

用电量增速加快，各地机制电价竞价结果分化明显

—— 十一月行业动态报告

2025 年 11 月 30 日

核心观点

- **火电电量由降转增，用电量增速加快。**10 月规上工业发电量 8002 亿千瓦时，同比增长 7.9%，增速比 9 月份加快 6.4pct。10 月规上火电、水电、核电、风电、太阳能发电量同比分别+7.3%/+28.2%/-4.2%/-11.9%/-5.9%，增速较 9 月变化分别为+12.7pct/-3.7pct/+2.6pct/-4.3pct/-15.2pct。10 月全社会用电量 8572 亿千瓦时，同比增长 10.4%，增速较 9 月加快 5.9pct；其中一产/二产/三产/居民生活用电量分别为 120/5688/1609/1155 亿千瓦时，同比分别增长 13.2%/6.2%/17.1%/23.9%，较 9 月增速变化分别+5.9pct/+0.5pct/+10.8pct/+26.5pct。其中，10 月三产用电量高增长主要是由于消费和数字经济两大引擎拉动；10 月居民生活用电量高增长主要是由于“北冷南暖”的天气特征，特别是江南、华南北部地区的“秋老虎”现象，使得多地制冷用电需求超预期增长。
- **多地机制电价竞价结果发布，区域分化较为明显。**11 月以来，我们统计青海、安徽、上海、黑龙江、天津、甘肃（第二次）陆续发布新能源增量项目竞价结果。总结而言，不论是机制电量比例还是机制电价，均呈现出较为明显的区域差异，其中安徽、上海、天津等华东、华北区域省份保障力度较强，机制电量比例在 63%-90%，机制电价贴近燃煤基准价/竞价区间上限；青海、黑龙江、甘肃等西北、东北区域省份保障力度较弱，机制电量比例在 15%-85%，机制电价较燃煤基准价折价 23%-39%；基于此，我们判断未来新能源的发展或呈现明显的区域分化特征，建议把握具备区域优势的运营商。
- **投资建议：**分板块来看：1) 火电：9 月中旬以来市场煤价重新开始反弹，以秦皇岛港动力末煤（Q5500，山西产）平仓价为例，最高达到 834 元/吨，但 11 月 25 日开始有小幅回落，11 月 28 日降至 816 元/吨。考虑一个月库存，我们测算 25Q4 市场煤均价为 750 元/吨，同比下降 12%或 98 元/吨，降幅较 25Q3 明显收窄，或对火电 25Q4 盈利能力产生一定扰动。展望 2026 年，市场当下核心关注点为 26 年长协电价的谈判，我们认为一方面，当前相对较高的煤价有望增加发电企业的谈判筹码，对 26 年长协电价形成一定支撑；另一方面，考虑 2026 年容量电价将有所提升，预计综合电价的降幅或相对可控，且结构上仍然看好供需格局、竞争格局较优的北方区域。个股建议关注国电电力、华能国际、大唐发电等。2) 水电：发电量自 9 月开始显著改善，10 月发电量增速虽环比有所放缓，但仍处于较高水平。截至 11 月 28 日，我们观测到长江-三峡、雅砻江-二滩、雅砻江-锦屏一级电站水位分位数分别为 95%、97%、97%，去年同期分别为 77%、99%、93%，整体蓄水情况良好，水电未来 1-2 个季度业绩具备支撑。与此同时，我们测算代表性水电企业 25E 股息率与十年期国债收益率的利差仍处于 2020 年以来较高分位数水平，当前时点配置价值凸显。个股建议关注长江电力、国投电力、川投能源、华能水电等。3) 核电：短期来看，盈利受市场化电价扰动，但广东 2026 年已取消核电变动成本补偿机制，我们预计广东 2026 年核电市场化电价或存提升机会；而长期来看，核电企业装机成长空间均十分广阔。个股建议关注中国广核、中国核电等。4) 新能源发电：政策全面发力下，新能源当前所面临的电价、消纳、补贴问题有望逐步得到缓解，建议把握 136 号文下的结构性机会，关注具备

公用事业行业

推荐 维持评级

分析师

陶贻功

☎：010-80927673

✉：taoyigong-yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130522030001

梁悠南

☎：010-80927656

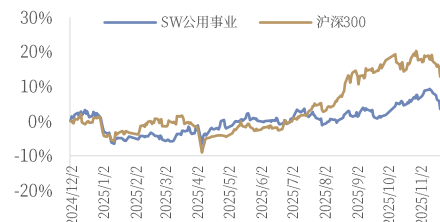
✉：liangyounan-yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130523070002

研究助理：马敏

✉：mamin-yj@chinastock.com.cn

相对沪深 300 表现图 2025 年 11 月 28 日



资料来源：中国银河证券研究院

相关研究

- 1.【银河环保公用】行业月报_Q3 火电业绩增长，核电、绿电业绩承压
- 2.【银河环保公用】行业月报_Q3 火电业绩增长，核电、绿电业绩承压
- 3.【银河环保公用】行业月报_上半年水火业绩增长，7 月用电量创新高

盈利优势的风电、以及具备区位优势、成本优势的运营商。个股建议关注龙源电力、三峡能源等。

- **风险提示：**电力需求不及预期的风险；装机规模不及预期的风险；电价大幅下跌的风险；煤炭价格大幅上涨的风险；自然资源条件大幅波动的风险等。

目录

Catalog

一、 行业要闻	4
二、 行业数据	8
(一) 碳交易市场情况	8
(二) 电力行业相关数据	8
三、 消纳空间每年超 2 亿千瓦，新能源政策拼图逐步补齐	10
四、 多地机制电价竞价结果发布，区域分化较为明显	11
五、 火电电量由降转增，用电量增速加快	13
六、 环保公用行业表现	14
(一) 环保公用行业市值	14
(二) 板块表现	14
七、 投资建议及股票池	17
(一) 板块表现	17
(二) 投资建议	17
八、 风险提示	19

一、行业要闻

1. 国家能源局发布 1-10 月份全国电力工业统计数据

截至 10 月底，全国累计发电装机容量 37.5 亿千瓦，同比增长 17.3%。其中，太阳能发电装机容量 11.4 亿千瓦，同比增长 43.8%；风电装机容量 5.9 亿千瓦，同比增长 21.4%。

2025 年 1~10 月，国内新增光伏装机 252.87GW，同比增长 39%；新增风电装机 70.01GW，同比增长 53%。

2025 年 10 月，全国新增光伏装机 12.6GW，同比下降 38%；新增风电装机 8.92GW，同比增长 34%。

<https://mp.weixin.qq.com/s/pgez7qjEInVghzQnE34CNw>

2. 国家能源局发布 10 月份全社会用电量等数据

10 月份，全社会用电量 8572 亿千瓦时，同比增长 10.4%。分产业看，第一产业用电量 120 亿千瓦时，同比增长 13.2%；第二产业用电量 5688 亿千瓦时，同比增长 6.2%，其中，工业用电量同比增长 6.4%；第三产业用电量 1609 亿千瓦时，同比增长 17.1%，其中，充换电服务业以及信息传输、软件和信息技术服务业用电量增长较快；城乡居民生活用电量 1155 亿千瓦时，同比增长 23.9%。

1-10 月份，全社会用电量累计 86246 亿千瓦时，同比增长 5.1%，其中规模以上工业发电量为 80625 亿千瓦时。分产业看，第一产业用电量 1262 亿千瓦时，同比增长 10.5%；第二产业用电量 54781 亿千瓦时，同比增长 3.7%，其中，工业用电量同比增长 3.9%；第三产业用电量 16671 亿千瓦时，同比增长 8.4%，其中，充换电服务业以及信息传输、软件和信息技术服务业用电量增长较快；城乡居民生活用电量 13532 亿千瓦时，同比增长 6.9%。

https://mp.weixin.qq.com/s/GDeM-RG_nVCRf9XRIsMVLAA

3. 2025 年 10 月份能源生产情况

10 月份，全国规上工业发电量 8002 亿千瓦时，同比增长 7.9%，增速比 9 月份加快 6.4 个百分点；日均发电 258.1 亿千瓦时。1—10 月份，规上工业发电量 80625 亿千瓦时，同比增长 2.3%。

分品种看，10 月份，全国规上工业火电由降转增，水电、太阳能发电增速放缓，核电增速加快，风电降幅扩大。其中，规上工业火电同比增长 7.3%，9 月份为下降 5.4%；规上工业水电增长 28.2%，增速比 9 月份放缓 3.7 个百分点；规上工业核电增长 4.2%，增速比 9 月份加快 2.6 个百分点；规上工业风电下降 11.9%，降幅比 9 月份扩大 4.3 个百分点；规上工业太阳能发电增长 5.9%，增速比 9 月份放缓 15.2 个百分点。

<https://mp.weixin.qq.com/s/fjeSrVBMj2Yr2MZvJ4D8XQ>

4. 国家能源局发布《关于印发 2024 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通知》

1、可再生能源消纳权重

2024 年全国可再生能源电力总量消纳责任权重实际完成 35.2%，同比提高 3.2 个百分点。其中，北京等 26 个省（自治区、直辖市）完成国家下达的总量消纳责任权重，其中四川、云南、青海三省总量消纳责任权重完成超过 70%。山西、湖北和重庆 3 个省（直辖市）未完成可再生能源电力总量消纳责任权重，分别相差 0.3、3.0、1.9 个百分点。

2、非水可再生能源消纳权重

全国非水电可再生能源电力消纳责任权重实际完成 20.8%，同比增长 2.7 个百分点。北京等 28

个省（自治区、直辖市）完成国家下达的非水电消纳责任权重，其中吉林、黑龙江、河南、甘肃、青海、宁夏 6 省（自治区）非水电消纳责任权重完成超过 30%。山西省未完成非水电可再生能源电力消纳责任权重，相差 0.6 个百分点。

3、可再生能源利用率

2024 年，全国风电平均利用率 95.9%，同比下降 1.4 个百分点；西藏、黑龙江、蒙东、辽宁、湖南和陕西风电利用率同比下降明显，分别下降 17、3.4、2.7、2.7、2.5 和 2.5 个百分点。西藏、河北、青海、新疆、吉林和蒙西风电利用率较低，分别为 83%、92.6%、92.8%、93.4%、93.6% 和 93.7%。2024 年，全国光伏发电利用率 96.8%，同比降低 1.1 个百分点。西藏、新疆、甘肃、蒙西、云南和黑龙江光伏发电利用率同比下降明显，分别下降 9.4、4.7、3.7、2.9、2.7 和 2.3 个百分点。西藏、青海、甘肃、新疆、蒙西和陕西光伏发电利用率较低，分别为 68.6%、90.3%、91.3%、92.2%、93.7% 和 94.5%。

https://mp.weixin.qq.com/s/jJ4TRt_h27B3oAiNW6M_Og

5.国家能源局下发《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》

11 月 12 日，国家能源局下发《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》，提出：转变新能源开发、建设和运行模式，通过集成融合发展，提高新能源消纳利用。

共提出 14 项举措，主要包括：

1、新能源多品种融合发展。优化“沙戈荒”新能源基地电源结构和储能配置比例，鼓励以熔盐储热耦合调峰、就地制绿氨掺烧等方式，提高新能源与煤电深度协同水平，提升基地绿电电量占比；支持有条件地区充分发挥光热、抽水蓄能和新型储能等的支撑调节作用，探索打造 100% 新能源基地。

2、开发空间集约复合利用。有序推动风电、光伏发电项目改造升级，提升土地利用效率。鼓励矿区依托闲置土地、塌陷区等资源，发展光伏、风电等新能源。

3、新能源与其他行业融合。推进交通能源融合发展，推进建筑低碳用能和清洁供热，建设“光储直柔”新型建筑。

4、加快推动新能源产业链“以绿制（造）绿”。推进全链条绿色制造，支持新能源为主的产业园区应用绿电直连、智能微电网（源网荷储一体化）、新能源接入增量配电网等新业态以及绿证绿电交易等形式，构建多能互补、高度自给的低碳零碳园区，推动产业园区减污降碳协同增效，实现更高比例“以绿制（造）绿”。

5、实现“西电西用”就地消纳。引导石油石化、化工、钢铁、有色金属等重点产业，协同实现用能成本降低和新能源高效消纳。结合“东数西算”工程建设，推动新能源基地与算力设施协同规划。

https://mp.weixin.qq.com/s/_T9qG5QAdelbMSqqExTV9Q

6.国家发展改革委、国家能源局发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》

11 月 10 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，文件明确：

到 2030 年，新增用电量需求主要由新增新能源发电满足。新型电力系统适配能力显著增强，系统调节能力大幅提升，电力市场促进新能源消纳的机制更加健全，跨省跨区新能源交易更加顺畅，满足全国每年新增 2 亿千瓦以上新能源合理消纳需求。

为实现上述目标，将主要采取 22 项措施促进新能源消纳，部分措施如下：

（一）统筹“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳。推动“沙戈荒”新能源基地外送与就地消

纳并举。通过新能源集成发展、东部地区产业梯度转移、西部地区挖掘消纳潜力等方式，促进“沙戈荒”新能源基地实现规模化就地消纳。

（二）优化水风光基地一体化开发与消纳。

（三）推动海上风电规范有序开发与消纳。

（四）科学高效推动省内集中式新能源开发与消纳。

（五）积极拓展分布式新能源开发与消纳空间。

（六）创新新能源集成发展模式。提升新能源装备制造绿电应用水平，实现“以绿造绿”。统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业，打造“灵活负荷”。推进零碳园区建设。

（七）推动新能源与产业融合发展。积极推进东部地区产业梯度转移和新能源基地就地消纳协同对接，稳妥有序推动高载能产业向西部清洁能源优势地区转移。

（八）支持新能源就近消纳新业态发展。推动源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网、新能源接入增量配电网等新能源就近消纳新业态健康可持续发展。

（九）加快提升系统调节能力。大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，挖掘新能源配建储能调节潜力，提升利用水平。适度布局调峰气电。因地制宜建设光热电站。推进新一代煤电转型升级，推动新能源替代燃煤自备电厂发电。充分发挥虚拟电厂聚合负荷侧调节资源作用，拓展车网互动规模化应用。

（十）提高电网对新能源的接纳能力。加快构建主配微协同的新型电网平台，提升电网承载力。

（十一）优化新能源调控模式。全面提升可观、可测、可调、可控能力和智能化调控水平。探索“沙戈荒”新能源基地、水风光基地、海上风电基地集群协同调控模式，加快推动新能源与站内配建储能一体化出力曲线调用。

（十二）拓展多层次新能源消纳市场化体系。适应新能源出力波动特点，缩短中长期交易周期，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

（十三）完善适应新能源参与电力市场的规则体系。推动建立“沙戈荒”、水风光新能源基地一体化模式参与市场的交易规则；支持分布式新能源、储能、虚拟电厂等新型主体通过聚合、直接交易等模式参与电力市场。

（十四）创新促进新能源消纳的价格机制。鼓励新能源外送基地各类电源整体形成送电价格。

（十五）优化新能源消纳管理机制。强化规划指导作用，在五年电力发展规划中分档设置不同地区新能源利用率目标，协同推进新能源规划布局及配套电网、调节能力建设。完善新能源消纳评估方法，推动新能源消纳评估逐步由单一新能源利用率指标向综合评价指标体系转变。

<https://mp.weixin.qq.com/s/paSkGCGvmGzQF8wgHYXPwg>

7. 广东 2025 年 12 月中长期交易情况

年度交易情况：2025 年 12 月份年度合同均价为 389.80 厘/千瓦时。

绿电交易：综合考虑 12 月绿电双边协商交易、绿电集中交易，12 月份绿电环境价值月度均价 22.03 厘/千瓦时。

月度交易：综合考虑 12 月双边协商交易、月度集中竞争交易（市场用户负荷曲线）、月度分时集中竞争交易结果，12 月份月度综合价 372.54 厘/千瓦时。

<https://mp.weixin.qq.com/s/Ow6PsooE8DelkDEJZGMTjg>

8. 针对售电市场乱象，江苏、广东齐发风险提示函

《江苏电力零售市场 2026 年签约风险提示》中提到，部分售电公司以违背市场常理的“超低价固定价”诱导签约电力用户。若 2026 年受上述因素影响电价上涨，售电公司极易亏损导致

“超低固定价”合同无法正常履约，倒逼用户重新调价，甚至恶意“跑路”毁约，用户被迫转由保底售电公司承接，按照国家规定保底电价将远高于市场平均价格。建议电力用户关注当前批发市场中长期、现货交易价格水平，非必要不签订 100%电量的固定价格套餐，优先选择一半以上电量签订“比例分成”“价格浮动”等两类套餐，与批发市场实现有效传导，降低零售合同履行风险。部分售电业务人员利用信息不对称诱导电力用户授权其办理、保管 CA 或电子营业执照，诱导法定代表人授权其保管电力交易平台账号密码，存在阴阳合同、操纵价格等风险。

《关于规范开展广东电力市场 2026 年交易签约的提示》中提到，各经营主体不得串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序，不得与居间商、物业公司等共谋签订异常高价合同。不得以低于市场价格下限的“超低价”或“退费返利”等方式诱导电力用户签约。各经营主体不得索要电力用户账号、密码及电子签章认证信息签订违背电力用户真实意愿的合同；不得在批发市场价格上涨时恶意“跑路”毁约。电力用户应综合考虑信用等级、经营能力和服务水平等多方面因素选择售电公司，并直接对接开展零售交易，切勿通过居间商等第三方签订合同。电力用户不应轻易授权公司以外人员在交易系统开展交易，有关身份识别资料、对公账户中的验证码等不应告知他人。

<https://mp.weixin.qq.com/s/bfKn5RaLzxeTc6mB6wvADw>

9.国家发改委发布最新输配电定价办法，促进新能源消纳

11 月 27 日，国家发改委印发《关于印发输配电定价成本监审办法、省级电网输配电价定价办法、区域电网输电价格定价办法和跨省跨区专项工程输电价格定价办法的通知》。

其中《输配电定价成本监审办法》再次明确，抽水蓄能电站、新型储能电站、电网所属电厂成本费、独立核算的售电公司的成本费用等不得计入输配电定价成本。

此次修订，有助于促进新能源消纳利用。通过在输配电价中引入容量机制，明确对新能源发电就近消纳等新业态实行单一容量制电价，对以输送清洁能源电量为主的跨省跨区专项工程探索实行两部制或单一容量制电价，降低新能源交易成本，从而促进新能源更大范围、更高水平利用。

<https://mp.weixin.qq.com/s/dLf0wJnTOFEmjqD7gVmmHA>

二、行业数据

(一) 碳交易市场情况

本月全国碳市场综合价格行情为：最高价 70.14 元/吨，最低价 51.54 元/吨，收盘价较上月最后一个交易日上涨 14.80%。本月全国碳排放配额总成交量 47,753,225 吨，总成交额 2,756,968,941.14 元。

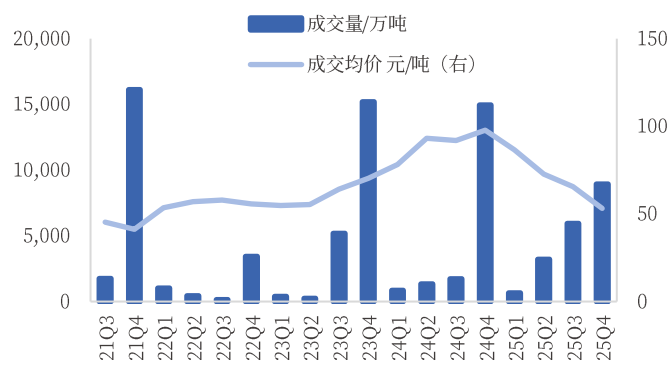
2025 年 1 月 1 日至 11 月 28 日，全国碳市场碳排放配额成交量 187,414,557 吨，成交额 11,542,765,528.95 元。截至 2025 年 11 月 28 日，全国碳市场碳排放配额累计成交量 817,683,221 吨，累计成交额 54,575,492,632.46 元。

图1：全国碳市场交易价格走势（开市至 11 月 28 日）



资料来源：iFind、中国银河证券研究院

图2：全国碳市场成交量与成交均价（开市至 25Q4）



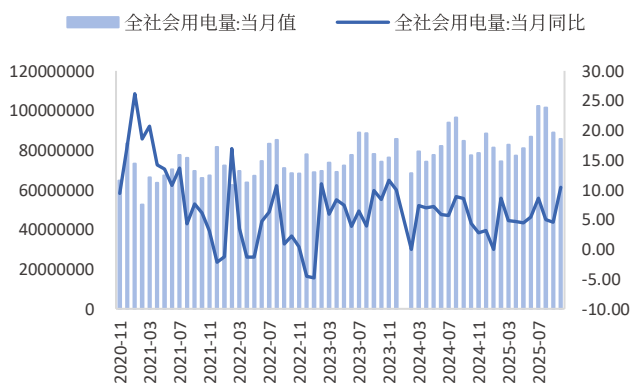
资料来源：上海环交所、中国银河证券研究院

注：25Q4 数据截至 25 年 11 月末。

(二) 电力行业相关数据

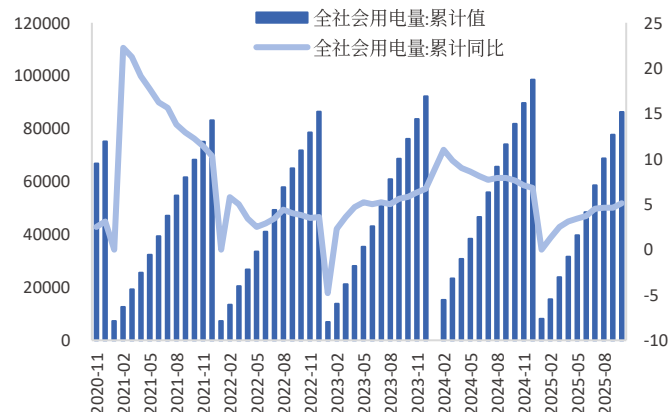
2025 年 10 月，全社会用电量 8572 亿千瓦时，同比增长 10.4%。分产业用电看，第一产业用电量 120 亿千瓦时，同比增长 13.2%；第二产业用电量 5688 亿千瓦时，同比增长 6.2%；第三产业用电量 1609 亿千瓦时，同比增长 17.1%；城乡居民生活用电量 1155 亿千瓦时，同比增长 23.9%。

图3：全社会用电量当月值（万千瓦时）及同比（%，右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图4：全社会用电量累计值（亿千瓦时）及同比（%，右）

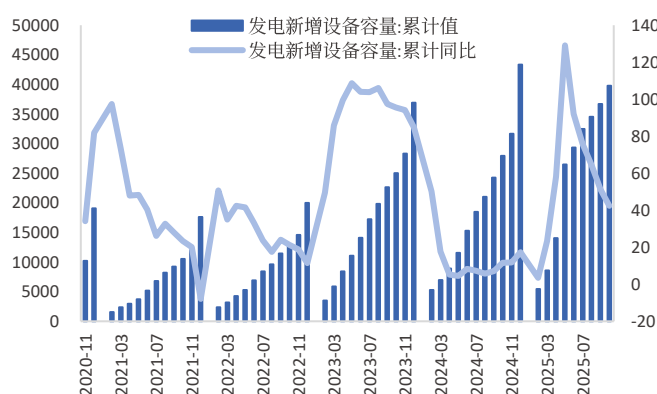


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

截至 10 月底，全国累计发电装机容量约为 37.5 亿千瓦，同比增长 17.3%。其中，太阳能发电装机容量约 11.4 亿千瓦，同比增长 43.8%；风电装机容量约 5.9 亿千瓦，同比增长 21.4%。

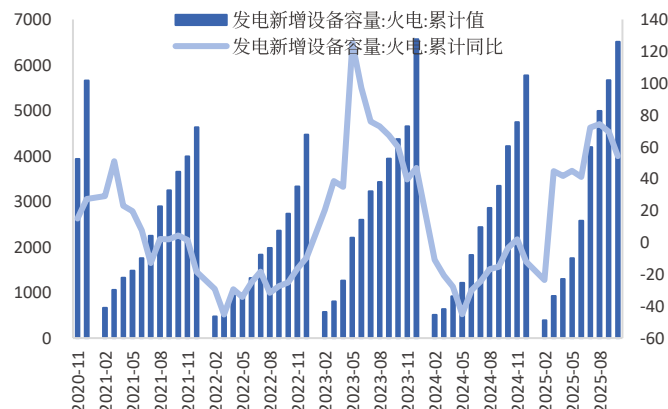
1-10 月份，全国发电设备累计平均利用 2619 小时，比上年同期降低 260 小时；全国主要发电企业电源工程完成投资 7218 亿元，同比增长 0.7%；电网工程完成投资 4824 亿元，同比增长 7.2%。

图5：发电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）



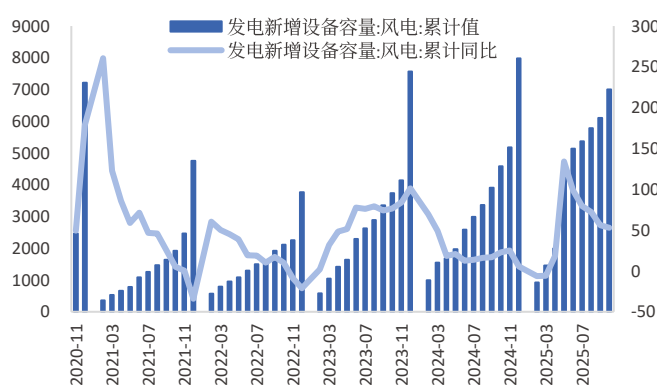
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图6：火电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）



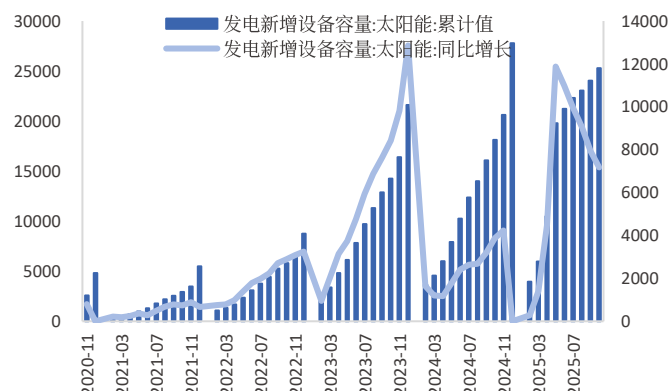
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图7：风电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）



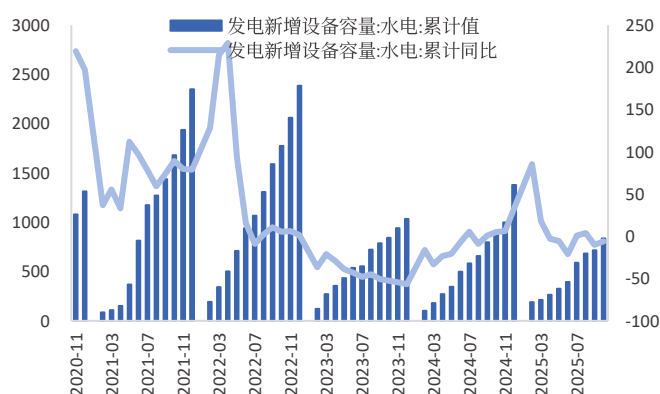
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图8：太阳能新增装机累计值（万千瓦）及同比（±%，右轴）



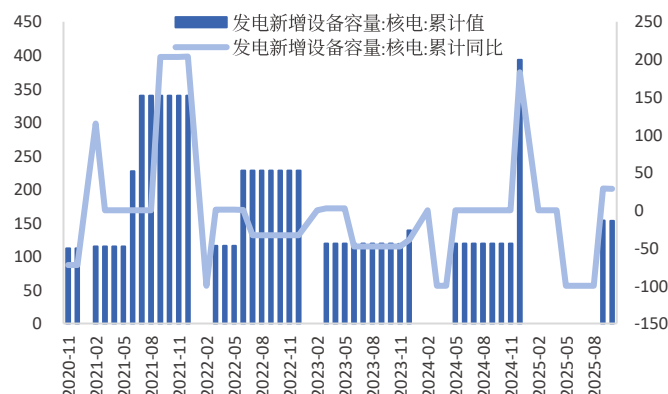
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图9：水电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图10：核电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

三、消纳空间每年超 2 亿千瓦，新能源政策拼图逐步补齐

事件：2025 年 11 月 10 日，国家发改委、国家能源局发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（以下简称《意见》）。《意见》提出要在“促进新能源大规模开发的同时实现高质量消纳，满足全国每年新增 2 亿千瓦以上新能源合理消纳需求，助力实现碳达峰目标”。我们对此点评如下：

设置新能源利用率目标，引导各地合理开发。《意见》提出各省级能源主管部门科学开展本地区年度新能源利用率目标制定及未来 3 年展望工作，明确年度新能源开发与消纳方案。根据新能源利用率目标和可再生能源电力消纳责任权重目标，统筹确定年度并网新能源（含分布式新能源）新增开发规模。各省级能源主管部门要建立新能源“规划—建设—并网—消纳”全周期监测预警机制，及时分析本地区新能源消纳情况，新能源利用率显著下滑或未完成利用率目标的地区要科学论证新能源新增并网规模，避免新能源利用率大幅下滑。我们认为此举有望引导各地以需求定供给，合理开发新能源项目，由此前的重投资转变为重运营，助力新能源项目收益向合理水平回归。

发展新业态新模式，助力消纳空间进一步打开。《意见》提出“统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业”、“支持新能源资源富集地区实现信息技术、高端装备制造、新材料等战略性新兴产业与新能源融合发展，加强新能源与算力设施协同规划布局及优化运行”、“推动源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网、新能源接入增量配电网等”新业态新模式，有望进一步激发新能源需求，助力消纳空间打开，也有望为新能源企业开辟绿色氢氨醇、AI+绿电等第二成长曲线。

完善新能源参与市场的规则和电价机制，引导价格向价值回归。《意见》提出要“适应新能源出力波动特点，缩短中长期交易周期，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制”、“推动建立‘沙戈荒’、水风光新能源基地一体化模式参与市场的交易规则”、“建立完善跨省跨区新能源送电价格形成和调整机制，鼓励新能源外送基地各类电源整体形成送电价格”，“积极推动绿证市场高质量发展，推进‘电—证—碳’市场协同，科学反映新能源环境价值”。我们认为市场机制的创新有助于改变当下电力市场对新能源波动性、随机性、难以预测性过度定价，而对“环境价值”定价不足的局面，助力其合理价值得到更加充分的体现。

新能源消纳依赖于电力系统整体调节能力的提升，关注对水电、火电等传统电源以及储能的催化。《意见》提出要“积极推进流域龙头水库电站建设和水电扩机增容改造；加快抽水蓄能电站建设；大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设；适度布局调峰气电；推进新一代煤电转型升级”；同时要“健全完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制”。因此，我们认为促进新能源消纳在量的维度将增加对灵活性资源的需求，包括水电、抽蓄、新型储能、气电、清洁高效灵活煤电等；在利的维度，则需保障灵活性资源的合理收益，以充分调动其建设积极性，容量电价等相关机制的出台有助于传统火电收益模式的重塑，也有助于抽蓄、新型储能等实现商业模式的可持续和可复制。

四、多地机制电价竞价结果发布，区域分化较为明显

11月以来，我们统计青海、安徽、上海、黑龙江、天津、甘肃（第二次）陆续发布新能源增量项目竞价结果。总结而言，不论是机制电量比例还是机制电价，均呈现出较为明显的区域差异，其中安徽、上海、天津等华东、华北区域省份保障力度较强，青海、黑龙江、甘肃等西北、东北区域省份保障力度较弱；基于此，我们判断未来新能源的发展或呈现明显的区域分化特征，建议把握具备区域优势的运营商。具体来看，

青海：

机制电量：竞价前分别给予风电、光伏机制电量 6.33、16.08 亿 kwh。从出清结果来看，风电、光伏机制电量分别为 5.43、11.25 亿 kwh。其中风电机制电量由 4 个陆风项目获得，我们统计装机容量 180 万 kw，估算机制电量比例约 20%；光伏机制电量由 23 个项目获得，其中集中式光伏项目 7 个，我们统计装机容量 367.5 万 kw，估算机制电量比例 25%。

机制电价：风光分开竞价，机制电价区间分别为 0.205-0.24 元/kwh、0.18-0.24 元/kwh，最终出清机制电价均为竞价上限 0.24 元/kwh，较燃煤基准价 0.3127 元/kwh 折价 23%。

安徽：

机制电量：竞价前分别给予竞配项目、其他项目机制电量 63、27 亿 kwh。从出清结果来看，参与统一竞价获得机制电量的项目 8110 个，机制电量规模 17.5 亿 kwh，其中集中式风电、集中式光伏分别为 5 个/2 个，获得机制电量 9.6/2.4 亿 kwh；我们测算机制电量比例约为 63%（基于安徽风电、光伏合理利用小时 1800/1100h 测算，下同）。参与独立竞价获得机制电量的项目 74 个，机制电量规模 41.1 亿 kwh，其中集中式风电、集中式光伏分别为 8 个/66 个，获得机制电量 8.8/32.3 亿 kwh；我们测算机制电量比例约为 85%。

机制电价：统一竞价、独立竞价机制电价分别为 0.384、0.3837 元/kwh，均接近竞价区间（0.2-0.3844 元/kwh）上限，且较燃煤基准价 0.3844 元/kwh 几乎无折价，电价水平较优。

上海：

机制电量：竞价前给予机制电量 22 亿 kwh。从出清结果来看，共有 2039 个项目中标，获得机制电量 5.38 亿 kwh。其中，集中式陆风项目 2 个，获得机制电量 1.36 亿 kwh，我们测算机制电量比例为 90%（未考虑边际出清项目，利用小时数、厂用电率参考竞价方案中的 1844h/2.95%）；集中式光伏项目 10 个，获得机制电量 2.89 亿 kwh，我们测算机制电量比例为 90%（未考虑边际出清项目，利用小时数、厂用电率参考竞价方案中的 1290h/0.68%）；整体保障力度较强。

机制电价：统一出清结果为 0.4155 元/kwh、等于燃煤基准价、接近竞价区间上限（0.2182-0.42 元/kwh），电价水平较优。

黑龙江：

机制电量：竞价前给予机制电量 63.04 亿 kwh。从出清结果来看，共有 277 个项目中标，获得机制电量 63.04 亿 kwh。其中，集中式陆风项目 11 个，获得机制电量 52.71 亿 kwh，我们测算机制电量比例 85%（未考虑边际出清项目，利用小时数、厂用电率参考竞价方案中的 2485h/1.99%）；集中式光伏项目 3 个，获得机制电量 9.99 亿 kwh，我们测算机制电量比例 85%（未考虑边际出清项目，利用小时数、厂用电率参考竞价方案中的 1517h/3.18%）。

机制电价：统一出清结果为 0.228111 元/kwh，处于竞价区间中枢略偏上水平（0.114-0.3 元/kwh），较燃煤基准价 0.374 元/kwh 折价 39%。

天津：

机制电量：竞价前给予机制电量规模 40 亿 kwh。从出清结果来看，共有 1279 个项目中标，获得机制电量 9.4 亿 kwh。其中集中式陆风项目 4 个，机制电量 4.6 亿 kwh；集中式光伏项目 9 个，机制电量 3.0 亿 kwh；分散式风电项目 3 个，机制电量 0.8 亿 kwh；其余为分布式光伏。机制电量

比例为 80%（未考虑边际出清项目，基于陆风、光伏利用小时 1800/1300h，厂用电率 2%计算）。

机制电价：统一出清结果为 0.3196 元/kwh，贴近竞价上限 0.32 元/kwh，较燃煤基准价 0.3655 元/kwh 折价 13%。

甘肃（第二批）：

机制电量：第二批竞价共给予机制电量 15.2 亿 kwh。从出清结果来看，共有 701 个项目获得 15.2 亿 kwh 机制电量；其中集中式光伏 9 个项目获得 2.79 亿 kwh；集中式陆风 23 个项目获得 12.14 亿 kwh；分散式陆风 2 个项目获得 0.18 亿 kwh；分布式光伏 667 个项目获得 0.08 亿 kwh。我们按照公布的项目装机容量和机制电量规模测算，纳入机制电量的保障小时数（不考虑边际出清项目）分别为集中式&分散式陆风 262h、集中式光伏 199h，考虑甘肃 2024 年风电利用小时数 1620 小时、光伏利用小时数 1280 小时¹，我们认为保障比例较低，且较第一次竞价的 385、292h 有所下降。

机制电价：统一出清结果为 0.1954 元/kwh，等于竞价区间下限（0.1954-0.2447），较燃煤基准价折价 37%、与第一次出清价格相同。

图11：136 号文下各省增量新能源项目竞价结果

省份	光伏					风电					燃煤基准价 元/kwh
	机制电价 元/kwh	较燃煤基准 价折价幅度	机制电量	执行期限 年	竞价上下限 元/kwh	机制电价 元/kwh	较燃煤基准价 折价幅度	机制电量	执行期限 年	竞价上下限 元/kwh	
山东	0.225	-43%	80%	10	0.123-0.35	0.319	-19%	70%	10	0.094-0.35	0.3949
宁夏（模拟结果）	0.2197	-15%		12	0.18-0.2595	0.2197	-15%		12	0.18-0.2595	0.2595
云南	0.33	-2%	60%	12	0.22-0.3358	0.332	-1%	50%	12	0.18-0.3358	0.3358
新疆	0.235	-6%	50%	10	0.15-0.262	0.252	1%	50%	10	0.15-0.262	0.25
甘肃	0.1954	-37%	23%	12	0.1954-0.2447	0.1954	-37%	24%	12	0.1954-0.2447	0.3078
江西	0.33	-20%	65%	10	0.24-0.38	0.375	-9%	65%	10	0.24-0.38	0.4143
广东（分布式光伏）	0.36	-21%	80%	12	0.2-0.4						0.453
青海	0.24	-23%	25%	12	0.18-0.24	0.24	-23%	20%	12	0.205-0.24	0.3127
安徽（独立竞价）	0.3837	0%	85%	12	0.2-0.3844	0.3837	0%	85%	12	0.2-0.3844	0.3844
安徽（统一竞价）	0.384	0%	63%	12	0.2-0.3844	0.384	0%	63%	12	0.2-0.3844	0.3844
上海	0.4155	0%	90%	12	0.2182-0.42	0.4155	0%	90%	12	0.2182-0.42	0.4155
黑龙江	0.228111	-39%	85%	12	0.114-0.3	0.228111	-39%	85%	12	0.114-0.3	0.374
天津	0.3196	-13%	80%	10	上限0.32，不设下限	0.3196	-13%	80%	10	上限0.32，不设下限	0.3655
甘肃（第二次）	0.1954	-37%	16%	12	0.1954-0.2447	0.1954	-37%	16%	12	0.1954-0.2447	0.3078

资料来源：国网新能源云、智汇光伏、光伏们等、中国银河证券研究院

¹ <https://mp.weixin.qq.com/s/yzek2fFLpkqKW0D8UAozpg>

五、火电电量由降转增，用电量增速加快

事件：国家能源局和国家统计局发布了用电量数据以及能源生产情况：2025 2025 年 1-10 月全国风电新增装机 70.01GW，同比增长 52.9%；全国太阳能新增装机 252.87GW，同比增长 39.6%；2025 年 1-10 月全社会用电量 86246 亿千瓦时，同比增长 5.1%；2025 年 1-10 月规上工业发电量 80625 亿千瓦时，同比增长 2.3%。

10 月风电装机同比增长，太阳能装机同比下降。10 月风电、太阳能新增装机分别为 8.92GW、12.60GW，同比增速分别为 33.6%、-38.3%，预计风光装机增速分化主要是由于“136 号文”后新能源全面入市对电量电价造成压力，其中风电由于出力相对分散影响较小，光伏由于出力集中影响较大。截至 10 月末，风电、太阳能累计装机分别为 590.39GW、1140.18GW，同比分别增长 21.4%、43.8%，占总装机比例分别为 15.7%、30.4%。展望全年，国网能源研究院预测 2025 年全国新能源新增装机 430-500GW，据此测算 11-12 月新能源装机仍有 107-177GW 增长空间。

10 月火电电量由降转增，水电电量增速放缓但仍维持高位。10 月规上工业发电量 8002 亿千瓦时，同比增长 7.9%，增速比 9 月份加快 6.4pct。10 月份规上工业火电由降转增，水电、太阳能发电增速放缓，核电增速加快，风电降幅扩大。10 月规上火电、水电、核电、风电、太阳能发电量同比分别+7.3%/+28.2%/-4.2%/-11.9%/-5.9%，增速较 9 月变化分别为+12.7pct/-3.7pct/+2.6pct/-4.3pct/-15.2pct。其中水电发电量增速放缓但仍维持高位，主要是由于全国秋汛来水较好，其中 10 月 24 日三峡水库蓄至正常蓄水位 175 米，这是自 2010 年首次蓄至 175 米后第 14 次实现蓄满目标，为今冬明春发电量奠定坚实基础。

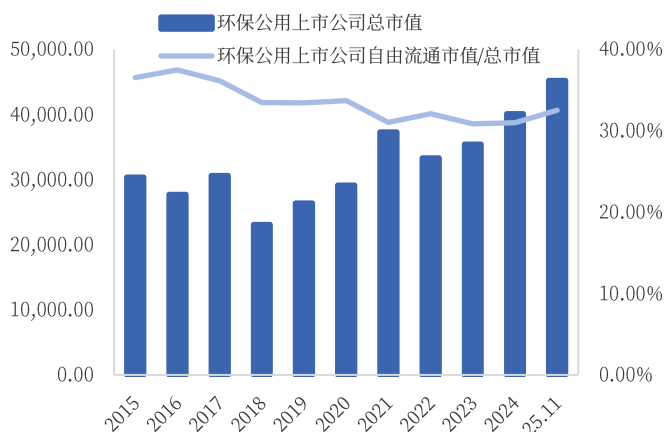
10 月用电量增速加快，三产、居民用电量增速大幅增加。10 月全社会用电量 8572 亿千瓦时，同比增长 10.4%，增速较 9 月加快 5.9pct；其中一产/二产/三产/居民生活用电量分别为 120/5688/1609/1155 亿千瓦时，同比分别增长 13.2%/6.2%/17.1%/23.9%，较 9 月增速变化分别+5.9pct/+0.5pct/+10.8pct/+26.5pct。其中，10 月三产用电量高增长主要是由于消费和数字经济两大引擎拉动，10 月传统服务业的住宿和餐饮业用电量同比增长 18.4%，互联网数据服务业用电量同比增长 46%，新能源汽车产业相关充换电服务业用电量同比增长 61.8%。10 月居民生活用电量高增长主要是由于“北冷南暖”的天气特征，特别是江南、华南北部地区的“秋老虎”现象，使得多地制冷用电需求超预期增长，江西、浙江、上海居民生活 10 月份用电量同比分别大幅增长 65.9%、63.2%、47.0%，福建、江苏、广东等多省份增速均超 20%。

六、环保公用行业表现

（一）环保公用行业市值

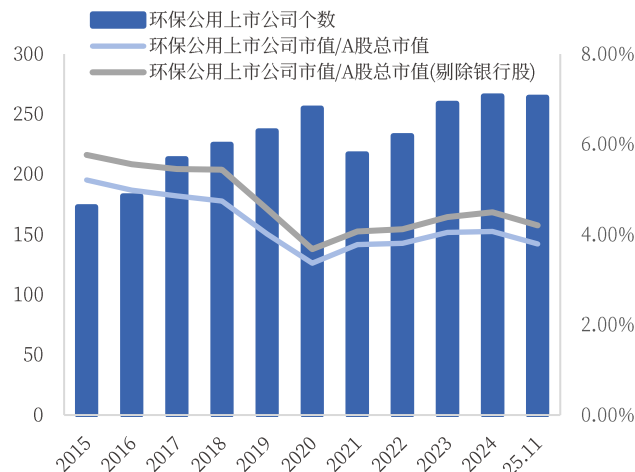
截至 2025 年 11 月 28 日，A 股 SW 公用事业包含上市公司 131 家，合计总市值达 36,171 亿元，自由流通市值 10,852 亿元，自由流通市值占比为 30.00%。SW 环保包含上市公司 133 家，合计总市值达 9,081 亿元，自由流通市值为 3,873 亿元，自由流通市值占比为 42.65%。环保公用企业的总市值占 A 股总市值比重为 3.79%，剔除银行股后占 A 股总市值比重为 4.20%。

图12：环保公用上市公司流通市值占比（市值单位为亿元）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图13：环保公用上市公司个数与市值占比

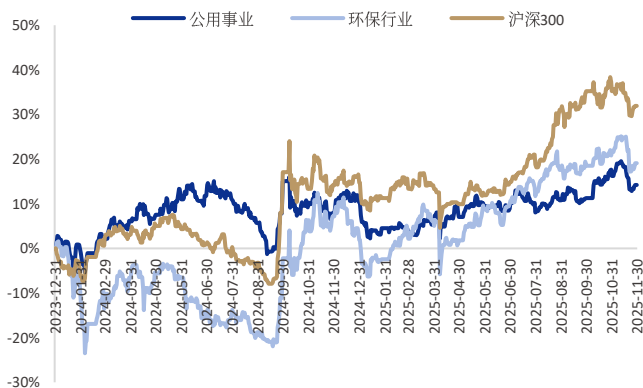


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

（二）板块表现

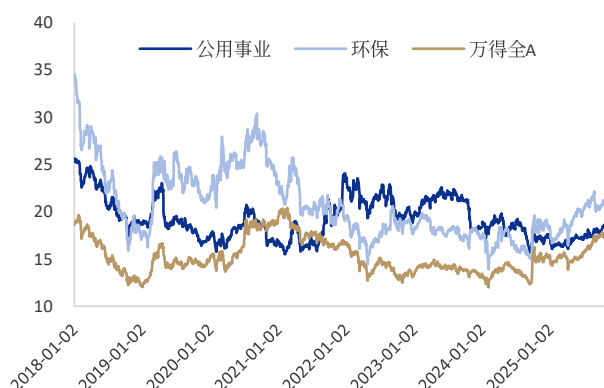
2025 年 11 月，沪深 300 指数下跌 2.46%，SW 公用事业指数下跌 1.76%，跑赢沪深 300 指数 0.70pct；SW 环保指数下跌 2.02%，跑赢沪深 300 指数 0.43pct。在 31 个子行业中，公用事业行业的涨跌幅排名为第 17 名，环保行业的涨跌幅为第 19 名。

图14：2024年初至今环保公用与沪深300走势对比



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

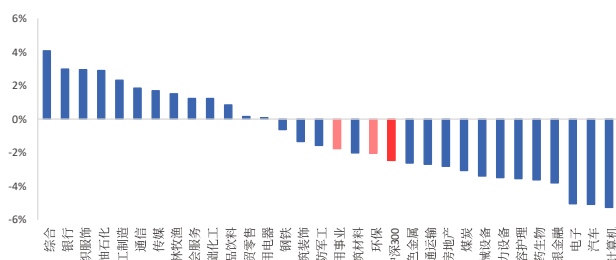
图15：环保公用行业 PE（TTM）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

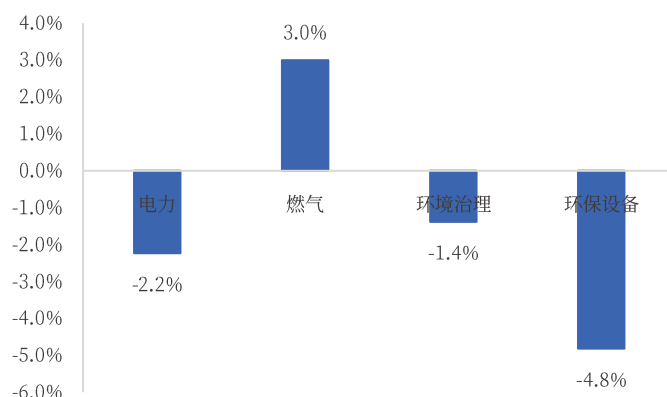
截至 11 月 28 日，公用事业/环保的动态市盈率分别为 18.07x/23.43x，其中电力/燃气/环境治理/环保设备四个二级子板块的动态市盈率分别为 18.01x、18.97x、22.58x、31.20x。

图16：一级行业月度涨跌幅



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

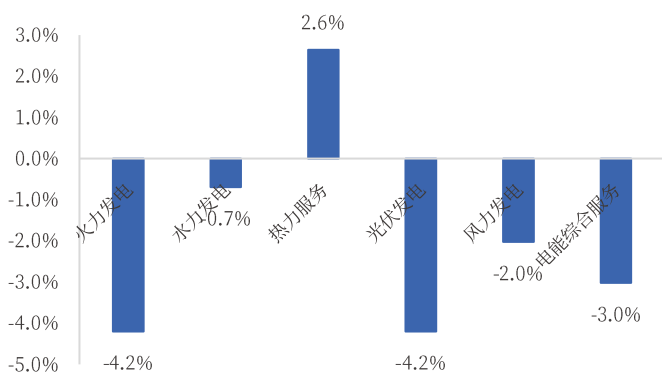
图17：环保公用行业二级子行业月度涨跌幅



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

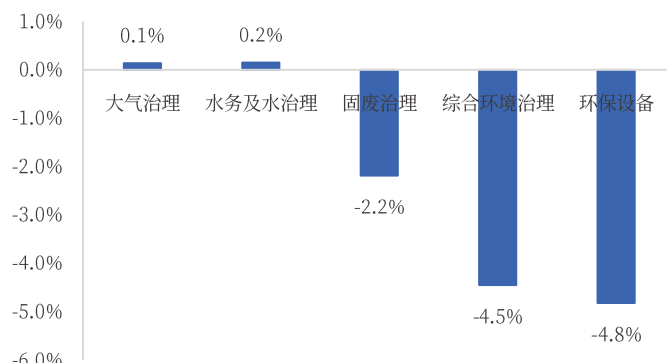
11月，电力/燃气/环境治理/环保设备行业指数的表现分别为-2.2%、3.0%、-1.4%、-4.8%。其中，电力板块三级子行业火电/水电/热力服务/光伏/风电/电能综合服务表现分别为-4.2%、-0.7%、2.6%、-4.2%、-2.0%、-3.0%；环境治理三级子行业大气治理/水务及水治理/固废治理/综合环境治理/环保设备表现分别为0.1%、0.2%、-2.2%、-4.5%、-4.8%。

图18：公用事业三级子行业月度涨跌幅



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

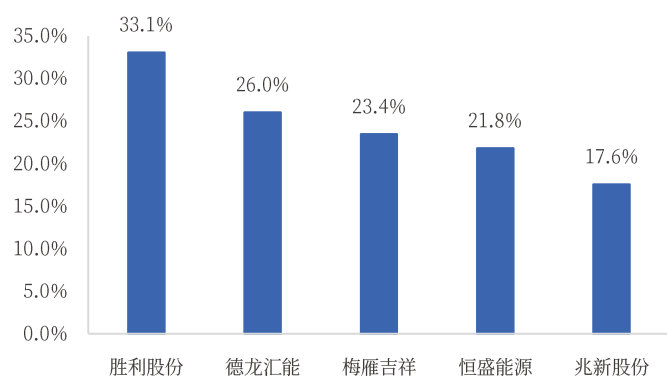
图19：环保行业三级子行业月度涨跌幅



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

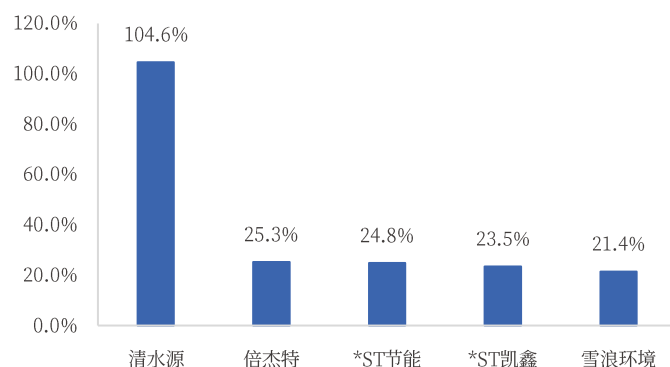
11月，涨幅前五的公用上市公司是胜利股份(33.1%)、德龙汇能(26.0%)、梅雁吉祥(23.4%)、恒盛能源(21.8%)、兆新股份(17.6%)；11月，涨幅前五的环保公司是清水源(104.6%)、倍杰特(25.3%)、*ST节能(24.8%)、*ST凯鑫(23.5%)、雪浪环境(21.4%)。

图20: 公用事业行业个股月涨跌幅前五



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图21: 环保行业个股月涨跌幅前五



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

七、投资建议及股票池

（一）板块表现

11月公用事业行业核心组合为中国广核、川投能源、浙能电力。截至11月28日，公用事业核心组合收益率为15.80%，公用事业行业指数收益率为14.18%，核心组合跑赢行业指数1.62pct。

图22：核心组合表现



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

表1：月度核心组合表现（截至11月28日）

公司代码	公司名称	月涨跌幅	市盈率	市值/亿元
003816.SZ	中国广核	-4.31%	20.24	1903.80
600674.SH	川投能源	-0.95%	16.50	710.72
600023.SH	浙能电力	-2.52%	9.26	674.46

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

（二）投资建议

分板块来看：1）火电：9月中旬以来市场煤价重新开始反弹，以秦皇岛港动力末煤（Q5500，山西产）平仓价为例，最高达到834元/吨，但11月25日开始有小幅回落，11月28日降至816元/吨。考虑一个月库存，我们测算25Q4市场煤均价为750元/吨，同比下降12%或98元/吨，降幅较25Q3明显收窄，或对火电25Q4盈利能力产生一定扰动。展望2026年，市场当下核心关注点为26年长协电价的谈判，我们认为一方面，当前相对较高的煤价有望增加发电企业的谈判筹码，对26年长协电价形成一定支撑；另一方面，考虑2026年容量电价将有所提升，预计综合电价的降幅或相对可控，且结构上仍然看好供需格局、竞争格局较优的北方区域。个股建议关注国电电力、华能国际、大唐发电等。2）水电：发电量自9月开始显著改善，10月发电量增速虽环比有所放缓，但仍处于较高水平。截至11月28日，我们观测到长江-三峡、雅砻江-二滩、雅砻江-锦屏一级电站水位分位数分别为95%、97%、97%，去年同期分别为77%、99%、93%，整体蓄水情况良好，水电未来1-2个季度业绩具备支撑。与此同时，我们测算代表性水电企业25E股息率与十年期国债收益率的利差仍处于2020年以来较高分位数水平，当前时点配置价值凸显。个股建议关注长江电力、国投电力、川投能源、华能水电等。3）核电：短期来看，盈利受市场化电价扰动，但广东2026年已取消核电变动成本补偿机制，我们预计广东2026年核电市场化电价或存提升机会；而长期来看，核电企业装机成长空间均十分广阔。个股建议关注中国广核、中国核电等。4）新能源发电：政策全面发

力下，新能源当前所面临的电价、消纳、补贴问题有望逐步得到缓解，建议把握 136 号文下的结构性机会，关注具备盈利优势的风电、以及具备区位优势、成本优势的运营商。个股建议关注龙源电力、三峡能源等。

表2：重点公用事业公司盈利预测与估值（2025 年 11 月 28 日）

代码	简称	股价	EPS				PE				投资评级
			2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E	
600011.SH	华能国际	7.78	0.65	0.81	0.86	0.89	12.0	9.6	9.0	8.7	推荐
600795.SH	国电电力	5.63	0.55	0.39	0.44	0.49	10.2	14.4	12.8	11.5	推荐
601991.SH	大唐发电	3.53	0.24	0.37	0.39	0.41	14.5	9.5	9.1	8.6	推荐
000600.SZ	建投能源	8.13	0.29	0.92	0.96	1.10	27.6	8.8	8.5	7.4	推荐
002128.SZ	电投能源	26.03	2.38	2.47	2.67	2.75	10.9	10.5	9.7	9.5	推荐
600905.SH	三峡能源	4.18	0.21	0.22	0.24	0.26	19.6	19.0	17.7	15.9	推荐
001289.SZ	龙源电力	15.99	0.76	0.77	0.85	0.95	21.1	20.8	18.8	16.8	推荐
000537.SZ	中绿电	8.34	0.49	0.48	0.53	0.64	17.1	17.3	15.6	13.0	推荐
000875.SZ	吉电股份	5.60	0.30	0.28	0.36	0.40	18.5	19.7	15.5	13.9	推荐
600900.SH	长江电力	27.98	1.33	1.40	1.45	1.49	21.1	20.0	19.3	18.8	推荐
600025.SH	华能水电	9.47	0.45	0.47	0.50	0.51	21.3	20.1	19.0	18.6	推荐
600674.SH	川投能源	14.58	0.92	0.98	1.05	1.08	15.8	14.9	13.9	13.4	推荐
600886.SH	国投电力	13.77	0.83	0.88	0.91	0.94	16.6	15.6	15.1	14.7	推荐
601985.SH	中国核电	8.63	0.43	0.45	0.48	0.53	20.2	19.1	18.2	16.2	推荐
003816.SZ	中国广核	3.77	0.21	0.19	0.21	0.23	17.6	19.7	17.6	16.2	推荐

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

八、风险提示

电力需求不及预期的风险；装机规模不及预期的风险；电价大幅下跌的风险；煤炭价格大幅上涨的风险；自然资源条件大幅波动的风险等。

图表目录

图 1: 全国碳市场交易价格走势（开市至 11 月 28 日）	8
图 2: 全国碳市场成交量与成交均价（开市至 25Q4）	8
图 3: 全社会用电量当月值（万千瓦时）及同比（%，右）	8
图 4: 全社会用电量累计值（亿千瓦时）及同比（%，右）	8
图 5: 发电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	9
图 6: 火电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	9
图 7: 风电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	9
图 8: 太阳能新增装机累计值（万千瓦）及同比（±千瓦，右轴）	9
图 9: 水电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	9
图 10: 核电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	9
图 11: 136 号文下各省增量新能源项目竞价结果	12
图 12: 环保公用上市公司流通市值占比（市值单位为亿元）	14
图 13: 环保公用上市公司个数与市值占比	14
图 14: 2024 年初至今环保公用与沪深 300 走势对比	14
图 15: 环保公用行业 PE（TTM）	14
图 16: 一级行业月度涨跌幅	15
图 17: 环保公用行业二级子行业月度涨跌幅	15
图 18: 公用事业三级子行业月度涨跌幅	15
图 19: 环保行业三级子行业月度涨跌幅	15
图 20: 公用事业行业个股月涨跌幅前五	16
图 21: 环保行业个股月涨跌幅前五	16
图 22: 核心组合表现	17
表 1: 月度核心组合表现（截至 11 月 28 日）	17
表 2: 重点公用事业公司盈利预测与估值（2025 年 11 月 28 日）	18

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学(北京)，超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学(本科)，加州大学洛杉矶分校(硕士)，纽约州立大学布法罗分校(硕士)。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准	评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	推荐：	相对基准指数涨幅 10%以上
	中性：	相对基准指数涨幅在-5%~10%之间
	回避：	相对基准指数跌幅 5%以上
行业评级	推荐：	相对基准指数涨幅 20%以上
	谨慎推荐：	相对基准指数涨幅在 5%~20%之间
	中性：	相对基准指数涨幅在-5%~5%之间
公司评级	回避：	相对基准指数跌幅 5%以上

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院	机构请致电：	
深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层	深广地区：	苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn 程曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn
上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层	上海地区：	林程 021-60387901 lincheng_yj@chinastock.com.cn 李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn
北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦	北京地区：	田薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn 褚颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn
公司网址：www.chinastock.com.cn		