

证券研究报告

2025年01月12日

行业报告：行业投资策略

公用事业

2025年度策略报告

作者：

分析师 郭丽丽 SAC执业证书编号：S1110520030001

分析师 裴振华 SAC执业证书编号：S1110524050003

分析师 王钰舒 SAC执业证书编号：S1110524070006

分析师 赵阳 SAC执业证书编号：S1110524070005

联系人 杨嘉政

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明



行业评级：强于大市（维持评级）  
上次评级：强于大市

# 摘要

(1) **火电**：在当前时点展望25年煤电盈利能力，市场的预期差主要在于煤价和月度电价。截至12月17日，秦皇岛港动力末煤平仓价Q5500已降至780元/吨，目前中下游煤炭供给和库存保障仍较为充足，短期煤价走势或仍将偏弱，我们认为火电板块的机会或在于交易煤炭价格超预期下跌。**推荐标的：【华电国际】【申能股份】【浙能电力】【皖能电力】**

(2) **水电**：虽然市场化电价的波动，对水电公司的业绩略有影响，但是考虑到融资贷款利率下行等因素，预期2025年水电公司的业绩整体保持平稳。虽然当下水电公司的估值水平处于历史中高位，但国内的无风险利率的下行速度很快。25年的水电不会有太大的基本面变化，主要看外围的环境变化，看市场的增量资金的预期收益率水平，25年水电公司的估值或再创新高。**推荐标的：【长江电力】【川投能源】【华能水电】【国投电力】**

(3) **核电**：从整体业绩预判来看，中国核电和中国广核2025年的业绩有望表现平稳。但从股价来看，核电股价虽有所回调、但幅度有限。我们认为对核电的估值不应过度悲观：一方面，核电新机组的不断投产，或将熨平市场化推进带来的业绩波动，同时市场化比例或有上限；另一方面，当利率持续下降，水电估值提升时，核电的估值水平也有望相应跟随。**建议关注：【中广核电力H】【中国核电】【中国广核】**

(4) **绿电**：绿电的估值近几年一直处于相对低位，主要原因有两点：可再生能源补贴基金+新能源电价全面入市。我们认为，在2025年大的“化债”背景下，可再生能源补贴基金的解决或加速。新能源电价全面入市是大势所趋，但入市不是电价的显著下滑，绿电的估值处于相对低位，我们认为具备较高的投资性价比。**建议关注：【龙源电力H】【大唐新能源】【新天绿色能源H】【太阳能】**

(5) **燃气**：2024年，天然气行业面临着房地产下行带来接驳业务的增长压力，同时能源价格高位对天然气消费需求增长也形成抑制。我们预计2025年国内天然气总体供需形势平稳，随着下游顺价的持续推进，毛差或将持续改善。**推荐标的：【新奥股份】【华润燃气】【新奥能源】**（以上三个标的均与能源组联合覆盖）

**风险提示**：宏观经济大幅下滑的风险、政策推进不及预期或调整的风险、电价下调的风险、燃料成本大幅上涨的风险、新能源装机增速不及预期风险、电站造价提高风险、来水不及预期的风险、天然气上游价格超预期波动的风险、测算存在主观性（仅供参考）

# 1

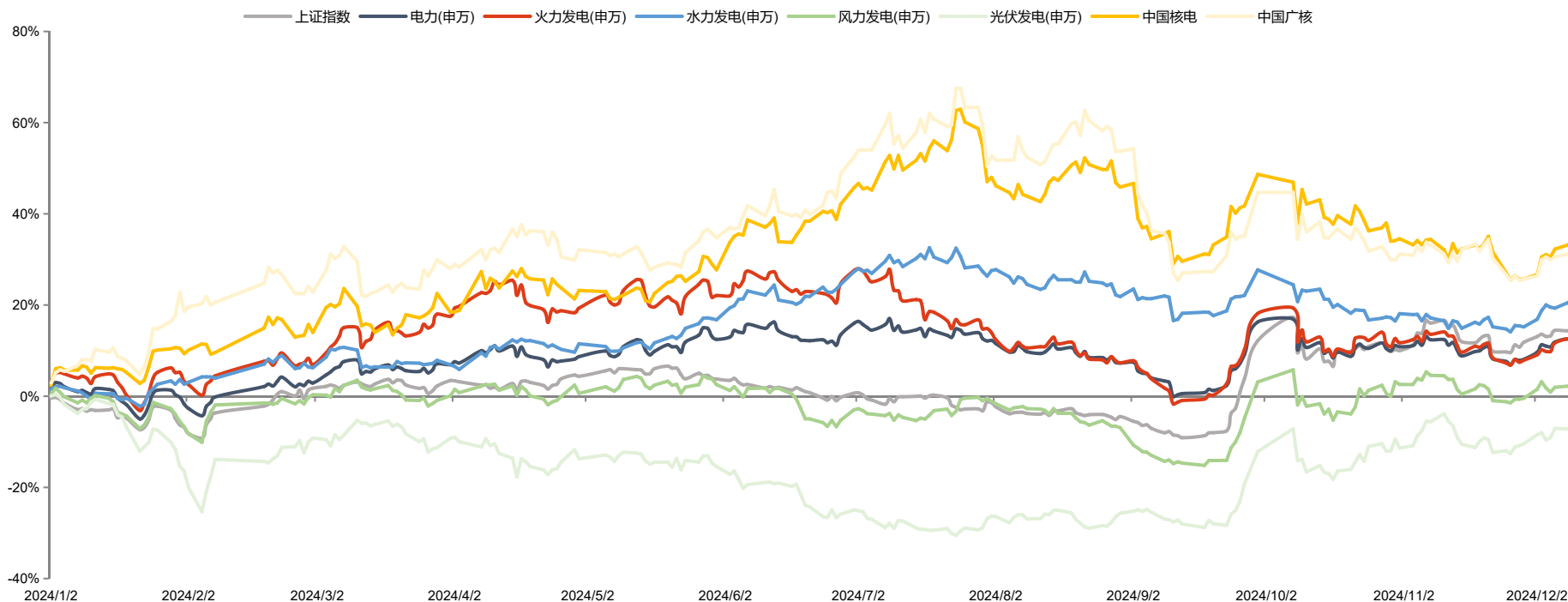
## 电力板块复盘

# 1. 电力板块复盘

电力板块上半年走势较强，下半年回落后有所震荡。

从细分板块来看，火/水/核年内最大涨幅为28.0%（7月2日）/32.6%（7月18日）/65.2%（7月25日）；截至12月13日，火/水/核/风/光年初以来累计涨幅分别为10.9%/20.9%/28.7%/1.3%/-8.1%。

图：电力板块走势



资料来源：WIND、天风证券研究所

注：火/水/核/风/光分别采用火力发电(申万)/水力发电(申万)/中国核电和中国广核算数平均值/风力发电(申万)/光伏发电(申万)

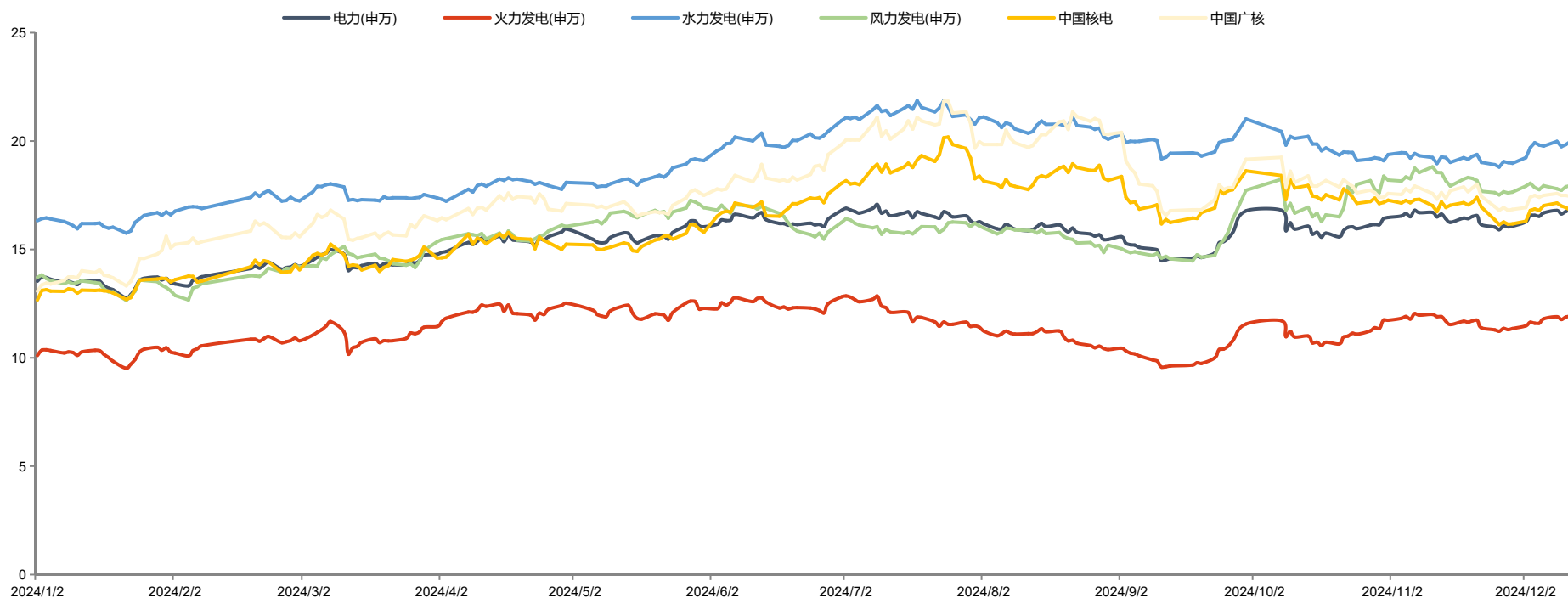
请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

# 1. 电力板块复盘

火/水/核年初PE (2024E) 分别为10.1x/16.3x/12.9x；截至12月13日，PE (2024E) 分别为11.7x/20.1x/16.9x。

截至12月13日，年内PE (2024E) 最高点分别为12.9x (7月2日) /21.9x (7月24日) /21.0x (7月25日)。

图：电力板块PE (2024E)



资料来源：WIND、天风证券研究所

注：火/水/核/风/光分别采用火力发电(申万)/水力发电(申万)/中国核电和中国广核算数平均值/风力发电(申万)/光伏发电(申万)

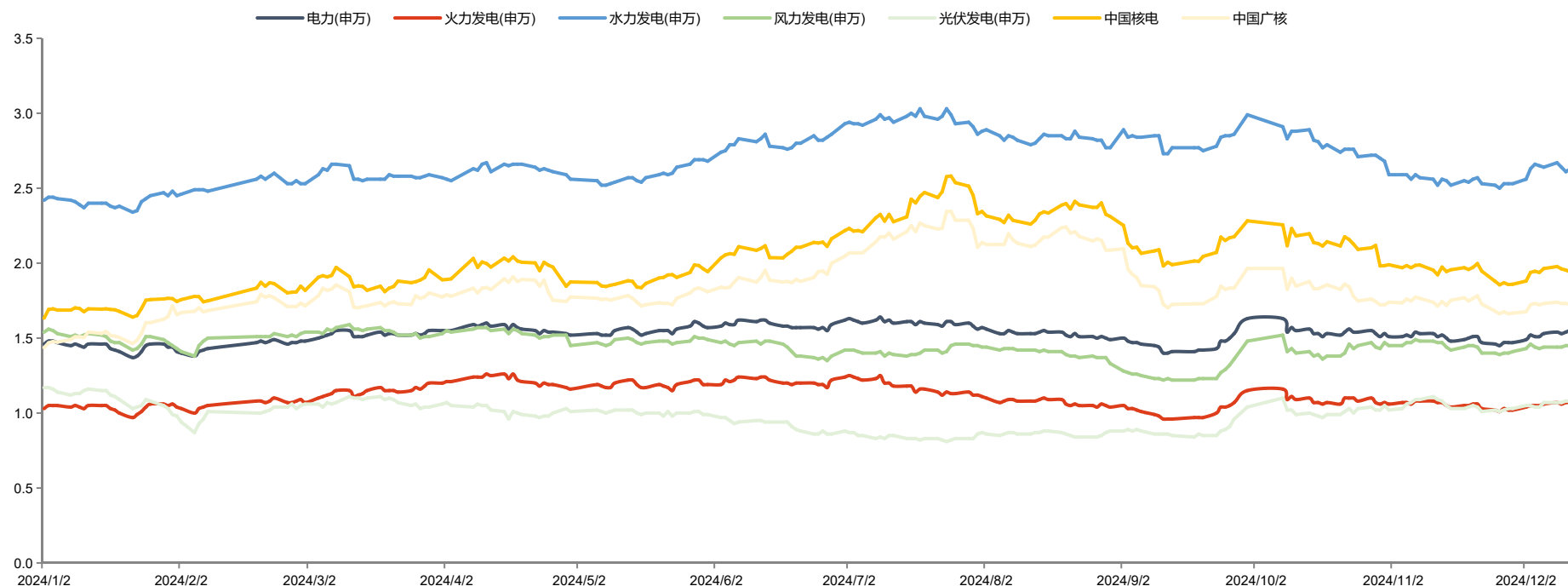
请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

# 1. 电力板块复盘

火/水/核年初PB分别为1.0x/2.4x/1.5x；截至12月13日，PB分别为1.1x/2.6x/1.8x；

截至12月13日，年内PB最高点分别为1.3x（4月）/3.0x（7月）/2.5x（7月25日）。

图：电力板块PB



资料来源：WIND、天风证券研究所

注：火/水/核/风/光分别采用火力发电(申万)/水力发电(申万)/中国核电和中国广核算数平均值/风力发电(申万)/光伏发电(申万)

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

# 2 火电

## 2.1 回顾——电价

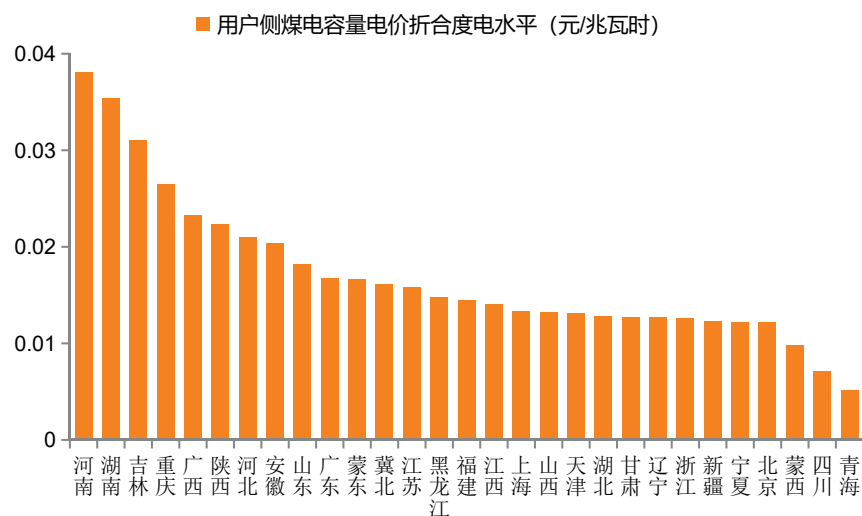
电改政策频出，目前我国初步形成了**容量电价回收固定成本、电量电价回收变动成本、辅助服务回收调节成本**的煤电价格新机制。

**容量电价**：23年11月印发的《关于建立煤电容量电价机制的通知》中明确，2024~2025年多数地方通过容量电价回收的固定成本比例为30%左右，部分地方为50%左右。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

从发电侧来看，假设煤电利用小时为4500小时，不考虑日最大出力与铭牌容量的差异、容量电费考核等的影响，100元/千瓦·年的容量电价对应度电水平为2.2分/千瓦时。据皖能电力，容量电费每月随电量电费等一并结算，度电水平约2分/千瓦时。

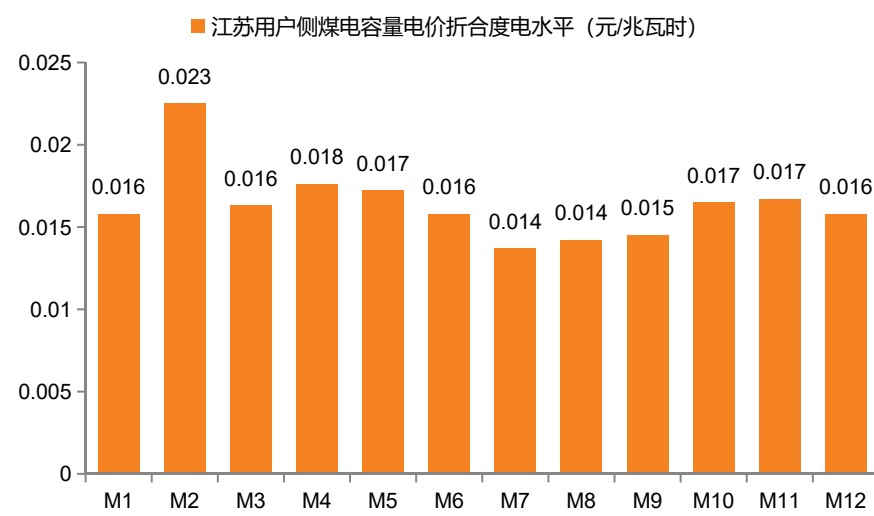
从用户侧来看，大多数地区的用户侧煤电容量电费分摊在1分-2分/千瓦时区间。

图：24年12月各地区用户侧煤电容量电价折合度电水平



资料来源：北极星售电网公众号、天风证券研究所

图：24年江苏用户侧煤电容量电价折合度电水平



资料来源：北极星售电网公众号、天风证券研究所



## 2.1 回顾——电价

**辅助服务：**24年2月印发的《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》提出，从国家层面统一建立健全电力辅助服务市场价格机制，明确由用户侧承担的辅助服务成本，应当为电能量市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失。政策发布后，各区域、省份也陆续调整完善辅助服务相关价格机制，促进辅助服务价格合理形成。

**表：各省辅助服务政策**

区域/省份	时间	名称
南方	2024/7/10	关于公开征求《南方区域“两个细则”主要修订条款（修订征求意见稿）》意见的通知
西北	2024/7/8	国家能源局西北监管局关于公开征求《西北区域电力并网运行管理实施细则》《西北区域电力辅助服务管理实施细则》补充规则意见建议的通知
贵州	2024/8/30	《贵州电力爬坡辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》
云南	2024/8/14	云南电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）（征求意见稿）
陕西	2024/12/10	《陕西电力调频辅助服务市场实施细则（暂行）（征求意见稿）》
甘肃	2024/11/19	《甘肃电力辅助服务市场运营规则》修订研讨会
青海	2024/4/29	《青海省省内调峰辅助服务需求计算方法》
山东	2024/3/1	《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则(试行)》
湖南	2024/6/20	《湖南电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》
四川	2024/8/16	《川渝一体化电力调峰辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》
湖北、江西、重庆	2024/11/20	《湖北、江西、重庆电力调频辅助服务市场运行规则（征求意见稿）》
河南	2024/8/28	《河南电力辅助服务市场交易细则（征求意见稿）》
冀南	2024/11/24	《河北南部电网辅助服务市场交易实施细则（结算试运行V2.1版）》
吉林	2024/9/2	《吉林省电力辅助服务（调频）市场实施细则》（试行2.0版征求意见稿）
黑龙江	2024/11/4	《黑龙江省电力市场运营规则及配套实施细则（试行2.0版）》
辽宁	2024/6/27	《辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则》（试行3.0版）
浙江	2024/11/29	《浙江电力调频辅助服务市场交易实施细则（2.0版）》
上海	2024/8/30	《华东区域电力辅助服务管理实施细则》
安徽	2024/3/13	《安徽电力调峰辅助服务市场运营规则》部分条款征求修改意见

资料来源：各能监局、各能源办、各交易中心、北极星售电网、北极星储能网、中国电力网、辽宁工信厅、黑龙江发改委、天风证券研究所

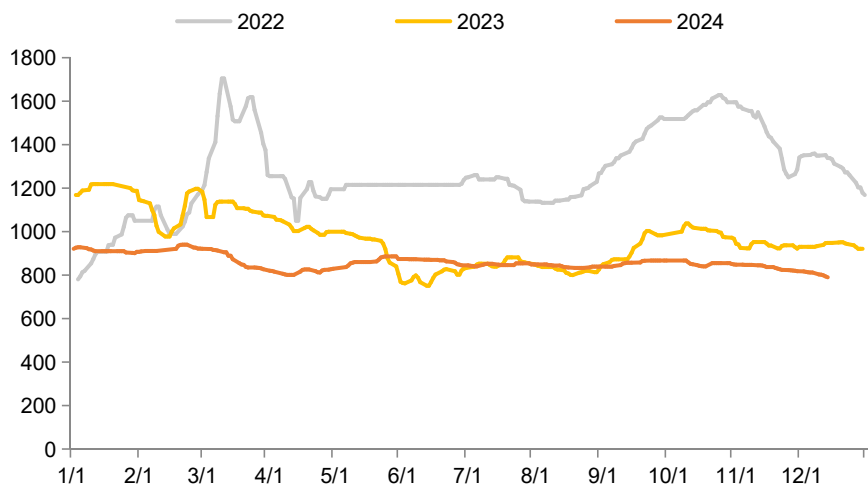
## 2.1 回顾——煤价

我国煤价中枢同比进一步下行。2024年秦皇岛港动力末煤平仓价Q5500（考虑1个月库存）为868元/吨，同比下降129元/吨，降幅为12.9%。分季度来看：

**同比：**除Q3外，秦皇岛港动力末煤平仓价Q5500（考虑1个月库存）同比均有明显下降。具体来看，四个季度分别为924、852、851、848元/吨，分别同比-273、-173、+26、-106元/吨。

**环比：**Q1为全年煤价高点，Q2快速下行，Q3、Q4环比基本持平。

图：秦皇岛港动力末煤平仓价Q5500（元/吨）



资料来源：WIND、天风证券研究所

表：考虑1个月库存秦皇岛港动力末煤平仓价Q5500（元/吨）

	2023	2024	同比
Q1	1197	924	-273
Q2	1024	852	-173
Q3	825	851	26
Q4	954	848	-106
全年	997	868	-129

资料来源：WIND、天风证券研究所

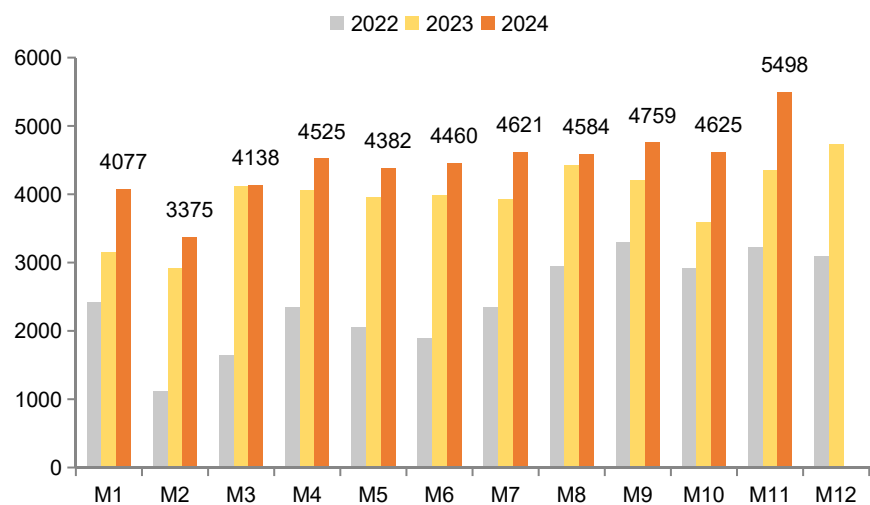
## 2.1 回顾——煤价

我国进口煤量持续保持高位。

从量上来看，2024年1-11月我国煤及褐煤进口量达4.9亿吨，同比增长14.8%。

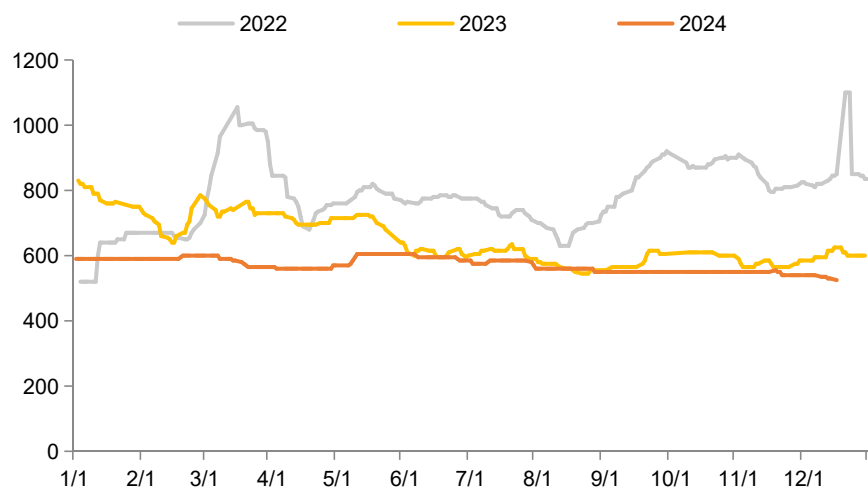
从价上来看，2024年广州港印尼煤场地价Q3800（考虑1个月库存）为576元/吨，同比下降92元/吨，降幅为13.7%。其中第一、二季度降幅分别达到24.1%、18.9%，第三、四季度降幅相对较低。

图：我国煤及褐煤进口量（万吨）



资料来源：WIND、天风证券研究所

图：广州港印尼煤场地价Q3800（元/吨）



资料来源：WIND、天风证券研究所

## 2.1 回顾——煤价

2024年11月，国家发改委印发《关于2025年电煤中长期合同签订履约工作通知》，或反映出25年煤炭市场供需趋松。

相较于24年，本文件①下调了产煤省区和煤炭生产企业签约比例要求，由24年“不低于自有资源量的80%”调整为“不低于自有资源量的75%”，②放宽了履约要求，由24年“全年足额完成履约任务”调整为“全年原则上足额履约，最低不得低于90%”。

表：24年和25年电煤中长期合同签订履约工作通知重点内容对比

	2024	2025
签约方式	电煤中长期合同原则上由煤炭生产企业和用煤企业直接签订；确有困难需要通过第三方签订合同的，必须在合同中明确煤源企业和用煤企业，共同签订权责明晰的三方合同。第三方企业应由省级主管部门书面推荐并承担监管责任，衔接资源总量原则上不应低于20万吨。	电煤中长期合同原则上由煤炭生产企业和用煤企业 <b>通过市场化方式</b> 自主衔接、直接签订；确有困难需要通过第三方签订合同的，必须在合同中明确煤源企业和用煤企业，共同签订权责明晰的三方合同，中央预算内投资支持的政府可调度煤炭储备基地可优先作为第三方企业参与上下游资源衔接。第三方企业应由省级主管部门书面推荐并承担监管责任。
发电企业签约数量要求	以本企业2024年全年耗煤量（总耗煤量扣除进口煤使用量）为基数，根据上网电量按比例核算，新投产机组按并网后计划发电量测算。发电企业合同签订量 <b>最低不低于签约需求量的80%，鼓励100%签约。</b>	以本企业2023年11月-2024年10月的国内耗煤量（总耗煤量扣除进口煤使用量）为基数核算。各省区市和中央发电企业合同签订量 <b>不应低于签约需求的80%</b> ，鼓励多签、签实，且国家将签约需求的80%纳入履约监管范围， <b>配置铁路运力的原则上全部纳入重点监管。</b>
产煤省区和煤炭生产企业签约要求	原则上每家煤炭企业任务量 <b>不低于自有资源量的80%</b> 。	原则上每家煤炭企业任务量 <b>不低于自有资源量的75%</b> 。
价格机制	以港口价格计算的电煤中长期合同应按照“基准价+浮动价”价格机制签订和执行，不超过明确的合理区间。“基准价+浮动价”由全国煤炭交易中心根据价格机制定期测算和发布。对于在车板、到厂等环节销售的煤炭，扣除流通环节合理费用后，折算的出矿价、港口价也应在合理区间内。	以港口价格计算的电煤中长期合同按照“基准价+浮动价”价格机制签订和执行，不超过明确的合理区间。其中，浮动价采用全国煤炭交易中心综合价格指数(NCEI)、环渤海动力煤综合价格指数(BSPI)、秦皇岛动力煤综合交易价格指数(CCTD)、中国电煤采购价格指数(CECI)综合确定。“基准价+浮动价”由全国煤炭交易中心根据价格机制按月测算和发布。
履约监管	履约要求，月度履约率不低于80%，季度履约率不低于90%， <b>全年足额完成履约任务</b> ，迎峰度夏、度冬期间要进一步提高履约比例，供需企业对合同履行具有同等责任。	履约要求，月度履约率不低于80%，季度履约率不低于90%。 <b>全年原则上足额履约，最低不得低于90%</b> 。确因外在不可抗力因素影响合同履约的，按有关标准和程序可不纳入履约监管范围。迎峰度夏、度冬期间要进一步提高履约比例，供需企业对合同履行具有同等责任。

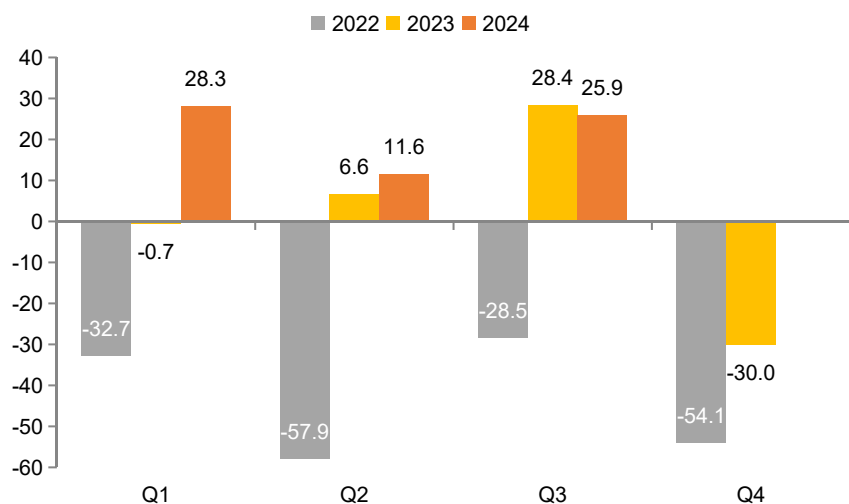
资料来源：煤炭宝公众号、榆林煤炭网公众号、天风证券研究所

## 2.1 回顾——火电板块盈利

受益于煤价下行，前三季度火电盈利能力总体有所提升。

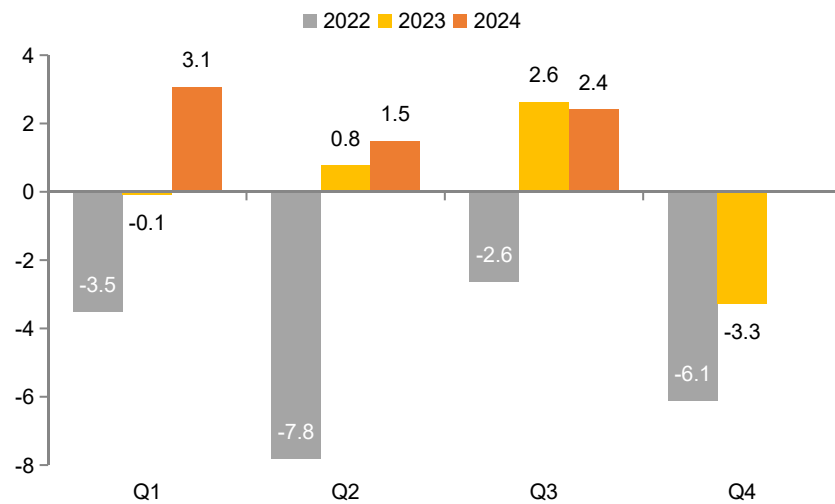
以华能国际为例：利润总额方面，前三季度煤电板块实现利润总额65.7亿元，同比增长91.2%。分季度来看，Q1同比扭亏为盈，贡献28.3亿元，Q2同比增长74.2%至11.6亿元，Q3同比下滑9%至25.9亿元。度电盈利方面，前三季度煤电板块度电利润总额为2.4分/千瓦时，上年同期为1.2分/千瓦时。分季度来看，Q1、Q2、Q3分别为3.1、1.5、2.4分/千瓦时。

图：华能国际煤电板块利润总额（亿元）



资料来源：华能国际公告、天风证券研究所

图：华能国际煤电板块度电利润总额（分/千瓦时）



资料来源：华能国际公告、天风证券研究所

## 2.2 展望——电价

---

- **江苏：**

2025年年度交易总成交量3282.2亿千瓦时，加权均价412.45元/兆瓦时。其中：火电总成交量2838.53亿千瓦时，加权均价413.15元/兆瓦时，核电总成交量154.42亿千瓦时，加权均价409.66元/兆瓦时，风电总成交量252.78亿千瓦时，加权均价407.03元/兆瓦时，光伏总成交量36.47亿千瓦时，加权均价407.59元/兆瓦时。

- **广东：**

2025年度交易总成交量3410.94亿千瓦时，成交均价391.86元/兆瓦时。其中双边协商成交量3310.08亿千瓦时，成交均价391.87元/兆瓦时；年度挂牌交易成交量59.48亿千瓦时，成交均价390.80元/兆瓦时。

## 2.2 展望——盈利能力及预期差

- 2025年火电板块的交易机会：在当前时点展望25年煤电盈利能力，市场的预期差主要在于煤价和月度电价。
  - 煤价：截至12月17日，秦皇岛港动力末煤平仓价Q5500已降至780元/吨，同比下降170元/吨。目前中下游煤炭供给和库存保障仍较为充足，短期煤价走势或仍将偏弱。
  - 月度电价：市场预期有望随着年度交易工作的推进而逐步调整，电力供需、煤价、年度长协电价及比例等或将反映在2025年月度电价表现中，进而影响煤电盈利情况。
- 我们认为火电板块的机会或在于交易煤炭价格超预期下跌，但是在此过程中如果煤价降幅不能超过150元，25年火电度电盈利能力同比提升或较难。
- 火电推荐标的：【华电国际】【申能股份】【浙能电力】【皖能电力】

表：50%长协煤下，现货煤价、电价变动对度电净利影响

煤价 电价	0	-25	-50	-75	-100	-125	-150
0	0.000	0.003	0.006	0.009	0.012	0.014	0.017
-0.01	-0.006	-0.003	0.000	0.002	0.005	0.008	0.011
-0.02	-0.012	-0.010	-0.007	-0.004	-0.001	0.002	0.005
-0.03	-0.019	-0.016	-0.013	-0.010	-0.007	-0.004	-0.001
-0.04	-0.025	-0.022	-0.019	-0.016	-0.013	-0.011	-0.008

资料来源：华能国际年报、中电联、发改委、wind、天风证券研究所  
注：电价（含税）、煤价（含税）、度电净利单位为元/千瓦时、元/吨、元/千瓦时，假设所得税率为25%、供电煤耗为290克/千瓦时

表：70%年度长协电下，年度及月度等电价变动对度电净利影响

月度 等 年度	-0.03	-0.02	-0.01	0.00	0.01	0.02	0.03
0	-0.006	-0.004	-0.002	0.000	0.002	0.004	0.006
-0.01	-0.010	-0.008	-0.006	-0.004	-0.002	-0.001	0.001
-0.02	-0.014	-0.012	-0.011	-0.009	-0.007	-0.005	-0.003
-0.03	-0.019	-0.017	-0.015	-0.013	-0.011	-0.009	-0.007
-0.04	-0.023	-0.021	-0.019	-0.017	-0.016	-0.014	-0.012

资料来源：华能国际年报、中电联、发改委、wind、天风证券研究所  
注：电价（含税）、度电净利单位均为元/千瓦时、元/千瓦时，假设所得税率为25%、供电煤耗为290克/千瓦时

# 3 水电



## 3.1 无风险收益率持续下行

十年期国债收益率持续下行：截至2024年12月12日，十年期国债利率收于1.817%，相较于年初（2024年1月2日）的2.56%已下降74bp。

2024年12月9日，中共中央政治局会议指出，明年要实施**适度宽松的**货币政策。此前多年我国货币政策主要强调“稳健”，此次调整为“适度宽松”。在流动性进一步释放的背景下，十年期国债收益率或有进一步下降的空间。

图：中国十年期国债收益率走势（单位：%）



资料来源：wind、天风证券研究所

## 3.2 2024年水电股价走势复盘

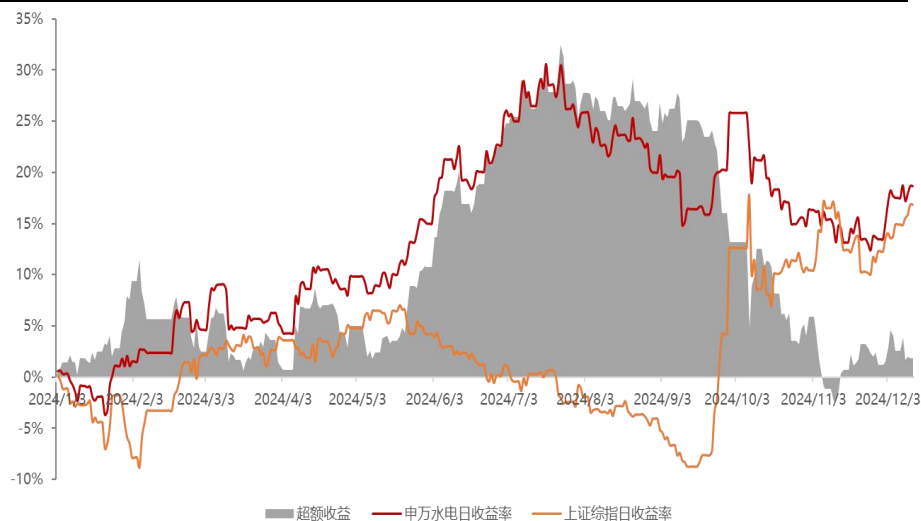
► 板块表现复盘：2024年绝大部分时间，水电板块相较于大盘超额收益均为正。

2024年1月和5-8月，大盘收益率均单边下行。水电板块由于来水相对稳定，业绩相对平稳；同时高分红属性使得头部水电标的能够获得不错的股息收益率，水电资产往往在市场震荡下行时跑出超额收益。2024年7月，水电板块相较于大盘的超额收益最高达到32.5%。

► 个股表现复盘

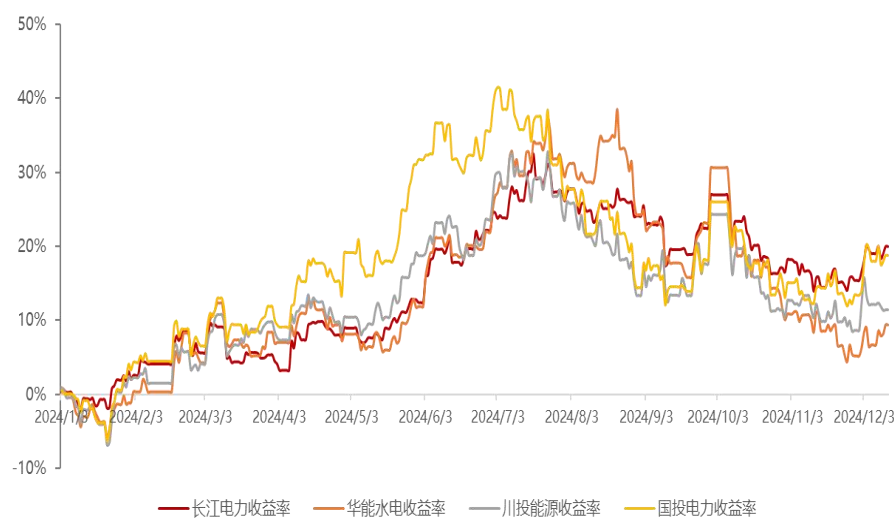
长江电力、华能水电、川投能源和国投电力股价年内最大涨幅分别为32.4%\38.6%\32.9%\41.5%；下半年由于市场风格原因有一定回调。年内四家公司股价累计涨幅分别为19.9%\9.4%\11.5%\18.8%。（截至2024年12月12日）

图：2024年申万水电指数与大盘收益率对比



资料来源：wind、天风证券研究所

图：2024年水电个股收益率变化



资料来源：wind、天风证券研究所

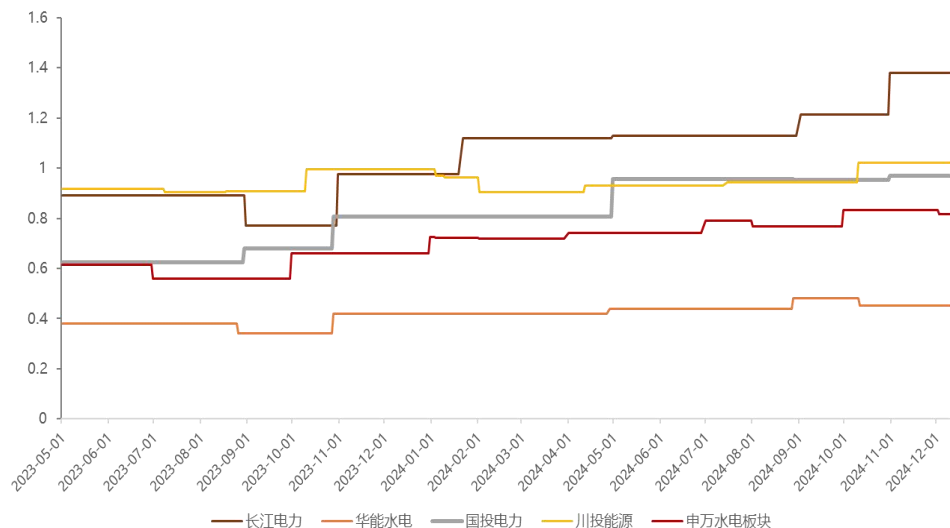
## 3.2 2024年水电股价走势复盘

### EPS涨幅普遍低于股价涨幅

水电整体板块表现：截至2024年12月11日，申万水电板块EPS (ttm) 相较于年初的涨幅为12.6%（同期板块收益率涨幅18.7%）；

水电个股表现：截至2024年12月11日，长江电力、华能水电、川投能源和国投电力的EPS (ttm) 年内涨幅分别为41.2%\8.2%\2.7%\20.4%。其中华能水电、川投能源的EPS涨幅低于其同时间段内的股价涨幅。

图：水电板块以及主要水电个股EPS (TTM) 变化情况



资料来源：wind、天风证券研究所

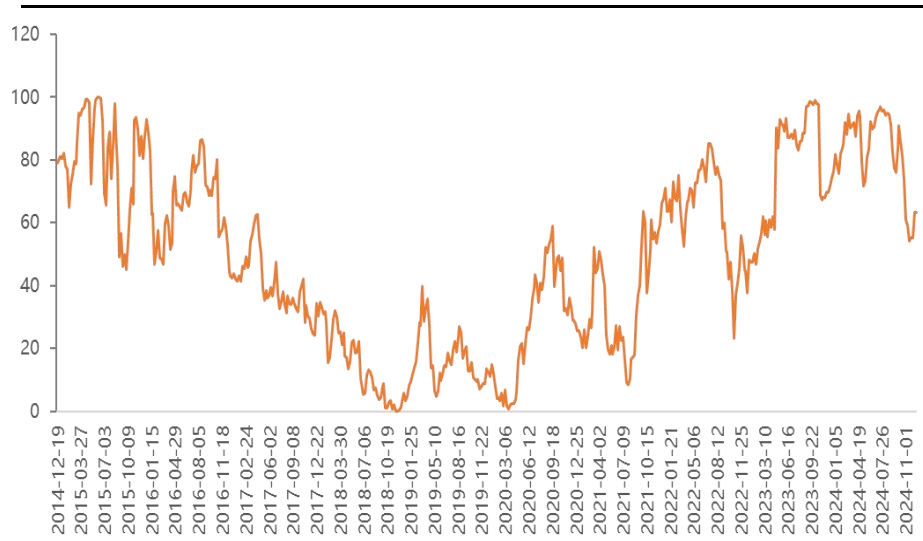
## 3.2 2024年水电股价走势复盘

水电板块年内上涨原因分析：估值提升是主要原因

板块方面，截至2024年12月12日，水电板块2024年的PE (ttm) 分位点均值为83.2%，处于十年内的估值高位。年初至今，有近七成的时间，估值分位点超过80%。

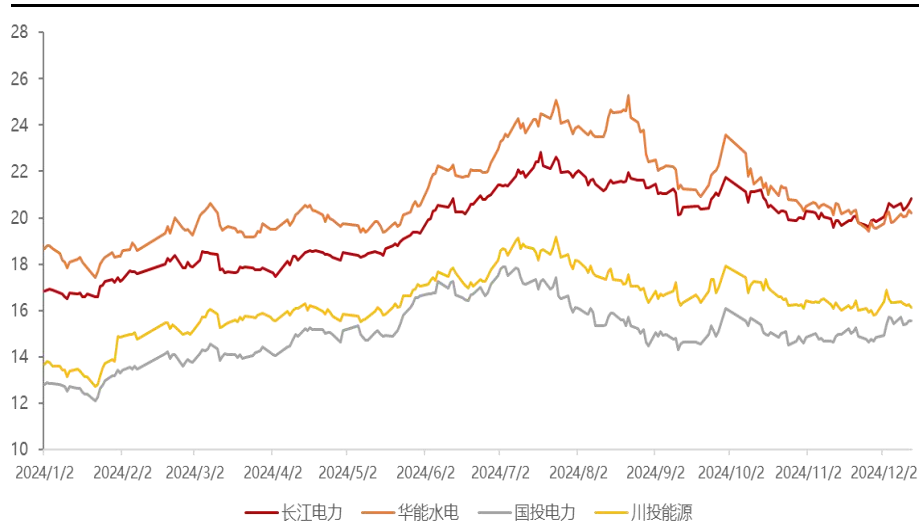
个股方面，截至2024年12月12日，长江电力/华能水电/国投电力/川投能源在年内PE（2024预测）估值的最高点分别为22.8x/25.3x/17.9x/19.2x，相较于年内估值最低点的涨幅分别达到38.5%/45.2%/48%/50.4%。

图：申万水电板块PE(ttm)历史分位点（单位：%）



资料来源：wind、天风证券研究所

图：2024年主要水电个股PE（2024预测）变化



资料来源：wind、天风证券研究所

注：PE（2024预测）采用的是wind一致预期

## 3.3 水电外送电价机制分析

### 1.3.1 长江电力

- **葛洲坝电站**：2019年7月后送湖北上网电为0.188元/千瓦时，送其余省份电价为0.246元/千瓦时；电量不参与市场化；
- **三峡电站**：电量不参与市场化；
- **溪洛渡、向家坝电站**：合约电量上网电价按照国家相关文件执行，市场化电量电价在年度补充协议中明确。
- **白鹤滩电站**：白鹤滩电站送江苏落地电价采用“基准落地电价+浮动电价”形成机制。

表：2016-2020年长江电力溪向电站 市场化交易电量执行情况（单位：亿千瓦时）

消纳省市	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	备注
上海	-	44.7	80.2	80.7	65.7	向家坝电站
浙江	50.43	85.6	83.6	108.4	136.3	溪洛渡左岸
广东	-	35.2	68.5	96.14	113.5	溪洛渡右岸（21年市场化交易电量包含送云南电量）
占向家坝电量比例	-	13.6%	24.2%	23.9%	19.8%	
占溪洛渡电量比例	8.3%	19.7%	24.3%	33.7%	39.4%	

资料来源：长江电力官网、长江电力公告、天风证券研究所

## 3.3 水电外送电价机制分析

### 1.3.2 雅砻江水电

由于雅砻江主要外送区域为江苏省，下面我们主要分析雅砻江锦官电源组外送江苏的电价机制。锦官电源组电站送江苏落地电价采用“基准落地电价+浮动电价”形成机制。

① 落地电价机制：（江苏电力市场交易年度交易成交均价+煤电容量电价度电标准-燃煤发电基准上网电价）×50%+燃煤基准价

② 上网电价机制：落地电价-输电价-线损

➤ **结论：2025年江苏火电市场化电价0.4135元/千瓦时，同比下降0.033元/千瓦时，对雅砻江的利润影响为3.8亿元，占2023年雅砻江利润的比例约4.4%（锦官电源组年送江苏的电量约330亿千瓦时）。**

表：2023-2025年 锦官电源组送江苏电价形成机制 分解表（单位：元/千瓦时）

	2023	2024	2025E
锦官电源组落地电价	<b>0.4286</b>	<b>0.4284</b>	<b>0.4119</b>
①江苏燃煤基准价	0.391	0.391	0.391
②江苏年度中长协电价	0.4666	0.4461	<b>0.4132</b>
③容量电价	0.0197	0.0197	0.0197
锦苏直流输电电价	0.0511	0.0511	0.0511
锦苏直流线损	7%	7%	7%
四川电网分享	0.0173	0.0173	0.0173
锦苏直流送侧节点电价	0.3350	0.3348	0.3255
四川电网输出电价	0.0144	0.0144	0.0144
四川电网输出线损	0.40%	0.40%	0.40%
上网侧电价	<b>0.3193</b>	<b>0.3191</b>	<b>0.3038</b>

资料来源：江苏省发改委官网、天风证券研究所

## 3.3 水电外送电价机制分析

### 1.3.3 华能水电

#### 澜沧江上游电站外送广东：

根据《澜沧江上游水电送电广东购售电合同公告》，澜沧江上游水电站点对网送广东分为优先发电计划电量和市场化电量两部分。

①电量安排：优先发电计划：包含保量保价电量200亿千瓦时（上网侧）和保量竞价电量36亿千瓦时（上网侧）；超过年度优先发电计划电量的上网电量全部认定为市场化交易电量。

②电价安排：

1. 保量保价电量电价：0.3元/千瓦时（含税）；

2. 保量竞价电量电价：保量竞价电量上网电价参照广东省内当月市场化交易电量（包括年度长协和月度竞价）的加权平均降幅确定

具体公式：各月保量竞价电量上网电价=0.3元/千瓦时-当月广东省内市场化交易电量（包括年度长协和月度竞价）的加权平均降幅。

3. 市场化交易电量电价：送广东市场化交易电量采用“基准+浮动”价格机制，落地电价由顺加形成。市场化交易电量落地电价=市场化交易电量上网电价+输电方一输电价+输电方二输电价+输电方二线损电价。

#### 澜沧江中下游电站外送广东：

电量安排：根据《云南省能源局关于印发2024年云南电网优先发电计划安排的通知》，根据“十四五”云电送粤、云电送桂框架协议，2024年云南省西电东送计划电量计划1307亿千瓦时。

其中澜沧江中下游小湾、糯扎渡、景洪、功果桥、龙开口电站计划网对网送电广东167.46亿千瓦时，约占2023年五座电站发电量的30.2%。

## 3.3 水电外送电价机制分析

### 1.3.3 华能水电

我们用2023年上游电站实际发电量扣除保量保价部分，对广东市场化电价的影响进行量化。

2023年澜沧江上游五座电站实际发电量263.4亿千瓦时，扣除保量保价电量后，市场化电量约63亿度电。

➤ **结论：2025年广东年度双边协商交易成交均价为0.3918元/千瓦时，对华能水电的利润影响约3.3亿元，占2023年华能水电利润的比例约4.4%。**

表：华能水电上游电站送广东电量结构拆分

上游五座电站发电量 (亿千瓦时)	保量保价电量 (亿千瓦时)	保量竞价+市场化电量 (亿千瓦时)	所得税率
263.41	200	63.41	15%

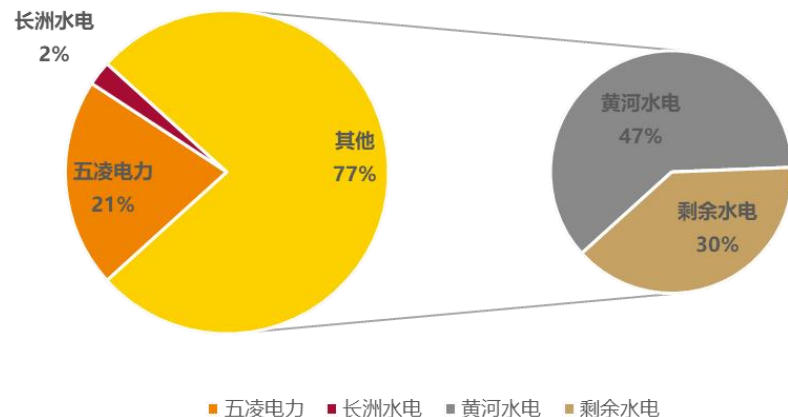
资料来源：华能水电公告、天风证券研究所



### 3.4 2025年水电板块边际变化

- **川投能源**：2024年11月公告，四川省人民政府拟启动川投能源控股股东川投集团与四川省能源投资集团有限责任公司战略重组。
- **华能水电**：华能硬梁包水电总装机容量111.6万千瓦，公司预计2025年全部投产发电。
- **国投电力**：2024年9月公告，拟向全国社保基金理事会定向增发募集不超过70亿元用于孟底沟和卡拉水电站建设。
- **远达环保**：2024年9月公告，拟以发行股票或者发行股票以及现金的方式购买中国电力旗下五凌电力和国电投旗下长洲水电。交易完成后，远达环保将成为国电投的水电资产整合平台。

图：国家电投集团水电资产情况（截至2023年末）



资料来源：《五凌电力有限公司2024年度第一期资产担保债务融资工具（科创票据）募集说明书》、光伏们微信公众号、国家电力投资集团有限公司微信公众号、《国家电力投资集团有限公司2024年度第二十三期中期票据募集说明书》、天风证券研究所  
注：黄河水电的装机规模统计口径截至2024年6月末

表：远达环保资产重组情况梳理

交易细节	远达环保
置入资产	五凌电力有限公司和广西长洲水电开发有限公司控股股权
置出资产	-
主要交易对手方	中国电力国际发展有限公司、国家电力投资集团广西电力有限公司
交易方式	发行股份及支付现金购买资产同时募集配套资金

资料来源：远达环保公告、天风证券研究所

## 3.5 展望——25年水电受市场化电价的影响或弱于来水波动影响

### 25年水电受市场化电价的影响或弱于来水波动影响

从以上数据可以看到，虽然市场化电价的波动，对水电公司的业绩略有影响，但是考虑到融资贷款利率下行等因素，预期2025年水电公司的业绩整体保持平稳。

虽然当下水电公司的估值水平处于历史中高位，但是我们要看到国内的无风险利率的下行速度。从基本面预判，25年的水电不会有太大的基本面变化，主要看外围的环境变化，看市场的增量资金的预期收益率水平。我们认为25年水电公司的估值有可能会再创新高。

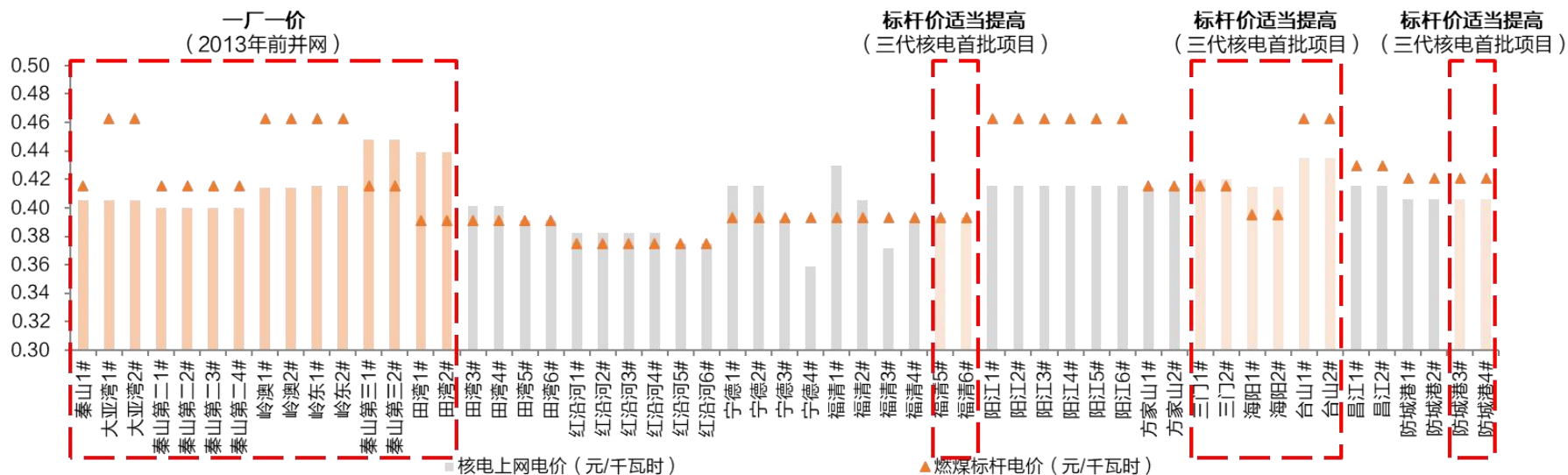
**推荐标的：【长江电力】【川投能源】【华能水电】【国投电力】**

# 4 核电

## 4.1 展望2025年电价签约对核电的业绩影响

- **一厂一价**：核电上网电价期初实行经营期电价（一厂一价）政策，电价按原规定执行。
- **标杆电价**：2013年之后投产的机组实行标杆上网电价政策，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时0.43元，对比当地燃煤基准价，执行其中较低价格。此外，承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组或示范工程，其上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高；
- **标杆电价+市场化交易定价**：目前已有部分核电参与电力市场化交易。2023年中国核电、中国广核市场化交易电量占比分别为44.6%、57.3%。

图：我国在运核电机组的上网电价与所在地区燃煤标杆电价情况（单位：元/千瓦时）



资料来源：中国核电公告、中国广核公告、北极星火力发电网、国家原子能机构、国家核应急中心、国务院国资委官网、中国能源报公众号、天风证券研究所

## 4.1.1 中国核电：江苏电价平稳落地，25年年度长协电价影响有限

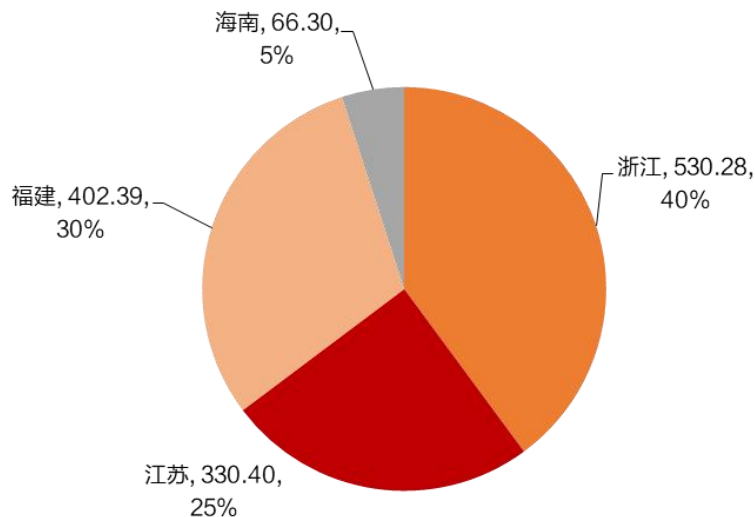
中国核电的核电机组主要分布在浙江、江苏、福建、海南四个省份，2024M12权益装机占比分别为40%、25%、30%、5%；从电价梳理的维度来看，我们尝试梳理2025年江苏省电价对于中国核电的影响。

表：[中国核电]24M12在运核电机组

公司	机组	装机容量 (万千瓦)	堆型	型号	控股装机 (万千瓦)	持股比例	权益装机 (万千瓦)
秦山一核	秦山核电站	1×35	压水堆	CP300	35.0	72.0%	25.20
秦山一核	方家山核电	2×108.9	压水堆	CP1000	217.8	72.0%	156.82
秦山二核	1、2号	67\65	压水堆	CP600	134.0	50.0%	67.00
秦山二核	3、4号	2×66	压水堆	CP600	134.0	50.0%	67.00
秦山三核	1、2号	2×72.8	重水堆	CANDU-6	145.6	51.0%	74.26
江苏核电	1、2号	2×106	压水堆	WWER	212.0	50.0%	106.00
江苏核电	3、4号	2×112.6	压水堆	WWER	225.2	50.0%	112.60
江苏核电	5、6号	2×111.8	压水堆	M310改进	223.6	50.0%	111.80
三门核电	1、2号	2×125	压水堆	AP1000	250.0	56.0%	140.00
福清核电	1至4号	4×108.9	压水堆	CP1000	435.6	51.0%	222.16
福清核电	5、6号	2×116.1	压水堆	华龙一号	232.2	51.0%	118.42
海南核电	1、2号	2×65	压水堆	CP600	130.0	51.0%	66.30
漳州核电	1号	1×121.2	压水堆	华龙一号	121.2	51.0%	61.81

资料来源：wind、国家原子能机构、国家核应急中心、中国核电公告、中国核电网、国家能源局公众号、天风证券研究所

图：[中国核电]24M12分省份在运核电权益装机（万千瓦）及占比



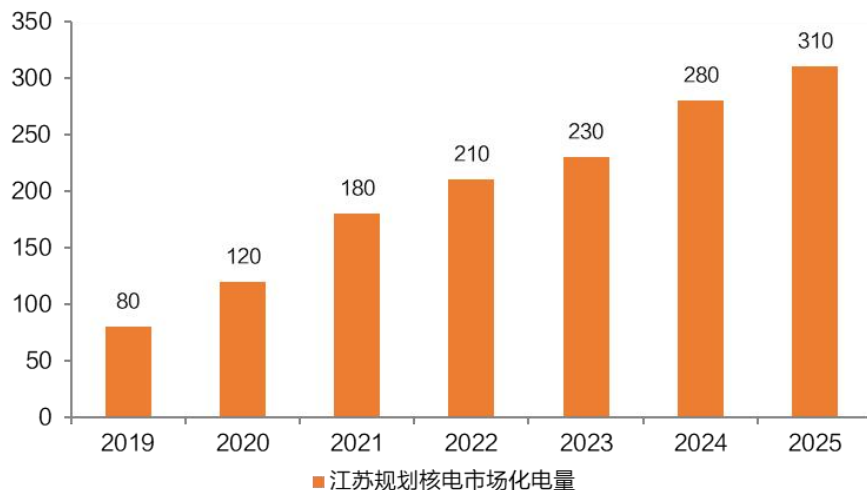
资料来源：wind、国家原子能机构、国家核应急中心、中国核电公告、中国核电网、国家能源局公众号、国家核安全局、天风证券研究所

## 4.1.1 中国核电：江苏电价平稳落地，25年年度长协电价影响有限

江苏2025年电力交易方案平稳落地，江苏核电市场化电量稳步提升。

- 2024年方案：①江苏核电有限公司所属核电机组全年市场交易电量270亿千瓦时左右，其中#1-2机组不低于70亿千瓦时；②华东区域统配机组中，秦山核电年度交易电量10亿千瓦时。
- 2025年方案：①江苏核电有限公司所属核电机组全年市场交易电量300亿千瓦时左右(其中#1-2机组100亿千瓦时)，除此以外上网电量均为保量保价电量；②华东区域统配机组中，秦山核电年度交易电量10亿千瓦时左右。

图：江苏规划核电市场化电量（亿千瓦时）



资料来源：太仓政府网、江苏发改委官网、微能网公众号、北极星售电网、天风证券研究所

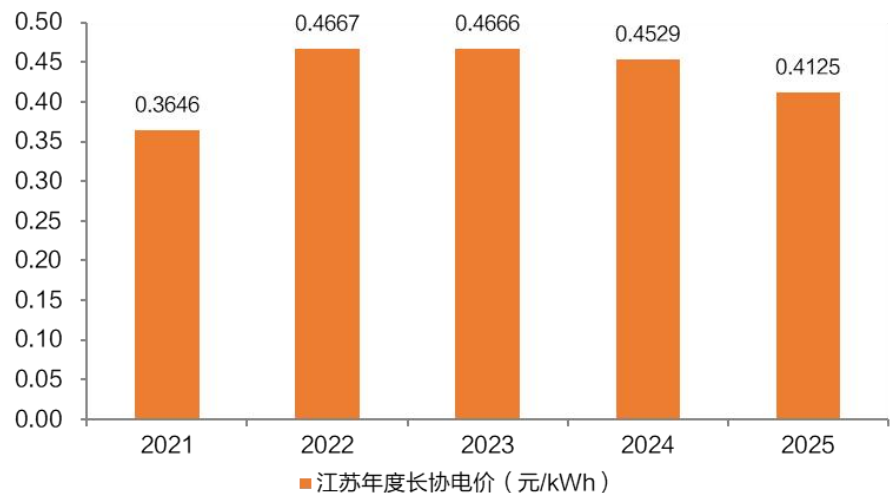
## 4.1.1 中国核电：江苏电价平稳落地，25年年度长协电价影响有限

江苏2025年年度长协电价如期发布，我们测算江苏核电的收入、归母净利润影响分别为-10.73、-4.65亿元。

□ **电量**：相较于2024年方案，2025年江苏核电市场化电量新增30亿千瓦时（江苏田湾核电1/2号机组）；

□ **电价**：①2024年年度江苏长协市场化加权平均电价为0.4529元/千瓦时，2025年为0.4125元/千瓦时；②江苏田湾1/2号机组计划电价为0.4390元/千瓦时。

图：江苏电力年度市场化电价（元/kWh）



资料来源：江苏发改委官网、海澜电力公众号等、天风证券研究所

表：2025年江苏年度长协影响测算

项目	单位	数值
<b>降价部分影响</b>		
2024年市场化电量（江苏田湾+泰山机组）	亿千瓦时	280
2024年年度市场化电价	元/千瓦时	0.4529
2025年年度市场化电价	元/千瓦时	0.4125
2025年电价下降的收入影响	亿元	-10.02
<b>市场化新增电量影响</b>		
2025年年度“新增”市场化电量	亿千瓦时	30
江苏核电1/2号计划电价	元/千瓦时	0.4390
2025年年度市场化电价	元/千瓦时	0.4125
2025年新增市场化电量收入影响	亿元	-0.70
<b>综合</b>		
2025年方案收入影响	亿元	-10.73
2025年方案归母净利润影响	亿元	-4.65

资料来源：江苏电力交易中心、天风证券研究所

注：利润测算默认核电成本不变，仅考虑51%股权和15%所得税影响

## 4.1.2 中国广核：广东市场化电量快速扩容，电价机制更加友好

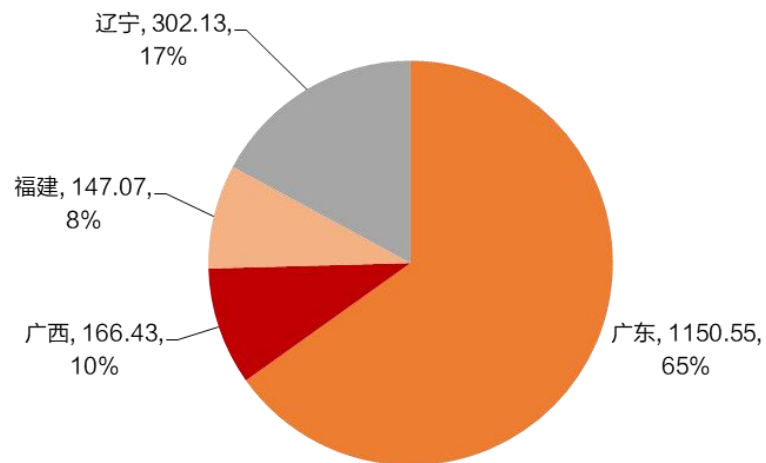
中国广核的核电机组主要分布在广东、广西、福建、辽宁四个省份，2024M12权益装机占比分别为65%、10%、8%、17%；从电价机制的梳理维度，我们尝试梳理2025年广东省电价对于中国广核的影响。

表：【中国广核】2024M12在运核电机组

公司	机组	装机容量 (万千瓦)	型号	管理装机 (万千瓦)	持股比例	权益装机 (万千瓦)
<b>控股子公司</b>						
大亚湾核电	1、2号	2×98.4	M310	196.8	87.5%	172.20
岭澳核电站	1、2号	2×99	M310	198	100%	198.00
岭东核电站	1、2号	2×108.7	CPR1000	217.4	100%	217.40
阳江核电站	1、2号	2×108.6	CPR1000	217.2	59%	128.15
阳江核电站	3、4号	2×108.6	CPR1000+	217.2	59%	128.15
阳江核电站	5、6号	2×108.6	ACPR1000	217.2	59%	128.15
防城港核电站	1、2号	2×108.6	CPR1000	217.2	37%	79.50
防城港核电站	3、4号	2×118.76	华龙一号	237.5	37%	86.93
台山核电站	1、2号	2×175	EPR	350	51%	178.50
宁德核电站	1至4号	4×108.9	CPR1000	435.6	34%	147.07
<b>联营公司</b>						
红沿河核电站	1至4号	4×111.9	CPR1000	447.6	45%	201.42
红沿河核电站	5、6号	2×111.9	ACPR1000	223.8	45%	100.71

资料来源：wind、国家原子能机构、国家核应急中心、中国广核公告、中广核电力公告、中国核电网、天风证券研究所

图：[中国广核]24M12分省份在运核电权益装机（万千瓦）及占比



资料来源：wind、国家原子能机构、国家核应急中心、中国广核公告、中广核电力公告、中国核电网、天风证券研究所

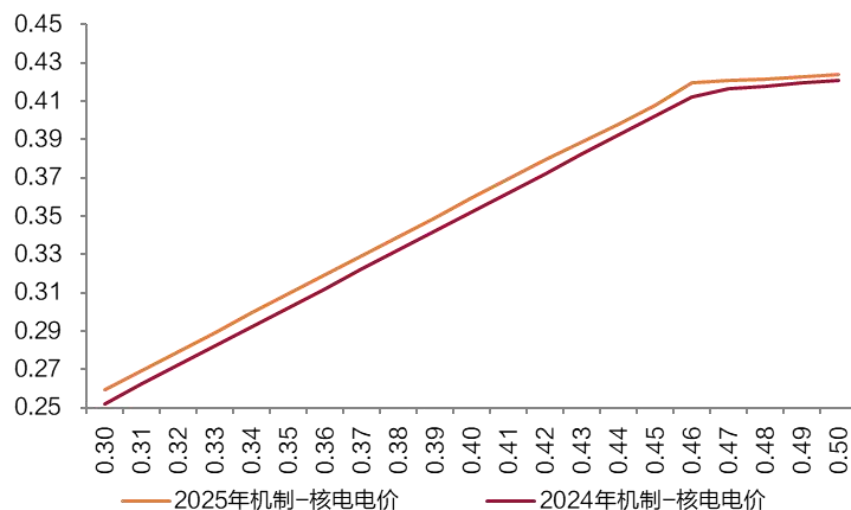


## 4.1.2 中国广核：广东市场化电量快速扩容，电价机制更加友好

2025年广东电力交易方案出台，市场化电量快速增长，但电价机制相对2024年更加友好。

- **市场化电量**：2025年，安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约273亿千瓦时（2024年仅安排195亿千瓦时）；
- **电价机制**：①**单向差价合约机制**：按照年月中长期市场交易均价与政府授权合约价格之差（为负置零）对授权合约电量进行单向差价结算回收，其中授权合约电量为核电当月实际市场电量的90%，合约价格为核电核定上网电价；②**成本补偿机制**：当年月中长期市场交易均价低于市场参考价时，核电机组按照核定上网电价、年月中长期市场交易均价中的较大值与市场参考价之差乘以系数k（暂取0.85）执行变动成本补偿机制。

图：2025年核电电价机制相对更加友好（元/千瓦时）



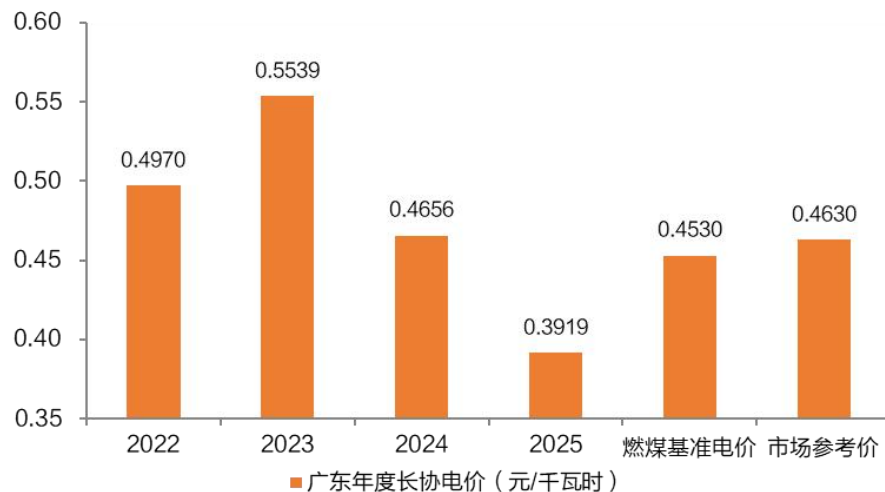
资料来源：韶关市人民政府官网、储能经纬公众号、天风证券研究所  
注：横轴为市场平均签约电价，纵轴为相对应的核电结算电价

## 4.1.2 中国广核：广东市场化电量快速扩容，电价机制更加友好

根据广东电力交易中心，2025年广东年度长协加权均价为0.3919元/千瓦时。

我们由此测算岭澳/岭东/阳江10台机组市场化电量对收入、归母净利润的影响分别为-15.55、-9.91亿元。

图：2022-2025年广东年度长协电价



资料来源：广东电力交易中心公众号、广东省能源协会公众号、储能经纬公众号、天风证券研究所

## 4.2 2025年核电行业边际变化：装机增长、辅助服务费用调降、资产重组

除了电力交易方案的改变，我们认为核电行业2025年值得期待的点有：

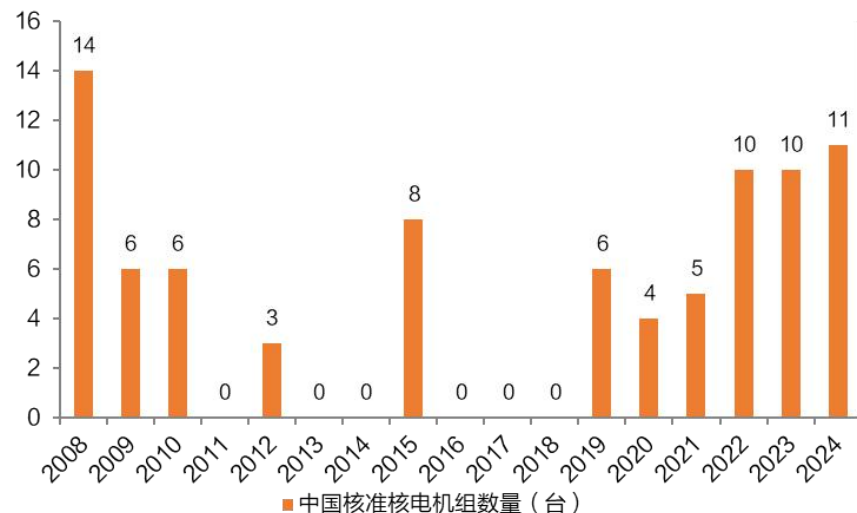
- **中国核电**：漳州1号+福清4号+漳州2号，协同贡献2025年核电增量；
- **中国广核**：惠州核电资产注入+辽宁辅助服务费用调降，或为2025年变量；
- **电投产融**：国电投集团核电资产平台，资产重组稳步推进。

图：我国核电行业在运核电机组



资料来源：《中国核能发展与展望(2021年)》、中国经济周刊、国家核安全局、中国核协公众号、天风证券研究所

图：2008-2024年核电行业新增核准核电机组台数



资料来源：立鼎产业研究网、和讯新闻、中国核能行业协会、核电那些事公众号、中国核电网、核能号公众号、天风证券研究所

## 4.2.1 中国核电：漳州1号+福清4号+漳州2号，协同贡献2025年核电增量

中国核电2025年核电新增电量可观：

- 一、漳州1号：2024年11月正式投产，预计2025年全年发电贡献增量；
- 二、福清4号：2024年由于小修长时间停机，并已于2024年10月成功并网恢复发电，预计2025年贡献发电量；
- 三、漳州2号：公司2025年新增机组，预计2025年投产。

图：[中国核电]在建及核准待建核电机组

核电机组	装机容量 (万千瓦)	核准待建	土建	设备安装	调试阶段	并网阶段	计划商运时间	持股比例	权益装机 (万千瓦)
<b>福建漳州核电2号</b>	<b>121.2</b>			√			<b>2025年</b>	<b>51%</b>	<b>61.81</b>
海南小堆	12.5			√			2026年	100%	12.50
江苏核电田湾7号	126.5			√			2026年	50%	63.25
辽宁核电徐大堡3号	127.4			√			2027年	54%	68.8
江苏核电田湾8号	126.5			√			2027年	50%	63.25
辽宁核电徐大堡4号	127.4			√			2027年	54%	68.8
浙江三门核电3号	125.1		√				2027年	56%	70.06
浙江三门核电4号	125.1		√				2027年	56%	70.06
辽宁核电徐大堡1号	129.1		√				2028年	54%	69.71
福建漳州核电3号	121.2		√				2028年	51%	61.81
徐大堡2号机组	129.1		√				2029年	54%	69.71
金七门1号机组	121.5		√				-	50%	60.75
金七门2号机组	121.5		√				-	50%	60.75
漳州4号机组	121.2		√				-	51%	61.81
江苏徐圩1号机组	120.8	√					-	51%	61.61
江苏徐圩2号机组	120.8	√					-	51%	61.61
江苏徐圩3号高温气冷堆	66.0	√					-	51%	30.66

资料来源：wind、中国核电公告、国际能源网、天风证券研究所

注：部分项目进度根据公开资料整理，与实际情况或有偏差

## 4.2.2 中国广核：惠州核电资产注入+辽宁辅助服务费用调降，或为2025年变量

中国广核2025年变量：惠州核电资产注入+辽宁辅助服务费用调降。

一、惠州核电资产注入：2025年从新增装机的维度来看，惠州1号机组是中国广核唯一新增商运机组。此外，根据同业竞争承诺，预计惠州核电需于2025年底前注入上市公司平台、苍南核电需于2026年底注入上市公司平台。

图：[中国广核]在建及核准待建核电机组

核电机组	装机容量 (万千瓦)	核准待建	土建施工阶段	设备安装阶段	调试阶段	并网阶段	预期商运时间	持股比例	权益装机 (万千瓦)
<b>来自子公司</b>									
陆丰5号机组	120			√			2027年	100%	120.0
陆丰6号机组	120		√				2028年	100%	120.0
陆丰1号机组	124.5	√					-	100%	124.5
陆丰2号机组	124.5	√					-	100%	124.5
招远1号机组	121.4	√					-	100%	121.4
招远2号机组	121.4	√					-	100%	121.4
<b>来自合营企业</b>									
宁德5号机组	121.0		√				2029年	51%	60.5
宁德6号机组	121.0	√					-	51%	60.5
<b>来自控股股东委托管理公司</b>									
惠州1号机组	112.6				√		2025年	82%	92.3
惠州2号机组	112.6			√			2026年	82%	92.3
惠州3号机组	120.9	√					-	100%	120.9
惠州4号机组	120.9	√					-	100%	120.9
苍南1号机组	112.6				√		2026年	46%	51.8
苍南2号机组	112.6			√			2027年	46%	51.8
苍南3号机组	121.5	√					-	51%	62.0
苍南4号机组	121.5	√					-	51%	62.0

资料来源：wind、国家原子能机构、国家核应急中心、中国广核公告、中广核电力公告、中国核电网、中国新闻网、广核惠州核电公司官网、天风证券研究所

## 4.2.2 中国广核：惠州核电资产注入+辽宁辅助服务费用调降，或为2025年变量

二、辽宁红沿河核电辅助服务费用或下降：东北拟重新制定辅助服务市场规则，或将降低辅助服务价格。

- 2024年2月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，文件提出：按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，合理确定调峰服务价格上限，**调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价**；
- 2024年9月东北能监局研究制定《东北电力辅助服务市场建设实施方案》，以匹配顶层设计要求。

图：《东北辅助服务市场建设实施方案》政策进度

### 东北能源监管局完成《东北电力辅助服务市场建设实施方案》制定与报送工作

2024-09-11 17:48 来源：国家能源局东北监管局

Aa 字体： 小 | 中 | 大

为贯彻落实党中央、国务院关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的决策部署，进一步完善电力价格形成机制，提升电力系统综合调节能力，按照196号文件要求，东北能源监管局牵头，与辽宁、吉林、黑龙江省和内蒙古自治区发展改革委价格主管部门组成工作组，结合东北区域电力运行和各省（区）电力现货市场建设实际，研究制定《东北电力辅助服务市场建设实施方案》并及时上报国家发改委和国家能源局。

《实施方案》坚持问题导向、先立后破原则，通过完善升级东北区域辅助服务市场体系，进一步发挥好辅助服务在电力系统中的支撑调节作用，一是与时俱进，进一步完善辅助服务品种。根据推动新能源消纳，保证电力系统安全要求，新增调频、省间备用、火电机组停启调峰等交易品种。二是优化调峰辅助服务价格机制。统筹调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，探索报价方式由单边调整为双边，将报价上限确定为当地平价新能源项目的上网电价。三是进一步健全辅助服务市场与现货市场的衔接机制。结合各地电力现货市场建设进度，探索建立省内调频、备用等辅助服务市场。四是加强协同建设监督管理。对电力辅助服务市场运行和价格机制跟踪监测，及时评估辅助服务资金使用、政策执行等情况，加强政策解读，帮助经营主体更好理解与执行。

下一步，东北能源监管局与省（区）价格主管部门做好新旧政策的有序衔接，按照196号文件要求，抓紧修订完善辅助服务规则，加强政策协同配套，保障政策平稳落地。（撰稿人：李沅隆）

扫一扫在手机打开当前页



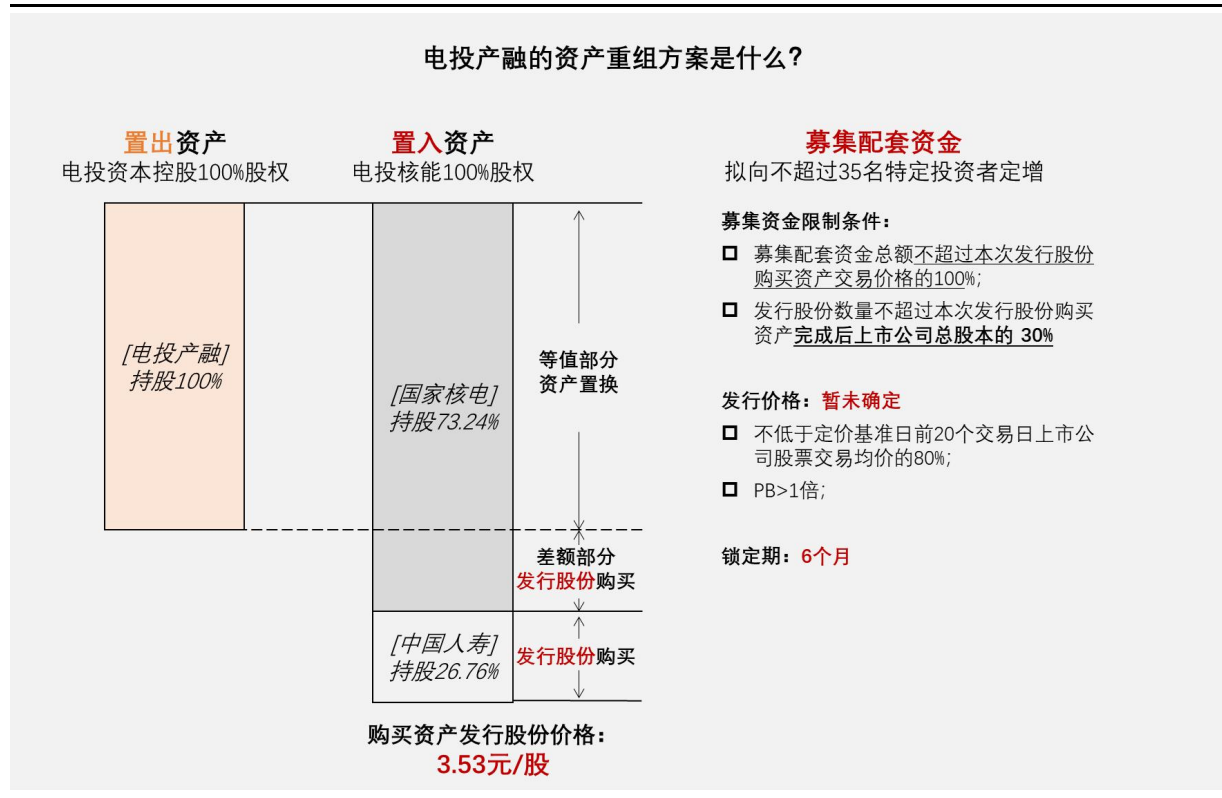
资料来源：国家能源局东北监管局、天风证券研究所

## 4.2.3 电投产融：国电投集团核电资产平台，资产重组稳步推进

2024年10月电投产融公告，拟通过发行股份方式购买 电投核能控股股权，同时置出电投资本控股控股股权，并将视具体情况募集配套资金。

若资产重组顺利完成，电投产融将实现金融资产置出、核电资产置入，成为国家电投集团核电运营资产整合平台，主业将聚焦“能源”领域。

图：电投产融资产重组方案



资料来源：电投产融公告、天风证券研究所

## 4.3 展望——2025年核电新机组有望抹平市场化电价导致的业绩波动

### 2025年核电新机组有望抹平市场化电价导致的业绩波动

从整体业绩预判来看，中国核电和中国广核的25年的业绩有望表现平稳。2024年核电涨幅在子行业中排前列，我们认为主要系在红利市场风格下，核电运营商的成长性和稳定性被市场充分认知；但进入四季度，下一年度的市场化电价签约时点逐步临近，市场对核电投资情绪大幅回落。

但从股价来看，核电股价虽有所回调、但幅度有限。我们认为对核电的估值不应过度悲观：一方面，核电新机组的不断投产，或将熨平市场化电量的扩容带来的业绩波动，同时市场化比例或有上限；另一方面，当利率持续下降，水电估值提升时，核电的估值水平也有望相应跟随。

**建议关注：【中广核电力H】 【中国核电】 【中国广核】**



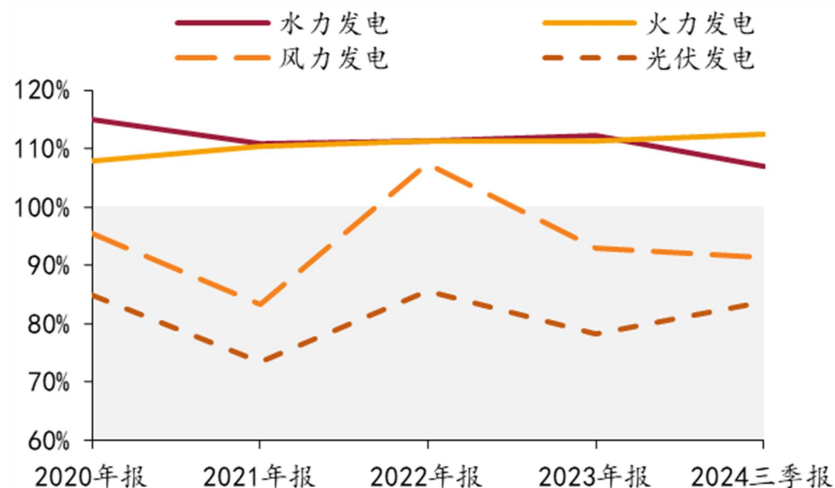
# 5 绿电

## 5.1.1 难题：可再生能源补贴基金的欠款金额不断升高

电力企业主要依靠销售电能量以获取收入：

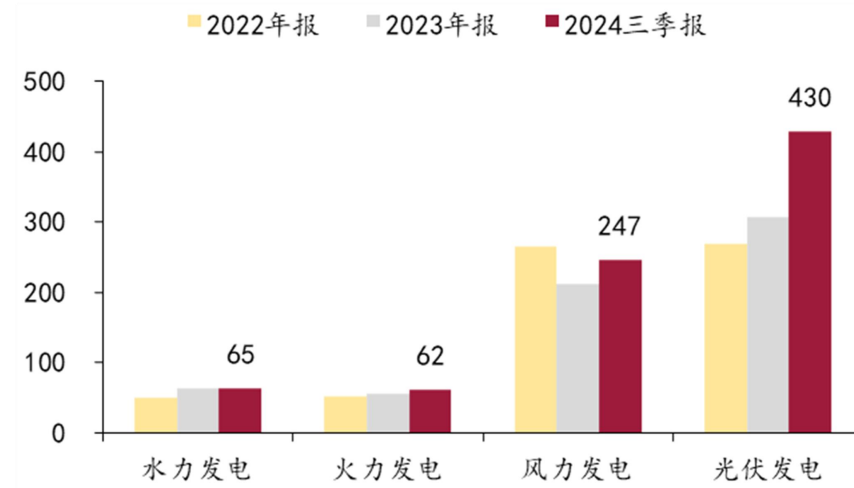
- 标杆电费部分由电网公司直接支付，通常在结算的次月支付，不存在应收账款问题；
- 可再生能源补贴收入部分通常无固定发放周期、且账款回收的周期较长，已对部分绿电公司报表带来显著拖累。截至24年三季报，申万光伏发电板块的应收账款周转天数已达到430天，远高于水电、火电行业。

图：过去五年申万水/火/风/光板块的现金收入比



资料来源：Wind、天风证券研究所

图：过去三年申万水/火/风/光板块的应收账款周转天数



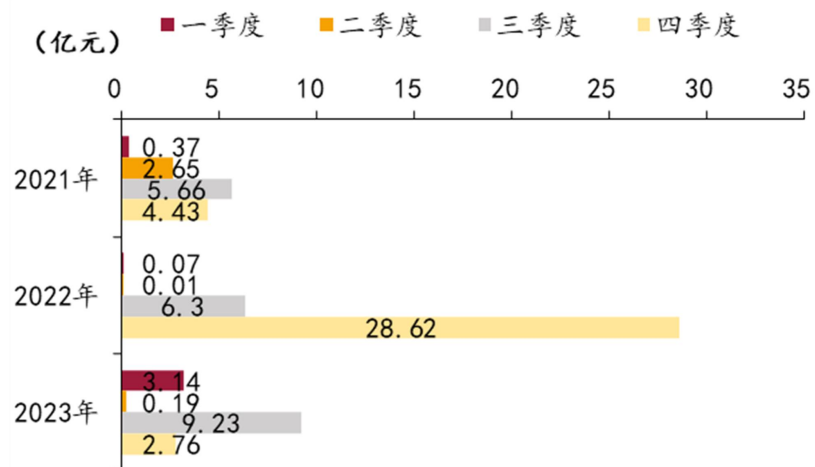
资料来源：Wind、天风证券研究所

## 5.1.1 难题：可再生能源补贴基金的欠款金额不断升高

以太阳能（000591.SZ）为例，过去三年，公司各季度收取的国补资金情况波动非常明显，通常下半年多于上半年；截至24年三季报，公司发电业务对应的应收账款中，国补欠款占比高达94%。

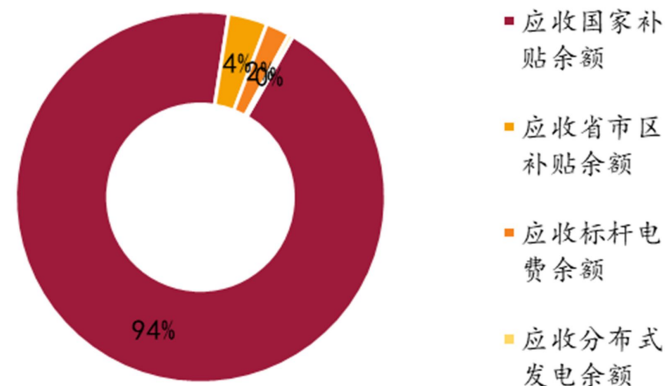
我们认为，靴子未落地（补贴核查工作未完全结束）和盘子不够大（可再生能源基金补贴收支缺口较大），是补贴持续拖欠问题的一体两面。换言之，解决可再生能源的补贴拖欠，既要加快落实存量项目的合规审查，也要持续拓展可再生能源基金的资金来源。

图：太阳能（000591.SZ）过去三年各季度补贴发放情况



资料来源：公司公告、天风证券研究所

图：截至24年三季报，太阳能（000591.SZ）发电业务对应的应收账款结构分布



资料来源：公司公告、天风证券研究所

## 5.1.2 关注第二批可再生能源合规清单发放节奏

2022年3月，三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，通过企业自查、现场检查、重点督查相结合的方式，进一步摸清补贴底数，严厉打击可再生能源发电骗补等行为。2022年10月，三部委曾发布了《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》。从自查通知和解释文件来看，没有进入合规清单的风光项目可能在合规性、建设指标、电量、电价、补贴资金和环保等六方面存在瑕疵，具体内容及潜在影响如下：

图：未进入合规清单的项目的原因和潜在影响



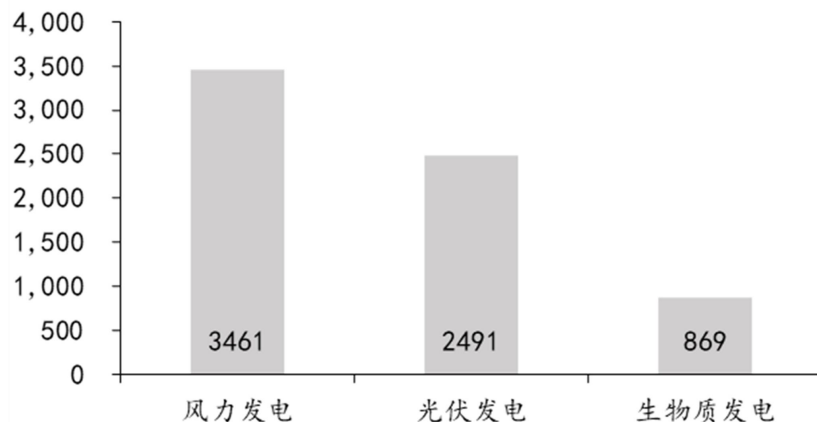
资料来源：风电顺风耳公众号、中国产业发展促进会生物质能产业分会、天风证券研究所

## 5.1.2关注第二批可再生能源合规清单发放节奏

2023年1月，国家电网和南方电网公布了《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》，共有7335个可在能源项目被纳入第一批合规清单，其中国网6821个、南网514个。具体看各细分行业，以国网数据为例，光伏、风电、生物质项目的占比分别为51%、36%、13%。

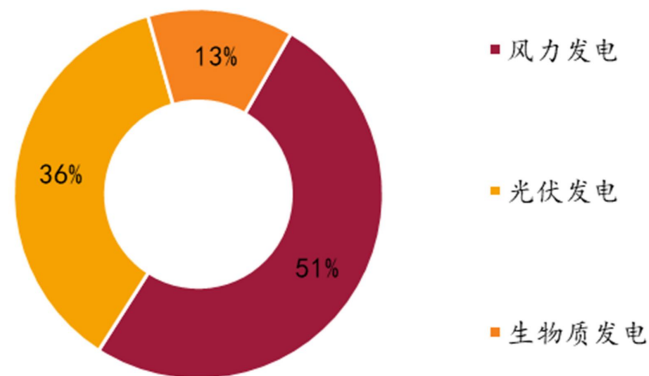
我们核查项目总数？静待第二批合规清单发放

图：国网公布的第一批合规清单中，各类型项目个数



资料来源：国网新能源云、天风证券研究所

图：国网公布的第一批合规清单中，各类型项目占比



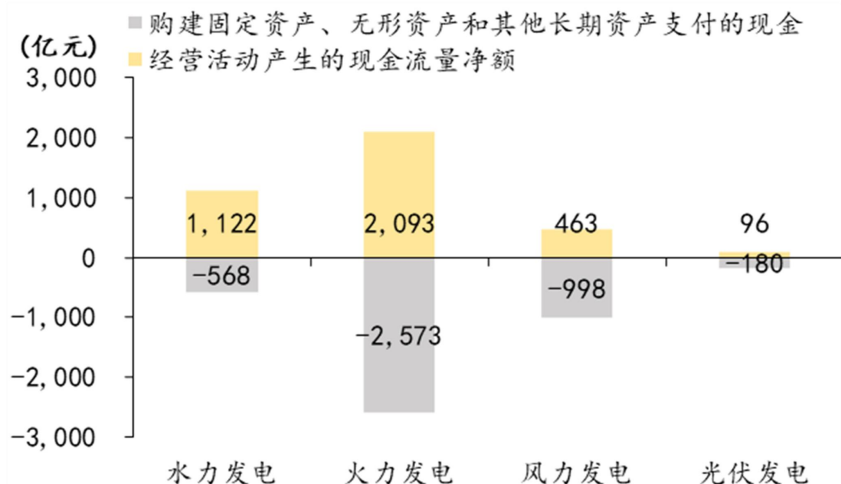
资料来源：国网新能源云、天风证券研究所

## 5.1.2 绿电交易叠加专项融资，多措并举补充可再生能源补贴资金

我们认为，拉长时间来看，伴随社会用电量增长，可再生能源附加收入将会持续增加，叠加存量项目的陆续退补，可再生能源基金的补贴缺口有望持续下降。但是，对蓬勃发展、快速放量的绿电行业来说，缺少的恰恰也是时间。

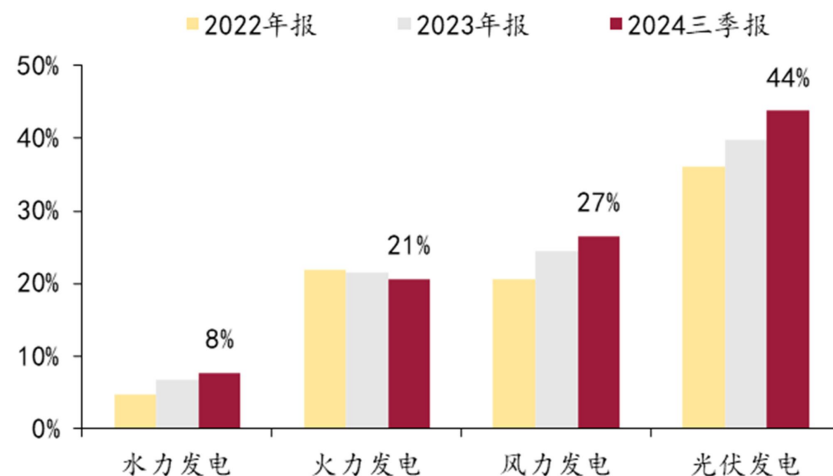
当前，伴随可再生能源行业高速发展，欠补问题已在制约可再生能源企业健康发展。部分企业应收账款不断提高，经营现金流持续紧张，资产负债率维持高位，财务成本抬升；行业信心减弱，系统性风险加剧。

图：2023年申万水/火/风/光板块的自由现金流



资料来源：Wind、天风证券研究所

图：过去三年申万水/火/风/光板块的应收账款占净资产



资料来源：Wind、天风证券研究所

## 5.1.2 绿电交易叠加专项融资，多措并举补充可再生能源补贴资金

我们认为，解决可再生能源企业发展困境，关键在于解决可再生能源补贴的资金来源。而增量的资金，一方面可以依靠绿电交易，将部分补贴传导至用户侧；另一方面则可以通过两网的可再生能源发展结算服务有限公司，以发债或贷款的形式，解决可再生能源发电补贴问题。

图：可再生能源补贴问题如何解决



资料来源：天风证券研究所

## 5.1.2 绿电交易叠加专项融资，多措并举补充可再生能源补贴资金

绿电交易相关机制逐步完善，自2018年起绿电交易逐步在我国推行，后续多项政策出台，其相关机制逐步完善。

据《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》，享受国家可再生能源补贴的绿色电力，参与绿电交易时高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有；发电企业放弃补贴的，参与绿电交易的全部收益归发电企业所有。伴随绿电交易的持续增长，有望对可再生能源基金的缺口带来一定补充。

图：绿电交易历史沿革



资料来源：中国能源信息网、中华人民共和国国家发展和改革委员会、北极星售电网、国家能源局、天风证券研究所

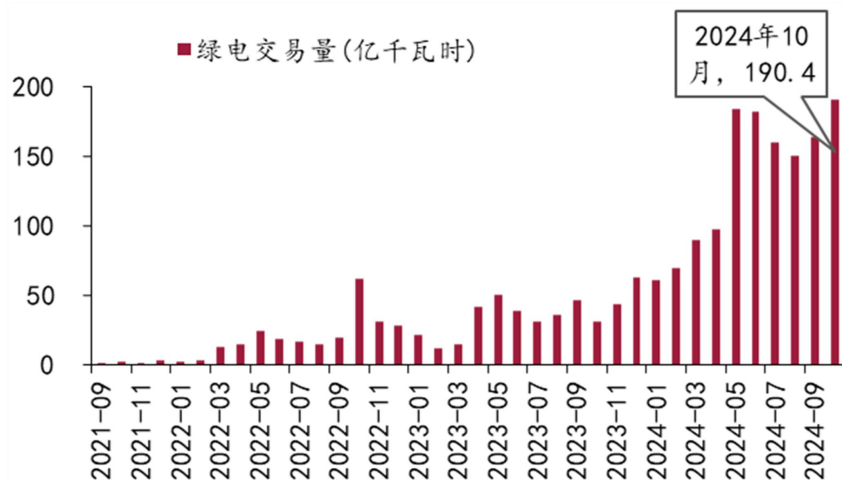


## 5.1.2 绿电交易叠加专项融资，多措并举补充可再生能源补贴资金

从绿电交易的量上来看，自2021年9月开始，我国绿电交易市场不断扩大。2023年绿电交易量相较2022年同比增长284.2%，2024年前10个月的交易量同比增长317%。

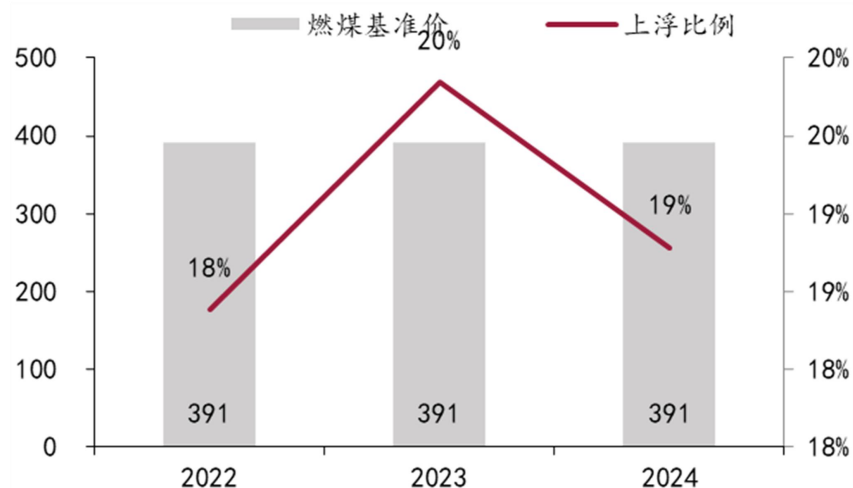
从绿电交易的价格上来看，绿电价格由两部分组成，一是电能量的价格，二是其所具有的环境价值，后者就以环境溢价的形式展现。从购电企业的角度，购买绿电可以完成可再生能源消纳任务，树立企业绿色形象，生产具有绿色环境属性的产品，在对外出口或向有绿电消纳比例要求的采购方供货时增加竞争力。以江苏省近三年为例，绿电价格均高于燃煤基准价，溢价在18%到20%之间。

图：2021年9月-2024年10月，我国绿电交易量



资料来源：中电联、天风证券研究所

图：江苏省近三年绿电价格



资料来源：北极星售电网、江苏省发改委、天风证券研究所

## 5.2 趋势：新能源入市节奏加快，交易电量占比近半

目前新能源发电消纳方式包括三类：保障性收购、常规电能量市场化交易、绿色电力市场化交易。2021年4月，两部委发布《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》，提出引导新能源项目 10%的预计当期电量通过市场化交易竞争上网，市场化交易部分可不计入全生命周期保障收购小时数，尽快研究建立绿色电力交易市场，推动绿色电力交易。标志着开始正式从国家层面推动新能源电量入市。

据国家能源局数据，截止2023年底，国内新能源市场化交易电量达到6845亿千瓦时，占新能源总发电量的47.3%。

图：当前国内新能源发电消纳模式



资料来源：北极星太阳能光伏网、电力网、天风证券研究所

## 5.2.1 “十四五末”将近，新能源市场化交易节奏或进一步加快

我国新能源市场化交易进程或迎来进一步提速。

目前，广东、江苏、浙江、山西、湖北、河北、新疆、陕西等区域均已公布2025年电力交易方案或优先购电计划，我们对上述省份进行梳理，可以看到其文件中均对“新能源市场化交易”进行了较明确的表述。

图：部分省份2025年新能源市场化交易相关规则

区域	相关表述
广东	220kV及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站全部作为市场交易电源，参与中长期、现货和绿电交易，原则上按实际上网电量的70%安排基数电量。有序推动满足技术条件的110kV电压等级集中式风电场站、光伏电站参与现货，原则上按实际上网电量的90%安排基数电量；2025年底前实现全部110kV电压等级的集中式风电场站、光伏电站参与市场交易。对于2025年1月1日起新增并网的110kV及以上电压等级集中式光伏，原则上按实际上网电量的50%安排基数电量。鼓励分布式新能源以聚合虚拟电厂方式参与现货电能量交易和绿电交易。
江苏	集中式光伏、风电：优先组织未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏发电企业参与绿电交易，不参加绿电交易的集中式光伏、风电全年保量保价发电小时数分别为400、800小时。分布式光伏、分散式风电：成功核发绿证后，可直接参加绿电交易，或由分布式发电聚合商聚合参与绿电交易。
浙江	统调风电、光伏90%电量（暂定）分配政府授权合约，执行政府定价，10%电量通过现货市场交易，自愿参与绿电交易。 非统调风电、光伏自愿参与绿电交易，其中分布式以聚合方式参与
山西	支持新能源参与市场交易，自2025年1月起，分布式新能源可自愿选择以独立或聚合方式参与绿电、绿证交易，暂不承担相关市场运营费用。
湖北	110千伏及以上新能源电站须直接参与中长期及现货交易，110千伏以下新能源场站直接参与市场交易或作为价格接受者。风电、光伏发电企业各月中长期交易净合约电量（含绿电交易）折合利用小时数分别不超过35、60小时。
新疆	风电机组优先发电计划电量248.82亿千瓦时，普通风电项目保量保价优先小时数895小时，计划电量241.56亿千瓦时。 太阳能发电机组优先发电计划电量181.85亿千瓦时，普通光伏项目保量保价优先小时数500小时，计划电量176.01亿千瓦时。
冀南电网	省调直调光伏省内市场化电量比例暂定为60%，风力发电场站省内市场化电量比例暂定为30%。2025年10千伏及以上工商业分布式光伏分阶段参与市场，其中，1月1日开始，首次并网的增量分布式光伏参与市场，7月1日开始，存量分布式光伏参与市场，上网电量入市比例暂定为20%。分布式光伏以聚合（直接）或接受市场价格模式参与市场。
陕西	纳入规划的集中式风电企业、集中式光伏发电企业及统调水电企业上网电量，除保障居民、农业用电及线损电量等对应的优先发电合同电量外，全部参与市场交易。光伏扶贫项目、光伏领跑者项目等按有关政策可暂不入市。鼓励分布式新能源（含分布式光伏、分散式风电，下同）上网电量自愿参与电力市场交易，扩大绿色电力供给。省调调管的分布式新能源可直接参与批发市场交易，其他分布式新能源原则上主要以聚合方式参与交易。

资料来源：广东省能源局、中国能源新闻网、浙江省发改委、中国储能网、新疆发改委、河北省发改委、北极星售电网、我的钢铁网、天风证券研究所

## 5.2.1 “十四五末”将近，新能源市场化交易节奏或进一步加快

我们对上述省份2025年和2024年文件中“新能源市场化交易”的相关表述进行对比，可以看到，其入市节奏均有明显的加快趋势，具体来看：

- **集中式电站：**规定市场化电量比例提高或保障性小时数（优发电量）降低；
- **分布式电站：**新增或明确电站参与市场机制，鼓励分布式发电项目入市。

图：部分省份2025年和2024年文件中“新能源市场化交易”的相关表述对比

年份	电站类型	广东	江苏	浙江	湖北	新疆	冀南电网	陕西
2024年	集中式-	220KV及以上电站，基准电量90%	仅规定绿电交易上限	鼓励参与绿电交易	-	非平价风电/光伏项目优先小时数分别为1330h/800h	省调统调新能源电站市场化比例20%-60%	除优发电量外全部参与市场交易
	分布式-	-	绿证申请成功后可参加月内绿电交易	-	-	全额保障收购	-	-
2025年	分布式-	鼓励以聚合虚拟电厂方式参与现货交易和绿电交易	核发绿证后可直接参加绿电交易或由聚合商聚合参与	以聚合方式参与绿电交易	-	全额保障收购	分阶段以聚合(直接)或接受市场价格模式参与市场	鼓励自愿直接或聚合方式参与电力市场交易
	集中式-	220KV及以上电站，基准电量70%，新增100KV及以上规则，基准电量50%/90%	不参加绿电交易的集中式光伏、风电全年保量保价小时数分别为400、800小时	统调电站90%电量执行政府授权合约，10%电量参与现货交易	110千伏及以上电站直接参与市场交易，110千伏以下场站可作为价格接受者	普通风电/光伏项目保障小时数895h/500h	省调统调风电/光伏市场化比例分别为30%/60%	除优发电量外全部参与市场交易

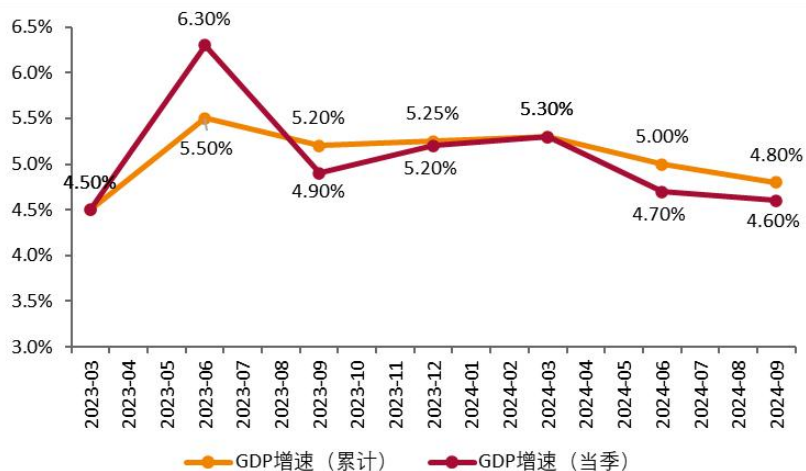
资料来源：广东省能源局、中国能源新闻网、浙江省发改委、中国储能网、新疆发改委、河北省发改委、北极星售电网等、天风证券研究所

## 5.3 方向：央企投资力度有望加大，关注（海上）风电建设进展

### 宏观来看，国内经济增速及投资压力仍存

- 根据十四届全国人大二次会议审议的政府工作报告，2024年国内GDP增速目标为5%，根据Wind 数据，国内前三季度GDP同比增速为4.8%，同比降低0.4pct，单三季度GDP同比增速为4.6%，环比Q2降低0.1pct，同比降低0.3pct。
- 根据Wind数据，2024年前11月社会融资规模为29.4万亿，同比增速为7.8%，从增速来看，前11月与前10月持平，但同比下滑1.6pct。

图：国内GDP增速



资料来源：Wind、天风证券研究所

图：2024年国内累计社会融资规模及增速



资料来源：Wind、天风证券研究所

## 5.3.1 风电投资收益率表现相对较优，投资力度有望继续加大

细分至风电、光伏发电板块：

从收益水平来看，一方面，在风机价格持续下滑的背景下，风电造价水平已显著降低，根据国电投2024年新能源电站单位千瓦造价标准值，2024年平原地区风电站平均造价约4000-4500元/KW，约为光伏电站的1.5倍，而根据Wind数据，2023年全国风电平均利用小时数约2225小时，约为光伏发电的1.7倍，因此我们认为风电项目运营效益优于光伏发电项目。

图：风、光发电成本造价（平原地区）及利用小时数对比

2024年造价（元/KW）	50MW	100MW	200MW	500MW	1000MW
风电	4524	4341	4201	4121	4080
光伏发电	2996	2824	2806	2731	2712
比例	1.51	1.54	1.50	1.51	1.50

2023年利用小时数（h）	
风电	2225
光伏发电	1328
比例	1.67

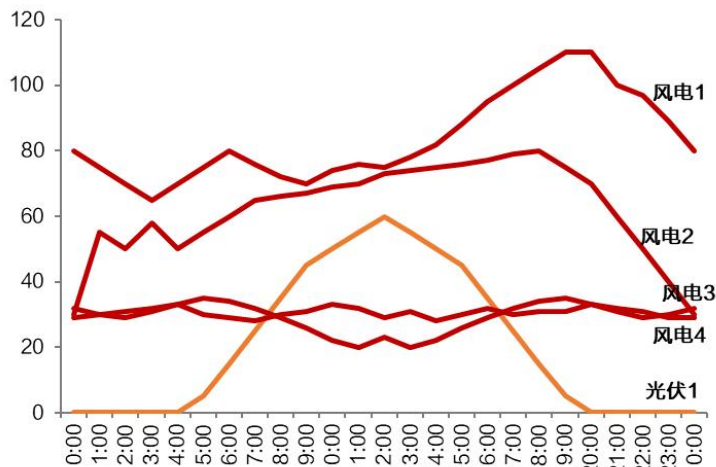
资料来源：建材在线 服务号、Wind、天风证券研究所

## 5.3.1 风电投资收益率表现相对较优，投资力度有望继续加大

细分至风电、光伏发电板块：

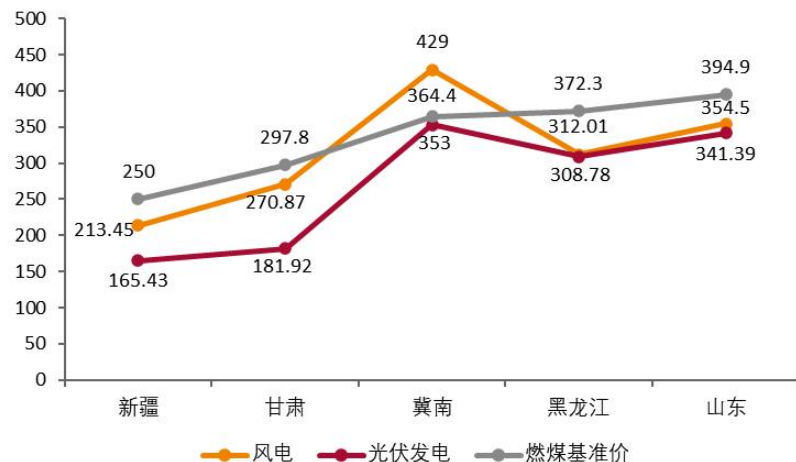
另一方面，在新能源市场化交易持续推进及各省份普遍采取分时电价的背景下，新能源发电项目的电价不确定性增强，而对比风、光发电曲线，光伏发电出力曲线特征更为突出，仅日间可以进行出力发电，且大发时段多集中于午间，而夜间时段出力基本为零，在此情况下，一些省份的光伏发电市场化交易电价表现或相对较弱。根据我们整理，2024年上半年新疆、甘肃、冀南、黑龙江、山东风电交易均价分别为213.45、270.87、429、312.01、354.5元/MWh，光伏发电交易均价分别为165.43、181.92、353、308.78、341.39元/MWh，风电交易电价具备明显优势。

图：典型日内风光出力情况（MW）



资料来源：《考虑风光出力波动性的实时互补性评价方法》刘永前等、天风证券研究所

图：2024年上半年部分省份风光发电交易均价



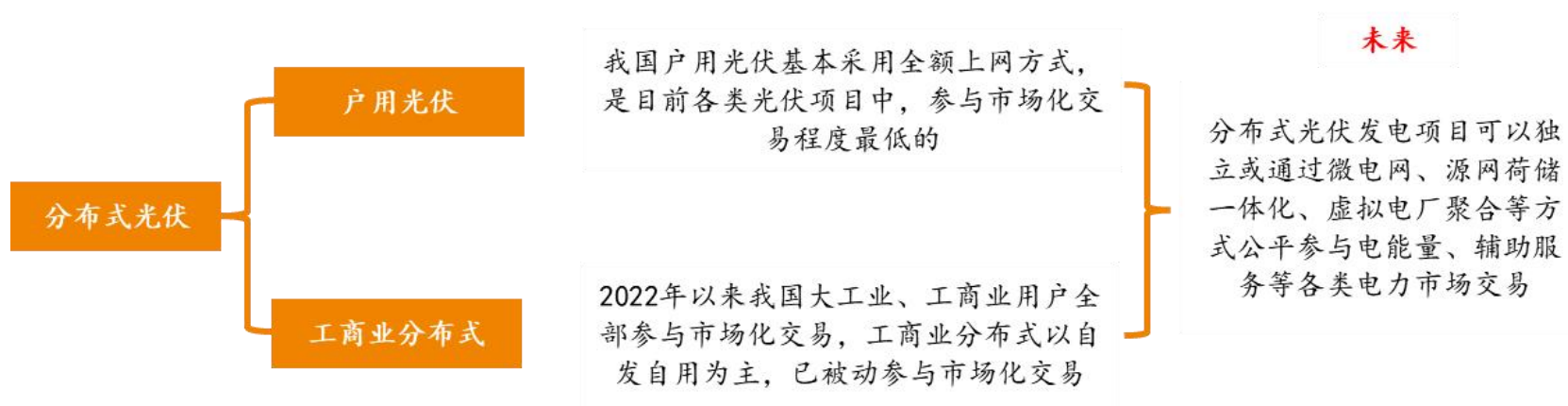
资料来源：上海市太阳能学会、天风证券研究所

## 5.3.1 风电投资收益率表现相对较优，投资力度有望继续加大

细分至风电、光伏发电板块：

分布式光伏方面，2024年10月《分布式光伏发电开发建设管理办法（征求意见稿）》发布，分布式光伏入市节奏加快，电价及收益不确定性增强。根据征求意见稿内容，分布式光伏发电项目可以独立或通过微电网、源网荷储一体化、虚拟电厂聚合等方式公平参与电能量、辅助服务等各类电力市场交易，各地结合分布式光伏发电发展情况、电力市场建设进展等制定相应的配套政策。在当前户用光伏基本不参与市场交易的情况下，未来分布式光伏项目收益率可能面临较大冲击。

图：分布式光伏参与市场化交易情况



资料来源：低碳网、国际能源网、天风证券研究所



## 5.3.2 海上风电空间仍待释放，未来投资有望推进

当前存量海上风电装机与预期目标差距较大，装机空间仍待释放

根据2022全球海上风电大会倡议，到“十四五”末，我国海上风电累计装机容量目标达到1亿千瓦以上，到2030年累计达2亿千瓦以上，到2050年累计不少于10亿千瓦。我们整理各省份“十四五”海上风电装机规划，合计目标新增规模超过50GW。而截至2024年9月，我国海上风电累计装机规模仅39.10GW，2021年至2024年9月新增30.1GW，与目标值仍有较大差距。

图：全国及各省份海上风电装机目标

区域	时间	文件表述	装机目标 (GW)	对应文件
全国	2022/11/11	综合当前发展条件以及我国实现碳达峰碳中和目标的要求，到“十四五”末，我国海上风电累计装机容量需达到1亿千瓦以上，到2030年累计达2亿千瓦以上，到2050年累计不少于10亿千瓦。	100	《2022全球海上风电大会倡议》
广东	2022/4/13	规模化开发海上风电，推动项目集中连片开发利用，打造粤东、粤西千万千瓦级海上风电基地。“十四五”时期新增海上风电装机容量约1700万千瓦。	17	《广东省能源发展“十四五”规划》
浙江	2021/5/7	“十四五”期间，全省海上风电力争新增装机容量450万千瓦以上，累计装机容量达到500万千瓦以上。	4.5	《浙江省能源发展“十四五”规划》
江苏	2021/9/10	江苏省“十四五”规划海上风电项目场址共28个，总规模909万千瓦，规划总面积为1444平方公里，场区均离岸10公里以上	9.09	《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第二次公示》
上海	2022/4/16	风电发展海上为主、陆上为辅，因地制宜推动分散式风电开发，力争新增规模180万千瓦	1.8	《上海市能源发展“十四五”规划》
山东	2022/2/10	打造山东半岛千万千瓦级海上风电基地，聚焦渤中、半岛北、半岛南三大片区。到2025年，山东省海上风电力争开工1000万千瓦、投运500万千瓦	5	《山东省可再生能源发展“十四五”规划》
福建	2022/5/21	“十四五”期间增加并网装机410万千瓦，新增开发省管海域海上风电规模约1030万千瓦，力争推动深远海风电开工480万千瓦	4.1	《福建省“十四五”能源发展专项规划》
广西	2022/7/17	“十四五”期间，力争核准开工海上风电装机规模不低于750万千瓦，其中并网装机规模不低于300万千瓦	3	《广西可再生能源发展“十四五”规划》
辽宁	2022/1/1	到2025年，全省海水淡化日产能达到45万吨以上，力争海上风电累计并网装机容量达到405万千瓦	4.05	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》
河北	2024/1/11	要求2025年前省管并网60万千瓦，国管并网100万千瓦	1.6	-
合计			50.14	-

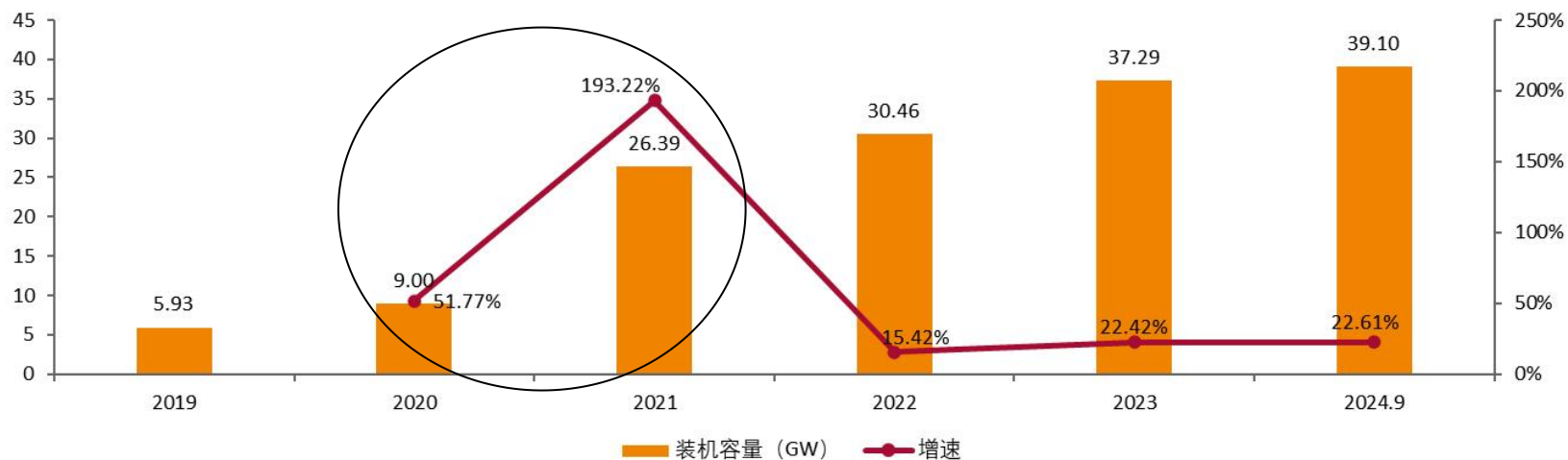
资料来源：北极星风力发电网、广东省人民政府、浙江省发改委、江苏省中小企业公共服务平台、上海市人民政府等、天风证券研究所

## 5.3.2 海上风电空间仍待释放，未来投资有望推进

受电价、用海问题等因素制约，2021年抢装潮后海上风电装机增速显著降低

根据《国家发展改革委关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，2021年起新核准（备案）海上风电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。海上风电由国补逐渐走向平价，显著影响其收益率水平。

图：2019-2024年9月国内海上风电装机及增速



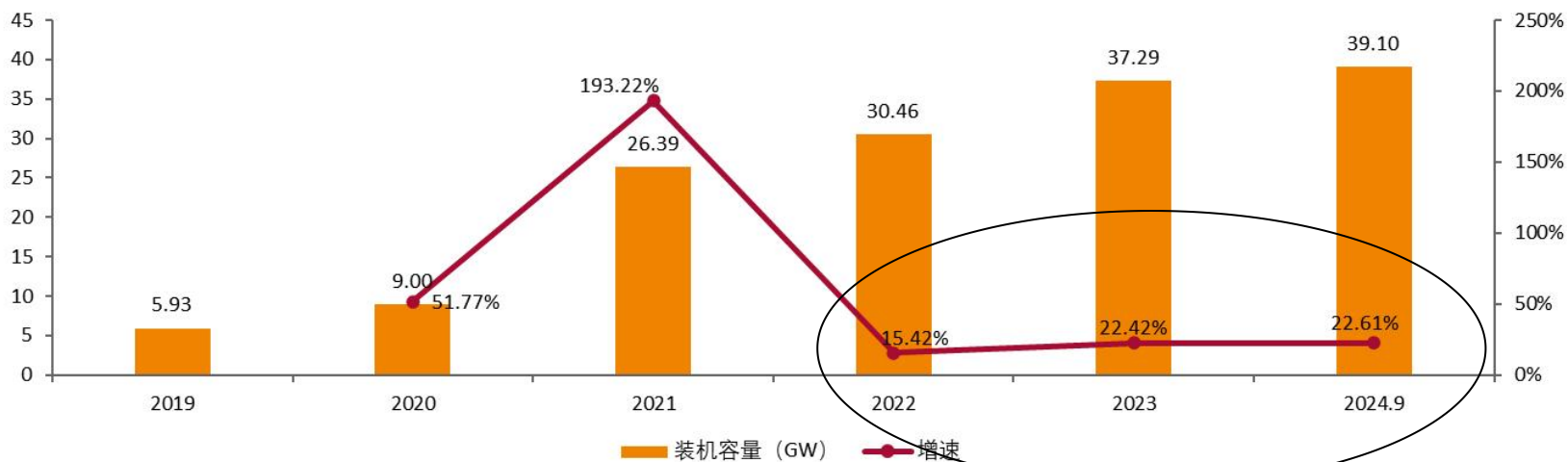
资料来源：国网新能源云、天风证券研究所

## 5.3.2 海上风电空间仍待释放，未来投资有望推进

受电价、用海问题等因素制约，2021年抢装潮后海上风电装机增速显著降低

根据风芒能源，目前海上风电场开发进展缓慢的另一主要原因是用海冲突问题。根据《中华人民共和国军事设施保护法》规定，在划定的军事禁区和军事管理区域内，禁止建造、设置非军事设施，项目的开发建设不应影响、妨碍军事设置的正常运行，应按照规定对军事保护区域进行规避。而海上风电场一旦涉及军事区域，一般只能选择避让或重新规划。除了军事用海外，渔业用海、工矿通信用海、交通运输用海、游憩用海等其他领域也在与海上风电争夺用海权，用海冲突问题凸显。

图：2019-2024年9月国内海上风电装机及增速



资料来源：国网新能源云、天风证券研究所

## 5.3.2 海上风电空间仍待释放，未来投资有望加速推进

展望未来，伴随海上风电造价降低及用海等制约问题逐步缓解，未来投资有望加速推进

从经济性来看，根据中国能源报数据，2021年底国内海上风电单位造价约15000元/KW，而根据国电投2024年新能源电站单位千瓦造价标准值，2024年国内海上风电单位造价已降至约9400-12000元/KW。海上风电造价成本降低有望带动项目收益率水平提高。

图：2024年国内海上风电单位造价水平

区域	单位	300MW	500MW	1000MW
辽宁、河北及山东区域	元/KW	10977	9981	9399
江苏、浙江区域	元/KW	11052	10044	9455
福建、粤东区域	元/KW	12132	11049	10393
粤西、广西及海南区域	元/KW	11490	10461	9836

资料来源：建材在线 服务号、天风证券研究所

## 5.3.2 海上风电空间仍待释放，未来投资有望加速推进

展望未来，伴随海上风电造价降低及用海等制约问题逐步缓解，未来投资有望加速推进

从推进节奏来看，2024年9月，江苏省发布2024年江苏省重大项目名单，其中明确将已竞配完成的盐城国信海上风电、三峡海上风电、龙源海上风电列为全省标志性项目，我们认为用海问题等制约因素或将逐步得到缓解。

我们整理各省份竞配公告，2024年浙江、上海、福建、辽宁等区域均有新增海上风电项目竞配，未来海上风电投资有望提速。

图：部分省份“十四五”期间海上风电项目竞配公告（不完全统计）

区域	时间	竞配方案	规模 (GW)
广东	2023/5/20	《广东省2023年海上风电项目竞争配置工作方案》	23
	2024/3/19	《舟山市普陀2#海上风电场项目竞争性配置公告》	0.4
浙江	2024/3/24	《象山3#海上风电项目配置公开询比公告》	0.45
	2024/4/6	《象山4-6#海上风电项目配置公开询比公告》	1.65
江苏	2021/11/19	《江苏省2021年度海上风电项目竞争性配置公告》	2.65
上海	2022/9/28	《杭州湾海上风电项目竞争配置工作方案》	0.8
	2024/3/20	《上海市2024年度海上风电项目竞争配置工作方案》	5.8
福建	2023/6/29	《福建省2023年海上风电市场化竞争配置公告》	2
	2024/11/23	《福建省2024年海上风电市场化竞争配置公告》	2.4
广西	2022/6/17	《广西海上风电示范项目投资主体竞争性配置公告》	2.7
海南	2022/2/28	《海上风电项目招商(竞争性配置)方案》	12.3
辽宁	2022/6/2	《大连市庄河海上风电场址V项目竞争配置工作方案》	0.25
	2024/2/19	-	1.3
山东	2019/12/17	《山东省海上风电项目竞争配置方案》	-

资料来源：北极星风力发电网、舟山市发改委、象山县人民政府、江苏省发改委、上海市发改委、福建省发改委等、天风证券研究所

## 5.4 展望——2025年绿电具备投资性价比

### 投资建议：绿电板块具备投资性价比

绿电的估值近几年一直处于相对低位，主要原因有两点：可再生能源补贴基金+新能源电价全面入市。我们认为，在2025年大的“化债”背景下，可再生能源补贴基金的解决或加速。新能源电价全面入市是大势所趋，但我们认为这种入市不是电价的显著下滑，因为西部地区省份入市比例已处于较高水平，东部地区的新能源发电量占比低，入市电价的影响也较为有限。而绿电的估值处于相对低位，市场对不利因素的理解或已经基本反映，我们认为具备较高的投资性价比。

建议关注：【龙源电力H】【大唐新能源】【新天绿色能源H】【太阳能】。

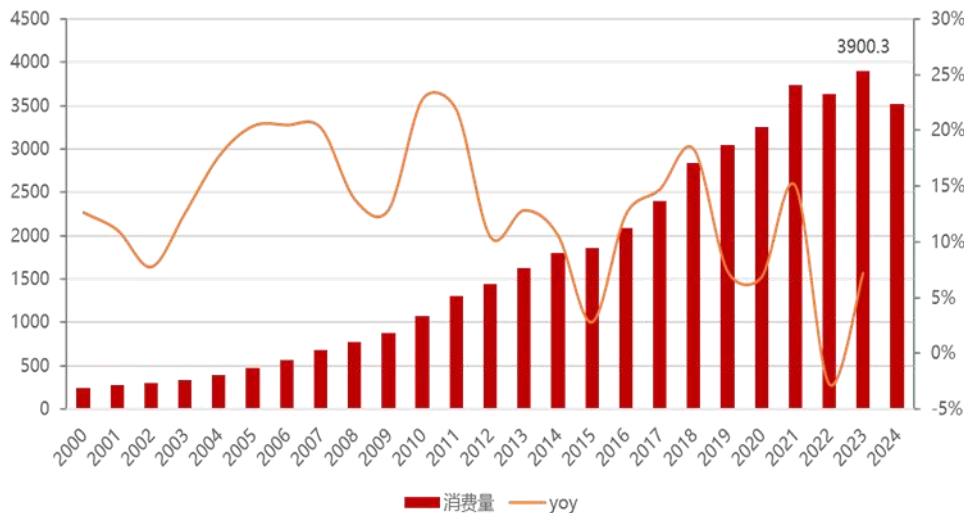
# 6 燃气

## 6.1 气量增速回顾与展望

### ► 2024年气量增速回顾：

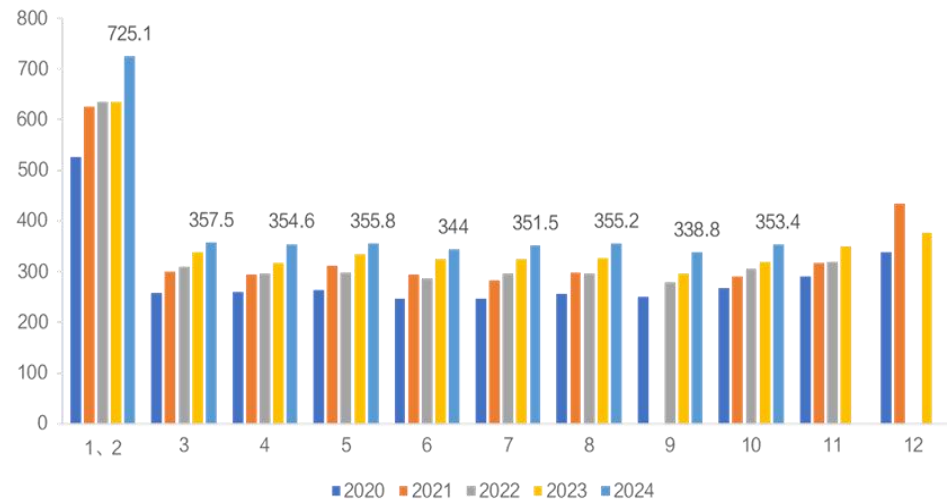
根据国家发改委统计，2022年国内天然气消费量同比增速自2000年以来首次转负之后，2023年气量增速实现同比+7.2%，2024年1—10月，全国天然气表观消费量3537.2亿立方米，同比增长9.9%（其中2024年10月天然气表观消费量353.4亿立方米，同比增长10.9%）。由此可见，国内天然气需求在逐步恢复。

图：全国天然气表观消费量年度变化（单位：亿立方米）



资料来源：wind、天风证券研究所

图：全国天然气表观消费量月度结构（单位：亿立方米）



资料来源：wind、天风证券研究所



## 6.1 气量增速回顾与展望

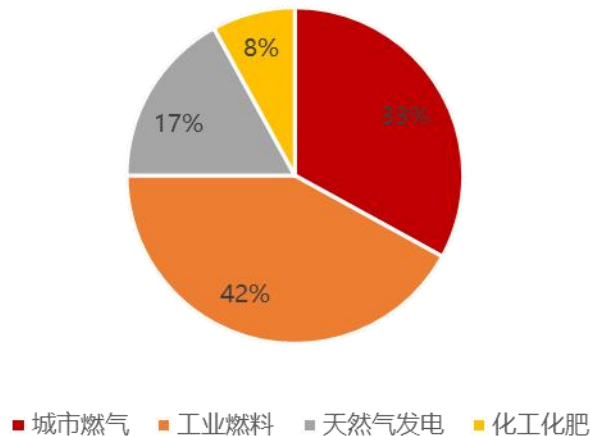
➤ 2025年气量增速展望：工业和天然气发电或将是拉动天然气消费量增长的主力（2023年两个板块用气结构占比59%）。

根据中国天然气发展报告（2024），2023年全国天然气消费结构中，工业燃料用气恢复较快，同比增长8%，占比达到42%。主要受到工业生产提速的影响：其中轻工、冶炼、机械等传统行业持续向好，锂电池、光伏板等新兴产业快速发展；

气电方面，2023年国内新增气电装机超过1000万千瓦，总装机规模达到1.3亿千瓦，2023年发电用气同比增长7%，用气量占比达到17%。

我们判断2025年国内天然气消费的主要增量或将主要来自工业和气电两个板块。

图：2023年国内天然气消费量结构



资料来源：中国天然气发展报告（2024）、天风证券研究所

图：2010-2023年国内气电发电量与气电电量占比（单位：亿千瓦时）



资料来源：中电联、wind、中国能源报微信公众号、天风证券研究所

## 6.2 顺价情况梳理

在国家层面顺价意见的指导下，2024年以来各省市纷纷开启或加快价格联动改革。

截至2024年3月15日，粗略统计已出台价格联动机制文件或价格调整通知，涉及调整的市、县级行政单位达约125个。

2024年5月-11月，已发布顺价政策的重点省会城市包括南昌、乌鲁木齐、郑州、长沙等，省会城市的顺价推进或将加快该省其他市县的顺价进度。

表：2023年以来国内部分省份天然气顺价政策梳理

发布时间	级别	区域	政策名称	实施日期	居民价格调整（元）
2023.9	省	江苏	《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的实施意见》	自发布之日起	-
2023.10.6	市	苏州	调价通知	2023.10.16	一二三档分别调整： 0.27/0.32/0.41
2023.11.30	省	福建	《关于进一步做好建立健全我省天然气上下游价格联动机制工作的通知》	自发布之日起	-
2024.03.12	市	福州	调价通知	2024.04.12	0.45
2024.03.15	市	深圳	调价通知	2024.03.16	0.31
2024.5.15	市	南昌	《管道天然气上下游价格联动机制的实施办法(征求意见稿)》	2024.8.31	-
2024.6.12	市	乌鲁木齐	《关于印发〈乌鲁木齐市居民生活用气阶梯价格制度实施方案〉的通知》	2024.6.13	0.13
2024.8.15	市	天津	《关于公布城市燃气管网居民天然气销售价格的通知》	2024.9.1	0.07
2024.10.8	市	郑州	调价通知	2024.10.21	0.36
2024.11.21	市	长沙	《湖南省发展和改革委员会关于联动调整长沙市中心城区居民用气终端销售价格的通知》	2024.12.1	0.16

资料来源：各省市发改委官网等、天风证券研究所

## 6.3 气价、毛差回顾与展望

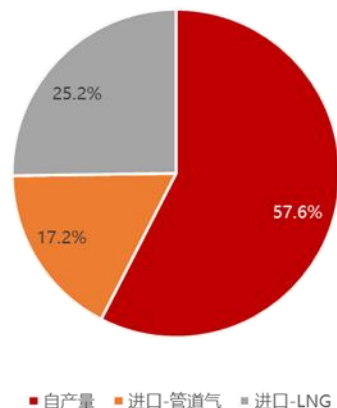
### ➤ 国际天然气价格回顾：

根据中国天然气发展报告数据，2023年中国天然气进口占比42.4%，其中进口LNG占比25.2%，对外依存度较高。因此，国际天然气价格的变动会对国内天然气的进口成本产生影响。

2024年JKM价格在一季度出现大幅下行，最低触及7.7美金/mmbtu，打开了国内进口窗口；但是二季度开始，国际天然气市场受到频繁扰动，价格整体震荡回升。二季度以来至11月末，JKM价格均值在12.6美金/mmbtu。

预计2025年国际气价仍会对供应端和地缘政治局势保持较高的敏感性，价格或将维持震荡趋势。

图：2023年中国天然气资源池结构



资料来源：中国天然气发展报告（2024）、天风证券研究所

图：东北亚气价JKM近两年左右的走势（单位：美元/mmbtu）



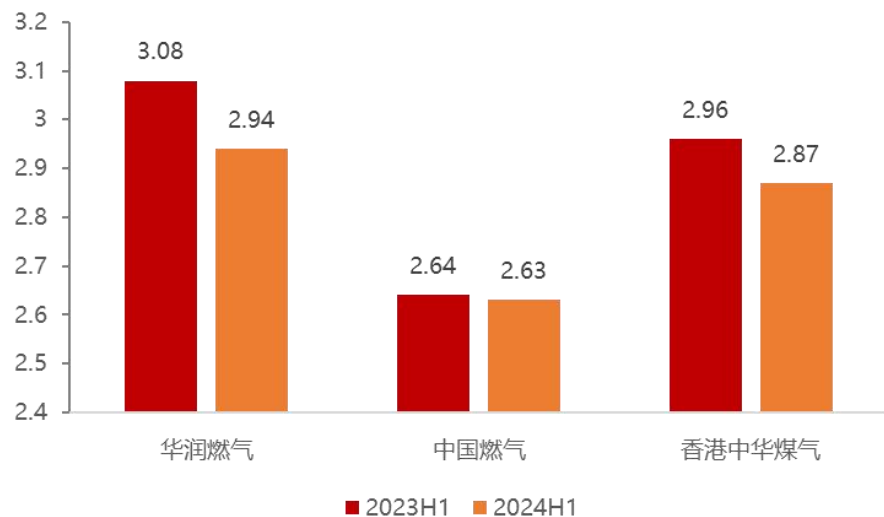
资料来源：Bloomberg、天风证券研究所

## 6.3 气价、毛差回顾与展望

- ▶ **国内天然气价格：**包括华润燃气、中国燃气在内的部分全国大型城燃公司公布的24年上半年天然气采购成本均有不同程度的下滑，其中华润燃气24年上半年的采购成本同比下降0.14元/方至2.94元/方，或从侧面反映出以三大油为主的国内天然气供应商在国内天然气供应价格方面的松动。
- ▶ **毛差变化：**华润燃气/中国燃气/香港中华煤气在2024年上半年的毛差分别同比提升0.04/0.02/0.05元/方。

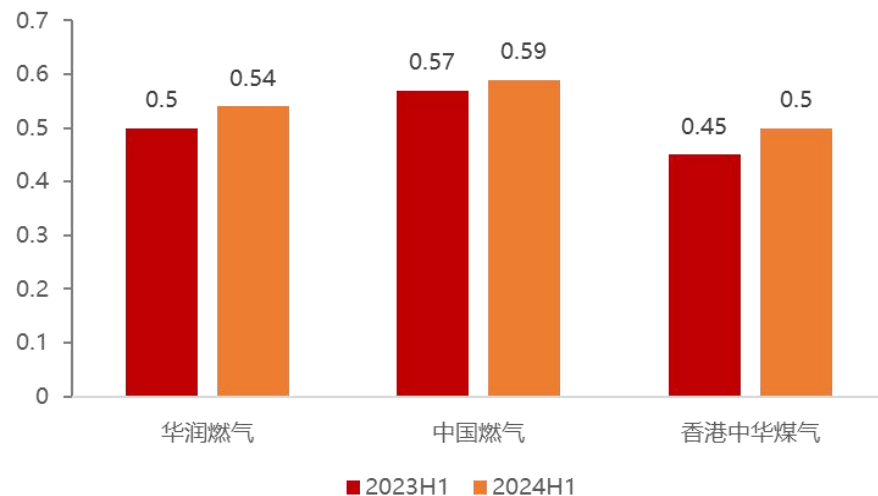
我们预计2025年国内天然气总体供需形势平稳，随着下游顺价的持续推进，毛差或将持续改善。

图：部分城燃公司天然气采购成本变化（单位：元/方）



资料来源：各家城燃公司官网、天风证券研究所

图：部分城燃公司销气毛差的变化（单位：元/方）



资料来源：各家城燃公司官网、天风证券研究所

## 6. 展望——2025年燃气板块

---

2024年，天然气行业面临着房地产下行带来接驳业务的增长压力，同时能源价格高位对天然气消费需求增长也形成抑制。我们预计2025年国内天然气总体供需形势平稳，随着下游顺价的持续推进，毛差或将持续改善。

推荐标的：【华润燃气】【新奥能源】【新奥股份】（以上三个标的均与能源组联合覆盖）

# 7

## 风险提示

## 7. 风险提示

**宏观经济大幅下滑的风险：**用电量与宏观经济息息相关，若宏观经济大幅下行，短期内全社会用电量增速恐会放缓，同时也会对天然气需求量造成负面影响；

**政策推进不及预期或调整的风险：**电力行业发展和政策走向具有较强的相关性，若未来容量电价、辅助服务、可再生能源补贴等政策推进不及预期或者有所调整，将会对行业及公司情况产生一定影响。

**电价下调的风险：**电力是各公司主要销售产品，若电价大幅下行，在同样的电力销售情况下，营收会受其影响而大幅下降。

**燃料成本大幅上涨的风险：**若煤炭/天然铀等原材料供给出现较大收缩，则可能导致价格大幅上涨，运营商盈利能力将出现较大幅度的下滑。

**新能源装机增速不及预期风险：**伴随新能源装机规模和占比的持续扩张，其消纳问题可能逐渐突出，叠加用海问题等边际因素影响，后续装机增速可能面临下滑风险。

**电站造价提高风险：**风光电站上游设备价格存在波动性，同时面临配储带来的成本抬升，未来电站造价可能出现波动。

**来水不及预期的风险：**降雨和来水对于水电发电量有重要的影响，若来水不及预期，会对水电企业的发电量和收入利润造成一定影响。

**天然气上游价格超预期波动的风险：**2025年国内外气价若持续维持高位或者超预期波动，将会一定程度上对城燃企业的采购成本造成影响。

**测算存在主观性，仅供参考：**本报告测算部分为通过既有假设进行推算，仅供参考。

## 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

## 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户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、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、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的意见或建议不一致的投资决策。

## 特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益20%以上
		增持	预期股价相对收益10%-20%
		持有	预期股价相对收益-10%-10%
		卖出	预期股价相对收益-10%以下
行业投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅5%以上
		中性	预期行业指数涨幅-5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅-5%以下



THANKS