总 规模，按存量项目优先利用小时数和增量装机规模确定，各增量新能源项目年度 机制电量通过竞价形成。单个新能源项目申报电量规模不高于其发电能力的 80%， 并结合可持续发展价格结算机制情况调整。集中式新能源项目发电能力按项目核 准（备案）多年平均发电量（若无多年平均发电量，则按多年平均利用小时数× 年度核准（备案）容量确定，下同）确定，项目核准（备案）中无多年平均发电 量、多年平均利用小时数等信息的，按项目申请报告（风电）或可研评审意见（光伏） 的多年平均发电量确定；分散式风电、分布式光伏项目发电能力按项目所在市（州） 余电上网两种模式。分布式和分散式新能源项目年度机制电量 近 3 年（过去 3 个自然年，下同）单位装机平均上网电量（区分全额上网或余电 上网模式）和项目装机容量确定。纳入机制的增量新能源项目，2025 年机制电量 参照《2025 年全省电力电量供需平衡方案及节能调度优先电量规模计划》中明确 的原则进行分解，2026 年起机制电量结合年度电力电量平衡方案，原则上平均分 解至 12 个月。 2. 机制电价竞价上下限。建立新能源项目发电成本常态化调查制度，根据项目合 理成本收益、绿色环境价值、电力市场供需形势、用户承受能力、技术发展等因 素合理确定竞价上下限。考虑政策衔接，2025 年、2026 年增量新能源项目竞价上 下限分别按 0.4012 元/千瓦时、0.2 元/千瓦时确定。 3. 执行期限 12 年。

资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

（四）核心观点：碳中和背景下，推荐新能源产业链+综合能源管

理

公用事业：1. 煤价电价同步下行，火电盈利有望维持合理水平，推荐全国大型火电企业**华电国际**以及区域电价较为坚挺的**上海电力**；2. 国家持续出台政策支持新能源发展，新能源发电盈利有望逐步趋于稳健，推荐全国性新能源发电龙头企业**龙源电力**、**三峡能源**，区域优质海上风电企业**广西能源**、**福能股份**、**中闽能源**，以及开展新能源与智算中心一体化深化算电协同标的**金开新能**；3. 装机和发电量增长对冲电价下行压力，预计核电公司盈利仍将维持稳定，推荐核电运营标的**中国核电**、**中国广核**；国家电投整合核电资产，打造 A 股第三家核电运营商，推荐重组标的**电投产融**；4. 全球降息背景下高分红的水电股防御属性凸显，推荐业绩稳健性和成长性兼具的水电龙头**长江电力**；5. 燃气推荐具有区位优势，量价张力较强的城市燃气龙头**华润燃气**，以及具有海气贸易能力，特气业务锚定商业航天的**九丰能源**。

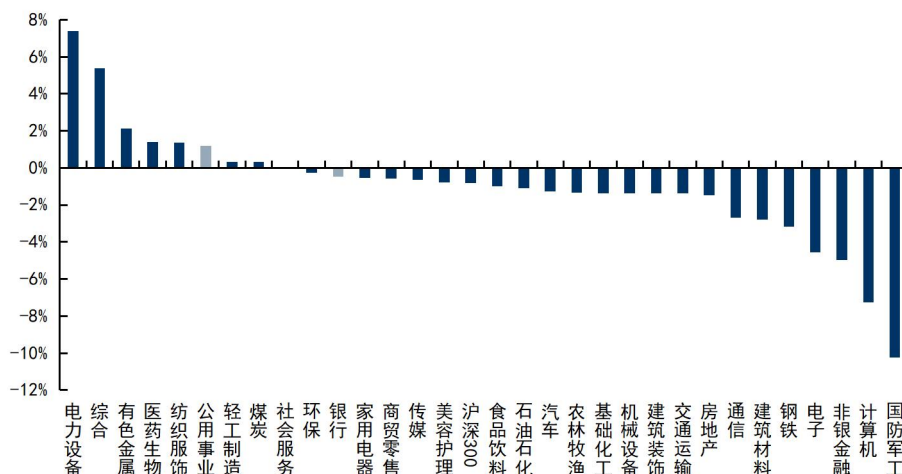
环保：1. 水务&垃圾焚烧行业进入成熟期，自由现金流改善明显，再叠加无风险收益率的持续走低，投资者的预期回报率和风险偏好均有所下降，建议关注环保板块中的“类公用事业投资机会”，推荐**光大环境**，**中山公用**；2. 中国科学仪器市场份额超过 90 亿美元，国产替代空间广阔，推荐**聚光科技**；3. 欧盟 SAF 强制掺混政策生效在即，对原材料需求增加，国内废弃油脂资源化行业有望充分受益，推荐**山高环能**；4. 煤价下行背景下，秸秆价格同步下降，农林生物质发电行业成本端改善明显，推荐**长青集团**。

二、板块表现

（一）板块表现

本周沪深 300 指数下跌 0.81%，公用事业指数上涨 1.20%，环保指数下跌 0.27%，周相对收益率分别为 2.01%和 0.54%。申万 31 个一级行业分类板块中，公用事业及环保涨幅处于第 6 和第 10 名。

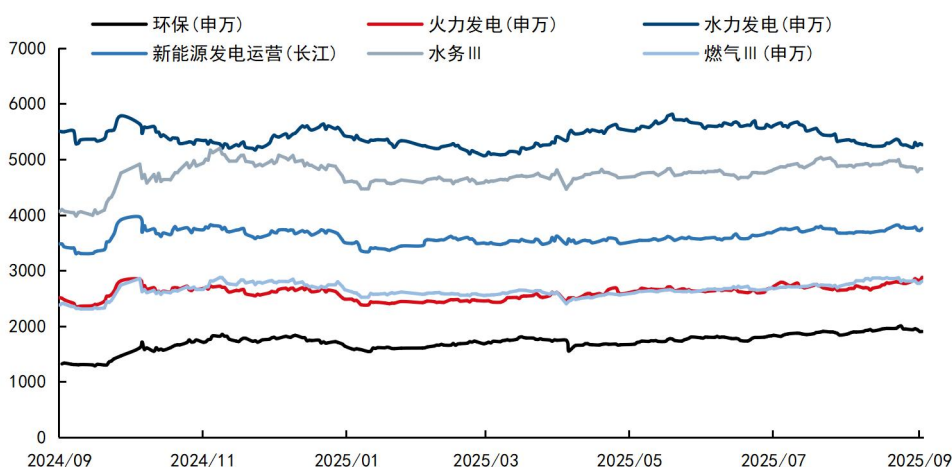
图1：申万一级行业涨跌幅情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

电力板块子板块中，火电上涨 4.03%；水电上涨 0.08%，新能源发电下跌 0.21%；水务板块下跌 0.73%；燃气板块下跌 0.06%；检测服务板块下跌 4.02%。

图2：公用事业细分子版块涨跌情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

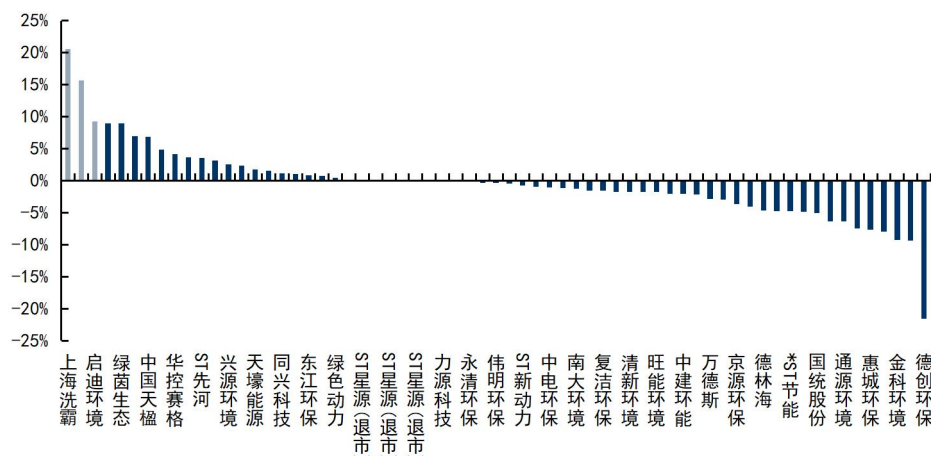
（二）本周个股表现

1、环保行业

本周 A 股环保行业股票多数下跌，申万三级行业中 65 家环保公司有 22 家上涨，

37 家下跌，6 家横盘。涨幅前三名是上海洗霸（20.54%）、浙富控股（15.69%）、启迪环境（9.23%）。

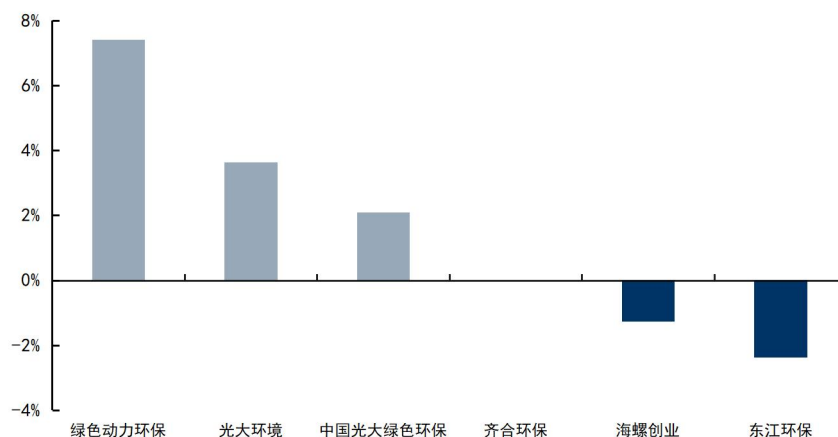
图3: A 股环保行业各公司表现



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

本周港股环保行业股票多数上涨，申万二级行业中 6 家环保公司有 3 家上涨，2 家下跌，1 家横盘。涨幅前三名是绿色动力环保（7.42%）、光大环境（3.64%）、中国光大绿色环保（2.11%）。

图4: H 股环保行业各公司表现

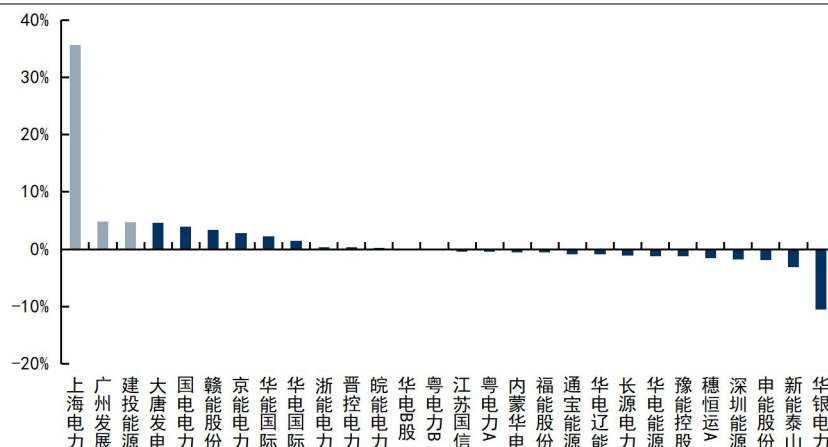


资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

2、电力行业

本周 A 股火电行业股票多数下跌，申万指数中 28 家火电公司有 12 家上涨，14 家下跌，2 家横盘。涨幅前三名是上海电力（35.66%）、广州发展（4.84%）、建投能源（4.70%）。

图5: A股火电行业各公司表现

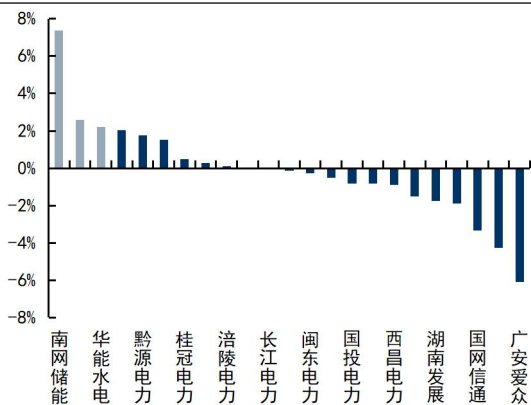


资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

本周A股水电行业股票多数下跌,申万指数中23家水电公司有9家上涨,14家下跌,0家横盘。涨幅前三名是**南网储能**(7.38%)、**梅雁吉祥**(2.57%)、**华能水电**(2.19%)。

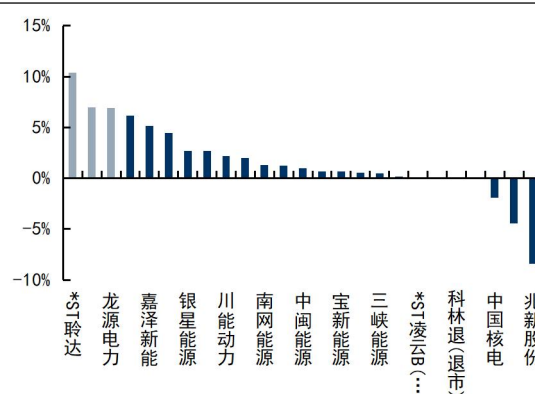
本周A股新能源发电行业股票多数上涨,申万指数中25家新能源发电公司有18家上涨,3家下跌,4家横盘。涨幅前三名是***ST聆达**(10.39%)、**吉电股份**(6.96%)、**龙源电力**(6.90%)。

图6: A股水电行业各公司表现



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

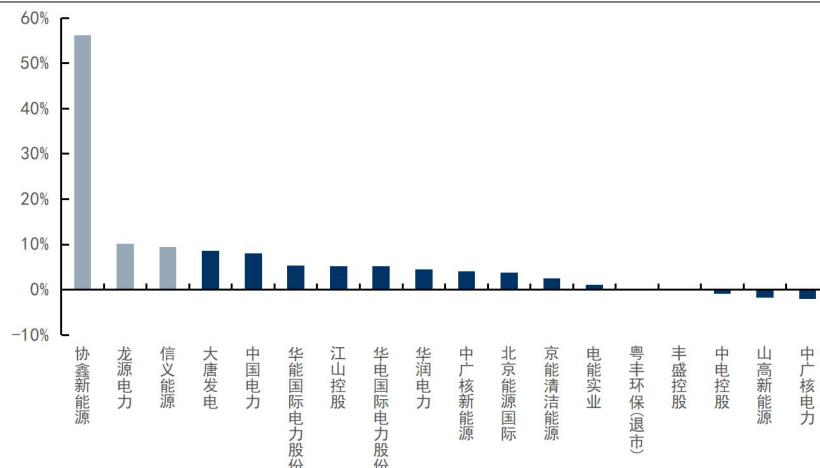
图7: A股新能源发电行业各公司表现



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

本周港股电力行业股票多数上涨,申万指数中18家环保公司有13家上涨,3家下跌,2家横盘。涨幅前三名是**协鑫新能源**(56.16%)、**龙源电力**(10.12%)、**信义能源**(9.45%)。

图8: H 股电力行业各公司表现



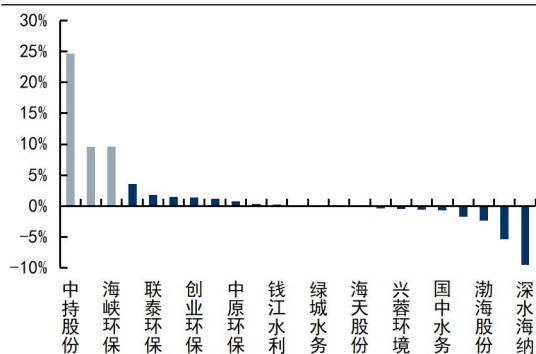
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

3、水务行业

本周 A 股水务行业股票多数上涨, 申万三级行业中 23 家水务公司 12 家上涨, 9 家下跌, 2 家横盘。涨幅前三名是**中持股份 (24.63%)**、**中环环保 (9.64%)**、**海峡环保 (9.56%)**。

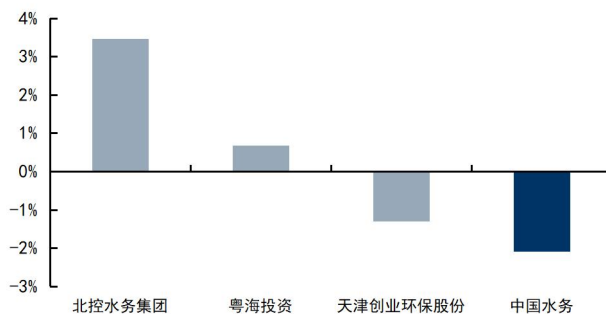
本周港股水务行业股票涨跌互现, 申万港股二级行业中 4 家环保公司有 2 家上涨, 2 家下跌, 0 家横盘。涨幅前三名是**北控水务集团 (3.46%)**、**粤海投资 (0.68%)**、**天津创业环保股份 (-1.30%)**。

图9: A 股水务行业各公司表现



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图10: H 股水务行业各公司表现



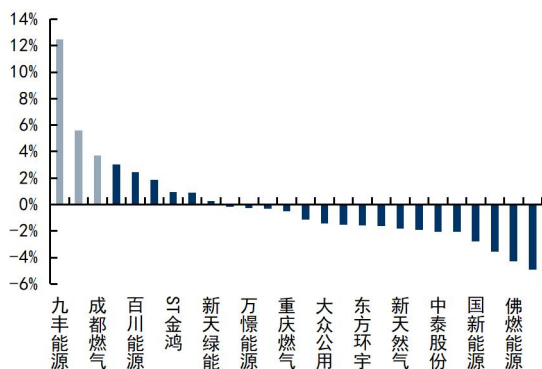
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

4、燃气行业

本周 A 股燃气行业股票多数下跌, 申万三级行业中 26 家燃气公司 9 家上涨, 17 家下跌, 0 家横盘。涨幅前三名是**九丰能源 (12.48%)**、**长春燃气 (5.58%)**、**成都燃气 (3.71%)**。

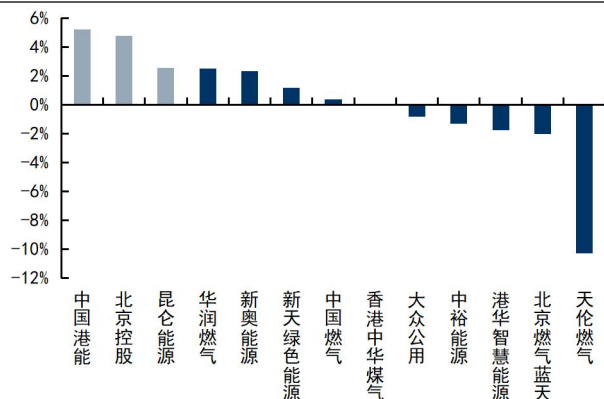
本周港股燃气行业股票多数上涨, 申万港股二级行业中 13 家环保公司有 7 家上涨, 6 家下跌, 0 家横盘。涨幅前三名是**中国港能 (5.19%)**、**北京控股 (4.76%)**、**昆仑能源 (2.54%)**。

图11: A股燃气行业各公司表现



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图12: H股燃气行业各公司表现

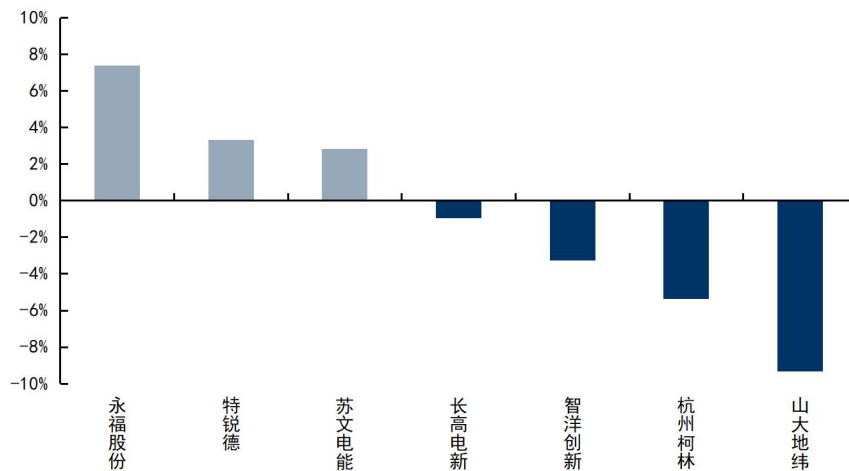


资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

5、电力服务

本周 A 股电力工程行业股票多数下跌, 7 家电力工程公司 3 家上涨, 4 家下跌, 0 家横盘。涨幅前三名是永福股份 (7.38%)、特锐德 (3.31%)、苏文电能 (2.85%)。

图13: A股电力工程行业各公司表现



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

三、行业重点数据一览

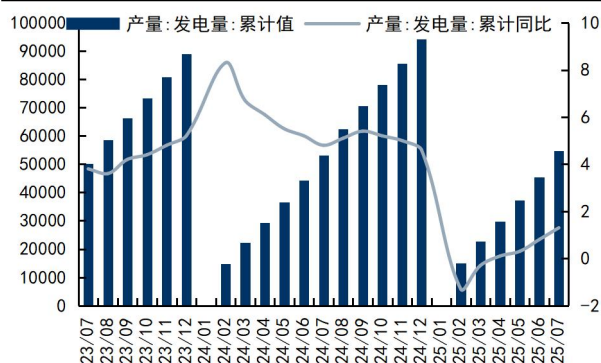
（一）电力行业

1. 发电量

规上工业电力生产增速加快。7 月份，规上工业发电量 9267 亿千瓦时，同比增长 3.1%，增速比 6 月份加快 1.4 个百分点；日均发电 298.9 亿千瓦时。1—7 月份，规上工业发电量 54703 亿千瓦时，同比增长 1.3%，扣除天数原因，日均发电量同比增长 1.8%。

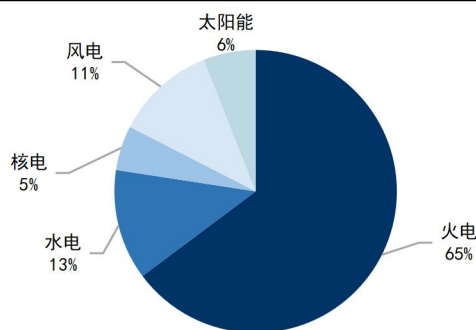
分品种看，7 月份，规上工业火电、风电、太阳能发电增速加快，水电降幅扩大，核电增速放缓。其中，规上工业火电同比增长 4.3%，增速比 6 月份加快 3.2 个百分点；规上工业水电下降 9.8%，降幅比 6 月份扩大 5.8 个百分点；规上工业核电增长 8.3%，增速比 6 月份放缓 2.0 个百分点；规上工业风电增长 5.5%，增速比 6 月份加快 2.3 个百分点；规上工业太阳能发电增长 28.7%，增速比 6 月份加快 10.4 个百分点。

图14: 累计发电量情况（单位：亿千瓦时）



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图15: 7 月份发电量分类占比



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图16: 累计火力发电量情况（单位：亿千瓦时）



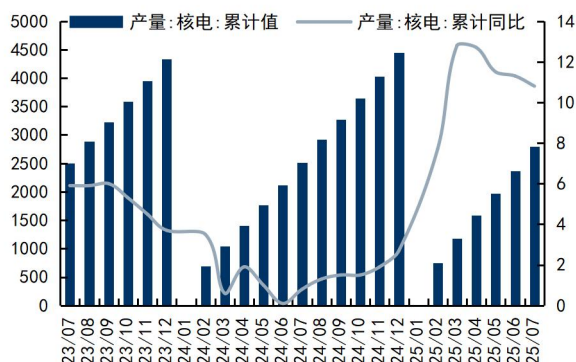
资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图17: 累计水力发电量情况（单位：亿千瓦时）



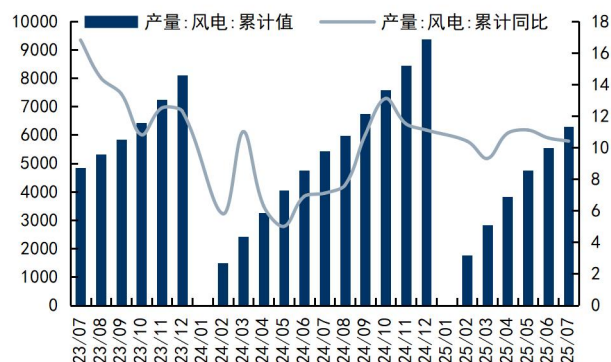
资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图18: 累计核能发电量情况 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 国家统计局、国信证券经济研究所整理

图19: 累计风力发电量情况 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 国家统计局、国信证券经济研究所整理

图20: 累计太阳能发电量情况 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

2. 用电量

7 月份, 全社会用电量 10226 亿千瓦时, 同比增长 8.6%。从分产业用电看, 第一产业用电量 170 亿千瓦时, 同比增长 20.2%; 第二产业用电量 5936 亿千瓦时, 同比增长 4.7%; 第三产业用电量 2081 亿千瓦时, 同比增长 10.7%。城乡居民生活用电量 2039 亿千瓦时, 同比增长 18%。

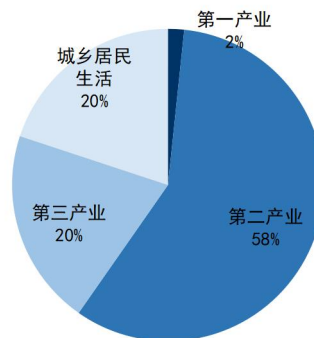
1-7 月, 全社会用电量累计 58633 亿千瓦时, 同比增长 4.5%, 其中规模以上工业发电量为 54703 亿千瓦时。分产业用电看, 第一产业用电量 847 亿千瓦时, 同比增长 10.8%; 第二产业用电量 37403 亿千瓦时, 同比增长 2.8%; 第三产业用电量 11251 亿千瓦时, 同比增长 7.8%。城乡居民生活用电量 9132 亿千瓦时, 同比增长 7.6%。

图21: 用电量月度情况 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图22: 7 月份用电量分类占比



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图23: 第一产业用电量月度情况 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图24: 第二产业用电量月度情况 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图25: 第三产业用电量月度情况 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图26: 城乡居民生活月度用电量 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

3. 电力交易

6 月, 全国各电力交易中心组织完成市场交易电量 5020.2 亿千瓦时, 同比增长 2.2%。省内交易电量合计为 3846.6 亿千瓦时, 其中电力直接交易 3658.1 亿千瓦时、合同转让交易 187.4 亿千瓦时、其他交易 1.0 亿千瓦时。省间交易电量合计为 1173.6 亿千瓦时, 其中省间电力直接交易 61.6 亿千瓦时、省间外送交易 1064 亿千瓦时、合同转让交易 15.5 亿千瓦时、省间现货交易 32.5 亿千瓦时。

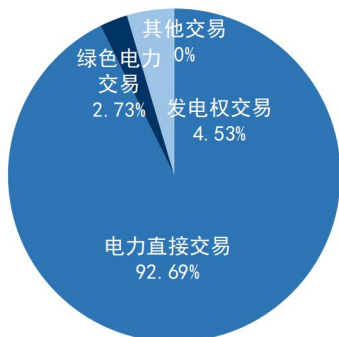
1-6 月, 全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 29484.9 亿千瓦时, 同比增长 4.8%, 占全社会用电量比重为 60.9%, 同比提高 0.52 个百分点, 占售电量

比重为 74.6%，同比提高 0.91 个百分点。省内交易电量合计为 22777.6 亿千瓦时，其中电力直接交易 21766 亿千瓦时、合同转让交易 1007.5 亿千瓦时、其他交易 4.1 亿千瓦时。省间交易电量合计为 6707.4 亿千瓦时，其中省间电力直接交易 339.8 亿千瓦时、省间外送交易 6119 亿千瓦时、合同转让交易 79.3 亿千瓦时、省间现货交易 169.3 亿千瓦时。

6 月，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 3720 亿千瓦时，同比下降 1.6%。其中，省内电力直接交易（含绿电、电网代购）电量合计为 3658.1 亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 61.9 亿千瓦时。

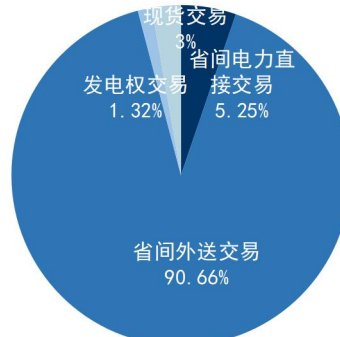
1-6 月，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 22105 亿千瓦时，同比增长 0.1%。其中，省内电力直接交易（含绿电、电网代购）电量合计为 21766 亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 339 亿千瓦时。

图27：省内交易电量情况



资料来源：国家能源局、国信证券经济研究所整理

图28：省间交易电量情况



资料来源：国家能源局、国信证券经济研究所整理

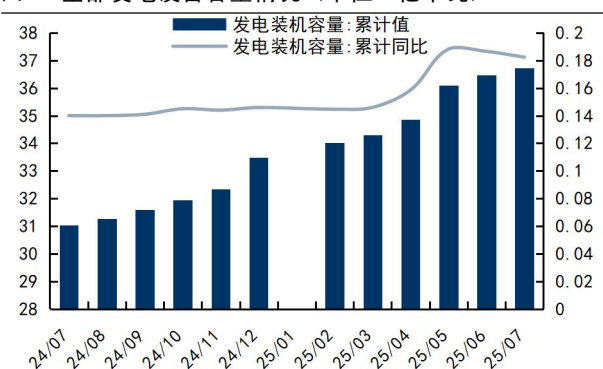
1-6 月，国家电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 22741.4 亿千瓦时，同比增长 3.3%，其中北京电力交易中心组织完成省间交易电量合计为 5731.3 亿千瓦时；南方电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 5237.8 亿千瓦时，同比增长 14.2%，其中广州电力交易中心组织完成省间交易电量合计为 976 亿千瓦时；内蒙古电力交易中心累计组织完成市场交易电量 1505.7 亿千瓦时，同比下降 0.4%。

1-6 月，国家电网区域中长期电力直接交易电量合计为 16607.1 亿千瓦时，同比下降 0.1%；南方电网区域中长期电力直接交易电量合计为 4177.6 亿千瓦时，同比增长 0.7%；蒙西电网区域中长期电力直接交易电量合计为 1320.3 亿千瓦时，同比下降 0.4%。

4. 发电设备

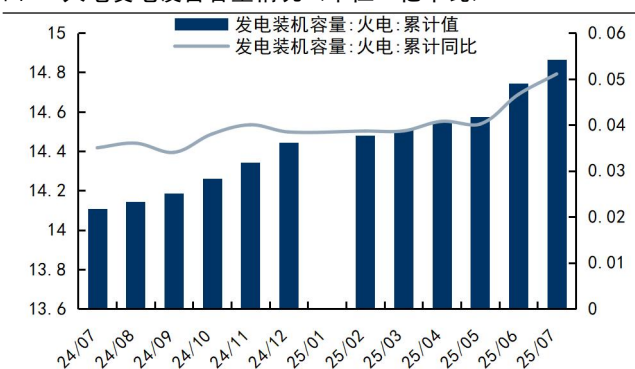
截至 7 月底，全国累计发电装机容量 36.7 亿千瓦，同比增长 18.2%。其中，太阳能发电装机容量 11.1 亿千瓦，同比增长 50.8%；风电装机容量 5.7 亿千瓦，同比增长 22.1%。1-7 月份，全国发电设备累计平均利用 1806 小时，比上年同期降低 188 小时。

图29: 全部发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图30: 火电发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)



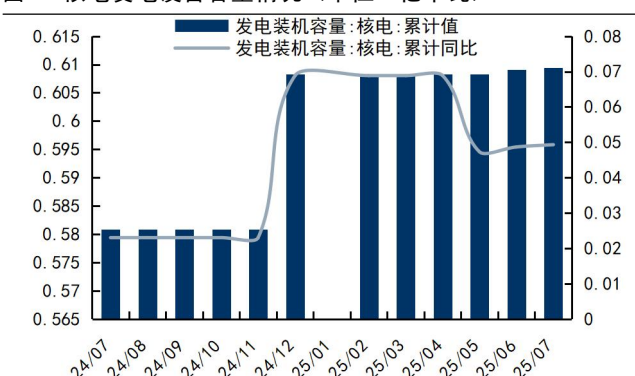
资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图31: 水电发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)



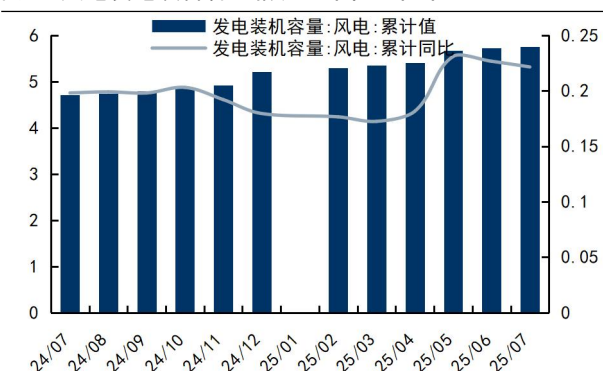
资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图32: 核电发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)



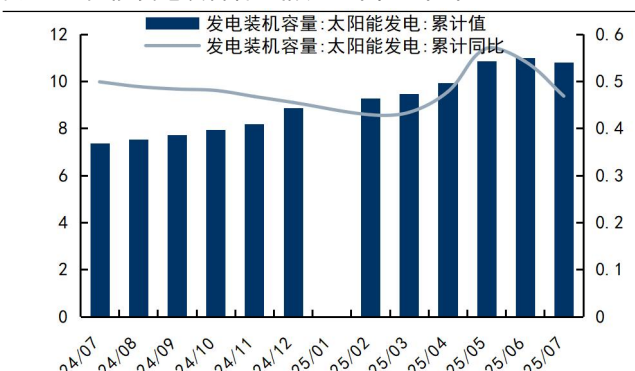
资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图33: 风电发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)



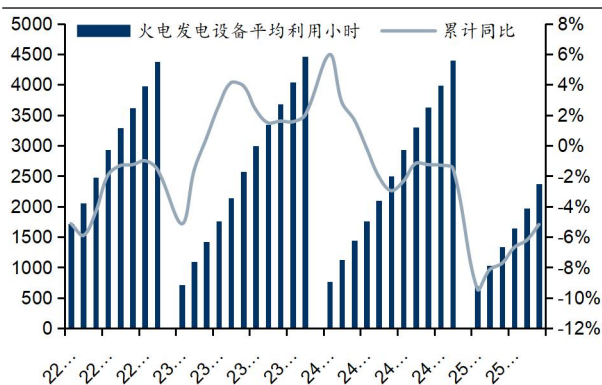
资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图34: 太阳能发电设备容量情况 (单位: 亿千瓦)



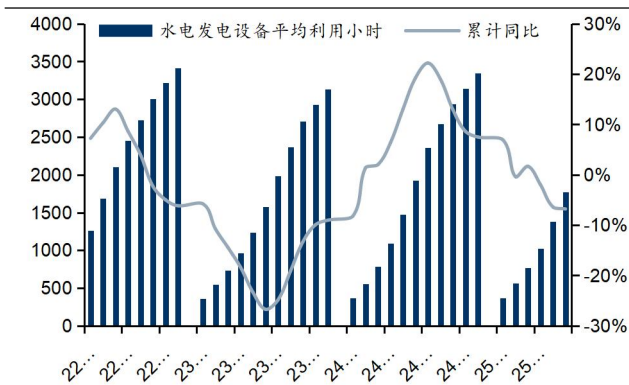
资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图35: 火电发电设备平均利用小时



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图36: 水电发电设备平均利用小时



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

5. 发电企业电源工程投资

全国主要发电企业电源工程完成投资 4288 亿元，同比增长 3.37%；电网工程完成投资 3315 亿元，同比增长 12.49%。

图37: 火电电源投资基本完成额（单位：亿元）



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图38: 水电电源投资基本完成额（单位：亿元）



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图39: 核电电源投资基本完成额（单位：亿元）



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

图40: 风电电源投资基本完成额（单位：亿元）



资料来源: 国家能源局、国信证券经济研究所整理

（二）碳交易市场

1. 国内碳市场行情

本周全国碳市场综合价格行情为：最高价 69.49 元/吨，最低价 66.01 元/吨，收盘价较上周五下跌 4.50%。

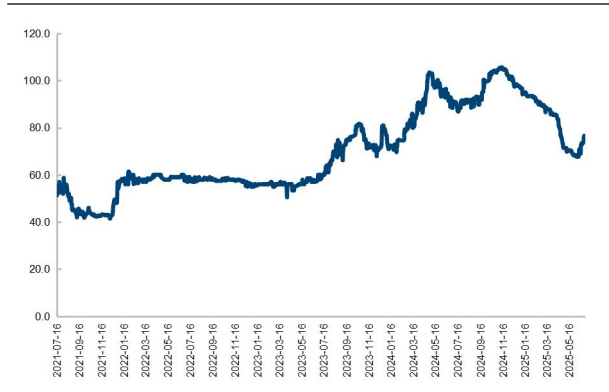
本周挂牌协议交易成交量 2,124,322 吨，成交额 144,229,377.05 元；大宗协议交易成交量 6,254,293 吨，成交额 397,546,212.58 元；单向竞价成交量 2,000 吨，成交额 134,600.00 元。

本周全国碳排放配额总成交量 8,380,615 吨，总成交额 541,910,189.63 元。

2025 年 1 月 1 日至 9 月 5 日，全国碳市场碳排放配额成交量 73,778,510 吨，成交额 5,335,609,506.71 元。

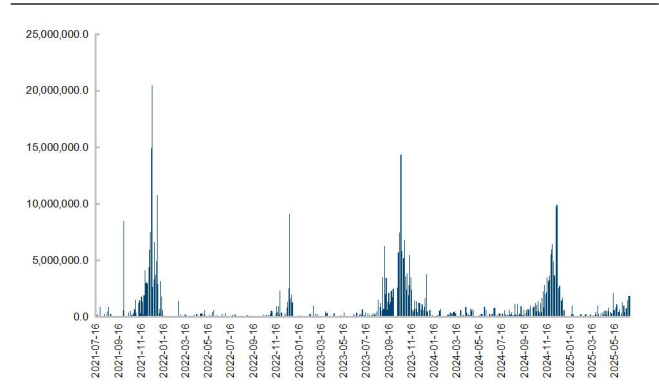
截至 2025 年 9 月 5 日，全国碳市场碳排放配额累计成交量 704,047,174 吨，累计成交额 48,368,336,610.22 元。

图41：全国碳市场价格走势图（单位：元/吨）



资料来源：上海环境能源交易所、国信证券经济研究所整理

图42：全国碳市场交易额（单位：万元）



资料来源：上海环境能源交易所、国信证券经济研究所整理

表2：各地交易所碳排放配额成交数据（2025.09.01-09.05）

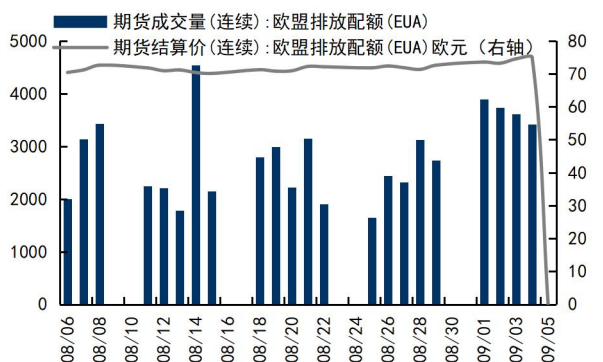
交易所	深圳	上海	北京	广东	天津	湖北	重庆	福建
合计成交量（吨）	11,315	26,710	4,100	2,052	1,436	14,932	0	17,205
较上周变动	-97.29%	-59.86%	2.50%	92.68%	-	-59.64%	-100.00%	6517.31%
合计成交额（元）	1,463,329	1,603,936	462,900	66,750	43,080	575,119	0	352,703
较上周变动	-91.58%	-59.85%	8.77%	86.51%	-	-59.92%	-100.00%	7073.71%
成交均价（元/吨）	129.33	60	113	33	30	39	-	21
较上周变动	210.33%	0.04%	6.12%	-3.20%	-	-0.71%	-	8.41%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

2. 国际碳市场行情

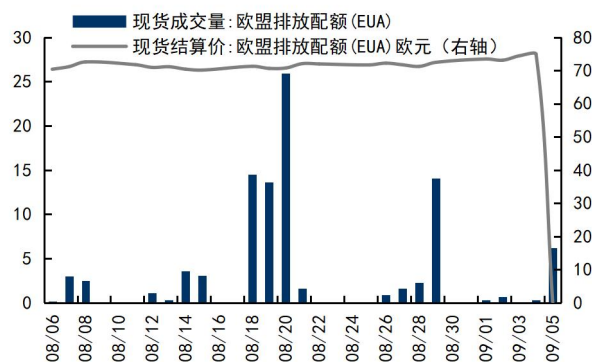
根据欧洲气候交易所数据，9月1日-9月5日欧盟碳排放配额（EUA）期货成交 1.47 万吨 CO2e，较前一周上升 19.57%。平均结算价格为 59.27 欧元/CO2e，较前一周下降 17.67%。根据欧洲能源交易所数据，9月1日-9月5日欧盟碳排放配额（EUA）现货成交 7.5 万吨 CO2e，较前一周下降 60.53%。平均结算价格为 59.16 欧元/CO2e，较前一周下降 17.64%。

图43: 欧洲气候交易所碳配额期货 (万吨 CO2e)



资料来源: 欧洲气候交易所、国信证券经济研究所整理

图44: 欧洲气候交易所碳配额现货 (万吨 CO2e)



资料来源: 欧洲能源交易所、国信证券经济研究所整理

图45: 欧洲气候交易所碳排放配额期货历史交易价格



资料来源: 欧洲气候交易所、国信证券经济研究所整理

(三) 煤炭价格

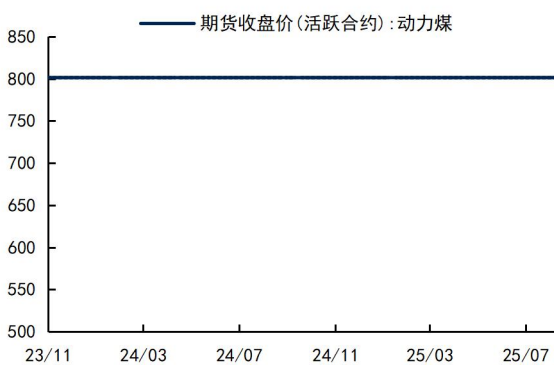
本周港口动力煤现货市场价较上周上涨。环渤海动力煤9月3日的价格为676.00元/吨，较上周上涨5元/吨；郑州商品交易所动力煤期货主力合约价9月5日报价801.40元/吨，与上周持平。

图46: 环渤海动力煤平均价格指数



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图47: 郑商所动煤期货主力合约收盘价(元/吨)

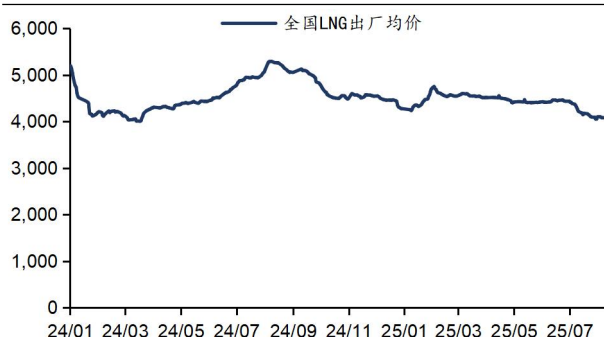


资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

（四）天然气行业

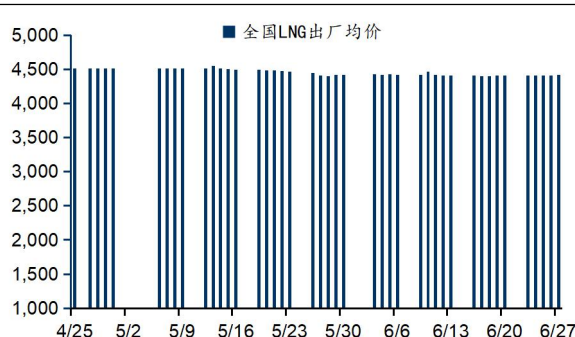
本周国内 LNG 价格下降，9 月 5 日价格为 4078 元/吨，较上周下降 20 元/吨。

图48: 全国 LNG 出厂均价（元/吨）



资料来源：SHPGX、国信证券经济研究所整理

图49: 全国 LNG 出厂均价（元/吨）



资料来源：SHPGX、国信证券经济研究所整理

四、行业动态与公司公告

（一）行业动态

1、电力

（1）中电联印发《关于进一步加强电力行业信用体系建设及相关成果应用的意见》

为深入贯彻落实《中共中央办公厅 国务院办公厅关于健全社会信用体系的意见》，扎实推进电力行业信用体系建设高质量发展，中国电力企业联合会于 9 月 1 日正式印发《关于进一步加强电力行业信用体系建设及相关成果应用的意见》。《意见》涵盖电力行业信用体系建设总体要求、建设任务、成果应用、保障措施四大部分，为电力行业营造诚实守信的营商环境、保障能源安全、促进绿色转型提供了有力支撑。

（2）三峡电站累计发电量突破 1.8 万亿千瓦时

截至 2025 年 8 月底，三峡电站总装机容量达 2250 万千瓦，是我国“西电东送”“南北互供”的骨干电源和重要清洁能源生产基地，自 2003 年首台机组投产发电以来，电站长期保持安全稳定运行。截至 2025 年 8 月 31 日，三峡电站累计发电量突破 1.8 万亿千瓦时，相当于节约标准煤约 5.4 亿吨，减排二氧化碳约 14.8 亿吨。源源不断的清洁电能输送至华中、华东、广东等地区，为国家经济社会发展和民生用电需求提供坚实保障。

（3）1.2GW：中铝集团“源网荷储”电解铝项目全容量并网

中铝集团包头铝业燃煤自备电厂可再生资源替代达茂旗 120 万千瓦项目已于 8 月实现全容量并网，标志着我国电解铝行业向绿色化、低碳化转型迈出了重要一步，为高耗能产业实现“双碳”目标提供了可复制的“中铝方案”。项目投运后，年平均发电量约 35 亿千瓦时，相当于节约 124.9 万吨标准煤。

（4）国家能源局征求《能源行业公共信用信息管理办法（征求意见稿）》意见

9月2日，国家能源局综合司发布关于公开征求《能源行业公共信用信息管理办法（征求意见稿）》意见的通知。文件明确，能源行业经营主体在供应商遴选、合作方签约、市场化交易等工作中，同等条件下对守信主体可采取优先签约、提供增值服务等便利优惠。

(5) 国家能源局发布《新型储能电站建设工程质量监督检查大纲（征求意见稿）》

国家能源局发布关于公开征求《新型储能电站建设工程质量监督检查大纲（征求意见稿）》意见的通知。《大纲》适用于电力行业（电源侧和电网侧）功率100兆瓦及以上电化学储能、压缩空气储能电站建设工程，其他规模以及其他类型新型储能电站建设工程可参照执行。

(6) 国家发改委：电力中长期市场基本规则公开征求意见

9月2日，国家发改委印发《电力中长期市场基本规则（征求意见稿）》。其中提到，经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商、智能微电网等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。新型经营主体与其他经营主体享有平等的市场地位，并按有关规定公平承担相关费用。

(7) 浙江“136号文”：存量0.4153元/kWh、增量首次竞价上限0.393元/kWh

9月3日，浙江省发改委公开征求《浙江省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》及配套实施细则意见。其中提到，新能源存量项目机制电价为0.4153元/千瓦时，增量项目2025年第一次竞价申报价格上限不高于0.393元/千瓦时。

(8) 陕西“136号文”：增量竞价区间0.18-0.3545元/kWh，执行期限10年

9月3日，陕西省发改委发布关于公开征求《陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》意见的公告。新能源存量项目机制电价按陕西省煤电基准价0.3545元/kWh执行，增量项目按入选项目最高报价确定，首次竞价区间0.18-0.3545元/kWh，执行期限确定为10年。

(9) 工信部、市场监管总局：依法治理光伏等产品低价竞争

9月4日，工信部、市场监管总局印发的《电子信息制造业2025-2026年稳增长行动方案》指出，2025-2026年，主要预期目标是：规模以上计算机、通信和其他电子设备制造业增加值平均增速在7%左右，加上锂电池、光伏及元器件制造等相关领域后电子信息制造业年均营收增速达到5%以上。在破除“内卷式”竞争中实现光伏等领域高质量发展，依法治理光伏等产品低价竞争。引导地方有序布局光伏、锂电池产业，指导地方梳理产能情况。

(10) 国家能源局：我国可再生能源总装机达21.71亿千瓦

2025年1-7月，我国可再生能源装机规模、发电量稳步提升、实现新突破，可再生能源新增装机2.83亿千瓦，总装机达到21.71亿千瓦，占全国总装机容量近六成；发电量2.18万亿千瓦时，同比增长15.2%，接近全国总发电量的四成，超过同期第三产业用电量与城乡居民生活用电量之和；风电光伏发电量1.36万亿千瓦时，占全国发电量的24.9%，保供应、促转型作用愈发明显。

(11) 北京“136号文”：存量项目机制电价0.3598元/kWh，增量项目执行期限12年

9月5日，北京市发改委发就《北京市深化新能源上网电价市场化改革工作实施

方案（征求意见稿）》公开征求意见。文件明确，新能源存量项目机制电价按北京市煤电基准价 0.3598 元/千瓦时执行；增量项目机制点价由每年已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目自愿参与竞价形成，执行期限 12 年。

（12）四川“136 号文”：机制电价 0.4012 元/kWh，增量竞价 0.2-0.4012 元/kWh

9 月 5 日，四川省发改委就《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》公开征求意见，其中提到，具备条件的集中式新能源项目“报量报价”参与现货市场。新能源存量项目机制电价按现行燃煤发电基准价 0.4012 元/千瓦时执行；2025、2026 年增量项目竞价上下限分别按 0.4012 元/千瓦时、0.2 元/千瓦时确定。

2、环保

（1）国家能源局：开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）

9 月 5 日，国家能源局发布《关于开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）的通知》，原则同意国投生物 3 万吨/年纤维素燃料乙醇等 9 个项目开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作。试点项目企业要发挥主体作用，加快试点项目建设，于 2026 年 12 月底前建成投产、2027 年 6 月底前实现高负荷稳定生产。

（二）公司公告

1、环保

【太阳能-补贴回收】：8 月，公司下属光伏发电项目公司共收到可再生能源补贴资金 16.92 亿元。截至 8 月底，公司 2025 年共收到可再生能源补贴资金 23.19 亿元，同比增加 232.23%；其中，国家可再生能源补贴资金 22.52 亿元，同比增加 258.60%。

2、电力

【金开新能-补贴回收】：8 月，公司下属发电项目公司共收到可再生能源补贴资金 9.39 亿元。截至 8 月底，公司 2025 年共收到可再生能源补贴资金 12.14 亿元，同比增加 341.67%；其中，国家可再生能源补贴资金 11.99 亿元，同比增加 340.47%。

【晶科科技-补贴回收】：8 月，公司下属光伏发电项目公司共收到可再生能源补贴资金 6.46 亿元。截至 8 月底，公司 2025 年共收到可再生能源补贴资金 8.91 亿元，同比增加 248%；其中，国家可再生能源补贴资金 8.50 亿元，同比增加 272%。

【长源电力-经营情况】：2025 年 8 月，公司完成发电量 37.71 亿千瓦时，同比降低 6.03%。其中火电发电量同比降低 9.4%，水电发电量同比增长 151.30%，新能源发电量同比降低 8.62%。公司 1-8 月累计完成发电量 245.9 亿千瓦时，同比降低 1.91%。其中新能源累计发电量同比增长 14.29%。

【湖北能源-经营情况】：2025 年 8 月，公司完成发电量 50.20 亿千瓦时，同比增加 22.05%。其中水电发电量同比增加 140.49%，火电发电量同比减少 4.29%，新能源发电量同比增加 13.74%。公司本年累计完成发电量 298.16 亿千瓦时，其中新能源发电量同比增加 42.54%。

【南网储能-股东增持】：自 2025 年 4 月 9 日起 6 个月内，公司控股股东南方电

网公司拟通过其全资子公司南方电网资本控股有限公司增持公司 A 股股份。截至 9 月 4 日，南网资本已通过集中竞价交易方式累计增持公司 A 股股份 1783 万股，占公司总股本的 0.56%，对应增持金额 1.75 亿元。

【长江电力-股东增持】：截至 2025 年 9 月 4 日，公司控股股东中国长江三峡集团有限公司已通过上交所集中竞价方式合计增持公司股份 4114.71 万股，合计增持金额 11.64 亿元。

【福能股份-股东增持】：公司控股股东福建省能源集团有限责任公司于 2025 年 7 月 30 日至 9 月 3 日以集中竞价方式增持公司股份 569 万股，约占公司总股本的 0.20%，成交金额为人民币 5445 万元。能源集团及其一致行动人后续将按照增持计划继续择机增持公司股份。

【立新能源-项目完成】：公司以全资子公司哈密新凤能源发电有限公司持有并运营的烟墩七 A 风电场项目作为底层资产开展的交易所类 REITs 项目已完成。发行的优先级与次级资产支持证券获得全额认购。本资产支持专项计划于 8 月 29 日正式发行，总规模 12.26 亿元，9 月 2 日正式设立。

【广东建工-项目并网】：公司下属广东粤水电能源投资集团全资子公司白朗县粤水电新能源有限公司投资建设的西藏白朗县粤水电 90MW 光储一体化项目实现全容量并网发电，光伏发电装机 90MW，配套储能规模 18MW/72MWh。

【甘肃能源-投建项目】：为进一步扩大公司新能源发电装机规模，公司控股子公司甘肃电投民勤新能源有限公司拟投资建设民勤 100 万千瓦风光电一体化项目，项目动态总投资为 40.89 亿元，资金来源中资本金占总投资的 20%，其余为银行贷款等。

【南网储能-限售股上市】：公司向南方电网公司非公开发行的有限售条件流通股 36 个月限售期届满，将于 2025 年 9 月 8 日在上交所上市流通。本次股票上市流通总数为 20.87 亿股，股票认购方式为网下。

【晶科科技-转股价调整】：“晶科转债”当前转股价格为 5.21 元/股。8 月 12 日-9 月 3 日，公司股票已有十五个交易日的收盘价低于当期转股价格 5.21 元/股的 90%，董事会提议向下修正“晶科转债”转股价格。

【建投能源-定增获批】：公司获控股股东河北建设投资集团有限责任公司批复，河北建投集团同意公司本次以竞价方式向不超过 35 名特定对象发行不超过 2.31 亿股股票的方案。

【晋控电力-项目获批】：公司塔山三期 2×100 万千瓦煤电项目已获得山西省发改委核准。项目静态投资 75.18 亿元，其中资本金 20%，由公司自筹，其余通过银行贷款解决。

3、燃气

【九丰能源-股份回购】：截至 2025 年 8 月 31 日，公司以集中竞价交易方式累计回购股份 362.15 万股，占公司总股本的 0.54%，成交价为 25.52-30.71 元/股，已支付的资金总额为人民币 9,781.61 万元。

【九丰能源-分红调整】：由于公司部分可转债持有人将可转债进行转股及回购专户中累计已回购股份变动，本次实际参与利润分配的股份数量相应变动。公司按照“分配总额不变”的原则，将每股派发现金红利 0.4079 元调整为 0.402 元（含税）。

【九丰能源-转股价调整】：公司因利润分配方案调整，对两只可转债转股价格进行调整：“九丰定 01”调整为 20.25 元/股；“九丰定 02”调整为 22.68 元/股。此次调整自 2025 年 9 月 10 日（除息日）起生效。

【胜通能源-限售股解禁】：公司首次公开发行前已发行的 2.1 亿股股票将于 2025 年 9 月 8 日解除限售并上市流通，涉及股东 7 户，占公司目前总股本的 75%。

【百川能源-权益分派】：公司将于 9 月 12 日发放 2025 年半年度现金红利，本次利润分配以方案实施时的公司总股本 13.4 亿股为基数，每股派发现金红利 0.09 元，共计派发现金红利 1.2 亿元（含税）。

【首华燃气-控制权变更】：上海厚得妙景商务咨询有限公司通过协议转让方式受让海德投资公司持有的上市公司 10.02% 的股份。此次权益变动后，上海厚得、山西汇景及刘晋礼成为公司控股股东，刘庆礼与刘晋礼成为共同实际控制人。此次交易涉及金额约 3.31 亿元。

五、板块上市公司定增进展

表3：板块上市公司定增进展

公司简称	增发进度	增发价格	增发数量(万股)	增发上市日	预案公告日	股东大会公告日
长源电力	实施	4.10	73,170.73	2024/12/3	2023/5/30	2023/7/12
清新环境	证监会通过	0.00	42,111.63		2024/11/9	2024/11/26
吉电股份	实施	5.08	83,706.25	2024/12/6	2024/3/20	2024/4/9
中国核电	实施	8.31	168,471.72	2025/1/10	2024/7/12	2024/8/6
华电国际	发审委/上市委通过	0.00	0.00		2024/8/2	2024/11/28
川能动力	实施	10.41	21,759.94	2024/6/28	2024/4/27	2024/5/18
中环装备	实施	5.90	50,847.46	2024/1/22	2023/12/13	2023/12/29
渤海股份	股东大会通过	0.00	5,050.51		2024/1/13	2024/1/30
钱江水利	实施	8.72	6,663.08	2024/12/12	2023/12/23	2024/1/24
湖北能源	发审委/上市委通过	4.95	58,585.86		2024/10/26	2024/11/13
豫能控股	股东大会通过	0.00	45,773.44		2024/12/25	2025/1/10
嘉泽新能	股东大会通过	2.61	45,977.01		2024/11/13	2024/11/29
侨银股份	股东大会通过	0.00	12,259.95		2024/8/28	2024/9/14
华控赛格	股东大会通过	2.80	30,200.14		2024/11/15	2024/12/3
惠城环保	股东大会通过	0.00	5,819.71		2024/6/28	2024/7/15
中创环保	股东大会通过	6.97	7,173.60		2024/10/8	2024/10/25
远达环保	董事会预案	6.55	359,938.93		2024/10/19	0
富春环保	股东大会通过	4.18	25,950.00		2024/2/2	2024/2/22
甘肃电投	实施	5.67	33,509.70	2024/12/31	2024/3/19	2024/6/20
中再资环	实施	3.28	26,899.39	2024/8/8	2024/2/22	2024/3/9
久吾高科	董事会预案	0.00	3,679.26		2024/4/15	0

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

六、大宗交易

表4：本周大宗交易情况

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

代码	名称	交易日期	成交价	折价率(%)	当日收盘价	成交额(万元)	买方营业部	卖方营业部
603700.SH	宁水集团	2025-09-01	12.13	-5.09	12.78	1496.84	国泰海通证券股份有限公司宁波民安东路证券营业部	国泰海通证券股份有限公司宁波广福街证券营业部
000155.SZ	川能动力	2025-09-01	10.06	-0.98	10.16	1509	机构专用	申万宏源证券有限公司成都温江南江路证券营业部
600979.SH	广安爱众	2025-09-01	4.75	-12.84	5.45	465.5	华林证券股份有限公司深圳分公司	国元证券股份有限公司深圳深南大道中国凤凰大厦证券营业部
002573.SZ	清新环境	2025-09-02	3.93	-3.91	4.09	786	开源证券股份有限公司西安第一分公司	太平洋证券股份有限公司长春红旗街证券营业部
301018.SZ	申菱环境	2025-09-03	59.00	-20.56	74.27	4661.59	机构专用 招商证券股份有限公司西安北大街证券营业部 中信证券股份有限公司苏州分公司等	中信建投证券股份有限公司佛山顺德大良证券营业部
000598.SZ	兴蓉环境	2025-09-03	6.71	0.00	6.71	715.29	机构专用	中信证券股份有限公司上海分公司
002573.SZ	清新环境	2025-09-04	3.88	-3.72	4.03	776	太平洋证券股份有限公司上海杨浦区黄兴路证券营业部	太平洋证券股份有限公司长春红旗街证券营业部

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

七、风险提示

环保政策不及预期；用电量增速下滑；电价下调；竞争加剧。

八、公司盈利预测

附表：公司盈利预测及估值

公司 代码	公司 名称	投资 评级	收盘价	EPS			PE			PB
				2024A	2025E	2026E	2024A	2025E	2026E	2024
600027.SH	华电国际	优于大市	5.38	0.49	0.62	0.65	11.0	8.7	8.3	1.3
600821.SH	金开新能	优于大市	5.86	0.40	0.44	0.49	14.6	13.3	12.0	1.2
600021.SH	上海电力	优于大市	20.77	0.73	1.09	1.22	28.6	19.1	17.0	2.8
001289.SZ	龙源电力	优于大市	17.82	0.76	0.81	0.85	23.5	22.0	21.0	2.0
600905.SH	三峡能源	优于大市	4.27	0.21	0.24	0.25	20.0	17.8	17.1	1.4
600310.SH	广西能源	优于大市	4.01	0.04	0.19	0.27	93.3	21.1	14.9	2.0
600483.SH	福能股份	优于大市	9.55	1.00	1.06	1.09	9.5	9.0	8.8	1.0
600163.SH	中闽能源	优于大市	5.26	0.34	0.36	0.39	15.4	14.6	13.5	1.4
600900.SH	长江电力	优于大市	28.07	1.33	1.41	1.49	21.1	19.9	18.8	3.3
601985.SH	中国核电	优于大市	8.74	0.43	0.50	0.55	20.5	17.5	15.9	1.6
003816.SZ	中国广核	优于大市	3.67	0.21	0.19	0.21	17.1	19.3	17.5	1.6
000958.SZ	电投产融	优于大市	6.68	0.19	0.26	0.27	34.4	25.7	24.7	1.8
1193.HK	华润燃气	优于大市	20.52	1.77	1.99	2.20	11.6	10.3	9.3	1.1
605090.SH	九丰能源	优于大市	32.36	2.52	2.60	3.02	12.8	12.4	10.7	2.2
000803.SZ	山高环能	优于大市	7.31	0.03	0.19	0.26	261.4	38.5	28.1	2.4
000685.SZ	中山公用	优于大市	9.83	0.81	0.95	1.06	12.1	10.3	9.3	0.8
300203.SZ	聚光科技	优于大市	19.12	0.46	0.60	0.77	41.5	31.9	24.8	2.9
002616.SZ	长青集团	优于大市	6.45	0.29	0.38	0.42	22.1	17.0	15.4	1.7
0257.HK	光大环境	优于大市	4.55	0.55	0.62	0.67	8.3	7.3	6.8	0.5

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普 500 指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司

关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032