仅供内部参考，请勿外传！

2026 年 06 月 14 日

公用事业行业研究

买入（维持评级）

行业专题研究报告

证券研究报告

公用事业与环保组
分析师：姜涛（执业 S1130525120007）
jiang_tao@gjzq.com.cn
分析师：许子怡（执业 S1130526030003）
xuziyi@gjzq.com.cn

火电重估系列：煤价逐步传导，弱化利用小时，强化容量价值

投资逻辑：

■ **电量电价更顺畅的价格传导，关注电量电价的上涨**

我们从年初就开始探讨能源通胀下的电量电价，目前煤价上涨→现货电价提升（滞后煤价 1-2 月）→月度电价上涨（滞后现货电价约 1 月）→年度长协价格提升（取决于年末的月度电价）的四节传导链路已经行进至第三节，市场也逐步建立起对年度长协电价提升的期待。上述链路中两件事情较为重要：一是煤价上涨的持续性，我们认为今年煤价中枢抬升是较大概率事件，短期来看，上半年火电需求高增带动煤价上涨；长期来看，我们测算未来 5 年火电发电量总量可以维持 6.2 万亿度的水平、地缘+全球缺电+国内安监将带动供给侧收缩。二是电力供需紧张程度，我国目前火电利用小时数仍在下行周期，但我们测算边际降幅已经在放缓，这其实也已经反映在了现货月度电价上涨之中。此外，过去几年中国的电量电价持续下降，使得用户的购电协议中对现货和月度的偏好程度在提升，这也变相压降了年度长协的价格，我们预期 2027 年年度长协的需求也将提升，带动电价提升。

■ **不同的观点：市场化交易使得利用小时数/名义供需与火电度电利润有所脱钩**

市场此前将火电的利用小时数/电力名义供需与火电的电量利润（点火价差）挂钩，认为利用小时数下降/电力宽松会导致点火价差收窄。我们一直强调，火电现在隐含了非发电利用小时，即通过市场化交易的方式，在部分风光大发市场化交易电价较低的时段，通过现货市场等渠道采购更低价格的电量来履行发电合同，实现了不发电但形成收入的情况，即名义上利用小时数在下降，但实际度电利润并未受损。与此同时，火电凭借其灵活性在高价时段发电占比提升，提升度电利润水平。因此我们会观测到，火电利用小时数下降，但度电利润却好于年长协电价与煤价变动的水平，龙头公司披露 26Q1 市场化交易度电增收 1.5 分，亦为火电 Q1 业绩超预期的原因之一，进一步证实上述观点。

■ **更紧张的可靠电力供应，关注容量电价的超额上涨**

探讨容量价值更多是讨论电力的可靠供应安全程度，我国最大用电负荷持续新高，新能源装机快速增长但峰时有效容量折减的背景下，系统可靠容量需求增长快于名义装机增长，煤电等调节资源的容量价值更加突出。从测算结果看，仅考虑发电装机时，十五五期间容量裕度存在下行压力，考虑抽蓄和电化学储能后仍仅可实现紧平衡状态。因此，我们认为火电的容量电价具备继续提升的能力。2026 年全国大部分省份煤电容量电价从 100 元/千瓦·年提升至 165 元/千瓦·年，部分省份进一步超额上调至 231-330 元/千瓦·年。2025 年龙头火电公司容量利润占比均超 50%+。未来容量电价的提升可对冲利用小时数的下降，叠加市场化交易能力提升，小时数的下降对利润的影响已被大幅削弱。

■ **火电的未来：利润与煤价和年度长协电价的关联度弱化，公用事业化与算电融合均可提升估值中枢**

基于上述的探讨，我们认为电改带动煤价与电量电价的传导更加及时、容量电价提升和市场化交易对冲了利用小时数的下降，火电的业绩稳定性已经持续的提升，全国性公司和区域性公司已经有连续 4 年的季度业绩波动性收缩。伴随板块自由现金流的转正，分红率的提升，火电的红利属性将驱动估值端的提升。板块已经显著低配，股息率的性价比也在凸显，估值本就已经走进修复的窗口期。此外，算电融合也有机会进一步打开估值空间，看好商业模式的转型。总之，基本面底部向上、低配低估的火电，自身的公用事业化叠加主题行情的机会，值得重点关注。

投资建议：

从股息价值和公用事业化角度来看，建议关注全国性公司华能国际 H、华电国际 H、国电电力、华润电力 H，区域性公司皖能电力、申能股份、江苏国信、甘肃能源、建投能源、京能电力、广州发展。从电价上涨角度来看，建议关注煤电一体的新集能源、华能蒙电，广东的宝新能源。

风险提示：

煤价波动幅度超预期；电力体制改革政策出台不及预期；各电源利用小时数不及预期。

内容目录

一、煤价上涨将带动电量电价上涨，利用小时数与煤电度电利润脱节 4
1.1 复盘两部制电价落地后，电量电价变动与煤价正相关、与利用小时变动关联弱化 4
1.2 需求增长+产能收缩驱动煤价，煤价上涨→现货电价→月度电价→年度长协逐步传导 5
1.3 火电利用小时数仍在宽松阶段，但利用小时数或已与点火价差脱节 8
1.4 利用小时数不再对应点火价差，市场化交易额外增补度电利润 10
二、可靠容量紧张将带动容量电价超额上涨，火电的稳定性价值在提升 11
2.1 十五五可靠容量紧张程度还将加剧，看好火电容量收入提升 11
2.2 火电容量电价的提升大幅提升盈利的稳定性 13
三、不同的观点：火电利润逐步与煤价和年度长协脱钩，盈利稳定性在增强 15
3.1 长期业绩稳定性持续增强，火电自由现金流转正+分红提升 15
3.2 短期催化 1：Q2 迎来业绩拐点后，展望未来几个季度业绩或持续改善 17
3.3 短期催化 2：板块处于低配低估状态，还有算电融合带动的估值提升机会 18
四、投资建议 21
五、风险提示 21

图表目录

图表 1： 2025 年火电度电毛利润达 0.058 元 4
图表 2： 近年火电电量电价变动与利用小时变动弱正相关 4
图表 3： 火电电量电价变动与上年煤价变动正相关 4
图表 4： 火电电量电价变化与上年度电燃料变化正相关 4
图表 5： 当前现货煤价较年初已上涨 27% 5
图表 6： 当前进口煤价较年初已上涨 37% 5
图表 7： 从增速来看，火电与风光呈现跷跷板，与全社会用电量趋势相近 5
图表 8： 2026 年 1-4 月原煤产量同比小幅下降 0.1% 6
图表 9： 2026 年 1-4 月进口动力煤数量同比下降 9.1% 6
图表 10： 现货价格多反应实时供需、波动较大（元/兆瓦时） 7
图表 11： 2026 年内来看广东现货电价拐点领先月度电价 1-2 个月 7
图表 12： 广东 11-12 月月度电价与次年年度电价接近 8
图表 13： 江苏 11-12 月月度电价与次年年度电价接近 8
图表 14： 月度电价变化约滞后煤价变化 1-2 个月 8
图表 15： 测算 2027 年火电利用小时数边际改善 9
图表 16： 测算十五五期间火电利用小时数降幅有限 9

图表 17： 2026 年度国家层面降低煤电年度签约比例 10
图表 18： 现货电价与中长期交易电价存在明显套利价差，不发电也可形成利润 11
图表 19： 我国最大用电负荷持续提升 12
图表 20： 2023-2025 年可靠发电能力增速逐步提升 12
图表 21： 即便考虑储能，测算十五五期间我国容量裕度依旧仅保持紧平衡 12
图表 22： 2026 年甘肃、吉林等地容量电价超额提升 13
图表 23： 容量收入可为火电贡献稳定利润 14
图表 24： 2025 年部分公司火电板块利润结构拆分 14
图表 25： 火电公司单季扣非归母净利润已趋于稳定（亿元，不考虑 Q4） 15
图表 26： 2025 年火电板块自由现金流大幅转正 15
图表 27： 2025 年火电板块股利分配率提升至 51% 16
图表 28： 2025 年火电板块股息率为 4.4% 16
图表 29： 近年火电公司现金分红及股息率情况 16
图表 30： 测算 2026Q2 火电度电利润有望见底（未考虑容量电价超额上涨） 17
图表 31： 2026 年一季度末公用事业股基金配置占比为 0.45%、环比+0.06pct、同比-0.60pct 18
图表 32： 细分板块来看，2026 年一季度末水电、火电板块配置比例降至 0.11%、0.11% 18
图表 33： 火电指数处于近五年市盈率 51%分位水平、市净率 98%分位水平 19
图表 34： 伴随盈利趋于稳定火电 PB 估值底持续抬升 19
图表 35： 2026 年以来算电协同项目加速涌现 19

一、煤价上涨将带动电量电价上涨，利用小时数与煤电度电利润脱节

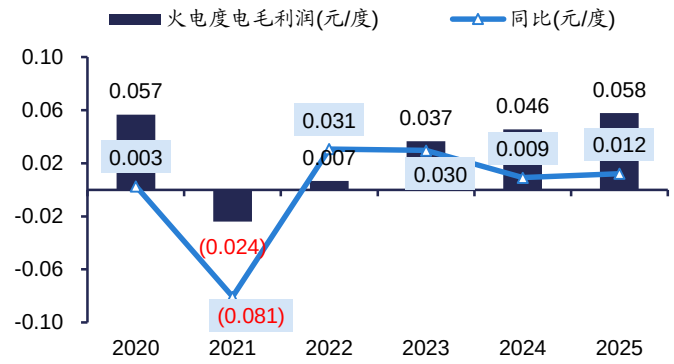
1.1 复盘两部制电价落地后，电量电价变动与煤价正相关、与利用小时变动关联弱化

2023 年 11 月国家发改委、能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，将煤电单一制电价正式调整为两部制电价，并指出其中电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价水平根据转型进度等实际情况合理确定并调整。

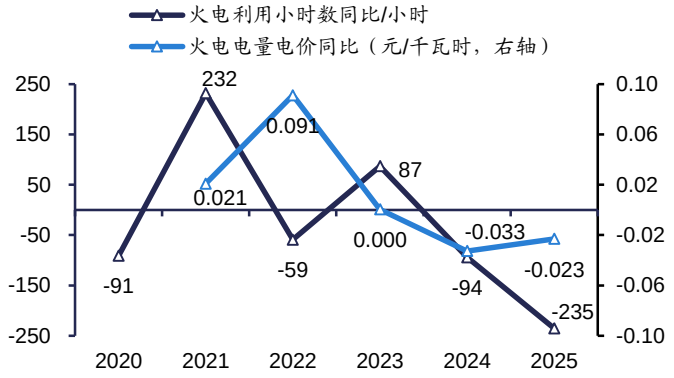
复盘来看，电量电价与上年煤价均值变化呈较明显正相关，考虑主要为此前年度长协电量占比较高、该部分电价通常在上年年末至当年春节前后各地陆续落地，参考多为上年煤价变化情况，因此当煤价大幅上行时，次年火电电量电价往往具备上浮基础；反之，煤价回落后，电价也面临下行压力。

此外，火电发电利用小时数可用来反映电力供需变化，或对电量电价形成边际约束，但我们认为伴随现货电量占比的提升，这种约束在弱化，利用小时仅代表名义供需：过去利用小时提升通常意味着供需偏紧、火电发电价值增强，有利于电价维持高位；利用小时回落则削弱电价支撑，但伴随的现货市场的大范围推广，火电可在曲线交易中获得额外电价收入(高电价时段多发电，低电价时段从现货市场购电履约长协电量合同)，展现为近年火电利用小时数和电量电价关联度在下降。除此之外，通过过去几年部分地区年度长协电价波动超预期，我们提出区域的竞争格局（即运营商市占率、区域电源占比等）亦对年度电量电价有边际上的影响，但本文重点分析全国范围变化，区域分析将在专题二进行详细展开。

图表1：2025 年火电度电毛利润达 0.058 元

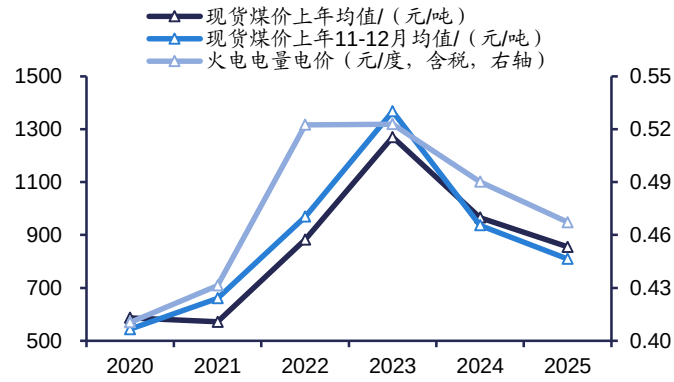


图表2：近年火电电量电价变动与利用小时变动弱正相关



来源：i

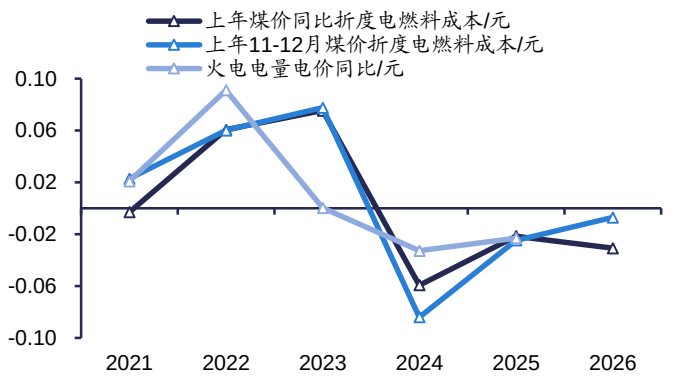
图表3：火电电量电价变动与上年煤价变动正相关



来源：i

备注：2024-2025 年电量电价为火电上网电价扣除容量电价折度电

图表4：火电电量电价变化与上年度电燃料变化正相关



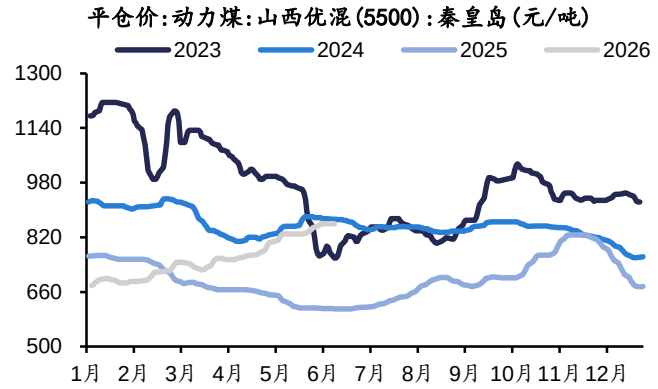
来源：i

备注：折度电燃料成本中煤价已换算为标煤，煤耗按 300g/kwh 计算

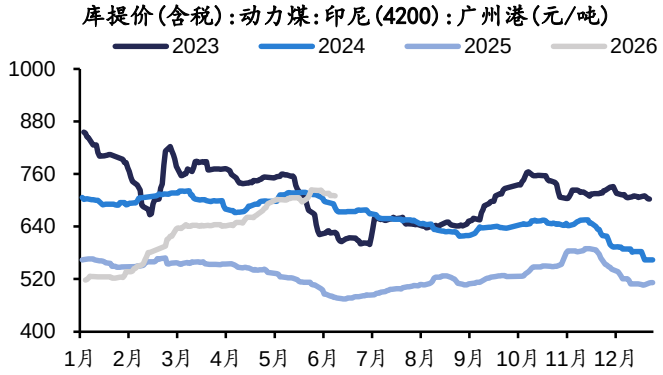
1.2 需求增长+产能收缩驱动煤价，煤价上涨→现货电价→月度电价→年度长协逐步传导

2026 年初至今现货煤价持续攀升，秦皇岛 5500 大卡动力煤价已达 860 元/吨，较年初上涨 27%；印尼进口 4200 大卡动力煤达 710 元/吨，较年初上涨 37%。我们认为年初至今动力煤价格上涨，本质上是阶段性供需错配的体现叠加地缘影响的催化。需求端看，火电仍是电力保供的核心电源，受用电需求增长、来水及新能源出力波动以及上年同期火电电量低基数影响，2026 年 1-4 月火电发电量同比增长 3.6%，对动力煤消费形成较强支撑。

图表5：当前现货煤价较年初已上涨 27%

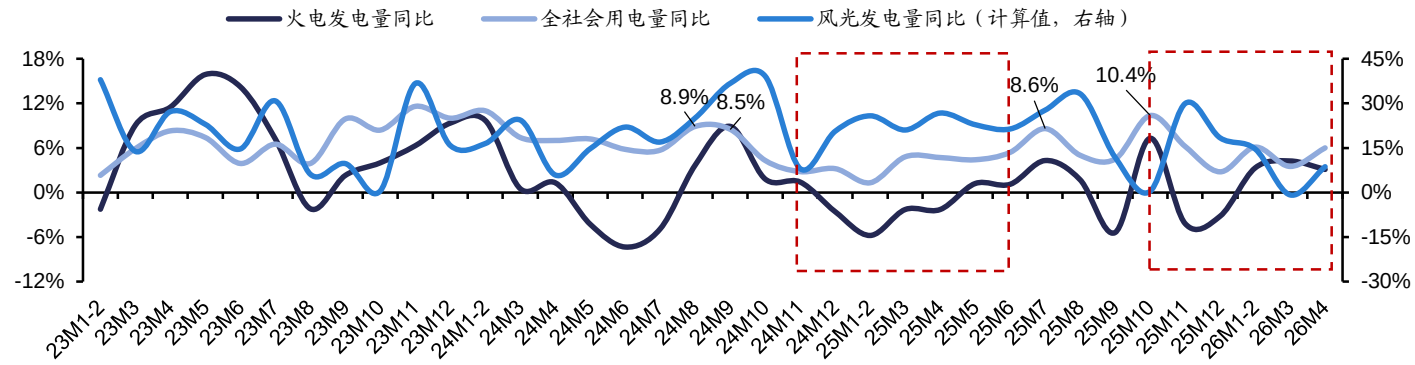


图表6：当前进口煤价较年初已上涨 37%



来源：i

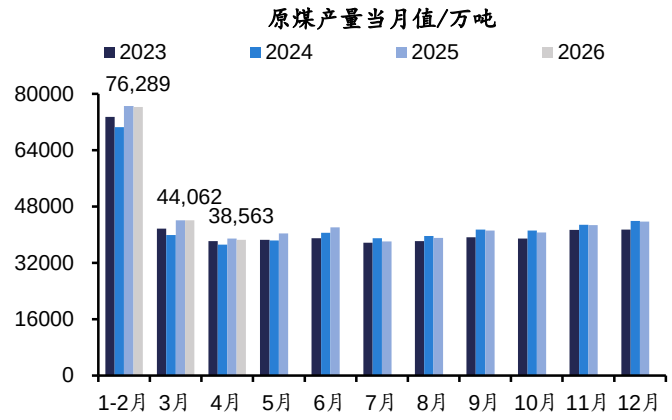
图表7：从增速来看，火电与风光呈现跷跷板，与全社会用电量趋势相近

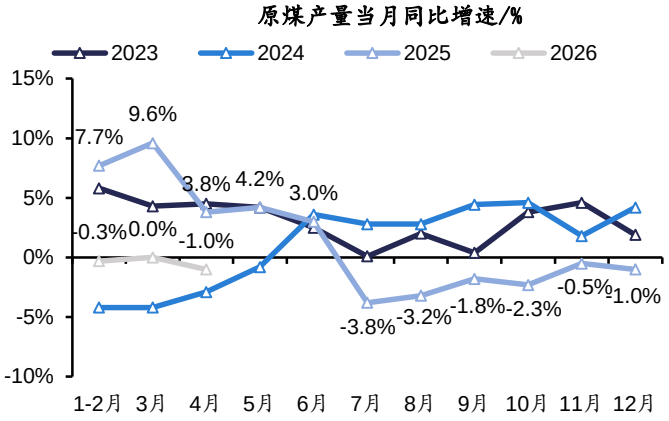


来源：国家统计局，国金证券研究所

供给端看，1-4 月原煤产量同比基本持平，难以完全覆盖短期需求改善；同时进口动力煤数量同比回落，外贸煤对国内市场的补充作用边际减弱。在火电耗煤需求韧性较强、国内供给增量有限、进口煤补充下降的三重影响下，推动动力煤价格在 1-5 月出现修复性上涨。展望后续，山西煤矿事故后预计主产区安监趋严、供给释放弹性受限，我们期待煤价中枢长周期抬升。

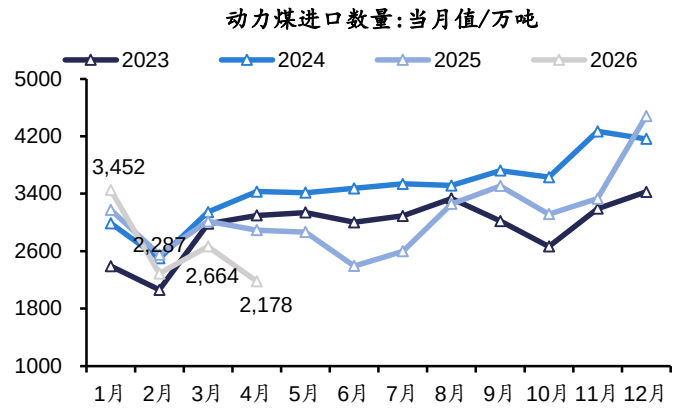
图表8：2026 年 1-4 月原煤产量同比小幅下降 0.1%

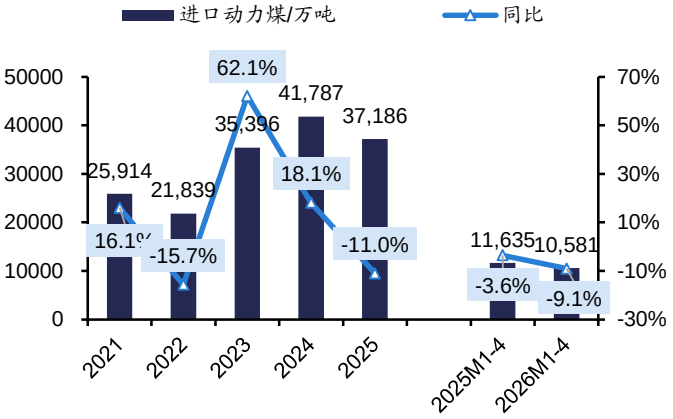




来源：i

图表9：2026 年 1-4 月进口动力煤数量同比下降 9.1%

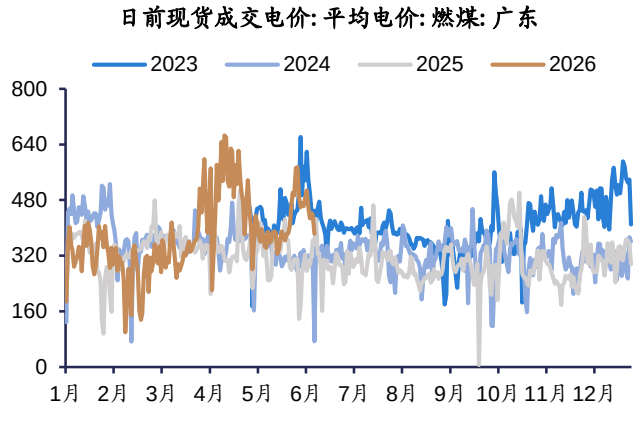


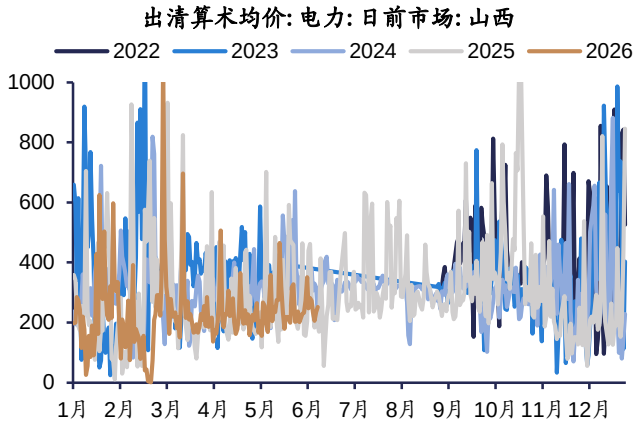


来源：海关总署，国金证券研究所

我们观测煤价、现货电价、月度电价来看，现货电价由于则更贴近实时供需，受煤价短期波动、日内负荷、新能源出力、机组可用率等影响更大。以广东省现货、月度数据为例，2026 年 2-5 月秦皇岛 5500 大卡动力煤价均值分别为 710、741、768、831 元/吨，同期日前现货市场电价均值分别为 256、351、508、403 元/兆瓦时，而月度电价自 5 月起突破地板价（广东省燃煤标杆电价下浮 20%后为 372 元/兆瓦时）达 483 元/兆瓦时，6 月有所回落至 401 元/兆瓦时。因而我们认为，现货电价可传导短期内煤价上涨（滞后煤价 1-2 月），同时现货电价又对月度电价有一定指引（滞后现货电价约 1 月）。

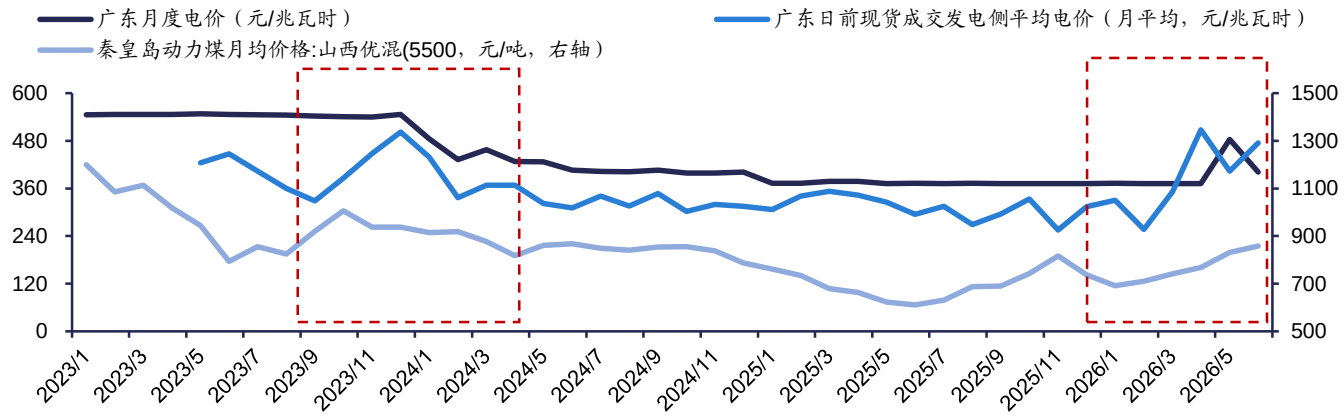
图表10：现货价格多反应实时供需、波动较大（元/兆瓦时）





来源：广东电力交易中心，山西电力交易中心，国金证券研究所

图表11：2026年内来看广东现货电价拐点领先月度电价1-2个月

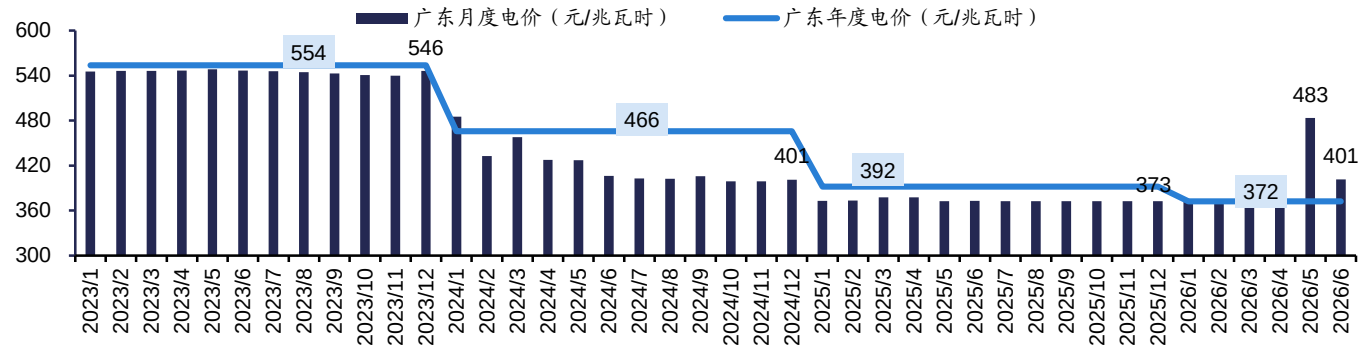


来源：广东电力交易中心，国金证券研究所　　备注：6月现货数据为6月1日-6月10日均值所得

因而我们预计26年内以及未来，月度和现货电量对应的电价将对火电结算电价的影响逐步扩大。前面我们讨论了，年度电价更多反映上一年度煤价均值、供需预期（以及区域竞争格局），观察年度电价和月度电价来看，上一年12月月度交易电价往往对次年年度交易电价具有一定指引意义，如广东2024年12月、2025年12月月度电价均与次年年度电价相近，江苏2025年12月电价亦有此规律。考虑或为12月交易通常处于年度长协签约前后，报价主体会根据最新煤价、来年供需预期等进行报价。月度电价年内对比来看，其变化更适合观察燃料成本和阶段性供需的边际变化，但对煤价变化存在1-2个月的滞后，考虑为月度交易通常为上月末组织进行，而考虑煤炭库存及采购影响，报价时参考煤价通常为更前时间段。

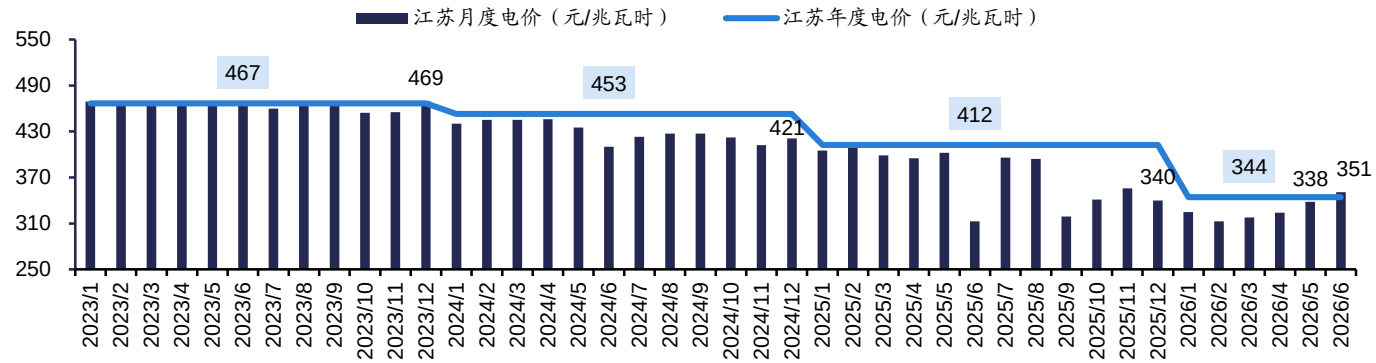
综合来看，我们认为能源通胀下，当前已经形成煤价上涨→现货电价提升（滞后煤价1-2月）→月度电价上涨（滞后现货电价约1月）→年度长协价格提升（取决于年末的月度电价）的四节传导链路。

图表12：广东 11-12 月月度电价与次年年度电价接近



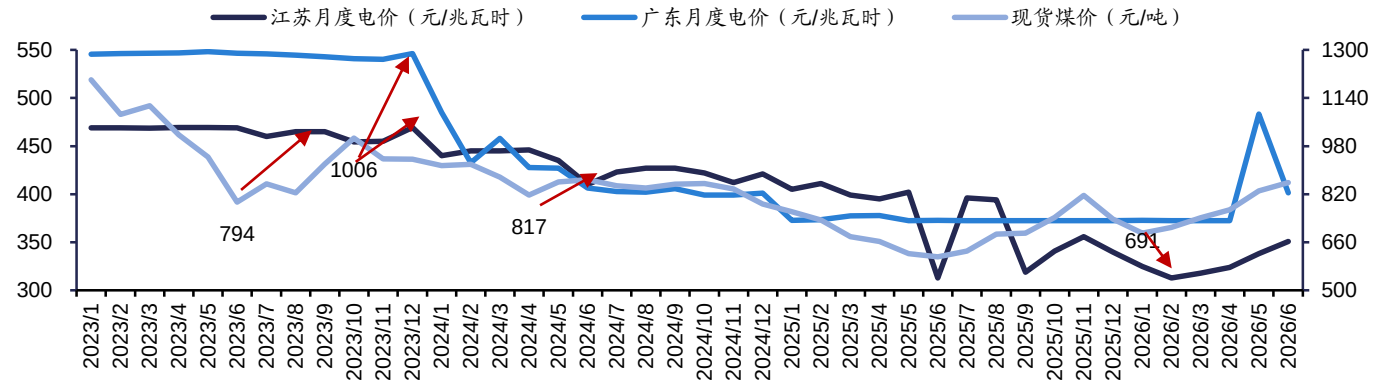
来源：广东电力交易中心，国金证券研究所

图表13：江苏 11-12 月月度电价与次年年度电价接近



来源：江苏电力交易中心，国金证券研究所

图表14：月度电价变化约滞后煤价变化 1-2 个月



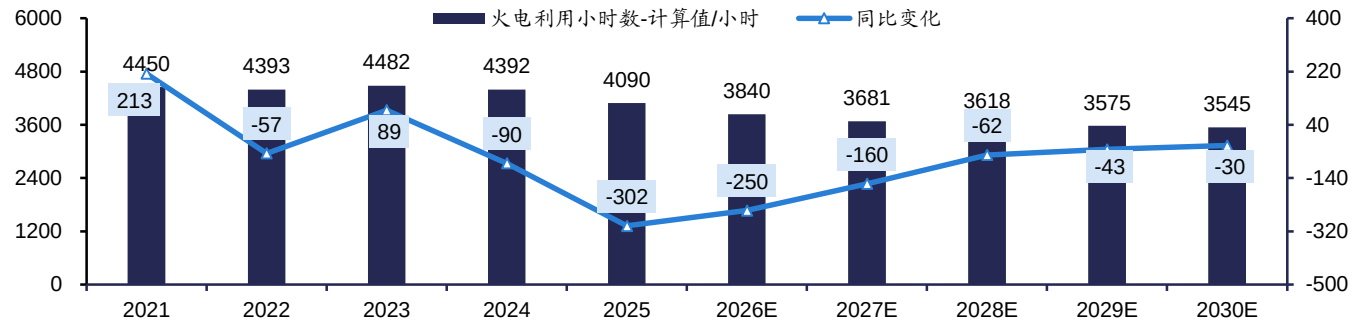
来源：广东电力交易中心，江苏电力交易中心，国金证券研究所

1.3 火电利用小时数仍在宽松阶段，但利用小时数或已与点火价差脱节

电力供需角度而言，火电为所有发电电源中最后上网的电源品种，因而市场通常用火电利用小时数指标衡量电力供需变化，当火电利用小时数上升时，则说明电力供需偏紧，反之则为偏宽松，但这并不意味着火电的供需也在宽松，火电的灵活性意味着另一种供需，我们后文探讨。

假设十五五期间我国用电量增速保持4.5%-5.5%区间波动（增速前高后低），发电侧水电、核电装机按照核准及预计投产年份新增，风电装机每年新增投产100GW、光伏每年新增装机由200GW逐步降至150GW，水核风光利用小时数为多年均值，则可得【火电发电量=全国发电量-水风光核装机×各自利用小时数】保持6.2-6.3万亿千瓦时。火电新增装机参考当前核准情况，2026-2027年新增90、60GW，2028-2030年每年新增30GW左右，则可得2027年火电利用小时数为3681小时，同比下滑160小时，远低于此前250-300小时降幅。若用电需求超预期增长或水风光出力偏弱，电力供需有望进一步改善。综合两方面来看，我们认为在燃料成本攀升，电力供需边际改善下，预计2027年长协电量电价有望提升。

图表15：测算2027年火电利用小时数边际改善



来源：i

图表16：测算十五五期间火电利用小时数降幅有限

用电侧	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会用电量/亿千瓦时	83,128	86,372	92,241	98,521	103,682	109,209	114,731	120,272	125,877	131,615
同比增速	10.34%	3.62%	6.67%	6.80%	5.00%	**5.33%**	**5.06%**	**4.83%**	**4.66%**	**4.56%**
一产	1,023	1,146	1,278	1,357	1,494	1643	1806	1986	2184	2401
二产	56,131	57,001	60,745	63,874	66,366	69041	71314	73145	74504	75369
三产	14,231	14,859	16,694	18,348	19,942	21530	23379	25537	28060	31019
城乡居民	11,743	13,366	13,524	14,942	15,880	16996	18232	19604	21129	22826
发电侧	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
发电量/亿千瓦时	81,122	83,886	89,091	94,181	97,159	101,143	105,077	109,306	113,551	117,864
火电	57,703	58,531	62,318	63,438	62,946	62,560	62,167	62,272	62,673	63,283
水电	11,840	12,020	11,409	12,742	13,144	13,246	14,076	14,856	15,453	16,059
风电	5,667	6,867	8,090	9,360	10,531	12,903	14,773	16,643	18,513	20,383
光伏	1,837	2,290	2,940	4,191	5,726	7,420	8,474	9,386	10,241	11,096
核电	4,075	4,178	4,333	4,449	4,812	5,014	5,587	6,149	6,670	7,042
同比增速	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
发电量同比-计算值	9.4%	3.4%	6.2%	5.7%	3.2%	4.1%	3.9%	4.0%	3.9%	3.8%
火电	9.3%	1.4%	6.5%	1.8%	-0.8%	-0.6%	-0.6%	0.2%	0.6%	1.0%
水电	-2.5%	1.5%	-5.1%	11.7%	3.2%	0.8%	6.3%	5.5%	4.0%	3.9%
风电	36.7%	21.2%	17.8%	15.7%	12.5%	22.5%	14.5%	12.7%	11.2%	10.1%
光伏	29.3%	24.7%	28.4%	42.6%	36.6%	29.6%	14.2%	10.8%	9.1%	8.3%
核电	11.3%	2.5%	3.7%	2.7%	8.2%	4.2%	11.4%	10.0%	8.5%	5.6%
发电装机/GW	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全国发电装机容量	2376	2559	2920	3349	3891	4297	4654	4963	5271	5576
火电	1297	1332	1,390	1,444	1,539	1629	1689	1721	1753	1785
水电	391	414	422	436	448	456	476	496	515	535
风电	328	365	441	521	640	740	840	940	1040	1140
光伏	307	393	609	887	1,202	1402	1572	1722	1872	2022
核电	53	56	57	61	62	70	77	85	91	95

发电利用小时数/小时	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全国平均利用小时数-计算值	3414	3277	3051	2813	2497	2354	2258	2202	2154	2114
火电	**4450**	**4393**	**4482**	**4392**	**4090**	**3840**	**3681**	**3618**	**3575**	**3545**
水电	3029	2907	2706	2923	2934	2902	2957	2998	3000	3003
风电	1725	1879	1833	1798	1645	1744	1759	1771	1780	1788
光伏	599	583	482	473	476	529	539	545	547	549
核电	7652	7524	7613	7314	7702	7173	7223	7248	7327	7437

来源：国家能源局，i

备注：发电量同比增速为计算值；发电利用小时数为直接使用当年发电量/发电装机所得，其中光伏利用小时数显著偏低主要为电量为规模以上口径、装机为全口径

1.4 利用小时数不再对应点火价差，市场化交易额外增补度电利润

除上两节讨论燃料成本及电力供需边际支撑电量电价上涨外，我们认为月度现货电量提升，火电可在曲线交易中获得额外电价收入，进一步保障电价的超预期表现。从国家发改委、能源局对电力年度交易的指引来看，2024-2026 年电力中长期合同政策从“高比例锁量、稳定电价”逐步转向“合理比例签约、提升合同质量、强化现货衔接”。2024 年要求用户侧和煤电侧年度合同比例普遍维持在80%左右，并通过后续交易保障全年中长期比例不低于90%；2025 年在维持煤电高比例签约的同时，允许新能源和水电占比较高地区适当放宽用户侧年度签约比例；2026 年进一步降低煤电年度签约比例至原则上不低于 70%，容量电价提高地区可放宽至不低于 60%，同时强调分时段、带曲线、灵活价格机制。降低年度合同比例给予市场主体更多灵活调配空间，有望增强火电（可灵活调节出力）的电价结算能力。

图表17：2026 年度国家层面降低煤电年度签约比例

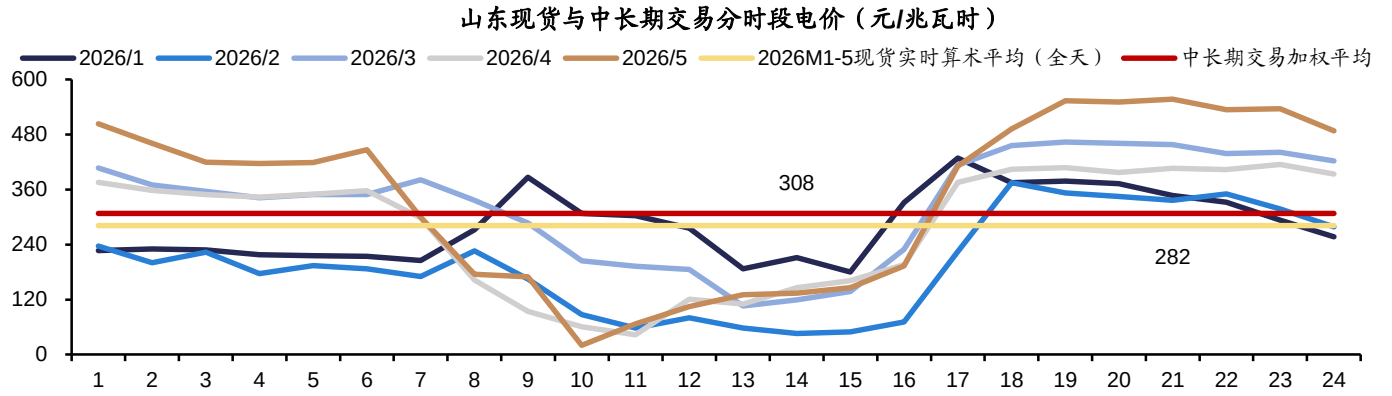
	2024 年度	2025 年度	2026 年度
文件	《关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知》 发改运行〔2023〕1662 号	《关于做好 2025 年电力中长期合同签约履约工作的通知》 发改运行〔2024〕1752 号	《关于做好 2026 年电力中长期合同签约履约工作的通知》 发改运行〔2025〕1502 号
核心导向	高比例年度签约，强化中长期合同保供稳价作用。	维持较高签约比例，同时开始考虑新能源、水电占比较高地区的差异化安排。	保持合理签约比例，更强调中长期与现货衔接、合同曲线质量和价格灵活性。
煤电签约比例	**煤电年度合同通常不低于上一年上网电量或预计电量的 80%**，全年中长期合同覆盖比例较高	**煤电年度合同仍维持约 80%要求**，后续通过月度等交易保障全年中长期合同覆盖	**年度合同原则上不低于上一年实际上网电量 70%**；月度及以上合同不低于预计市场化上网电量 80%。容量电价提高地区可放宽，但原则不低于 60%
用户侧签约比例	批发侧买方年度中长期签约电量不低于上一年度用电量 80%左右	新能源和水电发电量占比较高地区，可适当放宽用户年度签约比例，原则上不低于 60%	不再简单全国统一年度固定比例，要求各地结合供需、电源结构、新能源机制电量等测算；月度及以上合同原则上不低于预计用电量 80%
价格机制	以年度固定或相对固定价格为主，强调稳定市场预期。	继续发挥中长期合同稳价作用，同时加强分时段交易、现货衔接。	鼓励随市场供需、发电成本变化的灵活价格；不得强制固定价格，可要求煤电年度合同一定比例采用灵活价格
交易曲线	分时段交易处于推进阶段，合同曲线要求相对基础	分时段、带曲线交易要求增强	现货正式运行或长周期试运行地区，交易时段原则上不少于 24 个，并推动年度交易分时段开展
政策含义	煤电电量收益更稳定，电量电价受年度长协锁定影响较强	新能源高占比地区年度锁量约束开始松动，交易结构开始出现差异化	煤电收益结构中容量电价承担更多保供补偿功能，电量电价更充分反映煤价、供需和现货价格变化

来源：国家能源局、发改委，国金证券研究所

市场此前将火电的利用小时数挂钩电力供需，进而挂钩火电的电量利润（点火价差）挂钩。但我们认为，利用小时数其实仅代表火电的名义供需。目前火电隐含了一类非发电利用小时（灵活性价值），即通过市场化交易的方式，在部分风光大发市场化交易电价较低的时段，通过现货市场等渠道采购更低价格的电量来履行发电合同，实现了不发电但形成收入的情况，即名义上利用小时数在下降，但实际度电利润并未受损。与此同时，火电凭借其灵活性在高价时段发电占比提升，提升度电利润水平。因此我们会观测到，火电利用小时数下降，但度电利润却好于年长协电价与煤价变动的水平。

以山东电力交易中心披露的分时段发电侧实时电价为例，我们通过对山东日频数据平均得到月频处理数据，可以发现现货电价日内呈现典型的两峰一谷特征，主要反映电力系统净负荷的时段性变化。早晚高峰期间，终端用电需求集中释放，系统边际机组出清价格上行，推动现货电价抬升；午间时段受光伏集中出力影响，净负荷明显回落，低边际成本电源占比提升，现货电价随之下探。火电作为可灵活调节负荷机组，整体电量或为下降，但高价格电量占比提升（即早晚高峰期间），部分时段甚至高于中长期交易价格。总而言之，我们从两方面看好火电电量电价提升，其一为成本攀升叠加供需边际改善，支撑电价筑底回升；其二为月度、现货电量提升，发电曲线显著火电有望获得额外收入。

图表18：现货电价与中长期交易电价存在明显套利价差，不发电也可形成利润



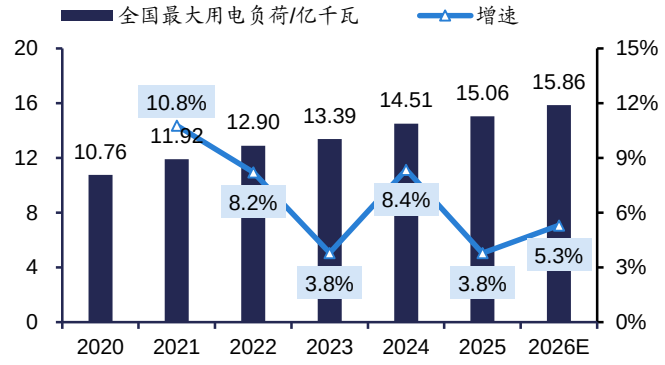
来源：山东电力交易中心，国金证券研究所

二、可靠容量紧张将带动容量电价超额上涨，火电的稳定性价值在提升

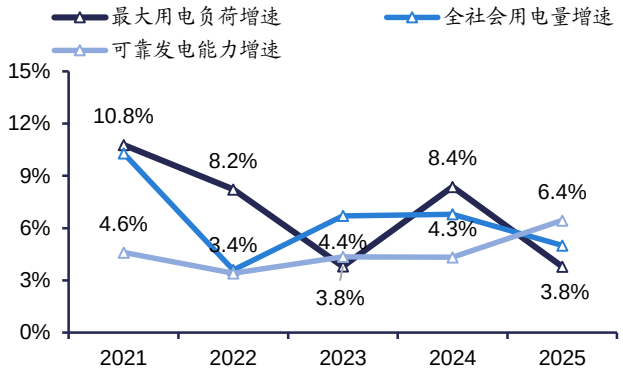
2.1 十五五可靠容量紧张程度还将加剧，看好火电容量收入提升

本节我们对于容量紧张程度进行度量，以期对容量电价上涨有更好的理解。为满足尖峰负荷、机组检修、非计划停运及新能源出力波动等不确定性，电力系统通常需保持一定容量裕度。近年来除了我国用电量体量持续提升外，我国最大用电负荷亦持续创新高，2025 年全国最大用电负荷已达 15.06 亿千瓦（7 月 16 日），同比提升 5500 万千瓦，国家能源局预计 2026 年全国最大电力负荷在 15.75-16 亿千瓦，较去年极值增长 7000-9000 万千瓦，若出现大范围极端高温天气，最大负荷可能超过 16 亿千瓦。随着最大用电负荷持续抬升，以及新能源装机占比提高、有效容量折减，可靠容量需求增长快于名义装机增长，有望推动煤电容量价值提升。

图表19：我国最大用电负荷持续提升



图表20：2023-2025年可靠发电能力增速逐步提升



来源：i

新能源装机快速增长但不等比例增加保供容量，预计稳定电源容量补偿仍将提升。我们用容量裕度来衡量应对最大用电负荷、保障供电的富余程度与安全储备水平，【容量裕度=可靠供电能力/最大用电负荷-1】。用电负荷方面，十五五期间增速考虑与2026年能源局预计增速持平、即为5.3%。供应侧考虑拆分为发电装机与调节装机两大类，可靠发电/供电能力=装机容量×折算系数，其中：

发电装机中，火电、核电作为可稳定调节出力的电源，考虑年内检修，折算系数均按90%计算；水电出力枯水期偏低、丰水期偏，综合下折算系数约50%；风电峰时支撑能力偏低，保守预计折算系数为10%；光伏暂不考虑顶峰能力，折算系数为0%。

储能装机中，抽水蓄能具备较强的峰时容量支撑能力，折算系数考虑为85%；新型储能可在尖峰时段提供容量支撑，2021-2025年折算系数按40%计算，考虑长时储能发展下，2026-2030年新型储能折算系数每年提升1个百分点。

综上，测算我国十五五期间仅考虑发电装机的容量裕度从2025年15%下降至6%，考虑抽蓄、储能后的容量裕度基本保持在23%-25%。即十五五期间，发电侧依托调节电源保障供电紧平衡。

图表21：即便考虑储能，测算十五五期间我国容量裕度依旧仅保持紧平衡

	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全国最大用电负荷/亿千瓦	11.92	12.90	13.39	14.51	15.06	15.86	16.70	17.59	18.52	19.51
增速	10.8%	8.2%	3.8%	8.4%	3.8%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%
可靠供电能力/亿千瓦	14.76	15.34	16.12	17.03	18.41	19.70	20.83	21.76	22.77	23.95
增速	4.8%	4.0%	5.1%	5.6%	8.1%	7.0%	5.8%	4.5%	4.7%	5.2%
可靠发电能力/亿千瓦	14.43	14.92	15.57	16.25	17.29	18.31	19.12	19.67	20.21	20.73
增速	4.6%	3.4%	4.4%	4.3%	6.4%	5.9%	4.4%	2.9%	2.8%	2.6%
其中：火电	11.67	11.99	12.51	13.00	13.85	14.66	15.20	15.49	15.78	16.07
核电	0.48	0.50	0.51	0.55	0.56	0.63	0.70	0.76	0.82	0.85
水电	1.95	2.07	2.11	2.18	2.24	2.28	2.38	2.48	2.58	2.67
风电	0.33	0.37	0.44	0.52	0.64	0.74	0.84	0.94	1.04	1.14
光伏	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
可靠储能能力/亿千瓦	0.32	0.42	0.55	0.78	1.11	1.39	1.72	2.09	2.56	3.22
容量裕度1-（只靠发电装机）	21%	16%	16%	12%	15%	**15%**	**14%**	**12%**	**9%**	**6%**
容量裕度2-（发电+储能）	24%	19%	20%	17%	22%	**24%**	**25%**	**24%**	**23%**	**23%**
	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
发电装机容量/亿千瓦	23.77	25.64	29.20	33.49	38.91	42.97	46.54	49.63	52.71	55.76
火电	12.97	13.32	13.90	14.44	15.39	16.29	16.89	17.21	17.53	17.85
核电	0.53	0.56	0.57	0.61	0.62	0.70	0.77	0.85	0.91	0.95

常规水电	3.91	4.14	4.22	4.36	4.48	4.56	4.76	4.96	5.15	5.35
风电	3.28	3.65	4.41	5.21	6.40	7.40	8.40	9.40	10.40	11.40
光伏	3.07	3.93	6.09	8.87	12.02	14.02	15.72	17.22	18.72	20.22
新型储能装机容量/亿千瓦	0.04	0.09	0.31	0.74	1.45	1.95	2.55	3.20	3.95	4.75
抽水蓄能装机容量/亿千瓦	0.36	0.45	0.51	0.59	0.66	0.74	0.82	0.92	1.07	1.27

来源：国家能源局，i

因此我们看到容量电价已经持续上涨，且部分区域上调幅度更大。两部委规定 2026 年容量电价下限 165 元/千瓦·年，甘肃、吉林等地容量电价超额提升，看好火电收入中稳定电价部分的比例继续提高。根据国家发改委、国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》，容量电价政策自 2024 年 1 月 1 日开始实施，其中要求 2024-2025 年，省级电网中河南、湖南、重庆、四川、青海、云南、广西等七个省份煤电机组固定成本回收比例是 50%，对应容量电价 165 元/千瓦·年；其余省份成本回收比例为 30%，对应容量电价 100 元/千瓦·年；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 2026 年实际执行情况来看，部分省份出现超额提升，天津、四川执行 231 元/千瓦·年，吉林、甘肃、云南等提高至 330 元/千瓦·年。此外，4 月 21 日辽宁省发改委发布征求意见稿，拟自 2027 年起建立发电侧可靠容量补偿机制(涉及公用煤电机组、电网侧独立新型储能等)，标准暂按 370 元/千瓦·年执行。展望 2027 年，我们预计部分省份容量电价仍有较大提升空间，火电度电收入中的稳定部分比例有望持续扩大。

图表22：2026 年甘肃、吉林等地容量电价超额提升

省级电网	容量电价 （元/千瓦·年，含税）						
	2024-2025	2026	提升幅度	省级电网	2024-2025	2026	提升幅度
甘肃	100	**330**	230%	北京	100	165	65%
吉林	100	**330**	230%	上海	100	165	65%
云南	165	**330**	100%	江苏	100	165	65%
广西	165	**248 ***	50%	浙江	100	165	65%
天津	100	**231**	131%	安徽	100	165	65%
四川	165	**231**	40%	福建	100	165	65%
青海	165	**185 ***	12%	江西	100	165	65%
湖北	100	165	65%	辽宁	100	165	65%
黑龙江	100	165	65%	冀北	100	165	65%
陕西	100	165	65%	河北	100	165	65%
新疆	100	165	65%	山西	100	165	65%
宁夏	100	165	65%	山东	100	165	65%
深圳	100	165	65%	蒙西/蒙东	100	165	65%
广东	100	165	65%	河南	165	165	0%
海南	100	165	65%	湖南	165	165	0%
贵州	100	165	65%	重庆	165	165	0%

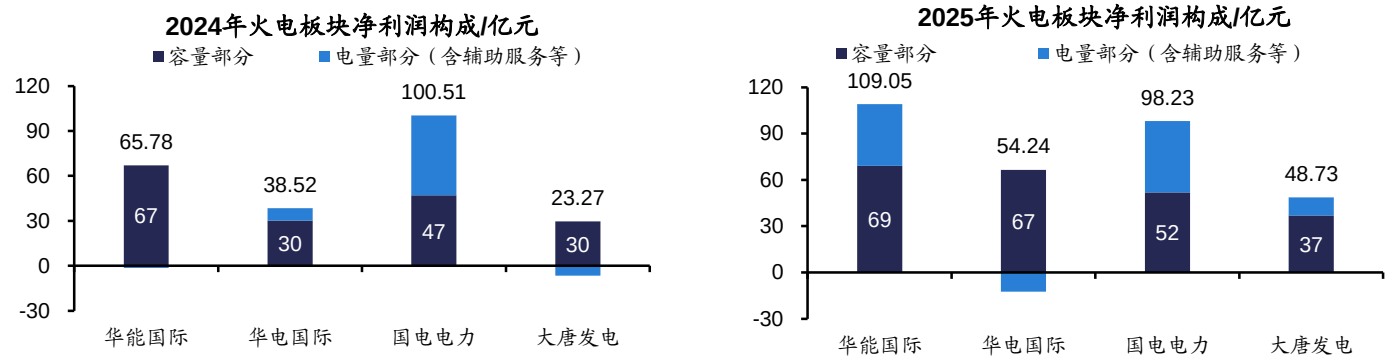
来源：国家发改委，各地能源局、发改委，国金证券研究所　　备注：广西、青海 2026 年容量电价为征求意见稿

2.2 火电容量电价的提升大幅提升盈利的稳定性

伴随容量电价稳定提升，火电盈利稳定性已大幅增强。以华能、华电、国电、大唐四家公司为例，测算2024-2025年度容量部分利润贡献总额稳定、占利润比例分别从2024年的102%、78%、47%、128%（华电未重述调整），调整至2025年的63%、123%、53%、76%，2025年华电国际收购气电资产（气电多为发电部分亏钱、需较高的容量补偿），因而容量电价占利润比例大幅提升，国电电力由于2025年所属火电区域电价下降较多、容量电价占利润比例小幅提升，华能、大唐受煤价持续下降发电增利影响，容量电价占利润比例有所下降。

综合来看，2026年全国大部分省份容量电价提升至165元/千瓦·年（涨幅达65%），而我们预计后续有更多省份继续提高，该部分稳定利润有望持续提升。同时伴随现货市场的推进（融入调峰等辅助服务价值）、火电有望在市场化交易中获得额外电价增量，而年初至今煤价虽有提升、但整体波动性亦有所下降，由容量、调节构成主要利润的新形态火电模型盈利的稳定性大幅提升。

图表23：容量收入可为火电贡献稳定利润



来源：Wind，国金证券研究所　　备注：华电国际2024年数据未经重述

图表24：2025年部分公司火电板块利润结构拆分

	华能国际	华电国际	国电电力	大唐发电
煤电装机/GW	91.95	54.38	80.25	49.13
气电装机/GW	17.70	21.07	2.02	9.48
煤电占火电比例	83.9%	72.1%	97.5%	83.8%
火电营业收入/亿元	1767.50	1098.17	1417.19	863.68
其中：电量电价收入（含辅助服务等）	1675.31	1009.31	1348.02	814.40
其中：煤电容量电价收入（扣增值税）	92.19	88.86	69.17	49.28
火电上网电量/亿千瓦时	3690.89	2,365.47	3473.94	2081.71
电量电价（元/千瓦时，不含税）	0.454	0.427	0.388	0.391
容量电价折度电/元（扣所得税）	0.019	0.028 *	0.015	0.018
燃料成本/亿元	1042.48	792.05	886.14	624.33
度电燃料成本/元	0.268	0.318	0.242	0.285
度电燃料成本占电量电价比例	59%	75%	62%	73%
净利润/亿元	109.05	54.24	98.23	48.73
其中：电量部分（含辅助服务等）	39.91	-12.41	46.35	11.77
其中：容量部分	**69.14**	**66.65**	**51.88**	**36.96**
净利润占比				
其中：电量部分（含辅助服务等）	37%	-23%	47%	24%
其中：容量部分	**63%**	**123%**	**53%**	**76%**

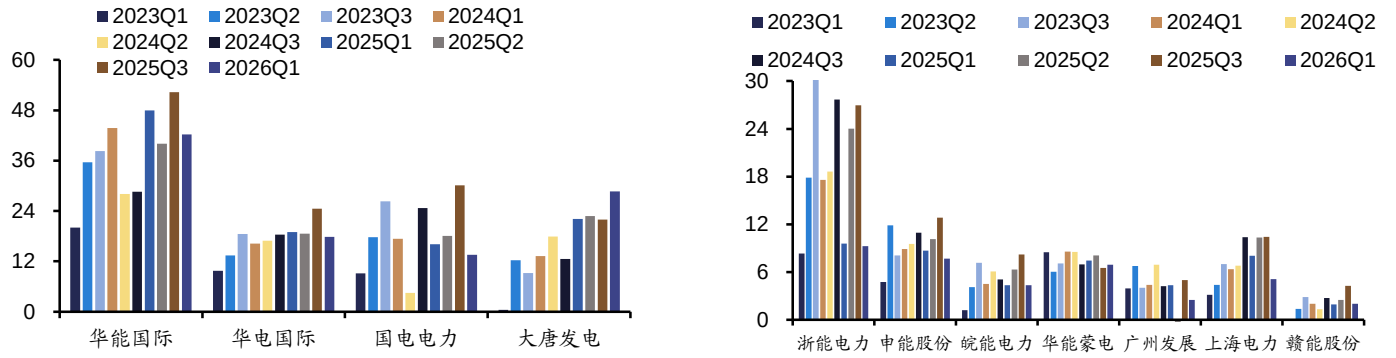
来源：Wind，国金证券研究所　　备注：华电国际由于气电机组占比高，容量电价折度电显著偏高、发电部分为亏损

三、不同的观点：火电利润逐步与煤价和年度长协脱钩，盈利稳定性在增强

3.1 长期业绩稳定性持续增强，火电自由现金流转正+分红提升

从实际数据来看，火电的利润稳定性在增强。过去几年煤价有上有下、电价有涨有跌，但是我们从数据的角度来看，剔除Q4费用集中确认及减值影响，火电公司单季盈利近年已趋于稳定。受益于煤价、电价相对联动，容量电价稳定执行等影响，火电公司业绩波动性已大幅降低。

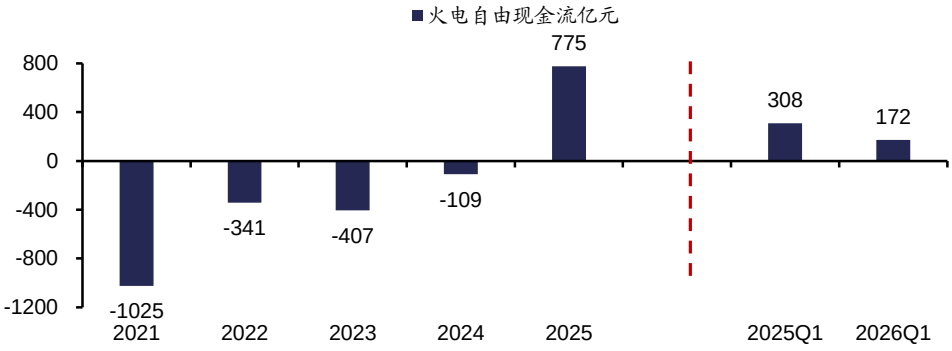
图表25：火电公司单季扣非归母净利润已趋于稳定（亿元，不考虑Q4）



来源：i

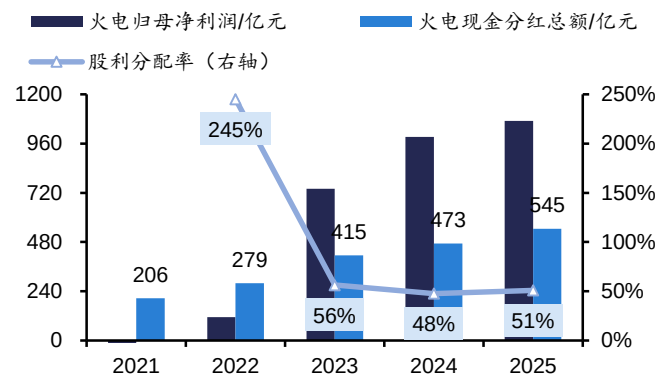
近年火电公司分红持续兑现，2023-2025年火电板块分红总额分别为415、473、545亿元，股利分配率分别为56%、48%、51%，仍具有提升空间；火电板块股息率已从2021年1.8%绝对低点升至2025年的4.4%。当前多家公司发布分红承诺，如国电电力承诺2025-2027年现金分红不少于归母净利润的60%且每股派息不低于0.22元、华能蒙电承诺2025-2027年度现金分红不少于可供分配利润的70%且每股派息不低于0.1元；皖能电力承诺2025-2027年度现金分红比例分别为40%、45%、50%。伴随盈利改善及稳定性提升，火电板块分红具备可持续性，板块有望迎来EPS修复与估值提升的双击时刻。

图表26：2025年火电板块自由现金流大幅转正



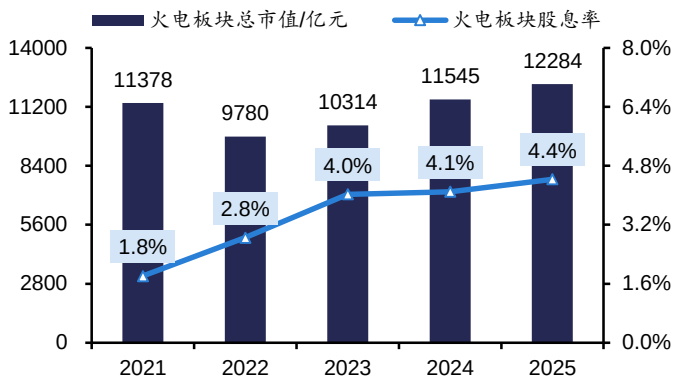
来源：i

图表27：2025年火电板块股利分配率提升至51%



来源：Wind，国金证券研究所

图表28：2025年火电板块股息率为4.4%



来源：Wind，国金证券研究所

图表29：近年火电公司现金分红及股息率情况

	归母净利润/亿元			现金分红总额/亿元			股利分配率			股息率（年末收盘价）		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
华能国际电力股份	84.5	101.4	144.1	31.4	42.4	62.8	37%	42%	44%	5.3%	6.8%	**7.7%**
大唐发电H	13.7	45.1	73.9	1.4	11.5	27.4	10%	26%	37%	0.7%	4.7%	**7.4%**
浙能电力	65.2	77.6	75.3	33.5	38.9	44.2	51%	50%	59%	5.4%	5.1%	**6.7%**
华润电力	99.7	133.2	131.1	62.1	52.7	51.8	62%	40%	40%	9.1%	5.8%	**6.4%**
华电国际电力股份	45.2	59.9	60.7	15.3	22.4	26.7	34%	37%	44%	4.8%	5.9%	**6.3%**
宝新能源	8.9	7.1	10.2	6.5	3.3	5.4	73%	46%	53%	6.8%	3.3%	**6.0%**
申能股份	34.6	39.4	40.1	19.6	22.0	22.5	57%	56%	56%	6.2%	4.7%	**5.9%**
华能蒙电	20.0	30.4	24.9	12.1	14.4	17.2	60%	47%	69%	4.7%	5.1%	**5.9%**
赣能股份	4.9	7.1	10.1	1.5	3.2	5.5	30%	45%	55%	2.0%	3.8%	**5.7%**
华能国际	84.5	101.4	144.1	31.4	42.4	62.8	37%	42%	44%	2.6%	4.0%	**5.4%**
广州发展	16.4	17.3	23.2	8.8	9.5	12.3	54%	55%	53%	4.7%	4.2%	**5.4%**
港灯-SS	28.6	28.8	28.4	25.8	26.1	25.3	90%	90%	89%	6.8%	6.0%	**5.0%**
电能实业	54.4	56.7	56.3	54.8	55.0	53.2	101%	97%	95%	6.3%	5.1%	**5.0%**
国电电力	56.1	98.3	71.6	21.4	35.7	43.0	38%	36%	60%	2.9%	4.4%	4.8%
皖能电力	14.3	20.6	21.5	5.0	7.2	8.6	35%	35%	40%	3.5%	4.0%	4.8%
华电国际	45.2	59.9	60.7	15.3	22.4	26.7	34%	37%	44%	2.9%	3.9%	4.6%
中电控股	60.3	108.7	94.5	71.2	73.0	72.7	118%	67%	77%	4.8%	4.8%	4.6%
陕西能源	25.6	30.1	30.1	13.5	15.4	15.4	53%	51%	51%	4.2%	4.4%	4.4%
大唐发电	13.7	45.1	73.9	1.4	11.5	27.4	10%	26%	37%	0.3%	2.2%	4.2%
建投能源	1.9	5.3	18.8	1.4	2.4	5.8	77%	44%	31%	1.6%	2.3%	3.8%
甘肃能源	11.7	16.4	20.5	1.8	5.8	7.5	15%	36%	36%	2.0%	3.0%	3.6%
京能电力	8.8	17.5	35.3	7.0	8.0	11.4	80%	46%	32%	3.5%	3.4%	3.3%
深圳能源	20.5	20.1	21.0	6.7	7.1	7.6	33%	36%	36%	2.2%	2.3%	2.5%
上海电力	15.9	20.5	27.7	5.6	7.9	10.4	35%	39%	38%	2.4%	3.1%	1.8%
江苏国信	18.7	32.4	34.7	3.8	3.8	4.9	20%	12%	14%	1.5%	1.3%	1.8%
穗恒运A	2.9	1.7	3.0	1.0	0.8	1.1	36%	50%	38%	1.5%	1.4%	1.7%
天富能源	4.3	2.1	2.3	2.2	0.8	1.2	50%	35%	50%	2.4%	0.9%	1.0%
粤电力A	9.7	9.6	6.0	1.1	1.1	1.1	11%	11%	18%	0.4%	0.4%	0.5%

来源：Wind，国金证券研究所

3.2 短期催化 1：Q2 迎来业绩拐点后，展望未来几个季度业绩或持续改善

考虑一个月煤炭库存后，2026Q1、2026Q2 秦皇岛港 Q5500 动力煤均价（对应各季度现货用煤成本）分别为 714、775 元/吨，同比分别-48、+119 元/吨。我们以华能国际披露的单季煤电度电税前利润为基准，对后续季度盈利能力（度电利润指标）进行测算。煤价方面，假设后续现货煤价 Q3 见顶而后保持 830 元/吨平稳、长协煤价保持 690 元/吨平稳，考虑南北方电厂供热/供暖对单季煤耗影响，分为 A（含供热，50%长协煤）、B（不含供热，50%长协煤）、C（不含供热，90%长协煤）三个类别；考虑 5 月至今月度现货电价上涨，月度现货电量占比 30%。以华能国际 2025 年单季度电利润为基数进行测算，则 B、C 组假设下 26Q3 度电利润均提升（Q4 受减值、费用等较为集中影响，暂不进行同比计算）。2027 年考虑长协电量电价同比上涨 1 分、市场化交易增利 5 厘，则 B、C 组中 2026Q2 均为火电度电利润低点。

图表30：测算 2026Q2 火电度电利润有望见底（未考虑容量电价超额上涨）

单位：元/吨	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2(E)	2026Q3(E)	2026Q4(E)	2027Q1(E)	2027Q2(E)
现货煤价均值	723	633	669	765	715	824	850	830	830	830
现货煤用煤成本（考虑 1 个月库存）	762	656	643	747	714	775	845	828	830	830
现货用煤成本同比变化	-162	-195	-208	-101	-48	119	202	81	116	55
长协煤价均值	690	674	669	685	682	687	690	690	690	690
长协煤同比变化	-19	-25	-29	-13	-8	13	21	5	8	3
考虑 50%现货比例后同比变化	-90	-110	-119	-57	-28	66	111	43	62	29
折至标煤同比变化	-115	-140	-151	-73	-36	84	141	55	79	37
华能国际煤电度电税前利润/元	0.048	0.044	0.060	0.000	0.056					
类别 A 50%长协煤，含供热	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2(E)	2026Q3(E)	2026Q4(E)	2027Q1(E)	2027Q2(E)
含供热煤耗/(克/千瓦时)	290	310	320	300	290	310	320	300	290	310
燃料成本变化折度电/元	0.033	0.043	0.048	0.022	0.010	-0.026	-0.045	-0.017	-0.023	-0.012
结算电价同比					-0.003	0.001	0.004		0.015	0.015
其中：长协电量电价					-0.030	-0.030	-0.030		0.010	0.010
月度/现货电量电价					0.008	0.010	0.015		0.000	0.000
市场化交易					0.019	0.019	0.019		0.005	0.005
度电利润	0.048	0.044	0.060	0.000	0.056	**0.019**	**0.018**		**0.046**	**0.021**
类别 B 50%长协煤，不含供热	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2(E)	2026Q3(E)	2026Q4(E)	2027Q1(E)	2027Q2(E)
不含供热煤耗/(克/千瓦时)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
燃料成本变化折度电/元	0.031	0.037	0.040	0.019	0.011	-0.025	-0.042	-0.017	-0.024	-0.011
结算电价同比					-0.004	-0.002	0.003		0.015	0.015
其中：长协电量电价					-0.030	-0.030	-0.030		0.010	0.010
月度/现货电量电价					0.008	0.010	0.015		0.000	0.000
市场化交易					0.018	0.018	0.018		0.005	0.005
度电利润	0.048	0.044	0.060	0.000	0.056	**0.018**	**0.020**		**0.045**	**0.020**
类别 C 90%长协煤，不含供热	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2(E)	2026Q3(E)	2026Q4(E)	2027Q1(E)	2027Q2(E)
不含供热煤耗/(克/千瓦时)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300

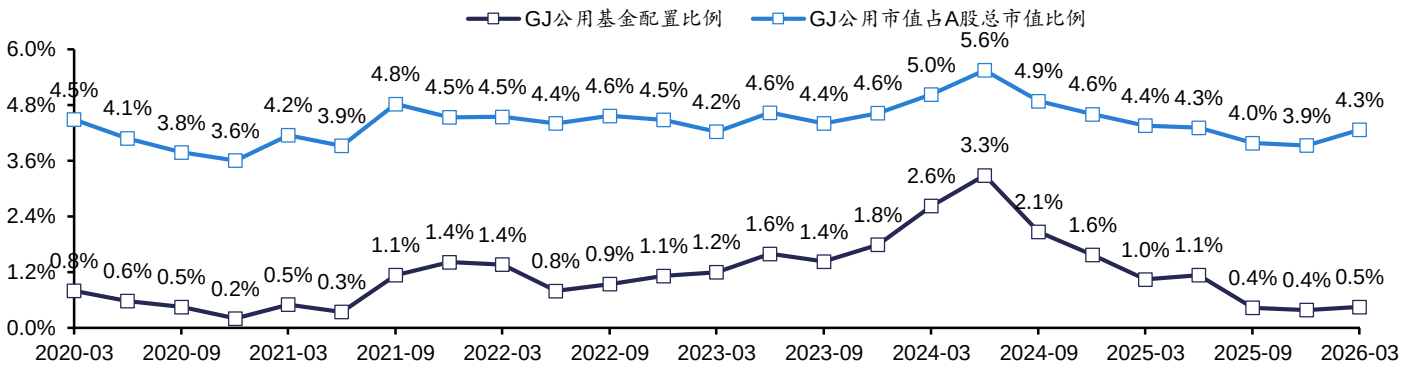
燃料成本变化折度电/元	0.013	0.016	0.018	0.008	0.005	-0.009	-0.015	-0.005	-0.007	-0.003
结算电价同比					0.003	-0.002	0.003		0.015	0.018
其中：长协电量电价					-0.030	-0.030	-0.030		0.010	0.015
月度/现货电量电价					0.015	0.010	0.015		0.000	0.000
市场化交易					0.018	0.018	0.018		0.005	0.005
度电利润	0.048	0.044	0.060	0.000	0.056	0.034	0.048		0.062	0.044

来源：i

3.3 短期催化 2：板块处于低配低估状态，还有算电融合带动的估值提升机会

2025年Q3、Q4公募基金对公用事业板块配置比例大幅回落，2025Q3环比下降0.70pct至0.44%（GJ公用样本股，下同），2025Q4环比下降0.05pct至0.39%，持仓已经接近2021年以来最低值。2026Q1板块受益于算电融合主题行情，基金持仓小幅回升至0.45%，但仍处于显著低配状态。拆分板块来看，26Q1电力各子板块公募持仓比例均位于历史低位，GJ火电、GJ水电、GJ核电、GJ绿电、GJ燃气基金配置比例分别为0.11%、0.11%、0.03%、0.11%、0.09%，同比分别-0.24pct、-0.44pct、0.00pct、-0.03pct、0.02pct。火电、水电调整幅度较大，火电、水电配置比例均为2022年以来新低，各板块均处于低配状态。

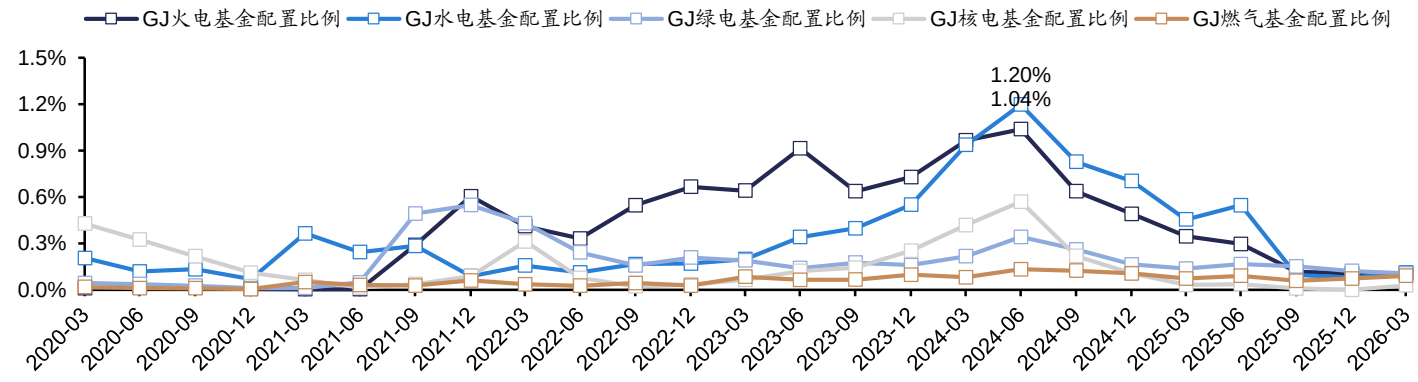
图表31：2026 年一季度末公用事业股基金配置占比为 0.45%、环比+0.06pct、同比-0.60pct



来源：Wind，国金证券研究所

备注：包括 GJ 公用合计 100 支样本股，板块基金配置比例=重仓股汇总的该板块配置市值/基金重仓股票投资市值。基金统计口径：偏股型基金（不含指数型）=开放式股票型基金（不含指数型）+开放式偏股混合型基金+开放式灵活配置型基金+封闭式股票型基金（不含指数型）

图表32：细分板块来看，2026 年一季度末水电、火电板块配置比例降至 0.11%、0.11%



来源：Wind，国金证券研究所

根据我们前述论证，看好在燃料成本支撑及电力供需边际改善下电量电价中枢提升，容量电价在稳定电源稀缺背景下亦有望上涨，火电盈利有望从26Q2见底而后回升。当前火电指

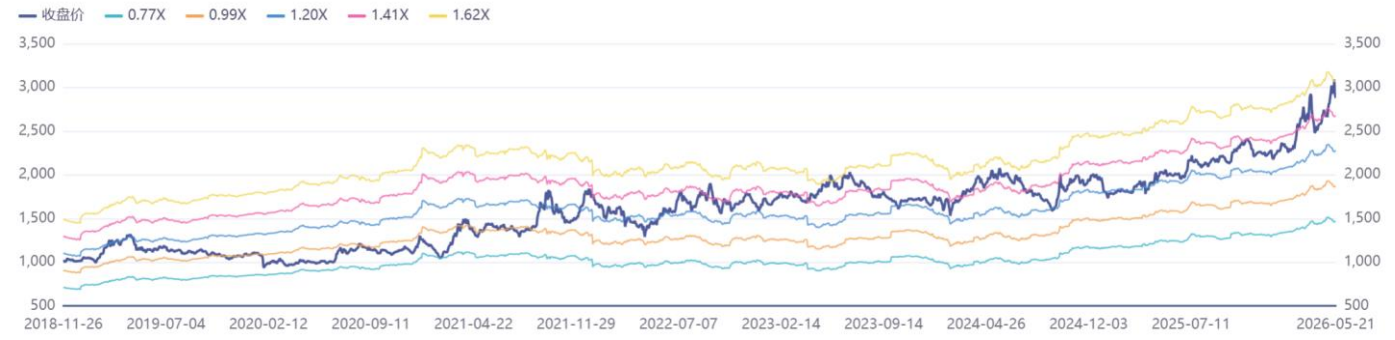
数PE估值为14.99倍、处于五年以来51.31%分位水平，PB估值为1.59倍、处于五年以来98.45%分位水平（考虑商业模式变化火电盈利趋稳，近年PB估值底持续抬升）。

图表33：火电指数处于近五年市盈率51%分位水平、市净率98%分位水平



来源：i

图表34：伴随盈利趋于稳定火电PB估值底持续抬升



来源：i

板块已经处于低配低估的状态，亦有算电融合主题行情提高估值的机会。我们重申板块已经处于利润底部且估值可靠，我们看好电力企业未来将以参股甚至控股更多承担算力设施的建设和运维（也是目前算电融合项目呈现出的特征），从能源底座逐步转向算力底座，估值亦有进一步提升的可能性。参考我们在报告《从"双碳"到"算电"，两轮电力行情对照》中复盘的 2021 年双碳新能源行情，呈现从点状公司到区域公司到全国火转绿龙头公司、从主题行情到产业趋势到基本面改善，看好算电融合主题行情到 27 年电价提升基本面向上的演绎。

图表35：2026年以来算电协同项目加速涌现

时间	企业/项目单位	项目名称	项目阶段	牵头主体属性	项目情况
2026 年 1 月	中金数据集团、昌吉市政府、昌吉州国投	中金数据新疆零碳算力集群	签约落地	算力方主导，地方国资配合绿电保障	项目总体建设目标 1.44GW，总投资 313.68 亿元；先导项目位于昌吉市新疆信息产业园，投资约 78.42 亿元，规划 IT 产出约 360MW；项目定位为零碳算力园区，并与地方签署绿电战略合作协议。
2026 年 1 月	四川达沃斯生态科技、中晖宁基私募基金等	新疆塔城智算产业托里集聚区 16000P 算力项目	开工	算力投资方主导，地方产业园承载	项目总投资约 22 亿元，位于塔城托里县智算产业集聚区，建设 16000P 算力项目。

2026 年 1 月	瑞风新能源、张家口宣化经开区	宣化人工智能算力中心项目	签署投资框架协议	能源企业向算力端延伸	项目拟总投资 240 亿元，建设“智算中心+绿电+储能”，分五期推进，一期智算中心拟建设不低于 3000 机架，预计 2028 年 2 月前投产。
2026 年 1 月	甘肃电投庆阳新能源	庆阳“东数西算”产业园区绿电聚合试点项目	首批机组并网	电源方主导，服务算力园区	项目总规划装机 200 万千瓦，首批建设 100 万千瓦，包括 75 万千瓦风电和 25 万千瓦光伏，同步配套储能、升压站、变电站及输电线路，直接服务庆阳数据中心集群。
2026 年 2 月	国网北京市电力公司、京能数字产业有限公司、中国电科院	北京市海淀区算力中心高比例新能源供电与电算协同项目	纳入国家能源局首批新型电力系统试点	电网+地方能源数字平台	国家能源局第一批新型电力系统建设能力提升试点中，项目方向明确为“算电协同”。
2026 年 2 月	豫能控股	参股合盈数据（怀来）智谷算力产业园	收购推进中	电源端收购算力公司	拟以不超过 14 亿元参股投资"先天算力（河南）科技有限公司"（持股比例不超过 49%），并联合控股股东收购"郑州合盈数据有限责任公司"控股权 。郑州合盈在京津冀节点拥有 IT 容量超过 1GW 的超大规模绿色算力集群。
2026 年 2 月	中国联通芜湖分公司、国网安徽芜湖供电公司、华电安徽新能源	芜湖数据中心算电协同项目	纳入国家能源局首批新型电力系统试点	运营商+电网+电源方	国家能源局第一批新型电力系统建设能力提升试点中，项目方向明确为“算电协同”。
2026 年 3 月	大唐新能源	中卫大数据算力产业绿电园区二期	筹建中	电源端主导、算力侧商业合同供电	2026 年 3 月 10 日竞争性优选结果公示。项目总规模 260 万千瓦，其中光伏 60 万千瓦，风电 200 万千瓦。
2026 年 3 月	韶能股份	广东韶关算电融合项目	筹建中	电源端主导、算力侧商业合同供电	公司全资子公司广东韶能算电融合投资有限公司拟在韶关乐昌市出资 10 亿元设立全资子公司，开发清洁电源业务，落实韶关数据中心集群源网荷储电力一体化中的电源业务。
2026 年 3 月	中国移动青海公司、国家电投黄河公司	中国移动柴达木绿色微电网算力中心示范项目	在建	运营商+电源央企联合	项目为 100%绿电直供微电网算力中心，由中国移动青海公司和国家电投黄河公司共同投资建设，定位为青海特色算电融合核心示范项目。
2026 年 4 月	腾讯云、远景集团	赤峰 100%绿电直供数据中心	落地运营	算力方+能源科技企业联合	在内蒙古赤峰落地 100%绿电直供数据中心，清洁能源不经公共电网中转直接输送至数据中心，综合能源成本降低超 40%。
2026 年 4 月	中国华电、中国移动呼和浩特数据中心	和林格尔数据中心集群绿色能源供给示范项目	已投产运行	电源央企主导，算力方消纳	全国首批“电算协同”示范项目，由中国华电运营，一期每年产出 7.6 亿度绿电，通过 41 公里绿电专线直供和林格尔新区数据中心
2026 年 4 月	中国联通新疆分公司、昌吉州国投	新疆信息产业园绿电直连算电协同项目	获批/纳入绿电直连清单	运营商+地方国资联合	负荷侧为中国联通新疆云数据中心，算力规模 8192P，规划 18876 个标准机架；电源侧配套 10 万千瓦光伏、2.5 万千瓦/10 万千瓦时储能和 110 千伏专线，实现点对点绿电直连。
2026 年 4 月	晶科科技、中卫市政府	宁夏中卫 1GW 算力中心项目	签署投资协议	电源端主导、自营延伸至算力端，拟引入战略合作方	项目计划总投资约 245 亿元，计划部署机柜约 5 万架，分三期建设；一期 IT 功率 400MW、二期 300MW、三期 300MW。当前仍为投资协议阶段。

2026 年 4 月	先河环保	收购邢台顺科、邢台智算，打造智算中心	已签署产权交易合同	环保公司收购算力公司	取得邢台顺科 100%股权及邢台智算 100%股权，合计底价约 4.80 亿元，并已签署产权交易合同。收购完成后将取得大数据产业园相关资产，并围绕绿电供应、储能、能效管理、碳监测、节能运维建设零碳产业园。
2026 年 5 月	大唐新能源	中卫大数据算力产业绿电园区一期	部分运营中	电源端主导、算力侧商业合同供电	一期 50 万千瓦光伏项目已投运（直连），150 万千瓦风电项目计划 2026 年 9 月全容量并网（聚合），年可满足中卫云基地数据中心 22.9 亿千瓦时用电需求。

来源：国家能源局，公司公告，中国能源网，各地人民政府，国金证券研究所

四、投资建议

基于上述的探讨，我们认为电改带动煤价与电量电价的传导更加及时、容量电价提升和市场化交易对冲了利用小时数的下降，火电的业绩稳定性已经持续的提升。伴随板块自由现金流的转正，分红率的提升，火电的红利属性将驱动估值端的提升。从股息价值和公用事业化角度来看，建议侧重全国性公司华能国际H、华电国际H、国电电力、华润电力H，区域性公司皖能电力、申能股份、江苏国信、甘肃能源、建投能源、京能电力、广州发展；从电价上涨角度来看，建议侧重煤电一体的新集能源、内蒙华电，广东的宝新能源。

五、风险提示

煤价波动幅度超预期：若进口煤价格、国际能源价格扰动导致煤价超预期上涨，火电度电燃料成本可能重新抬升，压缩电量端和容量电价带来的盈利改善空间，并影响火电自由现金流转正、资产负债率下降及分红能力提升的持续性。

电力体制改革政策出台不及预期：若电力市场化改革推进节奏慢于预期，或机制电价、容量补偿、辅助服务收益、系统运行费用分摊等细则落地不及预期，相关资产盈利稳定性和现金流改善可能弱于判断，影响公用事业化重估逻辑兑现。

各电源利用小时数不及预期：近年新能源装机高速增长致部分区域结构性过剩，火电利用小时数承压。叠加部分区域电网接入、调峰资源配套不足，或推高弃风弃光率，影响新能源项目发电利用小时数及收益水平。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海
电话：021-80234211
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn
邮编：201204
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号紫竹国际大厦 5 楼

北京
电话：010-85950438
邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
邮编：100005
地址：北京市东城区建内大街 26 号新闻大厦 8 层南侧

深圳
电话：0755-86695353
邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：518000
地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806

【小程序】
国金证券研究服务

【公众号】
国金证券研究