

行业评级：看好（维持）

证券研究报告 | 行业专题报告

公用事业

2025年12月20日



震荡的过渡，明朗的方向

——2026年公用事业行业年度策略

证券分析师：

查浩 S1350524060004

刘晓宁 S1350523120003

邹佩轩 S1350524070004

蔡思 S1350524070005

邓思平 S1350524070003

主要内容

1. 十四五形势与任务：调节与消纳 发展与质量
2. 火电：市场力再定价，红利属性逐步显现
3. 绿电：政策底部明朗，高质量发展路径清晰
4. 水核：受偏爱的资产，与政策分享红利
5. 投资分析意见：短期乱世寻找中期确定性

1.1.1 供需：全国十五五电量或前松后紧 趋于平衡

■ 双碳战略下，2025–2035年期间煤电利用小时或持续向下；十五五前期电量供给宽松或较明确，后期关注用电需求

表：2025–2035国内电源结构预测表（电量平衡，倒算煤电利用小时数，用煤电利用小时数反映电量供需格局）

指标	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
总发电量=全社会用电量（亿千瓦时）	76236	83768	86941	92241	98521	103447	108619	114050	119753	125741	132028	137969	144177	150665	157445	164530
同比增速	4.07%	9.88%	3.79%	6.10%	6.81%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%
累计装机容量（亿千瓦）	21.31	22.98	24.61	28.13	32.31	37.38	40.78	44.66	48.80	53.04	57.28	61.12	64.96	68.90	72.44	75.98
常规水电	3.39	3.54	3.68	3.71	3.78	3.80	3.82	3.87	3.92	4.02	4.12	4.22	4.32	4.52	4.72	4.92
核电	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.67	0.73	0.79	0.91	1.03	1.15	1.27	1.39	1.51	1.63	1.75
风电	2.82	3.28	3.65	4.41	5.21	6.31	7.31	8.51	9.71	10.96	12.21	13.41	14.61	15.81	16.61	17.41
太阳能发电	2.53	3.07	3.93	6.10	8.87	11.47	12.87	14.67	16.67	18.67	20.67	22.67	24.67	26.67	28.67	30.67
煤电	10.80	11.09	11.24	11.65	11.95	13.05	13.85	14.50	15.15	15.80	16.45	16.75	17.05	17.35	17.65	17.95
天然气发电	0.98	1.09	1.15	1.26	1.44	1.61	1.71	1.81	1.91	2.01	2.11	2.21	2.31	2.41	2.51	2.61
生物质发电	0.30	0.38	0.41	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.54	0.56	0.58	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68
装机容量净增加（亿千瓦）																
常规水电	0.13	0.15	0.14	0.03	0.07	0.02	0.02	0.05	0.05	0.10	0.10	0.10	0.10	0.20	0.20	0.20
核电	0.02	0.03	0.03	0.01	0.04	0.06	0.06	0.06	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
风电	0.72	0.46	0.37	0.76	0.80	1.10	1.00	1.20	1.20	1.25	1.25	1.20	1.20	0.80	0.80	0.80
太阳能发电	0.48	0.54	0.86	2.17	2.77	2.60	1.40	1.80	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
煤电	0.40	0.29	0.15	0.41	0.30	1.10	0.80	0.65	0.65	0.65	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
煤电退役替代需求														0.30	0.30	0.30
天然气发电	0.08	0.11	0.06	0.11	0.10	0.17	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
生物质发电	0.06	0.08	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
利用小时数																
常规水电	4000	3800	3417	3133	3349	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400
核电	7453	7802	7616	7670	7683	7663	7633	7583	7533	7473	7443	7413	7383	7353	7323	7293
风电	2078	2232	2221	2225	2127	2150	2100	2100	2050	2050	2050	2000	2000	2000	2000	2000
太阳能发电	1281	1281	1337	1286	1211	1130	1050	1100	1150	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
煤电	4422	4652	4690	4809	4717	4377	4141	3917	3716	3482	3325	3235	3167	3109	3083	3098
天然气发电	2610	2814	2650	2436	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
生物质发电	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000

资料来源：wind、中电联，华源证券研究所。注：该表只能代表趋势，电量供需平衡表恒等式采用用电量=各电源发电量之和，未考虑线损率；考虑发电量的时候没有考虑抽水蓄能装机

1.1.2 供需：全国十五五电力或持续改善 趋于平衡

■ 较大容量煤电新增装机下，十五五期间电力系统备用率或持续回升，全国层面用电紧张或有缓解，局部区域或仍存紧张

表：我国2025-2035年负荷平衡缺口测算（夏季晚高峰，亿千瓦，用备用率变化趋势反映电力紧缺程度）

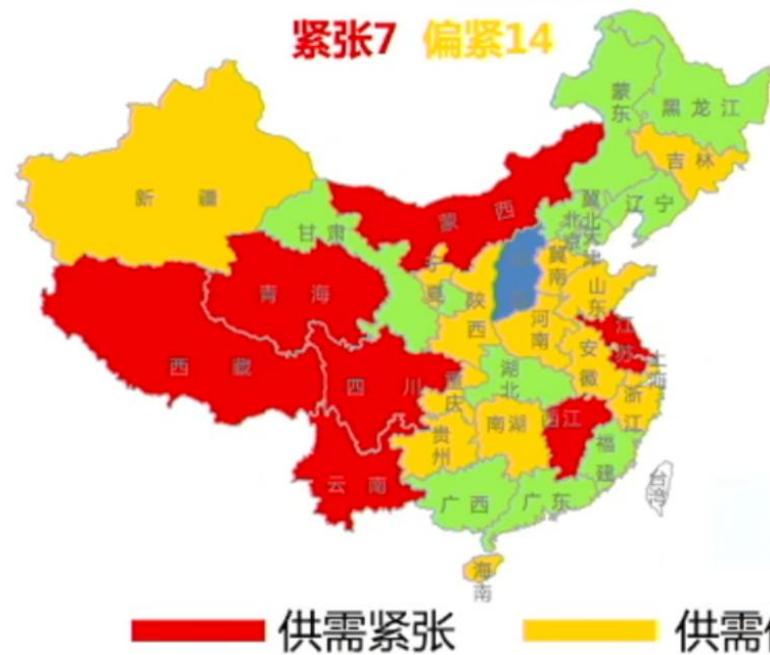
指标	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	备注
夏季最大负荷	10.77	11.92	12.90	13.39	14.51	15.24	16.06	16.93	17.84	18.80	19.82	20.89	22.02	23.21	24.46	25.78	
最大负荷增长率	2.26%	10.64%	8.23%	3.84%	8.35%	5.00%	5.40%	5.40%	5.40%	5.40%	5.40%	5.40%	5.40%	5.40%	5.40%	5.40%	
累计装机容量（亿千瓦）	22	23.4	25.1	28.6	32.9	38.0	41.5	45.6	49.9	54.3	58.8	62.9	67.0	71.2	75.0	78.8	
常规水电	3.39	3.55	3.68	3.71	3.78	3.80	3.82	3.87	3.92	4.02	4.12	4.22	4.32	4.52	4.72	4.92	
核电	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.67	0.73	0.79	0.91	1.03	1.15	1.27	1.39	1.51	1.63	1.75	
风电	2.82	3.28	3.65	4.41	5.21	6.31	7.31	8.51	9.71	10.96	12.21	13.41	14.61	15.81	16.61	17.41	
太阳能发电	2.53	3.07	3.93	6.09	8.87	11.47	12.87	14.67	16.67	18.67	20.67	22.67	24.67	26.67	28.67	30.67	
煤电	10.83	11.10	11.24	11.65	11.95	13.05	13.85	14.50	15.15	15.80	16.45	16.75	17.05	17.35	17.65	17.95	
天然气发电	0.98	1.09	1.15	1.26	1.44	1.61	1.71	1.81	1.91	2.01	2.11	2.21	2.31	2.41	2.51	2.61	
生物质发电	0.30	0.38	0.41	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.54	0.56	0.58	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68	
抽水蓄能	0.31	0.36	0.46	0.51	0.58	0.62	0.74	0.91	1.09	1.28	1.53	1.78	2.03	2.28	2.53	2.78	
电力平衡测算（亿千瓦）																	保证容量系数
水电（夏季）	2.33	2.43	2.53	2.59	2.62	2.65	2.67	2.69	2.73	2.78	2.85	2.92	2.99	3.09	3.23	3.37	0.70
核电	0.49	0.52	0.54	0.56	0.59	0.64	0.70	0.76	0.85	0.97	1.09	1.21	1.33	1.45	1.57	1.69	1.00
风电	0.25	0.30	0.35	0.40	0.48	0.58	0.68	0.79	0.91	1.03	1.16	1.28	1.40	1.52	1.62	1.70	0.10
太阳能发电	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
煤电	10.62	10.96	11.17	11.45	11.80	12.50	13.45	14.17	14.82	15.47	16.12	16.60	16.90	17.20	17.50	17.80	1.00
气电（夏季）	0.94	1.04	1.12	1.20	1.35	1.52	1.66	1.76	1.86	1.96	2.06	2.16	2.26	2.36	2.46	2.56	1.00
生物质发电	0.27	0.34	0.40	0.43	0.45	0.47	0.49	0.51	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.63	0.65	0.67	1.00
抽水蓄能	0.31	0.34	0.41	0.48	0.54	0.60	0.68	0.83	1.00	1.19	1.41	1.66	1.91	2.16	2.41	2.66	1.00
需求响应比例	0.00%	0.00%	0.00%	1.00%	2.00%	3.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	
需求响应能力	0.00	0.00	0.00	0.13	0.29	0.46	0.64	0.68	0.71	0.75	0.79	0.84	0.88	0.93	0.98	1.03	
实际备用率	41.2%	33.6%	28.1%	28.8%	24.9%	27.4%	30.6%	31.1%	31.2%	31.4%	31.4%	30.4%	28.4%	26.4%	24.3%	22.1%	

资料来源：中电联，《中国电力年鉴》，华源证券研究所。注：考虑电力平衡的时候，考虑了抽水蓄能装机

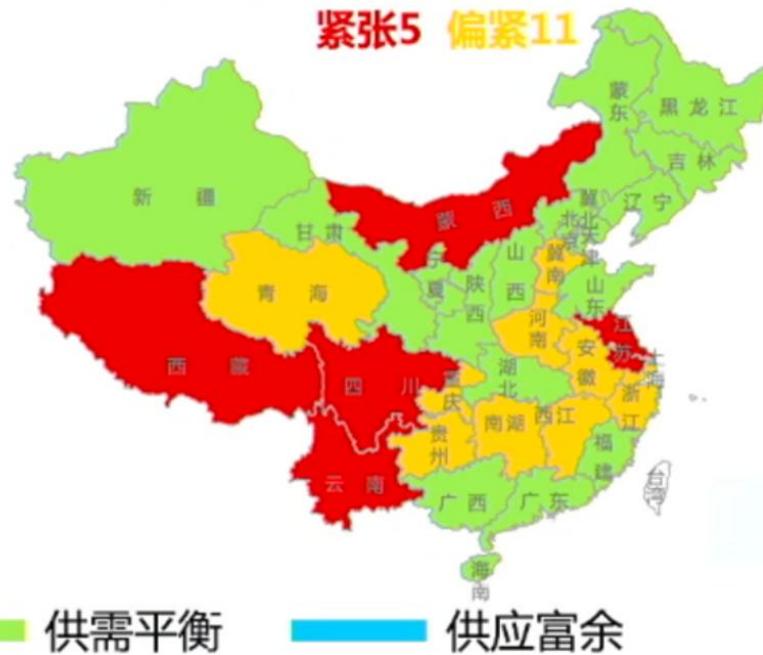
1.1.3 供需：2026–2027年各省电力格局或优化且分化

- 电规总院预计2025年迎峰度夏期间电力供应总体平稳，有效应对15.08亿千瓦的历史最高用电负荷
- 结合当前电源、电网工程投产进度，电规总院预计2026年电力供需紧张地区为7个，2027年减少至5个

图表：2026年全国电力供需形势



图表：2027年全国电力供需形势

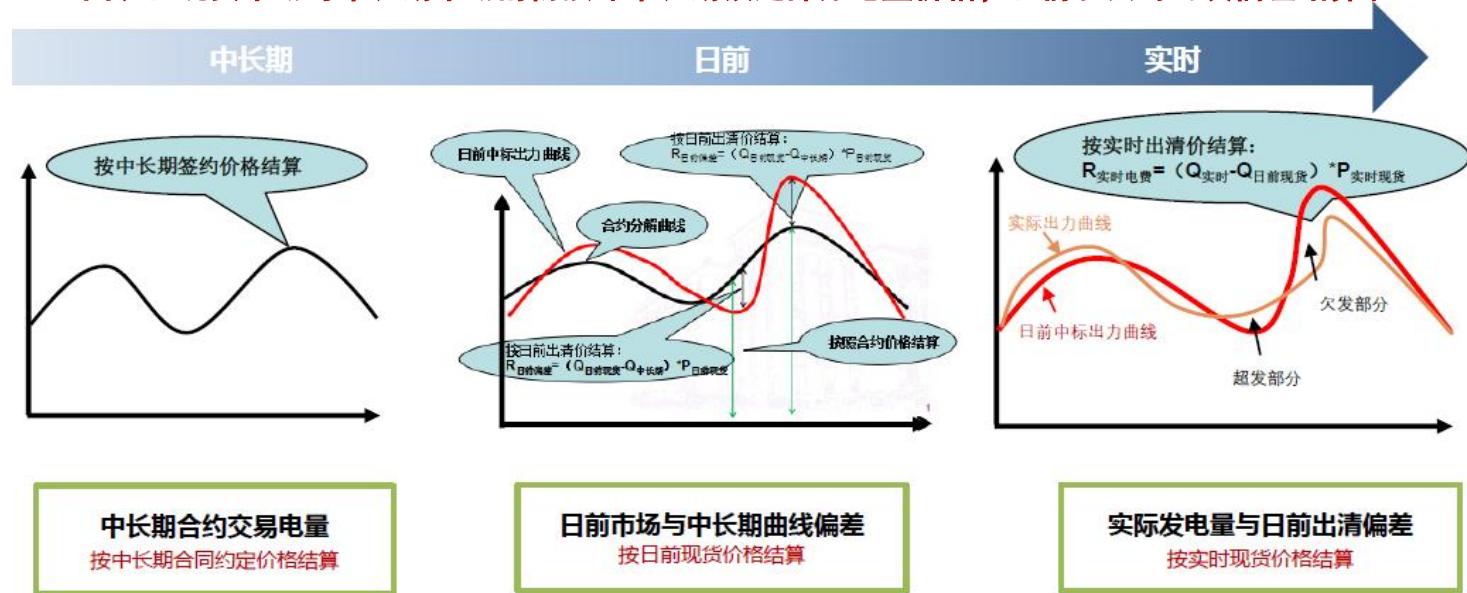


1.2.1 机制：电力现货基本全面覆盖 价格信号反映实时供需

电力现货市场已基本全面铺开，高频价格信号反映实时电力供需

- 2025年4月国家发改委发布发改办体改〔2025〕394号，要求全面加快电力现货市场建设，充分发挥现货市场发现价格、调节供需的关键作用。预计现货市场将在两个维度影响中长期合约：
- 1) 电价上，现货市场后电价更加高频与透明，实时反映市场供需格局，预计越是临近现货市场的中长期市场电价将往现货电价靠拢。
- 2) 电量上，不同比例（制度限制）的中长期合约，或将直接造成火电不同的报价策略。

图表：现货市场与中长期市场的衔接（中长期锁定部分电量价格，日前和实时两次偏差结算）



图表：全国各省现货进展（按时间进展排序）

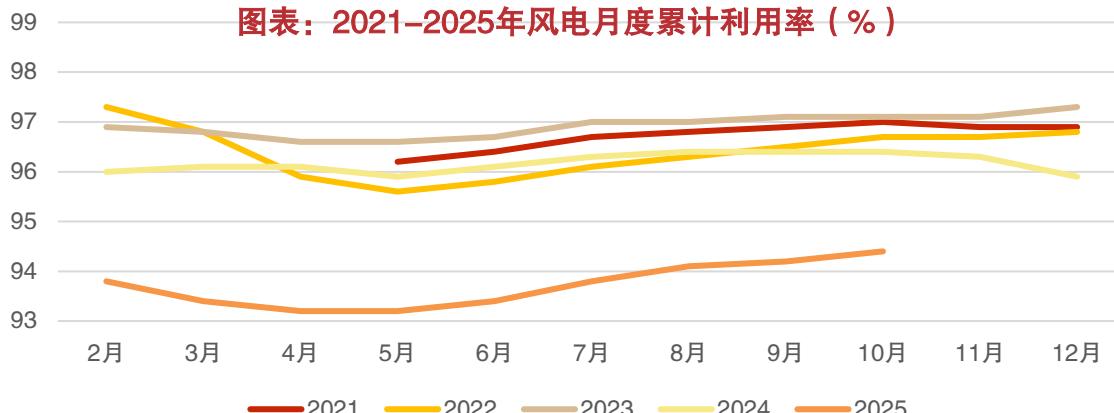
省份	电网	模拟/调电试运行	连续结算试运行	正式运行
山西	华北		2021.4	2023.12
广东	南方		2021.11	2023.12
山东	华北		2021.12	2024.06
甘肃	西北		2021.5	2024.09
蒙西	蒙西		2022.6	2025.02
湖北	华中		2024.4	2025.06
浙江	华东		2024.5	2025.08
陕西	西北		2024.12	2026.06
安徽	华东		2024.12	2026.06
辽宁	东北		2025.3	
河北南网	华北		2025.3	
广西、云南	南方		2025.6	
贵州、海南	南方			
湖南	华中			
福建	华东			
宁夏	西北			
新疆	西北			
重庆	华中			
青海	西北			
江苏	华东			
四川	华中			
江西	华中			
河南	华中			
上海	华东			
黑龙江	东北			
吉林	东北			
蒙东	东北			
京津冀	华北	2025.12		

1.2.2 机制：136号文后全面入市 新能源的变与不变

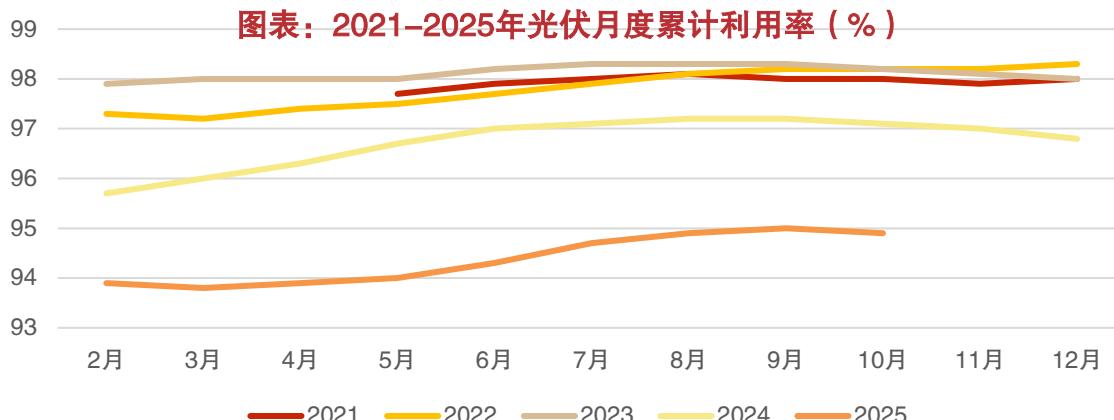
不变的是合理回报与市场化趋势，变动的是节奏与细节

- 新老划断，机制设置方向上公允合理，计划与市场并轨
- 新能源利用率或已失真，真实弃电率与区域供需强相关；95%利用率或挂钩新能源开发规模

图表：2021–2025年风电月度累计利用率（%）



图表：2021–2025年光伏月度累计利用率（%）



图表：2025年1–10月全国新能源并网消纳情况

地区	风电利用率			光伏发电利用率		
	10月	1–10月	1–10月同比变动 (pct)	10月	1–10月	1–10月同比变动 (pct)
全国	96.4%	94.4%	-2.0	94.8%	94.9%	-2.2
北京	99.2%	91.3%	-7.2	99.9%	99.3%	-0.5
天津	99.9%	97.8%	-1.7	99.1%	97.1%	-2.4
河北	98.9%	91.8%	-2.8	96.4%	94.1%	-2.6
山西	96.7%	95.2%	-3.9	97.7%	98.4%	-0.7
山东	99.1%	95.0%	-1.6	98.6%	96.9%	-1.6
蒙西	96.0%	93.1%	-2.3	96.2%	90.4%	-4.4
蒙东	95.6%	92.4%	-1.0	93.1%	92.8%	-4.8
辽宁	95.4%	94.4%	-0.6	97.3%	97.0%	-0.1
吉林	96.4%	92.3%	-1.7	98.4%	96.7%	-1.0
黑龙江	96.6%	93.3%	-1.7	96.4%	95.2%	-1.6
上海	100.0%	100.0%	0.0	100.0%	100.0%	0.0
江苏	99.6%	98.1%	-1.7	99.8%	99.3%	-0.6
浙江	96.8%	99.6%	-0.4	100.0%	100.0%	0.0
安徽	99.8%	98.8%	-1.1	98.7%	98.6%	-1.3
福建	100.0%	100.0%	0.0	100.0%	100.0%	0.0
江西	99.7%	99.6%	0.2	99.8%	98.7%	-0.1
河南	99.3%	97.2%	0.9	99.9%	98.7%	0.6
湖北	92.8%	97.9%	-0.1	95.6%	97.2%	-0.2
湖南	96.2%	92.7%	-4.0	98.1%	98.2%	-1.1
重庆	100.0%	100.0%	0.0	100.0%	100.0%	0.0
四川	98.9%	99.0%	-1.0	97.9%	98.7%	-0.4
陕西	99.1%	95.1%	0.3	94.2%	91.5%	-4.2
甘肃	94.3%	93.7%	0.0	88.1%	89.8%	-1.9
青海	95.3%	92.7%	-0.4	83.3%	83.6%	-6.6
宁夏	98.4%	95.8%	-1.7	95.5%	94.4%	-1.5
新疆	92.7%	90.9%	-2.4	83.5%	86.1%	-6.3
西藏	72.6%	70.0%	-13.5	72.2%	66.1%	-4.3
广东	91.1%	97.2%	-2.2	97.8%	99.4%	-0.5
广西	95.3%	95.8%	-2.6	98.1%	95.9%	-2.6
海南	100.0%	97.9%	-2.0	99.6%	96.9%	-3.0
贵州	99.5%	99.1%	-0.5	96.3%	96.0%	-2.0
云南	96.3%	97.0%	-2.1	90.2%	93.4%	-2.9

资料来源：wind、全国新能源监测消纳预警中心等，华源证券研究所。注：136号文机制解读详见2025年中期策略报告

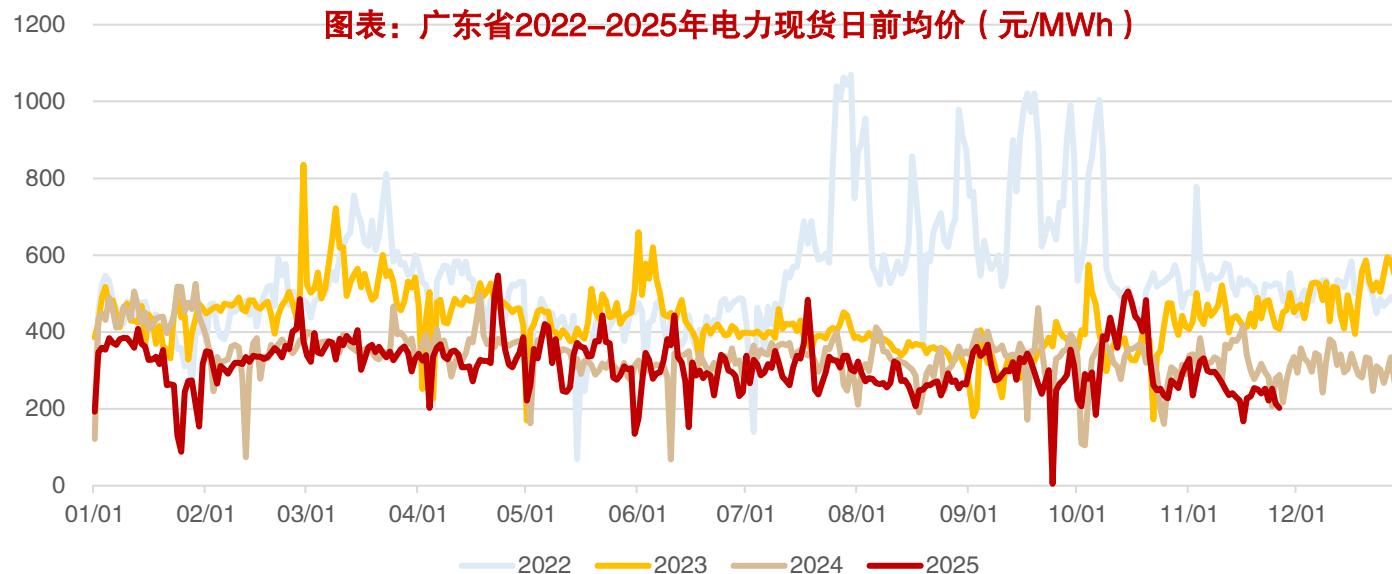
1.3 问题：建设周期错配 电力现货暴露新能源输出缺陷

■ 电源建设周期导致供需错配，各省各区域电网存在差异化特征

■ 电价趋势可分为五类影响因素

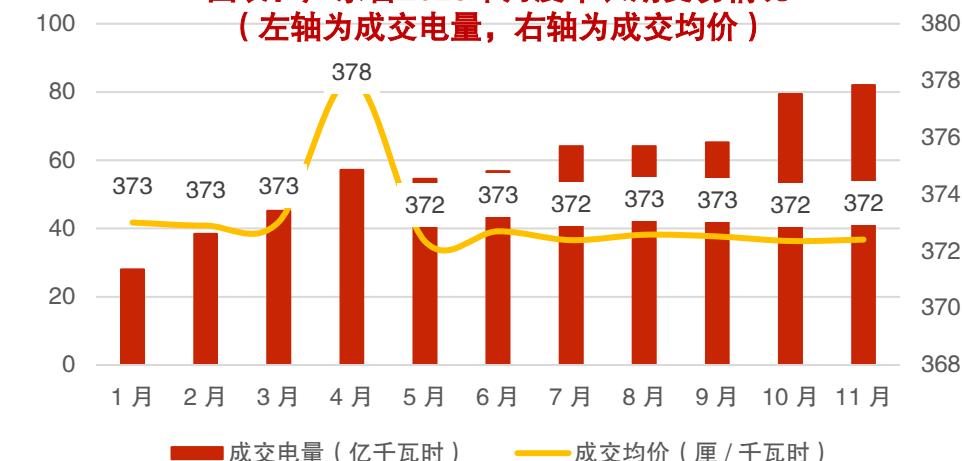
1. 核心决定因素：市场供需关系
2. 关键调节因素：政策与市场机制
3. 不可忽视的自然因素：气象条件
4. 价格均衡的重要因素：跨区域输电能力
5. 历史与未来的交织：政策支持与补贴机制

■ 以广东现货市场运行以来多年电价为例，核心在于供需

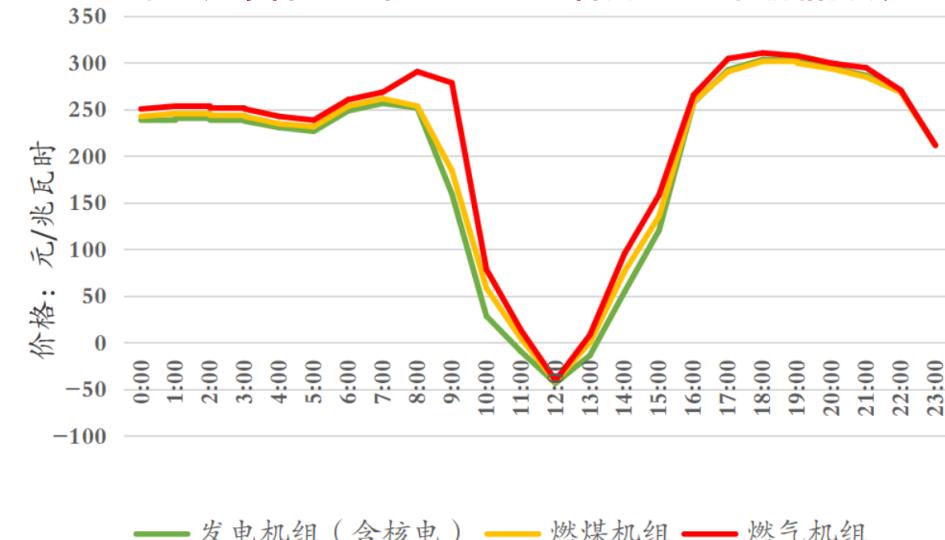


资料来源：wind、广东电力交易中心、北极星电力市场网，华源证券研究所

图表：广东省2025年月度中长期交易情况
(左轴为成交电量，右轴为成交均价)



图表：广东省2025年11月26日全省发电侧加权价格曲线

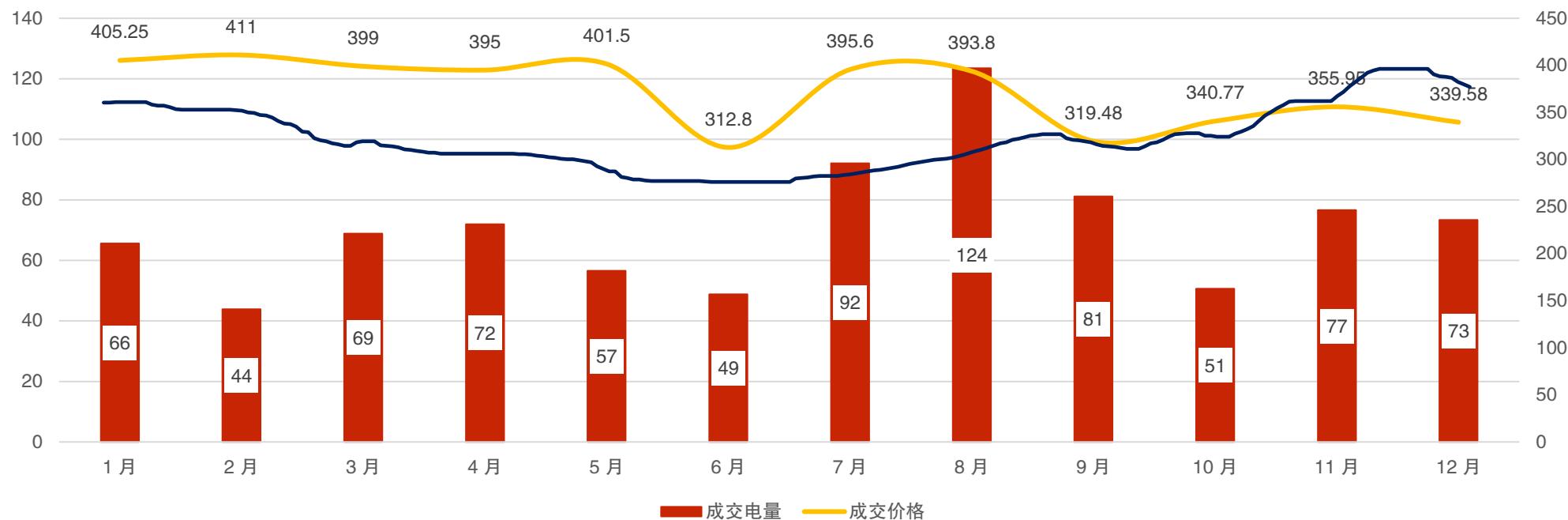


1.3 问题：建设周期错配 电力现货暴露新能源输出缺陷

■ 以江苏2025年为案例，分析供需与机制两个核心要素

- 核心决定因素：电力现货交易启动后，电价与煤价走势、电量供需挂钩
- 关键调节因素：6月启动月度长周期现货，7-8月暂停现货，9月启动电力现货连续结算试运行

图表：江苏省2025年月度集中竞价交易结果（右轴电价，元/MWh；左轴电量，亿千瓦时）



■ 新能源重要性凸显，十五五统筹发展与消纳

- 十四五复盘：**十四五期间新能源新增装机预计超过12亿千瓦，集中在三北（大基地）、华东华南（分布式），**十四五新能源装机超预期与大基地及分布式光伏发展功不可没**
- 十五五发展：**习近平主席在联合国气候变化峰会上宣布我国新一轮国家自主贡献：**2035年风电和太阳能发电总装机容量达到2020年的6倍以上、力争达到36亿千瓦**
- 十五五绿色转型仍然为主旋律，市场化与高质量发展成为各主体努力方向**

图表：各能源集团2026及十五五发展方向（截至2025.12.1）

集团	时间	会议	内容
国家能源集团	2025.11.20	党组会议	切实抓好集团公司在海南和广东区域的发展工作，海南区域要加大 海上风电项目 优质资源获取力度，有序推进 天然气发电项目 ……广东区域要立足助力构建粤港澳大湾区发展新格局，积极谋划燃机发电项目，大力发展海上风电项目……
中国华电集团	2025.11.28	2025年战略发展研讨会	针对集团公司“十五五”时期重点工作…… 大力推动新能源高质量发展，全力推动传统能源优化升级 ，着力培育壮大新兴产业和未来产业
国家电投集团	2025.11.17-2025.11.18	2026年度工作务虚会	扎实推进“ 均衡增长战略 ”落实落地。要把 科技创新 摆在更加突出的战略位置，着力提升科技创新能力，以高水平科技自立自强支撑高质量发展。

图表：十四五期间各省市新能源发展情况（截至2025年9月）

GW	合计	火电	水电	核电	风电	太阳能	十四五增量	十四五增量占比	当地新能源占比	当地分布式占比
全国	3715	1501	443	62	582	1126	1173	0%	46%	45%
北京	15	12	1	0	0	2	1	0%	15%	96%
天津	32	19	0	0	3	10	11	1%	41%	54%
河北	188	57	5	0	43	82	81	7%	67%	42%
山西	160	82	2	0	28	48	43	4%	47%	30%
内蒙古	271	122	2	0	96	51	97	8%	54%	9%
辽宁	88	40	5	7	22	15	23	2%	41%	60%
吉林	50	19	6	0	17	7	15	1%	49%	38%
黑龙江	54	26	2	0	18	9	16	1%	48%	42%
上海	33	26	0	0	1	6	5	0%	21%	91%
江苏	236	116	4	7	24	86	77	7%	46%	72%
浙江	169	76	17	9	7	61	51	4%	40%	83%
安徽	138	67	6	0	10	54	47	4%	47%	71%
福建	94	40	17	12	8	16	17	1%	26%	93%
江西	76	34	7	0	7	28	22	2%	46%	50%
山东	251	122	4	6	27	92	79	7%	48%	65%
河南	160	75	6	0	26	53	52	4%	49%	87%
湖北	135	42	38	0	10	44	42	4%	40%	49%
湖南	87	32	16	0	12	26	28	2%	45%	74%
广东	250	137	19	16	19	59	64	5%	31%	73%
广西	107	31	19	5	23	29	44	4%	49%	56%
海南	24	10	2	1	2	10	10	1%	49%	37%
重庆	38	20	9	0	3	5	7	1%	22%	73%
四川	150	24	100	0	9	16	19	2%	17%	35%
贵州	102	42	23	0	9	28	21	2%	36%	10%
云南	168	15	84	0	17	52	56	5%	41%	9%
西藏	10	0	3	0	1	5	5	0%	62%	1%
陕西	126	63	5	0	17	41	37	3%	45%	33%
甘肃	116	31	10	0	38	37	51	4%	64%	8%
青海	74	5	16	0	14	39	28	2%	71%	1%
宁夏	84	33	0	0	15	35	25	2%	60%	7%
新疆	230	83	11	0	55	77	96	8%	58%	1%

■ 1360号文指明新能源发展之路：大基地外送与本地消纳（非电消纳）并行

图表：国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见（1360号文）

项目	要点
总体要求	到2030年，协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立，持续保障新能源顺利接网、多元利用、高效运行， 新增用电量需求主要由新增新能源发电满足……满足全国每年新增2亿千瓦以上新能源合理消纳需求 ，助力实现碳达峰目标。到2035年，适配 高比例新能源的新型电力系统基本建成 ，新能源消纳调控体系进一步完善
分类引导新能源开发与消纳	<ul style="list-style-type: none"> (一) 统筹“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳 (二) 优化水风光基地一体化开发与消纳 (三) 推动海上风电规范有序开发与消纳 (四) 科学高效推动省内集中式新能源开发与消纳 (五) 积极拓展分布式新能源开发与消纳空间
大力推动新能源消纳新模式新业态创新发展	<ul style="list-style-type: none"> (六) 创新新能源集成发展模式。……支持“沙戈荒”等新能源资源富集地区加强新能源上下游产业链协同……统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业，打造“灵活负荷”。推进零碳园区建设 (七) 推动新能源与产业融合发展。……积极推进东部地区产业梯度转移和新能源基地就地消纳协同对接，稳妥有序推动高载能产业向西部清洁能源优势地区转移。……加强新能源与算力设施协同规划布局及优化运行，推动算力设施绿色发展
增强新型电力系统对新能源适配能力	<ul style="list-style-type: none"> (八) 支持新能源就近消纳新业态发展。推动源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网、新能源接入增量配电网等新能源就近消纳新业态健康可持续发展，支持新能源就近接入…… (九) 加快提升系统调节能力 (十) 提高电网对新能源的接纳能力 (十一) 优化新能源调控模式 (十二) 强化新型电力系统安全治理
完善促进新能源消纳的全国统一电力市场体系	<ul style="list-style-type: none"> (十三) 拓展多层次新能源消纳市场化体系 (十四) 完善适应新能源参与电力市场的规则体系。……积极推动绿证市场高质量发展，推进“电一证一碳”市场协同，科学反映新能源环境价值 (十五) 创新促进新能源消纳的价格机制。……加快推动市场价格信号有效传导至终端用户……
强化新能源消纳技术创新支撑	<ul style="list-style-type: none"> (十六) 突破新能源高效发电利用技术 (十七) 攻关系统灵活调节技术 (十八) 强化电网运行技术 (十九) 升级智能化调控技术
保障措施	<ul style="list-style-type: none"> (二十) 优化新能源消纳管理机制。……在五年电力发展规划中分档设置不同地区新能源利用率目标…… (二十一) 明确责任分工 (二十二) 强化监测监管与目标执行。……各省级能源主管部门要建立新能源“规划—建设—并网—消纳”全周期监测预警机制，及时分析本地区新能源消纳情况，新能源利用率显著下滑或未完成利用率目标的地区要科学论证新能源新增并网规模，避免新能源利用率大幅下滑。……

主要内容

1. 十四五形势与任务：调节与消纳 发展与质量
2. 火电：市场力再定价，红利属性逐步显现
3. 绿电：政策底部明朗，高质量发展路径清晰
4. 水核：受偏爱的资产，与政策分享红利
5. 投资分析意见：短期乱世寻找中期确定性

2.1.1 复盘：十四五两次叙事变化，不变的是股东回报

■ 火电：“十四五”两次叙事，现在仍然处于红利叙事第三阶段，股东回报为锚

- 2021年7月-2021年12月：双碳叙事，火转绿带来成长性，结束十三五供给侧改革与电价单边下降逻辑
- 2023年11月-2024年7月：红利叙事1，煤价下降业绩改善，容量电价削弱周期属性，股东回报属性初显
- 2025年2月至今：红利叙事2，险资权益投资限制有所解绑，强化央企提分红、红利逻辑
- **2026年或是红利叙事第三阶段：增强版的阶段2，煤价预期更稳定，容量电价或再提升增强现金流稳定性**

图表：2020年10月至今主流火电运营商股价收益率（淡红线条为煤价）



资料来源：wind、华源证券研究所；注：淡红色细线为秦皇岛5500大卡现货煤价（元/吨），右侧标签0-1800为煤价单位；左侧标签为股价收益率

2.1.2 复盘：2025年区域盈利分化或系点火价差差异

■ 火电利润改善高度分化：华中、华北优于华东、华南，2025年业绩上涨或仍然与点火价差强相关

图表：2025年典型火电运营商盈利表现

区域	公司	单季度归母净利润（亿元）								同比数据			
		2024Q1	2024Q2	2024Q3	2024Q1-Q3	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q1-Q3	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q1-Q3
全国	华能国际	45.96	28.58	29.59	104.13	49.73	42.89	55.79	148.41	8%	50%	89%	43%
	华电国际	18.62	13.61	19.33	51.56	19.30	19.73	25.33	64.37	4%	45%	31%	25%
	国电电力	17.85	49.32	24.75	91.91	18.11	18.76	30.90	67.77	1%	-62%	25%	-26%
	大唐发电	13.31	17.77	13.21	44.29	22.38	23.41	21.33	67.12	68%	32%	61%	52%
	合计	95.74	109.27	86.88	291.90	109.52	104.79	133.35	347.67	14%	-4%	53%	19%
华东	浙能电力	18.15	21.12	27.73	67.00	10.74	24.37	27.18	62.30	-41%	15%	-2%	-7%
	江苏国信	7.79	11.74	9.68	29.21	8.64	11.65	11.98	32.28	11%	-1%	24%	11%
	上海电力	6.34	6.93	11.32	24.59	8.29	10.80	11.41	30.50	31%	56%	1%	24%
	申能股份	11.59	10.32	10.90	32.81	10.11	10.66	12.38	33.15	-13%	3%	14%	1%
	皖能电力	4.53	6.18	5.12	15.83	4.44	6.38	8.24	19.06	-2%	3%	61%	20%
	淮河能源	3.10	2.65	2.67	8.42	2.66	1.82	3.05	7.52	-14%	-32%	14%	-11%
	合计	51.49	58.94	67.42	177.85	44.88	65.69	74.23	184.80	-13%	11%	10%	4%
华中	赣能股份	2.04	1.35	3.00	6.39	1.93	2.45	4.33	8.71	-5%	81%	44%	36%
	华银电力	0.08	-0.03	0.29	0.34	0.76	1.31	1.50	3.57	895%	扭亏	419%	955%
	合计	2.11	1.32	3.29	6.73	2.69	3.76	5.83	12.27	27%	184%	77%	82%
华北	京能电力	4.69	4.45	5.02	14.15	10.63	8.86	12.21	31.70	127%	99%	143%	124%
	建投能源	2.52	0.82	1.03	4.36	4.44	4.53	6.86	15.83	76%	454%	567%	263%
	晋控电力	-5.08	1.32	0.70	-3.06	0.61	0.82	1.72	3.15	扭亏	-38%	146%	-203%
	合计	2.12	6.59	6.75	15.46	15.68	14.21	20.80	50.69	639%	116%	208%	228%
	陕西能源	9.87	5.54	9.57	24.97	7.03	6.30	10.83	24.17	-29%	14%	13%	-3%
西北	甘肃能源	0.52	2.35	3.32	6.19	4.80	3.45	7.57	15.82	831%	47%	128%	156%
	天富能源	1.47	1.66	1.81	4.94	1.81	1.23	0.70	3.74	23%	-26%	-61%	-24%
	合计	11.34	7.20	11.37	29.91	8.84	7.54	11.54	27.91	15%	15%	30%	21%
华南	粤电力A	1.26	7.77	5.64	14.67	-3.83	4.15	5.51	5.84	-	-47%	-2%	-60%
	宝新能源	2.09	1.57	2.26	5.92	2.99	2.59	2.62	8.21	43%	65%	16%	39%
	合计	3.35	9.34	7.90	20.59	-0.83	6.74	8.14	14.05	-125%	-28%	3%	-32%
	汇总	166.17	192.65	183.62	542.44	180.77	202.74	253.89	637.39	11%	6%	40%	19%

资料来源：wind、华源证券研究所。注：国电电力业绩负增长系2024年非经常性损益

2.2.1 展望：2026年点火价差区域分化，利用小时或下滑

- **区域点火价差或分化，利用小时下降或难避免**
- **电价：电量电价或下滑，但上网电价或存区域分化**
 - **电量电价：机制变动下，预计2026年下降为主流**
 - 市场供需关系：边际或趋于平衡，仍存局部紧张
 - 交易机制：预计年度比例趋势下降，年度交易限价趋势放开
 - 市场力与计划性：历史ROE或为谈判筹码
 - **容量电价：2026年或提升1-2分/千瓦时**
- **煤价：以合理协商为主旋律，坑口煤价更加市场化**
 - **价格机制：坑口煤建立月度调整机制（此前为固定区间），可协商，也可参考“基准+浮动”确认出矿价，更加市场化**
 - ✓ 2026年长协煤签约规定，山西、陕西、蒙西、蒙东出矿环节“基准价”采用当地价格合理区间中值，而“浮动价”则明确由CCTD、中价、国煤、CECI等四大产地煤指数综合确定。
 - **签约比例：电厂80%、煤企75%，与此前一致**

图表：2021–2025年前三季度典型火电运营商加权roe情况（%）

区域	公司	2021	2022	2023	2024	2025q1–q3	五年平均
全国	华能国际	-19.15	-18.50	11.25	13.14	20.29	1.41
	华电国际	-13.67	-2.12	9.34	11.66	12.73	3.59
	国电电力	-3.29	6.09	11.83	18.60	11.50	8.95
	大唐发电	-30.14	-6.24	-1.04	10.44	16.92	-2.01
	平均	-16.56	-5.19	7.85	13.46	15.36	2.98
华东	浙能电力	-1.30	-2.91	10.14	11.06	8.34	5.07
	江苏国信	-1.18	0.24	6.64	10.66	9.51	5.17
	上海电力	-13.15	1.22	8.14	9.33	13.91	3.89
	申能股份	5.28	3.53	10.75	11.33	8.74	7.93
	皖能电力	-9.94	3.39	10.38	13.07	11.64	5.71
	淮河能源	4.47	3.46	8.06	7.50	6.33	5.96
	平均	-2.64	1.49	9.02	10.49	9.75	5.62
华中	赣能股份	-5.15	0.23	9.97	13.03	14.32	6.48
	华银电力	-119.20	4.37	-14.04	-6.87	18.89	-23.37
	平均	-62.18	2.30	-2.04	3.08	16.61	-8.45
华北	京能电力	-14.30	3.60	3.53	6.84	13.32	2.60
	建投能源	-20.24	1.07	1.70	5.01	14.08	0.32
	晋控电力	-0.27	-10.74	-11.77	-4.34	2.07	-5.01
	平均	-11.60	-2.03	-2.18	2.50	9.82	-0.70
西北	陕西能源	2.98	17.62	12.69	12.57	9.47	11.07
	甘肃能源	3.87	4.35	6.16	13.15	11.03	7.71
	天富能源	-0.76	-3.42	6.57	3.29	4.90	2.12
	平均	2.03	6.18	8.47	9.67	8.47	6.96
华南	粤电力A	-10.72	-13.77	4.59	4.28	2.52	-2.62
	宝新能源	7.55	1.63	7.59	5.85	6.59	5.84
	平均	-1.59	-6.07	6.09	5.07	4.56	1.61
	平均	-15.42	-0.55	4.54	7.38	10.76	1.34

■ 2026年各省中长期方案陆续出台，年度保护放松，鼓励合理约束下的市场化竞争

- 电量：年度交易电量比例普遍下降，但中长期仍为压舱石；多年合约逐步建立
- 电价：中长期与现货电价限价逐步衔接，结算电价结合容量电价考虑
- 电源：1439号文与136号文分别明确煤电与新能源入市规则，煤电与其他电源电价限制陆续解绑
- 售电：售电侧超额利润传导给用户

■ 市场力：容量电价覆盖固定成本，电量电价传导燃料成本

- 2026年煤电容量电价或覆盖50%以上固定成本，剩余固定成本或在中长期市场寻求
- 火电作为调节性电源出力可控，现货市场享受议价权
- 机制变动与售电公司报价加剧短期市场波动

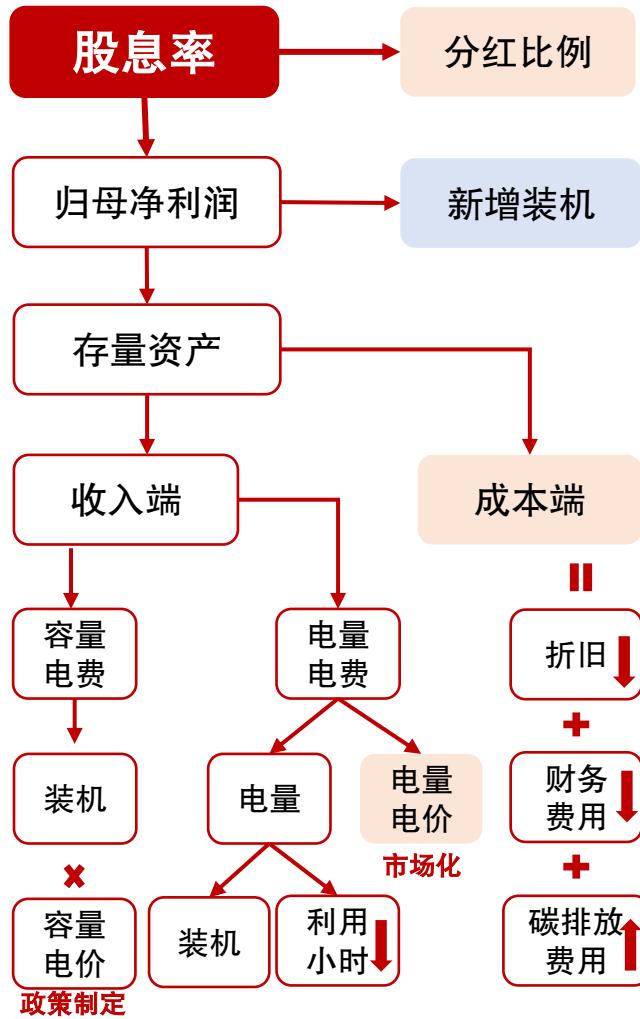
两个维度选股：利润稳健与提分红预期

- 由于收入（电价）上限限制与成本（煤价）无法全额传导，火电周期属性仍然浓厚，展望2026年行业整体roe下行压力较大，但仍有股东回报，且趋势逐步稳定：
- 利润维度：**
 - 理论层面，发电侧集中度决定结算电价（现货电价）水平
 - 现实层面，年度电价预期（悲观）与装机增量（乐观）
- 资本开支与分红比例：**
 - 主流火电运营商分红比例在30%-60%，差异或主要在资本开支
 - 主流火电经营性现金流净额有望持续改善，自由现金流或处拐点边缘

图表：主流火电运营商分红比例、股息率、现金流情况（亿元，元/股）

证券代码	公司简称	市值		归母净利润		PE		分红比例		股息率		每股净		自由现金流				
		2025/12/9	2024	2025E	2026E	资产	2024	/市值										
2380.HK	中国电力	388	34	39	43	12	10	9	0.7	91%	50%	50%	7.9%	5.0%	5.5%	4.8	-246	-63.2%
0836.HK	华润电力	932	144	139	146	6	7	6	0.9	40%	40%	40%	6.2%	6.0%	6.3%	19.2	-184	-19.7%
0902.HK	华能国际电力股份	903	102	140	148	9	6	6	1.3	58%	58%	58%	4.6%	7.1%	7.6%	4.4	-112	-12.4%
1071.HK	华电国际电力股份	463	57	69	74	10	8	7	1.0	48%	48%	48%	4.8%	6.1%	6.6%	4.7	52	11.2%
0991.HK	大唐发电	387	45	67	72	13	8	7	1.1	38%	50%	50%	3.0%	6.7%	7.4%	1.8	-36	-9.2%
600863.SH	内蒙华电	307	23	24	26	14	13	12	1.6	64%	70%	70%	4.7%	5.3%	5.6%	2.5	14	4.6%
600023.SH	浙能电力	685	78	72	77	9	10	9	0.9	50%	50%	50%	5.7%	5.2%	5.6%	5.5	50	7.3%
600642.SH	申能股份	396	38	40	41	11	10	10	1.0	59%	55%	55%	5.6%	5.4%	5.6%	7.3	24	6.1%
600795.SH	国电电力	1026	98	74	81	10	14	13	1.7	36%	60%	60%	3.5%	4.3%	4.8%	3.1	69	6.7%
000543.SZ	皖能电力	185	21	23	24	9	8	8	1.1	35%	35%	35%	3.9%	4.3%	4.6%	7.0	-18	-9.6%
600011.SH	华能国际	1223	102	140	148	17	11	10	1.8	59%	58%	58%	3.5%	5.2%	5.6%	3.6	-131	-10.7%
600027.SH	华电国际	604	57	69	74	13	10	9	1.4	48%	48%	48%	3.7%	4.7%	5.1%	3.6	86	14.3%
601991.SH	大唐发电	653	45	67	72	22	13	11	1.9	38%	50%	50%	1.8%	3.9%	4.4%	1.6	-26	-4.0%

图表：股息率拆解示意图



主要内容

1. 十四五形势与任务：调节与消纳 发展与质量
2. 火电：市场力再定价，红利属性逐步显现
3. 绿电：政策底部明朗，高质量发展路径清晰
4. 水核：受偏爱的资产，与政策分享红利
5. 投资分析意见：短期乱世寻找中期确定性

3.1.1 复盘：四年调整 还会更差吗？

■ 股价影响三要素：补贴（应收账款）、入市（电价）、消纳（弃电率）

- 应收账款：从无到有，逐步改善
- 上网电价：136号文入市一步到位，高质量发展成主流
- 利用小时：短期阵痛，健康高质量发展无疑

图表：2020年至今典型新能源运营商股价收益率走势图



- **电量：风况一般，弃电率提升**
- **电价：交易电价同比下降、环比持平**
- **补贴：发放提速**

图表：新能源公司收回补贴情况一览表（单位：亿元）

	公司	2024	2025年累计	2025年8月	2025年累计回收/2024年全年回收	2025年8月回收/2025年累计回收
新能源发电	金开新能	6.39	12.14	9.39	190%	77.3%
	太阳能	13.66	23.19	16.92	170%	73.0%
	晶科科技	5.37	8.91	6.46	166%	72.5%
	云南能投		5.91	3.09		52.3%
	林洋能源	1.73	3.06	2.03	177%	66.3%
生物质发电	光大绿色环保		20.64			

注：光大绿色环保2025年7-8月收到可再生能源补贴金额20.64亿元；云南能投为截至2025年9月4日收到补贴情况，其余公司为2025年1-8月收到补贴情况

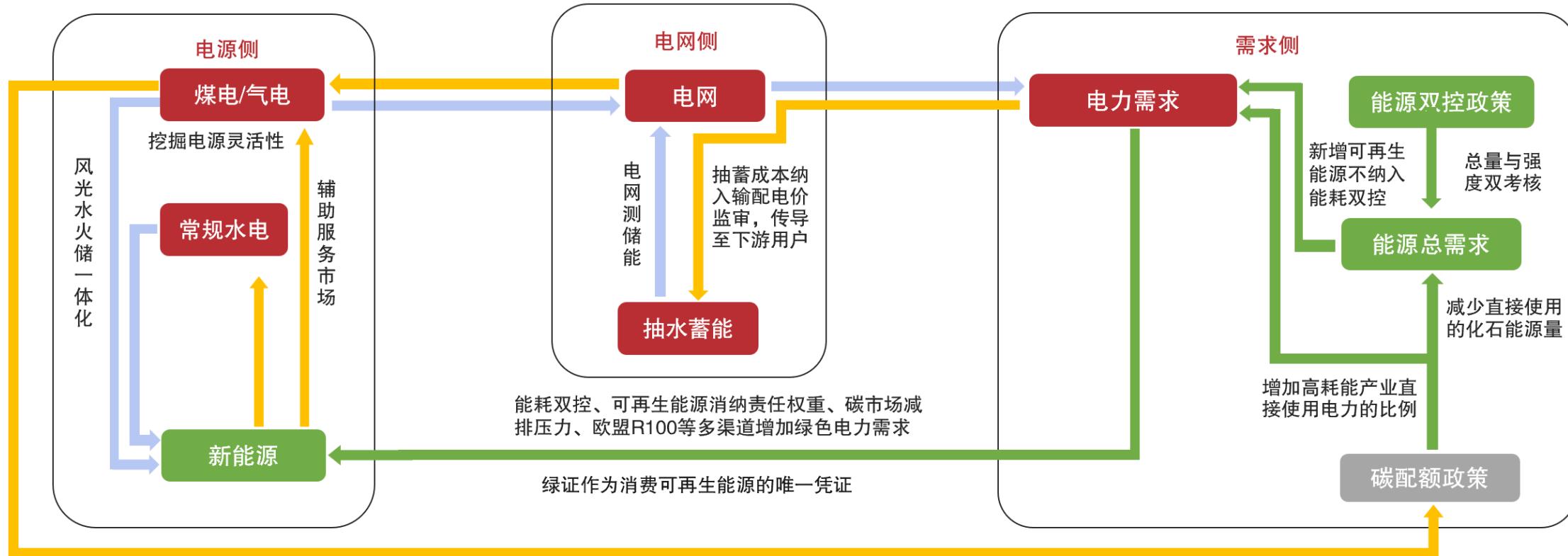
图表：主要绿电公司三季度业绩表现（单位：亿元）

代码	简称	收入						归母净利润					
		24Q3	25Q3	yoY	24Q1-3	25Q1-3	yoY	24Q3	25Q3	yoY	24Q1-3	25Q1-3	yoY
0916.HK	龙源电力	74.7	65.6	-12.1%	263.5	222.2	-15.7%	16.5	10.9	-33.6%	56.7	46.1	-18.6%
0956.HK	新天绿色能源	36.5	35.4	-3.0%	157.9	144.5	-8.5%	0.7	1.5	123.0%	15.0	15.6	4.2%
1798.HK	大唐新能源	24.6	25.6	4.3%	90.9	94.1	3.6%	1.0	-0.3	-133.4%	18.7	16.5	-11.6%
600905.SH	三峡能源	66.4	65.5	-1.5%	215.9	212.8	-1.4%	10.5	5.0	-52.8%	50.9	43.1	-15.3%
600163.SH	中闽能源	2.7	2.8	2.5%	10.9	10.6	-2.0%	0.7	0.1	-79.8%	4.1	3.3	-19.8%
601619.SH	嘉泽新能	5.7	5.5	-4.3%	18.0	18.5	2.5%	1.4	1.3	-2.7%	5.5	5.9	8.0%
601778.SH	晶科科技	19.5	10.0	-48.9%	38.5	31.2	-19.0%	1.3	2.3	76.5%	2.2	3.6	62.0%
000862.SZ	银星能源	3.0	3.2	5.6%	9.2	9.6	4.6%	0.6	0.7	20.4%	1.9	2.4	24.6%
000591.SZ	太阳能	15.0	13.8	-8.5%	47.0	40.2	-14.5%	4.8	4.5	-5.9%	12.9	11.3	-12.8%
601016.SH	节能风电	11.6	9.6	-17.2%	37.9	33.9	-10.5%	3.1	1.2	-61.0%	11.8	7.5	-36.4%
600930.SH	华电新能	75.8	93.6	23.4%	246.6	291.1	18.0%	14.9	14.7	-1.3%	76.9	77.1	0.2%
600821.SH	金开新能	9.4	9.2	-2.0%	28.0	28.4	1.3%	2.6	1.2	-52.9%	7.5	5.6	-24.8%
000537.SZ	中绿电	11.1	13.7	23.1%	28.9	36.8	27.1%	4.5	1.9	-58.5%	9.2	8.1	-12.0%

■ 十四五搭建电力市场框架，能量市场与调节市场逐步完善，十五五改革进一步深入，能量、调节与环境并进

- 电力的价值=能量价值+时间价值（调节价值）+环境价值
- 电力现货市场与136号文再次定义新能源的能量价值与时间价值，双碳目标为新能源绿色价值方向

图表：新型电力系统相关机制示意图（橙色箭头为现金流、蓝色箭头为电流、绿色箭头为新能源需求）



■ 政策方向：市场化，促消纳

- 市场化：2025年2月两部委发布《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》（136号文）
- 促消纳：2025年11月两部委发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（1360号文）
- **十五五盲目上量或不可取，静待十五五能源发展规划落地**

图表：主流媒体对于各省新能源建设的报道

超15GW光伏项目或指标被放弃

自136号文^⑤下发以来，央国企就已经开始收缩光伏投资，提高项目过会条件，部分项目因收益不确定暂缓推进，部分项目则全面叫停放弃投资。有央企透露，截至目前整个上会的光伏项目不超过5个。另一家地方国有企业表示，截至10月，风电、光伏上会的项目仅有3~4个。

还有一些公开的项目信息，譬如，国电电力低碳转型150万千瓦光伏治沙项目，由于受136号文影响，国电电力集团公司要求国电电力山西新能源公司重新测算项目收益，此项目停工至今；国家电投旗下吉电股份公告终止了河北省张家口市怀安县200MW风光储一体化项目，核心原因系受市场影响，项目资本金收益率存在无法满足公司收益率的风险。

今年以来，为推动新能源项目高效、有序、健康发展，进一步优化新能源资源配置，及时释放电网接入空间、土地资源等，各地整合清理或废止一批风光指标。

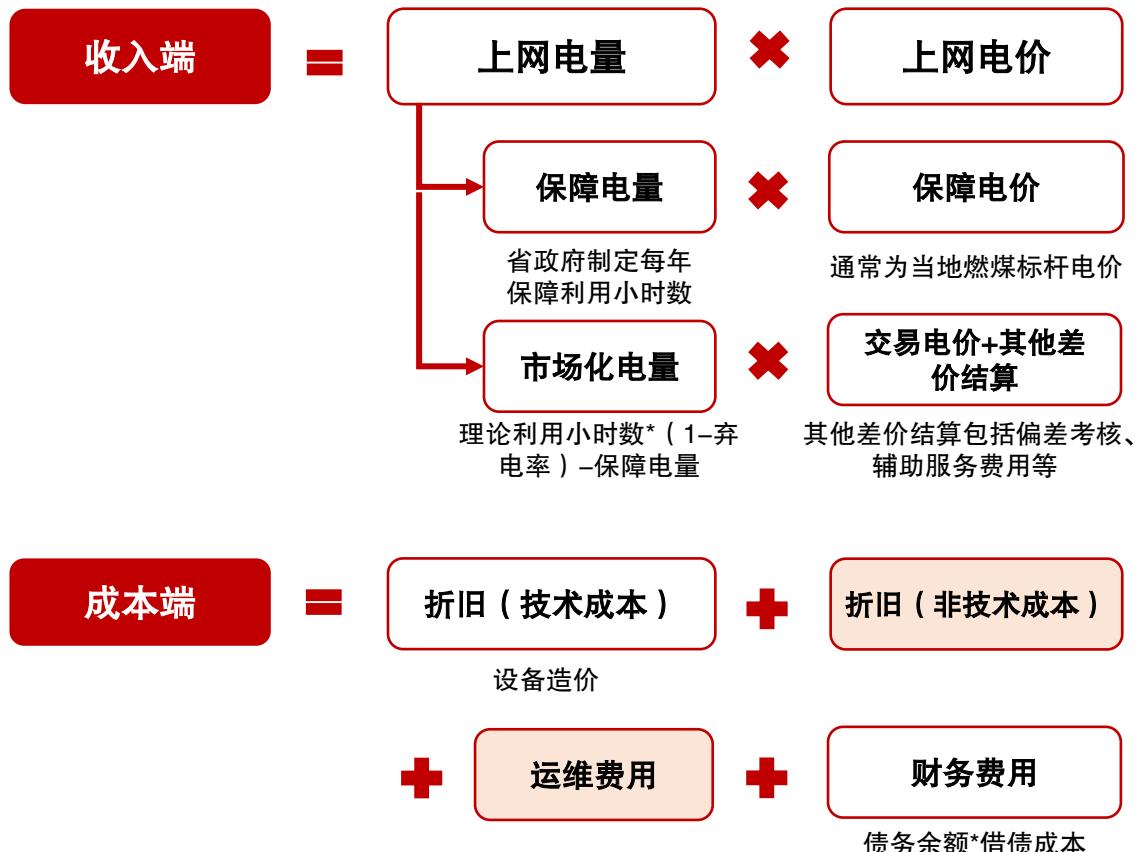
光伏头条梳理后发现，截至目前，2025年陕西、山西、福建、河北、宁夏5地共废止81个风光项目，**规模合计5907.62MW**。

特别说明：文中所有统计数据均基于已公开且有明确规模的信息或数据，如有遗漏欢迎补充。

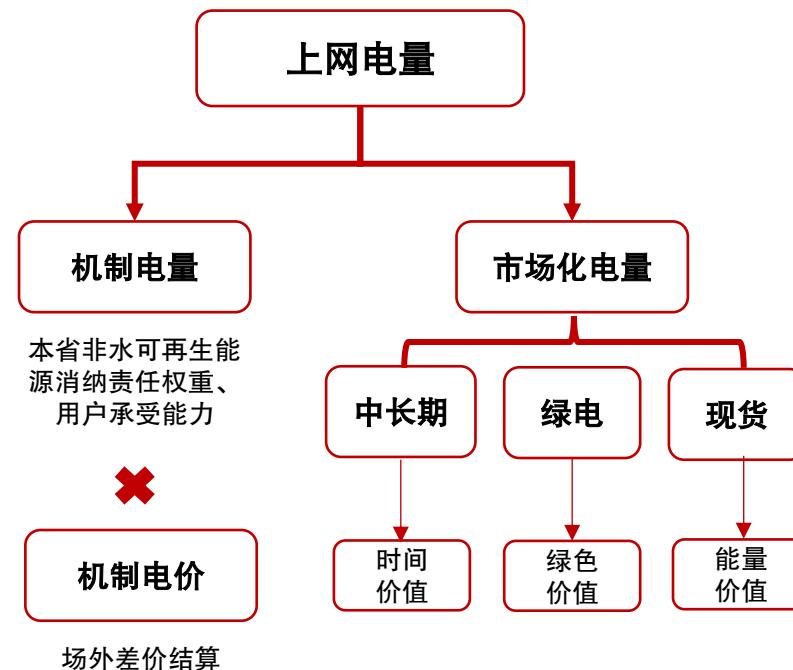
■ 光伏4.66GW+风电1.25GW被废止

在废止的4829.62MW风光项目中，**光伏项目有57个，规模共计4661.32MW；风电项目有23个，规模共计1246.3MW**。

图表：136号文之前新能源入市交易情况



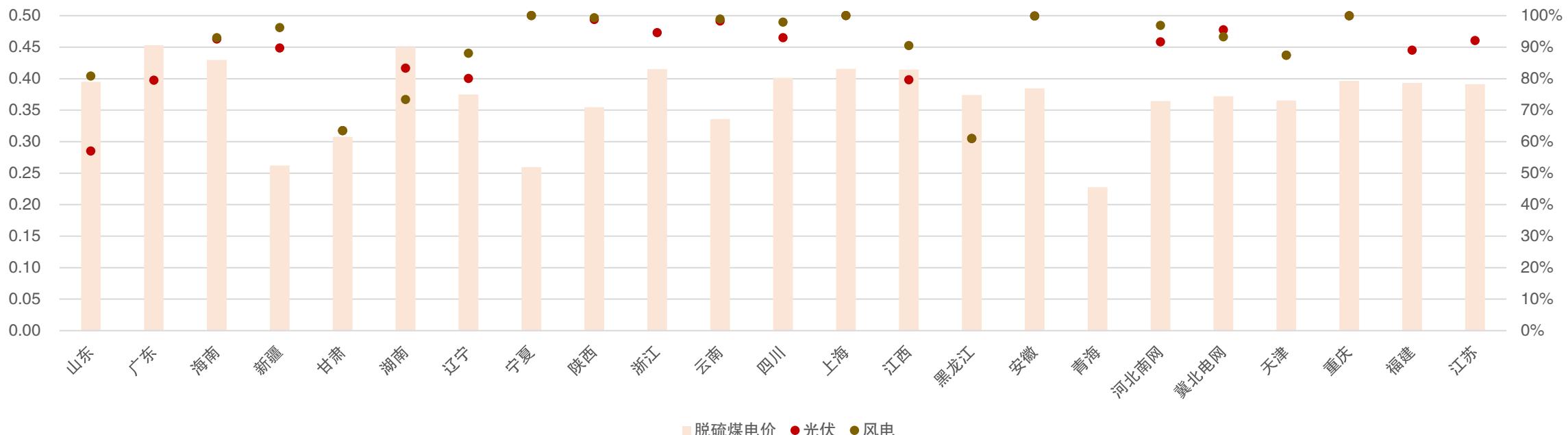
图表：136号文之后新能源入市交易情况



■ 目前几乎所有省市已经发布136号文细则，23个省市发布首次竞价结果

- 市场化主旋律：预计竞价过程中人为干预较少
- 机制电量：与本省非水可再生能源消纳责任权重挂钩；充足率与中标率与本省可开发资源有关
- 机制电价：与当地新能源开发成本，以及新能源保底成本有关。竞价结果贴近本地燃煤标杆电价（竞价上限），科学引导新能源发展

图表：各省新能源136号文后首次竞价结果（元/千瓦时）
散点为光伏、风电与脱硫煤电价的比值（%）



3.4 补贴与消纳：政策方向明朗 短期负荷为王

■ 补贴：2035新能源装机目标明确中期成长，短期运营商开发意愿受到多重限制，补贴发放实则变相支持

■ 消纳：政策文件密集出台，剑指新能源消纳

- 绿电直连：**2025年5月国家发改委、能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》(650号文)，逐步规范绿电直连技术性指标，地方政府示范性项目逐个落地，**相关标的：韶能股份、银星能源、山高新能源、金开新能**
- 非电消纳：绿氢氨醇成为新型新能源发展方向**
- ✓ 2025年10月国家发改委发布《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》(发改环资规〔2025〕1228号)，明确绿色甲醇被列入低碳零碳负碳示范项目一类，有望获得政府资金支持
- ✓ 2025年11月国家发改委、国家能源局印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》(发改能源〔2025〕1360号)，提出“统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业，打造‘灵活负荷’”
- ✓ 2025年11月国家能源局发布《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》(国能发新能〔2025〕93号)，明确氢基能源为新能源集成融合发展非电利用的重点方向
- 非电消纳相关标的：嘉泽新能、吉电股份**

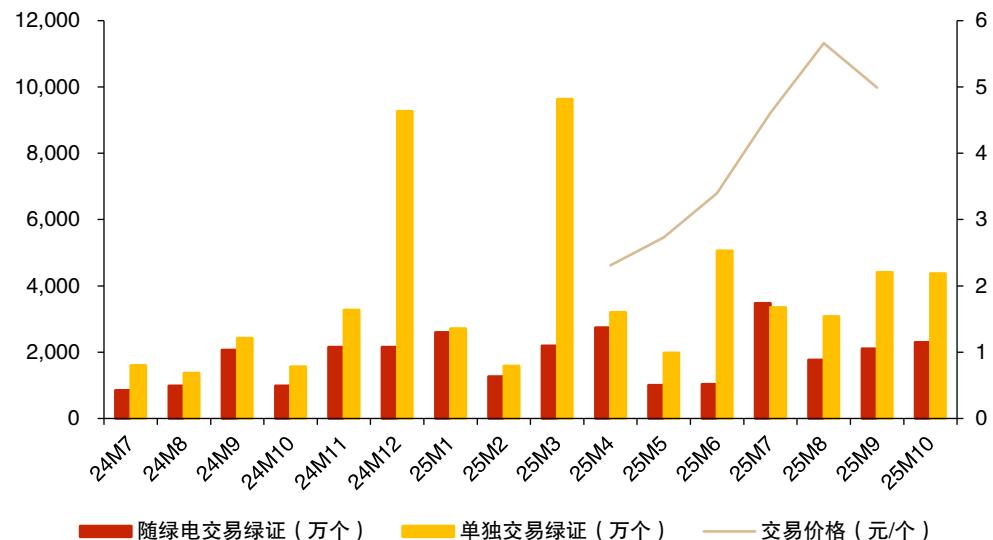
图表：主流新能源上市公司补贴市值比排序（从高到低）

股票代码	企业简称	属性	市值(亿元)		补贴拖欠/市值	PB
			2025/12/12	2025年6月底		
0686.HK	北京能源国际	地方国企	23.9	96.5	403.16%	0.5
1250.HK	山高新能源	地方国企	42.0	81.6	194.21%	0.3
1798.HK	大唐新能源	中央企业	144.6	243.7	168.49%	0.7
2380.HK	中国电力	中央企业	387.4	407.0	105.06%	0.7
0916.HK	龙源电力	中央企业	523.6	494.5	94.43%	0.7
600821.SH	金开新能	地方国企	105.7	86.9	82.28%	1.1
000591.SZ	太阳能	中央企业	173.8	142.5	82.02%	0.7
0579.HK	京能清洁能源	地方国企	175.9	135.9	77.27%	0.5
0182.HK	协合新能源	民营企业	22.9	13.5	59.09%	0.3
1811.HK	中广核新能源	中央企业	108.3	62.7	57.91%	0.9
601778.SH	晶科科技	民营企业	120.3	69.4	57.67%	0.8
600032.SH	浙江新能	地方国企	177.0	95.2	53.77%	1.4
3868.HK	信义能源	民营企业	88.9	46.0	51.75%	0.7
000862.SZ	银星能源	中央企业	56.9	29.4	51.74%	1.3
0956.HK	新天绿色能源	地方国企	170.0	78.8	46.33%	0.8
601016.SH	节能风电	中央企业	193.9	83.8	43.21%	1.1
600905.SH	三峡能源	中央企业	1183.5	496.5	41.95%	1.3
000537.SZ	中绿电	中央企业	172.8	70.8	40.99%	0.9
601222.SH	林洋能源	民营企业	115.0	43.3	37.68%	0.7
001258.SZ	立新能源	地方国企	67.8	21.9	32.31%	2.2
603693.SH	江苏新能	地方国企	106.9	34.4	32.14%	1.5
601619.SH	嘉泽新能	民营企业	134.9	38.8	28.78%	1.7
600163.SH	中闽能源	地方国企	118.2	33.6	28.41%	1.7
600956.SH	新天绿能	中央企业	332.1	78.8	23.71%	1.5
600483.SH	福能股份	地方国企	282.2	64.1	22.73%	1.1
003035.SZ	南网能源	中央企业	177.7	30.6	17.24%	2.5
002053.SZ	云南能投	地方国企	102.2	16.3	15.99%	1.4
000791.SZ	甘肃能源	地方国企	216.4	26.6	12.31%	1.5
603105.SH	芯能科技	民营企业	48.4	3.8	7.88%	2.3

■ 绿证交易规模持续提高，交易价格小幅提升

- 国内政策推动+国际认可度提高，绿电绿证需求逐步扩容。国内政策：1)地方政府完成可再生能源电力消纳权重考核；2)地方政府完成能耗双控考核；3)部分省份出台政策鼓励或强制省内高耗能企业消费绿电；4)政策要求部分行业强制消纳绿电，包括电解铝、数据中心等；国际上RE100对我国绿证从有条件认可转为无条件认可，均有望提高下游用户购买绿电/绿证/CCER的意愿
- 136号文的出台使得绿证供给减少，绿证价格有望提升。136号文明确“纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益”，受此影响，预计未来绿证供给量将有所下降，绿证当前供大于求的状况将得到持续好转，未来绿证价格有望提升。
- 2025年1-10月全国累计交易绿证5.96亿个，截至2025年10月电量绿证平均交易价格提升至5.22元/个。

图表：2025年全国绿证交易规模及交易电价（交易价格右轴）



图表：当前主要绿证使用场景

使用方向	政策要点
地方政府完成可再生能源电力消纳权重考核	非水电消纳责任权重=(预计本区域生产且消纳年非水电可再生能源电量+预计年净输入非水电可再生能源电量)/预计本区域年全社会用电量。各承担消纳责任的市场主体以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成消纳量，同时可通过以下补充（替代）方式完成消纳量：①向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量；②自愿认购可再生能源绿证，绿证对应的可再生能源电量等量记为消纳量。
完成各省能耗双控中的能源消费总量和能源消耗强度考核	2024年2月，国家发改委发布《加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，明确绿证交易电量扣除方式，指出参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易对应的电量，按物理电量计入受端省份可再生能源消费量；未参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易、但参与跨省绿证交易对应的电量，按绿证跨省交易流向计入受端省份可再生能源消费量，不再计入送端省份可再生能源消费量。
部分行业强制消纳绿电：电解铝、数据中心等	2024年8月，国家发改委印发《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》，首次下发各省2024年、2025年电解铝行业绿色电力消费比例，各省电解铝行业绿色电力消费比例在20%-70%之间；同时指出按其年用电量和国家下达的绿色电力消费比例核算应达到的绿色电力消费量，以持有的绿证核算完成情况。 2025年3月，国家发展改革委等五部门发布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。其中提出，依法稳步推进绿证强制消费，逐步提高绿色电力消费比例并使用绿证核算。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。

资料来源：发改委、国家能源局等，华源证券研究所

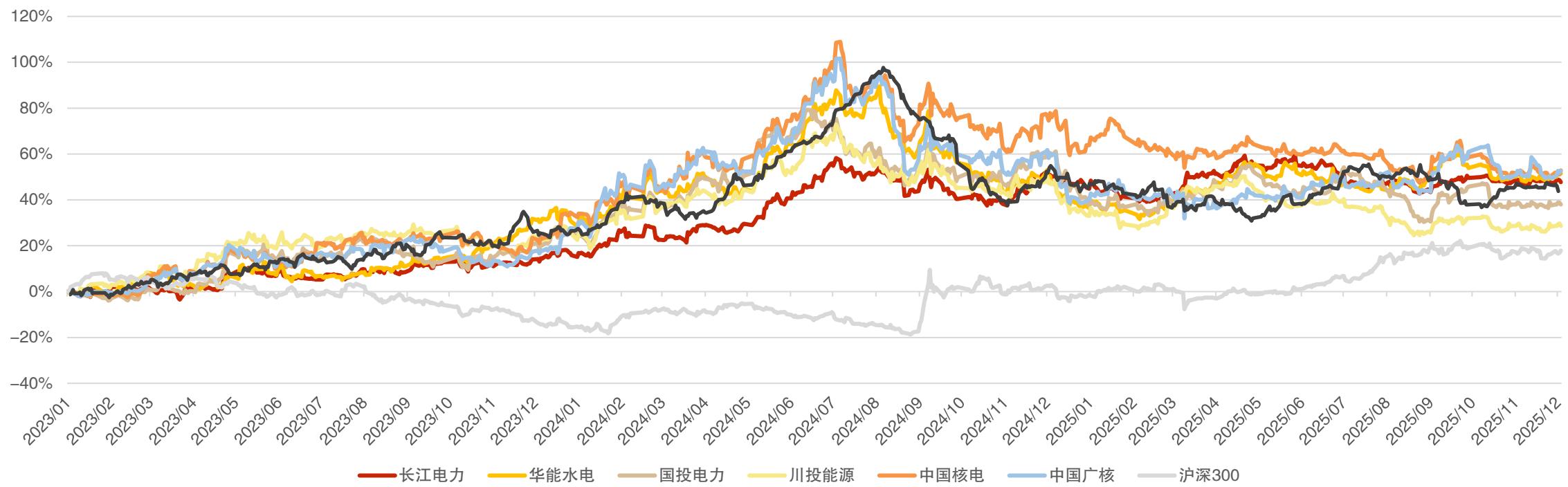
主要内容

1. 十四五形势与任务：调节与消纳 发展与质量
2. 火电：市场力再定价，红利属性逐步显现
3. 绿电：政策底部明朗，高质量发展路径清晰
4. 水核：被偏爱的资产，与政策分享红利
5. 投资分析意见：短期乱世寻找中期确定性

中期视角看，国债利率为稳定运营类资产唯一核心因素

- 最核心：月度级别股价收益率走势与国债利率、投资者风险偏好（AA级企业债）强相关
- 短期扰动：来水预期，年度电价谈判，站在百年电站运营时间长度，对企业价值影响微乎其微
- 尽管当前主流水电标的股息率并不吸引人，但随着持续还债利润提升，股息率有望回升

图表：2023年至今“四水两核”收益率走势

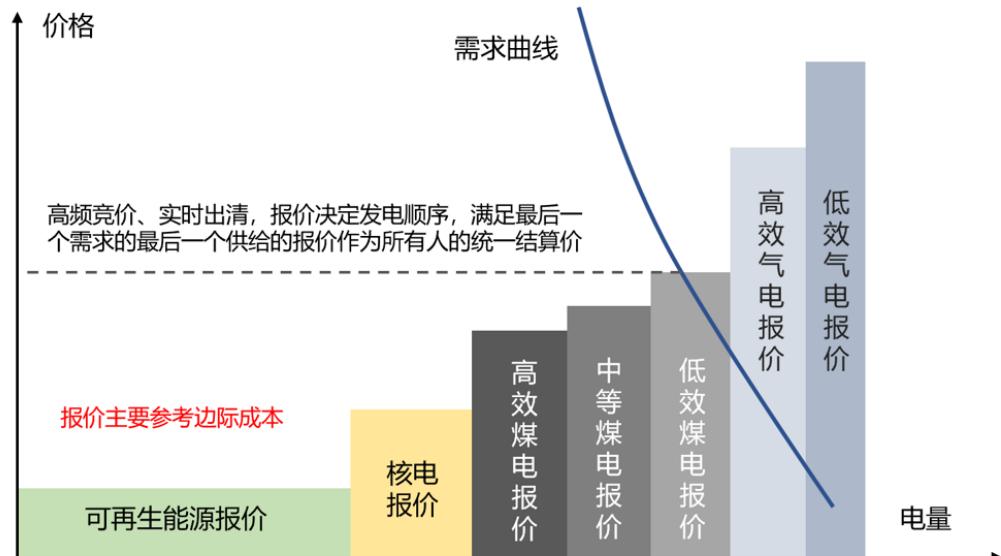


资料来源：wind，华源证券研究所；注：“四水两核”为四大水电运营商与两大核电运营商，黑线为10年期AA级企业债收益率较10年期国债收益率的利差的镜像图（纵轴逆序）

成本最左侧，外送机组波动更小

- 目前水电市场化程度最低，省间外送以协议定价为主，其电价稳定性超出市场预期。
- 长期趋势看，水电作为全电源成本最左侧，在市场化交易中享有最厚的利润垫。1) 当前大部分水电站上网电价低于本地平均电价；2) 水电机组（资源）集中，格局较优。
- 需要注意，水电入市（现货）也存阵痛。

图表：现货市场边际出清法示意



资料来源：各公司公告，华源证券研究所绘制

图表：主要水电公司电价机制情况

公司	电站	定价方法
长江电力	葛洲坝	大部分留湖北、湖南，成本加成法，电价较低，未来预计保持稳定，下行压力较小，长期有上涨潜力
	三峡	送华南多个省份，标杆电价，由国务院直接核定，未来预计保持稳定
	溪洛渡、向家坝	溪洛渡送广东、浙江，向家坝送上海，落地端倒推电价，但是市场化比例较低，预计未来保持稳定
	乌东德、白鹤滩	白鹤滩送江苏、浙江，乌东德送广东、广西，落地端倒推电价，全部参与市场化交易，有一定下行压力
锦官电源组		外送江苏部分落地端倒推，与江苏电价联动，2025年有下行压力；留四川执行丰枯电价，预计整体稳定
	雅砻江水电 雅砻江下游电站	留四川部分执行丰枯电价，预计整体稳定
	两河口、杨房沟	核准电价且与受电端联系，预计整体稳定
华能水电	澜沧江上游电站	送深圳，执行落地端倒推电价，3年一核定，预计整体稳定
	澜沧江下游电站送广东	通过西电东送协议定价，一年一定，参考落地端电价
	澜沧江下游电站留云南	参与云南本地市场化交易，需看月度供需格局，与用电需求和来水相关
中国电力	五凌电力	标杆电价，省级政府核定，地方政府降电价诉求较强
桂冠电力	红水河留广西、外送广东	省内部分标杆电价，外送部分与广东协商，近年来整体稳定
黔源电力	留贵州，送广东	均为标杆电价，统计价格结算，外送部分由贵州省网与广东谈判，近年来整体稳定

4.3.1 雅砻江：在建4GW预计十五五投产，待开发仍有7GW

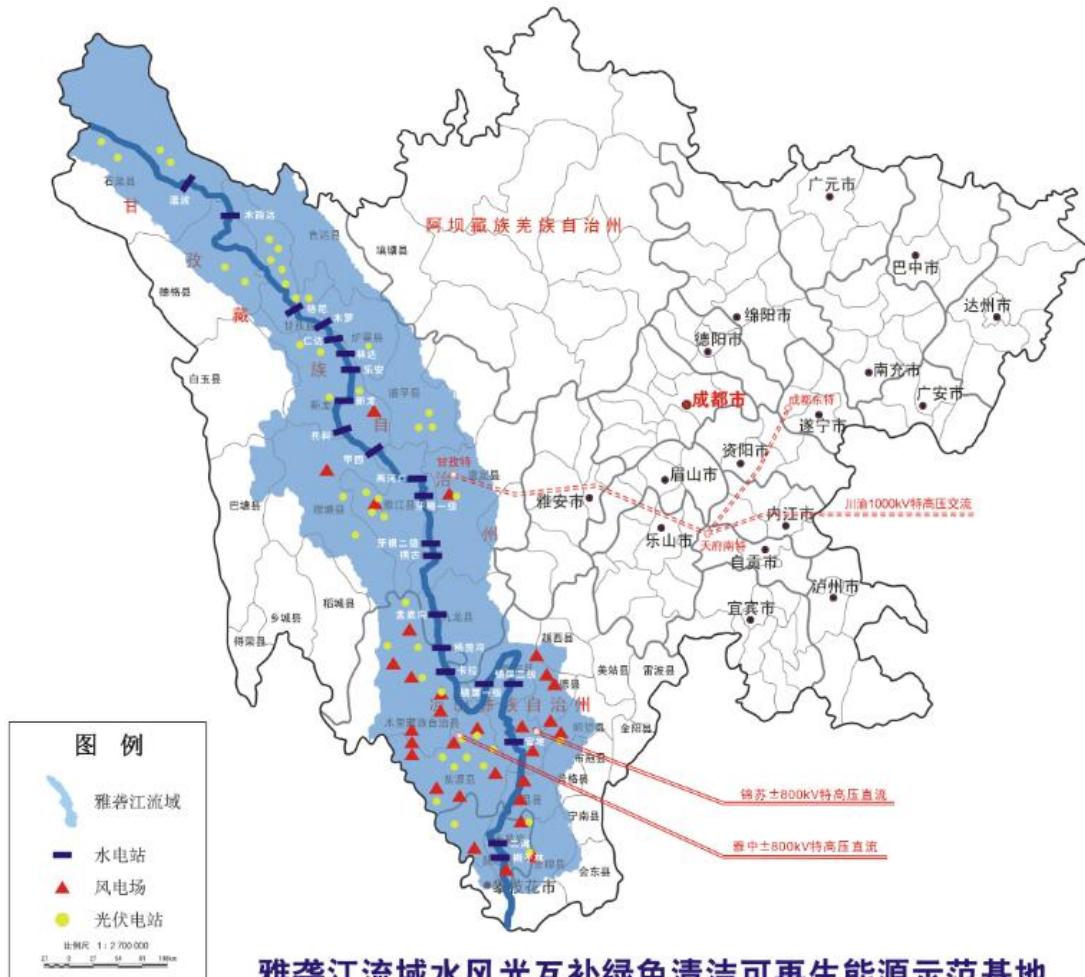
■ 国内第三大水电基地，水风光基地高规格布局

- 雅砻江流域在十三大水电基地中装机容量排名第三，规划共22级梯级电站合计约3000万千瓦装机，**由雅砻江水电公司负责建设和管理，目前已投产水电站1920万千瓦，在建372万千瓦，剩余规划715万千瓦。**
- 雅砻江水电公司水风光基地发展战略：2030年以前，力争新能源装机达到2000万千瓦左右，抽水蓄能力争规模达到500万千瓦左右。

图表：雅砻江流域梯级开发规划

区位	项目名称	投产	装机容量（万千瓦）	装机结构（万千瓦）	投产时间
上游（甘孜以上）	温波寺	规划	15	-	-
	仁青岭	规划	30	-	-
	热巴	规划	25	-	-
	阿达	规划	25	-	-
	格尼	规划	20	-	-
	通哈	规划	20	-	-
	英达	规划	50	-	-
	新龙	规划	50	-	-
	共科	规划	40	-	-
	龚坝沟	规划	50	-	-
中游（甘孜至大河湾）	牙根一级	在建	30	3*10	预计2028-2029
	牙根二级	规划	220	4*55	-
	楞古	规划	170	-	-
	孟底沟	在建	240	4*60	预计2031-2032
	卡拉	在建	102	4*25.5	预计2029
下游（大河湾以下）	两河口	✓	300	6*50	2021-2022
	杨房沟	✓	150	4*37.5	2021年
	锦屏一级	✓	360	6*60	2013-2014
	锦屏二级	✓	480	8*60	2012-2014
	官地	✓	240	4*60	2012-2013

资料来源：雅砻江水电公司官网，华源证券研究所。注：标红为在建装机



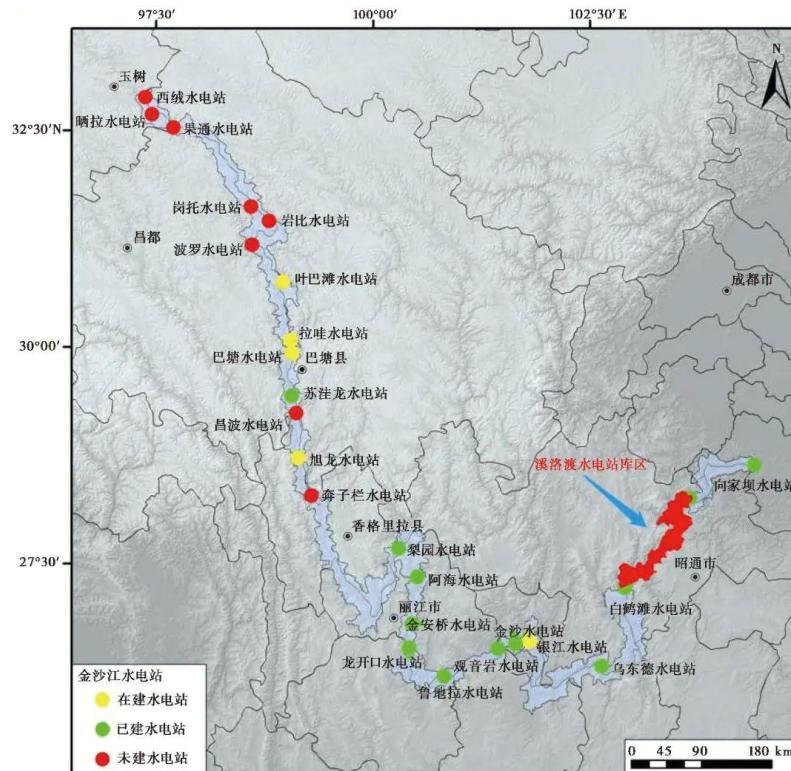
国内最大的水电基地，多主体参与投资开发

- 金沙江为长江上游河段，其装机规模位居十三大水电基地首位。金沙江上段流经青海、西藏、云南、四川四省，规划12级左右，总装机约为1400万千瓦；金沙江中游河段主要流经云南省境内，规划8级，总装机约2200万千瓦。**目前上游与中游已投产20GW（2025年投产3GW），在建7.4GW预计十五五投产，剩余9GW待开发。**
 - 流域横跨三省，多主体开发共同攻克地域与资金难题。金沙江流经青海、四川、西藏、云南等省区，同时地形地质、气候复杂，开发成本高昂。为加快流域开发，国家鼓励多主体参与，目前，华电、华能、国能、三峡以及蜀道集团均有参与。

图表：金沙江梯级电站开发情况（万千瓦）

流域	电站名称	省份	投产	装机规模	装机结构	投产时间
金沙江上游	岗托	西藏	规划	120	-	前期工作
	岩比	西藏、四川	规划	30	-	前期工作
	波罗	西藏、四川	√	96	3*32	2015年投产
	叶巴滩	西藏、四川	√	224	4*51+1*20	2025年投产
	拉哇	西藏、四川	在建	200	4*50	预计2026年投产
	巴塘	西藏、四川	√	75	3*25	2025年投产
	苏洼龙	西藏、四川	√	120	4*30	2022年投产
	昌波	西藏、四川	在建	83	-	预计2030年投产
	旭龙	云南、四川	在建	240	4*60	预计2029年投产
	奔子栏	云南、四川	在建	220	4*65	预计2029年投产
金沙江中游	龙盘	云南、四川	规划	420	6*70	前期工作
	两家人	云南	规划	300	-	前期工作
	梨园	云南	√	240	4*60	2014年投产
	阿海	云南	√	200	5*40	2012年投产
	金安桥	云南	√	240	4*60	2011年投产
	龙开口	云南	√	180	5*36	2013年投产
	鲁地拉	云南	√	216	6*36	2013年投产
	观音岩	云南、四川	√	300	5*60	2014年投产
	金沙	四川	√	56	4*14	2020-2021
	银江	四川	√	39	6*6.5	2024-2025

图表：金沙江流域水电站分布图

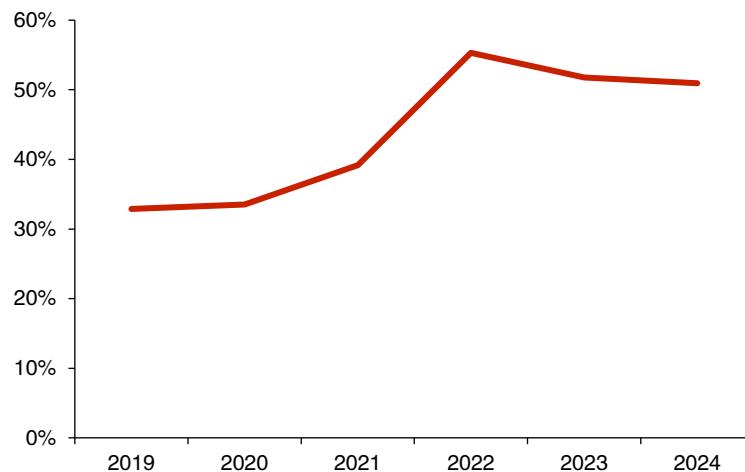


资料来源：水利部、唐凤娇等《金沙江溪洛渡库区水库诱发滑坡时空分布规律及易发性研究》、华电金沙江上游水电开发有限公司官网等。注：标红为在建装机

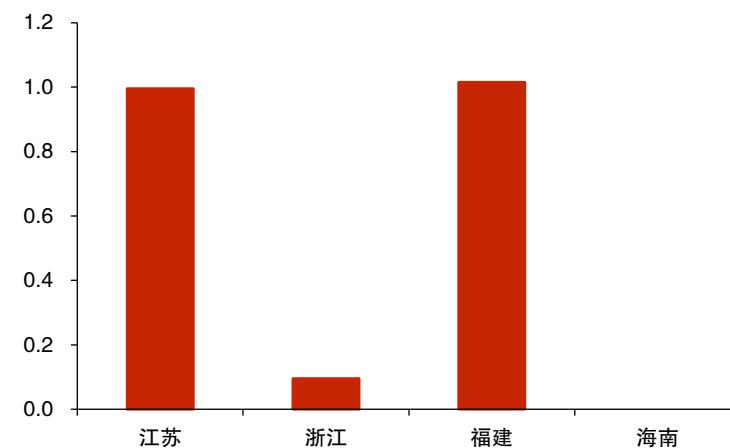
电价仍然是市场主要担忧变量，预计华东省份电价下降压力较大，华南省份电价下降压力较低

- 当前核电参与市场化交易的比例提升至50%，未来若江苏、浙江、广东进一步提高核电市场化电量，其市场化交易比例预计进一步提高
- 从各省电价压力来看，华东区域整体压力更大，华南区域由于电价触底/政策向好电价压力较小。其中广东省2026年市场化交易方案取消“变动成本补偿”，预计至少正向影响年度长协电价2分钱。
- 按照各省2025年市场化电量，测算下来市场化电价下降0.01元/千瓦时，主要公司归母净利润下降1亿元左右（浙江、海南由于市场化电量较低，影响较小）

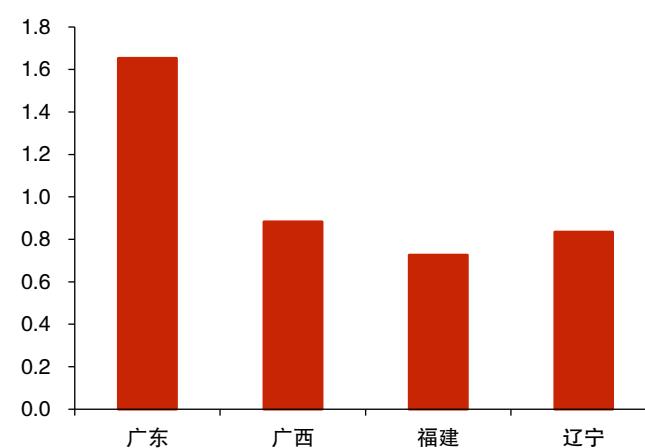
图表：中国广核市场化交易比例



图表：市场化电价波动1分钱对中国核电归母净利润影响测算（亿元）



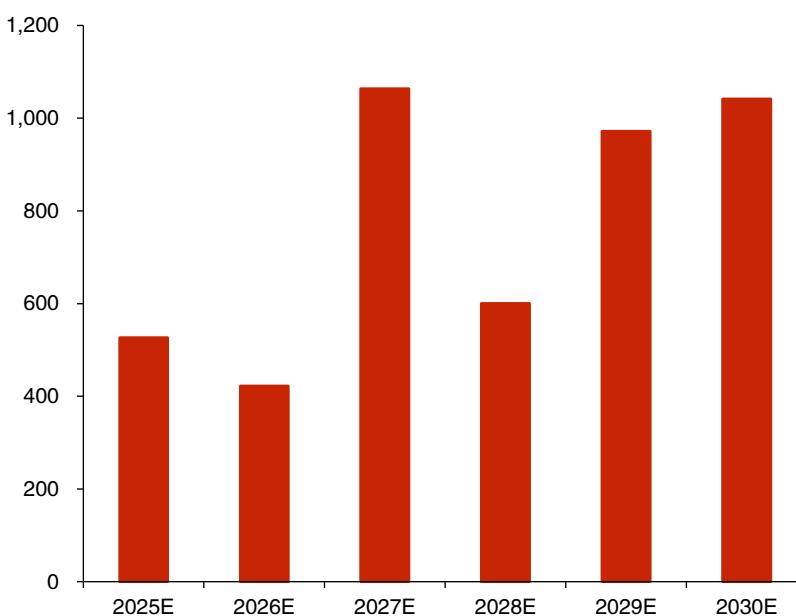
图表：市场化电价波动1分钱对中国广核归母净利润影响测算（亿元）



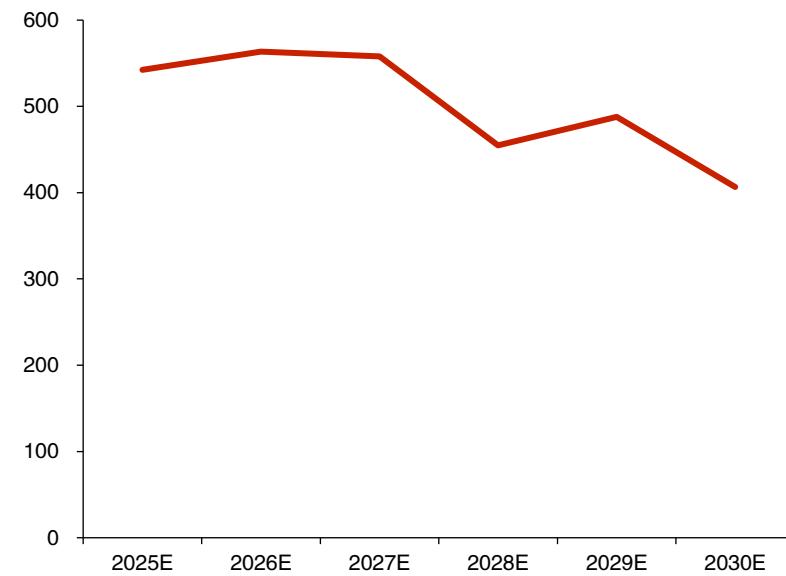
■ 2027–2028年或为核电投产高峰期，十五五后段现金流或明显改善，为企业提高分红奠定基础

- 2025–2030年预计将投产超40GW核电装机，投产高峰期分布于2027–2030年
- 近三年为核电运营商的高资本开支期，单台机组总投资额200亿左右，按照5年建设期平均投入测算（实际情况前两年略低），十五五后段为核电公司资本开支高峰，其中2026–2027年为中国核电投产及资本开支高峰期，2029–2030为中国广核投产及资本开支高峰期，随后企业现金流预计明显提升，核电企业分红能力有望提升

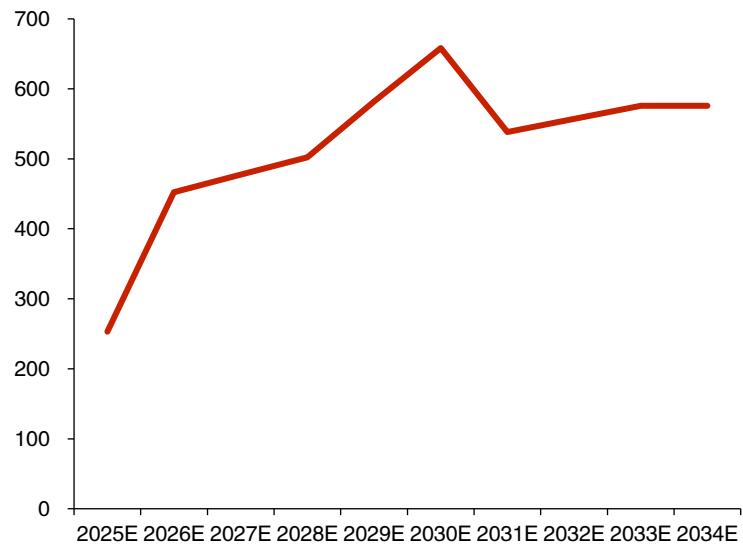
图表：十五五期间核电新增装机预期（万千瓦）



图表：中国核电2025–2030年核电资本开支预计（亿元）



图表：中国广核2025–2034年核电资本开支预计（亿元）



资料来源：各公司公告，华源证券研究所

注：右两图测算逻辑按照单位千瓦投资16000元，五年平均投入，不代表企业实际资本开支

主要内容

1. 十四五形势与任务：调节与消纳 发展与质量
2. 火电：市场力再定价，红利属性逐步显现
3. 绿电：政策底部明朗，高质量发展路径清晰
4. 水核：受偏爱的资产，与政策分享红利
5. 投资分析意见：短期乱世寻找中期确定性

■ 华润电力：优秀的管理层、优质的资产资源、新能源IPO与分红提升潜力

- 公司煤电与新能源机组质量均处于行业靠前分位。截至2024年底，公司并网权益装机72GW，其中风电在运权益装机容量24GW；光伏在运权益装机容量9GW，新能源装机均位于供需偏紧区域；火电权益装机38GW主要位于京津冀、长珠三角经济发达地区以及铁路、河流沿线，具备明显的区位优势。**叠加公司业内较强的市场化公司治理能力，业绩穿越周期的能力有目共睹。**
- 华润新能源分拆上市获得深交所受理，分红存在提升空间。2025年3月14日，公司公告华润新能源计划在深交所主板IPO的申请已获受理，拟募集资金245亿元人民币，开发合计7.175GW 新能源装机及配套储能项目，总投资额达404.22亿元。公司分拆新能源板块至A股上市有利于提升公司新能源业务估值，同时在实体层面加快公司新能源业务拓展，减轻火电主体资本开支压力。

■ 龙源电力：国能集团风电平台，0.7x PB已反映悲观预期，双碳战略与险资入局明确明朗前景

- 公司在我国风电发展史上，很大程度上扮演了探路者的角色。截至2024年底，公司拥有风电装机3041万千瓦，包括大量早期风场。
- 根据国家能源集团与公司签订的《避免同业竞争协议》，集团承诺将通过资产注入、组建合资公司、资产置换等方式，切实推进下属其他风电资产合计2140.67万千瓦注入龙源电力。**注入承诺实际上是确认了公司在国家能源集团新能源战略中的核心地位。**
- 公司2015年之前投产机组占比超过50%，目前公司“以大代小”项目正逐步展开，有望大幅释放优质风场价值。

■ 国电电力：国能集团常规能源平台，水火内外增长，三年高规格分红承诺

- 国能集团常规能源平台，新能源发展主力军与神华深度合作发展火电，控股国能大渡河，截至2025年6月底，控股装机120GW，火水风光分别为77、15、10、18GW。2025-2026年水电预期投产4GW（大渡河3.5GW），预计火电投产8GW。
- 享受集团内火电水电优先收并购权，截至2023年底集团未上市火电约80GW、水电约8GW。
- 公司发布2025-2027年三年分红承诺，现金分红不低于归母净利润的60%，且每股现金股利不低于0.22元。

■ 国投电力：国投集团旗下唯一电力平台，持有雅砻江水电52%股权

- 资产：截至2025年9月底，投产45GW装机，其中13GW火电，21GW水电（雅砻江19GW），4GW风电以及6GW光伏。其中火电以高参数大容量机组为主（无30万千瓦以下机组），水电以雅砻江为主，新能源全国性布局，多能互补与水风光大基地两条路径发展。
- 水电：江苏电价下降预计影响业绩较小，短期电价影响不如来水波动，2025年来水低基数。雅砻江水电核准在建水电4GW，预计十五五后期陆续投产，待开发水电装机超7GW。
- 火电&新能源：电改下高参数优质火电或重新定价，同区位下公司机组或更具市场力。公司新能源发展以效益为首要，雄伟的水风光规划稳健开展中。

■ 川投能源：四川省属能源投资平台，参股雅砻江大渡河享投资收益

- 公司拥有四川境内小水电，控股发电量40亿千瓦时量级；持股雅砻江水电48%、国能大渡河20%。**公司业绩主要由雅砻江及大渡河贡献，较为纯粹的水电（参股）标的，享受雅砻江与大渡河的双成长。**雅砻江水电：已投产19GW装机，中上游尚有约1000万千瓦电站规划未建，为装机成长空间最大的水电公司，下一轮投产期预计在十五五末期与十六五；大渡河水电：已投产12GW装机，在建3.5GW装机预计在2025-2026年陆续投产。
- 公司控股股东四川能源发展集团（持股50%左右）在2025年4月8日发布增持计划，四川能源发展集团、川投集团拟在未来12个月，增持公司股票5-10亿元；4月10日，川投集团获得9亿元银行股票增持专项贷款，用于增持公司股份。

■ 黔源电力：华电集团贵州清洁能源平台，贵州乌江9GW水电未上市

- 公司为华电集团在贵州区域的清洁能源发展平台，现有3.4GW的水电装机与1GW的新能源装机。
- 公司在2025年6月19日选举杨焱为公司董事长，杨焱历任乌江水电多个电厂管理层，曾担任黔源电力副总与董秘。乌江水电与黔源电力的股权管理关系复杂，截至2024年底，乌江水电控股在运装机1356万千瓦，其中水电、火电、光伏分别为870、450、37万千瓦。2024年乌江水电归母净利润16.19亿元。
- 公司近五年年均归属于普通股东的可分配现金流达到7.5亿元，永续经营下，假设7%股权折现率，公司合理市值或超过100亿元。更直观的理解公司现金流价值，一方面存在潜在分红提升空间，另一方面公司通过持续还债，利润中枢有望稳定上移。

5.3 具备并购重组潜力的央国企

- 2024年9月，央行、金融监管总局和证监会三部门联合会议加速上市公司并购重组，中央与地方电力企业着力提升资产证券化率
- 综合央国企集团2023年底电力资产证券化率以及集团资产情况，建议关注
 - 国电投集团：远达环保、电投产融
 - 华电集团：华电国际、黔源电力
 - 大唐集团：大唐发电、桂冠电力
 - 国能集团：国电电力、龙源电力
 - 中广核集团：中广核新能源
 - 广西投资集团：广西能源
 - 江西省投资集团：赣能股份

表：主要能源集团2023年底资产证券化率情况（不完全统计）

证券化比例	总装机	煤电	气电	水电	风电	光伏	核电
湖南省能源投资集团	12.20%			25%			
国电投集团	37.40%		36.60%	23.30%		43.60%	0%
中广核集团	40.19%		13.57%			13.77%	在运口径100%
广西投资集团	44.09%						
华电集团	49.68%		50.83%	18.4%		64.26%	
大唐集团	60.14%		60.36%			59.89%	
国家能源集团	60.66%		60.89%	83.88%	61.39%	44.80%	
江西省投资集团	64.58%		62.96%	100.00%		75.43%	
广东省能源集团	70.50%	76.74%	90.47%	5.64%		52.07%	
北京能源集团	71.86%	72.22%		70.38%			
华能集团	73.51%		83.01%	94.13%		44.95%	
福建省投资集团	75.66%				74.66%	100%	
新疆能源集团	83.70%					39.20%	
江苏国信集团	87.53%	100%	79.29%			99.93%	
三峡能源	87.85%		100%	87.81%		83.80%	
中核集团	88.18%					76.58%	100%
安徽省能源集团	89.31%	100.00%	100.00%		0.00%	8.10%	
浙能集团	96.05%		95.91%	94.98%	95.84%	89.07%	
陕西投资集团	99.82%		100%	100%	99.97%	97.79%	
河北建投集团	100%		100%	0.00%	100%	100%	
广州产投集团	100%		100%			100%	
福建省能源集团	100%	100%		100%			

资料来源：各公司公告，各公司官网，华源证券研究所。注：资产证券化率=上市公司及拟上市公司控股股东装机容量/集团总控股股东装机容量，暂未考虑参股资产以及非电力资产。央国企并购重组内容详见2025年度策略报告

风险提示：

- 煤电：煤价上涨超出预期、电力市场化进度不及预期。煤价仍是火电公司的重要成本项，一旦煤价上涨超出预期且电力市场化进度不及预期导致电价传导出现困难，将影响相关公司的利润表现。未来几年电力供需格局整体走向宽松，对火电利用小时数可能产生影响
- 新能源：电价受市场化交易政策影响较大，补贴回收亦存在不确定性，目前存量补贴正在核查中，存在潜在减值风险
- 水电核电：收益率受到利率环境的影响，来水存在不确定性

证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与，也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。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、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，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或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司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。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/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。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的6个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在20%以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在5%~20%之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在-5%~+5%之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于-5%及以下。

无：由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

行业的投资评级：以报告日后的6个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数：A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普 500 指数或者纳斯达克指数。



華源証券

HUAYUAN SECURITIES