



# 火电盈利有提升空间，新能源预期逐渐明朗

## —— 2025 年电力行业中期策略

公用环保行业首席分析师：陶贻功

公用环保行业分析师：梁悠南

公用环保行业分析师助理：马敏



# 火电盈利有提升空间，新能源预期逐渐明朗

## —— 2025 年电力行业中期策略

2025 年 6 月 18 日

- 2025 年上半年复盘：水火表现亮眼，绿电、核电相对承压。**年初至 6 月 3 日，SW 公用事业下跌 0.89%，同期沪深 300 下跌 2.11%。分子行业来看，火电/水电/光伏/风电/核电涨跌幅分别为+1.58%/+1.11%/-5.19%/-2.07%/-10.27%。总体而言，子板块涨跌幅和业绩表现相符：2024 年以来煤价下行带来的成本改善对冲了量价下降的不利因素影响，火电板块业绩实现正增长；2024 年以来来水改善、财务费用持续压降，驱动水电板块业绩增长；核电短期业绩受所得税补缴拖累，剔除一次性因素和新能源影响后，核电业绩表现仍稳健；绿电电价、消纳、风光资源条件等拖累业绩表现。
- 2025 年下半年投资策略：**我们认为 2025 年下半年投资机会可围绕煤价下降带来火电成本改善、低利率环境下水电股息率吸引力增强、核电长期高成长性、新能源收益预期明确等展开。
  - （一）火电：**虽然受到电量、电价下滑的不利因素影响，但受益于煤价大幅下降，盈利仍有提升空间。建议关注市场煤敞口大，且布局 25 年年度长协电价下调幅度较小区域的企业，个股建议关注华能国际、大唐发电等。
  - （二）水电：**低利率环境下，股息率具备吸引力；且中长期来看，得益于财务费用下降+折旧到期+装机增量的多重驱动，成长性仍值得期待。个股建议关注长江电力、川投能源等。
  - （三）核电：**短期受电价下行拖累，但整体幅度可控，且 2025 年电量增量、辅助服务费用节约有望对冲电价端的不利影响。拉长周期来看，电价的波动对两家核电企业的影响非常有限，建议更多关注国内核电机组常态化核准背景下的装机弹性。个股建议关注中国核电、中国广核。
  - （四）新能源：**在节能降碳政策，以及新老划断刺激下，25 年新能源装机增速或仍维持较高水平。展望十五五，我们预计新增装机在 market price 的引导下有望趋于理性，且结构上更看好具备盈利优势的风电。在此基础上，随着各省 136 号文细则陆续出台，我们预计存量项目的收益预期将相对明朗，而增量项目或存在分化，建议关注具备区位优势 and 成本优势的企业。个股建议关注全国性龙头龙源电力、三峡能源，以及福建省属海风平台福能股份、中闽能源等。
- 风险提示：**电力需求不及预期的风险。来水、来风、光照资源条件不及预期的影响。电价超预期下跌的风险。煤炭价格超预期上涨的风险。

### 重点公司盈利预测与估值（2025 年 6 月 17 日）

股票代码	股票名称	EPS			PE			投资评级
		2025E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E	
600011.SH	华能国际	0.75	0.78	0.83	9.9	9.6	9.0	推荐
601991.SH	大唐发电	0.29	0.31	0.35	11.4	10.7	9.5	推荐
600674.SH	川投能源	1.07	1.13	1.16	15.2	14.3	14.0	推荐
600900.SH	长江电力	1.39	1.46	1.51	22.0	21.0	20.4	推荐
003816.SZ	中国广核	0.21	0.22	0.24	17.9	16.9	15.3	推荐

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

### 公用事业

推荐 维持评级

### 分析师

陶贻功

☎：010-8092-7673

✉：taoyigong\_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130522030001

梁悠南

☎：010-8092-7656

✉：liangyounan\_yj@chinastock.com.cn

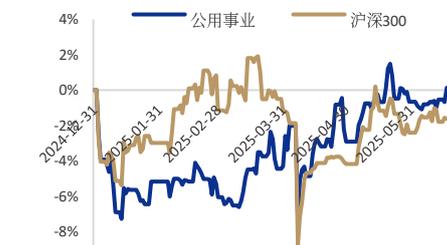
分析师登记编码：S0130523070002

研究助理：马敏

✉：mamin\_yj@chinastock.com.cn

### 相对沪深 300 表现图

2025-6-17



资料来源：中国银河证券研究院

### 相关研究

【银河公用环保】2025 年年度策略\_现货铺开供需定价，并购重组烽火再起

# 目录

## Catalog

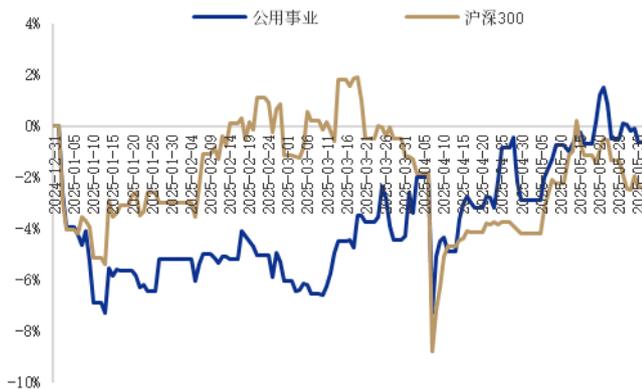
<b>一、 2025 年上半年回顾：指数小幅下跌，板块业绩分化</b>	<b>4</b>
(一) 行情复盘：指数小幅下跌，子版块涨跌幅分化	4
(二) 业绩总结：火电、水电增长，核电、绿电承压	4
<b>二、 火电：煤价下跌对冲量价下跌，盈利仍有提升空间</b>	<b>6</b>
(一) 电量：年初以来电量负增长，各省分化明显	6
(二) 电价：北方省份相对坚挺，参与现货有望获得超额收益	7
(三) 煤价：供需转向宽松，价格持续下滑	9
<b>三、 水电：股息率具备吸引力，成长性仍值得期待</b>	<b>12</b>
(一) 低利率环境下，水电股息率具备较高吸引力	12
(二) 财务费用下降+折旧到期+装机增量，大水电资产成长性仍值得期待	14
<b>四、 核电：短期电价有所波动，聚焦中长期维度装机弹性</b>	<b>18</b>
(一) 25 年市场化电价有所波动，电量增量、辅助服务费用节约有望形成对冲	18
(二) 国内核电核准常态化，聚焦中长期维度的装机弹性	18
<b>五、 新能源：关注 136 号文带来的结构性机会</b>	<b>21</b>
(一) 25 年新增装机或仍维持高位，十五五有望趋于理性	21
(二) 136 号文主导下，存量项目收益预期相对明朗，增量项目或存分化	25
<b>六、 投资策略</b>	<b>29</b>
(一) 基金持仓：一季度持仓比例回落，持仓集中度高	29
(二) 投资建议	31
(三) 投资组合与盈利预测	32
<b>七、 风险提示</b>	<b>34</b>

## 一、2025 年上半年回顾：指数小幅下跌，板块业绩分化

### (一) 行情复盘：指数小幅下跌，子版块涨跌幅分化

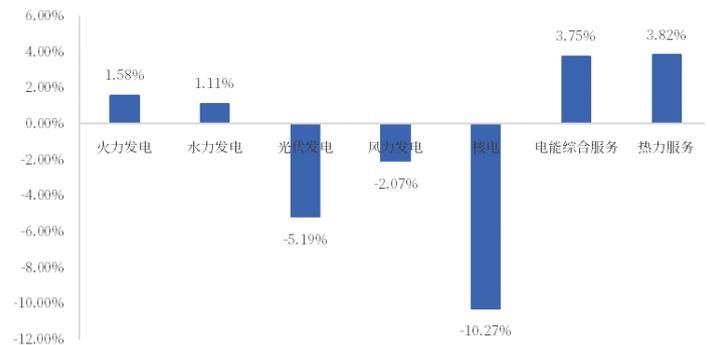
年初至 6 月 3 日，SW 公用事业下跌 0.89%，同期沪深 300 下跌 2.11%，公用事业指数跑赢沪深 300 指数 1.21pct。在 31 个子行业中，公用事业行业的涨跌幅排名为第 15 名。分子行业来看，年初至 6 月 3 日，火力发电/水力发电/光伏发电/风力发电/核电<sup>1</sup>/电能综合服务/热力服务涨跌幅分别为 1.58%/1.11%/-5.19%/-2.07%/-10.27%/3.75%/3.82%。

图1：年初至今公用事业与沪深 300 走势对比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图2：年初至今公用事业三级子行业涨跌幅（截至 2025 年 6 月 3 日）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

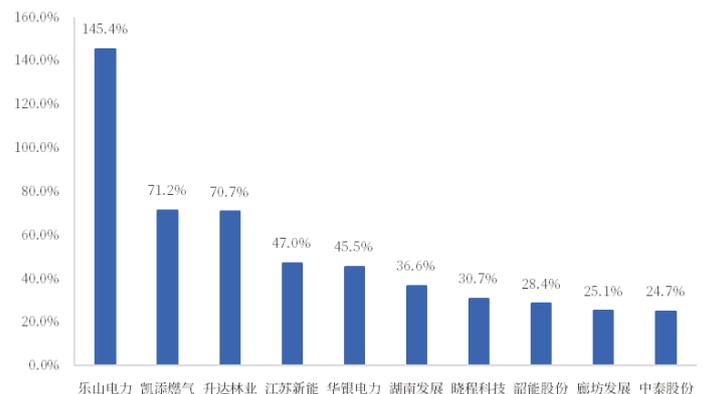
年初至 6 月 3 日，公用事业行业的估值水平小幅提升。截至 2025 年 6 月 3 日，SW 公用事业板块估值 PE(TTM) 为 17.21x，万得全 A 板块估值 PE(TTM) 为 15.01x，估值溢价水平为 14.6%，公用事业板块估值略高于市场平均。年初至 6 月 3 日，公用事业行业涨幅排名前 10 的个股中包含电力和燃气企业，其中电力企业 8 只，燃气企业 2 只。

图3：年初至今公用事业与万得全 A 估值对比 (PE TTM)



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图4：年初至今公用事业个股涨跌幅排名（截至 2025 年 6 月 3 日）



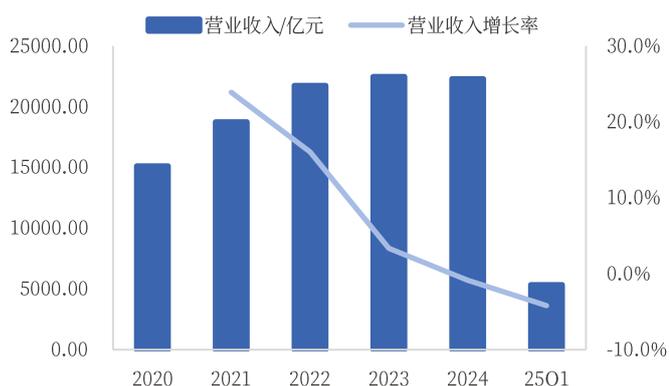
资料来源：wind，中国银河证券研究院

### (二) 业绩总结：火电、水电增长，核电、绿电承压

2024 年、25 年一季度电力行业业绩同比小幅增长。2024 年，SW 电力行业实现营业收入 22279 亿元，同比下降 0.8%，实现归母净利润 1797 亿元，同比增长 8.7%；2025 年一季度，SW 电力行业实现营业收入 5338 亿元，同比下降 4.2%，实现归母净利润 531 亿元，同比增长 7.2%。

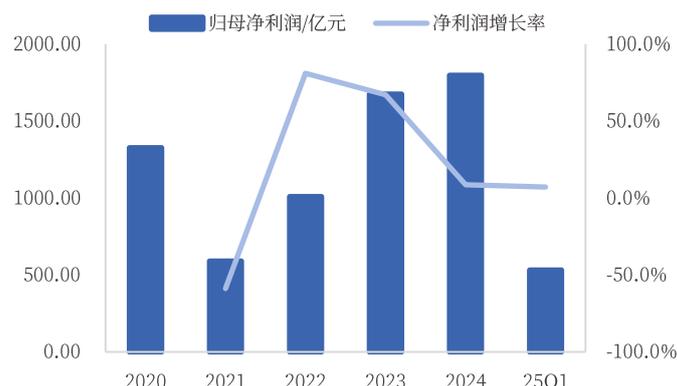
<sup>1</sup> 申万核力发电板块没有对应的指数，我们选取中国核电和中国广核两只标的，采用等权重的方式计算累计收益率。

图5：公用事业行业营收及同比增速（右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

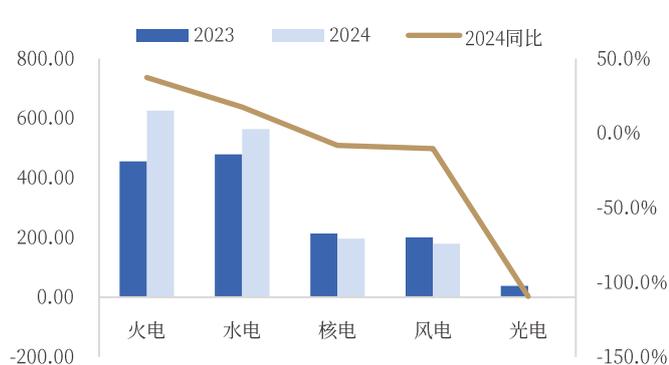
图6：公用事业行业归母净利润及同比增速（右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

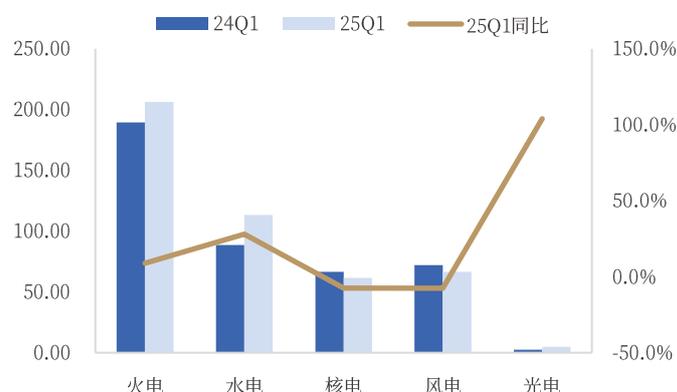
分板块来看，火电、水电、业绩同比增长，核电、新能源业绩同比承压。2024年全年，SW火电、水电、核电、风电、光电板块分别实现归母净利润625.7、563.2、195.9、179.7、-3.6亿元，同比增速分别为37.3%、17.6%、-8.2%、-10.4%、-109.5%；2025年一季度，SW火电、水电、核电、风电、光电板块分别实现归母净利润206.3、113.4、61.6、66.6、4.8亿元，同比增速分别为9.0%、28.1%、-7.5%、-7.5%、104.0%。总体而言，2024年以来煤价下行带来的成本改善对冲了电量下滑以及长协电价下降的不利因素影响，火电板块业绩实现正增长；2024年以来来水改善、财务费用持续压降，驱动水电板块业绩增长；核电短期业绩受所得税补缴拖累，剔除一次性因素和新能源影响后，核电业绩表现仍稳健；绿电方面，电价、消纳、风光资源条件等拖累业绩表现。

图7：公用事业分板块归母净利润（亿元）及同比增速（右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图8：公用事业分板块归母净利润（亿元）及同比增速（右）



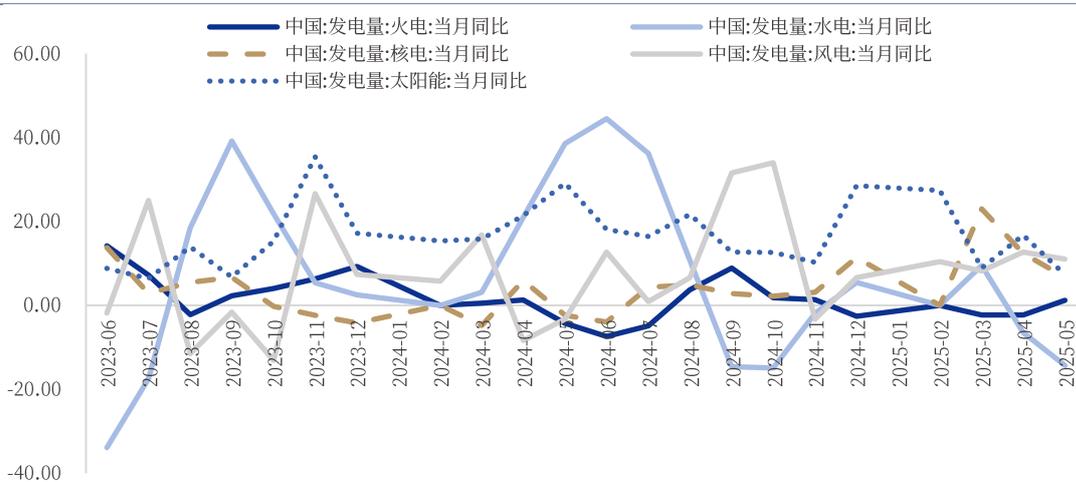
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

## 二、火电：煤价下跌对冲量价下跌，盈利仍有提升空间

### (一) 电量：年初以来电量负增长，各省分化明显

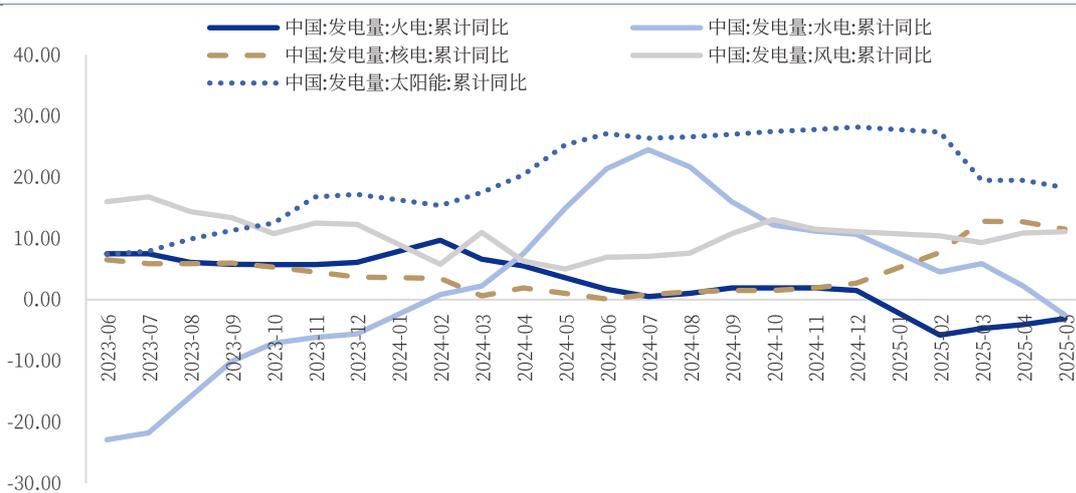
2024 年以来全国规上火电发电量增速放缓，2025 年以来火电发电量增速由正转负。受到水电、新能源等清洁能源发电量挤压影响，2024 年以来火电电量承压明显。2024 年全年，全国规上火电、水电、核电、风电、太阳能发电量同比分别+1.5%、+10.7%、+2.7%、+11.1%、+28.2%，相较 2023 年增速变化分别为-4.6pct、+16.3pct、-1pct、-1.2pct、+11pct。2025 年 1-5 月，全国规上火电、水电、核电、风电、太阳能发电量同比分别-3.1%、-2.5%、+11.5%、+11.1%、+18.3%，相较 2024 年 1-5 月增速变化分别为-6.7pct、-17.4pct、+10.5pct、+6.1pct、-7.0pct。

图9：全国分电源发电量当月同比（%）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图10：全国分电源发电量累计同比（%）

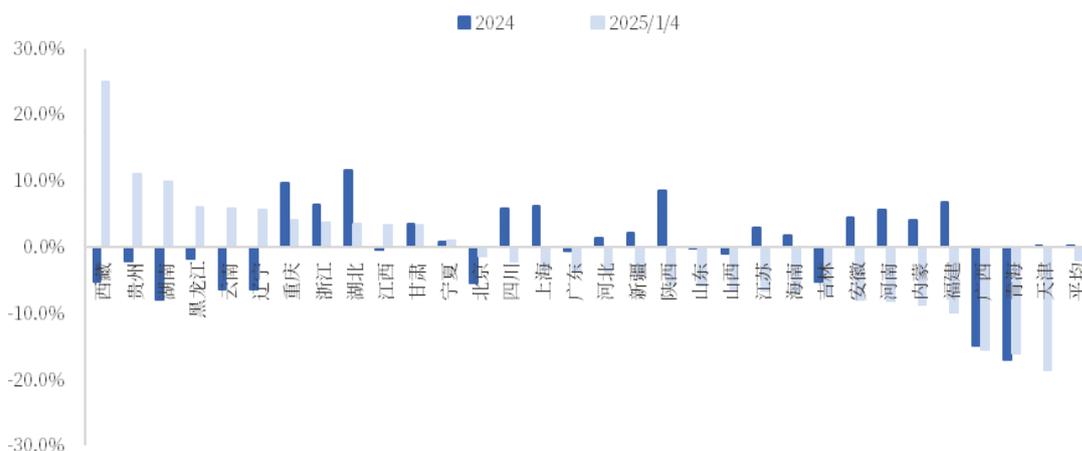


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

**全国各省火电电量增速分化明显。**2024 年、2025 年 1-4 月全国 31 省市火电发电量平均增速分别为 +0.3%、-1.9%，全国范围内火电电量增速呈下滑趋势，但各省分化明显。其中，2025 年 1-4 月火电发电量增速靠前的省份包括西藏（+25.0%）、贵州（+11.1%）、湖南（+9.9%），主要是受到旺盛用电需求推动；2025 年 1-4 月火电发电量靠后的省份包括天津（-18.6%）、青海（-16.1%）、广西（-15.5%），

主要是受到清洁能源电量挤压以及用电量增速放缓的双重影响。

图11: 全国 31 省市火电电量同比



资料来源: 北极星电力网、中国银河证券研究院

2025 年一季度, 上市公司层面火电电量负增长, 平均降幅 13.5%。以华能国际、大唐发电、华电国际、国电电力、国投电力 5 家电力央企以及 8 家以火电装机为主的省属企业为例, 2025 年一季度 13 家企业火电电量平均增速为-13.54%。其中, 火电电量增速靠后的企业包括国投电力 (-32.7%)、广州发展 (-26.3%)、内蒙华电 (-16.3%)、粤电力 (-15.8%), 主要是受到广西、广东、内蒙等地区清洁能源电量挤压影响。

表1: 部分电力企业电量及增速

公司	25Q1 电量 (亿千瓦时)	同比	备注
华能国际	829.37	-10.11%	煤机上网电量
国电电力	779.92	-9.34%	火电上网电量
大唐发电	448.26	-2.41%	煤机上网电量
华电国际	423.33	-9.29%	煤机上网电量
京能电力	222.89	-8.46%	火电发电量
粤电力	169.53	-15.82%	煤电上网电量
建投能源	129.58	-7.23%	整体发电量
内蒙华电	111.77	-16.29%	整体上网电量
申能股份	99.02	-12.50%	煤电发电量
国投电力	96.06	-32.70%	火电上网电量
赣能股份	32.09	-14.22%	火电上网电量
福能股份	31.8	-11.30%	火电上网电量
广州发展	28.95	-26.29%	火电上网电量
平均		-13.54%	

资料来源: 华能国际公告、国电电力公告、大唐发电公告、华电国际公告、京能电力公告、粤电力公告、建投能源公告、内蒙华电公告、申能股份公告、国投电力公告、赣能股份公告、福能股份公告、广州发展公告、中国银河证券研究院。备注: 建投能源、内蒙华电火电电量占绝对主导

## (二) 电价: 北方省份相对坚挺, 参与现货有望获得超额收益

2025 年一季度电力企业电价普遍下降, 北方省份电价相对坚挺。受到 2025 年全国多数省份长协电价持续下降的影响, 2025 年一季度电力企业整体上网电价下滑。以火电电量占比高的 5 家电力央企和 3 家省属企业为例, 8 家企业一季度电价平均降幅 13.69 元/MWh 或 2.67%。其中, 电价上涨或降幅较小

的企业包括内蒙华电、华电国际、建投能源，其火电装机主要分布在内蒙、山东、河北等电价相对坚挺的北方省份。

表2: 部分电力企业平均上网电价

公司	火电装机主要省份	25Q1 电价 (元/MWh)	同比	同比 (元/MWh)	备注
内蒙华电	内蒙	410.31	3.57%	14.14	整体
华电国际	山东、湖北、安徽等	505.71	-0.71%	-3.62	整体
建投能源	河北	433.65	-1.39%	-6.11	整体
华能国际	山东、浙江、江西等	488.19	-1.96%	-9.76	整体
申能股份	上海	501	-2.72%	-14.00	整体
大唐发电	京津冀、广东、山西等	460.91	-3.24%	-15.43	整体
国电电力	江苏、浙江、安徽、内蒙等	425.41	-6.62%	-30.17	整体
广州发展	广东	491.8	-8.31%	-44.57	火电
平均			-2.67%	-13.69	

资料来源: 内蒙华电公告、华电国际公告、建投能源公告、华能国际公告、申能股份公告、大唐发电公告、国电电力公告、广州发展公告、中国银河证券研究院

现货市场建设取得显著成效，截至 2025 年 6 月已有 7 个市场转入正式运行。从现货市场建设进展上来看，一般要经历 5 个重要的时间节点，即模拟试运行—>结算试运行—>长周期结算试运行—>连续结算试运行—>正式运行。截至目前，已有甘肃、蒙西、山西、山东、湖北、广东、省间 7 个市场进入正式运行。考虑到陕西、浙江、安徽 3 个市场已处于连续结算试运行阶段，预计在今、明两年或有望陆续转入正式运行。展望长期，根据中电联发布的《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，其提出“2029 年前全国绝大多数省份电力现货市场正式运行”，我国电力现货市场建设节奏逐渐明晰。

表3: 电力现货市场建设进展及规划

省份/区域	模拟试运行	结算试运行	长周期结算试运行	连续结算试运行	正式运行
青海		√		√ (2025 年底前)	
甘肃					√ (2024 年 9 月 5 日)
宁夏			√	√ (2025 年底前)	
新疆		√		√ (2025 年底前)	
陕西				√ (2025 年 1 月 1 日起)	√ (2026 年 6 月底前)
蒙西					√ (2025 年 2 月 24 日)
蒙东		√		√ (2025 年底前)	
吉林			√ (2025 年 6 月)	√ (2025 年底前)	
黑龙江				√ (2025 年底前)	
辽宁				√ (2025 年 3 月 1 日)	
四川				√ (2025 年底前)	
重庆			√	√ (2025 年底前)	
西藏					
河北南网				√ (2025 年 3 月 1 日)	
京津冀	√ (2025 年底前)				
山西					√ (2023 年 12 月 22 日)
山东					√ (2024 年 6 月 17 日)
上海			√	√ (2025 年底前)	
浙江				√	√ (2025 年底前)
江苏			√ (2025 年 6 月 1 日起)	√ (2025 年底前)	
安徽				√ (2024 年 12 月 31 日)	√ (2026 年 6 月底前)

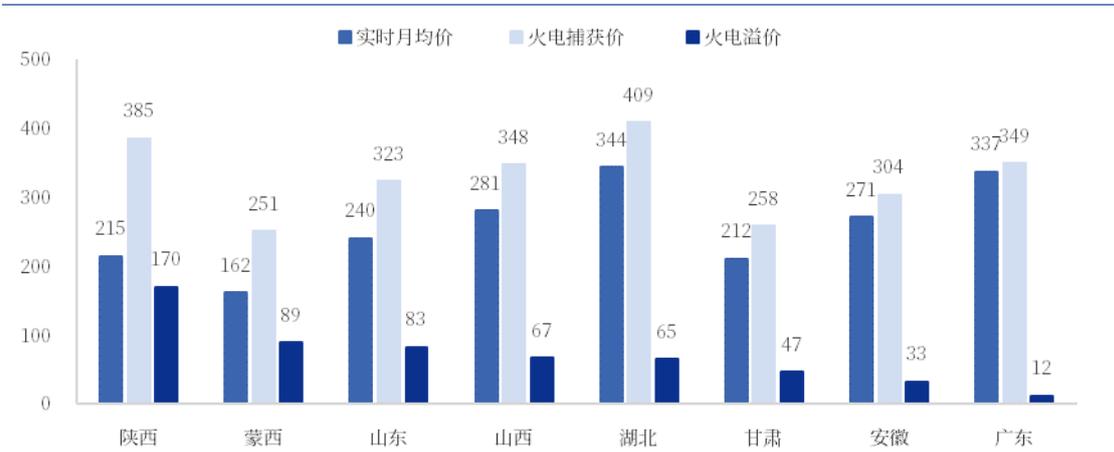
福建			√	√ (2025 年底前)	
江西				√ (2025 年底前)	
湖南				√ (2025 年底前)	
河南			√	√ (2025 年底前)	
湖北					√ (2025 年 6 月 6 日)
广东					√ (2023 年 12 月 29 日)
南方区域			√ (2025 年 6 月起)	√ (2025 年底前)	
省间					√ (2024 年 10 月 15 日)

资料来源：国家发改委、国家能源局、北极星电力网、中国银河证券研究院

注：黑色字体表示实际进展，红色字体表示发展规划。

**火电有望通过现货市场获得超额收益。**对于火电等具备调节能力的电源来说，可以基于对现货电价趋势的判断调整出力，即在电价较高的时段多发电，在电价较低的时段少发电或不发电，从而获取超额收益。以 2025 年 4 月为例，下图 8 个电力现货市场的火电捕获价（火电机组的加权平均现货价格，权重为相应机组的分时功率）均高于对应省份实时月均价，火电通过调整出力在各省现货市场均能获得一定溢价。

图12：2025 年 4 月部分现货市场电价（元/MWh）



资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

### （三）煤价：供需转向宽松，价格持续下滑

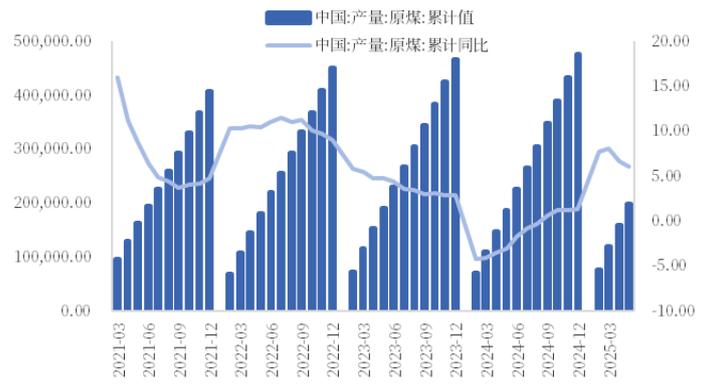
**煤炭持续推进增产保供，进口煤仍处于历史高位。**十四五以来随着国家及地方政府积极推进增产保供，煤炭优质产能的持续释放，国内煤炭产量增长显著，煤炭产量连年创新高。其中，2024 年、2025 年 1-5 月全国原煤产量分别为 47.59 亿吨、19.85 亿吨，同比分别增长 1.3%、6.0%。进口方面，2024 年受益于国际煤价下跌以及国内煤炭产量增速放缓，全年煤炭进口 5.4 亿吨，同比增长 14.4%；2025 年以来受到进口煤价格优势降低以及国内煤炭产量增速加快的影响，1-5 月进口 1.89 亿吨，同比下降 7.9%，但仍处于历史高位水平。

图13: 国内当月原煤产量 (万吨) 及同比 (右, %)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

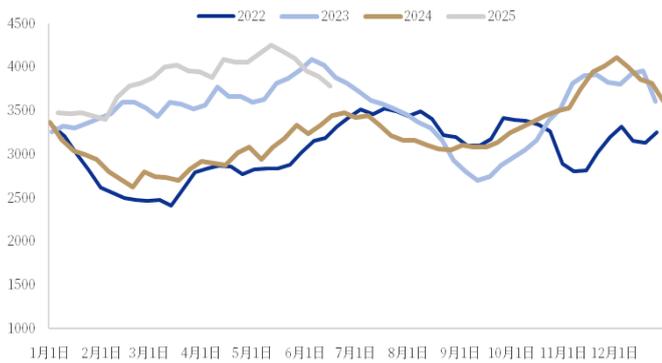
图14: 国内累计原煤产量 (万吨) 及同比 (右, %)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

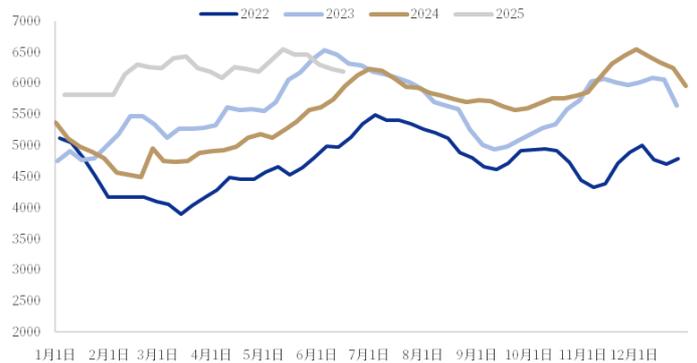
**煤炭库存处于历史高位，关注迎峰度夏期间去库情况。**受到供给强劲以及需求疲软的双重因素影响，2025年以来港口累库明显。截至6月16日，北方港口、沿海港口库存分别为3777、6190万吨，虽然较5月中有所下滑，但仍处于历史高位水平。现阶段即将进入迎峰度夏用煤旺季，但由于矿山供应充足、各环节库存高位、进口煤冲击及清洁能源发力等因素影响，且下游电厂提前储备煤炭，港口煤炭供需格局或将小幅改善。

图15: 北方港口煤炭库存 (万吨)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

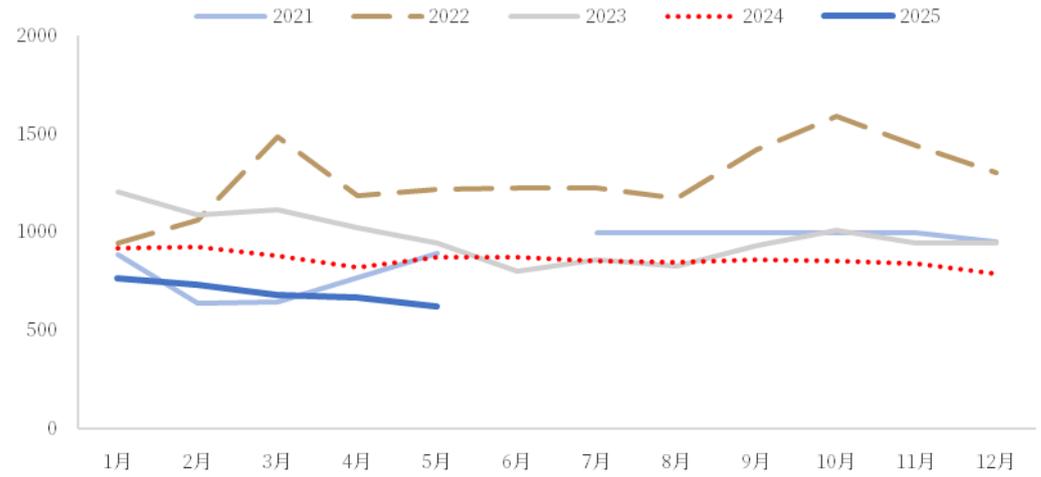
图16: 沿海港口煤炭库存 (万吨)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

**煤价进入下行通道，火电企业成本端大幅改善。**受到国内煤炭增产保供、进口煤维持高位、火电电量下滑等因素影响，2024年以来煤炭供需持续宽松，市场煤价进入下行通道。以京唐港5500大卡动力煤为例，2024年全年均价为861元/吨，同比下跌113元/吨或11.6%；2025年年初至6月17日均价为686元/吨，同比下跌195元/吨或22.1%；截至2025年6月6日，市场煤价已跌至613元/吨，相较2024年初累计下跌313元/吨或33.8%，且跌势未止，我们认为火电盈利能力仍有提升空间。煤价下跌推动火电企业燃料成本下降，以华能国际、华电国际为例，2024年单位燃料成本分别下跌8.0%、7.1%，预计2025年上半年单位燃料成本仍有10%的下跌空间。

图17: 十四五以来京唐港 5500 大卡动力煤月均平仓价 (元/吨)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

## 三、水电：股息率具备吸引力，成长性仍值得期待

### （一）低利率环境下，水电股息率具备较高吸引力

低利率环境下，以长江电力为代表的水电资产，盈利韧性较强且分红慷慨，当前股息率具备较高吸引力。

考虑到水电企业成本端以折旧为主，相对稳定，其盈利主要受电量、电价的影响。我们认为水电资产，尤其是大水电资产的盈利韧性一方面来自于上网电价受火电市场化电价的影响弱于市场预期，另一方面，拉长时间周期来看，来水存在均值回归属性，而 2024 年多数流域来水并未修复到历史平均水平。

**电价：25Q1 数据显示火电电价下行对水电影响有限。**25Q1，以长江电力为代表的外送水电，上网电价同比仅下降 0.52%，或表明外送大水电电价受当地火电电价下行的影响小于市场预期。华能水电 25Q1 综合上网电价同比下降 7.3%，我们预计有三方面原因：1) 电量结构问题，电价相对较高的澜上 5 座电站（暂不考虑 TB）电量占比同比有所下滑；2) 送广东框架外电量受广东市场化电价下行影响；3) 云南省内市场化交易电价同比下降。川投能源 25Q1 上网电价大幅增长 23.32%，主要系 2025 年公司控股水电企业常规直供电合同电价按照分水期（丰、平、枯）电价谈判签约，2024 年同期按照全年综合交易电价签约；签约方式差异带来了 Q1（枯水期）水电售电价格的暂时性增长。

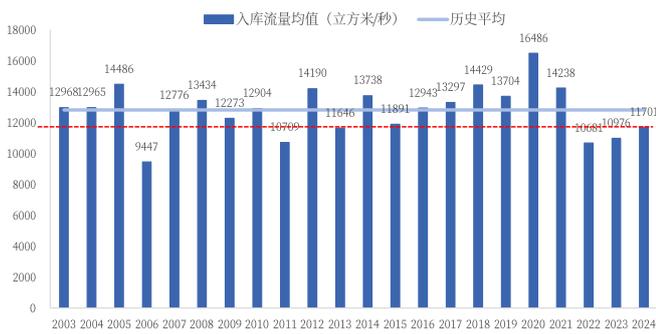
表4: 主要水电企业上网电价（元/kwh）

公司	25Q1	24Q1	YOY	备注
川投能源	0.349	0.283	23.32%	公司披露的水电上网电价，不含税
长江电力	0.295	0.297	-0.52%	营收/发电量
华能水电	0.255	0.275	-7.30%	营收/上网电量，含新能源

资料来源：对应公司公告、中国银河证券研究院

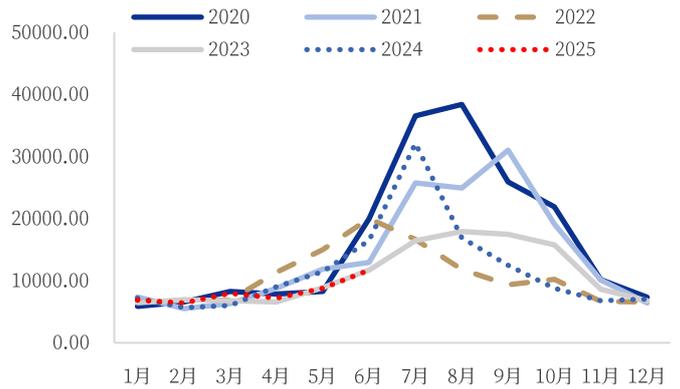
**来水：具备均值回归属性，2024 年来水好于 2022-2023 年，但并未达到历史偏丰水平。**以三峡电站为例，来水呈现丰枯交替态势。2024 年三峡日频入库流量均值为 11701 立方米/秒，较 2006、2011、2022、2023 年的来水情况有明显改善，但与极度偏丰的 2020 年、以及偏丰的 2005、2012、2018、2021 年均存在显著差距。在此基础上，观测雅砻江、大渡河流域 2024 年的来水情况，其中，雅砻江与三峡类似，2024 年来水优于 2022、2023 年，但不及 2020、2021 年；大渡河 2024 年来水在五年的时间维度上仅次于 2020 年。而短期来看，2025 年 4 月全国水电发电量同比增速转负、5 月降幅进一步扩大，一定程度上受到 24 年同期高基数的影响，但另一方面，考虑到 2024 年不同流域来水好转的时间存在差异，预计不同流域水电企业的发电量同比增速或有分化。具体而言，2024 年三峡电站入库流量从 4 月即开始出现同比大幅增长的情况，但 8 月丰枯急转，增速转负，而对于大渡河、雅砻江流域，从 2024 年 5 月开始来水才有明显好转，且分别于 2024 年 9 月、10 月明显转枯。

图18: 三峡电站入库流量均值



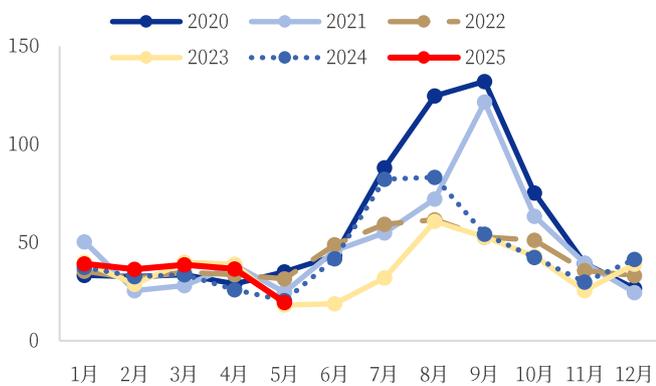
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图19: 三峡电站月度入库流量 (立方米/秒)



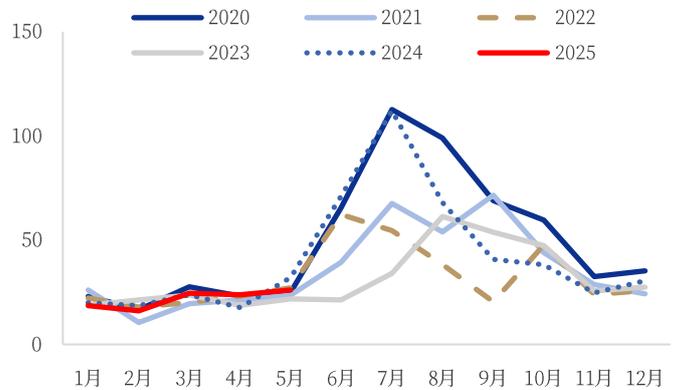
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图20: 雅砻江月度来水量 (亿立方米)



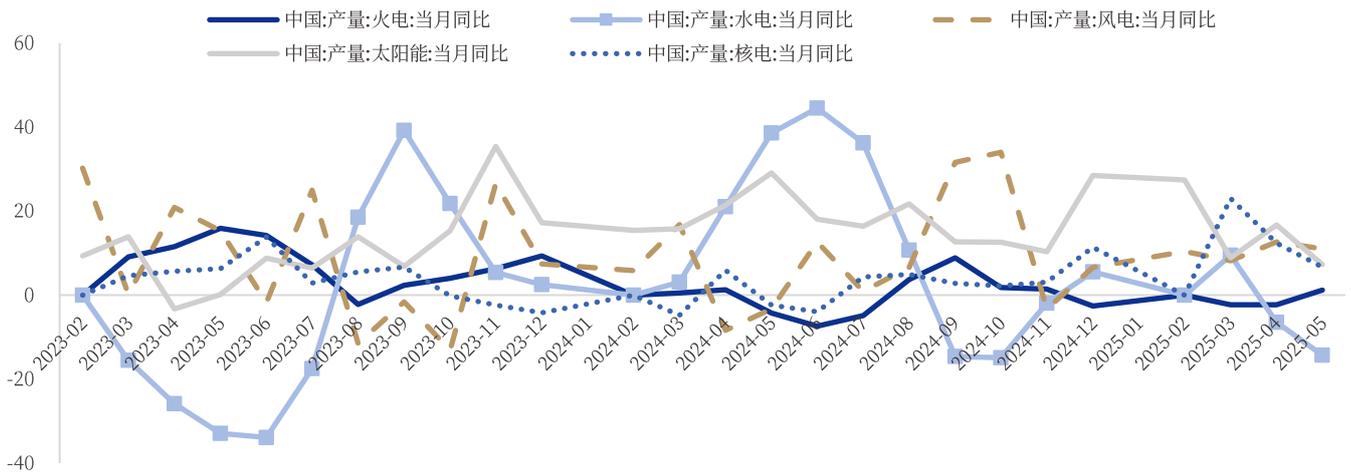
资料来源: 四川省水文水资源勘测中心、中国银河证券研究院

图21: 大渡河月度来水量 (亿立方米)



资料来源: 四川省水文水资源勘测中心、中国银河证券研究院

图22: 全国不同电源月度发电量同比增速 (%)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

四家代表性水电企业均有较为明确的分红承诺, 2025E 股息率相较十年期国债收益率的利差处于 2020 年以来的高位。在业绩相对稳健的基础上, 我们关注水电企业的分红确定性。目前长江电力、华能水电、国投电力、川投能源的分红承诺均在有效期内, 前三者分红比例不低于 70%、50%、

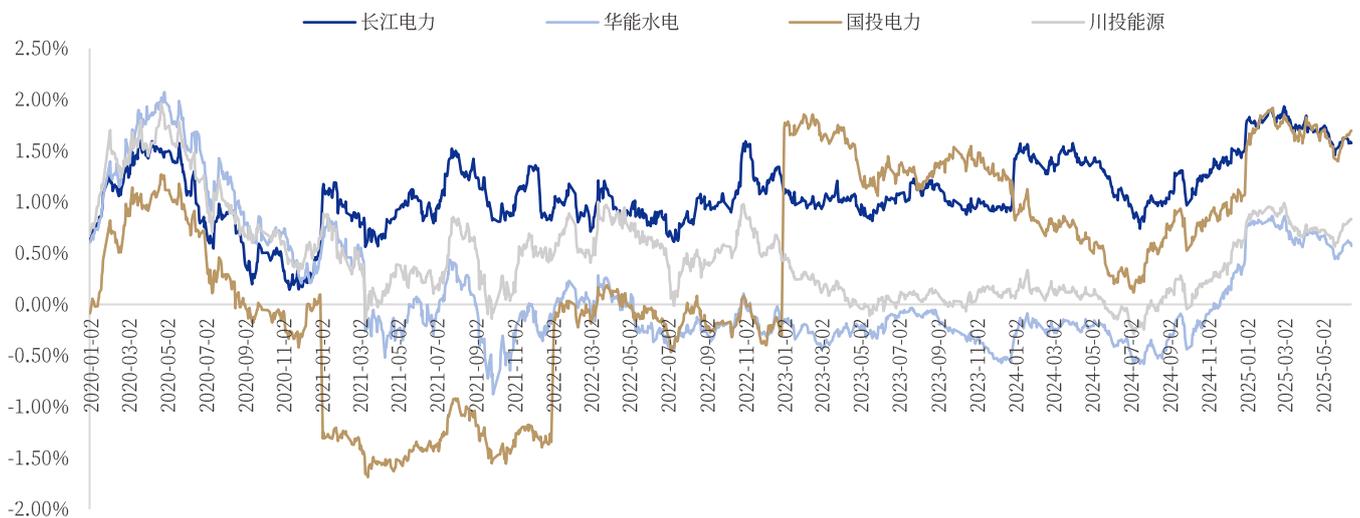
55%，川投能源承诺每股现金红利不低于 0.4 元（含税）。基于各家公司 2025E wind 一致盈利预测，结合前述分红承诺，我们测算四家公司 2025/6/17 股价对应的股息率分别为 3.21%、2.21%、3.33%、2.46%，较十年期国债收益率的利差分别为 158、57、170、83bp，处于 2020 年以来 92%、76%、93%、83%的分位数，配置价值凸显。

表5：四家代表性水电企业分红承诺

公司	具体内容
长江电力	2021-2025 年每年度的利润分配按不低于当年实现净利润的 70%进行现金分红。
华能水电	公司在当年盈利、且无未弥补亏损的条件下，如无重大投资计划或重大现金支出事项发生、资产负债率未超过 75%，应当采取现金方式分配股利。公司每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的百分之五十。
国投电力	2024-2026 年拟每年以现金分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可分配利润的 55%。
川投能源	2023-2025 年每年以现金方式分配的利润原则上每 10 股不低于 4 元（含税）。

资料来源：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源公司公告、中国银河证券研究院

图23：四家代表性水电企业股息率相较十年期国债收益率的利差



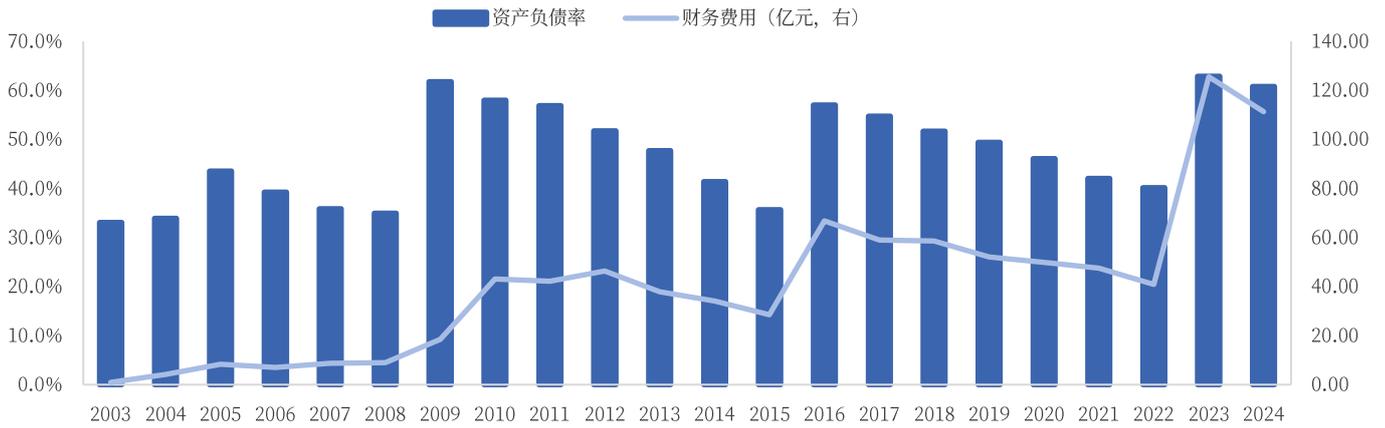
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

## （二）财务费用下降+折旧到期+装机增量，大水电资产成长性仍值得期待

### 1. 财务费用下降+折旧陆续到期塑造水电业绩自然增长特性

以长江电力为例，溪向注入后、乌白注入前，年均财务费用减少 4.3 亿元，预计未来财务费用的压降对公司业绩的贡献仍然可观。考虑到三峡机组于 2003、2005、2007、2009、2011、2012 年分批注入，对长江电力在此期间的资产负债率、财务费用产生一定扰动，因此，我们主要观察 2016 年溪、向电站注入后且 2023 年乌、白电站注入前这段时间，公司资产负债率和财务费用的变化。2016-2022 年，公司资产负债率由 57.0%下降 16.8pct 至 40.2%，叠加贷款利率步入下行通道，公司财务费用由 66.79 亿元减少 25.87 亿元至 40.92 亿元，对应年均减少 4.3 亿元。考虑到乌、白注入后，公司负债规模大幅提升，以及同期贷款利率快速下行，2024、25Q1 公司财务费用同比分别减少 14.3、3.7 亿元，降幅 11.3%、13.0%。参考溪、向注入后财务费用的压降进程，预计公司后续财务费用的减少规模或较 2024 年有所收窄，但仍有望维持较为可观的体量。

图24: 长江电力资产负债率&财务费用



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图25: 贷款市场报价利率-1年 (%)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图26: 贷款市场报价利率-5年 (%)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

代表性水电公司中，短期 2-3 年维度内，长江电力、华能水电有望受益于机器设备折旧到期；而展望 2030 年，长江电力、华能水电、雅砻江均将迎来新一轮机器设备折旧到期。

**长江电力：**考虑 18 年的机器设备折旧年限，公司于 2007-2008 年投产的部分三峡电站机组折旧将于 25-27 年陆续到期，我们测算由此带来的成本减少接近 11 亿元。在此基础上，三峡剩余机组于 2011-2012 年陆续投产，且溪洛渡、向家坝电站于 2012 年开始投产，带动公司从 2029 年起进入新一轮折旧下行周期。

**华能水电：**考虑 12 年的机器设备折旧年限，公司 25-27 年有望受益于功果桥、糯扎渡、龙开口水电站机器设备折旧到期。公司澜沧江上游云南段的五座电站（乌弄龙、里底、黄登、大华桥、苗尾）机器设备折旧将于 2030 年前后集中到期。

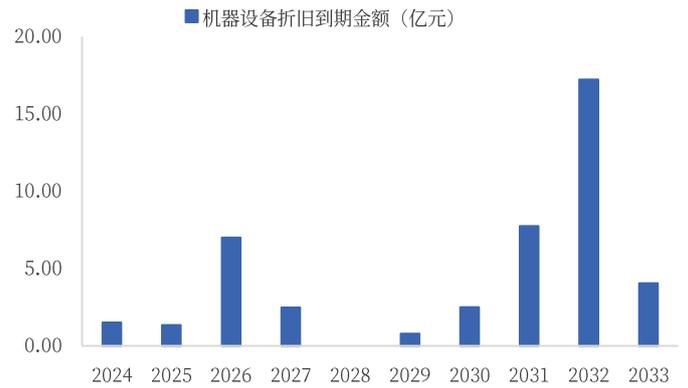
**国投电力：**根据公司披露，其水轮机发电机组的折旧年限为 12-18 年，我们假设按 18 年保守估计，则 2030-2035 年，公司锦官电源组、桐子林电站机器设备折旧将陆续到期。

图27: 长江电力三峡、溪、向电站在不同年份投产的装机(万千瓦)



资料来源: 长江电力公告、北极星水力发电网、中国电器工业协会、中国银河证券研究院

图28: 长江电力三峡、溪、向电站机器设备折旧到期金额测算



资料来源: 长江电力公告、北极星水力发电网、中国电器工业协会、中国银河证券研究院

表6: 华能水电主要水电站投产时间

电站名称	装机容量 (万千瓦)	首台机组投产时间	最后一台机组投产时间
乌弄龙	99	2018/12	2019/7
里底	42	2018/10	2019
托巴	140	2024/6	2025
黄登	190	2018	2018
大华桥	92	2018	2018
苗尾	140	2017/10	2018/6
功果桥	90	2011/10/31	2012/6/21
小湾	420	2009/9/19	2010/8/22
漫湾	167	1993/6/30	1995/6/28
糯扎渡	585	2012/8/23	2014/6/26
景洪	175	2008/6/17	2009/5/27
龙开口	180	2013/5/21	2014/1/26

资料来源: 华能水电公告、中国银河证券研究院

表7: 国投电力-雅砻江流域水电站投产时间

电站	装机容量 (万千瓦)	首台机组投产时间	全部机组投产时间
桐子林	60	2015年10月28日	2016年3月27日
二滩	330	1998年8月18日	1999年12月26日
官地	240	2012年3月31日	2013年3月
锦屏二级	480	2012年12月30日	2014年11月29日
锦屏一级	360	2013年8月30日	2014年7月12日
杨房沟	150	2021年6月30日	2021年10月16日
两河口	300	2021年9月29日	2022年3月18日

资料来源: 四川日报、攀枝花新闻网、中国政府网、国资委、四川省人民政府、人民网、中国银河证券研究院

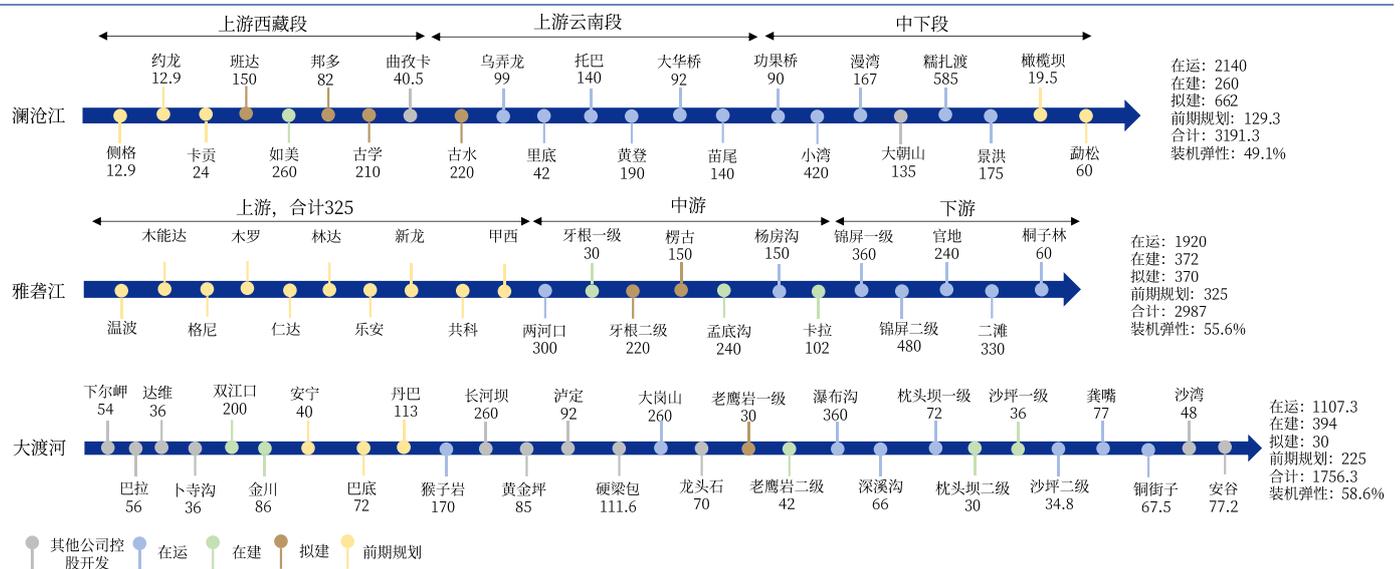
2. 长期来看, 澜沧江、雅砻江、大渡河流域水电装机增长潜力仍较大, 有望贡献业绩弹性。即使不考虑水风光一体化, 仅聚焦流域水电增长潜力, 澜沧江、雅砻江、大渡河装机弹性均在50%左右。

**澜沧江：**截至 24 年末，华能水电控股的澜沧江流域水电在运装机 2140 万千瓦（托巴电站已于 24 年投运）。目前，公司在建水电站为如美，装机容量 260 万千瓦，预计将于 2035 年全部投产；拟建水电站为班达、邦多、古学、古水，合计装机 662 万千瓦；剩余电站处于前期规划阶段，合计 129.3 万千瓦。基于此，我们测算公司未来装机增长潜力可达 1051.3 万千瓦，占在运装机的 49.1%。

**雅砻江：**截至 24 年末，国投电力控股的雅砻江流域水电在运装机 1920 万千瓦。目前，公司在建水电站包括卡拉、孟底沟、牙根一级，合计 372 万千瓦，预计将分别于 2029、2031-2032、2028 年投产；拟建水电站包括楞古、牙根二级，合计 370 万千瓦；处于前期规划阶段的主要为雅砻江上游 10 座电站，合计 325 万千瓦。基于此，我们测算公司远期装机增长潜力为 1067 万千瓦，占在运装机的 55.6%。

**大渡河：**截至 24 年末，国能大渡河控股的大渡河流域水电在运装机为 1107.3 万千瓦。目前，公司在建水电站包括双江口、金川、枕头坝二级、沙坪一级、老鹰岩二级，合计 394 万千瓦，其中前 4 座电站将于 2025-2026 年陆续投产（2025、2026 年分别投产 136.5、215.5 万千瓦），老鹰岩二级计划于 2029 年投产发电；拟建水电站包括老鹰岩一级，装机 30 万千瓦；处于前期规划阶段的电站包括安宁、巴底、丹巴，合计 225 万千瓦。基于此，我们测算国能大渡河公司远期装机增量为 649 万千瓦，占在运装机的 58.6%。

图29：澜沧江、雅砻江、大渡河流域水电项目梳理（图中数字单位为万千瓦）



资料来源：华能水电公告、雅砻江公司公告、国投在线、国能大渡河公司公告、国电电力公告、中国银河证券研究院

## 四、核电：短期电价有所波动，聚焦中长期维度装机弹性

### （一）25 年市场化电价有所波动，电量增量、辅助服务费用节约有望形成对冲

受江苏、浙江、广东、广西等省份 25 年长协电价下行影响，两家核电公司 25 年市场化电价预计均有所下降。中国核电方面，公司披露 25Q1 核电综合电价同比下降约 0.01 元/kwh。中国广核方面，根据公司业绩推介材料，25Q1 核电市场化电价为 0.363 元/kwh，同比下降 0.032 元/kwh；我们基于公司披露的市场化电价、市场化电量占比、以及核准电价，测算公司 25Q1 的综合电价为 0.384 元/kwh，同比下降 0.018 元/kwh。

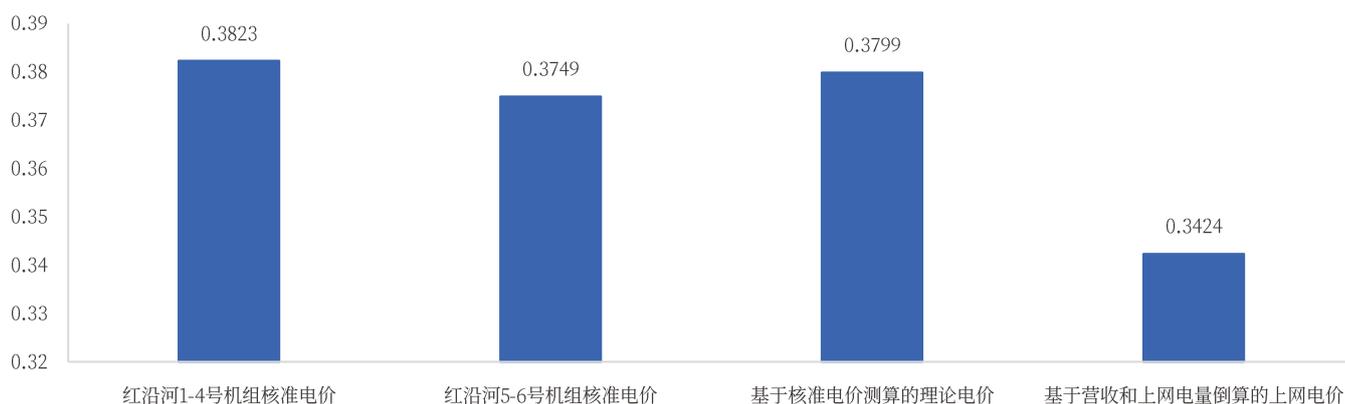
表8：核电企业上网电价

	25Q1	24Q1	YOY-相对值	YOY-绝对值	备注
中国核电-核电综合电价	0.361	0.370	-2.60%	(0.010)	核电收入/上网电量
中国广核-核电市场化电价	0.363	0.395	-8.01%	(0.032)	公司公告
中国广核-核电综合电价	0.384	0.402	-4.55%	(0.018)	根据市场化电价、市场化电量占比、以及核准电价计算得到

资料来源：中国核电、中国广核公告、中国银河证券研究院

**电量增量、辅助服务费用节约有望对冲 25 年市场化电价下行的不利影响。**对于中国核电，25 年初漳州 1 号机组商运、漳州 2 号机组有望于年内投运（如参考漳州 1 号的建设周期，有望于 25 年 11 月末商运），同时福清 4 号机组恢复正常运行，综合来看公司 25 年电量增量可观。根据公司 25 年发电量目标，预计全年核电发电量增量为 122.78 亿 kwh，将有效对冲市场化电价下行的不利影响。至于中国广核，25 年电量增量主要来自于防城港 4 号机组（24 年 5 月 25 日商运）和惠州 1 号机组（假设 5.5 年的建设周期，有望于 25 年年中投运；且根据集团最新承诺，将于 25 年年底前注入），相对中国核电而言较为有限，我们认为可更多关注辽宁现货市场自 25 年 3 月 1 日起连续结算试运行对公司红沿河核电辅助服务费用的节约效应（基于红沿河核电市场化电价与核准电价接近的前提，我们测算 24 年实际营收和理论营收的差值在 15-20 亿元，该部分差值预计主要来自辅助服务费用分摊）。

图30：红沿河核电上网电价（元/kwh，含税）



资料来源：中国广核公告、中国银河证券研究院

### （二）国内核电核准常态化，聚焦中长期维度的装机弹性

**2025 年核电核准已落地，连续四年维持 ≥ 10 台机组的核准规模。**2025 年 4 月 27 日，国务院

常务会议核准浙江三门三期等 5 个核电项目。具体包括中广核防城港 5#、6#机组，单机容量 120.8 万千瓦；中广核台山 3#、4#机组，单机容量 120 万千瓦；中国核电三门 5#、6#机组，单机容量 121.5 万千瓦；国家核电山东海阳 5#、6#机组，单机容量 130 万千瓦；华能福建霞浦 1#、2#机组，单机容量约 125 万千瓦；共计 10 台机组、装机容量 1234.6 万千瓦。2022-2025 年，我国已连续 4 年核准核电机组数量 ≥ 10 台。

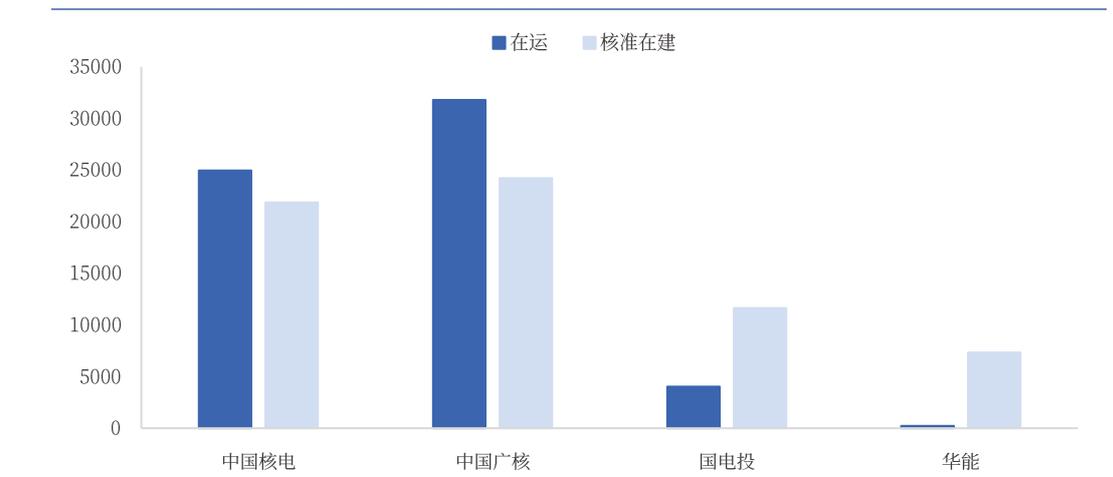
图31: 近年我国核电核准情况 (台)



资料来源: 中国核电公告、中国广核公告、国家能源局、中国能源报、核能号、中国银河证券研究院

**核电进入积极有序发展新阶段，长期来看核准在建装机容量为在运装机的 107%。**2021 年 3 月的《政府工作报告》中提出“在确保安全的前提下积极有序发展核电”，为近 10 年来首次使用“积极”一词对核电进行政策表述。根据中国核能行业协会轮值理事长杨长利 4 月 27 日在“2025 春季核能可持续发展国际论坛”上介绍，截至目前，我国商运核电机组 58 台、装机容量 6096 万千瓦；核准在建机组 44 台，装机容量 5235 万千瓦。在此基础上，如考虑此次新核准的 10 台机组，我国核准在建核电机组将达 54 台，装机容量 6506.5 万千瓦，占在运装机规模的 107%。具体到四家核电运营商而言，我们统计中国核电、中国广核（含红沿河核电）、国家核电、华能核电在运装机分别为 2496.2、3179.8、404.0、21.2 万千瓦，核准在建装机分别为 2185.9、2422.2、1163.4、735.0 万千瓦，对应弹性分别为 88%、76%、288%、3483%。

图32: 四家核电运营商在运、核准在建装机梳理 (MW)



资料来源: 中国核电公告、中国广核公告、国家能源局、中国能源报、核能号、中国银河证券研究院

注: 红沿河核电计入中国广核。

**拉长时间来看，两家核电企业的电价波动十分有限，建议重点关注装机增量对业绩的驱动。**回

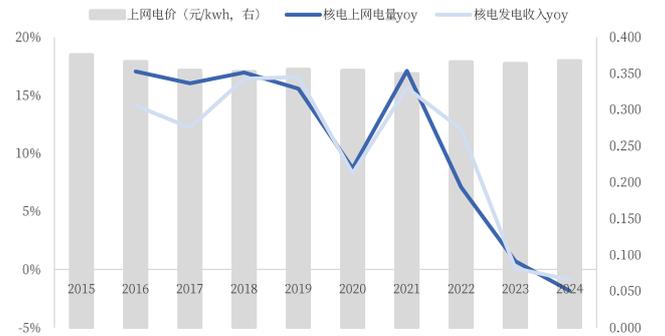
回顾两家核电企业过去十年的综合上网电价水平（以核电收入/上网电量进行测算，排除在此期间增值税率变化对含税电价的影响），尽管电力市场化持续推进，但考虑到多数省份存在超额收益回收机制，核电综合上网电价的波动幅度非常有限。2015-2024年，中国广核、中国核电的上网电价同比增速维持在-4%~+4%，-3%~+5%区间内。基于此，我们认为新机组投产带来的电量增长对核电企业的业绩拉动效果将更为显著。基于对两家企业机组建设节奏的梳理，预计中国广核、中国核电将分别于2026、2027年进入新一轮投产高峰期。

图33：中国广核综合上网电价



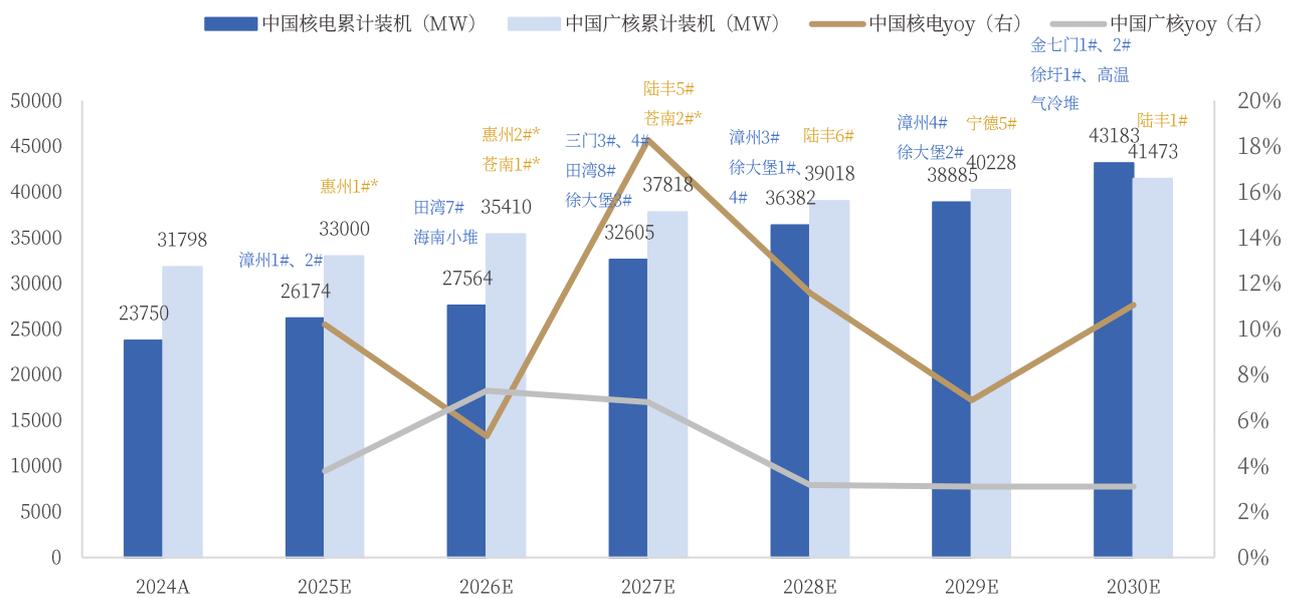
资料来源：中国广核公告、中国银河证券研究院

图34：中国核电综合上网电价



资料来源：中国核电公告、中国银河证券研究院

图35：中国核电、中国广核机组投运节奏 (MW)



资料来源：中国核电公告、中国广核公告、中国银河证券研究院

注：1) 标\*表示由控股股东委托管理的机组，图中对中国广核的累计装机预测未考虑资产注入与机组投产可能存在的时间差异；2) 机组投运节奏根据中国核电、中国广核2024年年报中披露的机组预计投产时间确定，如后续有变化，以公司最新披露的数据为准。

## 五、新能源：关注 136 号文带来的结构性机会

### （一）25 年新增装机或仍维持高位，十五五有望趋于理性

**节能降碳政策频出，激发绿电需求。**我们统计 2024 年以来国家层面有关节能降碳的政策，核心内容可概括为以下两方面：

1) **设定关于可再生能源/非化石能源消费的总体目标。**如《2024—2025 年节能降碳行动方案》提出“到 2025 年底，全国非化石能源发电量占比达到 39%左右”；《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出“到 2030 年，非化石能源消费比重提高到 25%左右”；《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》提出“2025 年全国可再生能源消费量达到 11 亿吨标煤以上，2030 年达到 15 亿吨标煤以上”；《2025 年能源工作指导意见》提出“非化石能源发电装机占比提高到 60%左右，非化石能源占能源消费总量比重提高到 20%左右”。

2) **针对特定高耗能行业，如电解铝、数据中心、钢铁等，直接设置绿电消费比例或限制碳排放，以刺激其消费绿电的积极性。**如《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》指出“到 2025 年底，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%”。《关于 2024 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》指出“各省 2024 年电解铝行业绿色电力消费比例在 21%-70%”。《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》提出“加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，到 2030 年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平；国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在 80%基础上进一步提升”。《2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》提出“同等口径下 2023 年度碳排放基准值较 2022 年下降 1%左右”。《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》提出“2024 年度作为钢铁、水泥、铝冶炼行业首个管控年度，2025 年底前完成首次履约工作”。

表9：2024 年以来节能降碳相关政策梳理

发布日期	政策名称	发文机关	主要内容
2024/5/29	《2024—2025 年节能降碳行动方案》	国务院	到 2025 年底，全国非化石能源发电量占比达到 39%左右。“十四五”前三年节能降碳指标进度滞后地区要实行新上项目非化石能源消费承诺，“十四五”后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于 20%。
2024/7/3	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局、国家数据局	到 2025 年底，全国数据中心布局更加合理，整体上架率不低于 60%，平均电能利用效率降至 1.5 以下，可再生能源利用率年均增长 10%，平均单位算力能效和碳效显著提高。到 2025 年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%。
2024/7/10	《关于 2024 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》	国家发展改革委、国家能源局	为推动可再生能源电力消纳责任权重向重点用能单位分解，新设电解铝行业绿色电力消费比例目标，各省在 21%-70%不等。
2024/7/31	《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	中共中央 国务院	到 2030 年，非化石能源消费比重提高到 25%左右。
2024/10/16	《2023、2024 年度全国碳排放权交易发	生态环境部	碳排放基准值略有加严，同等口径下 2023 年度碳排放基准值较 2022 年下降 1%左右。

	电行业配额总量和分配方案》		
2024/10/18	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、国家能源局、国家数据局	2025年全国可再生能源消费量达到11亿吨标煤以上，2030年全国可再生能源消费量达到15亿吨标煤以上。
2025/2/27	《2025年能源工作指导意见》	国家能源局	非化石能源发电装机占比提高到60%左右，非化石能源占能源消费总量比重提高到20%左右。工业、交通、建筑等重点领域可再生能源替代取得新进展。
2025/3/6	《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》	国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、商务部、国家数据局	加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，到2030年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平；国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在80%基础上进一步提升。
2025/3/12	《政府工作报告》		单位国内生产总值能耗降低3%左右。加快构建碳排放双控制度体系，扩大全国碳排放权交易市场行业覆盖范围。开展碳排放统计核算，建立产品碳足迹管理体系、碳标识认证制度，积极应对绿色贸易壁垒。加快建设“沙戈荒”新能源基地，发展海上风电，统筹就地消纳和外送通道建设。
2025/3/21	《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》	生态环境部	2024年度作为钢铁、水泥、铝冶炼行业首个管控年度，2025年底前完成首次履约工作。其中，2024年度配额基于经核查的实际碳排放量等量分配，2025、2026年度配额采用碳排放强度控制的思路分配，企业所获得的配额数量与产能产出挂钩，合理确定配额盈缺率，行业整体配额盈亏基本平衡。

资料来源：中国政府网、新华网、中国银河证券研究院

**分布式光伏新规和136号文明确新老划断，引发抢装潮。**2025年1月23日，国家能源局印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》，明确“对于本办法发布之日前已备案且于2025年5月1日前并网投产的分布式光伏发电项目，仍按原有政策执行”。随后在2025年2月9日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于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通知》，《通知》指出新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，同时在结算环节建立可持续发展价格结算机制，并以2025年6月1日为时间节点，对存量、增量项目执行差异化政策。考虑到新的政策可能对项目收益预期产生扰动，新老划断将导致抢装。

表10: 《分布式光伏发电开发建设管理办法》要点梳理

项目类型	投资方式	电压等级	容量限制	全额上网	全部自发自用	自发自用余电上网	其他要求
自然人户用	自然人利用自有住宅、庭院投资建设	不超过380伏	无明确限制	√	√	√	新建的分布式光伏发电项目应当实现“可观、可测、可调、可控”，提升分布式光伏发电接入电网承载力和调控能力。 <b>对于存量具备条件的</b> 分布式光伏发电项目，电网企业、分布
非自然人户用	非自然人租用居民住宅、庭院投资建设	不超过10千伏（20千伏）	不超过6MW	√	√	√	
一般工商业	利用党政机关、学校、医院、市政、文化、体育设施、交通场站等公共机构以及	不超过10千伏（20千伏）	不超过6MW	×	√	√（年自发自用电量占发电量的比例由省级能源主管部门结合实际确定）	

	工商业厂房等建筑物及其附属场所建设						式光伏发电项目投资主体应当根据产权分界点，加大投资建设改造力度，提升信息化、数字化、智能化水平，以实现“可观、可测、可调、可控”。
大型工商业	利用建筑物及其附属场所建设	35千伏； 110千伏 (66千伏)	不超过 20MW；不 超过 50MW	×	√ (原则上)	电力现货市场连续运行地区，可采用自发自用余电上网模式参与现货市场	

资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

图36: 《关于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通知》要点梳理

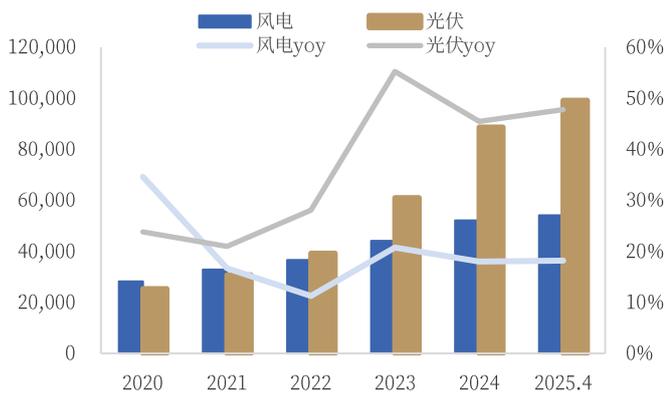
政策总体要求				
<ul style="list-style-type: none"> <li>新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上<b>全部进入电力市场</b>，上网电价通过市场交易形成。可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。</li> <li>新能源参与电力市场交易后，在<b>市场外建立差价结算的机制</b>。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的<b>差额纳入当地系统运行费用</b>。</li> <li>电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。</li> </ul>				
项目分类	机制电量	机制电价	执行期限	其他
2025年6月1日以前投产的存量项目	<ul style="list-style-type: none"> <li>衔接<b>现行具有保障性质的</b>相关电量规模政策</li> <li>在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但<b>不得高于上一年</b></li> </ul>	按现行价格政策执行， <b>不高于当地煤电基准价</b>	按照现行相关政策保障期限确定	<ul style="list-style-type: none"> <li>纳入可持续发展价格结算机制的电量，<b>不重复获得绿证收益</b>。</li> <li>已纳入机制的新能源项目，执行期限内可<b>自愿申请退出</b>。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。</li> <li><b>各地要在2025年底前出台并实施具体方案。</b></li> </ul>
2025年6月1日以后投产的增量项目	每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的 <b>年度非水电可再生能源电力消纳责任权重</b> 完成情况，以及用户承受能力等因素确定	<ul style="list-style-type: none"> <li>由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目<b>自愿参与竞价形成</b></li> <li>竞价时按报价从低到高确定入选项目，<b>机制电价原则上按入选项目最高报价确定</b></li> <li><b>设置竞价上限、下限</b></li> </ul>	按照 <b>同类项目回收初始投资的平均期限</b> 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	

资料来源：国家发改委、中国银河证券研究院

**2024年、2025年1-4月装机高增，5月抢装效应或持续显现，全年新增装机预计超过300GW。**

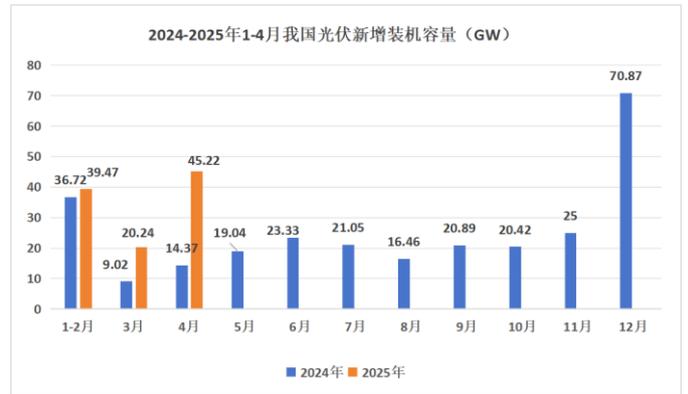
在促绿电消费政策和抢装效应的双重驱动下，2024年、2025年1-4月新能源装机增速维持高位。根据国家能源局数据，截至2025年4月末，风电、光伏累计装机分别为541、992GW，同比增长18.2%、47.7%。2025年1-4月，风电、光伏新增装机分别为19.96、104.93GW，同比增长18.5%、74.6%。光伏抢装明显，4月单月新增装机达到45.22GW，同比增长214.68%。考虑到136号文的老划断时点在2025年6月1日，预计5月新增装机或仍维持较高水平。展望全年，中电联预测到25年末，风电、光伏累计装机将分别达到6.4、11亿千瓦，据此测算年内新增装机分别为119、213GW。

图37: 新能源累计装机(万千瓦)及同比增速(右)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图38: 月度光伏新增装机(GW)

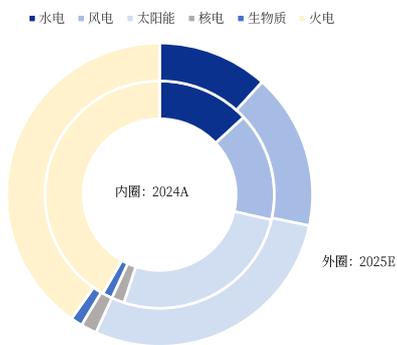


资料来源: CPIA、中国银河证券研究院

**十四五可再生能源发电目标基本完成，十五五新增装机在市场价格信号引导下预计趋于理性。** 装机方面，《2025年能源工作指导意见》提出“非化石能源发电装机占比提高到60%左右”。截至24年末，非化石能源发电装机占比约为58.3%，基于前述中电联对25年新增装机的预测，预计25年末非化石能源发电装机占比将达到60%。电量方面，《2024—2025年节能降碳行动方案》提出“到2025年底，全国非化石能源发电量占比达到39%左右”。根据水电水利规划设计总院披露的数据，2024年可再生能源发电量为3.47万亿kwh，占全国全口径发电量的35%，在此基础上，考虑核电贡献的4.5%，2024年非化石能源发电量占比已达到39.5%，基本实现前述目标。展望十五五，在136号文的顶层设计下，新能源项目非机制电量部分的收益取决于电力市场交易价格，机制电量部分的收益取决于市场交易均价和机制电价的差价结算，而机制电价本身又是市场主体竞争的结果，因此，我们预计新能源新增装机将在市场价格的引导下趋于理性。

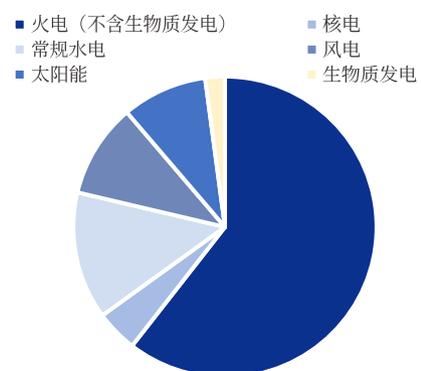
**从结构上来看，我们更看好风电的发展潜力。**在136号文明确新能源全面入市的背景下，2025年4月16日，国家发改委、国家能源局印发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》。基于《通知》要求，预计到2026年6月末，全国绝大多数省份的现货市场将转入正式运行/连续结算试运行（见表3）。考虑到风电出力曲线在日内更为平滑，与用电负荷曲线的匹配程度更高，其在电力现货市场往往可以获得高于光伏的价格，以2024年为例，除浙江外，山西、山东、甘肃、蒙西、湖北现货市场风电年均价较光伏高出0.02-0.10元/kwh不等（见图41）。同时综合考虑初始投资成本和利用小时数后，风电（此处主要考虑陆风）的度电成本亦低于光伏，幅度约0.02元/kwh（见图42）。基于此，我们看好新能源全面市场化后，风电项目相较光伏的盈利优势，助力其装机增长空间打开。

图39: 发电装机结构



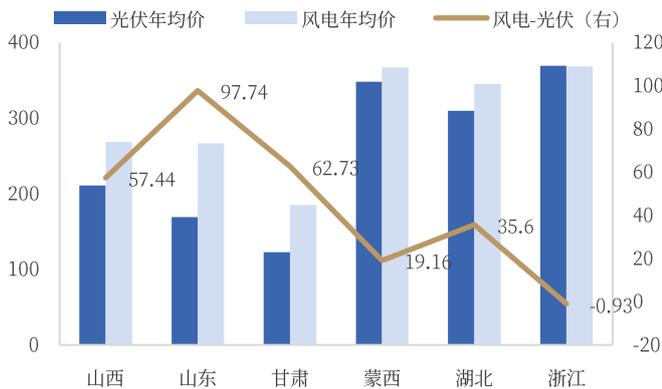
资料来源: 水电水利规划设计总院、光伏们公众号、中国银河证券研究院

图40: 2024年发电量结构



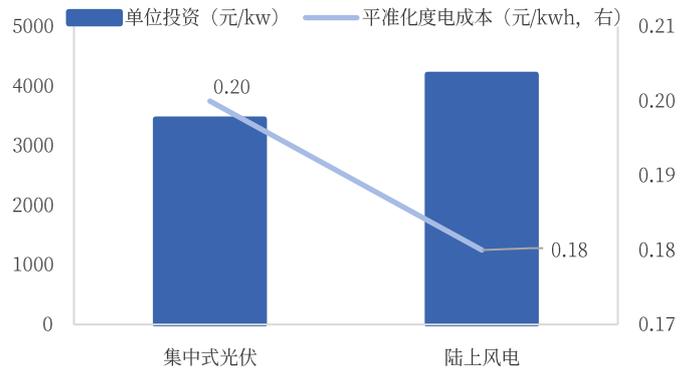
资料来源: 水电水利规划设计总院、光伏们公众号、中国银河证券研究院

图41：2024年风电、光伏现货价格对比（元/MWh）



资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

图42：风、光单位投资成本及 LCOE



资料来源：水电水利规划设计总院、智汇光伏、中国银河证券研究院

## （二）136号文主导下，存量项目收益预期相对明朗，增量项目或存分化

自2025年2月9日国家发改委、国家能源局发布《关于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通知》（发改价格〔2025〕136号）以来，截至2025年5月末，已有山东、广东、蒙东三个省份/区域出台地方层面的承接方案。

**存量项目盈利保障程度更高，收益预期相对明朗。**1) **机制电量：**山东、广东保障力度强于蒙东。山东明确机制电量比例上限参考省外新能源非市场化率，适度优化。山东此前规定2024年底前并网的集中式项目非市场化比例为90%、分布式项目100%<sup>2</sup>；而2025-2026年新增项目的非市场化比例为风电70%、光伏85%<sup>3</sup>；整体来看，市场化程度仍低于全国平均水平（2024年国网区域新能源市场化率为51.8%<sup>4</sup>），因此预计其存量项目的机制电量占比或将在省内新能源非市场化比例的基础上有所优化。广东明确机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接，且不高于90%，同样处于较高水平。蒙东则明确分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏的机制电量为实际上网电量，而带补贴的集中式风电、集中式光伏在现货市场连续运行前按照790、635h安排电量（按照内蒙古地区2024年风、光平均利用小时数计算，机制电量占比分别为35%、43%），现货市场连续运行后按照380、420h安排电量。2) **机制电价：**山东、蒙东明确为燃煤基准价，广东暂未明确。3) **执行期限：**山东、蒙东明确为全生命周期合理利用小时数剩余小时数（或项目投产满20年）。

**增量项目未来盈利能力或存在分化，看好具备区域优势和成本优势的企业。**1) **机制电量：**山东、广东明确机制电量申报上限分别为80%、90%，蒙东暂不安排。山东提出为引导新能源充分竞争，竞价申报充足率不低于125%（针对同一类型的所有新能源项目），而单个新能源项目的申报上限我们预计高于80%，否则将导致申报电量全部入选机制电量。广东明确机制电量申报比例上限不高于90%。蒙东暂不安排新增纳入机制的电量。基于此，预计新能源供需格局更优的省份或将设置更高的机制电量比例，因为从136号文新老衔接的思路出发，现行新能源市场化程度低或对应着更高的机制电量比例，而当前较低的新能源入市比例本质上反映了当地更优的新能源供需格局。根据我们梳理，目前江西、山东、河北南网风电、浙江等的市场化比例相对较低（见表11）。2) **机制电价：**根据山东方案，增量项目竞价上限不高于上年度竞价结果，首次竞价不高于上年度结算均价（爬合科技数据显示，2024年山东常规交易风电价格为0.357、光伏为0.346元/kwh，较燃煤基准价的折价幅度分别为10%、12%）。竞价下限参考先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本确定。因此，我们认为成本领先的企业在前期竞价过程中可利用成本优势确保入选机制电量，而在后续项目运营阶段，可赚取由自身成本和行业平均成本差异决定的超额收益。3) **执行期限：**山东明确参照同类项目回收初始投资的平均期限确定。广东明确海风项目为

<sup>2</sup> [http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/1/10/art\\_59979\\_10307353.html](http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/1/10/art_59979_10307353.html)

<sup>3</sup> [http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/1/24/art\\_59960\\_10307573.html](http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/1/24/art_59960_10307573.html)

<sup>4</sup> <https://m.bjx.com.cn/mnews/20250227/1429465.shtml>

14年、其他新能源项目为12年。

图43: 山东、广东、蒙东136号文承接方案对比

省份	山东	广东	蒙东	
机制电量	存量项目	上限参考外省新能源非市场化率, 适度优化 (山东2024年底前并网、或者进入2024年之前的省级实施方案名单的集中式项目, 非市场化比例90%, 分布式项目100%。2025年-2026年新增项目, 风电非市场化比例70%、光伏85%)	机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接, 且 $\leq 90\%$ 其中, 2025年机制电量= $\min(\text{上网电量}-\text{绿电交易结算电量}, \text{上网电量} \times \text{机制电量比例})$ ; 2026年及以后机制电量= $\text{上网电量} \times \text{机制电量比例}$	分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏; 实际上网电量: 带补贴集中式风电、集中式光伏、风电供热试点、风电特许项目; 现货市场连续运行前按照790小时、635小时、1900小时、1900小时对应的电量安排; 现货市场连续运行后按照380小时、420小时、760小时、720小时对应的电量安排。
	增量项目		暂不安排新增纳入机制的电量 (2024年市场交易新能源电量占比已超91%)。后续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。	
单个项目机制电量申报上限	在每年竞价通知中发布, 预计 $\geq 80\%$ (即需要高于竞价申报充足率的倒数, 否则会导致申报电量全部中标)			
竞价申报充足率 (该类型竞价主体申报电量/该类型竞价电量总规模)		不低于125%		
机制电价 (元/kwh)	存量项目	燃煤基准价0.3949	煤电基准价0.3035。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。	
	增量项目	竞价上限不高于该类型电源上年度机制电量竞价结果; 首次竞价不高于该类型电源上年度结算均价 (根据爬合科技, 24年山东常规交易风电价格0.35688、光伏价格0.34645) 竞价下限参考先进电站造价水平 (仅包含固定成本) 折算度电成本 (不含收益) 确定	-	
执行期限	存量项目	全生命周期合理利用小时数剩余小时数	达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满20年后	
	增量项目	参照同类项目回收初始投资的平均期限确定	海风14年、其他新能源项目12年	
边际项目的中标电量规模规定	当只有1个项目报出清价格申报时, 机制电量为实际剩余机制电量; 当有2个及以上项目报出清价格申报时, 机制电量按装机容量占比平分剩余机制电量; 如边际机组入选电量 $<$ 其申报电量的40% (含); 取消最后入选项目的入选结果, 机制电价取前一个入选项目的申报价格	竞价总规模内的新能源项目全部成交, 成交的最后一个项目申报比例全额成交		

资料来源: 智汇光伏、中国银河证券研究院

表11: 2025年各省新能源入市政策梳理 (不完全统计)

省份	陆风	集中式光伏	分布式光伏/风电
广东	2024年底前并网老项目: 220kV及以上: 30%入市交易; 110kV及以上: 10%入市交易 2025年新增并网项目: 110kV及以上: 50%入市交易		暂不强制入市
浙江	90%电量分配政府授权合约, 执行政府定价+10%现货交易		自愿参与, 不强制入市
新疆	优先发电小时数外电量全部入市 (扶贫光伏全额保障性收购) 2025年普通风、光项目优先发电小时数为895h、500h		全额保障收购
江苏	优先发电小时数外电量全部入市 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、800h		优先参与绿电交易
湖北	110kV及以上: 直接参与中长期及现货交易 110kV以下: 可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、60h		暂不参与市场化交易
辽宁	除特殊类型的风、光项目外, 其他全部入市 带补贴风电项目保障小时数为1850h, 其余电量参与“煤改电”交易		暂不参与市场化交易
宁夏	优先发电小时数以外电量全部入市 2025年风、光优先发电小时数约为234h、156h		暂不参与市场化交易
陕西	光伏扶贫、光伏领跑者暂不入市; 其他风、光优先发电小时数外电量全部入市。 2024年12月20日前已在陕西电力交易平台注册的185个集中式风电项目和231个集中式光伏项目, 优先发电小时数分别为417h、293h。 2024年12月21日及以后进入商业运营的市场化风电、光伏发电机组, 分别预留优先发电量7亿千瓦时、4.5亿千瓦时。		自愿参与交易
冀北	-		10kV以上: 20%电量入市
河北南网	30%电量入市	60%电量入市	10kV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%
蒙西	保量保价小时数以外电量全部参与市场，各类项目保量保价小时数如下： 常规风电：390h；特许权风电：2000h；按照蒙西地区燃煤基准价收购； 低价风电：2000h；按照竞价价格执行	保量保价小时数以外电量全部参与市场，各类项目保量保价小时数如下： 常规光伏：320h；领跑者光伏：1500h；按照蒙西地区燃煤基准价收购； 低价光伏：1500h；按照竞价价格执行	暂不参与市场化交易
蒙东	优先发电小时数以外电量均参与电力市场，各类项目优先发电小时数如下： 带补贴风电：790h 风电供热试点项目、特许权项目：1900h	优先发电小时数以外电量均参与电力市场，各类项目优先发电小时数如下： 带补贴光伏：635h	全额保量保价
山东	老项目（2024年底前并网、或者进入2024年之前的省级实施方案名单项目）：90%保量保价、10%参与现货 新项目：2025年到2026年，新增风电项目（含分散式风电）可自主选择全电量或30%发电量参与电力市场，新增光伏发电项目（含分布式光伏）可自主选择全电量或15%发电量参与电力市场		2024年底前并网项目：100%保量保价 2025年、2026年新项目：风电、光伏分别为30%、15%参与交易，其余保量保价
黑龙江	平价风电、光伏项目：保障小时数分别为700、450h，其余入市 其他风电、光伏项目：全部入市		-
广西	全电量参与市场化交易，执行政府授权合约机制，绿电合约价格为375元/兆瓦时，常规合约价格为360元/兆瓦时		分布式光伏发电、分散式风电等分布式电源按有关规定参与市场化交易
河南	风电、光伏电量优先满足居民、农业用电需求，剩余电量按照政府授权中长期合约纳入电力中长期交易管理，与市场化用户形成授权合约，上网电价执行我省基准价		-
青海	集中并网光伏、风电企业（扶贫、特许经营项目，光伏应用领跑者基地项目保障利用小时以内发电量除外）参与电力市场化交易		暂不入市
四川	优先电量以外的部分，可自愿参与绿电交易，绿电交易外的剩余电量可参与其他符合条件的交易 2025年风电、光伏（扶贫光伏除外）优先发电小时数分别为400h、300h		-
山西	积极引导和鼓励新能源项目参与市场交易		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
江西	参与市场交易的新能源项目包括：1) 存量在建统调项目按规定转为市场化消纳和交易的项目；2) 2024年10月1日以后并网的统调项目；3) 绿电交易新能源除绿电交易外的剩余电量 参与市场化交易的新能源场站，当期电量的60%（煤电与新能源联营项目为70%）保障性收购，剩余40%（煤电与新能源联营项目为30%）签订政府授权合约（差价合约）		-
安徽	平价集中式上网的风电和光伏发电企业全部参与绿色电力交易		2025年1月1日以后各案的“全额上网”和“自发自用，余量上网”的10千伏及以上电压等级平价工商业分布式光伏发电企业原则上均应当参与绿电交易
湖南	统调风电、集中式光伏不安排优先发电、全部入市获得电量		10kV及以上工商业分布式光伏原则上以独立主体方式参与湖南电力市场交易，10kV以下工商业分布式光伏以虚拟电厂聚合方式参与湖南电力市场交易。

甘肃	<p style="text-align: center;">保障小时数以外部分全部入市</p> <p>不同风电项目保障小时数：①常规风电 120h、②示范/特许/扶贫风电 2400h、③保障平价/分散式/通渭风电基地风电 1560h</p> <p>不同光伏项目保障小时数：①常规光伏 100h、②特许/分布式/扶贫光伏/光热 1500h、③保障平价光伏 1300h</p>
----	---

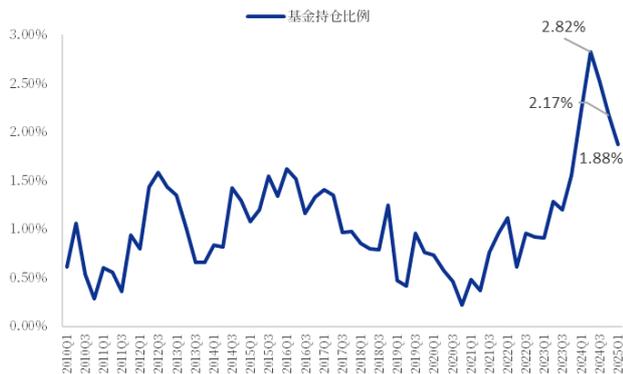
资料来源：各省发改委、能源局网站、智汇光伏、颀合科技、新能源技术前沿、中国银河证券研究院

## 六、投资策略

### (一) 基金持仓：一季度持仓比例回落，持仓集中度高

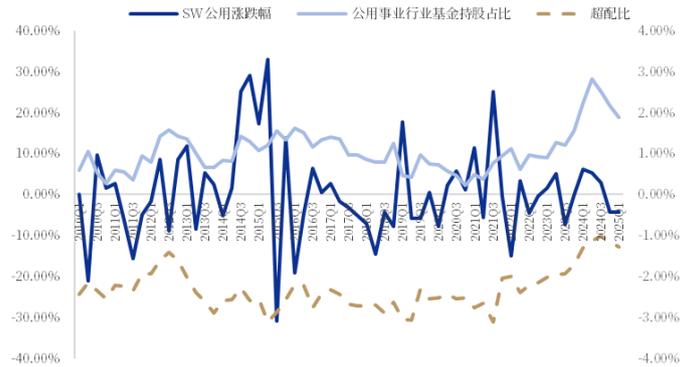
我们对公募基金的重仓股明细数据进行统计和分析。截至 2025Q1，公用事业板块基金重仓持股市值比例为 1.88%，较 2024Q4 减少 0.39pct。2025Q1 公用事业行业市值占 A 股全部市值的比例为 3.15%，基金对于公用事业板块的超配比为-1.28%，板块处于低配状态，持仓比例有较大提升空间。

图44：全部基金公用事业重仓持股比例变化



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

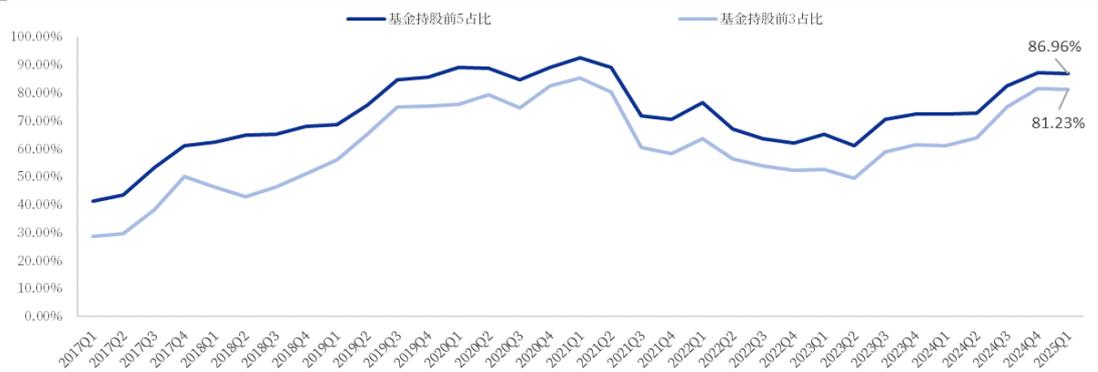
图45：基金持股占比、超配比（右）与指数涨跌幅（左）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

2025 年一季度，公用事业龙头个股持仓集中度小幅回落，但仍维持高位。截至 2025Q1，公用事业行业重仓前 3 名个股占重仓公用股总市值 81.23%，环比小幅回落 0.33pct；重仓前 5 名个股占重仓公用股总市值 86.96%，环比小幅回落 0.28pct。其中，截至 2025Q1，按照重仓市值排序，公用事业行业重仓前 5 名个股为长江电力、中国核电、华能国际、川投能源、国投电力。

图46：重仓持有市值前 3、5 名占持有公用股总市值比



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

2025 年第一季度，公募基金持仓以央企电力龙头为主，持仓集中度高。截至 2025Q1，公用事业行业公募基金重仓总市值为 497.2 亿元，其中市值前十的有长江电力（373.6 亿元）、中国核电（15.4 亿元）、华能国际（14.9 亿元）、川投能源（14.5 亿元）、国投电力（14.0 亿元）、华电国际（14.0 亿元）、三峡能源（9.4 亿元）、申能股份（5.3 亿元）、大唐发电（5.1 亿元）、国电电力（4.2 亿元）；重仓前 3 名、前 5 名、前 10 名个股占重仓公用股总市值比例分别为 81.2%、87.0%、94.6%。

从重仓基金数量来看，截至 2025Q1，长江电力（625 个）、国投电力（83 个）、中国核电（77 个）、华电国际（77 个）、川投能源（73 个）等公司重仓基金产品数量领先。

表12: 25Q1 公募基金公用行业重仓股排序（按基金重仓持市值排序）

	证券代码	证券名称	重仓市值/万元	重仓持有/只	环比变化/只	重仓股数/万股	环比变化/万股
1	600900.SH	长江电力	3736007	625	-30	134340	-10504
2	601985.SH	中国核电	154033	77	-60	16725	-4253
3	600011.SH	华能国际	149008	55	5	21533	-378
4	600674.SH	川投能源	144610	73	-2	9016	-1963
5	600886.SH	国投电力	140202	83	-44	9716	-992
6	600027.SH	华电国际	139542	77	26	24268	1341
7	600905.SH	三峡能源	93870	46	-1	22191	4992
8	600642.SH	申能股份	52830	38	-24	5929	-2578
9	601991.SH	大唐发电	51211	11	-1	17360	-166
10	600795.SH	国电电力	41582	33	-2	9365	-429
11	000543.SZ	皖能电力	40158	42	7	5383	-156
12	600483.SH	福能股份	39824	17	-10	4319	-740
13	600023.SH	浙能电力	34297	28	3	6017	-276
14	003816.SZ	中国广核	33144	26	-21	9131	-4360
15	600803.SH	新奥股份	22875	16	-11	1168	-657
16	600163.SH	中闽能源	17796	7	-4	3396	612
17	603393.SH	新天然气	15871	20	-1	546	-254
18	600025.SH	华能水电	12874	21	-1	1405	385
19	000803.SZ	山高环能	9957	4	3	1844	1614
20	605090.SH	九丰能源	9461	11	-7	370	-55
21	600021.SH	上海电力	5170	1	-5	559	-134
22	000600.SZ	建投能源	4545	7	5	795	665
23	002911.SZ	佛燃能源	2725	6	-7	241	-398
24	600098.SH	广州发展	2669	6	5	419	407
25	600236.SH	桂冠电力	2122	7	-5	329	-247
26	600116.SH	三峡水利	1591	7	0	234	0
27	000883.SZ	湖北能源	1467	7	-6	306	-1761
28	000875.SZ	吉电股份	1233	3	0	234	185
29	001289.SZ	龙源电力	1155	5	4	70	40
30	605368.SH	蓝天燃气	1144	5	-3	106	-46

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

2025 年第一季度，公募基金加仓板块较为分散。2025 年第一季度，公募基金主要加仓山高环能、建投能源、中闽能源、三峡能源等个股，加仓股数占总股本比例分别为 3.4%/0.4%/0.3%/0.2%，加仓板块较为分散。我们预计加仓山高环能主要是由于公司业绩拐点显现，25Q1 归母净利润超过 24 年全年，加仓建投能源主要是由于北方地区火电电价较为坚挺、火电盈利随煤价下行有望大幅提

升，加仓中闽能源主要是预期大股东福建省投资集团优质海风资产注入。

表13: 25Q1 公募基金公用行业环比加仓比例前 10 (按增减持比例排序)

代码	简称	重仓市值/万元	持股比例	增减持比例	股数环比变动/万股	重仓持有量/只	持有量环比变动/只
000803.SZ	山高环能	9957	3.9%	3.4%	1614	4	3
000600.SZ	建投能源	4545	0.4%	0.4%	665	7	5
600163.SH	中闽能源	17796	1.8%	0.3%	612	7	-4
600905.SH	三峡能源	93870	0.8%	0.2%	4992	46	-1
600027.SH	华电国际	139542	2.4%	0.1%	1341	77	26
600098.SH	广州发展	2669	0.1%	0.1%	407	6	5
605580.SH	恒盛能源	430	0.1%	0.1%	26	1	0
000875.SZ	吉电股份	1233	0.1%	0.1%	185	3	0
002479.SZ	富春环保	258	0.1%	0.0%	28	4	1
300435.SZ	中泰股份	272	0.1%	0.0%	11	4	2

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

2025 年第一季度，公募基金大幅减仓高股息公用事业个股。2025 年第一季度，公募基金主要减仓陕天然气、新天然气、申能股份、内蒙华电、长江电力、川投能源等个股，减仓股数占总股本比例分别为 0.7%/0.6%/0.5%/0.5%/0.4%/0.4%，减仓板块包括燃气、火电、水电，但均为高股息公用事业个股。我们预计主要与市场风格转向有关。

表14: 25Q1 公募基金公用行业环比减仓比例前 15 (按增减持比例排序)

代码	简称	重仓市值/万元	持股比例	增减持比例	股数环比变动/万股	重仓持有量/只	持有量环比变动/只
002267.SZ	陕天然气	326	0.0%	-0.7%	-794	3	-1
603393.SH	新天然气	15871	1.3%	-0.6%	-254	20	-1
600642.SH	申能股份	52830	1.2%	-0.5%	-2578	38	-24
600863.SH	内蒙华电	459	0.0%	-0.5%	-2977	5	-12
600900.SH	长江电力	3736007	5.5%	-0.4%	-10504	625	-30
600674.SH	川投能源	144610	1.8%	-0.4%	-1963	73	-2
002911.SZ	佛燃能源	2725	0.2%	-0.3%	-398	6	-7
002039.SZ	黔源电力	81	0.0%	-0.3%	-119	1	-1
000883.SZ	湖北能源	1467	0.0%	-0.3%	-1761	7	-6
600483.SH	福能股份	39824	1.6%	-0.3%	-740	17	-10

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

## (二) 投资建议

**火电：煤价下降对冲量价下滑影响，盈利仍有提升空间。**电量方面，受到新能源等清洁能源发电量挤压影响，2025 年 1-5 月，全国规上火发电量同比分别减少 3.1%，相较 2024 年 1-5 月下降 6.7pct；电价方面，受到 2025 年全国多数省份长协电价持续下降的影响，2025 年一季度电力企业整体上网电价下滑，其中火电电量占比高 8 家企业一季度电价平均降幅 13.69 元/MWh 或 2.67%，但北方区域电价相对坚挺；煤价方面，煤炭供需持续宽松，市场煤价进入下行通道。以京唐港 5500 大卡动力煤为例，2024 年全年均价为 861 元/吨，同比下跌 113 元/吨或 11.6%；2025 年年初至 6

月 17 日均价为 686 元/吨，同比下跌 195 元/吨或 22.1%；截至 2025 年 6 月 6 日，市场煤价已跌至 613 元/吨，相较 2024 年初累计下跌 313 元/吨或 33.8%，且跌势未止，我们认为火电盈利能力仍有提升空间。建议关注市场煤敞口大，且布局 25 年年度长协电价下调幅度较小区域的企业，个股建议关注华能国际、大唐发电等。

**水电：股息率具备吸引力，成长性仍值得期待。**考虑到外送水电电价受 25 年市场化电价下行的影响较小，且来水具备均值回归属性，我们认为大水电资产具备较强的盈利韧性，叠加较为明确的分红承诺，我们测算长江电力、华能水电、国投电力、川投能源四家公司 2025/6/17 股价对应的 25E 股息率分别为 3.21%、2.21%、3.33%、2.46%，较十年期国债收益率的利差分别为 158、57、170、83bp，处于 2020 年以来 92%、76%、93%、83%的分位数，看好低利率环境下水电的长期配置价值。在此基础上，我们认为大水电资产的成长性仍然值得期待，这一方面来自于财务费用下降+折旧陆续到期塑造的自然增长特性；另一方面，即使不考虑水风光一体化，仅聚焦流域水电增长潜力，我们测算澜沧江、雅砻江、大渡河远期装机弹性分别为 49.1%、55.6%、58.6%。个股建议关注长江电力、川投能源等。

**核电：电价波动影响有限，聚焦中长期维度装机弹性。**受江苏、浙江、广东、广西等省份 25 年长协电价下行影响，中国核电、中国广核 25Q1 电价同比降幅分别为 0.01、0.018 元/kwh。但展望 25 年，我们认为对于中国核电，漳州 1、2 号机组投运，以及福清 4 号机组恢复运行将带来可观的电量增量；对于中国广核，辽宁现货市场自 25 年 3 月 1 日起连续结算试运行有望节约红沿河核电厂的辅助服务费用（我们测算 24 年该部分费用或在 15-20 亿元）；上述因素有望对冲电价端的不利影响。而中长期来看，我们复盘中国核电、中国广核过去十年的综合上网电价水平，波动范围分别为 -3%~+5%、-4%~+4%，非常有限，建议重点关注国内核电核准常态化背景下装机增量对业绩的驱动。截至 25Q1，我们统计中国核电、中国广核（含红沿河核电）核准在建装机占在运装机的比例分别为 88%、76%，且基于对两家企业机组建设节奏的梳理，预计将分别于 2027、2026 年进入新一轮投产高峰期。个股建议关注中国核电、中国广核。

**新能源发电：关注 136 号文带来的结构性机会。**在节能降碳政策，以及分布式光伏新规、136 号文新老划断刺激下，25 年新能源装机增速或仍维持较高水平。展望十五五，我们预计新能源装机或在市场价格信号引导下趋于理性，且从结构上来看，我们更看好具备盈利优势的风电的发展潜力。综合现货市场价格和 LCOE 来看，预计风电较光伏的度电盈利优势在 0.04-0.12 元/kwh。在此基础上，基于目前已发布的各省的 136 号文实施细则，我们认为存量项目盈利保障程度更高，收益预期相对明朗；而增量项目未来的盈利能力或存在分化，这一方面取决于不同地区机制电量、机制电价的水平，本质上和新能源供需格局挂钩，可重点关注江西、山东、河北南网风电、浙江等现行新能源市场化程度相对较低的地区，另一方面取决于企业自身的成本控制能力，我们看好具备区域优势和成本优势的企业。个股建议关注全国性龙头龙源电力、三峡能源，以及福建省属海风平台福能股份、中闽能源等。

### （三）投资组合与盈利预测

表15：重点公用事业公司盈利预测与估值（2025 年 6 月 17 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	7.45	0.65	0.75	0.78	0.83	11.5	9.9	9.6	9.0	推荐
600795.SH	国电电力	4.76	0.55	0.35	0.38	0.40	8.6	13.6	12.5	11.9	推荐
601991.SH	大唐发电	3.32	0.24	0.29	0.31	0.35	13.6	11.4	10.7	9.5	推荐
000543.SZ	皖能电力	7.44	0.91	1.00	1.05	1.11	8.2	7.4	7.1	6.7	推荐

002608.SZ	江苏国信	7.42	0.86	0.88	0.90	0.90	8.7	8.4	8.2	8.2	推荐
600905.SH	三峡能源	4.26	0.21	0.24	0.25	0.28	19.9	17.4	16.7	15.0	推荐
001289.SZ	龙源电力	16.33	0.76	0.78	0.88	0.95	21.5	21.1	18.5	17.2	推荐
000537.SZ	中绿电	8.48	0.49	0.66	0.72	0.86	17.4	12.9	11.8	9.9	推荐
600483.SH	福能股份	9.90	1.00	1.07	1.15	1.31	9.9	9.2	8.6	7.6	推荐
600163.SH	中闽能源	5.28	0.34	0.39	0.43	0.48	15.4	13.4	12.2	11.0	推荐
600900.SH	长江电力	30.67	1.33	1.39	1.46	1.51	23.1	22.0	21.0	20.4	推荐
600025.SH	华能水电	9.91	0.46	0.49	0.52	0.52	21.5	20.4	19.2	19.0	推荐
600674.SH	川投能源	16.23	0.92	1.07	1.13	1.16	17.6	15.2	14.3	14.0	推荐
600886.SH	国投电力	14.95	0.83	0.90	0.94	0.97	18.0	16.6	15.8	15.4	推荐
601985.SH	中国核电	9.49	0.43	0.53	0.54	0.60	22.2	17.9	17.4	15.9	推荐
003816.SZ	中国广核	3.70	0.21	0.21	0.22	0.24	17.3	17.9	16.9	15.3	推荐

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

## 七、风险提示

---

**电力需求不及预期的风险。**全社会用电量作为电力行业的需求端，如增速不及预期，将影响各类电源的发电量增速。

**来水、来风、光照资源条件不及预期的影响。**水电、风电、光伏“靠天吃饭”的特征较为明显，如自然资源条件不及预期，将直接影响相关公司的利用小时数和发电量。

**电价超预期下跌的风险。**电力市场化进程中，如因为竞争加剧等原因导致电价超预期下调，将直接影响相关公司的收入。

**煤炭价格超预期上涨的风险。**煤炭为火电企业的主要成本来源，如煤价出现超预期上涨，会对相关企业的盈利能力形成拖累。

## 图表目录

图 1: 年初至今公用事业与沪深 300 走势对比 .....	4
图 2: 年初至今公用事业三级子行业涨跌幅 (截至 2025 年 6 月 3 日) .....	4
图 3: 年初至今公用事业与万得全 A 估值对比 (PE TTM) .....	4
图 4: 年初至今公用事业个股涨跌幅排名 (截至 2025 年 6 月 3 日) .....	4
图 5: 公用事业行业营收及同比增速 (右) .....	5
图 6: 公用事业行业归母净利润及同比增速 (右) .....	5
图 7: 公用事业分板块归母净利润 (亿元) 及同比增速 (右) .....	5
图 8: 公用事业分板块归母净利润 (亿元) 及同比增速 (右) .....	5
图 9: 全国分电源发电量当月同比 (%) .....	6
图 10: 全国分电源发电量累计同比 (%) .....	6
图 11: 全国 31 省市火电电量同比 .....	7
图 12: 2025 年 4 月部分现货市场电价 (元/MWh) .....	9
图 13: 国内当月原煤产量 (万吨) 及同比 (右, %) .....	10
图 14: 国内累计原煤产量 (万吨) 及同比 (右, %) .....	10
图 15: 北方港口煤炭库存 (万吨) .....	10
图 16: 沿海港口煤炭库存 (万吨) .....	10
图 17: 十四五以来京唐港 5500 大卡动力煤月均平仓价 (元/吨) .....	11
图 18: 三峡电站入库流量均值 .....	13
图 19: 三峡电站月度入库流量 (立方米/秒) .....	13
图 20: 雅砻江月度来水量 (亿立方米) .....	13
图 21: 大渡河月度来水量 (亿立方米) .....	13
图 22: 全国不同电源月度发电量同比增速 (%) .....	13
图 23: 四家代表性水电企业股息率相较于十年期国债收益率的利差 .....	14
图 24: 长江电力资产负债率&财务费用 .....	15
图 25: 贷款市场报价利率-1 年 (%) .....	15
图 26: 贷款市场报价利率-5 年 (%) .....	15
图 27: 长江电力三峡、溪、向电站在不同年份投产的装机 (万千瓦) .....	16
图 28: 长江电力三峡、溪、向电站机器设备折旧到期金额测算 .....	16
图 29: 澜沧江、雅砻江、大渡河流域水电项目梳理 (图中数字单位为万千瓦) .....	17
图 30: 红沿河核电上网电价 (元/kwh, 含税) .....	18
图 31: 近年我国核电核准情况 (台) .....	19
图 32: 四家核电运营商在运、核准在建装机梳理 (MW) .....	19

图 33: 中国广核综合上网电价.....	20
图 34: 中国核电综合上网电价.....	20
图 35: 中国核电、中国广核机组投运节奏 (MW) .....	20
图 36: 《关于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通知》要点梳理 .....	23
图 37: 新能源累计装机 (万千瓦) 及同比增速 (右) .....	24
图 38: 月度光伏新增装机 (GW) .....	24
图 39: 发电装机结构.....	24
图 40: 2024 年发电量结构.....	24
图 41: 2024 年风电、光伏现货价格对比 (元/MWh) .....	25
图 42: 风、光单位投资成本及 LCOE.....	25
图 43: 山东、广东、蒙东 136 号文承接方案对比.....	26
图 44: 全部基金公用事业重仓持股比例变化 .....	29
图 45: 基金持股占比、超配比 (右) 与指数涨跌幅 (左) .....	29
图 46: 重仓持有市值前 3、5 名占持有公用股总市值比 .....	29
表 1: 部分电力企业电量及增速 .....	7
表 2: 部分电力企业平均上网电价 .....	8
表 3: 电力现货市场建设进展及规划 .....	8
表 4: 主要水电企业上网电价 (元/kwh) .....	12
表 5: 四家代表性水电企业分红承诺 .....	14
表 6: 华能水电主要水电站投产时间 .....	16
表 7: 国投电力-雅砻江流域水电站投产时间.....	16
表 8: 核电企业上网电价.....	18
表 9: 2024 年以来节能降碳相关政策梳理.....	21
表 10: 《分布式光伏发电开发建设管理办法》要点梳理.....	22
表 11: 2025 年各省新能源入市政策梳理 (不完全统计) .....	26
表 12: 25Q1 公募基金公用行业重仓股排序 (按基金重仓持市值排序) .....	30
表 13: 25Q1 公募基金公用行业环比加仓比例前 10 (按增减持比例排序) .....	31
表 14: 25Q1 公募基金公用行业环比减仓比例前 15 (按增减持比例排序) .....	31
表 15: 重点公用事业公司盈利预测与估值 (2025 年 6 月 17 日) .....	32

## 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。	行业评级	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
公司评级	公司评级	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
	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

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：程曦 0755-83471683 chengxi\_yj@chinastock.com.cn

苏一耘 0755-83479312 suyiyun\_yj@chinastock.com.cn

上海地区：陆韵如 021-60387901 luyunru\_yj@chinastock.com.cn

李洋洋 021-20252671 liyangyang\_yj@chinastock.com.cn

北京地区：田薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn

褚颖 010-80927755 chuying\_yj@chinastock.com.cn