证券研究报告

开源证券

电改深化电价磨底蓄势，特高压建设景气延续

电力行业2027年度策略

姓名 王高展（分析师）

证书编号：S0790525070003

邮箱：wanggaozhan@kysec.cn

姓名 王君泽（联系人）

证书编号：S0790126090007

邮箱：wangjunze@kysec.cn

2026年 11 月 06 日

核心观点

1. 行业回顾：核电、水电领涨，用电增长与电网投资支撑行业景气

2026 年初至 10 月 30日，公用事业板块下跌 1.6%，跑赢沪深 300 指数 12.4 个百分点，核电、水电在电力子行业中涨幅居前。前三季度全社会用电量同比增长 3.9%，其中高技术及装备制造业、充换电服务业用电量分别增长 8.7%、55.4%。风光装机快速增长，但火电仍承担约六成发电量；电量总体宽松、顶峰电力偏紧，持续增加对调节能力和电网建设的需求。

2. 电源：电价与成本压力并存，关注机制收益和电量增长

（1）火电：沿海年度交易电价下降、煤价回升，点火价差承压。容量电价提高固定成本回收比例，为机组收益提供支撑；存量机组折旧陆续到期，有望带来中期利润弹性。

（2）水电：2026 年Q3长江来水偏枯，三峡汛末蓄水处于高位。若 2027 年来水改善，发电量有望修复；股息率增强优质水电资产的配置吸引力。

（3）核电：核准常态化和在建项目储备支撑装机增长。沿海市场电价下行带来压力，辽宁等地的机制结算为部分电量提供缓冲；集团供应与长期协议使铀价上涨向燃料成本传导较慢。

（4）绿电：新能源全面入市后，机制电量为项目提供基础收益支撑，增量项目回报更取决于竞价结果。重点行业绿色电力消费要求扩大，绿证收入有望增长；存量补贴回款若加快，将改善运营商现金周转。

3. 电网设备：国内订单有望兑现，设备出口延续增长

2026 年前四批国网特高压设备招标金额达329亿元，已超过 2025 年全年，较2025年全年增长49%；电表招标规模和均价同步修复。季度液体介质变压器、高压开关出口金额分别增长 22.46%、24.42%。展望 2027 年，特高压订单交付、电表更新和海外输配电建设有望共同支撑设备企业增长国家电网“十五五”固定资产投资预计达 4 万亿元，为国内需求提供中期支撑。

4. 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

推荐华能国际、中国核电、长江电力、龙源电力、平高电气、华明装备。受益标的方面，火电：华电国际、华润电力、大唐发电、建投能源、国电电力、内蒙华电、江苏国信、申能股份、皖能电力、浙能电力；水电：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源；核电：中国广核；绿电：中国电力、大唐新能源、中广核新能源、江苏新能、浙江新能、中闽能源、三峡能源；电网设备：许继电气、中国西电、国电南瑞、四方股份、思源电气、金盘科技、海兴电力。

5. 风险提示：电源投资和利用小时数不及预期；电网建设及订单交付不及预期；电力市场机制推进不及预期；煤炭、铀等燃料成本上涨。

目 录

CONTENTS

1 行业回顾：公用事业收益突出，用电需求与电网投资稳步增长

2 火电：煤价回升压缩价差，容量电价提供收益支撑

3 水电：来水修复预期升温，股息回报凸显长期配置价值

4 核电：核准常态化支撑装机增长，机制结算缓冲电价下行

5 绿电：机制电价逐步落地，绿证增收与补贴回款改善可期

6 电网设备：电网扩建升级释放需求，设备出口增长有望延续

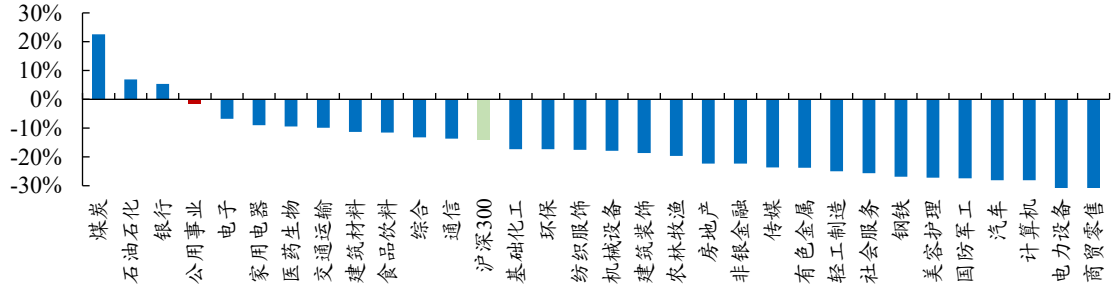
7 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

8 风险提示

1.1 市场表现：公用事业跑赢大盘，核电、水电领涨电力板块

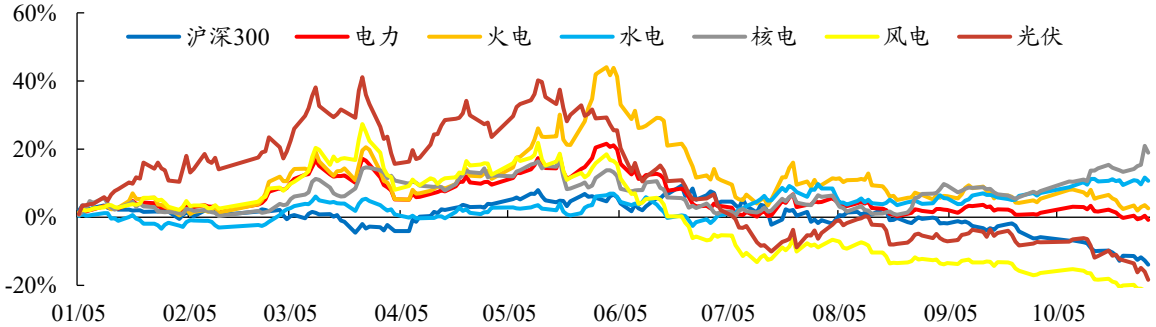
2026年初至10月30日，公用事业板块跑赢大盘，核电、水电领涨电力板块。公用事业累计下跌1.6%，在一级行业中位列第4，跑赢沪深300指数12.4个百分点。电力细分板块表现分化，核电、水电、火电分别上涨19%、10.7%、2.6%，风电、光伏分别下跌22.7%、18.4%。

图1：2026年初至10月30日，公用事业板块累计跌幅1.6%，超过沪深300 12.4pct



数据来源：Wind、开源证券研究所

图2：从二级行业看，2026年初至10月30日，核电、水电、火电领涨电力

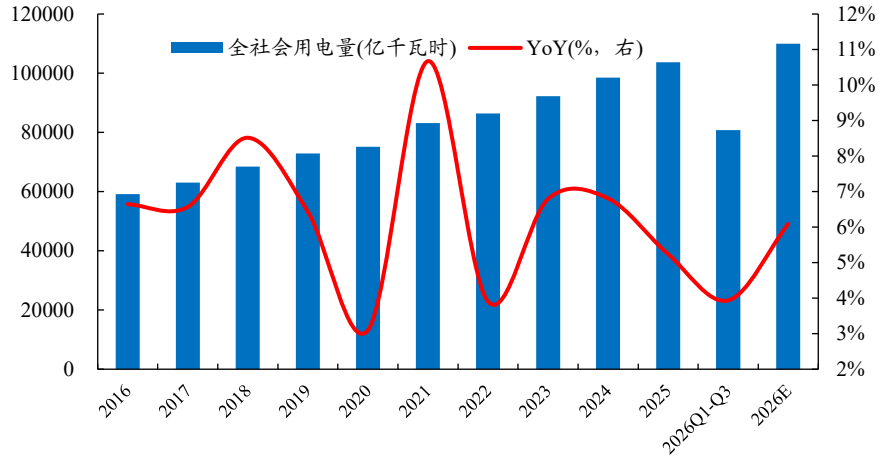


数据来源：Wind、开源证券研究所

1.2 电力供需：“宽电量、紧电力”格局延续，高峰负荷能力需求上升

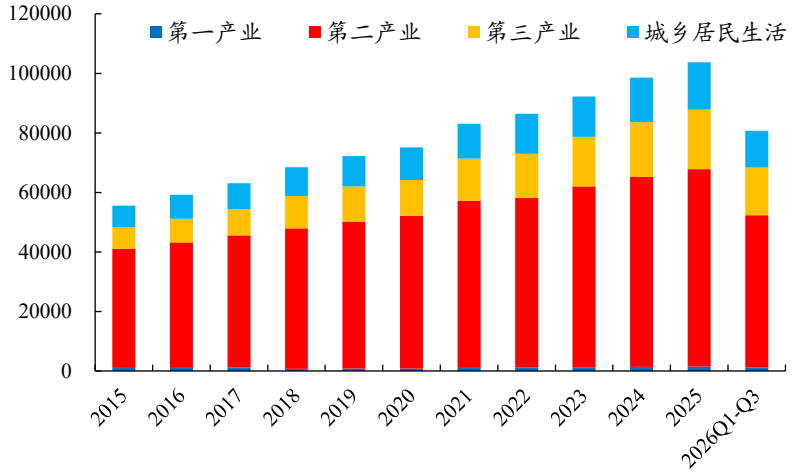
全社会用电需求保持稳健增长，高技术制造与新兴用电场景贡献结构性增量。2015—2025年，我国全社会用电量由5.55万亿千瓦时增至10.37万亿千瓦时；中电联预计2026年全社会用电量为10.9万亿—11.0万亿千瓦时，同比增长约5.12%-6.1%。**从用电结构看，**2026前三季度第二产业用电量为5.11万亿千瓦时，同比增长4.1%，仍是电力消费的基本盘，其中高技术及装备制造业用电量同比增长8.7%；第三产业用电量同比增长6.8%，充换电服务业和互联网数据服务业用电量分别增长55.4%和41.6%。传统工业用电维持总量支撑，高技术制造、交通电气化及数字经济加快形成新的用电增量，电力需求增长动力趋于多元。

图3：预计2026年全社会用电量最高达11万亿千瓦时



数据来源：Wind、中电联、开源证券研究所

图4：截至2026Q3二产用电占全社会用电量63.3%，用电结构稳定

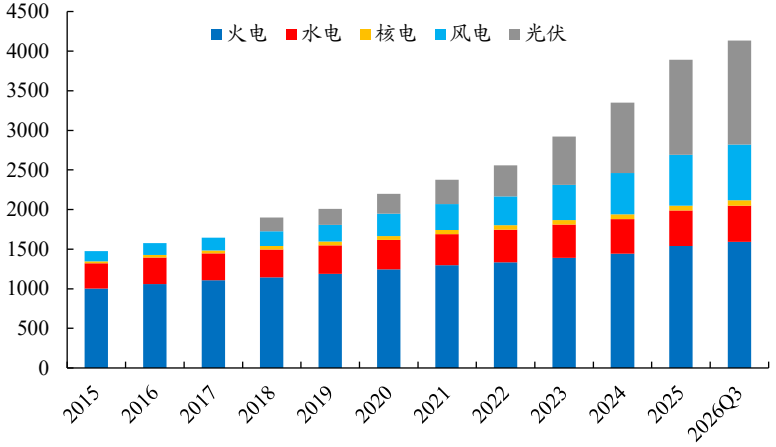


数据来源：Wind、开源证券研究所

1.2 电力供需：“宽电量、紧电力”格局延续，高峰负荷能力需求上升

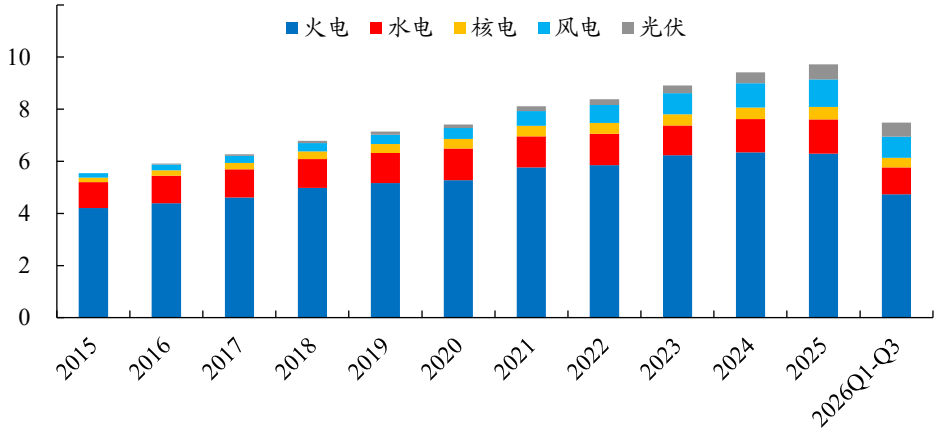
新能源装机快速扩张重塑电源结构，但火电仍是电量供应主体。截至2026年9月，全国发电装机容量达到41.32亿千瓦，其中风电、光伏装机分别为6.99亿、13.13亿千瓦，合计占总装机的48.7%，已超过火电装机的15.93亿千瓦；较2025年末新增的2.4亿千瓦装机中，风电和光伏贡献1.71亿千瓦，占净增规模的71.1%。装机结构变化尚未同步转化为发电量结构，2026前三季度全国发电量为7.49万亿千瓦时，其中火电发电量4.73万亿千瓦时，占比63.2%；风电和光伏发电量合计1.36万亿千瓦时，占比18%。新能源已成为装机增长的主要来源，但受利用小时和出力波动影响，火电仍承担主要电量供应，并在新能源占比提升的电力系统中发挥保供及调节作用。

图5：截至2026年9月，全国新能源装机容量占比48.7%（GW）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图6：2026前三季度，风光发电量占比18%（万亿千瓦时）



数据来源：Wind、开源证券研究所

1.2 电力供需：“宽电量、紧电力”格局延续，高峰负荷能力需求上升

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，综合电价有望企稳。

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为0.95/1.0/0.9/1.0/0.95，风电、光伏发电保证出力系数为0.1；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	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会用电量	**亿千瓦时**	75110	83128	86372	92241	98521	103682	108348	112980	117568	122104	126579
YoY	/	3.1%	10.3%	3.6%	6.7%	6.8%	5.0%	4.5%	4.3%	4.1%	3.9%	3.7%
用电量年增长	亿千瓦时		8018	3244	5869	6280	5161	4666	4632	4588	4536	4475
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）	/	40.1%	31.3%	24.1%	23.4%	17.9%	15.9%	13.5%	11.4%	9.2%	6.6%	4.4%
全电源备用率：含风电抽蓄生物质能	/	50.3%	42.4%	36.2%	37.8%	34.3%	34.5%	33.4%	32.5%	31.3%	29.7%	28.2%
累计装机容量（全电源合计）	**亿千瓦**	**21.62**	**23.35**	**25.08**	**28.64**	**32.88**	**38.23**	**42.16**	**46.11**	**50.00**	**53.79**	**57.58**
燃煤	亿千瓦	10.80	11.09	11.24	11.65	11.95	12.59	13.09	13.59	13.99	14.29	14.59
燃气	亿千瓦	0.98	1.09	1.15	1.26	1.44	1.64	1.79	1.94	2.09	2.24	2.39
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	0.66	0.76	0.86	0.96	1.06	1.16
核电	亿千瓦	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.62	0.68	0.76	0.88	1.00	1.12
风电	亿千瓦	2.82	3.28	3.65	4.41	5.21	6.40	7.90	9.40	10.90	12.40	13.90
光伏	亿千瓦	2.53	3.07	3.93	6.09	8.87	12.02	13.52	15.02	16.52	18.02	19.52
生物质能	亿千瓦	0.30	0.38	0.41	0.44	0.46	0.47	0.49	0.51	0.53	0.55	0.57
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**	**5.34**	**3.93**	**3.95**	**3.89**	**3.79**	**3.79**
燃煤	亿千瓦	0.39	0.29	0.15	0.41	0.30	0.64	0.50	0.50	0.40	0.30	0.30
燃气	亿千瓦	0.08	0.11	0.06	0.11	0.18	0.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
常规水电	亿千瓦	0.14	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	0.07	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	0.02	0.06	0.08	0.12	0.12	0.12
风电	亿千瓦	0.72	0.47	0.37	0.76	0.79	1.19	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
光伏	亿千瓦	0.49	0.53	0.86	2.17	2.77	3.15	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
生物质能	亿千瓦	0.07	0.08	0.03	0.03	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02

数据来源：Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所

1.2 电力供需：“宽电量、紧电力”格局延续，高峰负荷能力需求上升

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小时左右。**

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小时左右

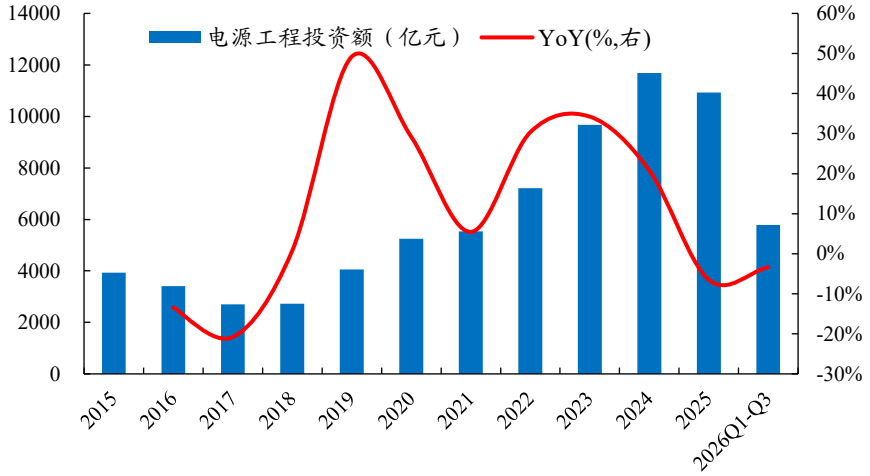
电量供需平衡表	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025(E)	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会发电量（全社会用电量）	**亿千瓦时**	75110	83128	86372	92241	98521	103682	108348	112980	117568	122104	126579
燃煤	亿千瓦时	46525	51271	53263	55635	56484	59800	54636	54257	53839	52233	50576
燃气	亿千瓦时	2566	3056	2802	3172	3417	3290	4298	4658	5018	5378	5738
常规水电	亿千瓦时	12955	12858	12565	11600	12648	12850	12925	13255	13585	13915	14245
核电	亿千瓦时	3718	4155	4229	4365	4673	4439	5204	5782	6653	7516	8368
风电	亿千瓦时	5086	6809	9016	10231	10454	15015	17733	20300	23300	26300	
光伏	亿千瓦时	2934	3343	4684	6474	8984	10602	14044	14981	15767	17267	18767
生物质能	亿千瓦时	1326	1637	1129	1980	2083	2247	2224	2314	2404	2494	2584
利用小时数（全电源综合）	**小时**	3474	3560	3445	3221	2996	2712	2570	2450	2351	2270	2198
燃煤	小时	4308	4623	4738	4776	4727	4749	4173	3991	3847	3654	3466
燃气	小时	2618	2814	2440	2525	2378	2005	2400	2400	2400	2400	2400
常规水电	小时	3827	3622	3417	3130	3355	3367	3300	3300	3300	3300	3300
核电	小时	7453	7802	7616	7670	7683	7104	7600	7560	7520	7480	7440
风电	小时	2073	2232	2219	2235	2127	1801	2100	2050	2000	2000	2000
光伏	小时	1281	1194	1340	1292	1201	1015	1100	1050	1000	1000	1000
生物质能	小时	4492	4310	2732	4486	4529	4738	4500	4500	4500	4500	4500

数据来源：Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所

1.3 工程投资：电源投资分化，电网资本开支保持增长

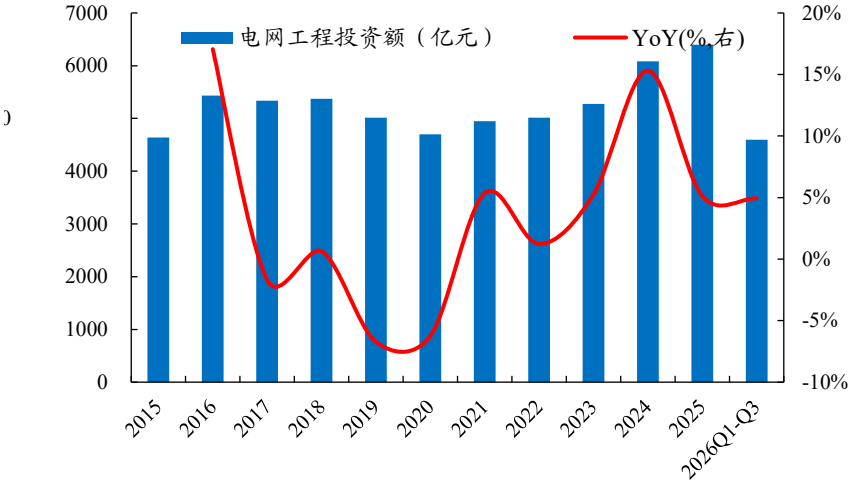
电源投资高位回落，电网建设保持增长，两网投资规划强化电网资本开支的持续性。2025年全国电源工程投资完成额同比下降6.5%，2026年前三季度同比下降3.3%；分电源看，火电和风电投资分别增长16.6%和3.8%，光伏投资下降34.9%，光伏投资回落是电源投资承压的主要原因。电网工程投资保持正增长，2025年同比增长5.1%，2026年前三季度继续增长4.9%至4594亿元。2026年1月，国家电网宣布“十五五”期间固定资产投资预计达到4万亿元，较“十四五”增长40%，对应年均投资约8000亿元；南方电网2026年固定资产投资安排1800亿元，连续五年创历史新高，近五年年均增速达到9.5%。新能源装机快速扩张推动跨区域输送、配电网改造及新能源消纳需求增长，电网投资的确定性和持续性强于电源投资。

图7：2026年前三季度我国电源工程投资5786亿元，yoy-3.3%



数据来源：Wind、开源证券研究所

图8：2026年前三季度我国电网工程投资4594亿元，yoy+4.9%



数据来源：Wind、开源证券研究所

目 录

CONTENTS

1 行业回顾：公用事业收益突出，用电需求与电网投资稳步增长

2 火电：煤价回升压缩价差，容量电价提供收益支撑

3 水电：来水修复预期升温，股息回报凸显长期配置价值

4 核电：核准常态化支撑装机增长，机制结算缓冲电价下行

5 绿电：机制电价逐步落地，绿证增收与补贴回款改善可期

6 电网设备：电网扩建升级释放需求，设备出口增长有望延续

7 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

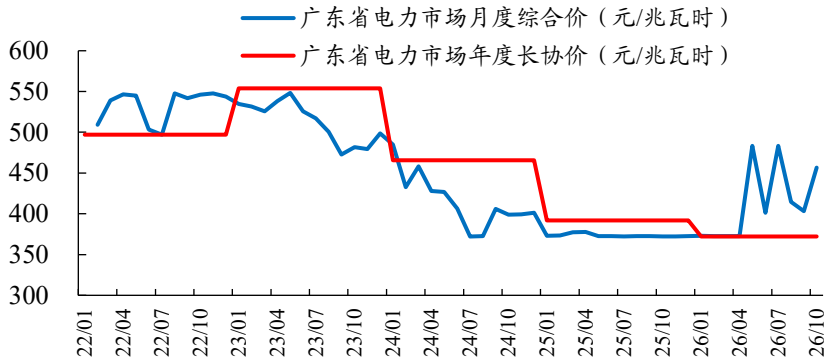
8 风险提示

2.1 火电：沿海长协电价下行，月度交易价格阶段性回升

电量供需宽松，广东、江苏、浙江电力市场年度长协电价下降。2026年，广东、江苏、浙江年度交易均价分别为372.14、344.19、344.85元/兆瓦时，同比-19.72、-68.26、-67.54元/兆瓦时，较燃煤基准价-17.8%、-12.0%、-17.0%。

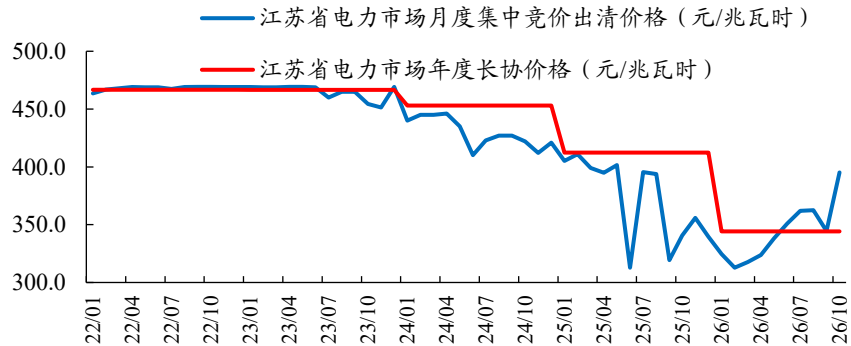
沿海月度交易电价明显回升，区域市场价格延续分化。广东10月交易综合均价升至456.78元/兆瓦时，环比上涨53.49元/兆瓦时，涨幅13.3%，较年度合同价格372.14元/兆瓦时高22.7%。分电源看，煤电、气电成交价分别环比上涨59.23、60.63元/兆瓦，核电价格维持不变，海外燃料价格上涨已向燃料型电源的月度交易价格传导。江苏10月集中竞价均价为395.32元/兆瓦时，环比上涨50.81元/兆瓦时，涨幅14.8%。广东、江苏月度电价同步回升。

图9：202610广东月度交易均价456.78元/兆瓦时



数据来源：广东电力交易中心公众号、开源证券研究所

图10：202610江苏月度交易均价395.32元/兆瓦时

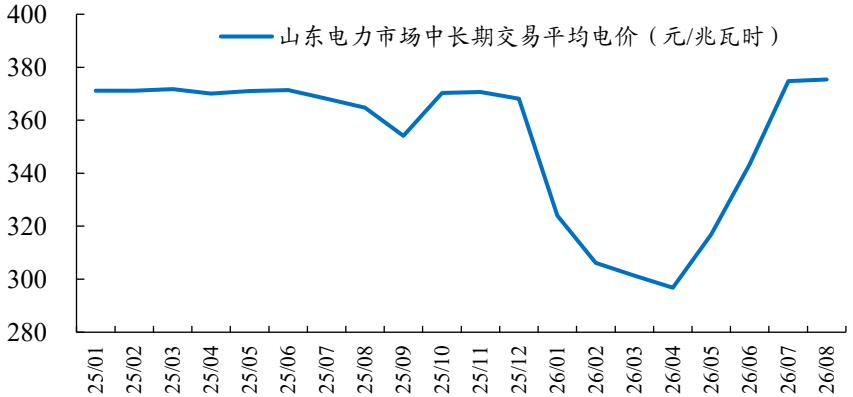


数据来源：中电售电公众号、江苏电力交易中心有限公司、开源证券研究所

2.1 火电：沿海长协电价下行，月度交易价格阶段性回升

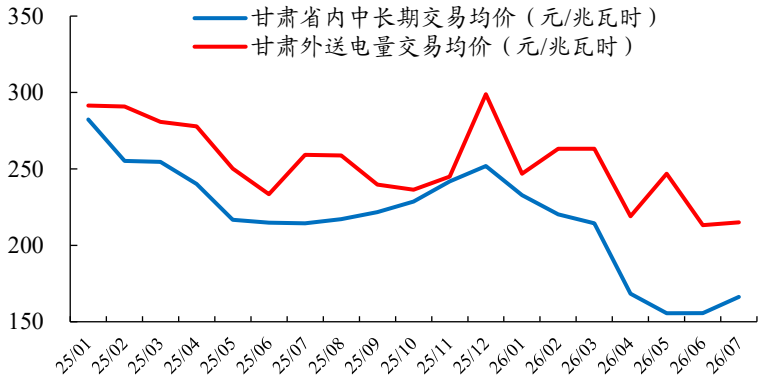
沿海月度交易电价明显回升，区域市场价格延续分化。山东8月中长期交易均价为375.38元/兆瓦时，环比基本持平；甘肃7月省内及外送中长期交易均价分别为166.29、214.99元/兆瓦时，环比分别上涨6.8%、0.8%，价格水平仍显著低于东部沿海省份。各省电价走势与绝对水平分化明显，年度合同稳定基础电价，月度交易则承担燃料成本和阶段性供需变化的价格调节功能。

图11：202608山东月度交易均价375.38元/兆瓦时



数据来源：奥信光智能公众号、开源证券研究所

图12：202607甘肃省内中长期均价166.29元/兆瓦时

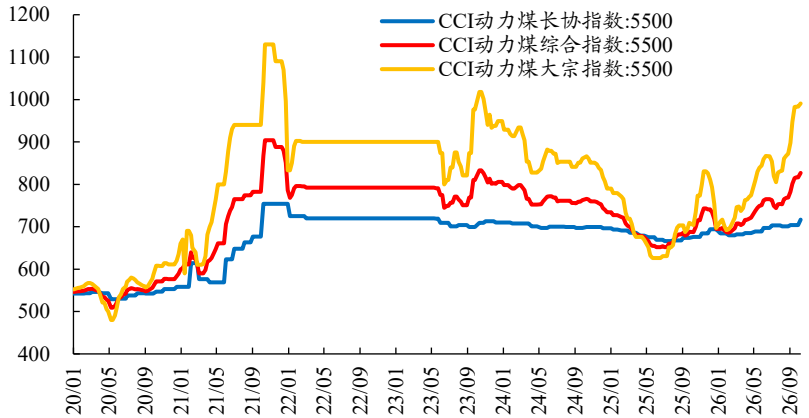


数据来源：甘肃电力交易中心有限公司公众号、开源证券研究所

2.1 火电：冬储推升市场煤价，长协覆盖率决定成本弹性

长协煤价保持稳定，使冬储煤价上涨对火电成本的影响主要集中在现货采购敞口。截至2026年10月16日，CCI 5500大卡长协、综合及大宗指数分别为717、832、1004元/吨，较年初上涨4.8%、19.7%、41.01%；广州港5500大卡印尼煤、澳洲煤库提价分别升至1122.21 、1103.16元/吨，较年初上涨51.56%、50.25%。冬季采暖负荷增加、水电进入枯水期，火电发电需求随之上升，但市场煤价走高将压缩现货采购比例较高机组的度电利润，长协覆盖率及自有煤源比例将成为火电企业冬季盈利分化的关键。

图13：2026年10月16日CCI大宗指数1004元/吨（元/吨）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图14：2026年10月16日广州港印尼煤价格较年初上涨382元/吨（元/吨）

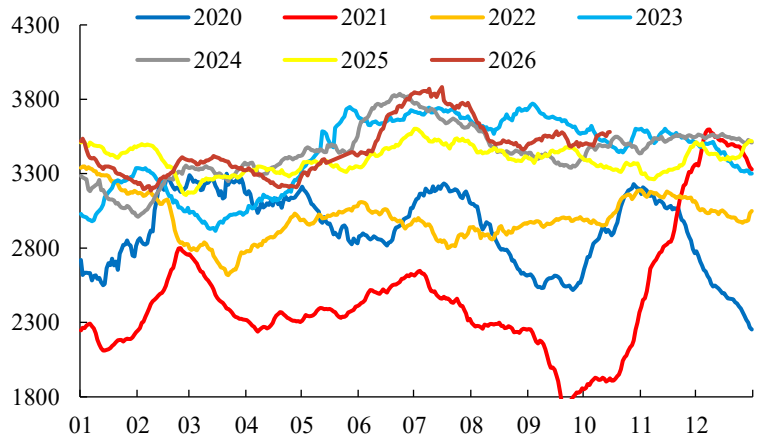


数据来源：Wind、开源证券研究所

2.1 火电：电厂库存充足，市场煤价具季节性支撑

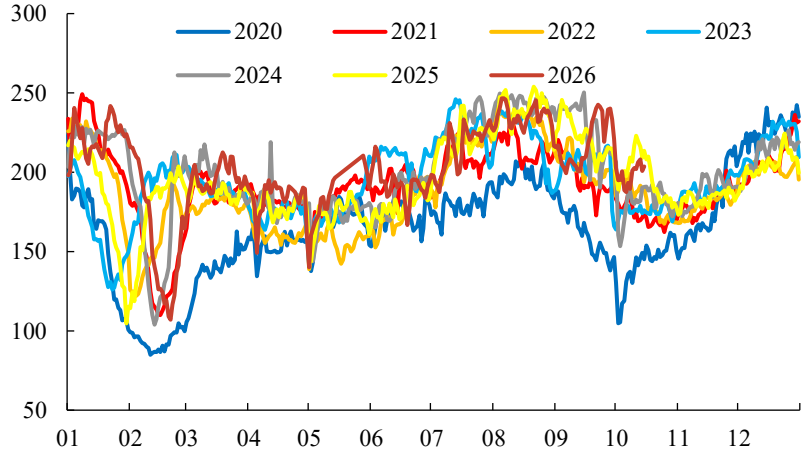
冬储与冬季火电耗煤回升将支撑市场煤需求，但沿海电厂库存充足，库存端尚未形成煤价持续上涨的额外压力。截至2026年10月15日，沿海八省电厂日耗为203.7万吨，yoy-4.6%；存煤可用天数为17.6天，同比增加2天，库存同比增长7.2%至3580.2万吨。进入迎峰度冬阶段，电厂冬储采购持续推进，冬季采暖负荷增加及水电进入枯水期也将带动火电耗煤回升，市场煤价格仍有季节性支撑；但沿海电厂库存及可用天数均高于上年同期，当前并非煤炭供应紧张驱动的价格上涨。结合长协煤涨幅显著低于市场煤和进口煤，火电企业成本压力将主要集中于市场煤及进口煤采购敞口，长协覆盖率较高或拥有自有煤源的企业盈利稳定性更强。

图15：202610电厂进入冬储阶段，10月15日库存回升至3580万吨



数据来源：CCTD、开源证券研究所

图16：2026年10月15日沿海八省电厂日耗为203.7万吨，yoy-4.6%



数据来源：CCTD、开源证券研究所

2.2 火电：电价下行与煤价上涨挤压点火价差

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，各省电煤到场价停止披露。

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，根据CCI长协和大宗煤价相对基期的变动幅度估算各省电煤到厂价，即电煤到厂价变动幅度=85%×长协变动幅度+15%×CCI大宗变动幅度。

由于煤电年度长协电价披露不足，我们采用各省代理购电价格，并结合累计供电煤耗和估算到厂煤价测算点火价差。2024年起将容量电价按利用小时折算为度电收入，其中2024—2025年按100元/千瓦·年、2026年按165元/千瓦·年计入。

2026Q2电价下行与煤价上涨共同压缩煤电盈利，容量电价上调仅形成部分对冲，31个地区中有27个点火价差同比收窄。进入下半年，动力煤价格继续上涨，冬储需求将对煤价形成支撑，而煤电交易电价调整相对滞后，火电度电盈利仍面临收缩压力。省际来看，山东、河南和黑龙江点火价差同比降幅较大，仅重庆、冀北、天津和蒙西同比改善；水电占比较高地区的代理购电价格受电源结构影响较大，测算结果不宜直接等同于当地煤电机组实际盈利。

图17：动力煤价格回升压缩火电盈利，2026Q2多数省份点火价差同比收窄（元/兆瓦时）

省（市、区）	2022	2023	2024	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2	2026Q2环比	2026Q2同比
河北	172.02	182.35	179.55	192.20	205.91	185.91	194.60	229.24	204.25	-24.99	-1.66
冀北	174.49	181.78	193.65	225.98	217.31	200.43	194.15	222.59	231.53	8.94	14.22
天津	217.80	203.36	186.06	224.28	228.91	204.44	193.74	242.97	242.29	-0.68	13.38
山西	191.72	196.49	187.82	245.21	188.66	173.32	210.88	171.23	153.47	-17.76	-35.19
山东	87.04	89.34	186.14	229.24	202.12	132.36	249.83	163.73	95.28	-68.45	-106.84
上海	258.10	215.64	215.03	202.55	219.99	234.06	204.58	215.56	199.36	-16.20	-20.63
江苏	157.82	168.04	179.15	199.02	193.94	184.19	190.73	123.45	127.92	4.47	-66.02
浙江	204.02	203.21	191.40	147.83	162.99	152.86	156.88	137.75	108.60	-29.15	-54.39
安徽	137.56	142.51	143.85	134.33	143.78	138.36	110.82	87.67	71.72	-15.95	-72.06
福建	133.22	140.34	157.58	146.43	170.76	138.17	144.67	134.42	111.73	-22.70	-59.03
171.00	181.50	157.73	128.00	142.82	128.96	120.59	101.66	112.54	10.88	-30.27	
湖南	120.47	163.40	162.41	176.38	177.35	151.67	162.01	158.11	109.15	-48.96	-68.20
江西	135.47	146.76	138.57	152.38	151.66	146.98	133.25	102.62	95.37	-7.25	-56.29
河南	166.00	176.63	161.72	186.51	188.56	165.88	154.81	155.88	98.24	-57.64	-90.32
辽宁	130.37	129.94	175.03	211.69	195.16	175.44	165.00	145.49	120.67	-24.82	-74.49
吉林	149.29	162.20	170.15	194.04	163.82	149.36	155.18	147.29	117.05	-30.24	-46.77
黑龙江	123.29	121.08	138.46	153.24	151.58	127.71	125.66	86.87	63.57	-23.30	-88.01
蒙东	146.70	135.90	128.99	155.89	168.28	165.78	156.75	115.07	95.73	-19.33	-72.55
蒙西	162.38	154.33	158.77	202.22	212.85	196.77	176.45	215.67	215.09	-0.58	2.24
陕西	161.22	172.33	178.94	152.02	149.80	151.18	175.49	179.68	95.80	-83.88	-54.00
甘肃	57.40	73.00	71.46	81.97	83.84	42.85	53.04	106.80	11.64	-95.17	-72.21
宁夏	89.95	85.82	116.75	131.63	120.41	110.05	96.47	105.38	108.46	3.07	-11.95
青海	-72.05	-25.49	25.14	68.96	67.83	61.06	68.39	50.75	5.33	-45.42	-62.50
新疆	111.43	119.30	127.46	140.23	156.04	157.91	155.10	182.44	110.93	-71.51	-45.10
四川	55.27	72.27	76.32	136.42	91.93	-28.28	74.31	148.93	45.50	-103.43	-46.43
重庆	122.06	158.37	177.93	189.28	188.84	220.76	161.29	206.88	211.84	4.96	23.00
广东	198.69	241.90	220.91	240.68	249.22	235.43	195.98	162.04	184.30	22.26	-64.92
广西	-49.44	67.58	142.87	58.96	60.94	103.04	87.64	51.21	37.19	-14.02	-23.75
贵州	98.03	142.20	145.32	145.16	155.95	163.44	141.06	153.41	155.87	2.47	-0.08
云南	-76.57	-43.25	-0.09	57.51	56.45	24.27	19.15	45.70	29.54	-16.16	-26.91
海南	261.56	274.73	285.21	275.38	282.86	319.63	360.67	309.98	252.42	-57.56	-30.44

数据来源：Wind、北极星电力网等、开源证券研究所

2.2 火电：容量电价提高固定成本回收确定性

容量电价机制提高煤电固定成本回收的确定性，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。随着新能源渗透率提升，煤电利用小时下降，单位发电量承担的固定成本随之增加，部分成本难以通过电能量市场回收。2023年，国家发改委、国家能源局发布1501号文，将煤电由单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化交易形成，容量电价用于补偿煤电的固定成本和系统支撑价值。用于计算容量电价的固定成本统一按330元/千瓦·年核定，2024—2025年多数地区通过容量电价回收约30%，2026年起提高至不低于50%。2026年114号文进一步允许各地结合市场建设和煤电利用小时提高回收比例，同时适当调整煤电中长期交易价格下限及签约比例。

容量电价上调能够缓解低利用小时下的固定成本摊销压力，但现行标准尚不能完全覆盖项目固定成本。假设煤电项目折旧成本为200元/千瓦·年，运维、人员等其他固定成本为200元/千瓦·年，固定成本合计400元/千瓦·年。当利用小时降至2500小时，容量电价为165元/千瓦·年时，未回收固定成本折合94元/兆瓦时；若容量电价提高至330元/千瓦·年，则降至28元/兆瓦时。容量电价提高将增强煤电收益稳定性，降低利用小时下降对项目盈利的影响，但剩余固定成本仍需通过电量电价和辅助服务收入回收。

表3：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（单位：小时、元/(kW·年)、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

2.2 火电：存量机组折旧到期有望释放利润

中期来看，煤电机组折旧到期后有望释放较多利润。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。2019-2025年，我国煤电装机容量净增加2.19亿千瓦，增幅21.0%。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。进一步结合上市公司发电设备账面原值、累计折旧及当期折旧额测算，样本公司设备折旧到期时间主要集中在2031年前后，折旧减少带来的利润弹性有望逐步释放。**2019-2025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，假设建设期利息费用资本化、20年线性折旧、残值率5%，则单位装机年折旧金额约200元/千瓦）。

表4：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)	(2020)装机	火电装机增幅	发电设备账面原值（2019）	发电设备当期折旧（2019）	发电设备累计折旧年限（2019）	发电设备剩余折期时间（2019）	发电设备折旧到
华能国际	9,923	10,965	10.5%	4,883	201	2,412	12	2031
华电国际	5,013	7,545	50.5%	1,693	79.5	614	14	2033
华润电力	3,097	4,480	44.6%	1,576	84	599	12	2031
大唐发电	5,128	5,861	14.3%	1,998	92	1,075	10	2029
建投能源	815	1,248	53.1%	244	12	111	12	2031
国电电力	6,874	8,227	19.7%	2,786	137	1,266	11	2030
内蒙华电	1,140	1,140	0.0%	439	19	230	11	2030
浙能电力	3,193	3,919	22.7%	856	43	530	8	2027
皖能电力	953	1,912	100.6%	199	10	89	11	2030
江苏国信	1,180	2,251	90.8%	335	13	133	15	2034
申能股份	1,048	1,183	12.9%	391	17	156	14	2033
合计/平均	38,363	48,731	27.0%	15,399	707	7,214	12	2031

数据来源：各公司公告、开源证券研究所

目 录

CONTENTS

1 行业回顾：公用事业收益突出，用电需求与电网投资稳步增长

2 火电：煤价回升压缩价差，容量电价提供收益支撑

3 水电：来水修复预期升温，股息回报凸显长期配置价值

4 核电：核准常态化支撑装机增长，机制结算缓冲电价下行

5 绿电：机制电价逐步落地，绿证增收与补贴回款改善可期

6 电网设备：电网扩建升级释放需求，设备出口增长有望延续

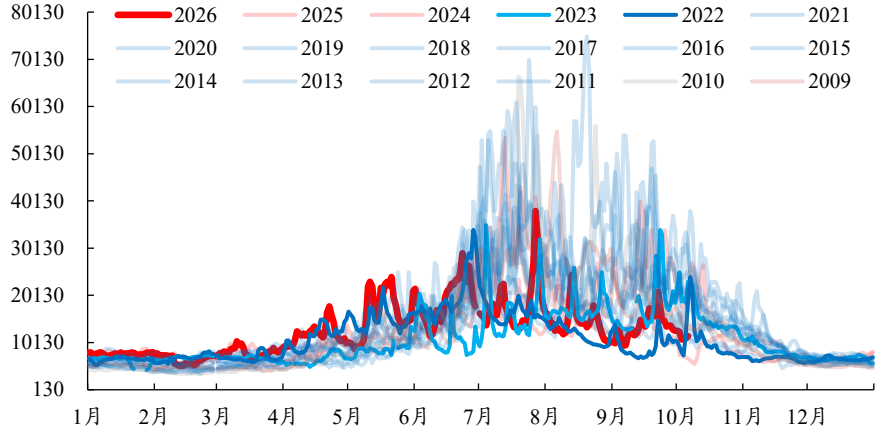
7 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

8 风险提示

3.1 水电：长江2026Q3来水偏枯，高蓄水位支撑后续出力

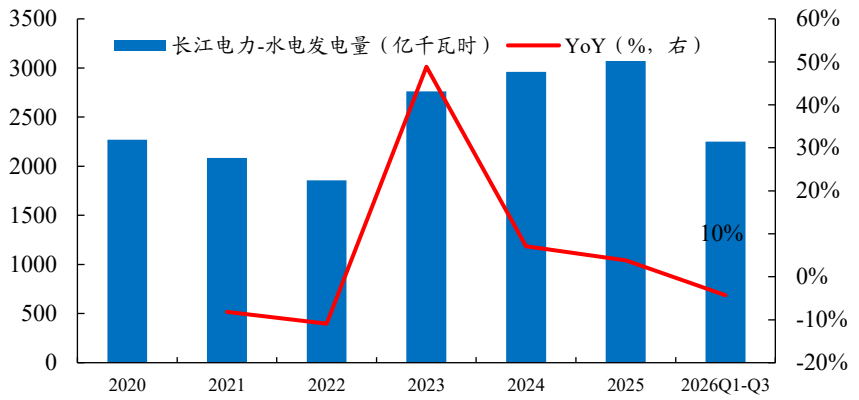
金沙江和长江流域三季度来水偏枯，拖累三峡电站发电。2026年前三季度三峡水库平均入库流量同比下降2.17%，但2026Q3平均入库流量为15,438立方米/秒，同比下降25.8%，来水压力主要集中在三季度。对应三峡电站单季度发电量253.19亿千瓦时，同比下降29.2%。由于上半年来水较好，2026H1三峡电站累计发电450.73亿千瓦时，同比增长31.6%，抵消了三季度发电量下滑，前三季度累计发电量仍达703.92亿千瓦时，同比增长0.5%。同期长江电力水电发电量为2,250.58亿千瓦时，同比下降4.28%。

图18：2026前三季度三峡水库入库流量均值12854.7立方米/秒，yoy-2.17%



数据来源：Wind、开源证券研究所

图19：截至2026Q3长江电力水电发电量2250.58亿千瓦时，yoy-4.28%

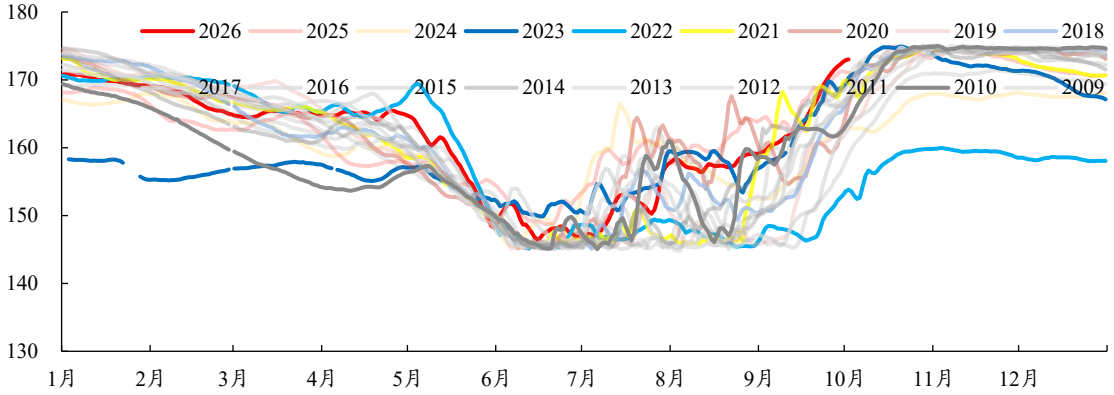


数据来源：长江电力公告、开源证券研究所

3.1 水电：长江2026Q3来水偏枯，高蓄水位支撑后续出力

截至2026年9月末，三峡水库水位升至172.61米，处于历史同期高位。9月以来长江上游来水偏枯，三峡水库仍于10月22日蓄至175米，完成年度蓄水任务。汛末蓄水在一定程度上减少了三季度出库发电，但为今冬明春枯水期留存了较多可调度水量；较高库水位也有利于提高发电水头。三季度发电承压与汛末蓄水增加并存，后续出力具备水量支撑，实际发电量仍取决于来水和水库调度。

图20：2026年9月末三峡水库水位172.61米，处于历史同期最高水平（单位：米）



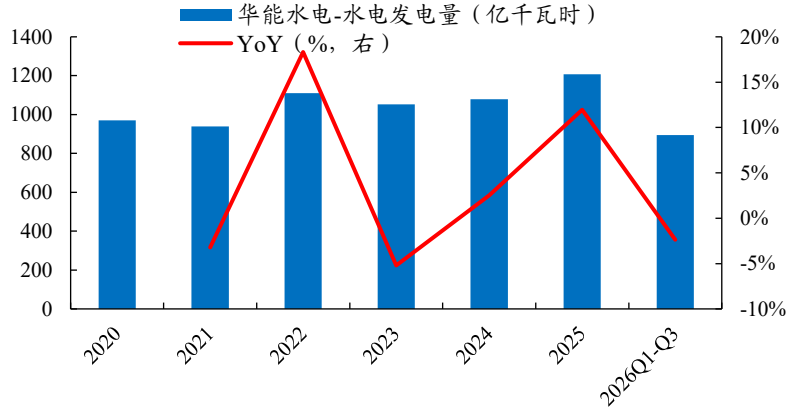
数据来源：Wind、开源证券研究所

3.1 水电：澜沧江梯级调节缓冲波动，雅砻江发电承压

流域来水延续分化，澜沧江梯级调节平滑电量波动，雅砻江发电量明显承压。2025年澜沧江流域糯扎渡断面来水同比偏丰约15%，同时托巴和硬梁包电站投产，推动华能水电水电发电量达到1,208.15亿千瓦时，同比增长11.9%。2026年一季度水电发电量同比增长10.4%，但随着流域来水转弱，前三季度水电发电量为894.88亿千瓦时，同比下降2.4%。澜沧江流域前三季度来水整体同比减少近一成，小湾、糯扎渡两库联合调度以及硬梁包全容量运行，缓冲了来水下降对发电量的影响。

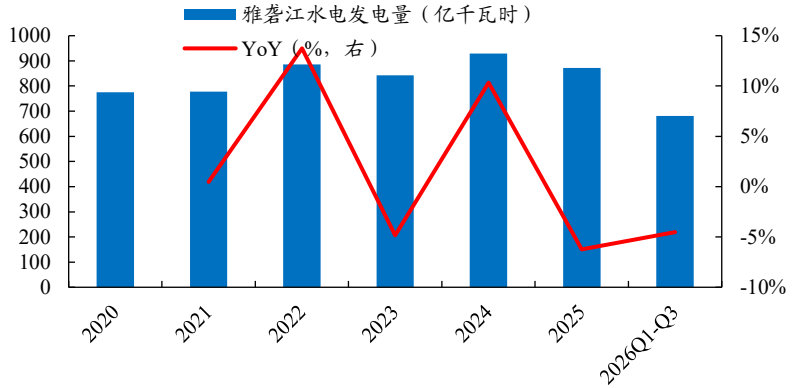
雅砻江流域连续偏枯，三季度发电量降幅有所收窄。2025年雅砻江水电发电量为871.51亿千瓦时，yoy-6.2%；截至2026Q3，雅砻江水电发电量680.94亿千瓦时，yoy-4.51%。雅砻江水电拥有两河口、锦屏一级等多年及年调节水库，梯级调度能够平滑部分水文波动，但难以完全抵消持续偏枯对电量的影响。

图21：截至2026Q3华能水电所属水电发电量894.88亿千瓦时，yoy-2.4%



数据来源：公司公告、开源证券研究所

图22：截至2026Q3雅砻江水电发电量680.94亿千瓦时，vov-4.51%

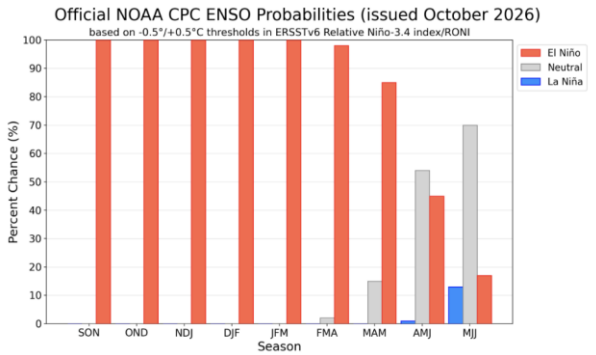


数据来源：公司公告、开源证券研究所

3.1 水电：厄尔尼诺衰减或改善来水，2027年电量具修复基础

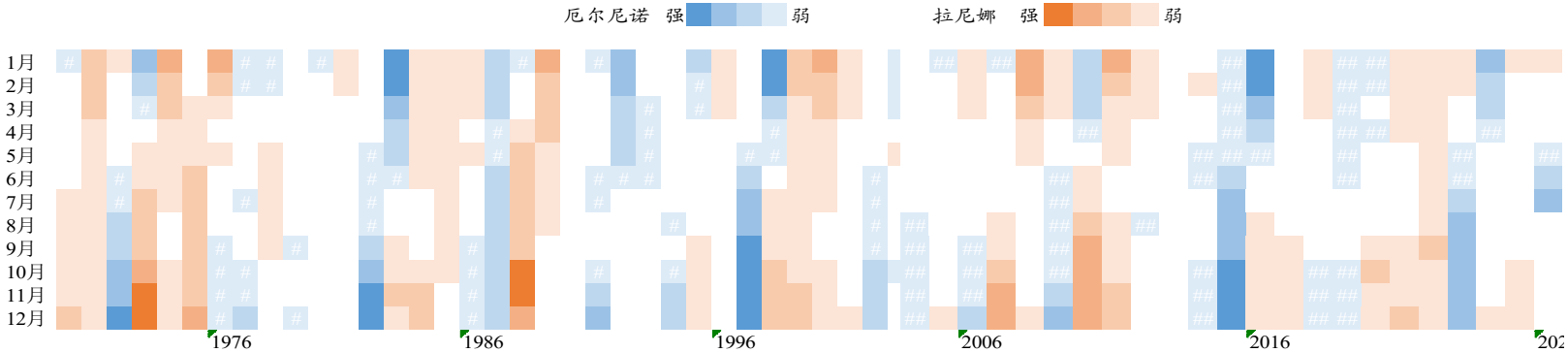
强厄尔尼诺衰减年长江来水偏丰概率提升，2027年水电发电量具备修复基础。NOAA预计本轮强至超强厄尔尼诺将延续至2027年一季度，并于二季度逐步转为中性，2027年汛期将处于厄尔尼诺衰减阶段。历史上，1983年、1998年和2016年均为强厄尔尼诺后的衰减年份，长江流域降水明显偏多；厄尔尼诺峰值后的异常暖海温通过增强西太平洋副热带高压及水汽输送，通常提高次年夏季长江流域降水偏多的概率。结合2026年9月末三峡水库水位处于历史同期高位，我们判断2027年长江流域水电将同时受益于年初较高蓄水和汛期来水改善，全年发电量具备增长基础。

图24：本轮强厄尔尼诺预计延续至2027Q1，2027Q2逐步转为中性



资料来源：IRI(注:横轴坐标代表自2025年12月起的每三个连续月)

图23：强厄尔尼诺通常在冬季达到峰值，并于次年春夏衰减



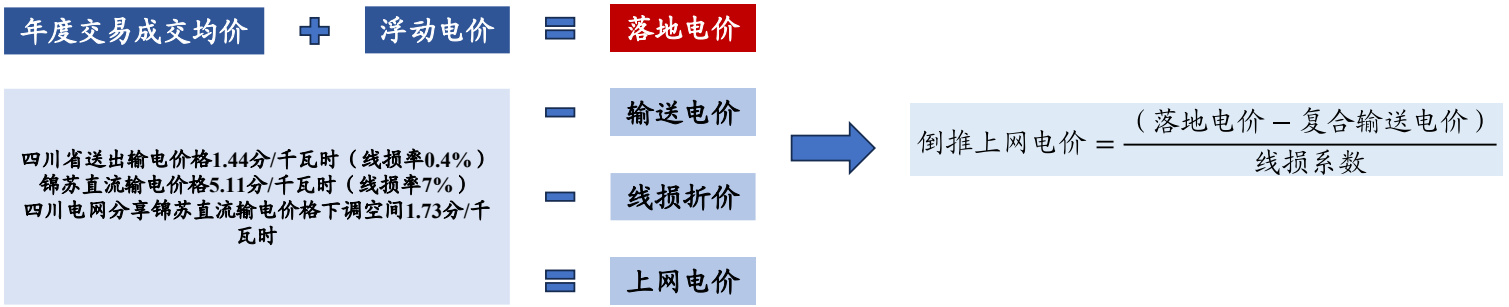
数据来源：NOAA、开源证券研究所

3.2 水电：锦官送苏采用“基准+浮动”，送受两端共担电价波动

锦官送苏市场化电价波动由送、受两端共担。根据江苏省发改委相关文件，2019年7月起锦官送苏上网电价执行固定价0.2603元/千瓦时。2022年8月起，锦官电源组送苏落地电价调整为“基准+浮动”形式：基准落地电价为江苏省燃煤发电基准上网电价391元/兆瓦时；浮动电价为江苏年度交易成交均价与燃煤基准价之差，由送、受双方各承担50%；送苏上网电价由落地电价扣除输电环节价格倒推确定。2024年，浮动电价计算进一步纳入江苏省煤电容量电价度电标准。2023—2026年，江苏省年度交易电量加权均价分别为466.64、452.94、412.45、344.19元/兆瓦时，2026年已低于燃煤基准价。

2022年8—12月，由落地电价倒推出的锦官电源组送苏上网电价为319.5元/兆瓦时，较2019年计划电价上浮22.74%；2023年倒推电价与2022年基本持平。2024年浮动电价计算纳入煤电容量电价度电标准后，倒推上网电价与2023年基本持平。2025年以来，江苏省发改委暂停披露倒推电价，我们按照现行机制测算2025、2026年送苏上网电价。

图25：2022年8月起，锦官电源组送苏落地电价形成机制调整为“基准+浮动”形式



资料来源：江苏省发改委、开源证券研究所

3.2 水电：江苏市场电价回落，锦官送苏电价增益收窄

江苏市场电价回落压缩锦官送苏电价增益。2022年8月，锦官电源组送苏落地电价调整为“基准落地电价+浮动电价”机制，上网电价由落地电价扣除输电费用及线损后倒推确定。根据相关参数测算，2025—2026年锦官电源组送苏上网电价分别为304、277.7元/兆瓦时，较原计划电价仍有一定溢价，但受江苏年度交易均价下降影响，电价增益明显收窄。

锦官电源组由锦屏一级、锦屏二级和官地三座电站组成，合计装机1080万千瓦，占雅砻江水电装机的56.25%，其中640万千瓦送江苏、240万千瓦留川、200万千瓦送重庆。三座电站多年平均发电量合计526.26亿千瓦时，按送苏容量占比估算，年均送苏电量约311.86亿千瓦时。按照历史税费水平测算，送苏电价市场化机制仍能增厚雅砻江水电利润，但2026年利润贡献将随送苏电价下降而同比收窄。

表5：2023-2026年，锦官送苏落地倒推上网电价高于2019年的计划电价

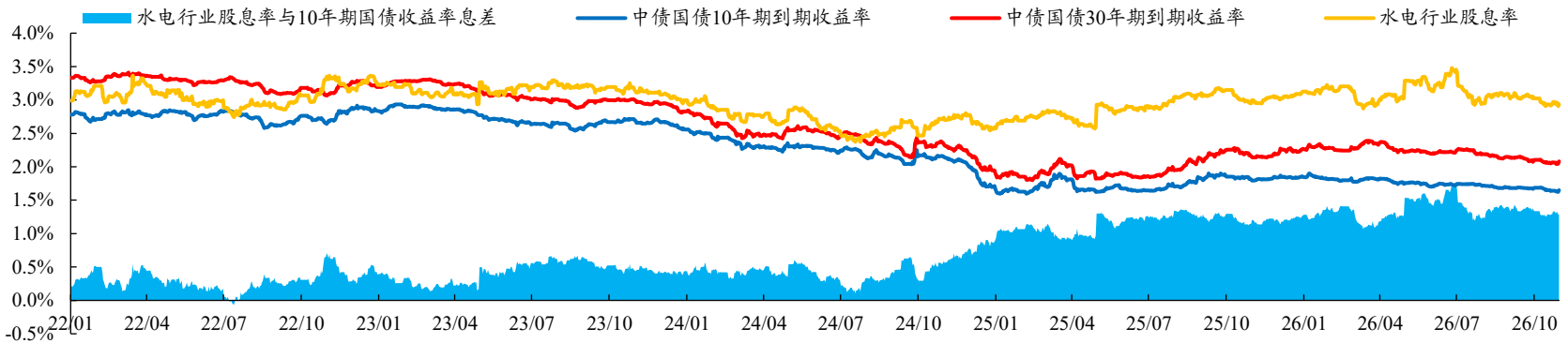
项目	2023	2024	2025E	2026E
锦官送苏电量（亿千瓦时）	311.86	311.86	311.86	311.86
计划电价（元/兆瓦时，苏发改价格发〔2019〕596号）	260	260	260	260
落地倒推市场化电价（元/兆瓦时）	320	319	304	278
落地倒推市场化电价较计划电价差异（元/兆瓦时）	**59**	**59**	**43**	**18**

资料来源：江苏省发改委、开源证券研究所

3.3 水电：股息率回升叠加来水修复，重视水电长期配置价值

股息率回升增强配置吸引力，水电红利资产防御属性或凸显。截至2026年10月30日，水电板块股息率为2.94%；以各板块近三年平均分红比例及2026年Wind一致预期归母净利润测算，我们以当前股价测算2026年板块股息率约为3.17%。水电资产运营成本稳定、现金流可预测性较强，较高的股息回报能够降低盈利及市场波动对估值的影响，板块防御属性随股息率回升而增强。叠加2027年来水修复预期，水电板块的盈利与分红基础有望改善，建议关注各流域资源禀赋优异、调节能力较强且分红稳定的优质水电资产。

图26：2024H2水电股息率与国债收益率净息差开始走阔（%）



数据来源：Wind、开源证券研究所

目 录

CONTENTS

1 行业回顾：公用事业收益突出，用电需求与电网投资稳步增长

2 火电：煤价回升压缩价差，容量电价提供收益支撑

3 水电：来水修复预期升温，股息回报凸显长期配置价值

4 核电：核准常态化支撑装机增长，机制结算缓冲电价下行

5 绿电：机制电价逐步落地，绿证增收与补贴回款改善可期

6 电网设备：电网扩建升级释放需求，设备出口增长有望延续

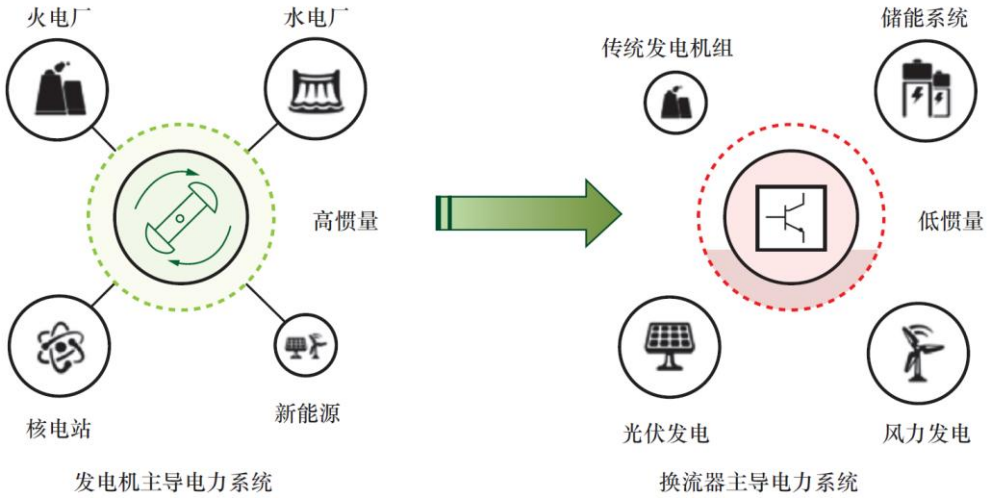
7 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

8 风险提示

4.1 核电：稳定出力与同步惯量提供系统基荷支撑

新型电力系统安全稳定运行需要核电提供坚强支撑。随着新能源装机和发电量占比持续提升，电力系统中同步发电机占比下降，高比例可再生能源和电力电子设备带来的“双高”特征日益突出，系统转动惯量及频率、电压支撑能力相应减弱。核电机组采用同步发电机，能够保持长期稳定出力并提供转动惯量，与煤电、水电及储能共同承担电力保供和系统调节功能，是新型电力系统中兼具清洁属性与稳定支撑能力的基荷电源。

图27：随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统转动惯量减少

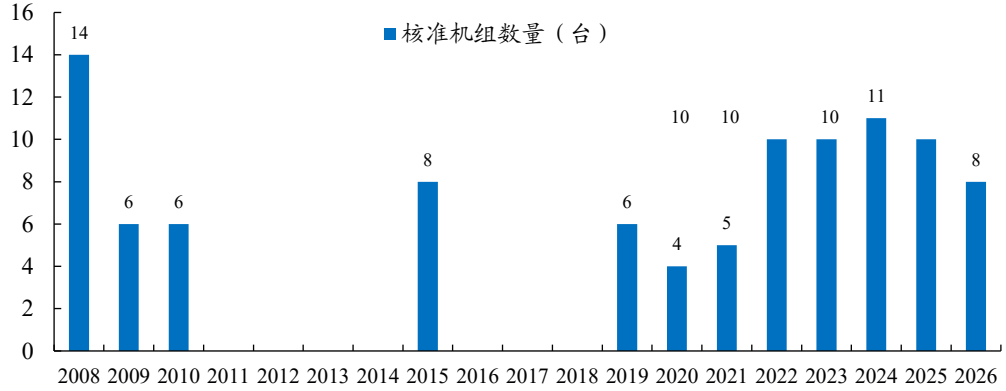


资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》（国家能源局，2023）

4.1 核电：核准常态化与项目储备支撑装机增长

自主三代核电技术成熟与政策转向推动核电核准提速。2011年福岛核事故后，我国核电审批趋于审慎，“十二五”和“十三五”期间分别核准8台和10台机组。2021年1月，华龙一号全球首堆投入商业运行；同年政府工作报告提出“在确保安全的前提下积极有序发展核电”。2022—2025年核准数量连续四年保持在10台及以上，2026年再核准8台，核电审批已形成常态化节奏。截至2026年7月末，我国大陆在运、在建的华龙一号机组达到38台，自主三代核电进入规模化建设阶段。**“十五五”期间核电装机增量明确，前期核准项目将陆续转入投产阶段。**“十五五”提出，2030年在运核电装机将达到1.1亿千瓦，较当前增长约61%，对应新增装机约4146万千瓦。同期我国在运及核准在建核电装机已达到1.35亿千瓦，其中核准在建机组57台，充足的项目储备为2030年装机目标提供支撑，未来几年核电建设重点将由项目核准逐步向开工建设和投产兑现延伸。

图28：2019年起核电项目核准恢复，2022-2026年核准节奏保持稳定



数据来源：中国核能行业协会、中国能源报、各公司公告、开源证券研究所

4.1 核电：沿海市场电价下行，核电交易电量面临折价

沿海省份年度长协电价下行，核电市场化交易电量面临折价压力。2026年，广东、江苏、浙江年度交易均价分别为372.14、344.19、344.85元/兆瓦时，同比下降19.72、68.26、67.54元/兆瓦时。根据已披露的核电交易价格及省内年度长协均价测算，各省市场化电价较相关核电机组核准价低10.2%—19.3%；其中江苏核电交易均价为335.50元/兆瓦时，较田湾核电核准价低17.4%，辽宁月度集中竞价均价为306.59元/兆瓦时，较红沿河核电核准价低19.3%。随着核电市场化交易电量占比提高，市场电价下行将拉低机组综合结算电价，削弱发电量增长对收入的拉动

表6：2026年，多省市场化电价跌破省内核电核准价（单位：元/千瓦时）

省份	电站	核准价	市场价			2026市场价相较核准价
			2024	2025	2026	
浙江	秦山	0.4188	0.4638	0.4124	0.3449	-17.7%
	三门	0.4203				-18.0%
广东	岭澳	0.4143	0.4656	0.3919	0.3721	-10.2%
	岭东、阳江	0.4153				-10.4%
	台山	0.4350				-14.5%
江苏	田湾	0.4064	0.4529	0.4097	0.3355	-17.4%
辽宁	红沿河	0.3798	/	/	0.3066	-19.3%

数据来源：各公司公告、广东电力交易中心公众号等、开源证券研究所
注：不公布核电长协电价的年份/省份，市场化电价数据取该年份/省份长协电价均值。

4.1 核电：机制电价稳定市场化电量收益

核电加快参与电力市场，稳定收益需要配套价格机制。2026年2月，《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》提出，在保障能源安全的基础上，分品种、有节奏推进核电等电源进入电力市场，并探索建立体现核电低碳价值的制度。核电市场化方向进一步明确，政策重点由保障计划电量逐步转向市场交易与价值补偿并行，在发挥市场价格发现作用的同时维持核电机组稳定经营。

辽宁核电机制电价降低机组收益对市场电价的敏感度。2026年，红沿河核电每日21个小时上网电量的80%纳入机制，机制电价为0.3798元/千瓦时，市场均价与机制电价之间的差额纳入系统运行费用。按照核电机组全天均匀出力测算，机制电量约占上网电量的70%，大部分电量收益不再随市场价格同步波动，其余电量仍保留市场价格敞口。该机制的核心作用是稳定综合结算电价，而非提高核电原有核准电价。

广西核电价差费用持续列入系统运行费用，价差结算已进入实际执行阶段。2026年2月起，广西代理购电价格新增“核电价差合约费用”，2月和9月分别为0.0326、0.03元/千瓦时，表明核电市场交易价格与机制价格之间的差额已向用户侧分摊。价差结算有助于缓解市场电价下行对核电收益的影响。

表7：辽宁省明确建立核电可持续发展价格结算机制，推动核电机组平稳入市

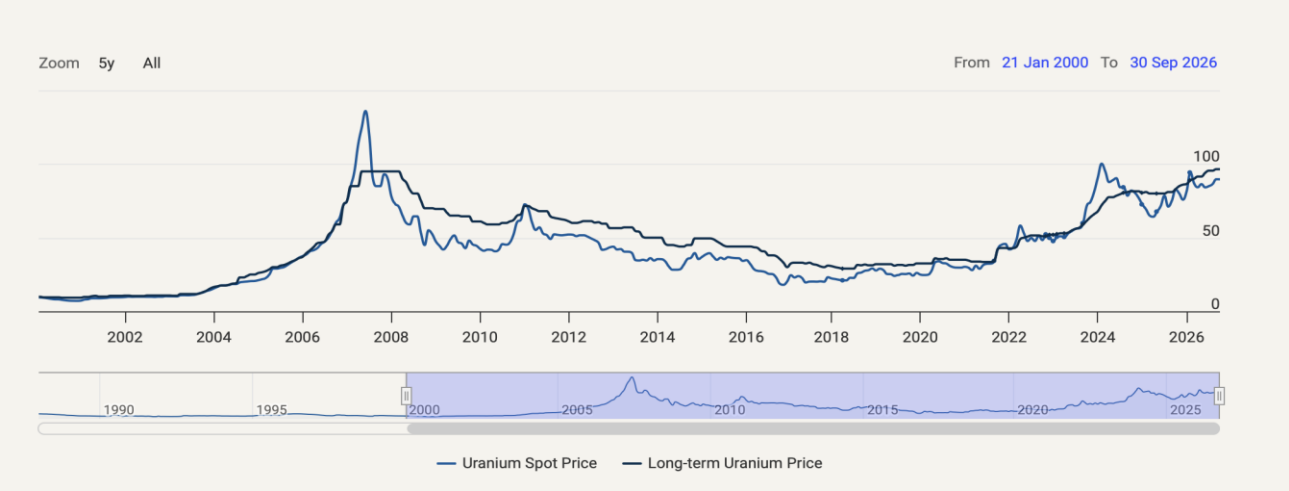
项目	主要内容
机制电量	2026年，核电月度机制电量规模在当月机组实际上网电量的基础上，**将每日21小时时段的80%上网电量纳入机制**；其余3小时时段的上网电量不纳入机制（**原则上选择新能源消纳最为困难的连续3小时，1-3月暂定为每日2:00-5:00**）。
机制电价	**机制电价水平按照国家现行核电上网电价政策执行。**目前，辽宁省在运的核电机组为红沿河1-6号机组，其中红沿河1-4号机组上网电价为0.3823元/千瓦时，5-6号机组上网电价为0.3749元/千瓦时。纳入机制后，红沿河1-6台核电机组平均机制电价执行0.3798元/千瓦时。
费用分摊	对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，**由电网企业按规定开展差价结算，差价结算费用暂纳入系统运行费用，由全体工商业用户进行分摊；**不再开展其他形式的差价结算。
保障措施	（1）规范开展中长期与现货市场的费用结算，**不得向核电不合理分摊费用**，逐步取消中长期合约阻塞费用分摊； （2）**核电机组机制电量不参与中长期交易**，计入中长期合同签约比例；核电机组中长期交易申报电量上限，现阶段按装机容量扣除机制电量对应容量后的最大上网能力确定； （3）核电机组通过纳入核电可持续发展价格结算机制获得保障，**不参与发电侧容量补偿机制。**

资料来源：辽宁省发改委文件、开源证券研究所

4.2 核电：铀价高位运行，燃料成本占营业成本四分之一

天然铀价格维持高位，核电企业后续燃料采购成本面临上行压力。2026年1—9月，U_3O_8现货、长期均价分别为87.41、93.33美元/磅，同比分别上涨21.9%、15.7%；截至9月，长期价格进一步升至96.50美元/磅。核电企业主要通过长期协议采购燃料，铀价上涨向发电成本传导存在时滞，但长期价格持续抬升仍将增加后续采购压力。

图29：2021-2026M9天然铀长协价格大幅上涨（美元/磅）

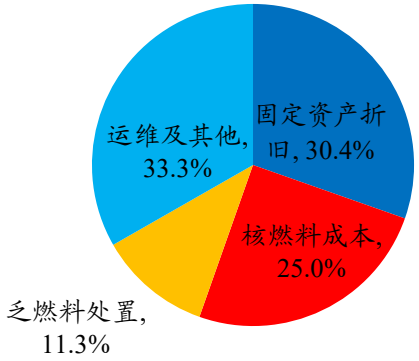


资料来源：Cameco

4.2 核电：铀价高位运行，燃料成本占营业成本四分之一

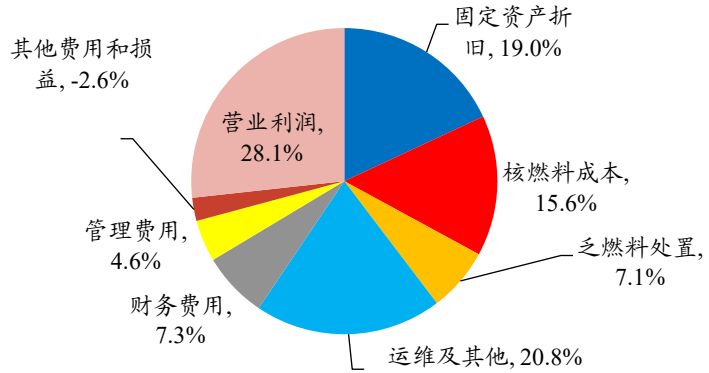
核燃料是核电运营商的重要成本项，折旧及运维等成本占比更高。2025年，中国广核核燃料成本占营业成本25.0%，固定资产折旧占30.4%，乏燃料处置占11.3%，运维及其他占33.3%；核燃料成本占营业收入15.6%。铀价上涨将推升燃料成本，其对当期利润的影响还取决于采购合同价格和成本摊销节奏。

图30：2025年中国广核核燃料成本占营业成本的25.0%



数据来源：Wind、中国广核公告、开源证券研究所

图31：2025年中国广核核燃料成本占营业收入的15.6%

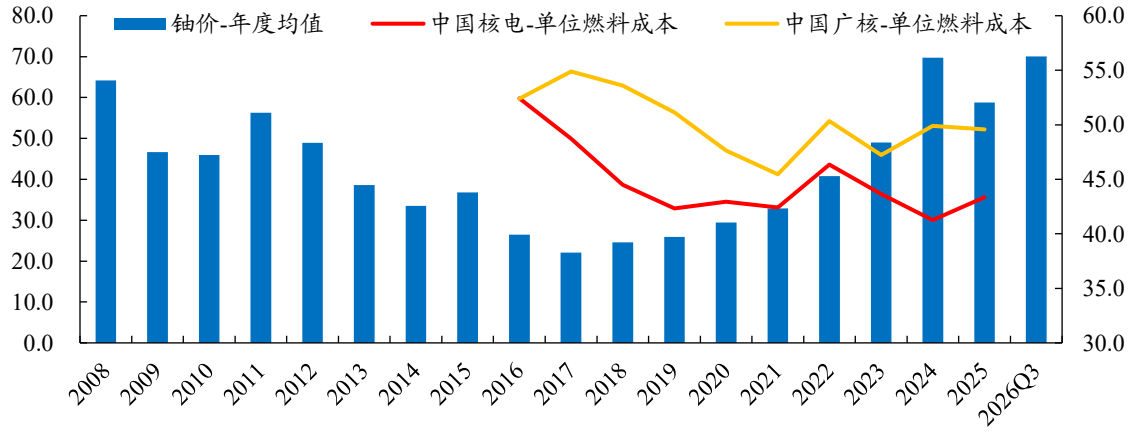


数据来源：Wind、中国广核公告、开源证券研究所

4.2 核电：集团供应与长期协议平滑铀价成本传导

集团燃料供应体系与长期协议平滑铀价波动，核电企业单位燃料成本保持相对稳定。中国核电、中国广核分别依托中核集团和中广核集团的天然铀资源及核燃料供应体系，并与集团内相关企业签订长期供应协议，降低短期铀价波动对采购成本的影响。2017—2025年，铀现货年度均价由22.09美元/磅U_3O_8升至58.77美元/磅U_3O_8，累计上涨166.0%，同期中国核电、中国广核单位燃料成本反而分别下降11.0%、9.7%；2021—2025年长期铀价由33.5美元/磅U_3O_8升至约80.5美元/磅U_3O_8，两家公司单位燃料成本仅分别上涨2.2%、9.1%。国际铀价上涨向核电运营商单位燃料成本的传导较为缓慢，我们预计本轮铀价上涨不会显著冲击2027年核电运营商盈利。

图32：2017—2024年铀价显著上涨，核电企业单位燃料成本保持相对稳定（美元/磅，元/兆瓦时/右）



数据来源：Wind、各公司公告、开源证券研究所

4.2 核电：铀价每涨5美元/磅，测算燃料成本增加1.72元/兆瓦时

世界核协会（WNA）发布的核电经济学报告中提供了两种核燃料成本口径，两种口径计算结果存在一定差异，本文计算燃料成本时，取两种算法结果的平均值，美元兑人民币汇率取6.7。

算法1：制作1kg核燃料需要8.9kg天然铀（U3O8），转换、富集、燃料制造环节成本分别为120、401、300美元；1kg铀燃料可发电360兆瓦时。

算法2：当天然铀价格由25涨至50美元，单位发电燃料成本由5美元/兆瓦时上涨至6.2美元/兆瓦时。由此得，转换、富集、燃料制造环节对应单位成本3.8美元/兆瓦时；天然铀价格每上涨25美元，单位成本提高1.2美元/兆瓦时。

以华龙一号机组为例，假设机组装机容量1200兆瓦，单位造价16000元/千瓦，年均利用小时数7500，30年直线折旧无残值，乏燃料处置金按26元/兆瓦时固定征收，单位运维及其他成本60元/兆瓦时，单位发电收入340元/兆瓦时（不含增值税，下同）。天然铀价格每提高5美元/磅，核电燃料成本增加1.72元/兆瓦时；当天然铀价格达80美元/磅且完全传导至公司时，核电毛利率为39.7%。若铀价由75美元/磅上涨至90美元/磅，核电毛利率下降1.5pct（由于未考虑乏燃料处置金减免等政策优惠，测算结果较实际值偏低）。

表8：天然铀价格每提高5美元/磅，核电燃料成本增加1.72元/兆瓦时（美元/磅、元/兆瓦时）

天然铀价格	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120
单位发电天然铀成本	20.60	22.32	24.04	25.75	27.47	29.19	30.90	32.62	34.34	36.06	37.77	39.49	41.21
单位发电燃料成本	40.97	42.69	44.41	46.12	47.84	49.56	51.27	52.99	54.71	56.43	58.14	59.86	61.58
单位发电营业成本	198.08	199.80	201.52	203.23	204.95	206.67	208.39	210.10	211.82	213.54	215.25	216.97	218.69
天然铀成本/营业成本	10.4%	11.2%	11.9%	12.7%	13.4%	14.1%	14.8%	15.5%	16.2%	16.9%	17.5%	18.2%	18.8%
燃料成本/营业成本	20.7%	21.4%	22.0%	22.7%	23.3%	24.0%	24.6%	25.2%	25.8%	26.4%	27.0%	27.6%	28.2%
天然铀成本/营业收入	6.1%	6.6%	7.1%	7.6%	8.1%	8.6%	9.1%	9.6%	10.1%	10.6%	11.1%	11.6%	12.1%
燃料成本/营业收入	12.1%	12.6%	13.1%	13.6%	14.1%	14.6%	15.1%	15.6%	16.1%	16.6%	17.1%	17.6%	18.1%
毛利率	41.7%	41.2%	40.7%	40.2%	39.7%	39.2%	38.7%	38.2%	37.7%	37.2%	36.7%	36.2%	35.7%

数据来源：WNA、开源证券研究所

4.2 核电：历史单位燃料成本波动较小

从运营商历史发电成本来看，单位燃料成本变动幅度较小，且燃料价格已经处于较高水平。2016-2025年中国广核单位发电燃料成本平均值为50.22元/兆瓦时，在上表中对应天然铀价格约75美元/磅；波动幅度约10元/兆瓦时。运营商燃料成本波动不仅仅受天然铀价格波动影响，新机组试运行结束投入商业运行也会导致当期摊销的燃料费用增加。2016-2025年，受到新机组投产增多、新投产机组乏燃料处置金优惠期结束等因素影响，中国广核单位折旧和乏燃料处置成本整体呈现逐年增长趋势，最大涨幅均已超过10元/兆瓦时。

表9：2016-2025年，中国广核单位发电燃料成本平均值为50.22元/兆瓦时（元/兆瓦时）

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
单位发电收入	**349.78**	**337.01**	**336.38**	**334.78**	**335.08**	**319.37**	**349.73**	**350.83**	**345.54**	**317.13**
单位折旧	50.47	50.85	50.79	58.88	58.43	55.26	56.02	58.65	61.12	60.23
单位燃料成本	52.40	54.89	53.58	51.14	47.65	45.46	50.33	47.24	49.91	49.59
单位乏燃料处置	13.21	9.63	9.73	10.57	12.19	15.44	19.75	19.40	21.28	22.48
单位运维及其他	57.89	59.61	56.93	55.37	62.51	61.59	62.41	64.68	62.59	65.93
单位发电成本	**173.97**	**174.98**	**171.03**	**175.96**	**180.79**	**177.75**	**188.51**	**189.97**	**194.89**	**198.23**
毛利率	**50.3%**	**48.1%**	**49.2%**	**47.4%**	**46.0%**	**44.3%**	**46.1%**	**45.9%**	**43.6%**	**37.5%**

数据来源：中国广核公告、开源证券研究所

目 录

CONTENTS

1 行业回顾：公用事业收益突出，用电需求与电网投资稳步增长

2 火电：煤价回升压缩价差，容量电价提供收益支撑

3 水电：来水修复预期升温，股息回报凸显长期配置价值

4 核电：核准常态化支撑装机增长，机制结算缓冲电价下行

5 绿电：机制电价逐步落地，绿证增收与补贴回款改善可期

6 电网设备：电网扩建升级释放需求，设备出口增长有望延续

7 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

8 风险提示

5.1 绿电：新能源全面入市，机制电量提供基础收益支撑

新能源全面入市后，机制电量成为项目收益的重要支撑。2025年1月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，规定风电、光伏上网电量原则上全部参与市场交易；纳入可持续发展价格结算机制的电量，由电网企业按市场交易均价与机制电价的差额结算。2025年6月1日前投产的存量项目，其机制电量和电价与原有政策衔接；此后投产的增量项目，机制电量规模由各地确定，机制电价通过竞价形成。由此，存量项目仍保有一定的价格稳定性，而2027年增量项目的收益将更多取决于竞价结果及未纳入机制电量的市场交易价格，项目间盈利差异有望扩大。

表10：136号文明确新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限

项目类型	2025年6月1日以前投产的存量项目	2025年6月1日起投产的增量项目
机制电量	各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年	各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。
机制电价	按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价	各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成
执行期限	按照现行相关政策保障期限确定。	按照同类项目回收初始投资的平均期限确定

资料来源：国家发改委、开源证券研究所

5.1 绿电：多数省份机制电量出清过半，基础保障落地

多数省份机制电量出清较为充分，新能源全面入市后的基础收益保障机制已经落地。截至2026年10月，多数省份竞价出清电量达到预设规模的50%以上，部分地区接近全部出清；上海、天津等地完成度相对较低，主要与当地符合条件的增量项目和申报电量较少有关。机制电量按照机制电价与市场交易均价进行差额结算，较高的出清比例能够降低项目收入对市场电价波动的敏感性，为2027年新能源运营商提供基础收益保障。

表11：从机制电量完成情况来看，多数省份完成度较高

省（市、区）	竞价限制-电量（亿千瓦时）			竞价结果-电量（亿千瓦时）			完成度
	风电	光伏	合计	风电	光伏	合计	
	风电	光伏	合计	风电	光伏	合计	完成度
北京	—	—	12	—	—	2.41342	**20.1%**
天津	/	/	40	/	/	9.39	**23.5%**
冀北电网	219.35	138.52	357.87	103.7	36.13	139.83	**39.1%**
河北南网	245.83	45.04	290.87	142.01	14	156.01	**53.6%**
山西	35.27	60.49	95.76	35.6	46.26	81.86	**85.5%**
山东	132.28	39.46	171.74	112.91	39.46	152.37	**88.7%**
辽宁	105.88	12.75	118.63	80.22	1.43	81.65	**68.8%**
吉林	38.62	7.14	45.76	37.76	2.762	40.522	**88.6%**
黑龙江	/	/	63.04	/	/	63	**99.9%**
上海	/	/	22	/	/	5.38	**24.5%**
江苏	陆风光120；海风10		130	/	131	131	**100.8%**
浙江	/	/	/	/	/	42.9	**100.0%**
安徽	竞配项目63；其他27		90	独立项目41.13；统一项目17.55		58.677	**65.2%**
福建	海光14.5；其他31.8		46.3	海上15.97；分布式3.35；集中式3.26		22.58	**48.8%**
湖北	/	/	/	10.84	4.88	15.72	/
湖南	25.18	8.58	33.76	25.18	7.58	32.76	**97.0%**
河南	39.13	66	105.13	38.37612	27.96742	66.34354	**63.1%**
江西	12.26	18.71	30.97	1.35	7.5	8.85	**28.6%**
陕西	62.7	52.3	115	62.7	52.3	115	**100.0%**
甘肃（第一批）	/	/	8.3	3.464	4.828	8.292	**99.9%**
甘肃(第二批)	/	/	15.2	/	/	15.2	**100.0%**
青海（第一次）	5.43	11.25	16.68	5.43	11.25	16.68	**100.0%**
青海（第二次）	10.44	18.15	28.59	6.6887	7.8104	14.4991	**50.7%**
宁夏	/	/	102	/	/	102	**100.0%**
新疆	185.39	36.08	221.48	185	36	221	**99.8%**
重庆	22.6	26	48.6	20.75	17.02	37.77	**77.7%**
四川	8.8	41.4	50.2	8.8	41.4	50.2	**100.0%**
广东	/	/	50	/	46.5	/	**93.0%**
云南	/	/	/	/	/	/	/

数据来源：光伏们公众号、开源证券研究所

5.1 绿电：机制电价区域分化，东部及西南价格较高

机制电价的区域差异将直接拉开新增项目的收益率。上海、重庆、云南等地出清价格基本贴近当地燃煤基准价，东部及西南地区整体价格支撑较强；甘肃、青海、新疆等西北省份出清价格则多处于0.20—0.25元/千瓦时，反映高新能源渗透率下竞价压力更大。按省份统计，风电或光伏机制电价低于0.30元/千瓦时的共有9个，主要分布在东北、西北以及河南、山东等新能源供给较为充裕的地区；11个省份至少一种电源的出清价较燃煤基准价折价超过10%。多数省份风电出清价高于光伏，但湖南、江西等地存在倒挂。相同造价和利用小时假设下，东部及西南高电价地区的新增项目回报率更具优势，西北项目则需要依靠更低造价和更优资源条件消化电价折让。

表12：高价主要集中在东部以及西南省份，风电电价基本高于光伏（元/度）

省（市、区）	燃煤基准价	风电		光伏	
		竞价结果	较燃煤基准价	竞价结果	较燃煤基准价
北京	0.3598	0.3598	0	0.3598	0
天津	0.3655	0.3196	-0.12558	/	/
冀北电网	0.372	0.347	-0.0672	0.352	-0.05376
河北南网	0.3644	0.353	-0.03128	0.3344	-0.08233
山西	0.332	0.277	-0.16566	0.3168	-0.04578
山东	0.3949	0.31	-0.21499	0.261	-0.33907
辽宁	0.3749	0.3	-0.19979	0.33	-0.11977
吉林	0.3731	0.25	-0.32994	0.334	-0.1048
黑龙江	0.374	0.228111	-0.39008	/	/
上海	0.4155	0.4155	0	/	/
江苏	0.391	/	/	0.36	-0.07928
浙江	0.4153	0.3816	/	0.3816	-0.08115
安徽	0.3844	0.384	-0.00104	0.384	/
福建	0.3932	/	/	分布式0.35；集中式0.35	
湖北	0.45	0.387	-0.14	0.333	-0.26
湖南	0.45	0.33	-0.26667	0.375	-0.16667
河南	0.3779	0.304	-0.19555	0.276	-0.26965
江西	0.4143	0.365	-0.119	0.379	-0.0852
陕西	0.3345	0.352	0.052317	0.35	0.046338
甘肃（第一批）	0.3078	0.1954	-0.36517	0.1954	-0.36517
甘肃（第二批）	0.3078	0.1954	-0.36517	0.1954	-0.36517
青海（第一批）	0.3247	0.24	-0.26086	0.24	-0.26086
青海（第二批）	0.3247	0.24	-0.26086	0.227	-0.30089
宁夏	0.2595	0.2595	0	0.2595	0
新疆	0.25	0.252	0.008	0.235	-0.06
重庆	0.3964	0.3961	-0.00076	0.3963	-0.00025
四川	0.4012	0.393	-0.02044	0.373	-0.07029
广东	0.453	/	/	0.36	-0.2053
云南	0.3358	0.332	-0.01132	0.33	-0.01727
贵州	0.3515	0.335	-0.04694	0.345	-0.01849
海南	0.4298	0.3998	/	0.3998	-0.0698

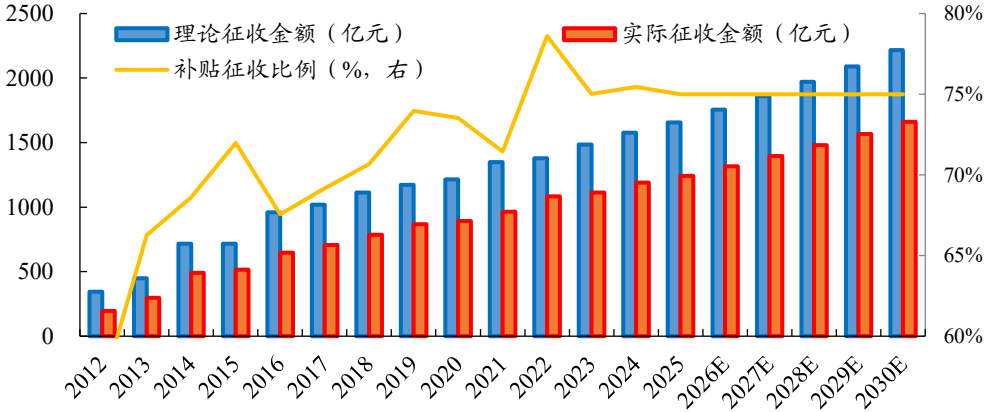
数据来源：光伏们公众号、开源证券研究所

5.2 绿电：新增补贴需求收口，存量欠补仍待兑付

可再生能源电价附加征收不足，制约存量补贴兑付。享受中央财政补贴的可再生能源项目，其上网电价高于当地煤电基准价的部分，由可再生能源电价附加资金按规定补助。附加征收标准多次上调，2016年居民生活和农业生产以外的销售电量提高至0.019元/千瓦 。 2016—2024年实际征收额仅为理论征收额的67.6%—75.5%；2024年理论征收额1577.16亿元，实际征收1190.05亿元，差额387.11亿元。按75%的征收比例测算，2026—2027年征收额分别约为1316亿元、1395亿元，资金来源虽随用电量增长，历史补贴欠款的兑付仍有待持续推进。

新增风光项目的中央财政补贴需求基本收口，存量项目补贴义务边界已经明确。2021年起，新备案的集中式光伏、工商业分布式光伏及新核准陆上风电项目实行平价上网，中央财政不再补贴；新增海上风电项目亦不再纳入中央财政补贴范围。对于已纳入补贴清单的项目，财政部按全生命周期合理利用小时数核定补贴电量，并规定风电、光伏项目并网满20年、生物质项目并网满15年后停止享受中央财政补贴。由此，后续补贴资金需求主要来自存量项目，单个项目的补贴电量及享受年限均有上限。

图33：可再生能源补贴未能足额征收，2016年起每年未征收资金约300亿元



数据来源：Wind、开源证券研究所

5.2 绿电：补贴结算体系已建立，运营商应收规模仍高

补贴结算机制逐步完善，新能源运营商应收账款仍在累积。2022年8月，国家发展改革委、财政部、国务院国资委授权国家电网、南方电网分别设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司，统筹解决可再生能源发电补贴问题。结算公司在财政拨款基础上，通过专项融资解决补贴资金缺口，专项融资本息在可再生能源发展基金预算中列支。

根据三峡能源招股书，纳入补贴目录或补贴清单的项目，按照可再生能源发展基金拨付进度结算补贴电费；未纳入的项目暂不能获得相应补贴资金。发电项目并网后，燃煤脱硫标杆电价部分由电网公司按月支付，补贴电费的回款周期则明显更长。我们统计的15家新能源发电上市公司2026年6月末应收账款及票据合计2384.19亿元，较2025年末增加136.93亿元，新增应收占同期营业收入的14.3%。2025年应收下降的趋势未能延续，截至2026年6月末，样本公司应收账款及票据较年初增加136.93亿元，资金占用仍维持高位。

表13：2026H1样本新能源运营商应收账款较2025年末增加137亿元

股票代码	公司简称	企业类型	总市值	应收账款（与票据）	营业收入	当期新增应收/当期营收	累计应收/总市值
1798.HK	大唐新能源	中央国有企业	55.41	231.30	58.93	22.4%	417.4%
2380.HK	中国电力	中央国有企业	282.17	362.84	224.57	11.7%	128.6%
0916.HK	龙源电力	中央国有企业	363.14	469.12	146.42	19.9%	129.2%
0579.HK	京能清洁能源	地方国有企业	110.09	125.90	101.72	2.9%	114.4%
000591.SZ	太阳能	中央国有企业	158.15	125.43	23.76	28.9%	79.3%
600821.SH	金开新能	地方国有企业	99.15	75.88	16.92	12.9%	76.5%
1811.HK	中广核新能源	中央国有企业	76.01	61.71	52.64	7.8%	81.2%
601778.SH	晶科科技	民营企业	117.65	66.90	14.03	6.2%	56.9%
600032.SH	浙江新能	地方国有企业	160.15	86.96	22.25	21.7%	54.3%
601016.SH	节能风电	中央国有企业	191.10	81.32	21.88	20.1%	42.6%
600905.SH	三峡能源	中央国有企业	957.69	510.64	133.57	21.0%	53.3%
000537.SZ	中绿电	中央国有企业	138.76	60.77	26.65	17.4%	43.8%
600163.SH	中闽能源	地方国有企业	92.87	24.61	11.03	17.4%	26.5%
601619.SH	嘉泽新能	民营企业	106.90	30.10	12.10	13.6%	28.2%
600956.SH	新天绿能	地方国有企业	298.37	70.71	92.17	6.3%	23.7%
合计			3,207.60	2,384.19	958.64	14.3%	74.3%

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：总市值取2026年10月30日收盘价数据，应收账款、营业收入取2026半年报数据）

5.2 绿电：补贴集中拨付释放营运资金，改善现金周转

存量补贴集中拨付有助于改善新能源运营商现金周转。2025年8月，太阳能、吉电股份、林洋能源、晶科科技和金开新能公告收到较大规模可再生能源补贴；2026年1—8月，太阳能累计收到补贴24.42亿元，同比增长5.3%。现有披露显示，补贴回款可在短期内集中释放，减少应收补贴占用；对补贴应收规模较大的公司，回款增加将释放营运资金并降低外部融资需求。

表14：2025年多家上市公司8月收到大量可再生能源补贴（亿元）

股票代码	公司简称	8月收到补贴	1-8月累计收到补贴	1-8月累计收到补贴同比	1-8月累计收到补贴占2024全年补贴总额
000591.SZ	太阳能	16.92	23.19	232.2%	169.8%
000875.SZ	吉电股份	9.13	12.71	154.2%	135.4%
601222.SH	林洋能源	2.03	3.06	210.1%	177.1%
601778.SH	晶科科技	6.46	8.91	248.0%	166.0%
600821.SH	金开新能	9.39	12.14	341.7%	190.1%

数据来源：各公司公告、开源证券研究所

5.3 绿电：消费责任延伸至重点行业，绿证需求有望增长

2025年7月，国家发改委发布《关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，下发2025年、2026年可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业绿色电力消费比例要求。《通知》明确，**在电解铝行业基础上，新增钢铁、多晶硅、水泥和枢纽节点新建数据中心可再生能源消纳权重考核目标。**2025年各省对电解铝行业绿色电力消费比例完成情况进行考核，对钢铁、水泥、多晶硅和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例完成情况只监测不考核。2025年，各省电解铝、钢铁、水泥、多晶硅绿色电力消费比例考核目标基本与省内整体考核目标相当；2025-2026年，**国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例要求为80%。**2026年预期总量消纳权重平均提升0.90pct，非水消纳权重平均提升1.25pct，**绿色电力消费比例完成情况核算以绿证为主**

可再生能源消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业。2017年以前，我国绿电消纳政策主要是**全额保障收购**，优先解决新能源“能发不能上网”的问题。2019年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》明确按年度向各省级区域下达可再生能源电力总量及非水可再生能源消纳责任权重，**消纳责任落实到省级。**2025年3月《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》提出加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，**消纳责任落实到具体行业。**

表15：新能源消纳政策逐步健全，消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业

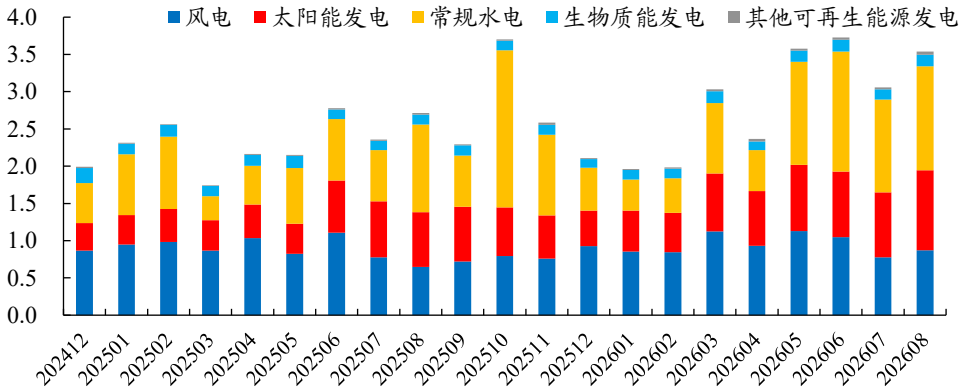
文件	时间	主要内容
《可再生能源法》	2006	电网企业应当**全额收购**其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。
《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）	2015	确保可再生能源发电**依照规划保障性收购**、认真落实可再生能源发电保障性收购制度。
《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）	2019	建立健全“可再生能源电力消纳保障机制”,自2019年起，两部委每年印发**各省级区域可再生能源电力总量消纳、非水可再生能源电力消纳责任权重**。
《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）	2022	鼓励各地区通过区域协作或开展可再生能源电力消纳量交易等方式，满足国家规定的可再生能源消费最低比重等指标要求。
《国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44号）	2024	明确加快推进新能源配套电网项目建设、**积极推进系统调节能力提升和网源协调发展**、充分发挥电网资源配置平台作用、科学优化新能源利用率目标等重点任务，原则上新能源利用率不低于90%。
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（发改能源〔2025〕262号）	2025	**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：国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

5.3 绿电：绿证核发与交易双增长，环境价值变现扩容

绿证市场加速扩容，可再生能源环境价值的变现渠道进一步完善。2026年1—8月，全国累计核发绿证23.24亿个，同比增长23.7%；其中太阳能和常规水电核发量分别同比增长47.1%和32.2%，合计贡献约89%的核发增量。同期全国绿证交易量达到5.40亿个，同比增长16.4%，8月交易量同比增长25.2%。随着绿证核发全面覆盖、消纳责任权重持续落实，绿证交易需求有望进一步释放，绿证收入对新能源运营商收益的贡献将逐步提升。

图34：2026年1—8月绿证核发量同比增长23.7%，光伏及水电贡献主要增量（亿个）

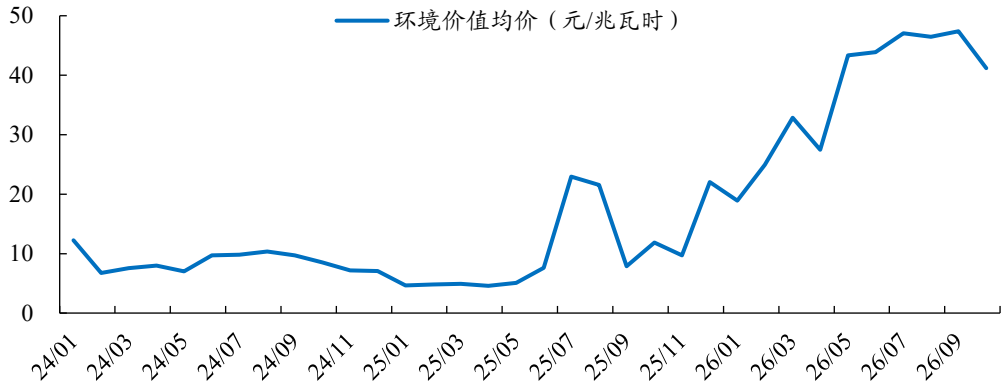


数据来源：国家能源局、开源证券研究所

5.3 绿电：广东环境价值走高，运营商增收空间扩大

绿电环境价值显著提升，运营商市场化增收空间打开。2025年3月，国家发改委等部门明确逐步推进重点行业绿证强制消费，到2030年钢铁、有色、建材、石化、化工及数据中心等重点用能单位绿色电力消费比例原则上不低于全国可再生能源消纳责任权重平均水平，绿电需求由自愿消费逐步向履约消费拓展。需求扩张已开始反映在交易价格中：广东绿电环境价值均价由2025年9月的7.86元/兆瓦时升至2026年10月的41.16元/兆瓦时，2026年5月以来连续维持在40元/兆瓦时以上；2026年1—10月均价达到37.34元/兆瓦时，较2025年同期的8.40元/兆瓦时增长约3.4倍。按照37.34元/兆瓦时测算，绿电交易电量占总发电量的比例每提高20个百分点，单位发电收益可增加约7.47元/兆瓦时，绿电环境价值正成为新能源运营商市场化收入的重要增量。

图35：2026年以来广东绿电环境价值中枢显著抬升（元/兆瓦时）



数据来源：广东电力交易中心公众号、开源证券研究所

目 录

CONTENTS

1 行业回顾：公用事业收益突出，用电需求与电网投资稳步增长

2 火电：煤价回升压缩价差，容量电价提供收益支撑

3 水电：来水修复预期升温，股息回报凸显长期配置价值

4 核电：核准常态化支撑装机增长，机制结算缓冲电价下行

5 绿电：机制电价逐步落地，绿证增收与补贴回款改善可期

6 电网设备：电网扩建升级释放需求，设备出口增长有望延续

7 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

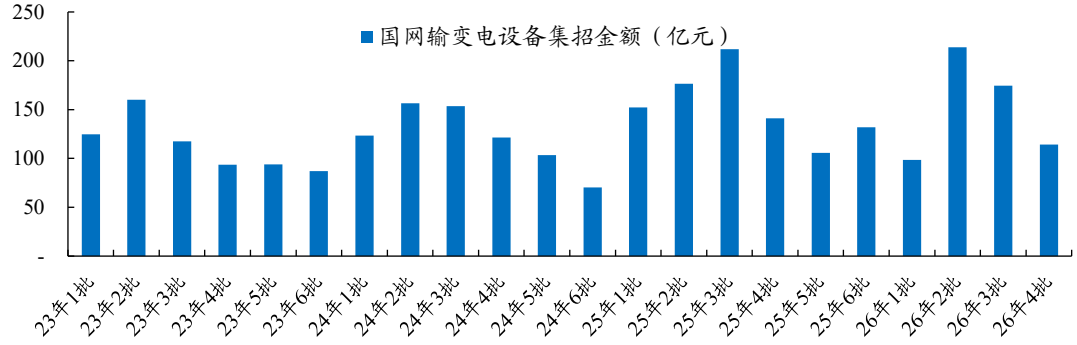
8 风险提示

6.1 电网设备：特高压招标放量，2027年订单有望集中交付

常规输变电设备招标保持高位，特高压设备招标显著提速，2027年电网设备板块的主要增量预计来自特高压订单交付。2025年，国网输变电设备集招金额累计919.52亿元，同比增长26.2%；2026年前四批累计招标600.82亿元，较2025年前四批下降11.9%，但组合电器、变压器和电力电缆招标金额仍分别达到135.21、120.35、110.69亿元，常规输变电设备需求维持较高水平。

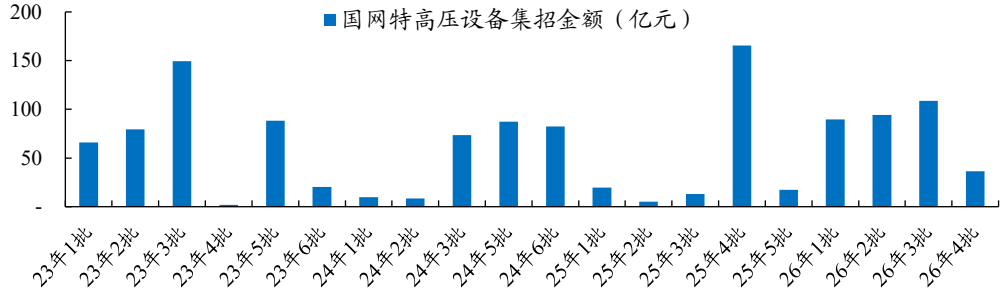
特高压招标已由2025年的阶段性放缓转向集中放量，头部主设备企业订单增长确定性进一步增强。2026年前四批，国网特高压设备集招金额累计329.12亿元，较2025年全年增长49%；其中组合电器、变压器和换流阀招标金额分别为72.82、76.59、87.2亿元。中国西电、平高电气、特变电工累计中标55.28、31.74、26.72亿元。随着本轮特高压订单逐步进入生产交付阶段，2027年特高压一次设备企业收入增速有望明显高于常规输变电设备企业。

图36：2026年前四批国网输变电设备集招金额600.82亿元，较2025年前四批减少11.9%



数据来源：国家电网、电网设备公众号等、开源证券研究所

图37：2026年前四批国网特高压设备集招金额329.12亿元，超出2025年全年49%

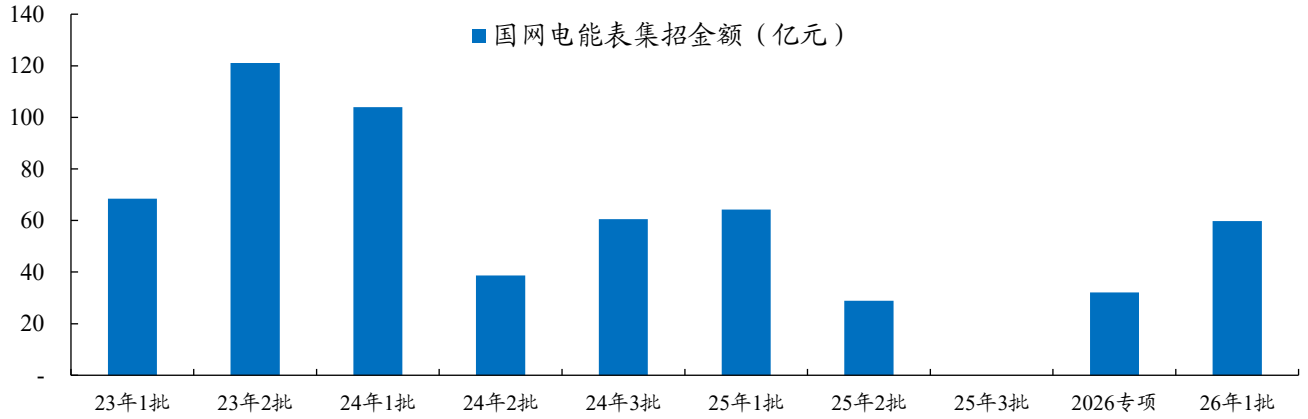


数据来源：国家电网、电网设备公众号等、开源证券研究所

6.1 电网设备：电表招标规模与均价同步修复

2026年国网智能电表招标由量价双降转向量价修复，新规推动的产品升级将支撑2027年电表企业收入与盈利同步改善。2025年，国网第三批计量设备招标的电能表标段全部流标，全年电能表集招金额仅93.13亿元，同比下降54.2%。2026年，国网已完成一批专项招标和第一批常规招标，电能表集招金额分别为32.09、59.84亿元，合计达到91.92亿元，相当于2025年全年金额的98.7%，招标规模已明显恢复。

图38：2026年专项及第一批国网电能表集招金额合计91.92亿元，已接近2025年全年

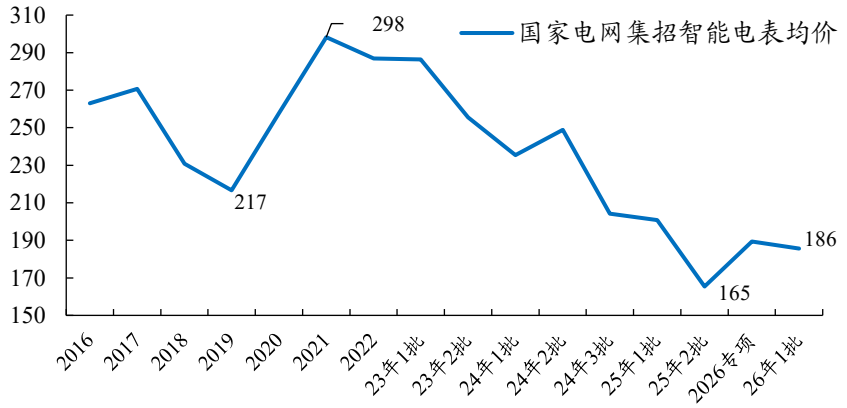


数据来源：国家电网、中国仪器仪表协会公众号等、开源证券研究所

6.1 电网设备：电表招标规模与均价同步修复

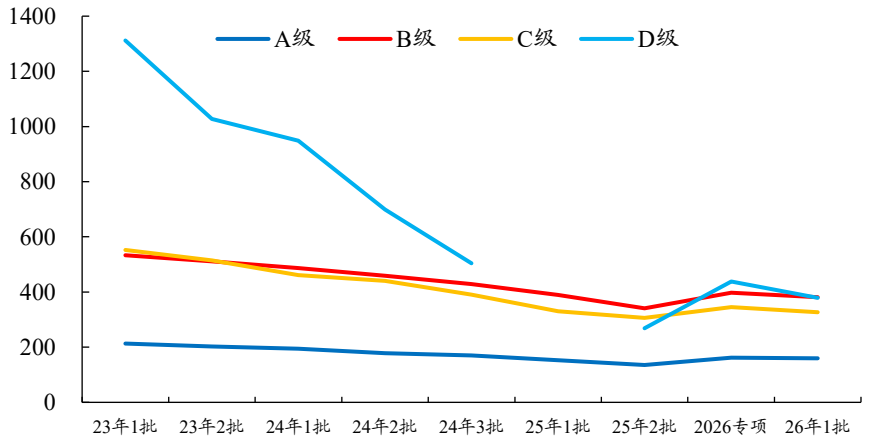
智能电表集招价格结束连续下行，各等级电表价格均较2025年低点回升。2026年第一批智能电表平均价格为186元/只，较2025年第二批的165元/只上涨12.2%；A、B、C、D级电表均价分别为159.58、381.57、326.09、379.20元/只，较2025年第二批分别上涨17.9%、12.0%、6.5%、41.2%。2025年发布的新一代智能物联电能表技术规范提高了计量精度、计量范围及过载能力，增加高频分时计量和绿电交易等功能，产品性能与价值量同步提升。参考上一轮新规实施后电表均价明显上涨的经验，本轮技术升级叠加存量电表更新需求，电表价格已进入修复阶段，2026年招标订单将支撑2027年智能电表业务收入增长和毛利率回升。

图39：2026年第一批国网智能电表均价回升至186元/只



数据来源：国家电网、煜邦电力招股书等、开源证券研究所

图40：2026年国家电网各级电表均价均有回升（元/只）

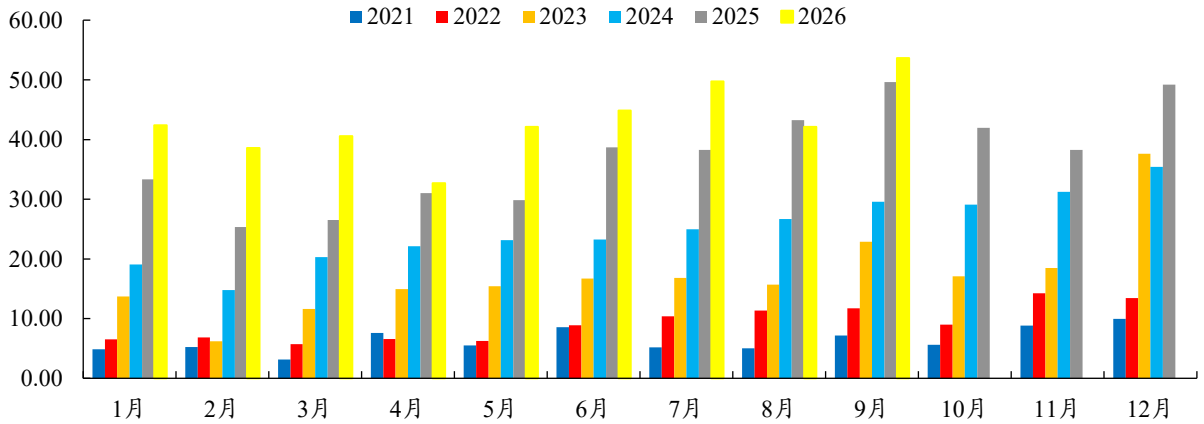


数据来源：国家电网、中国仪器仪表协会公众号等、开源证券研究所

6.2 电网设备：变压器及高压开关出口保持增长

海外电网建设需求保持旺盛，2026年电力设备出口继续增长，变压器和高压开关成为主要增量。2026年前三季度，我国液体介质变压器出口金额达到386.76亿元，同比增长22.46%。2025年变压器月度出口规模已较此前明显抬升，2026年前三季度多数月份继续高于上年同期，9月出口金额达到年内高点。海外输配电网络扩建和升级持续带动变压器需求，出口增长有望支撑相关企业订单交付。

图41：2026年前三季度我国液体介质变压器出口金额386.76亿元，同比增长22.46%

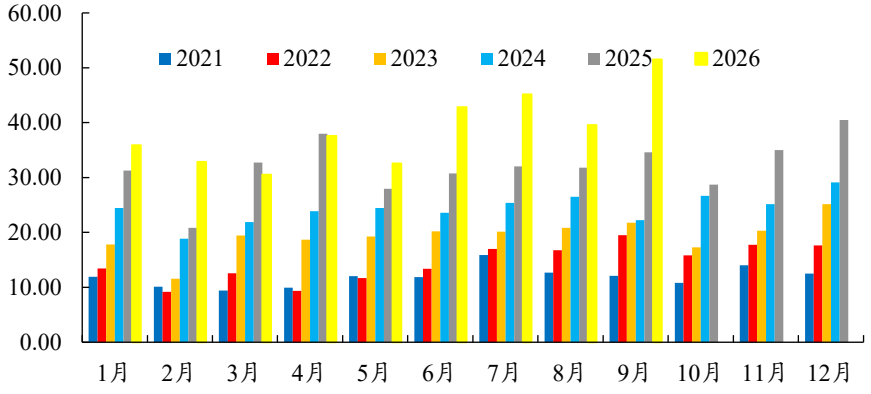


数据来源：海关总署、开源证券研究所

6.2 电网设备：变压器及高压开关出口保持增长

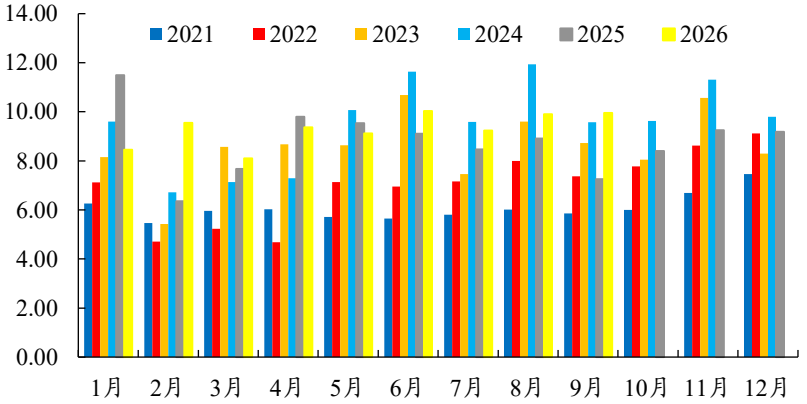
同期我国高压开关、电能表出口金额分别为348.41、83.7亿元，同比分别增长24.42%、6.52%。高压开关出口增速与变压器接近，2026年前三季度月度出口规模维持在近年较高水平；电能表出口保持增长，但增速明显低于两类一次设备。出口增速的分化表明，本轮海外需求主要由输配电网络扩建和升级驱动，高价值一次设备的景气度明显高于终端计量设备。2027年电力设备出海主线应优先关注具备海外认证、本地化交付能力和产能保障的变压器及高压开关企业。。

图42：2026年前三季度我国高压开关出口金额348.41亿元，同比增长24.42%



数据来源：海关总署、开源证券研究所

图43：2026年前三季度我国电能表出口金额83.70亿元，同比增长6.52%



数据来源：海关总署、开源证券研究所

目 录

CONTENTS

1 行业回顾：公用事业收益突出，用电需求与电网投资稳步增长

2 火电：煤价回升压缩价差，容量电价提供收益支撑

3 水电：来水修复预期升温，股息回报凸显长期配置价值

4 核电：核准常态化支撑装机增长，机制结算缓冲电价下行

5 绿电：机制电价逐步落地，绿证增收与补贴回款改善可期

6 电网设备：电网扩建升级释放需求，设备出口增长有望延续

7 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

8 风险提示

投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

推荐：华能国际、中国核电、长江电力；受益标的：（1）火电：华电国际、华润电力、大唐发电、建投能源、国电电力、内蒙华电、江苏国信、申能股份、皖能电力、浙能电力等；**（2）水电：**长江电力、华能水电、国投电力、川投能源等；**（3）核电：**中国核电、中国广核等；

表16：受益标的（基准日 2026年10月30日）

公司代码	公司名称	评级	市值（亿元）	归母净利润（亿元）				PE				PB(MRQ)
				2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E	
600011.SH	华能国际	买入	1,161.7	144.1	118.2	129.9	134.4	8.1	9.8	8.9	8.6	1.8
600027.SH	华电国际电力股份	未评级	586.4	60.7	47.1	59.3	65.8	9.7	12.5	9.9	8.9	0.0
0836.HK	华润电力	未评级	893.4	145.2	118.5	128.7	137.5	6.2	7.5	6.9	6.5	0.9
601991.SH	大唐发电	未评级	882.8	73.9	74.7	80.5	86.9	12.0	11.8	11.0	10.2	0.0
000600.SZ	建投能源	未评级	133.5	18.8	10.7	15.3	16.7	7.1	12.4	8.7	8.0	1.0
600795.SH	国电电力	未评级	932.8	71.6	48.8	73.7	82.3	13.0	19.1	12.7	11.3	1.5
600863.SH	内蒙华电	未评级	410.6	24.9	23.1	27.0	28.9	16.5	17.8	15.2	14.2	2.0
002608.SZ	江苏国信	未评级	282.2	34.7	23.0	32.6	35.6	8.1	12.3	8.7	7.9	0.8
600642.SH	申能股份	未评级	439.0	40.1	33.2	36.9	38.6	10.9	13.2	11.9	11.4	1.2
000543.SZ	皖能电力	未评级	164.8	21.5	15.4	19.0	21.0	7.7	10.7	8.7	7.8	0.9
600023.SH	浙能电力	未评级	706.6	75.3	46.2	61.7	70.1	9.4	15.3	11.4	10.1	1.0
600900.SH	长江电力	买入	7,164.3	345.0	345.3	348.7	362.6	20.8	20.7	20.5	19.8	3.1
600025.SH	华能水电	未评级	1,963.7	85.0	88.4	93.2	97.4	23.1	22.2	21.1	20.2	2.7
600886.SH	国投电力	未评级	1,237.5	73.9	73.6	79.8	83.9	16.7	16.8	15.5	14.7	1.8
600674.SH	川投能源	未评级	834.5	47.5	50.3	54.1	56.3	17.6	16.6	15.4	14.8	1.8
601985.SH	中国核电	买入	1,976.6	93.0	79.4	94.0	102.1	21.2	24.9	21.0	19.4	1.6
003816.SZ	中国广核	未评级	2,354.8	97.7	108.5	122.4	131.8	24.1	21.7	19.2	17.9	1.8
1816.HK	中广核电力	未评级	1,481.5	97.7	110.5	129.1	140.4	15.2	13.4	11.5	10.6	1.2

数据来源：Wind、开源证券研究所、已评级公司预期为开源证券研究所预测，未评级公司为Wind一致预期

投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

推荐：龙源电力、平高电气、华明装备。受益标的：（4）绿电：中国电力、大唐新能源、中广核新能源、江苏新能、浙江新能、中闽能源、三峡能源等；**（5）电网设备：**许继电气、中国西电、国电南瑞、四方股份、思源电气、金盘科技、三星医疗、海兴电力等。

表16：受益标的（续）

公司代码	公司名称	评级	市值（亿元）	归母净利润（亿元）				PE				PB(MRQ)
				2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E	
001289.SZ	龙源电力	买入	1,254.0	45.3	43.8	47.0	48.3	27.7	28.6	26.7	25.9	1.6
600905.SH	三峡能源	未评级	986.3	37.1	32.7	38.1	42.2	26.6	30.2	25.9	23.4	1.1
2380.HK	中国电力	未评级	286.4	34.0	24.5	26.6	30.2	8.4	11.7	10.8	9.5	0.5
1811.HK	中广核新能源	未评级	77.7	2.8	1.8	2.1	2.3	28.2	43.4	37.9	33.5	0.6
600163.SH	中闽能源	未评级	99.1	5.2	6.5	7.0	7.7	19.0	15.3	14.1	12.9	1.4
603693.SH	江苏新能	未评级	103.9	5.1	4.1	5.0	5.6	20.5	25.1	20.8	18.7	1.4
600032.SH	浙江新能	未评级	172.4	5.1	/	/	/	34.1				1.3
600312.SH	平高电气	买入	293.1	11.2	13.8	15.8	17.5	26.2	21.2	18.5	16.7	2.5
000400.SZ	许继电气	未评级	251.4	11.7	11.3	15.1	18.1	21.5	22.3	16.7	13.9	2.0
601179.SH	中国西电	未评级	575.1	12.7	15.6	19.2	23.0	45.3	36.8	29.9	25.0	2.4
600406.SH	国电南瑞	未评级	1,889.9	82.8	89.3	100.7	113.1	22.8	21.2	18.8	16.7	3.6
601126.SH	四方股份	未评级	263.5	8.3	9.3	10.8	12.7	31.8	28.3	24.4	20.7	5.8
002028.SZ	思源电气	未评级	950.4	31.5	39.6	54.4	72.1	30.2	24.0	17.5	13.2	5.4
002270.SZ	华明装备	买入	173.3	7.1	9.0	11.0	13.1	24.4	19.3	15.8	13.2	5.1
688676.SH	金盘科技	未评级	260.0	6.6	8.5	12.7	16.8	39.4	30.7	20.5	15.5	4.9
603556.SH	海兴电力	未评级	107.9	7.3	7.5	9.2	10.8	14.8	14.3	11.7	10.0	1.6

数据来源：Wind、开源证券研究所、已评级公司预期为开源证券研究所预测，未评级公司为Wind一致预期

目 录

CONTENTS

1 行业回顾：公用事业收益突出，用电需求与电网投资稳步增长

2 火电：煤价回升压缩价差，容量电价提供收益支撑

3 水电：来水修复预期升温，股息回报凸显长期配置价值

4 核电：核准常态化支撑装机增长，机制结算缓冲电价下行

5 绿电：机制电价逐步落地，绿证增收与补贴回款改善可期

6 电网设备：电网扩建升级释放需求，设备出口增长有望延续

7 投资建议：聚焦优质电力及电网设备标的

8 风险提示

风险提示

电源投资不及预期：装机投资过低将会影响未来发电量；

利用小时数下降风险：利用小时数下降将会影响当期发电量；

电网建设不及预期：电网建设过慢将会影响电力接入消纳；

电力市场建设不及预期：将会影响行业盈利模式；

燃料成本上涨风险：将会提高发电成本进而影响利润；

市场化电价波动风险：电价下降将会影响收入进而影响利润。

分析师声明

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。

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。

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，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。

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：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
邮箱：research@kysec.cn
北京：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层
邮箱：research@kysec.cn
深圳：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮箱：research@kysec.cn
西安：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮箱：research@kysec.cn

THANKS

感　　谢　　聆　　听

开源证券