

电力

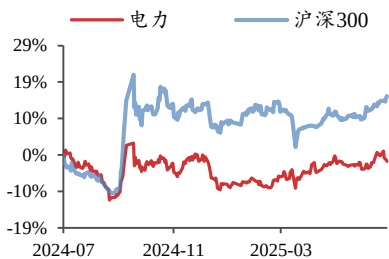
2025 年 07 月 21 日

火电商业模式迎来拐点，盈利稳定性有望提高

——行业投资策略

投资评级：看好（维持）

行业走势图



数据来源：聚源

相关研究报告

《绿电消纳考核范围拓宽，有望持续提升绿电环境溢价——行业投资策略》
-2025.7.14

《水电商业模式稳定，低利率时代价值凸显——行业投资策略》-2025.5.31

《高耗能行业绿电消纳要求有望提振绿电环境价值——行业投资策略》
-2025.5.18

周磊（分析师）

zhoulei1@kysec.cn

证书编号：S0790524090002

黄懿轩（联系人）

huangyixuan1@kysec.cn

证书编号：S0790125070014

● “十五五”期间或呈现全国“宽电量”、“紧电力”的供需格局

从电力供需平衡表来看，“十五五”期间或呈现全国电量（能量）供需宽松，电力（功率）供需偏紧的格局。随着新能源装机维持快速增长、装机占比逐年提升，电力系统备用率（置信容量/最大电力负荷-1）持续下降，电力供需或趋紧；而在惯性机组中，火电选址要求低于水电和核电且建设周期较短，从电力供需平衡的角度出发，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长。从电量供需平衡的角度出发，预计“十五五”期间煤电发电量持平微降，煤电利用小时数或于 2030 年前后下降至 3500 小时。

● 短期催化：火电点火价差基本触底，关注煤电企业盈利弹性及困境反转

短期内由于容量电价水平固定、辅助服务市场容量较小，影响煤电行业盈利能力的核心因素依旧为利用小时数和点火价差（税后电价与燃料成本之差）。利用小时数方面：预计未来 2-3 年内，北方主要产煤区火电供需或仍偏紧，东部地区火电供需或实现紧平衡。点火价差方面：从历史数据来看，北方产煤区、环渤海地区、中部地区以及东部地区点火价差较高；水电大省四川、云南、青海受水电价格影响较大，点火价差可能失真；广西点火价差偏低且波动较大。从边际变化来看，北方主要产煤区、环渤海地区、中部地区多数省份点火价差同比有所提高；东南沿海地区多数省份点火价有所下降。

● 长期逻辑：由电量电源向容量电源转变，盈利稳定性和股东回报有望提高

随着容量补偿、辅助服务市场弥补电力可靠性价值、灵活性价值传导机制的缺失或不完善的问题解决，煤电商品属性有望逐步还原。未来煤电从电量电源向容量电源转型，煤电行业盈利水平对点火价差的敏感性有望逐渐降低。2024-2025 年，多数地区回收 30% 固定成本，部分转型较快地区（如新能源高占比省份）回收 50%；2026 年起，全国回收比例不低于 50%。同时，我国大部分现役煤电机组将于“十五五”期间接近 20 年折旧年限，折旧到期后容量电价将成为煤电重要利润来源。随着辅助服务市场的逐步完善，辅助服务收入有望覆盖机会成本、改造投入与边际燃料成本并带来合理收益。

● 受益标的：关注全国性大火电、供需格局较好的区域火电

短、中期按照利用小时和点火价差框架，建议关注火电供需格局好、点火价差高的北方和东部地区火电企业；远期火电盈利稳定性将提高，股东回报有望提升，建议关注资产质量优秀、估值较低的火电企业。受益标的：华能国际电力股份（H）、华电国际电力股份（H）、华润电力（H）、大唐发电（H）、建投能源、国电电力、内蒙华电、陕西能源、浙能电力、皖能电力、江苏国信、申能股份、福能股份、宝新能源等。

● 风险提示：火电供需恶化风险；燃料价格波动风险；市场化电价波动风险；辅助服务市场建设不及预期。

目 录

1、由电量电源转型支撑电源，利用小时数预计持续下降.....	4
2、短期催化：点火价差基本触底，部分煤电企业盈利弹性大.....	8
2.1、预计未来 2-3 年内西南地区 and 北方主要产煤区火电供需仍偏紧.....	8
2.2、现货煤价回落至基准价水平，火电企业盈利显著改善.....	9
2.3、煤价下行幅度超电价下行幅度，北方多省点火价差同比提升.....	12
3、长期演绎：调节价值重估，周期属性弱化，盈利稳定性有望提高.....	15
3.1、容量电价保障煤电固定成本回收，折旧到期后利润可观.....	15
3.2、辅助服务市场补贴煤电灵活性价值.....	16
3.3、煤电项目收益率有望得到保障，折旧到期后容量电价贡献稳定收益.....	17
4、受益标的：关注全国性大火电、供需格局较好的区域火电.....	21
5、风险提示.....	23

图表目录

图 1：容量补偿和辅助服务收益逐渐替代电量收益，还原火电商品属性，保障运营商合理收益.....	4
图 2：截至 2025 年 5 月，全国火电装机容量 14.57 亿千瓦，在电源装机结构中占比 40.4%（单位：亿千瓦）.....	5
图 3：2025 年 1-5 月，全国火电发电量 2.44 万亿千瓦时，在全国发电量总额中占比 73.2%（单位：万亿千瓦时）.....	5
图 4：2015 年以来，第三产业 GDP 贡献度呈上升趋势.....	5
图 5：2015 年以来，全国电力需求弹性系数波动上升.....	5
图 6：全社会用电量和全国最大用电负荷持续增长（单位：亿千瓦、亿千瓦时）.....	6
图 7：从各省火电装机容量变动来看，2021-2024 年多省火电装机大幅增长.....	8
图 8：从各省火电利用小时数来看，“十四五”期间西北和西南多地火电供需趋紧.....	8
图 9：2024 年至 2025 年 2 月底，全国共有 29 个省份 320 个火电项目拟建、在建.....	9
图 10：2025 年初至 2025 年 6 月末，四项电煤价格指数均值下降约 50 元/吨.....	11
图 11：2021 年末至今，动力煤价格整体呈逐渐下降趋势.....	11
图 12：2023 年火电行业全面实现扭亏，2025 年一季度业绩持续增长.....	12
图 13：火电行业盈利能力持续修复.....	12
表 1：考虑电力供需平衡，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长.....	6
表 2：考虑电量供需平衡，火电利用小时数或将于 2030 年前后下降至 3500 左右.....	7
表 3：煤电的上网电价机制从还本付息电价到“基准价+上下浮动”的市场化电价.....	10
表 4：2025 上半年大部分北方产煤区点火价差有所提高（单位：元/兆瓦时）.....	13
表 5：北方产煤区和环渤海地区的多数省份单位装机点火差收益同比有所提升（单位：元/千瓦）.....	14
表 6：煤电容量电价全国统一标准为每年每千瓦 330 元.....	15
表 7：《电力辅助服务市场基本规则》明确辅助服务市场各项运行规则.....	16
表 8：现役火电大多为 2019 年之前的存量机组，设备折旧到期时间在 2031 年前后（单位：万千瓦、亿元、年）.....	17
表 9：煤电项目收益测算基本假设.....	17
表 10：2019 年之前投产的存量煤电项目收入成本假设.....	18
表 11：按照前述假设推演出：2019 年之前投产的存量煤电项目利润表主要科目.....	19
表 12：按照前述假设推演出：2019 年之前投产的存量煤电项目关键经营指标.....	19
表 13：随着容量电价水平提升与折旧到期，项目 ROE 与 ROIC 有望逐渐提升.....	19
表 14：按照前述假设推演出：新建煤电项目毛利结构.....	20

表 15: 我们测算: 每年每千瓦 330 元的容量电价水平基本可以保障煤电固定成本回收 (元/兆瓦时)	20
表 16: 2025Q1 部分北方产煤区、东部沿海地区火电企业毛利率和净利率同比提高	21
表 17: 2022 年以来, 火电企业 ROE 持续修复.....	22
表 18: 受益标的盈利预测与估值	22

1、由电量电源转型支撑电源，利用小时数预计持续下降

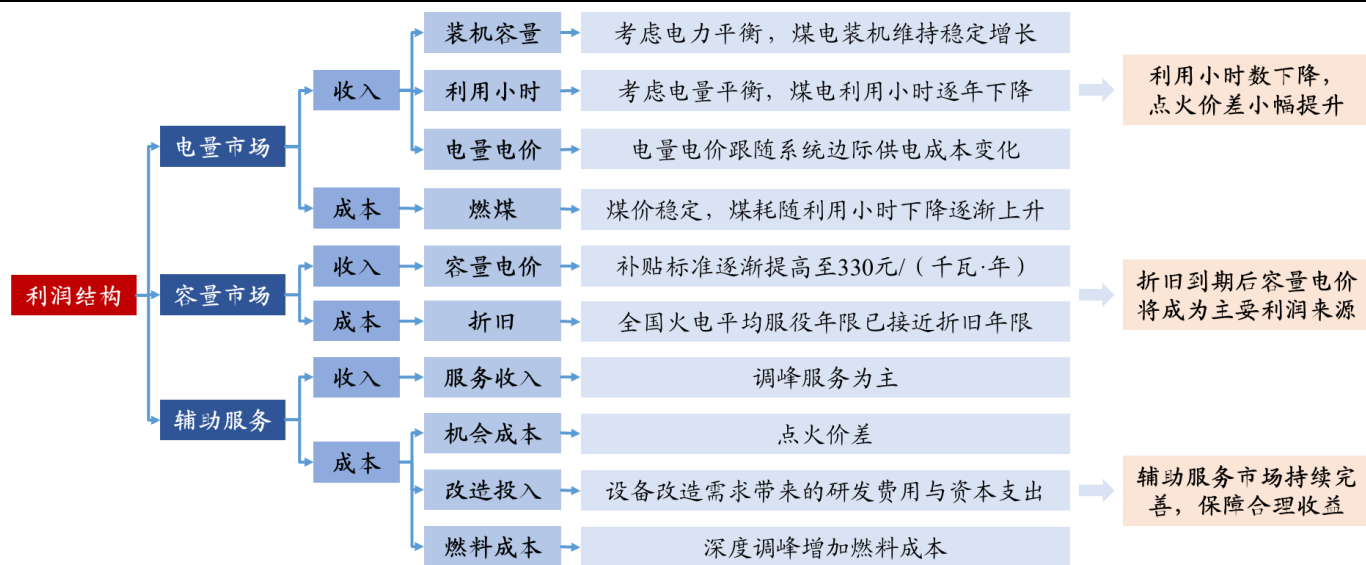
目前新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统主体电源由连续可控的火电机组变为弱可控和强不确定的风光机组，火电的功能从电量生产转为兜底调节，利用小时数逐年下降，单位发电分摊的固定成本越来越高；同时，高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性日益凸显，常规火电机组被新能源机组大规模替代导致系统转动惯量减少、电力系统保持频率和电压稳定的能力下降，电力系统辅助调节服务需求大幅增加。

2023 年，发改委和能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号），将煤电单一制电价调整为两部制电价，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逐步调整，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值。煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元，2024-2025 年，多数地区回收 30% 固定成本；2026 年起，全国回收比例不低于 50%。

2025 年，发改委和能源局发布《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411 号），明确按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，优化各类电力辅助服务市场价格形成机制，健全电力辅助服务费用传导机制，充分调动可调节资源主动参与系统调节积极性，服务新型电力系统建设。

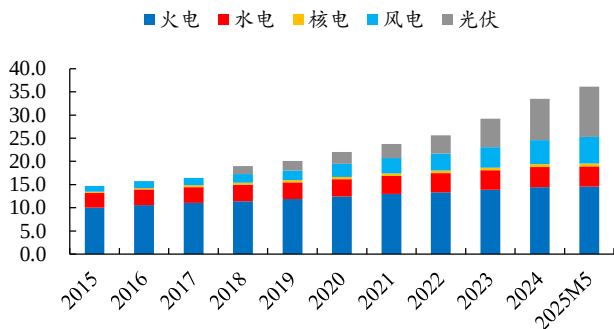
随着容量补偿、辅助服务市场弥补电力可靠性价值、灵活性价值传导机制的缺失或不完善的问题，煤电商品属性有望逐步还原。未来煤电从主力电源向辅助电源转型，随着利用小时下降，煤电行业盈利水平对上游煤价和下游电价的敏感性有望逐渐降低。同时，根据中电联发布的《煤电机组灵活性运行与延寿运行研究》，截至 2019 年底，我国煤电机组平均服役年限为 12 年；据此推断，我国煤电机组平均服役年限将于“十五五”期间接近 20 年折旧年限，折旧到期后容量电价将成为煤电重要利润来源。随着辅助服务市场的逐步完善，辅助服务收入有望覆盖机会成本、改造投入与边际燃料成本并带来合理收益。

图1：容量补偿和辅助服务收益逐渐替代电量收益，还原火电商品属性，保障运营商合理收益



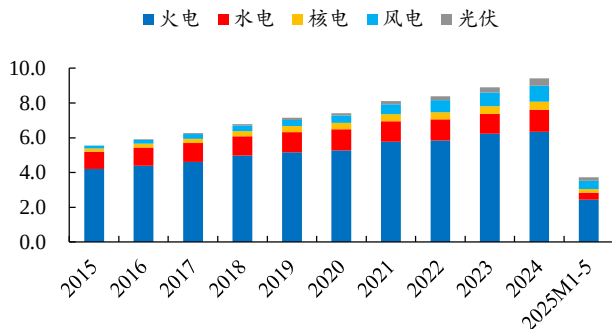
从电力供给结构来看，能源转型持续推进，火电装机容量和发电量占比逐年下降。2025 年 4 月，全国风光装机历史性超过火电装机；截至 2025 年 5 月末，全国火电装机 14.57 亿千瓦，在电力装机结构中占比 40.4%，较 2020 年末下降 16.2%；2025 年 1-5 月，全国火电发电量 2.44 万亿千瓦时，在全国发电量总额中占比 73.2%，较 2020 年下降 7.6%。

图2：截至 2025 年 5 月，全国火电装机容量 14.57 亿千瓦，在电源装机结构中占比 40.4%（单位：亿千瓦）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图3：2025 年 1-5 月，全国火电发电量 2.44 万亿千瓦时，在全国发电量总额中占比 73.2%（单位：万亿千瓦时）

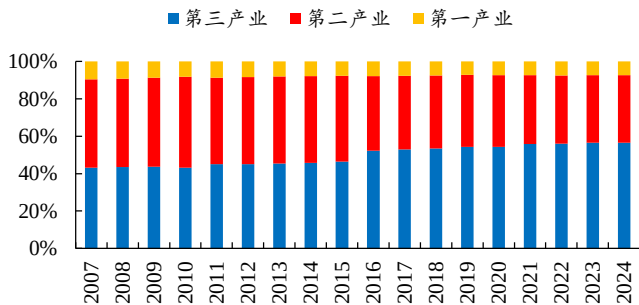


数据来源：Wind、开源证券研究所

从电力需求来看，能源消费电气化转型和产业转型共同推动电力消费弹性上升，电力需求持续较快速增长。2015 年供给侧改革以来，我国第三产业 GDP 占比逐年上升，由 2015 年的 46.4%提升至 2024 年的 56.4%。第三产业电力消费弹性系数较第二产业更高，产业转型带动电力消费弹性上升，2008-2015 年，全国电力消费弹性系数均值 0.61，2026-2024 年，全国电力消费弹性系数均值 0.99。2024 年，全国全社会用电量 9.85 万亿千瓦时，同比增长 6.8%。

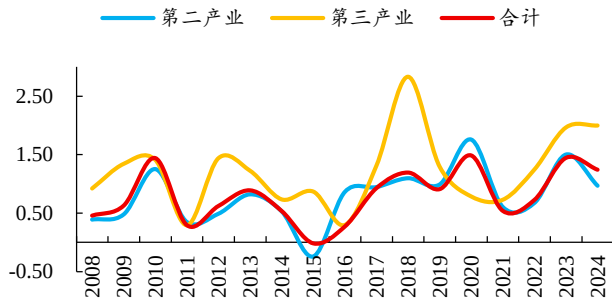
新兴电力需求场景与极端气候现象增多导致全国最大用电负荷快速增长。2024 年全国统调最高用电负荷达 14.5 亿千瓦，同比增长 8.3%。据中电联预计，2025 年全国全社会用电量 10.4 万亿千瓦时，同比增长 6%左右；全国统调最高用电负荷 15.5 亿千瓦左右，同比增长 6.9%。以 2020 年为基数，十四五期间全社会用电量 CAGR 约 6.8%，全托统调最高负荷 CAGR 约 7.6%。

图4：2015 年以来，第三产业 GDP 贡献度呈上升趋势



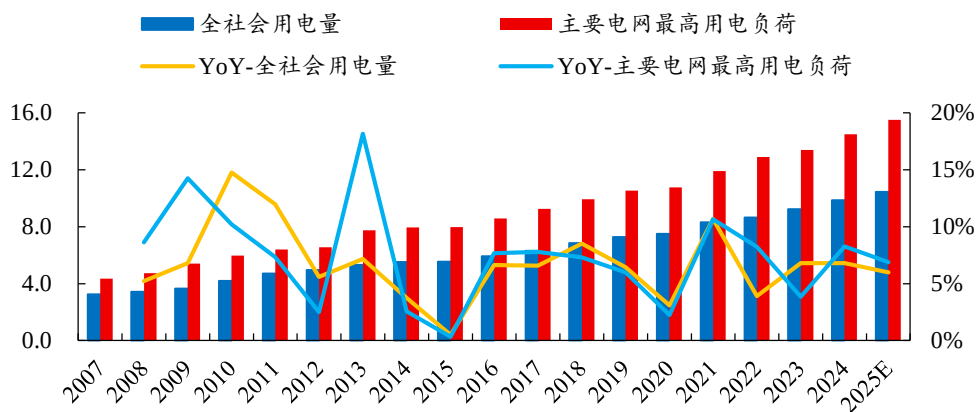
数据来源：Wind、开源证券研究所

图5：2015 年以来，全国电力需求弹性系数波动上升



数据来源：Wind、开源证券研究所

图6：全社会用电量和全国最大用电负荷持续增长（单位：亿千瓦、亿千瓦·时）



数据来源：Wind、中电联、开源证券研究所

从电力电量供需平衡表来看，“十五五”乃至更长时期里全国将呈现电量（能量）供需宽松，电力（功率）供需偏紧的格局。

假设“十五五”期间全国最大用电负荷 CAGR 约为 4.1%；此处引入保证出力系数（可控功率维度表征机组顶峰发电能力），假设火电、水电、抽水蓄能、核电、生物质能发电的置信容量系数均为 1.0，风电、光伏发电保证出力系数分别为 0.1、0.0；随着新能源装机维持快速增长、装机占比逐年提升，电力系统备用率（保证出力容量/最大电力负荷-1）持续下降，电力供需趋紧，系统灵活性资源稀缺性愈发凸显；此外，在惯性机组中，火电选址要求低于水电和核电且建设周期较短，从电力供需的平衡角度出发，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长，通过新建 60 到 100 万千瓦的大型机组和淘汰 30 万千瓦以下机组来实现。

表1：考虑电力供需平衡，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长

电力供需平衡表	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会用电量	亿千瓦·时	75110	83128	86372	92241	98521	103940	109085	113944	118513	122790	126777
YoY		3.1%	10.3%	3.6%	6.7%	6.8%	5.5%	5.0%	4.5%	4.0%	3.6%	3.2%
用电量年增长	亿千瓦·时		8018	3244	5869	6280	5419	5145	4860	4569	4277	3988
统调最大负荷	亿千瓦	10.76	11.92	12.90	13.40	14.50	15.50	16.52	17.54	18.58	19.62	20.67
YoY		2.3%	10.8%	8.2%	3.9%	8.2%	6.9%	6.6%	6.2%	5.9%	5.6%	5.3%
最大负荷年增长	亿千瓦		1.16	0.98	0.50	1.10	1.00	1.02	1.03	1.04	1.04	1.05
火水核备用率 (不含抽蓄)		45.6%	36.4%	28.9%	28.2%	22.5%	20.4%	18.2%	15.6%	12.5%	9.6%	7.1%
全电源备用率(含风电抽蓄生物质能)		53.9%	45.4%	38.5%	38.6%	33.3%	32.0%	30.5%	28.6%	26.2%	24.0%	22.0%
累计装机容量 (全电源合计)	亿千瓦	21.62	23.35	25.08	28.64	32.88	37.49	41.84	45.84	49.47	52.85	56.01
燃煤	亿千瓦	10.80	11.09	11.24	11.65	11.95	12.55	13.05	13.45	13.75	14.05	14.35
燃气	亿千瓦	0.98	1.09	1.15	1.26	1.44	1.64	1.84	2.04	2.14	2.24	2.34
常规水电	亿千瓦	3.39	3.55	3.68	3.71	3.77	3.82	3.92	4.02	4.12	4.22	4.32
抽水蓄能	亿千瓦	0.31	0.36	0.46	0.51	0.59	0.69	0.79	0.89	0.99	1.09	1.19
核电	亿千瓦	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.65	0.71	0.77	0.89	1.01	1.13
风电	亿千瓦	2.82	3.28	3.65	4.41	5.21	6.31	7.46	8.67	9.95	11.29	12.69

电力供需平衡表	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
光伏	亿千瓦	2.53	3.07	3.93	6.09	8.87	11.37	13.57	15.47	17.07	18.37	19.37
生物质能	亿千瓦	0.30	0.38	0.41	0.44	0.46	0.48	0.51	0.54	0.57	0.60	0.63
年新增装机容量 (全电源合计)	亿千瓦	1.91	1.73	1.73	3.56	4.25	4.61	4.35	4.00	3.62	3.39	3.15
燃煤	亿千瓦	0.39	0.29	0.15	0.41	0.30	0.60	0.50	0.40	0.30	0.30	0.30
燃气	亿千瓦	0.08	0.11	0.06	0.11	0.18	0.20	0.20	0.20	0.10	0.10	0.10
常规水电	亿千瓦	0.13	0.16	0.13	0.03	0.06	0.05	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
抽水蓄能	亿千瓦	0.01	0.05	0.10	0.05	0.08	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
核电	亿千瓦	0.01	0.03	0.02	0.01	0.04	0.04	0.06	0.06	0.12	0.12	0.12
风电	亿千瓦	0.72	0.47	0.37	0.76	0.79	1.10	1.16	1.21	1.27	1.34	1.40
光伏	亿千瓦	0.49	0.53	0.86	2.17	2.77	2.50	2.20	1.90	1.60	1.30	1.00
生物质能	亿千瓦	0.07	0.08	0.03	0.03	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

数据来源：Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所

不考虑规模以下发电机组和系统损耗电量，假设发电量与全社会用电量相等；燃气发电、水电、生物质能发电利用小时数保持稳定；假设核电小幅参与调峰，利用小时数逐年小幅下降；风电尽管存在优质风场资源有限限制，但是考虑风机大型化和海风开发，利用小时数趋于稳定；光伏受限于消纳条件，利用小时数逐年小幅下降。从电量供需平衡角度测算，考虑容量市场和辅助服务市场顺利建成且机制公允，预计“十五五”期间火电利用小时数逐年小幅下降，预计将于 2030 年下降至 3500 左右。

表2：考虑电量供需平衡，火电利用小时数或将于 2030 年前后下降至 3500 左右

电量供需平衡表	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会发电量 (全社会用电量)	亿千瓦时	75110	83128	86372	92241	98521	103940	109085	113944	118513	122790	126777
燃煤	亿千瓦时	45462	50430	52312	54073	53930	53320	52573	51928	51169	50426	49662
燃气	亿千瓦时	2566	3056	2790	3060	3395	4583	5143	5703	5983	6263	6543
常规水电	亿千瓦时	12955	12858	12546	11611	12627	12606	12936	13266	13596	13926	14256
核电	亿千瓦时	3718	4155	4229	4365	4673	4959	5383	5800	6662	7511	8349
风电	亿千瓦时	5836	7332	8116	9820	11077	13244	15670	18217	20891	23699	26647
光伏	亿千瓦时	3246	3660	5249	7838	10736	13308	15341	16871	17933	18565	18801
生物质能	亿千瓦时	1326	1637	1129	1475	2083	1920	2040	2160	2280	2400	2520
利用小时数 (全电源综合)	小时	3474	3560	3445	3221	2996	2772	2607	2486	2396	2323	2264
燃煤	小时	4210	4547	4653	4642	4513	4249	4029	3861	3721	3589	3461
燃气	小时	2618	2814	2429	2436	2363	2800	2800	2800	2800	2800	2800
常规水电	小时	3827	3622	3412	3133	3349	3300	3300	3300	3300	3300	3300
核电	小时	7453	7802	7616	7670	7683	7650	7600	7550	7500	7450	7400
风电	小时	2073	2232	2221	2225	2127	2100	2100	2100	2100	2100	2100
光伏	小时	1281	1194	1337	1286	1211	1171	1131	1091	1051	1011	971
生物质能	小时	4492	4310	2732	3341	4529	4000	4000	4000	4000	4000	4000

数据来源：Wind、开源证券研究所

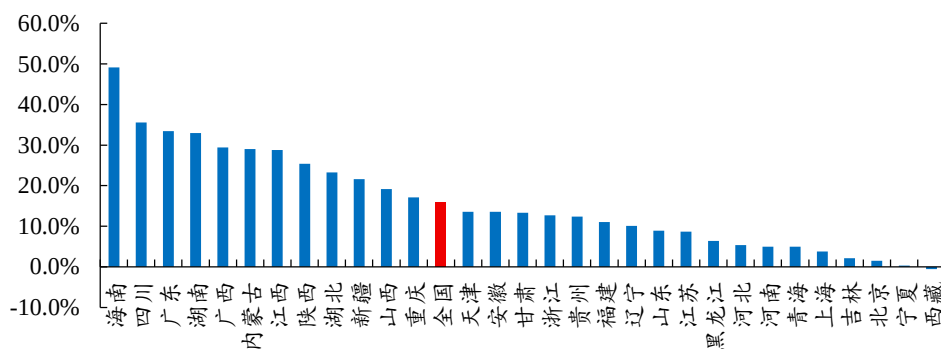
2、短期催化：点火价差基本触底，部分煤电企业盈利弹性大

短期内由于容量电价水平固定、辅助服务市场容量较小，影响煤电行业盈利能力的核心因素依旧为利用小时数和点火价差（税后电价与燃料成本之差）。

2.1、预计未来 2-3 年内西南地区 and 北方主要产煤区火电供需仍偏紧

利用小时数变动反映火电供需情况，火电供需趋紧的省份利用小时数相应上升，火电供需宽松的省份利用小时数相应下降。考虑各省 6000 千瓦及以上火电装机容量，以 2020 年为基数，截至 2024 年末，全国共有 10 个省/市火电装机容量增长超过 20%，其中，海南火电装机增长 49.1%，四川火电装机增长 35.6%，广东、湖南、广西、内蒙古、江西 5 省火电装机增长约 30%。

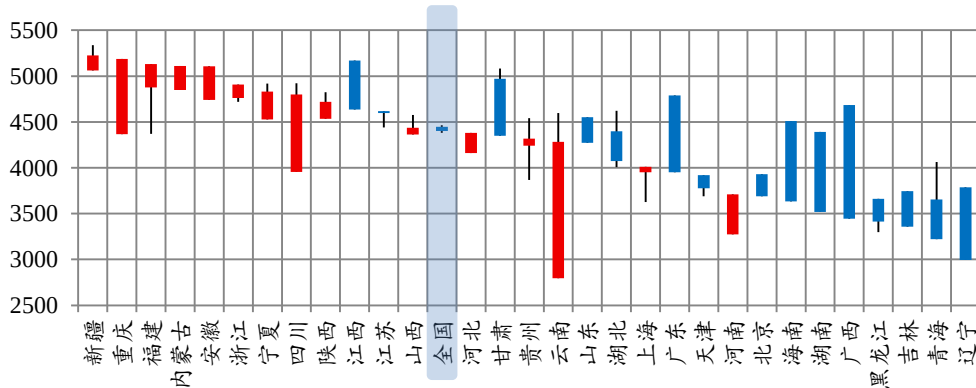
图7：从各省火电装机容量变动来看，2021-2024 年多省火电装机大幅增长



数据来源：Wind、开源证券研究所（注：以 2020 年末装机容量为基数；不含西藏）

从各省火电利用小时数变动来看，西南（重庆、四川、云南）火电供需严重趋紧，利用小时数大幅提升；北方主要产煤区（新疆、内蒙古、宁夏、陕西、山西、河北）和东部地区（福建、安徽、浙江、江苏）火电供需偏紧，利用小时数在较高基数上保持稳定或小幅提升；新增火电装机较多的省份（江西、广东、海南、湖南、广西）火电供需趋于宽松，火电利用小时数大幅下降。

图8：从各省火电利用小时数来看，“十四五”期间西北和西南多地火电供需趋紧

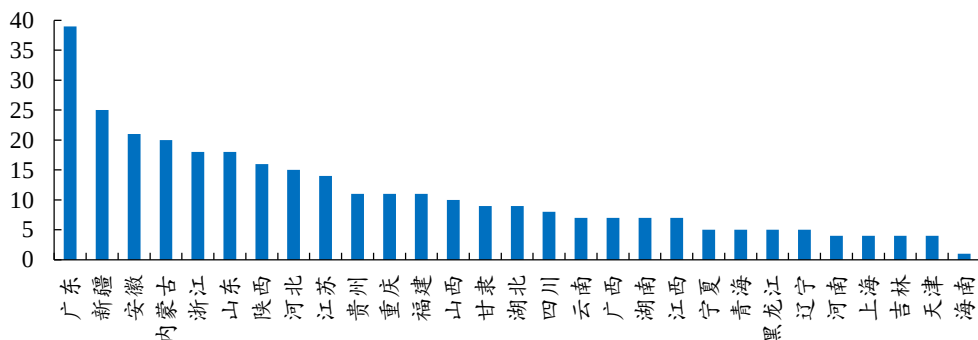


数据来源：Wind、开源证券研究所

注：以 2021-2024 年各省火电利用小时数数据绘制蜡烛图，并以 2024 年利用小时数从大到小排列；红色柱表示 2024 年利用小时数高于 2021 年利用小时数，蓝色柱反之；不含西藏。

从各省拟建、在建火电项目数量来看，未来 2-3 年内，西南地区 and 北方主要产煤区火电供需或仍偏紧，东部地区火电供需或实现紧平衡，广东火电供需或持续趋于宽松。据北极星电力网统计，2024 年至 2025 年 2 月底，共有 29 个省份 320 个火电项目拟建、在建。总体来看，广东、新疆等 12 省项目数量超 10 个，占全国项目的比例的 72%。局部来看，广东项目数量和装机规模均远超其他省份，在建、拟建火电项目数量 38 个，总装机量超 1800 万千瓦；新疆项目数量 27 个；内蒙古、安徽项目数量约 20 个。考虑到三北地区新增火电项目主要是大基地配套调峰火电和少量煤电联营项目，预计在本轮火电项目投产后供需仍偏紧。

图9：2024 年至 2025 年 2 月底，全国共有 29 个省份 320 个火电项目拟建、在建



数据来源：北极星电力网、开源证券研究所

2.2、现货煤价回落至基准价水平，火电企业盈利显著改善

在电力现货市场建设之前，我国火电上网电价形成机制主要经历了还本付息电价、经营期电价、标杆电价以及市场化电价四个阶段。

1985 年后，改革开放促进了我国经济的高速发展，为了调动各方特别是社会资本投资电力工业的积极性，我国打破“完全管制电价”的制度，采用了“还本付息”电价机制，规定利用贷款建设的集资电厂或机组在还本付息期间，按照成本、税金、具有还本付息能力和获取合理利润的原则核定上网电价，电力工业得到发展。

1997 年，电力供需矛盾形势有所缓和，电价机制由“还本付息电价”转为“经营期电价”，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定上网电价。

2002 年，国务院下发《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5 号文件），电力工业开始进行厂网分开、主辅分离，2003 年 7 月，国务院办公厅《关于印发电价改革方案的通知》（国办发〔2003〕62 号）提出了上网电价、输配电价、销售电价的改革目标和电价管理原则，而后随之出台了相关的配套实施办法，我国燃煤上网电价开始实行事前核定“标杆电价”，并建立了煤电联动机制。

2019 年 10 月，国家发展改革委下发《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，将燃煤发电标杆上网电价和煤电联动机制转为“基准价+上下浮动”的市场化机制，浮动比例定为上浮 10%、下浮 15%。而后煤价出现急剧上涨，2021 年，国家发展改革委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号），放开所有燃煤发电进入市场，同时将浮动比例调整为上下浮动 20%。需要强调的是，当前的市场化机制的本质为“有管理的市场化电价”，电价波动区间受政策限制，并没有实现由供需定价的真正市场化。

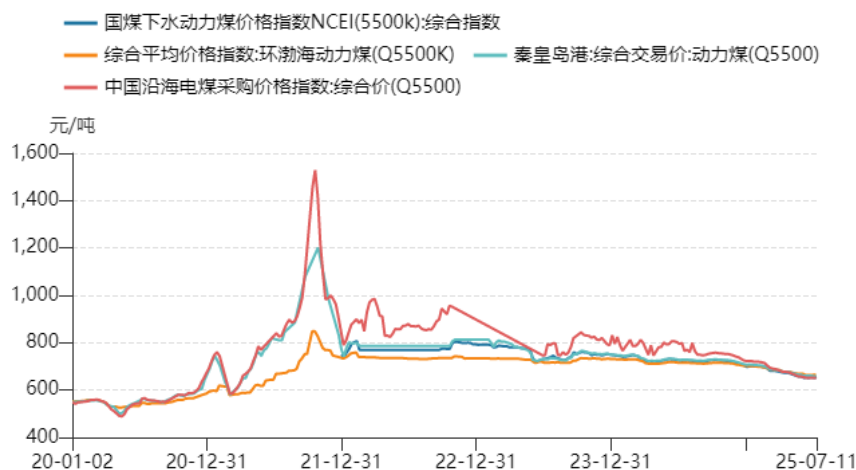
表3：煤电的上网电价机制从还本付息电价到“基准价+上下浮动”的市场化电价

电价机制	政策文件	主要内容
还本付息电价 (1985-1997)	《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》(国发〔1985〕72号)	集资办电阶段，贷款建设的集资电厂或机组在还本付息期间， 按照成本、税金、具有还本付息能力和获取合理利润的原则核定上网电价
经营期电价 (1997-2002)	《国家计委关于规范电价管理有关问题的通知》(计价格〔2001〕701号)	按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定上网电价， 统筹考虑了引导电源投资与抑制电价水平的上涨
标杆电价 (2002-2019)	《关于建立煤电价格联动机制的意见》(发改价格〔2004〕2909号) 《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》(发改价格〔2015〕3169号)	建立煤、电价格联动机制，以不少于6个月为一个煤电价格联动周期，电力企业消化30%煤价上涨因素的方式测算调整上网电价和销售电价 明确以中国电煤价格指数2014年各省(价区)平均价格作为基准煤价，与之对应的上网电价为基准电价， 设立煤价联动区间，区间内实行累退联动 ，煤炭价格波动幅度越大，联动的比例系数越小
基准价+上下浮动 (2020-2023)	《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》(发改价格规〔2019〕1658号) 《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)	从2020年1月1日起不再实行煤电标杆电价，改为 “基准价+上下浮动”的市场化价格机制 ，基准价按当地现行煤电标杆电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，现货交易不受限制 将燃煤发电市场交易价格上下浮动范围扩大为20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，现货交易不受浮动限制

资料来源：政府官网、中国电力企业管理公众号、开源证券研究所

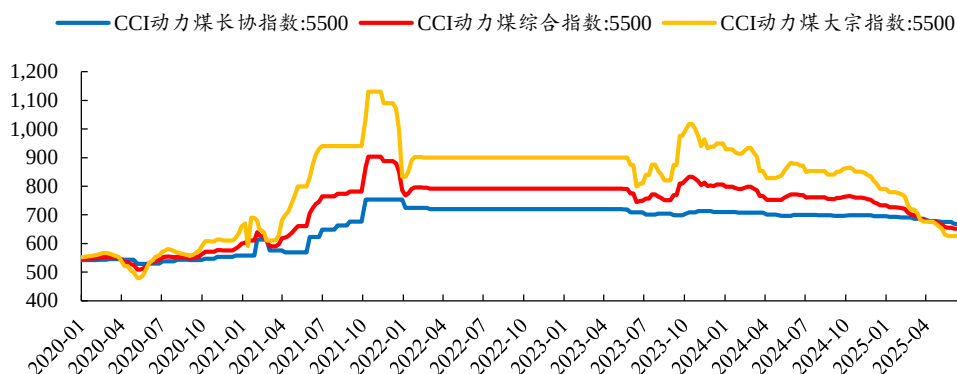
电煤贸易合同以中长期合同为主，鼓励“淡储旺用”。根据国家发改委《关于做好2025年电煤中长期合同签订履约工作的通知》，发电企业以2023年11月-2024年10月的国内耗煤量(总耗煤量扣除进口煤使用量)为基数，根据上网电量按比例核算。发电企业合同签订量不应低于签约需求的80%，鼓励根据供需情况多签、签实。同时，供需企业应在协商一致基础上，将年度电煤中长期合同细化分解到月，鼓励“淡储旺用”，原则上淡季月份分解量不低于旺季分解量的80%。

电煤中长期合同价格采用“基准+浮动”的形成机制，基准价与浮动价权重各50%，2023-2025年下水动力煤(5500)中长期合同基准价维持在675元/吨。浮动价采用全国煤炭交易中心综合价格指数(NCEI)、环渤海动力煤综合价格指数(BSPI)、秦皇岛动力煤综合交易价格指数(CCTD)、中国电煤采购价格指数(CECI)上月最后一期综合价格的算数平均值。“基准价+浮动价”由全国煤炭交易中心根据价格机制按月测算和发布。2023年末至2025年初、2025年初至2025年6月末，四项电煤价格指数均值下降约50元/吨；截至2025年6月末，四项电煤价格指数均值657元/吨，低于中长期合同基准价675元/吨。

图10：2025 年初至 2025 年 6 月末，四项电煤价格指数均值下降约 50 元/吨


数据来源：Wind

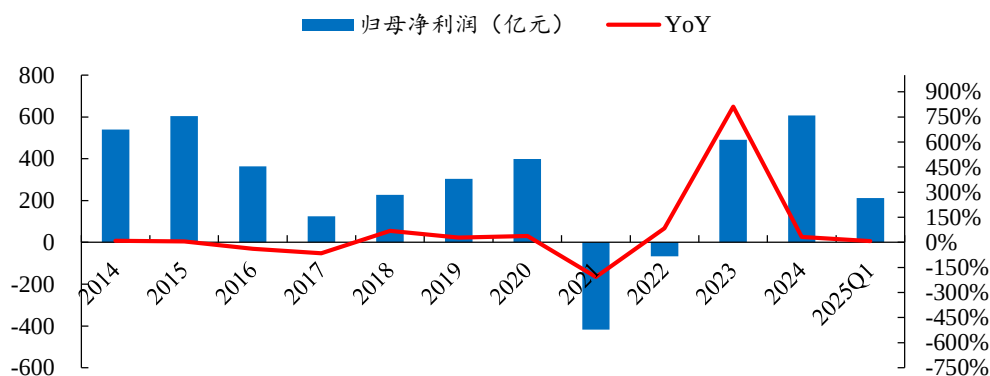
2023 年末以来，动力煤大宗价格持续下降，截至 2025 年 6 月末，CCI 动力煤综合价格与大宗价格指数均已跌破长协价。2025 年二季度 CCI 动力煤（5500）大宗价格指数（反映现货价格水平）均值为 641 元/吨，同比下降 213 元/吨，环比下降 100 元/吨；截至 2025 年 6 月末，大宗价格指数报 631 元/吨，长协价格指数报 669 元/吨。

图11：2021 年末至今，动力煤价格整体呈逐渐下降趋势


数据来源：Wind、开源证券研究所

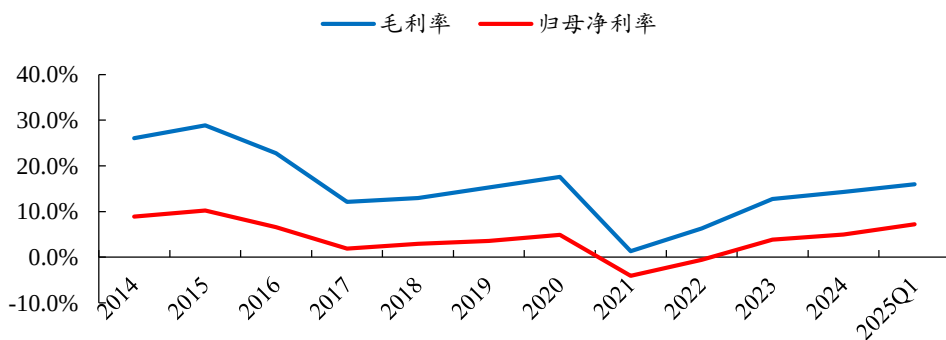
2021-2022 年，煤炭供需失衡叠加地缘政治冲突，全球能源价格大幅上涨，煤炭价格屡创新高，而煤电上网电价仅 10% 的浮动范围限制导致煤电行业陷入大面积亏损。2021 年 10 月国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号），将煤电上网电价浮动范围放宽至 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 的限制，一定程度上缓解了煤电企业的经营困境。

2023 年火电行业全面实现扭亏，2024 年业绩持续增长，2025 年全年行业盈利有望进一步改善。2022 年以来煤炭价格逐渐回落，行业燃料成本压力缓解，经营业绩修复，2023 年火电行业全面实现扭亏。2024 年，火电行业实现归母净利润 606.98 亿元，同比增长 33.2%；2025 年一季度，火电行业实现归母净利润 212.06 亿元，同比增长 7.8%。

图12：2023 年火电行业全面实现扭亏，2025 年一季度业绩持续增长


数据来源：Wind、开源证券研究所

行业盈利能力持续修复。2024 年火力发电行业毛利率/归母净利率 14.3%/5.0%，同比提升 1.6pct/1.1pct；2025 年一季度，行业毛利率/归母净利率 16.0%/7.2%，同比提升 1.8pct/1.1pct。

图13：火电行业盈利能力持续修复


数据来源：Wind、开源证券研究所

2.3、煤价下行幅度超电价下行幅度，北方多省点火价差同比提升

2015 年，国家发改委发布《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》（发改价格〔2015〕3169 号）明确以中国电煤价格指数 2014 年各省（价区）平均价格作为基准煤价，与之对应的上网电价为基准电价；各省电煤到厂价指数（5000 动力煤）按月发布。2019 年，国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号），明确从 2020 年 1 月 1 日起不再实行煤电标杆电价，改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，各省电煤到厂价停止披露。

为量化各省煤电燃料成本，我们以 2019 年 12 月为基期，假设到厂煤中 85% 为长协煤，15% 为现货煤，通过 CCI 大宗和 CCI 长协价格指数区间变动幅度来估算 2020 年至今各省电煤到厂价水平，即：

$$\text{电煤到厂价区间变动幅度} = 85\% \times \text{CCI 长协变动幅度} + 15\% \times \text{CCI 大宗变动幅度}$$

尽管电力市场中年度长协交易占比更高，但是由于该电价数据不透明，我们重点关注变化方向和幅度而非绝对额，除山东、江苏、广东三省使用市场化交易均价之外，其余各省电价采用电网代理购电价格和容量电价加权来表征；根据各省电价、省内累计供电煤耗和电煤到厂价计算点火价差。自 2024 年起，火电容量电价从电量

电价中独立出来单独补贴，为保持前后数据可比性，我们在 2024-2025 年代理购电价格基础上增加了容量电价部分；各省容量电价折合度电水平计算方式为：各省当期容量电价补贴/各省当期火电利用小时数。

从历史数据来看，各省点火价差数据存在较大差异。北方产煤区（山西、内蒙古、新疆、陕西）、环渤海地区（河北、天津、辽宁）、中部地区（河南、湖南、湖北）以及东部地区（上海、江苏、浙江、广东）点火价差较高；水电大省四川、云南、青海代理购电价格受水电价格影响较大，点火价差可能失真；广西点火价差偏低且波动较大。从边际变化来看，北方主要产煤区、环渤海地区、中部地区多数省份点火价差同比有所提高；东南沿海地区多数省份点火价有所下降。

表4：2025 上半年大部分北方产煤区点火价差有所提高（单位：元/兆瓦时）

省（市、区）	2022H1	2022	2023H1	2023	2024H1	2024	2025H1	2025H1 同比变动	2025H1 较 2024 全年
海南	210.30	192.66	212.97	210.89	224.40	208.82	213.85	-10.55	5.03
山西	126.36	139.77	164.84	143.71	136.89	136.93	162.11	25.22	25.19
天津	158.93	152.87	169.40	139.78	133.65	126.33	161.97	28.32	35.64
冀北	110.45	115.92	115.16	121.39	141.37	132.03	157.54	16.17	25.51
蒙西	121.15	122.79	121.73	118.15	120.75	120.87	157.07	36.32	36.20
上海	179.44	192.72	210.59	156.82	161.28	154.93	153.25	-8.03	-1.68
河北	82.72	96.90	132.89	119.77	137.69	125.31	148.06	10.36	22.74
辽宁	84.67	67.28	76.23	67.17	113.28	105.44	132.24	18.96	26.80
重庆	38.25	69.70	110.54	101.02	111.06	118.12	128.97	17.90	10.85
河南	108.35	107.35	136.22	115.92	106.83	103.98	126.76	19.93	22.79
蒙东	116.70	110.14	104.04	102.59	92.46	94.45	123.44	30.98	28.99
江苏	119.22	117.72	118.66	117.61	125.56	125.31	113.90	-11.67	-11.41
湖南	40.85	65.38	103.11	101.47	99.83	97.57	112.82	13.00	15.25
新疆	79.62	79.51	88.20	85.24	88.86	91.86	111.71	22.86	19.86
吉林	98.13	86.44	108.38	96.33	114.72	101.30	109.56	-5.15	8.26
浙江	131.67	136.99	153.59	142.35	139.43	129.45	109.51	-29.91	-19.94
福建	65.77	82.35	78.74	89.48	103.19	104.42	105.61	2.42	1.19
陕西	87.13	111.21	139.47	120.03	124.69	126.64	101.71	-22.98	-24.93
贵州	34.88	50.56	101.91	90.97	93.90	62.87	99.92	6.01	37.05
江西	77.44	77.11	91.15	87.02	81.11	81.47	94.01	12.90	12.54
宁夏	52.48	53.59	49.07	49.32	77.10	77.48	85.94	8.84	8.45
安徽	81.79	84.72	89.05	87.16	87.53	90.36	85.69	-1.85	-4.67
黑龙江	70.87	62.99	70.46	61.12	82.85	75.64	85.28	2.43	9.63
湖北	90.90	114.57	136.60	119.06	100.50	104.41	79.39	-21.10	-25.02
山东	33.32	27.83	28.66	22.26	50.39	53.09	73.08	22.68	19.98
广东	144.52	148.69	154.68	137.30	97.43	80.79	67.15	-30.28	-13.64
四川	17.06	6.57	51.33	10.30	57.34	20.96	55.69	-1.65	34.73
甘肃	27.50	14.28	38.50	25.97	45.03	24.55	36.71	-8.32	12.16
青海	-127.95	-98.50	-69.41	-60.04	-10.13	-19.26	21.18	31.31	40.44
云南	-97.16	-103.70	-58.30	-73.29	-9.98	15.93	14.75	24.74	-1.18
广西	-115.98	-98.83	-28.88	-5.40	38.32	13.95	1.84	-36.48	-12.11

数据来源：Wind、广东电力交易中心等、开源证券研究所（注：2025 年 6 月当月各省火电利用小时数未公布，使用上年同期值代替。）

由于 2024 年暖冬叠加闰年高基数,2025 上半年火电利用小时数同比有所下滑;从单位装机的点火差收益(点火差×利用小时)的边际变化来看,2025 上半年,北方产煤区和环渤海地区的多数省份单位装机点火差收益同比仍有所提升,点火差的提高冲抵了利用小时数下降的影响,火电机组盈利同比向好;东部沿海地区火电盈利能力承压,江苏、浙江、广东火电单位装机收益下降较多。

表5：北方产煤区和环渤海地区的多数省份单位装机点火差收益同比有所提升（单位：元/千瓦）

省（市、区）	2022	2023	2024	2022H1	2023H1	2024H1	2025H1	2025H1 同比变动
海南	739.62	777.75	670.46	386.94	383.99	396.74	370.37	-26.37
蒙西	614.82	598.30	528.99	297.06	297.74	295.47	348.41	52.94
山西	627.56	657.47	519.03	260.68	356.71	293.35	325.95	32.60
冀北	489.39	528.07	490.05	230.40	237.69	301.82	320.20	18.38
重庆	332.19	496.10	466.54	78.48	277.44	264.55	314.23	49.68
河北	409.11	521.02	460.61	172.55	274.29	293.97	300.92	6.95
蒙东	551.47	519.54	394.04	286.15	254.49	226.26	273.83	47.57
上海	699.00	590.26	532.67	286.39	372.74	292.40	273.76	-18.64
新疆	407.55	454.99	391.60	201.27	231.35	231.21	261.10	29.90
天津	563.93	534.81	388.56	278.92	311.52	245.24	252.37	7.13
浙江	646.59	679.60	546.86	277.16	345.58	302.41	235.37	-67.05
江苏	522.55	534.19	487.37	248.33	250.02	271.09	227.78	-43.31
贵州	195.46	413.03	182.91	63.28	233.59	198.32	226.90	28.57
福建	359.87	428.17	447.40	122.20	164.79	236.92	218.29	-18.62
河南	389.25	408.29	239.62	184.63	215.63	190.69	211.48	20.79
陕西	536.59	572.31	509.05	200.39	322.86	284.29	209.01	-75.28
江西	372.60	404.04	289.29	169.83	198.43	173.90	198.73	24.83
宁夏	263.53	242.27	285.77	119.66	108.85	179.87	198.11	18.23
辽宁	228.89	217.82	227.05	140.90	114.11	159.49	192.93	33.43
安徽	414.60	443.66	372.84	191.07	209.80	213.85	190.50	-23.34
湖南	269.94	427.09	197.11	66.99	218.18	145.25	175.15	29.91
吉林	297.52	348.41	251.75	167.11	185.65	183.32	167.15	-16.16
湖北	529.67	476.96	336.83	182.43	294.51	184.11	148.06	-36.05
黑龙江	207.67	215.98	169.57	114.73	121.68	137.11	145.93	8.82
山东	122.89	96.44	138.28	72.71	59.93	103.81	139.00	35.19
广东	619.00	571.04	230.67	266.93	315.24	182.10	119.47	-62.63
四川	28.41	50.70	-45.42	38.48	142.74	145.07	119.10	-25.97
甘肃	72.58	121.47	18.31	67.00	87.28	93.92	79.42	-14.50
云南	-311.19	-337.00	-77.81	-137.57	-131.05	-23.47	34.27	57.74
青海	-400.12	-241.77	-208.05	-257.95	-157.63	-17.29	30.44	47.73
广西	-388.12	-25.14	-97.94	-205.64	-67.34	73.08	2.85	-70.23

数据来源：Wind、广东电力交易中心等、开源证券研究所（注：2025 年 6 月当月各省火电利用小时数未公布，使用上年同期值代替。）

3、长期演绎：调节价值重估，周期属性弱化，盈利稳定性有望提高

电力现货市场中，电能量价格由系统根据发电侧申报量价信息及用户侧申报数据（或者负荷预测数据），以发电成本最小化为目标计算得出，价格形成机制为供需定价。开展电力现货市场建设后，上网电价按照电力商品的不同维度属性开始细化，由“综合性上网电价”向“电能量+有效容量+调节服务”电价体系转变。2023年11月，国家发展改革委、国家能源局发布了《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），将有效容量价值从电能量价格中剥离，进行单独定价、单独结算，通过补偿固定成本的方式激励煤电投资，并推动煤电机组向保障性电源转变。2024年2月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号），对辅助服务市场进行全流程的规范。至此，电力商品“电能量+有效容量+调节服务”的价格体系在国家政策层面予以确定，发电侧上网电价市场化形成机制的顶层设计完成闭环。

3.1、容量电价保障煤电固定成本回收，折旧到期后利润可观

容量电价将有效容量价值从电能量价格中剥离，进行单独定价、单独结算，通过补偿固定成本的方式激励煤电投资，并推动煤电机组向保障性电源转变。随着新能源渗透率逐渐提高，煤电的功能需要从电量生产转为兜底调节，利用小时数逐年下降，单位发电分摊的固定成本越来越高，容量电价机制对净发电空间内无法回收的固定成本进行补偿。2023年，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》，将煤电单一制电价调整为两部制电价，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逐步调整，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行。

2024-2025年，多数地区回收30%固定成本，部分转型较快地区（如新能源高占比省份）回收50%；2026年起，全国回收比例不低于50%。

表6：煤电容量电价全国统一标准为每年每千瓦330元

项目	内容
实施范围	合规在运的公用煤电机组
价格水平	全国统一标准每年每千瓦330元，各省根据实际情况确定执行比例
电费分摊机制	纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算
考核机制	无法按调令实行的煤电机组，月内发生两次扣减当月容量电费的10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%

资料来源：政府官网、开源证券研究所

3.2、辅助服务市场补贴煤电灵活性价值

电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡等服务；电力辅助服务市场是指经营主体通过市场化机制提供辅助服务，并基于市场规则获取相应收益的市场运行机制。

2024 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》(发改价格〔2024〕196 号)，提出不断完善辅助服务价格形成机制，并明确辅助服务价格合理上限。其中，**调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价；调频性能系数最大不超过 2，调频里程出清价格上限不超过每千瓦 0.015 元；备用服务价格上限不超过当地电能量市场价格上限。**

2025 年 4 月，国家能源局综合司发布《电力辅助服务市场基本规则》(发改能源规〔2025〕411 号)，明确按照“**谁提供、谁获利，谁受益、谁承担**”原则，优化各类电力辅助服务市场价格形成机制，健全电力辅助服务费用传导机制，充分调动可调节资源主动参与系统调节积极性，构建统一规范的电力辅助服务市场体系，服务新型电力系统建设。

火电企业为辅助服务市场主要获益主体。根据国家能源局的数据，截至 2023 年 6 月底，全国发电装机容量约 27.1 亿千瓦，其中参与电力辅助服务的装机约 20 亿千瓦；2023 年上半年，全国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费的 1.9%；按价格形成机制分类，市场化补偿费用 204 亿元，占比 73.4%，固定补偿费用 74 亿元，占比 26.6%；按辅助服务类型分类，调峰补偿 167 亿元，占比 60.0%，调频补偿 54 亿元，占比 19.4%，备用补偿 45 亿元，占比 16.2%；按电源侧发电主体分类，火电企业获得补偿 254 亿元，占比 91.4%。

表7：《电力辅助服务市场基本规则》明确辅助服务市场各项运行规则

项目	内容
市场经营主体	满足电力市场需求，具备可观、可测、可调、可控能力，主要包括 火电、水电、新型经营主体等可调节资源
辅助服务品种	调峰服务 是指经营主体为跟踪系统负荷的峰谷变化和可再生能源的出力变化，根据调度指令或出清结果调整发电功率（包括设备启停）所提供的服务； 调频服务 是指经营主体为减少系统频率偏差（或联络线控制偏差），通过调速系统、自动功率控制等所提供的服务，主要为二次调频服务； 备用服务 是指为满足系统安全运行需要，经营主体通过预留调节能力，并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务； 爬坡服务 是指经营主体为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的经营主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。
费用产生机制	调峰服务 费用根据出清价格、中标调峰出力和实际调峰出力计算，或者出清价格和启停次数计算； 调频服务 费用根据调频里程、性能系数、出清价格等要素计算； 备用服务 费用根据中标容量、中标时间、出清价格等要素计算； 爬坡服务 费用根据中标容量、中标时间、出清价格等要素计算。
费用传导机制	按照“ 谁受益、谁承担 ”原则，结合电力现货市场建设情况，建立电力辅助服务费用传导机制； 电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用 ；电力现货市场连续运行的地区，符合规定的调频、备用等电力辅助服务费用，原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担；独立储能、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊或分享

资料来源：国家能源局、开源证券研究所

3.3、煤电项目收益率有望得到保障，折旧到期后容量电价贡献稳定收益

根据中电联《煤电机组灵活性运行与延寿运行研究》，煤电机组设计寿命一般为30年，到期后符合条件的机组可适当延寿；截至2019年末，我国现役机组平均服役年限12年。2019-2024年，我国煤电装机容量净增加1.54亿千瓦，增幅仅14.8%。据此推断，若现役煤电机组折旧年限为20年，则我国大部分现役煤电机组折旧到期时间集中在2027年前后。

以上市公司2019年发电设备当期折旧做线性外推得，截至2019年末，各公司现役发电设备折旧到期时间集中在2031年前后。2019-2024年期间，多数上市公司火电装机增幅较小，2019年之前的存量机组占主导，2030年前后现役机组折旧到期后，上市公司利润有望得到较可观的提升（上市公司2019年之前投产的火电存量机组单位造价约4.0元/瓦，建设期2年，建设期利息费用资本化，假设项目采用20年线性折旧，残值率5%，则年折旧率4.8%，年折旧金额约200元/千瓦）。

表8：现役火电大多为2019年之前的存量机组，设备折旧到期时间在2031年前后（单位：万千瓦、亿元、年）

	火电装机 (2019)	火电装机 (2024)	火电装机增幅	发电设备账 面原值 (2019)	发电设备当 期折旧 (2019)	发电设备累 计折旧 (2019)	发电设备剩 余折旧年限 (2019)	发电设备折 旧到期时间 (2019)
华能国际	9,925	10,665	7.5%	4,883	201	2,412	12	2031
华电国际	5,011	5,735	14.5%	1,693	79.5	614	14	2033
华润电力	3,097	3,826	23.5%	1,576	84	599	12	2031
大唐发电	5,128	5,381	4.9%	1,945	92	1,075	9	2028
建投能源	815	1,177	44.4%	244	12	111	12	2031
国电电力	6,874	7,463	8.6%	2,786	137	1,296	11	2030
内蒙华电	1,054	1,140	8.2%	439	19	230	11	2030
浙能电力	3,193	3,695	15.7%	856	43	530	8	2027
皖能电力	953	1,736	82.2%	199	10	89	11	2030
江苏国信	1,178	1,643	39.5%	335	13	133	15	2034
申能股份	1,048	1,183	12.9%	391	17	156	14	2033
合计/平均	38,274			15,346				2031

数据来源：各公司定期报告、开源证券研究所

考虑2019年之前投产的存量200万千瓦（3×66万千瓦或2×100万千瓦）电站；假设单位造价4.0元/瓦，建设期2年，建设期利息费用资本化；火电机组设计寿命一般为30年，到期后符合条件的机组可适当延寿；项目采用20年线性折旧，残值率5%；期间费用率3%；5500动力煤价格取中长期合同基准价675元/吨。

表9：煤电项目收益测算基本假设

运营期假设		税率假设	
折旧年限（年）	20	增值税率（%）	13%
残值率（%）	5%	城市维护建设税率	5%
煤价（5500，元/吨）	675	教育费附加费率	5%
期间费用率	3%	所得税率（%）	25%

资料来源：电规总院、开源证券研究所

电量电价部分核心假设如下：①2025 年利用小时数 4250，2030 年利用小时数减少至 3500 小时以下（根据电量供需平衡表预测）。②负荷率 50%时，平均供电煤耗 300 克/千瓦时；负荷率下降至 40%时，平均供电煤耗提高 10 克/千瓦时至 310 克/千瓦时。③考虑较悲观情景，2025-2030 年上网电价 400 元/兆瓦时（不含税，下同）。

容量电价部分核心假设如下：2025 年容量电价水平为每年每千瓦 100 元，2026 年起容量电价固定成本回收比例不低于 50%，即每年每千瓦 165 元，考虑较悲观情景，2025-2030 年煤电容量电价水平维持每年每千瓦 165 元。

辅助服务部分核心假设如下：①假设 2025 年火电最小出力 40%，每年降低 2%；理论调峰电量总量=（50%-实际负荷率）×装机容量×8760。②火电 50%以下出力才能够获得调峰补偿，30%-50%出力为非深度调峰，非深度调峰单价 100 元/兆瓦时（税后 88.5 元/兆瓦时，与 2025H1 各省点火价差中位数水平相当）。

其他假设如下：①项目建设期贷款已偿还完毕，项目财务费用为 0；②首年运维费用、人员费用等其他固定成本为每年每千瓦 200 元，运维、人员费用等其他固定成本水平随负荷率降低和最小出力运行时间增加而提高。

假设存量煤电机组自 2027 年起陆续折旧到期（我们重点关注折旧到期前后项目收益模式的变化而非折旧到期的绝对时间）。从项目利润表来看，2025-2030 年项目收入基本维持稳定，营业成本随燃煤成本减少而逐渐下降；项目折旧完成后将释放 4.0 亿元税前利润，利润大幅增长。

表10：2019 年之前投产的存量煤电项目收入成本假设

收入成本假设	单位	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
利用小时数	小时	4249	4029	3861	3721	3589	3461
平均负荷率	/	48.5%	46.0%	44.1%	42.5%	41.0%	39.5%
发电量	亿千瓦时	85.0	80.6	77.2	74.4	71.8	69.2
厂用电率	/	5.0%	5.3%	5.5%	5.7%	5.9%	6.1%
上网电量	亿千瓦时	80.7	76.3	73.0	70.2	67.5	65.0
调峰电量（理想值）	亿千瓦时	2.6	7.0	10.4	13.2	15.8	18.4
火电最小出力	/	40%	38%	36%	34%	32%	30%
日均最小出力时长	小时	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
非深度调峰电量	亿千瓦时	2.6	7.0	10.4	13.2	15.8	18.4
非深度调峰单价（不含税）	元/兆瓦时	100	100	100	100	100	100
供电煤耗（标准煤）	克/千瓦时	300	302	304	306	308	310
单位供电燃煤成本	元/兆瓦时	258	259	261	263	265	266
运维等固定成本	元/(千瓦·年)	200	205	210	215	220	225
上网电价	元/兆瓦时	400	400	400	400	400	400
容量电价	元/(千瓦·年)	100	165	165	165	165	165

数据来源：国家发改委、华东电力设计院、开源证券研究所

表11：按照前述假设推演出：2019 年之前投产的存量煤电项目利润表主要科目

利润表	单位	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
营业收入	亿元	30.6	30.6	29.7	28.9	28.2	27.5
税金及附加	亿元	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
营业成本	亿元	28.8	27.9	27.3	25.7	24.3	22.8
燃料成本	亿元	20.8	19.8	19.1	18.4	17.9	17.3
折旧	亿元	4.0	4.0	4.0	3.0	2.0	1.0
运维等固定成本	亿元	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5
营业费用	亿元	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8
财务费用	亿元	-	-	-	-	-	-
营业利润	亿元	0.5	1.3	1.1	1.9	2.7	3.6
所得税	亿元	0.1	0.3	0.3	0.5	0.7	0.9
净利润	亿元	0.3	1.0	0.9	1.5	2.1	2.7

数据来源：开源证券研究所

从各项关键经营指标来看，点火价差（税后电价-单位供电燃煤成本）由于供电煤耗提高而电价保持不变而持续下降；2026 年由于容量电价水平提高，项目单位供电利润大幅提升；2027 年起随着项目折旧陆续到期，折旧逐渐减少，单位供电利润与毛利率大幅提升。假设情景下，2029 年存量项目折旧较 2027 年减少 50%，毛利率提升 5.9pct，单位供电净利润提升 158.6%。

表12：按照前述假设推演出：2019 年之前投产的存量煤电项目关键经营指标

关键指标	单位	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
点火价差	元/兆瓦时	96.3	94.5	92.8	91.1	89.4	87.7
单位供电利润	元/兆瓦时	22.0	34.9	33.1	45.3	58.6	73.0
单位供电净利润	元/兆瓦时	4.1	12.5	11.1	19.5	28.7	38.6
单位装机净利润	元/千瓦	0.2	0.5	0.4	0.7	1.0	1.3
毛利率	/	5.8%	8.7%	8.1%	11.0%	14.0%	17.2%

数据来源：开源证券研究所

假设项目盈利全部分红（项目没有扩张，利润留存率设置为 0%），项目净资产（投入资本）=项目建设投入的资本金+建设期利息费用，项目净资产在项目全生命周期中是固定值。假设贷款利率 5%，建设期 2 年，则项目总投入资本为 28.12 亿元。随着容量电价水平提升与折旧到期，项目 ROE 与 ROIC 有望逐渐提升，从 2025 年的 1.23%提升至 2030 年的 9.49%（由于假设项目建设期贷款已偿还完毕，项目无财务费用支出，故 ROE 与 ROIC 相等）。

表13：随着容量电价水平提升与折旧到期，项目 ROE 与 ROIC 有望逐渐提升

投资回报率	单位	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
净资产（投入资本）	亿元	28.12	28.12	28.12	28.12	28.12	28.12
净利润	亿元	0.35	1.01	0.86	1.45	2.06	2.67
EBIT	亿元	0.46	1.35	1.14	1.94	2.74	3.56
税后净营业利润（NOPAT）	亿元	0.35	1.01	0.86	1.45	2.06	2.67
ROE	/	1.23%	3.60%	3.04%	5.16%	7.32%	9.49%
ROIC	/	1.23%	3.60%	3.04%	5.16%	7.32%	9.49%

数据来源：开源证券研究所

假设项目燃煤成本全部由电量电价收入承担；折旧全部由容量电价收入承担；运维及其他固定成本由电量电价、容量电价、辅助服务收入按收入比例分摊。

从项目毛利结构来看，电量电价贡献度逐渐减小，容量电价贡献度随着补贴提升和项目折旧到期而陆续提高；辅助服务由于 2030 年之前火电调峰大多为非深度调峰，调峰成本增加不显著，毛利贡献度逐渐提高。到 2030 年，电量电价、容量电价、辅助有望贡献 40%、30%、30% 项目毛利。

表14：按照前述假设推演出：新建煤电项目毛利结构

毛利结构	单位	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
电量电价	亿元	4.0	3.6	3.1	2.7	2.3	1.9
容量电价	亿元	-2.5	-1.5	-1.5	-0.5	0.5	1.4
辅助服务	亿元	0.2	0.5	0.8	1.0	1.2	1.4
毛利总额	亿元	1.8	2.7	2.4	3.2	4.0	4.7

数据来源：开源证券研究所

容量电价补偿能够覆盖煤电项目大多数固定成本。假设项目运维费用、人员费用等其他固定成本取固定值每年每千瓦 200 元，折旧与运维等固定成本总计每年每千瓦 400 元。考虑极端情景，若项目固定成本全部由容量电费承担，当煤电利用小时数下降至 2500 小时，容量电费补贴提高至每年每千瓦 330 元，容量电费无法回收的固定成本折合度电水平仅 28 元/兆瓦时。

表15：我们测算：每年每千瓦 330 元的容量电价水平基本可以保障煤电固定成本回收（元/兆瓦时）

容量电价无法补贴的固定成本	5000	4750	4500	4250	4000	3750	3500	3250	3000	2750	2500
100	60.0	63.2	66.7	70.6	75.0	80.0	85.7	92.3	100.0	109.1	120.0
132	53.6	56.4	59.6	63.1	67.0	71.5	76.6	82.5	89.3	97.5	107.2
165	47.0	49.5	52.2	55.3	58.8	62.7	67.1	72.3	78.3	85.5	94.0
200	40.0	42.1	44.4	47.1	50.0	53.3	57.1	61.5	66.7	72.7	80.0
232	33.6	35.4	37.3	39.5	42.0	44.8	48.0	51.7	56.0	61.1	67.2
265	27.0	28.4	30.0	31.8	33.8	36.0	38.6	41.5	45.0	49.1	54.0
297	20.6	21.7	22.9	24.2	25.8	27.5	29.4	31.7	34.3	37.5	41.2
330	14.0	14.7	15.6	16.5	17.5	18.7	20.0	21.5	23.3	25.5	28.0

数据来源：开源证券研究所

4、受益标的：关注全国性大火电、供需格局较好的区域火电

短、中期按照利用小时×点火价差框架，建议关注火电供需格局好、点火价差高的北方和东部地区火电企业。利用小时数方面：预计未来 2-3 年内，北方主要产煤区（新疆、内蒙古、宁夏、陕西、山西、河北）火电供需或仍偏紧，东部地区（福建、安徽、浙江、江苏）火电供需或实现紧平衡。点火价差方面：使用电网企业代理购电价格代替各省煤电上网电价，从历史数据来看，北方主要产煤区（山西、河北、内蒙古、新疆等）和东部沿海地区（广东、上海、山东、江苏、浙江等）点火价差较高；从边际变化来看，2025 上半年，北方大部分产煤区点火价差均有所提高；东南沿海地区中，山东点火价差基本维持稳定，江苏、浙江小幅下行，广东下行最为明显。

远期火电有望公用事业化，建议关注资产质量优秀、估值较低的火电企业。电价政策完善还原电力商品属性，容量电价保障固定成本回收，火电周期属性有望弱化、盈利和分红稳定性有望得到加强。

受益标的：华能国际电力股份（H）、华电国际电力股份（H）、华润电力（H）、大唐发电（H）、建投能源、国电电力、内蒙华电、陕西能源、浙能电力、皖能电力、江苏国信、中能股份、福能股份、宝新能源等。

表16：2025Q1 部分北方产煤区、东部沿海地区火电企业毛利率和净利率同比提高

公司代码	公司名称	销售毛利率				销售净利率			
		2023	2024	2024Q1	2025Q1	2023	2024	2024Q1	2025Q1
0902.HK	华能国际电力股份	7.9%	-	16.1%	19.0%	3.4%	5.7%	8.9%	11.5%
1071.HK	华电国际电力股份	4.7%	-	-	-	4.2%	6.0%	-	-
0836.HK	华润电力	-	-	-	-	11.6%	15.2%	-	-
0991.HK	大唐发电	6.6%	9.0%	13.4%	16.8%	2.5%	5.6%	5.6%	9.1%
000600.SZ	建投能源	11.8%	15.4%	12.5%	19.2%	0.9%	3.0%	4.6%	9.5%
600795.SH	国电电力	14.6%	14.2%	13.3%	13.9%	6.6%	9.3%	7.6%	8.1%
600863.SH	内蒙华电	21.0%	19.3%	25.0%	25.0%	8.9%	10.6%	19.1%	18.3%
001286.SZ	陕西能源	40.0%	35.0%	40.9%	34.3%	20.9%	20.1%	26.3%	20.4%
600023.SH	浙能电力	9.4%	12.2%	9.3%	7.1%	8.2%	10.1%	9.7%	6.8%
000543.SZ	皖能电力	6.9%	12.1%	10.9%	15.0%	6.3%	9.9%	9.5%	11.1%
002608.SZ	江苏国信	9.6%	11.4%	12.0%	11.2%	8.6%	12.2%	12.3%	15.1%
600642.SH	中能股份	18.5%	19.6%	18.1%	20.1%	14.3%	16.2%	17.0%	17.2%
600483.SH	福能股份	23.8%	26.6%	23.6%	34.1%	21.8%	23.9%	21.5%	31.9%
000690.SZ	宝新能源	13.6%	14.9%	13.7%	20.2%	8.6%	8.9%	9.8%	15.1%

数据来源：Wind、开源证券研究所

表17：2022 年以来，火电企业 ROE 持续修复

公司代码	公司名称	资产负债率				ROE			
		2021	2022	2023	2024	2021	2022	2023	2024
0902.HK	华能国际电力股份	73.3%	73.6%	67.4%	64.6%	-8.8%	-7.0%	6.6%	7.2%
1071.HK	华电国际电力股份	65.7%	67.8%	62.1%	61.0%	-4.9%	0.0%	6.9%	8.1%
0836.HK	华润电力	62.7%	64.5%	67.6%	66.9%	1.8%	8.3%	13.2%	15.6%
0991.HK	大唐发电	74.2%	75.0%	70.9%	71.0%	-26.0%	-1.2%	5.2%	15.8%
000600.SZ	建投能源	68.5%	66.1%	67.5%	62.7%	-20.3%	1.1%	1.7%	5.2%
600795.SH	国电电力	72.1%	73.3%	73.9%	73.4%	-3.7%	6.2%	12.0%	18.8%
600863.SH	内蒙华电	53.8%	48.7%	41.0%	40.9%	2.9%	10.5%	11.2%	12.8%
001286.SZ	陕西能源	66.2%	62.1%	53.1%	53.1%	3.1%	17.7%	13.4%	12.6%
600023.SH	浙能电力	38.0%	44.2%	45.7%	43.7%	-1.3%	-2.9%	10.1%	11.0%
000543.SZ	皖能电力	58.9%	62.4%	66.4%	65.0%	-9.9%	3.4%	10.8%	13.9%
002608.SZ	江苏国信	52.7%	53.9%	55.6%	53.3%	-1.2%	0.2%	6.6%	10.6%
600642.SH	申能股份	57.0%	57.6%	56.2%	54.8%	5.3%	3.5%	10.7%	11.1%
600483.SH	福能股份	51.0%	49.5%	44.9%	38.5%	7.6%	13.8%	12.5%	11.8%
000690.SZ	宝新能源	43.2%	43.8%	41.7%	42.4%	7.5%	1.6%	7.6%	5.8%

数据来源：Wind、开源证券研究所

表18：受益标的盈利预测与估值

公司代码	公司名称	评级	总市值 (亿元)	归母净利润（亿元）				PE				PB (MRQ)	分红 比率	股息 率
				2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E			
0902.HK	华能国际 电力股份	未评级	686.39	101.8	116.6	125.4	132.3	6.7	5.9	5.5	5.2	1.1	41.1%	6.1%
1071.HK	华电国际 电力股份	未评级	422.23	56.7	65.8	69.6	70.8	7.4	6.4	6.1	6.0	1.0	39.4%	5.4%
0836.HK	华润电力	未评级	922.43	143.9	146.3	156.8	164.0	6.4	6.3	5.9	5.6	1.0	40.1%	5.7%
0991.HK	大唐发电	未评级	340.53	45.4	53.7	59.2	63.9	7.5	6.3	5.8	5.3	1.1	25.3%	3.4%
000600.SZ	建投能源	未评级	140.4	5.3	9.8	11.3	12.2	26.4	14.4	12.4	11.5	1.3	44.3%	1.7%
600795.SH	国电电力	未评级	838.3	98.3	72.3	82.0	88.1	8.5	11.6	10.2	9.5	1.4	36.3%	4.3%
600863.SH	内蒙华电	未评级	280.7	23.3	24.3	26.0	26.6	12.1	11.6	10.8	10.6	1.6	61.8%	5.1%
001286.SZ	陕西能源	未评级	331.1	30.1	29.4	34.1	38.5	11.0	11.3	9.7	8.6	1.3	51.1%	4.6%
600023.SH	浙能电力	未评级	689.2	77.5	69.0	74.4	77.7	8.9	10.0	9.3	8.9	0.9	50.2%	5.6%
000543.SZ	皖能电力	未评级	165.3	20.6	22.2	23.6	24.9	8.0	7.5	7.0	6.6	1.0	35.0%	4.4%
002608.SZ	江苏国信	未评级	284.1	32.4	33.3	33.9	34.0	8.8	8.5	8.4	8.4	0.9	11.7%	1.3%
600642.SH	申能股份	未评级	405.2	39.4	41.5	43.5	45.3	10.3	9.8	9.3	8.9	1.1	55.8%	5.4%
600483.SH	福能股份	未评级	263.8	27.9	29.8	32.0	36.3	9.4	8.8	8.2	7.3	1.0	30.9%	3.3%
000690.SZ	宝新能源	未评级	104.9	7.1	9.2	12.8	13.7	14.9	11.4	8.2	7.6	0.8	46.3%	3.1%

数据来源：Wind、开源证券研究所

注：选取 2025 年 7 月 18 日收盘价，未评级的盈利预测来自于 Wind 一致预期。

5、风险提示

火电供需恶化风险：若可再生能源发电量超预期增加，将大幅挤占火电发电空间，削弱火电需求，降低火电利用小时数；若火电装机容量大幅增加，区域火电供给偏宽松同样会降低火电利用小时数，从而影响上市公司收入和利润。

燃料价格波动风险：燃煤价格波动将影响火电企业单位供电成本。

市场化电价波动风险：市场化电价波动将影响火电企业单位供电收入。

辅助服务市场建设不及预期：若辅助服务市场建设不及预期，火电企业提供调峰等辅助服务可能无法获得合理收益，从而影响上市公司收入和利润。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师承诺

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的 6~12 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中 A 股基准指数为沪深 300 指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普 500 或纳斯达克综合指数。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。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，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金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户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。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，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。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，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。

开源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。开源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。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。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制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，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。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。

开源证券研究所

上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层
邮编：200120
邮箱：research@kysec.cn

深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮编：518000
邮箱：research@kysec.cn

北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层
邮编：100044
邮箱：research@kysec.cn

西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮编：710065
邮箱：research@kysec.cn