

东吴证券公用事业行业2025年年度策略

电动化、尖峰化、市场化，
寻找稀缺电力容量&显著边际变化

证券分析师：袁理

执业证书编号：S0600511080001

联系邮箱：yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师：任逸轩、谷玥

二零二四年十二月十日

电动化+尖峰化促电力容量稀缺，并购重组活力激发，电改深化

✓ 板块ROE持续提升，估值性价比显著。2025年行业层面我们关注三条线索：

- 1) **电动化+尖峰化促电力容量稀缺**：预计尖峰负荷缺电现象或更加常态化，2024年电力供需偏紧，25-26年预计维持加剧，关注尖峰负荷下支撑电源价值体现。区域供需更加值得关注，优质区域需求有成长，电价有支持。
- 2) **并购重组活力激发**：并购重组政策接连出台，激发市场活力，央国企、逐步开始整合优质电力资产，增强业务核心竞争力，优质资产价值重估。地方能源集团战略重组加速。
- 3) **电力体制改革深化**：深化电改贯穿新型电力系统转型全过程，全国电力市场加速建设，电价新机制持续出台，在政策与电力市场驱动推进下，电源将依托自身特点，迎来定位与模式的转变，价值重估。

火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α

- ✓ **重要保供电源，电量有弹性**。火电出清消纳次序靠后，用以满足系统总需求，充分受益电量边际提升。综合考虑2025年用电量增速与水电利用小时数，我们认为2025年火电发电量增长有支持，利用小时数稳定。
- ✓ **深化电改，发掘火电电能量价值、容量价值与调节价值**。1) **电能量**：新能源占比提升，尖峰负荷缺电现象或更加常态化。尖峰负荷下火电有望在现货电能量市场上获得更高的度电电价，火电在“缺电”状态下的盈利能力也有望得到提升。2) **容量价值**：容量市场增强火电收入稳定性，我们预计24-25年度电容量电费收益0.027元，26年提升至0.04元。3) **调节价值**：辅助服务市场加速推进，火电灵活性价值有望持续被挖掘。
- ✓ **长协煤比例不低于80%，产量提升&进口上行煤价可控**。燃料成本占60%-70%，2024年煤价同比下降，产量稳步提升，进口上行。2025年发电企业电煤中长期签约量仍要求不应低于需求量的80%，延续“基准价+浮动价”模式，煤价可控。
- ✓ **关注区域电力供需，关注区域 α** 。比较装机增速VS需求增速，我们发现江苏、浙江、安徽、山东、上海等区域电力供需更偏紧张。优质区域需求旺盛有成长，供需偏紧电价有支持，区域火电公司基本面更强劲。
- ✓ **投资建议**：重点推荐优质区域火电皖能电力，全国性火电龙头华能国际、华电国际，建议关注上海区域申能股份。

绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发

- ✓ 绿电建设趋于平稳，消纳压力逐步缓解。有序推进，绿电新增装机增速放缓消纳压力环节，迎高质量发展。
- ✓ 电改深化&绿色溢价，新能源市场电价或将见底。新能源入市加速，保障性收购下降。中长期电量合约占90%+，现货电量占比小，差价合约稳定市场电价。绿电绿证碳市场多渠道兑现绿色溢价，溢价有望提升。
- ✓ 化债推进财政发力，绿电有望迎反转。化债加大力度推进，绿电历史国补应收款有望得到解决。从成长角度来看，可撬动新一轮资本开支重回成长。从利润提升角度来看，回收现金用于有息债务偿还，通过节省财务费用有望带来净利润提升。从弹性角度来看，关注当期信用减值和历史累计坏账准备的冲回。
- ✓ 政策积极引导，优质资源加速开发。“十四五”期间，预计沿海各省份合计新增装机规模超过50GW，竞配逐步弱化电价影响。海风项目盈利能力可观，不考虑/考虑过网费的情景下资本金IRR达9.3%/6.3%。
- ✓ 投资建议：建议关注全国绿电龙头运营商龙源电力H、三峡能源，优质海风中闽能源、福能股份。


核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升

- ✓ 常态化核准保障确定性成长，行业即将加速投产。2022-2024每年核准10台及以上，预计“十五五”平均每年核准需维持8台以上，中国核电/中国广核/国家电投2030年较2024年贡献确定性成长78%/61%/114.7%。
- ✓ 市场化比例提升，核电电价有支撑，成本仍有下行空间。核电市场电价降幅约为市场均价降幅60%-80%。未来进入延寿期后，假设中国度电折旧与美国CEG目前水平相当，核电总度电成本将下行10-20%。
- ✓ ROE上行通道，自由现金流转正分红潜力提升。我们预计2027年有望看到ROE提升，2027-2029年核电行业达到资本开支顶峰并维持稳定，我们预计最快2028年有望看到自由现金流转正，分红有望继续提升。
- ✓ 投资建议：重点推荐中国核电、中国广核，建议关注中广核电力H，国电投核电资产注入电投产融。

水电：红利资产标杆，现金流价值彰显

- ✓ 红利资产标杆，现金流价值彰显，装机仍有成长空间。澜沧江、雅砻江、大渡河、金沙江筹建相较在建仍有50%/38%/31%/22%成长弹性。电价稳健上行，市场化比例提升。2023年随四川、云南供需改善，省内、外送水电市场化电价持续抬升。
- ✓ 投资建议：重点推荐红利标杆长江电力，建议关注华能水电、国投电力、川投能源。

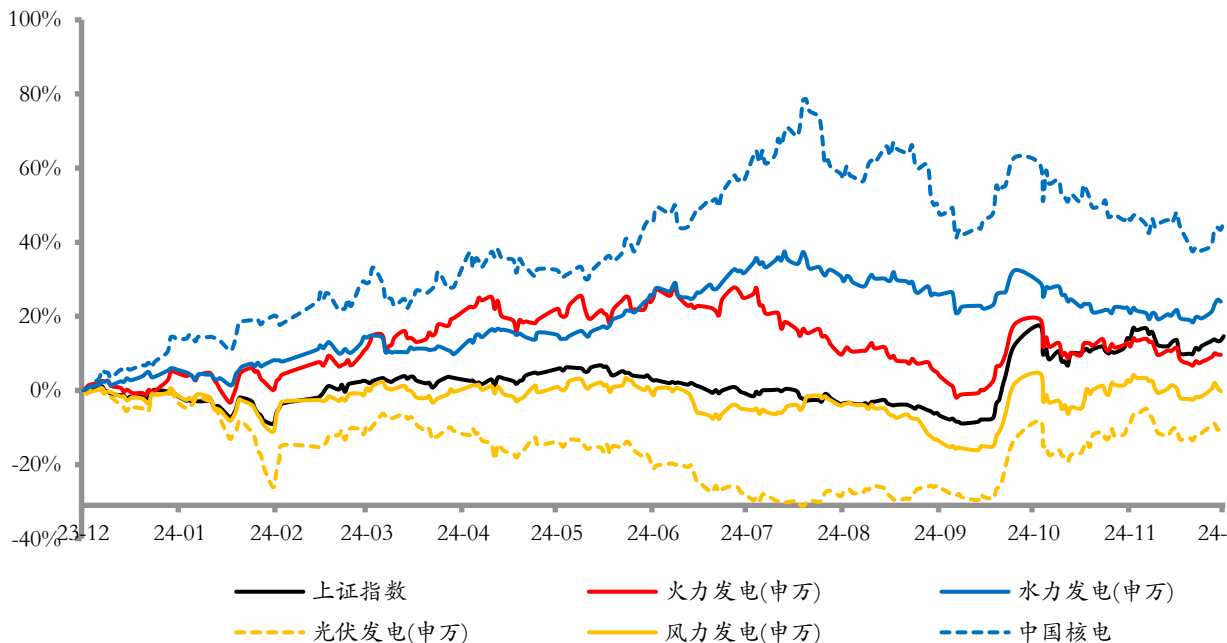
风险提示：电力需求增长不及预期，电价波动风险，煤价波动风险，流域来水不及预期

- 
- 电动化尖峰化促电力容量稀缺，并购重组活力激发，电改深化
 - 火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α
 - 绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发
 - 核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升
 - 水电：红利资产标杆，现金流价值彰显
 - 投资建议与风险提示

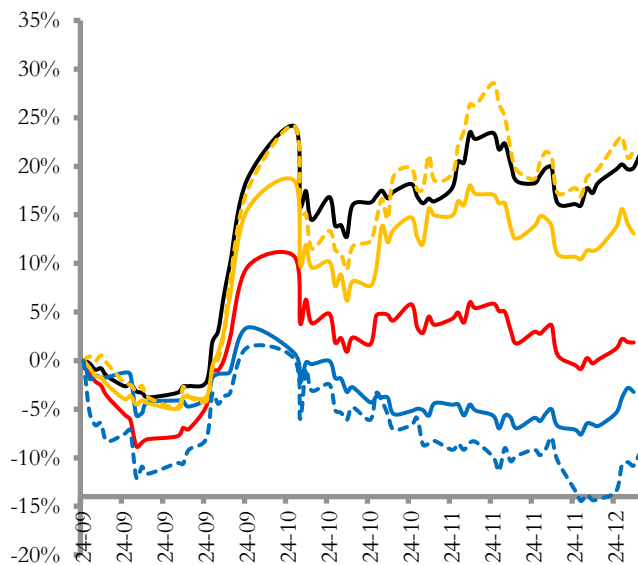
2024年行情复盘：核心红利资产，价值成长两端布局

- ✓ **核心红利资产超额明显。**2024年前7个月，市场红利风格占优，叠加板块良好基本面，包括核电（新核准11台、老机组恢复、新机组投运），水电（24H1来水显著恢复），火电（23Q4开始迎来业绩大幅恢复，部分地区24年年度长协电价超预期等），公用事业板块超额明显。截至2024/7/31，公用事业年内上涨12%，显著跑赢上证综指（-1%），其中中国核电（+61%）、水电（+31%）、火电（+15%）。
- ✓ **风格切换，绿电随市场反弹。**2024年8月开始市场整体偏弱，红利资产开始补跌，核心水电、核电公司股价表现相对较为稳健。9月市场风格切换明显，公用板块整体跑输市场，风光绿电随市场反弹表现较好。

图：2024年以来公用事业板块行情



图：2024年9月以来公用事业板块行情



ROE提升估值性价比显著，2025年关注三条线索

✓ ROE提升估值性价比显著。截至2024/12/6，公用事业板块PB2.1，位于3年25%分位，5年35%分位，10年27%分位。2021年以来板块ROE持续提升，资产质量持续向好，估值性价比显著，布局优质资产迎价值重估。

✓ 2025年行业层面我们关注三条线索：

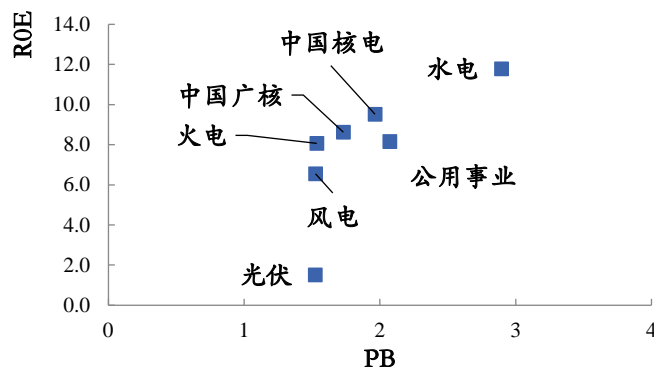
1) 电动化+尖峰化促电力容量稀缺： 预计尖峰负荷缺电现象或更加常态化，2024年电力供需偏紧张，25-26年预计维持加剧，关注尖峰负荷下支撑电源价值体现。同时，区域供需更加值得关注，优质区域需求旺盛有成长，供需偏紧电价有支持，区域电厂或电力平台公司基本面更为强劲。

2) 并购重组活力激发： 并购重组政策接连出台，激发市场活力，央国企逐步开始整合优质电力资产，增强业务核心竞争力，优质资产价值重估。地方能源集团战略重组加速。

3) 电力体制改革深化： 深化电改贯穿新型电力系统转型全过程，全国电力市场加速建设，电价新机制持续出台，在政策与电力市场驱动推进下，电源将依托自身特点，迎来定位与模式的转变，价值重估。

图：公用事业各细分板块PB-ROE情况（PB估值日2024/12/06）

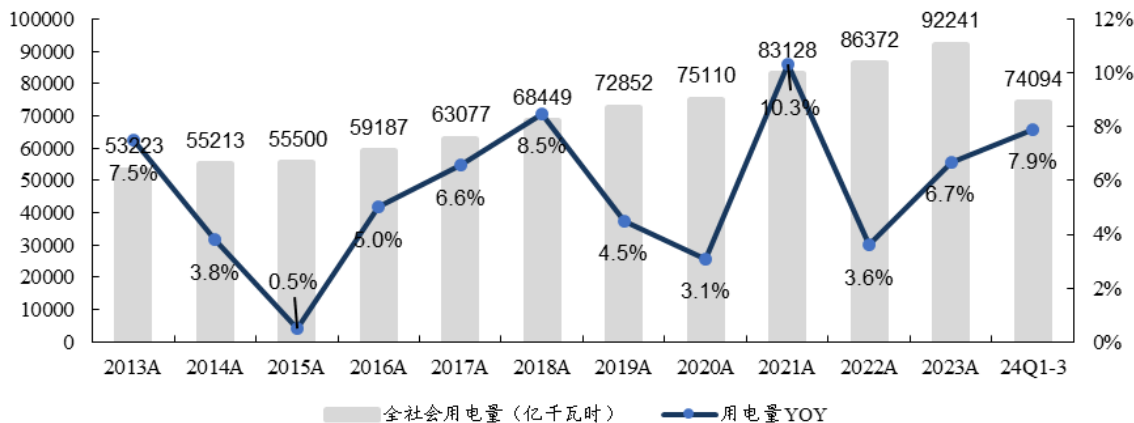
行业	PB	净资产收益率（平均），%					
		2021	2022	2023	23Q1-3	24Q1-3	24年ROE变动
公用事业(申万)	2.1	3.1	5.6	8.9	8.1	8.2	0.0
火力发电(申万)	1.5	-6.1	-1.1	7.1	7.8	8.1	0.2
水力发电(申万)	2.9	11.1	10.7	11.5	10.4	11.8	1.4
中国核电	2.0	11.0	10.9	11.8	10.5	9.5	-0.9
中国广核	1.7	9.9	9.6	9.7	8.8	8.6	-0.2
风力发电(申万)	1.5	10.4	8.8	8.8	7.4	6.6	-0.8
光伏发电(申万)	1.5	3.4	4.4	4.6	4.2	1.5	-2.7



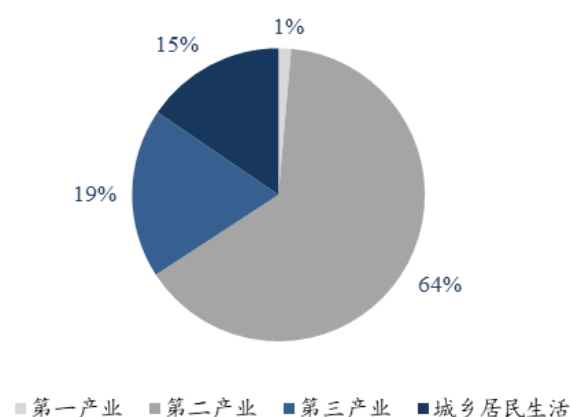
2024年电力消费增长高于GDP增长，电力供需偏紧

- ✓ 2024年以来全社会用电量维持高增，高于GDP增速。2024年Q1-3，中国全社会用电量7.41万亿，同比增长7.9%，高于前三季度中国GDP（不变价）+4.8%。从全社会用电结构来看，2023年，一产/二产/三产/城乡居民分别占1%/66%/18%/15%，特点表现为二产仍然为用电主力，三产与城乡居民用电权重持续提升。
- ✓ 2023年以来用电量与经济增速的背离，是终端电气化率趋势性提升，是来自工业结构中新兴产业加速发展与三产、居民用电的稳定拉动。
- ✓ 当前财政、货币两端发力，经济企稳，发展新质生产力，用电需求增速有望持续高于经济增速。

图：2013年以来中国全社会用电量与增速

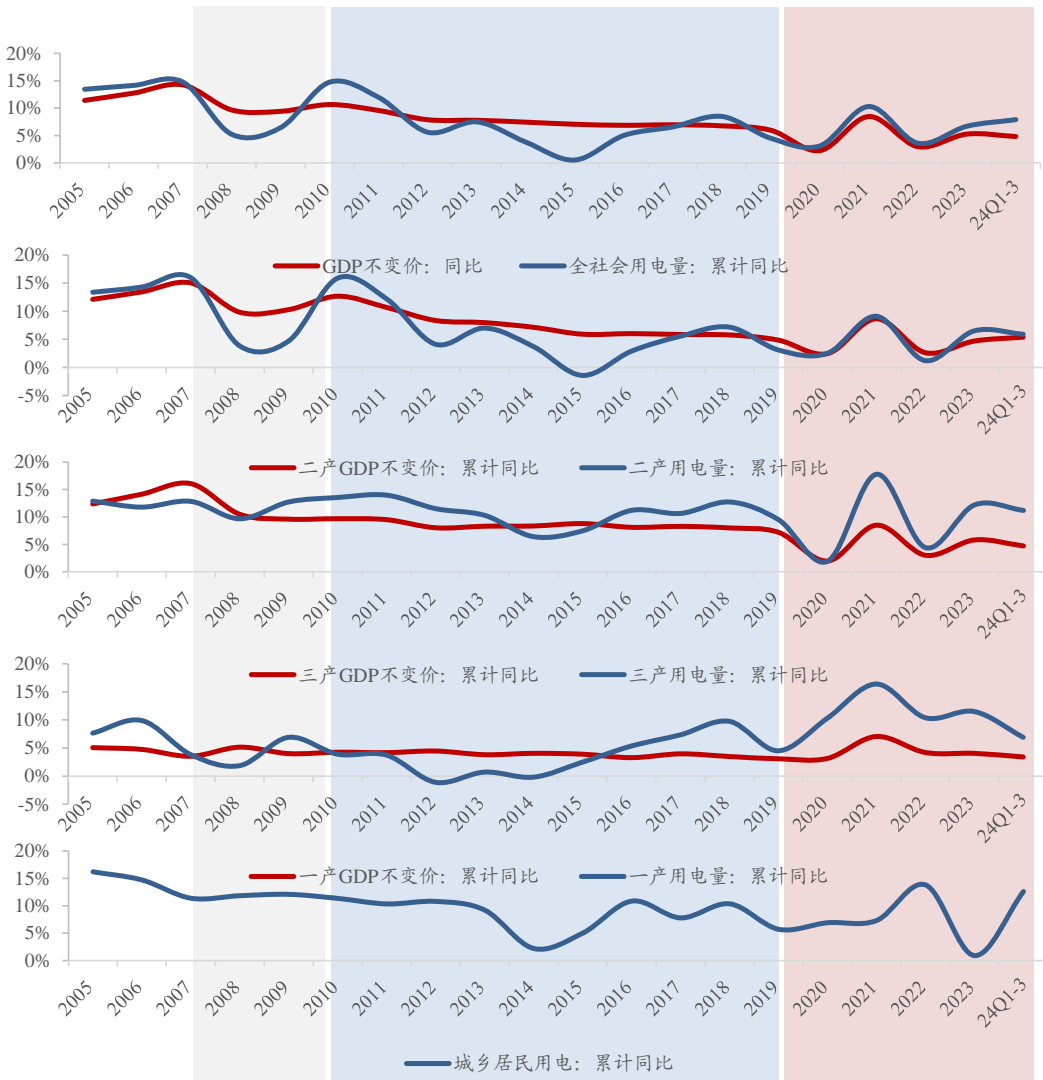


图：2023年中国全社会用电量结构



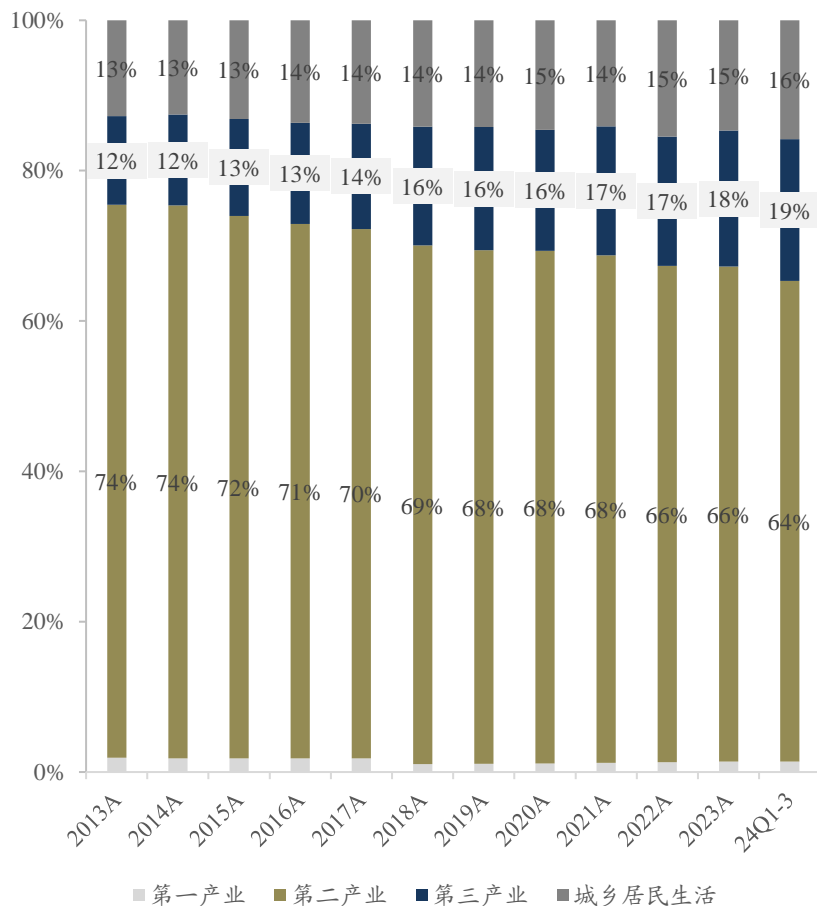
2024年电力消费增长高于GDP增长，电力供需偏紧

图：GDP同比与全社会用电量同比情况梳理（分产业）



✓ 2023年以来用电量与经济增速的背离，是来自工业结构中新兴产业加速发展与三产、居民用电的稳定拉动。

图：中国全社会用电量结构变动



电动化支撑供需紧平衡，用电结构促尖峰化，有效容量价值凸显

- ✓ **电量平衡：**我们预计2024-2026年格局维持紧平衡。需求端来看：假设24-26年一产、二产用电平稳增长，三产和居民生活用电较快增长，全社会用电增速仍将高于经济增速。财政货币两端发力，经济企稳复苏。供给端来看：考虑各电源装机节奏，合理预估水、风、光的资源变化，我们预计2024-2026年格局维持紧平衡。

图：2019-2026年全国电量供需平衡测算核心假设

核心假设	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
全社会用电量 (亿千瓦时)	72852	75110	83128	86372	92241	98625	104358	110637
YOY	4.5%	3.1%	10.3%	3.6%	6.7%	6.9%	5.8%	6.0%
其中：第一产业 (亿千瓦时)	779	859	1023	1146	1278	1355	1436	1522
YOY	4.5%	10.3%	16.4%	10.4%	11.5%	6.0%	6.0%	6.0%
第二产业 (亿千瓦时)	49362	51215	56131	57001	60745	64147	66991	70340
YOY	3.1%	2.5%	9.1%	1.2%	6.5%	5.6%	4.4%	5.0%
第三产业 (亿千瓦时)	11865	12087	14231	14859	16694	18608	20349	22384
YOY	9.5%	1.9%	17.8%	4.4%	12.2%	11.5%	9.4%	10.0%
城乡居民生活 (亿千瓦时)	10245	10950	11743	13366	13524	14516	15582	16391
YOY	5.7%	6.9%	7.3%	13.8%	0.9%	7.3%	7.3%	5.2%
规模以上发电量偏差	(1430)	(940)	(2006)	(2486)	(3150)	(3300)	(3600)	(4000)
全电源发电量 (亿千瓦时)	71422	74170	81122	83886	89091	95325	100758	106637
YOY	4%	3%	8%	2%	5%	7%	6%	6%
新增装机容量 (GW)	105	191	176	200	369	322	158	231
其中：火电	44.2	56.6	46.3	44.7	65.7	70.0	80.0	90.0
水电	4.5	13.1	23.5	23.9	10.3	10.0	10.0	10.0
风电	25.7	72.1	47.6	37.6	75.7	55.0	16.7	33.1
光伏	26.5	48.2	54.9	87.4	216.0	185.0	47.7	94.4
核电	4.1	1.1	3.4	2.3	1.4	2.4	3.6	3.6
利用小时数	3828	3758	3817	3687	3592	3353	3401	3391
其中：火电	4307	4216	4448	4379	4466	4440	4472	4486
水电	3697	3827	3622	3412	3133	3500	3400	3500
风电	2083	2073	2232	2221	2225	2200	2200	2200
光伏	1285	1281	1194	1337	1286	1250	1250	1250
核电	7394	7453	7802	7616	7670	7670	7670	7670

电动化尖峰化促电力容量稀缺，并购重组活力激发，电改深化

电动化支撑供需紧平衡，用电结构促尖峰化，有效容量价值凸显

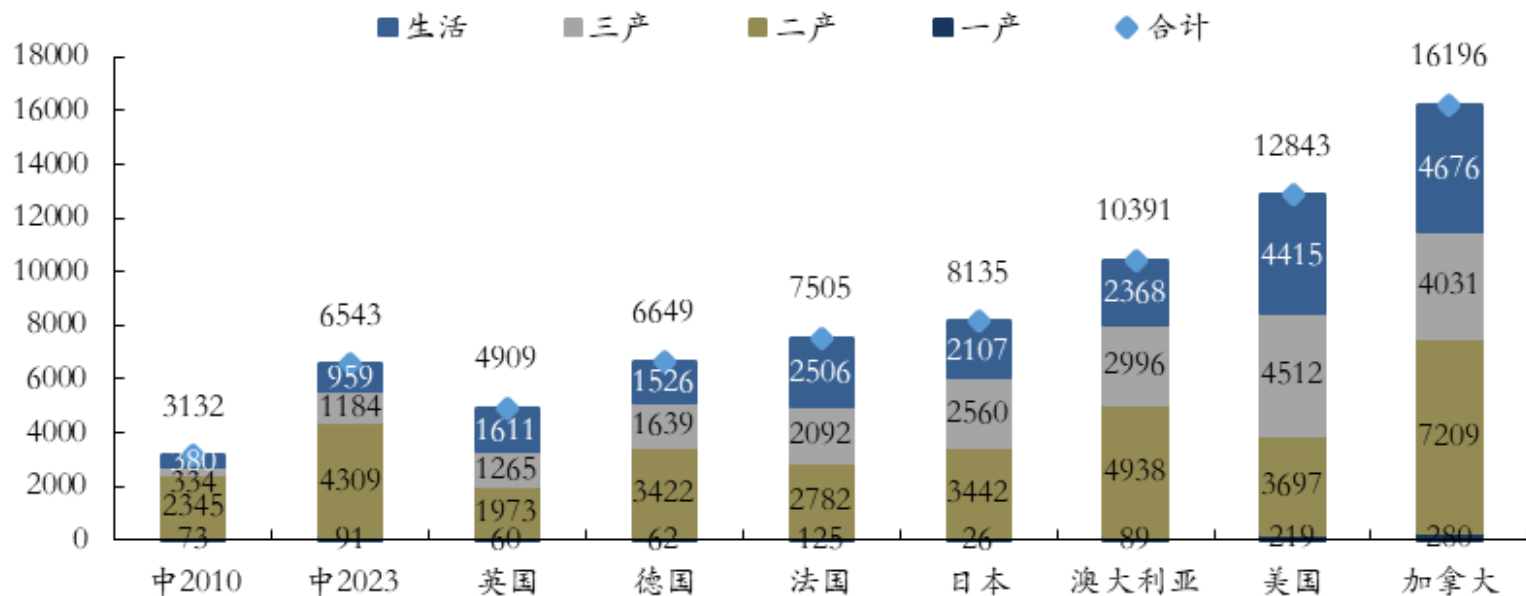
图：2019-2026年全国电量供需平衡测算

	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
GDP: 不变价 (亿元)	890305	910236	1099198	1131632	1191037	1250589	1313119	1378775
GDP: 不变价同比 (%)	5.95	2.24	8.45	3.00	5.20	5.00	5.00	5.00
电力消费弹性系数	0.78	1.27	1.28	1.20	1.29	1.38	1.16	1.20
全社会用电量 (亿千瓦时)	72852	75110	83128	86372	92241	98625	104358	110637
YOY	4.5%	3.1%	10.3%	3.6%	6.7%	6.9%	5.8%	6.0%
其中: 第一产业 (亿千瓦时)	779	859	1023	1146	1278	1355	1436	1522
第二产业 (亿千瓦时)	49362	51215	56131	57001	60745	64147	66991	70340
第三产业 (亿千瓦时)	11865	12087	14231	14859	16694	18608	20349	22384
城乡居民生活 (亿千瓦时)	10245	10950	11743	13366	13524	14516	15582	16391
规模以下发电量偏差	(1430)	(940)	(2006)	(2486)	(3150)	(3300)	(3600)	(4000)
全电源发电量 (亿千瓦时)	71422	74170	81122	83886	89091	95325	100758	106637
YOY	3.5%	2.7%	8.1%	2.2%	5.2%	7.0%	5.7%	5.8%
其中: 火电发电量 (亿千瓦时)	51654	52799	57703	58531	62318	64839	68881	73144
水电发电量 (亿千瓦时)	11534	12140	11840	12020	11409	12838	12761	13433
风电发电量 (亿千瓦时)	3577	4146	5667	6867	8090	9172	9707	10092
光伏发电量 (亿千瓦时)	1172	1421	1837	2290	2940	3972	4632	4917
核电发电量 (亿千瓦时)	3484	3663	4075	4178	4333	4504	4777	5050
装机容量 (亿千瓦)	20.10	22.01	23.77	25.64	29.20	32.42	34.00	36.31
YOY	5.8%	9.5%	7.9%	7.8%	13.9%	11.0%	4.9%	6.8%
其中: 火电装机规模 (亿千瓦)	11.90	12.45	12.97	13.32	13.90	14.60	15.40	16.30
水电装机规模 (亿千瓦)	3.58	3.70	3.91	4.14	4.22	4.32	4.42	4.52
风电装机规模 (亿千瓦)	2.09	2.82	3.28	3.65	4.41	4.96	5.13	5.46
光伏装机规模 (亿千瓦)	2.05	2.53	3.07	3.93	6.09	7.94	8.42	9.37
核电装机规模 (亿千瓦)	0.49	0.50	0.53	0.56	0.57	0.59	0.63	0.67
利用小时数	3828	3758	3817	3687	3592	3353	3401	3391
其中: 火电	4307	4216	4448	4379	4466	4440	4472	4486
水电	3697	3827	3622	3412	3133	3500	3400	3500
风电	2083	2073	2232	2221	2225	2200	2200	2200
光伏	1285	1281	1194	1337	1286	1250	1250	1250
核电	7394	7453	7802	7616	7670	7670	7670	7670

电动化支撑供需紧平衡，用电结构促尖峰化，有效容量价值凸显

- ✓ 电动化支撑供需紧平衡，用电结构促尖峰化。从用电结构看，三产和生活的用电量占比由2010年的11%/12%上升到2023年的18%/15%。不同于二产用电的相对平稳，三产和生活用电受温度、季节影响较大，迎峰度冬/夏时，制冷、采暖需求拉动负荷飙涨，对电力系统提出挑战。同时，作息规律影响下，用电具备同时性，导致电力负荷尖峰化，移峰难度大。我国人均用电量远低于海外后工业化国家，参考其用电结构和人均用电水平，我国的三产、生活用电量占比和人均用电量增长空间仍较大，导致电力负荷尖峰化更加突出。

图：各国人均用电量（千瓦时/人年）



电动化支撑供需紧平衡，用电结构促尖峰化，有效容量价值凸显

✓ 关注尖峰负荷，关注尖峰负荷下有效容量价值凸显。新型电力系统的核心矛盾在于：电源侧从稳定发电的煤电为主体转向以不稳定的风电光伏为主体，时间维度的发电不平衡。我们引入“尖峰负荷（需求端）VS有效装机容量（供给端）”来衡量发电不平衡， $\text{有效装机容量} = \sum \text{分电源装机} \times (1 - \text{受阻系数}) = \sum \text{分电源装机} \times \text{有效系数}$ 。假设光伏的有效系数为“0”（晚间高峰无出力）、风电为“5%”（考虑极热无风）、水电为“65%”（考虑雨季和旱季）、火电为“90%”、核电为“100%”（火电、核电容量价值体现）。市场对于未来的风电光伏新增装机预期或高或低，但是存量装机占比上风电+光伏长期增长趋势基本确定，风光的低有效系数（5%和0%）导致尖峰负荷增长远超有效装机容量增长速度，我们预计尖峰负荷缺电现象或更加常态化，2024年电力供需偏紧张，25-26年预计维持加剧。尖峰负荷下火电有望在现货电能量市场上获得更高的度电电价，火电在“缺电”状态下的盈利能力也有望得到大规模提升。

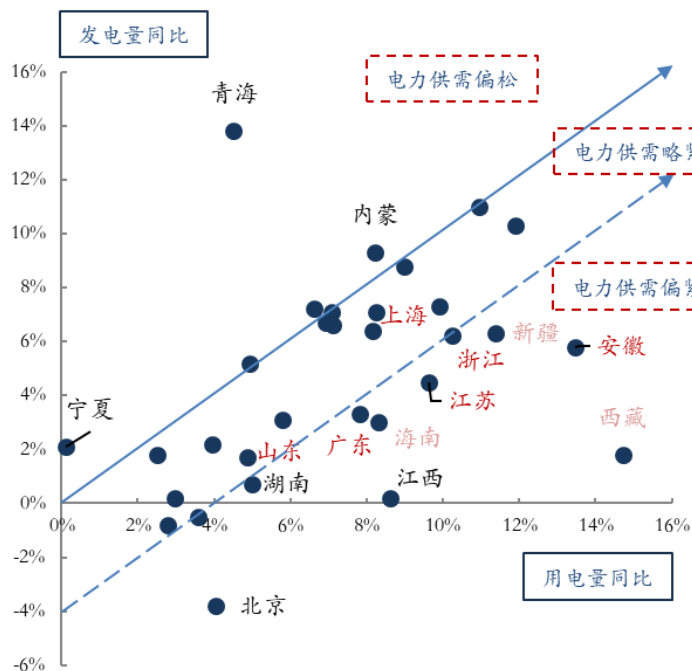
图：2019-2026年电力供需平衡测算

(亿千瓦)	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	核心假设
主要电网最高用电负荷	10.53	10.77	11.92	12.90	13.39	14.40	15.35	16.27	
备用率	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	假设备用率15%
尖峰负荷=最高用电负荷+备用容量	12.39	12.67	14.02	15.17	15.75	16.95	18.06	19.14	
尖峰负荷增长率		2.3%	10.6%	8.2%	3.8%	7.6%	6.5%	6.0%	
火电装机有效容量	10.71	11.21	11.67	11.99	12.51	13.14	13.86	14.67	假设实际有效系数90%
水电装机有效容量	2.33	2.41	2.54	2.69	2.74	2.81	2.87	2.94	假设实际有效系数65%
风电装机有效容量	0.10	0.14	0.16	0.18	0.22	0.25	0.26	0.27	假设实际有效系数5%
光伏装机有效容量	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	假设实际有效系数0%
核电装机有效容量	0.49	0.50	0.53	0.56	0.57	0.59	0.63	0.67	假设实际有效系数100%
总有效装机容量	13.63	14.25	14.91	15.42	16.04	16.79	17.62	18.55	
总有效装机容量增长率		4.6%	4.6%	3.4%	4.1%	4.7%	4.9%	5.3%	
尖峰负荷/总有效装机容量	91%	89%	94%	98%	98%	101%	102%	103%	尖峰负荷增长远超有效装机容量增长，尖峰负荷缺电现象将更加常态化

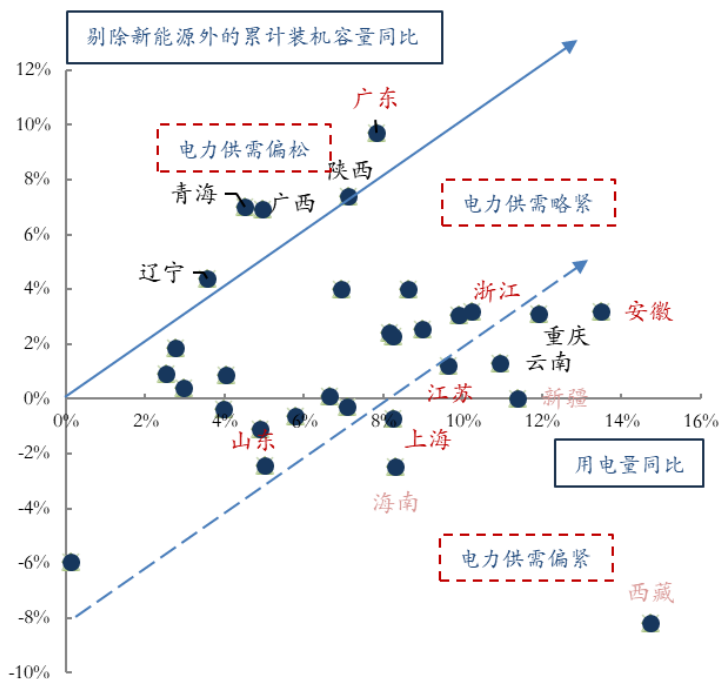
电动化支撑供需紧平衡，用电结构促尖峰化，有效容量价值凸显

✓ 区域供需更加值得关注。我们通过1) 发电量增速VS用电量增速；2) 剔除新能源外的累计装机容量增速VS用电量增速，2个角度研究区域电力供需。图中，蓝色实线以下的区域电力供需紧张，其中距离蓝色实线垂直距离越远的点，代表该区域电力供需越紧。我们发现江苏、浙江、安徽、山东、上海等区域电力供需更偏紧张。优质区域需求旺盛有成长，供需偏紧电价有支持，区域电厂或电力平台公司基本面更为强劲。

图：发电量用电量增速（24年10月同比）



图：累计装机容量增速VS用电量增速（24年10月同比）



并购重组激发活力，公用优质资产加速整合价值重估

- ✓ 并购重组政策接连出台，激发市场活力。2023 年全面注册制以来，并购重组政策开始释放积极信号。2024 年以来，并购重组政策密集出台，从新“国九条”、“科创板八条”到9月24日证监会连续发布“并购六条”和“市值管理新规”2份重磅文件，以激发并购重组市场活力，聚焦主业做优做强。
- ✓ 9月24日“并购六条”——从支持上市公司向新质生产力方向转型升级、鼓励上市公司加强产业整合、进一步提高监管包容度、提升重组市场交易效率、提升中介机构服务水平、依法加强监管等6个方面深化并购重组市场化改革。
- ✓ “并购六条”明确发展新质生产力和促进产业整合两大目标。一方面提出支持上市公司围绕科技创新、产业升级布局，支持上市公司围绕战略性新兴产业、未来产业等进行并购重组，引导更多资源要素向新质生产力方向聚集；另一方面围绕产业整合，鼓励引导头部上市公司立足主业、做大做强。

并购重组激发活力，公用优质资产加速整合价值重估

表：2024年重要并购重组政策梳理

日期	政策	并购重组相关内容
2024/4/12	新“国九条”——《国务院关于加强监管防范风险推动资本市场高质量发展的若干意见》	鼓励上市公司聚焦主业，综合运用并购重组、股权激励等方式提高发展质量。 加大并购重组改革力度，多措并举活跃并购重组市场。 进一步削减“壳”资源价值。加强并购重组监管，强化主业相关性，严把注入资产质量关，加大对“借壳上市”的监管力度，精准打击各类违规“保壳”行为。
2024/6/19	“科创板八条”——《关于深化科创板改革服务科技创新和新质生产力发展的八条措施》	更大力度支持并购重组。 支持科创板上市公司开展 产业链上下游的并购整合 ，提升产业协同效应。适当提高科创板上市公司并购重组估值包容性，支持科创板上市公司着眼于增强持续经营能力，收购优质未盈利“硬科技”企业。丰富支付工具，鼓励综合运用股份、现金、定向可转债等方式实施并购重组，开展股份对价分期支付研究。支持科创板上市公司 聚焦做优做强主业开展吸收合并 。鼓励证券公司积极开展并购重组业务，提升专业服务能力。
2024/9/24	“并购六条”——《关于深化上市公司并购重组市场改革的意见》	<p>一是支持上市公司向新质生产力方向转型升级。证监会将积极支持上市公司围绕战略性新兴产业、未来产业等进行并购重组，包括开展基于转型升级等目标的跨行业并购、有助于补链强链和提升关键技术水平的未盈利资产收购，以及支持“两创”板块公司并购产业链上下游资产等，引导更多资源要素向新质生产力方向聚集。</p> <p>二是鼓励上市公司加强产业整合。资本市场在支持新兴行业发展的同时，将继续助力传统行业通过重组合理提升产业集中度，提升资源配置效率。</p> <p>三是进一步提高监管包容度。顺应产业发展规律，适当提高对并购重组形成的同业竞争和关联交易的包容度。</p> <p>四是提升重组市场交易效率。...建立重组简易审核程序，对上市公司之间吸收合并，以及运作规范、市值超过100亿元且信息披露质量评价连续两年为A的优质公司发行股份购买资产（不构成重大资产重组），精简审核流程，缩短审核注册时间；用好“小额快速”等审核机制，对突破关键核心技术的科技型企业并购重组实施“绿色通道”，加快审核进度，提升并购便利度。</p> <p>五是提升中介机构服务水平。...支持上市证券公司通过并购重组提升核心竞争力，加快建设一流投资银行。</p> <p>六是依法加强监管。...打击各类违规“保壳”行为，有力有效保护中小投资者合法权益。</p>
2024/9/24	“市值管理新规”——《上市公司监管指引第10号——市值管理（征求意见稿）》	要求上市公司以提高上市公司质量为基础，提升经营效率和盈利能力，并结合实际情况依法合规运用 并购重组、股权激励、现金分红、投资者关系管理、信息披露、股份回购 等方式，推动上市公司投资价值提升。

并购重组激发活力，公用优质资产加速整合价值重估

✓ 央国企发电集团仍然具备资产整合空间。通过上市公司装机容量/集团总装机容量计算八大发电集团的资产证券化率。截至2023/12/31，华能集团、国家能源集团、大唐集团、国电投、华电集团、三峡集团、中广核集团、中核集团电力资产证券化率分别为72.6%、60.6%、59.9%、37.4%、33.4%、88.6%、53.0%、73.4%，仍具备较大提升空间。

图：八大发电集团资产证券化（截至2023年底）

集团	上市公司	总装机 (万千瓦)	火电	水电	风电	光伏	其他	核电	集团	上市公司	总装机 (万千瓦)	火电	水电	风电	光伏	其他	核电
华能集团	华能国际	13566	10651	37	1551	1310	16		国家电投集团	中国电力	4502	1159	595	1202	1515	32	
	华能水电	2753		2560	193					上海电力	2245	1347		387	511		
	内蒙华电	1323	1140		138	45				吉电股份	1342	330	1012				
	上市资产总计	17641	11791	2597	3237					电投产融	228	66		113	49		
	集团装机	24312	14246	2759	3929	3358	16	20		电投能源	575	120			455		
	资产证券化率	72.6%	82.8%	94.1%	44.4%		0.0%	0.0%		上市资产总计	8892	3021	595		5276		
华电集团	华电国际	5845	5598	246					集团装机	23746	8069	2552	5089	6919	195	921	
	黔源电力	403		323		79			资产证券化率	37.4%	37.4%	23.3%		43.9%	0.0%	0.0%	
	华电能源	641	641						国家能源集团	国电电力	10578	7279	1459	929	854		
	金山股份	268	220			48				龙源电力	3559	188		2775		596	
	上市资产总计	7157	6460	569		127				长源电力	1049	831	59	26	131	2	
	集团装机	21431	12709	3093		5630				中国神华	4463	4411	13		40		
资产证券化率	33.4%	50.8%	18.4%		2.3%			上市资产总计		19650	12709	1530	3731	1025	599		
								集团装机		32400	20900	1867	6078		3545		
大唐集团	大唐发电	7329	5226	920	746	437			资产证券化率	60.6%	60.8%	82.0%	61.4%	45.8%			
	大唐新能源	1542			1298	244			三峡集团	长江电力	7277		7180		97		
	桂冠电力	1302	133	1024	79	66				湖北能源	1567	663	466	121	317		
	华银电力	652	482	14	54	102				三峡能源	4004	20	1942	1982	60		
	上市资产总计	10825	5841	1958	2178	849				上市资产总计	12849	663	7665		4520		
	集团装机	18074	10673	2773		4628				集团装机	14502	667	8712		5124		
资产证券化率	59.9%	54.7%	70.6%		65.4%			资产证券化率		88.6%	99.4%	88.0%		88.2%			
中广核集团	中国广核	3057						3057	中核集团	中国核电	4227			595	1256		2375
	中广核新能源	962	326	6	444	176	11			上市资产总计	4227			595	1256		2375
	上市资产总计	4019			962					集团装机	5758		288	797	2298		2375
	集团装机	7580			4524					资产证券化率	73.4%		0.0%		59.8%		100.0%
	资产证券化率	53.0%			21.3%												

并购重组激发活力，公用优质资产加速整合价值重估

- ✓ 央国企逐步开始整合优质电力资产，增强业务核心竞争力。梳理华电国际、电投产融、远达环保等资产重组案例，我们发现电力行业央国企已经开始加速整合电力资产，优化集团资源配置，提升上市公司质量，形成全球竞争力。同时，对于产业进行专业化分拆、对于同类型业务合并整合、针对非上市资产的注入，有效解决同业竞争，提升资源利用效率，资产价值提升。
- ✓ 2024年9月30日，远达环保、电投产融发布公告，国电投拟对集团内的水电、核电资产重组整合（水电注入远达环保、核电注入电投产融）。
- ✓ 2024年10月31日，华电国际发布公告，拟收购华电集团、华电福瑞、华电运营公司8处火电资产（装机规模约为1597万千瓦），注入后华电国际装机规模提升至7442万千瓦，华电集团资产证券化率将提升7.4pct至40.8%。

并购重组激发活力，公用优质资产加速整合价值重估

图：近期八大发电集团旗下资产重组案例

公司简称	交易形式	交易方案简介	影响意义
华电国际	发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金	公司拟通过发行股份的方式向中国华电购买其持有的江苏公司80%股权，拟通过支付现金的方式向华电福瑞收购上海福新51%股权、上海闵行100%股权、广州大学城55.0007%股权、福新广州55%股权、福新江门70%股权、福新清远100%股权，向运营公司收购贵港公司100%股权，并向不超过35名特定投资者发行股份募集配套资金。交易总金额为71.67亿元。本次发行股份的价格不低于定价基准日前20个交易日的上市公司股票交易均价的80%，即5.13元/股。	本次拟注入标的资产合计在运装机规模约为1,597.28万千瓦，占华电国际现有控股装机规模5,844.98万千瓦的比例为27.33%，注入后将显著提高华电国际控股装机规模至7,442.26万千瓦。通过将优质火电资产注入华电国际，可以充分借助资本市场价值发现机制打造中国华电旗舰常规能源上市公司，助力发挥火电在电网安全稳定运行及能源保供的重要作用，从而更好地服务国家能源安全战略。
电投产融	发行股份购买资产及资产置换，并可能涉及发行股份募集配套资金事宜	公司收到控股股东、实际控制人国家电力投资集团有限公司《关于筹划重大资产重组事项的通知》，拟由公司通过发行股份方式购买国电投核能有限公司（以下简称“电投核能”）控股股权，同时置出国家电投集团资本控股有限公司控股股权，并将视具体情况募集配套资金。	本次交易完成后，公司将成为国家电投集团核电运营资产整合平台。
远达环保	发行股份或发行股份及支付现金购买资产，并同步募集配套资金	公司收到控股股东、实际控制人国家电力投资集团有限公司的《关于筹划重大资产重组事项的通知》，初步考虑拟由公司发行A股股票或发行A股股票及支付现金购买中国电力国际发展有限公司下属的五凌电力有限公司、国家电投集团广西长洲水电开发有限公司等单位控股股权并同步募集配套资金。	本次交易完成后，公司将建设为国家电投集团境内水电资产整合平台，并由中国电力控股，进一步巩固中国电力以水电、风电、太阳能发电和优质火电为主的综合性清洁能源旗舰上市平台的地位。

并购重组激发活力，公用优质资产加速整合价值重估

- ✓ 地方能源集团战略重组加速，资源整合做大做强。在并购重组日趋活跃、支持政策持续出台的背景下，地方能源集团频现资产重组。（1）**甘肃能源**拟购买股东甘肃电投持有的甘肃电投常乐发电有限责任公司66.00%的股权，预计将构成重大资产重组。（2）**陕西煤业**拟收购陕煤电力，打造“煤电一体化”运营模式。（3）**川投能源**与四川能投整合有望实现水电、绿电互补，通过业务协同优化资源配置，提升四川省国有资本运营效率。

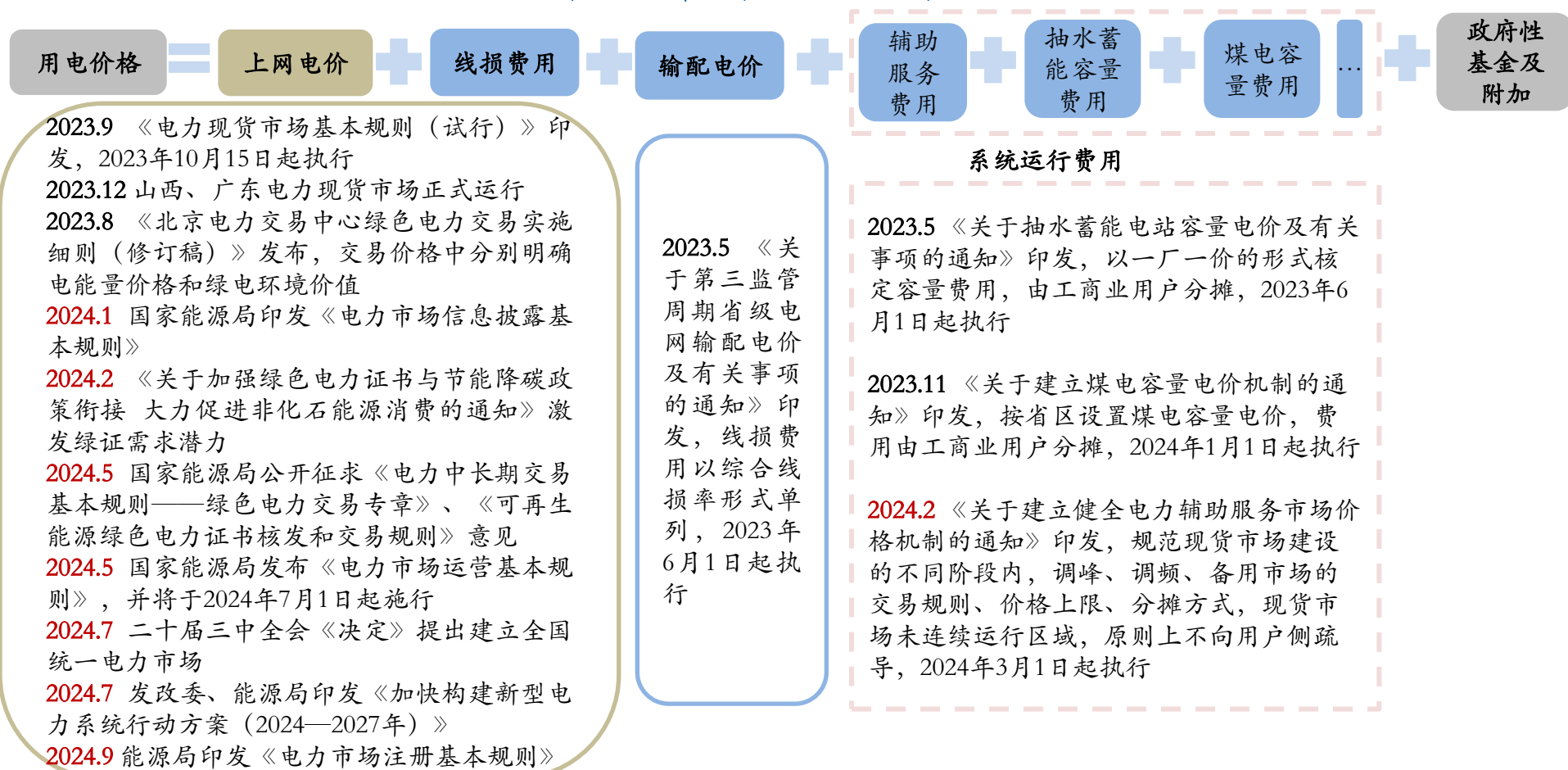
图：近期地方能源集团资产重组案例

公司简称	交易形式	交易方案简介	影响意义
甘肃能源	发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金	公司拟通过发行股份及支付现金方式购买甘肃省电力投资集团有限责任公司持有的甘肃电投常乐发电有限责任公司66.00%股权，同时拟向不超过35名（含）符合条件的特定对象发行股票募集配套资金。	本次交易后，公司主营业务将新增火力发电业务，主营业务为水力发电、风力发电、光伏发电及火力发电，有利于公司向新能源发电相关的调峰火电业务领域扩展，优化电源结构，增强电力业务核心竞争力。
陕西煤业	-	公司控股股东陕煤集团有意将其持有的陕煤电力集团全部股权转让给公司（陕西煤业）。	本次交易是公司打造“煤电一体化”运营模式的重要举措，拟收购陕西电力符合公司的实际经营需要和战略发展方向，能够进一步减少关联交易、增加营业收入、延伸煤炭主业产业链，促进公司高质量发展。
川投能源	-	四川省人民政府拟启动川投集团与四川能投的战略重组事宜。	作为四川省水电和新能源巨头，重组后有望整合资源、提升效率，打通能源服务完整产业链，推升国企上市公司市值。

深化电力改革，“三步走”建设全国统一电力市场

✓ 2024年深化电力改革持续推进。2024年7月，二十届三中全会《决定》首次提出优化居民阶梯电价，推进公用事业行业自然垄断环节独立运营和竞争性环节市场化改革，建立全国统一电力市场。电改深化推进。

图：2023年以来电改重点政策梳理



深化电力改革，“三步走”建设全国统一电力市场

- ✓ 2025年初步建成、2029年全面建成、2035年完善提升，加快建设全国统一电力市场。2024年11月29日，中电联在国家能源局统筹下发布《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，提出“三步走”战略建设全国统一电力市场：第一步，到2025年初步建成，实现跨省跨区市场与省内市场有序衔接；第二步，到2029年全面建成，实现新能源在市场中的全面参与，推动市场基础制度规则统一、市场监管公平统一、市场设施高标准联通。第三步，到2035年完善提升，支持新能源大规模接入，形成市场、价格和技术全面协调的市场机制。
- ✓ 实现资源优化配置，推动虚拟电厂参与市场。建设全国统一电力市场可推动跨区域中长期交易、辅助服务交易，优化区域电力资源配置，提升电力系统稳定性和灵活调节能力。随着中长期市场、现货市场、绿电交易、辅助服务市场等逐步放开，虚拟电厂可作为市场主体参与电力现货市场，通过电价价差获得收益。
- ✓ 电力现货市场加快推进。截至2024年10月，山西、广东、山东、甘肃和省间电力现货市场转入正式运行，蒙西、湖北、浙江等开展连续结算试运行，南方区域电力市场开展多轮结算试运行。

图：电力现货市场建设进展情况（截至2024年10月）

现货市场进展	地区
转入正式运行	省间现货 山西、广东、山东、甘肃
连续结算试运行	蒙西、湖北、浙江、福建
长周期结算试运行(整月及以上)	江苏、安徽、河南、辽宁、河北南网、陕西、四川
结算试运行	南方区域 江西、湖南、宁夏、重庆
模拟试运行(含调电)	天津、上海、黑龙江、吉林、青海、新疆

深化电力改革，“三步走”建设全国统一电力市场

✓ 新型电力系统转型+全国统一电力市场建设，电源重新定位。政策与电力市场驱动推进下，电源依托自身特点，迎来定位与模式的转变。

火电发掘尖峰价值、容量价值及灵活性价值：火电依然是最重要的保供电源，电力市场推进，火电尖峰电量价值发掘电价提升，容量市场与辅助服务市场推进增加火电收益渠道，盈利稳定性提升。

绿电消纳是电改解决的核心问题，中长期合约稳定电价，挖掘绿色溢价：绿电逐步成为主力电源成长性突出，新能源渗透率提升带来市场电电价波动，系统成本提升。中长期合约稳定绿电收益率，绿电/绿证/碳市场推进兑现绿色溢价。


核电成长确定，远期盈利提升：基荷电源装机有序推进锁定确定成长，资本开支见顶分红与ROE双升。

水电低成本受益市场化：最稀缺的低碳能源开发加速，成本最低市场化趋势下电价有弹性。电源整体迎来模式变革，价值重估。

图：新型电力系统转型，电源重新定位

电源自身特点与新型电力系统要求		当前定位	定位转变
火电	安全稳定：煤炭供应充足 柔性灵活：可参与调峰调频	安全稳定	装机容量占比45%，3年内下降10% 发电量占比67%，3年内下降4%
水电	成本经济：发电成本最低 清洁低碳：碳排略高于风光 资源壁垒：水能资源稀缺	成本经济	装机容量占比14%，3年内下降2% 发电量占比14%，3年内下降1%
核电	安全稳定：发电高效 成本经济：发电成本仅高于水电 清洁低碳：碳排与风光接近	清洁低碳	装机容量占比2%，3年内持平 发电量占比5%，3年内持平
风电光伏	成本经济：低边际成本高系统成本 清洁低碳：碳排最低 资源壁垒：优质风光资源稀缺	柔性灵活	装机容量占比39%，3年内上升12% 发电量占比12%，3年内上升3%
		资源壁垒	

注：“当前定位”中，装机容量与发电量占比指2024Q1-3各电源装机容量与发电量占比；“3年内”指2024Q1-3相较2021年变动。

- 
- 电动化尖峰化促电力容量稀缺，并购重组活力激发，电改深化
 - 火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α
 - 绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发
 - 核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升
 - 水电：红利资产标杆，现金流价值彰显
 - 投资建议与风险提示

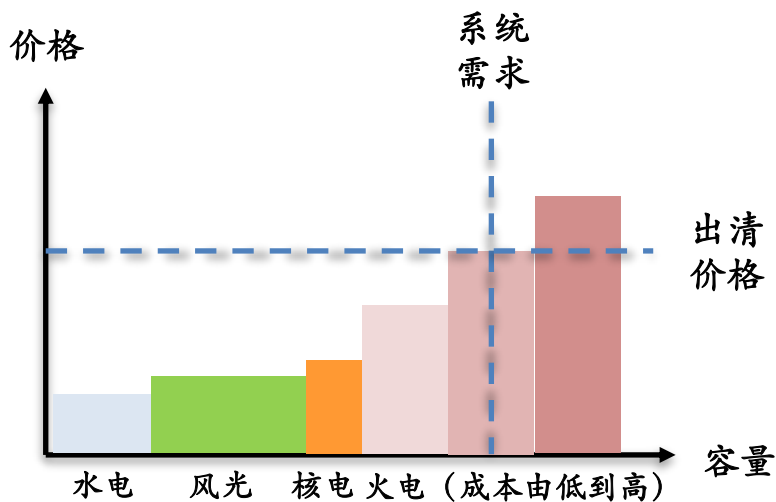
火电依然是重要保供电源，电量有弹性

✓ 火电有望受益电量的边际提升。电力消纳有可再生能源消纳与社会福利最大化两大优化目标。基于能源结构清洁趋势与发用电成本下降趋势，火电出清消纳次序靠后，用以满足系统总需求，充分受益电量边际提升。综合考虑2025年用电量增速与水电利用小时数，我们认为2025年火电利用小时稳定。

图：2025年中国火电利用小时数增速敏感性测算

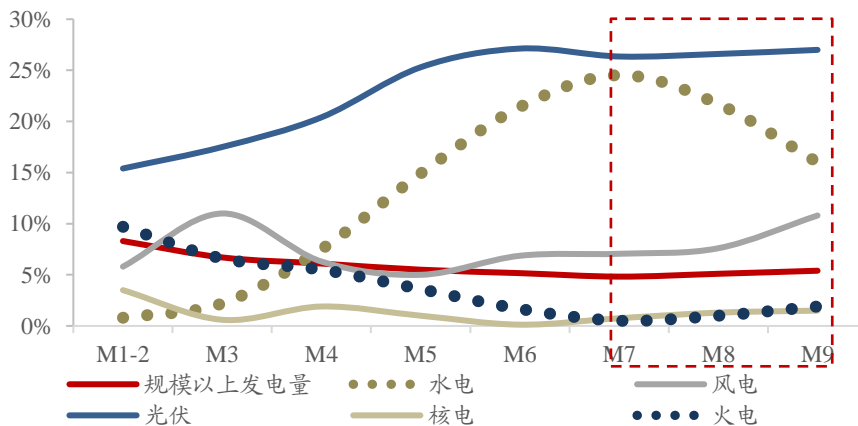
火电利用小时变动		水电利用小时数				
		3200	3300	3400	3500	3600
全社会用电量YOY	5.0%	0.6%	0.1%	-0.5%	-1.0%	-1.6%
	5.4%	1.2%	0.7%	0.1%	-0.4%	-1.0%
	5.8%	1.8%	1.2%	0.7%	0.2%	-0.4%
	6.2%	2.4%	1.8%	1.3%	0.7%	0.2%
	6.6%	3.0%	2.4%	1.9%	1.3%	0.8%

图：电力市场出清示意图



图：2024年以来中国发电量累计同比（分电源）

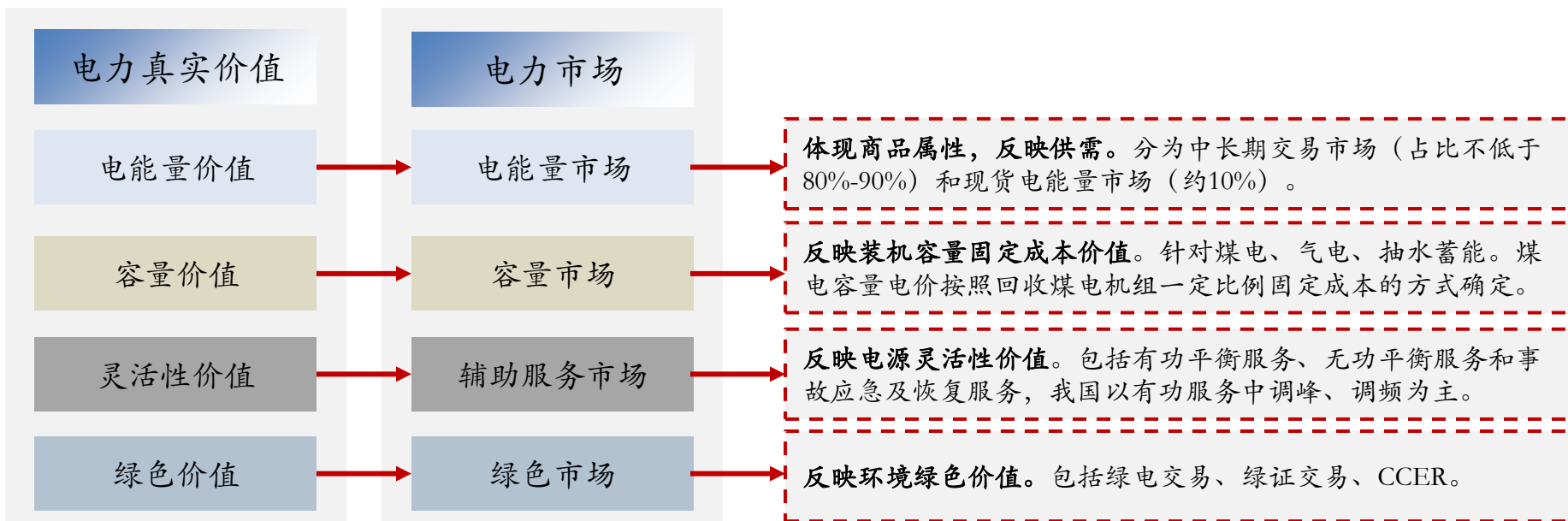
注意：2024年下半年水电发电量增速放缓，火电发电量开始提升



深化电改，发掘火电电能量价值、容量价值与调节价值

- ✓ 火电价值从单一电能量拓展至电能量、容量、辅助服务全方位。2024年是煤电容量电费全国推行第一年，火电电能量之外的容量价值、灵活性价值，随着电改深化，在不同交易市场上逐步得到体现。
1) 电能量：新能源占比提升，尖峰负荷缺电现象或更加常态化。尖峰负荷下火电有望在现货电能量市场上获得更高的度电电价，火电在“缺电”状态下的盈利能力也有望得到提升。
2) 容量价值：全国煤电容量电价推进，2026年补偿比例继续提升；
3) 灵活性价值：新能源占比提升辅助服务市场快速扩张，辅助服务市场细则推进，辅助服务市场逐步走向成熟。

图：电力通过不同市场体现多角度价值



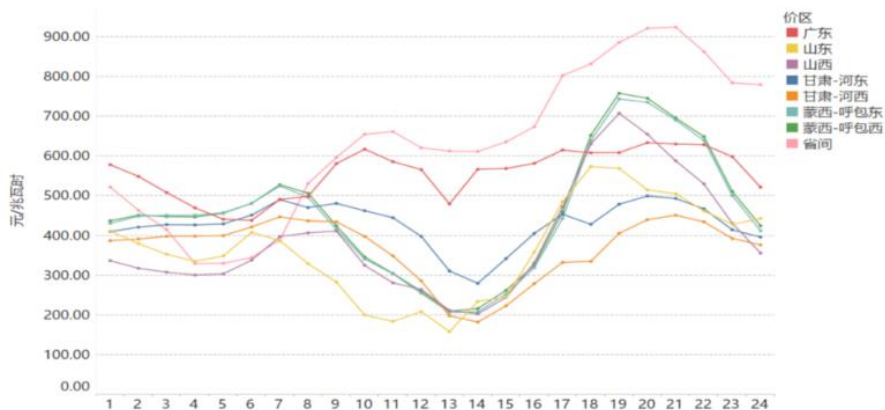
用电尖峰化，火电电能价值体现电价提升

- ✓ 电力现货市场推进，峰谷价差明显。深化电改推进下，各省及省间电力现货市场推进，新能源接入占比提升，现货电价“早晚双峰，中午低谷”的形态更为明显。峰谷价差明显。
- ✓ 现货市场价格发现，火电电能量价值体现。现货市场能够清晰反映电能量分时供需关系，火电可以通过现货市场的价格发现作用，在电价低时减少发电，电价高时增加发电，享受更佳的综合电价，获取超额收益。

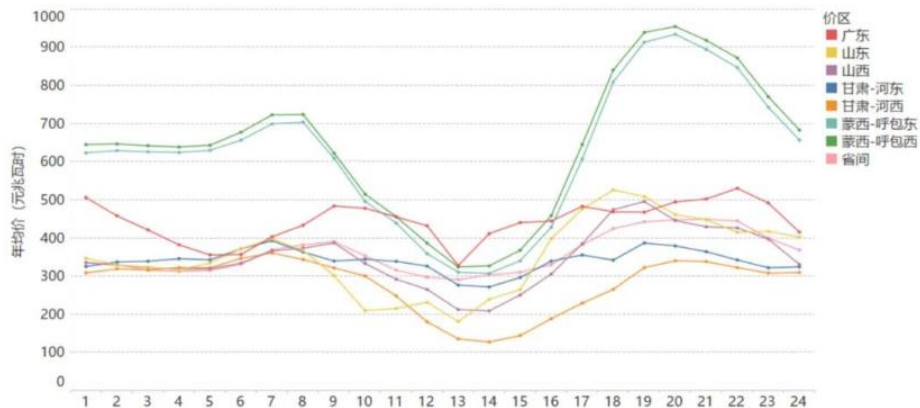
图：2022/2023各市场（价区）现货分时均价峰谷差

地区	年平均分时最低价格 (元/MWh)		年平均分时最高价格 (元/MWh)		价差 (元/MWh)	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
广东	438	327	633	530	195	203
山西	158	209	573	495	415	287
山东	203	181	707	526	505	345
甘肃-河东	279	271	499	392	220	121
甘肃-河西	182	127	451	360	269	233
蒙西-呼包东	206	307	743	934	537	627
蒙西-呼包西	209	324	758	954	548	630

图：2022年各市场（价区）现货分时均价曲线



图：2023年各市场（价区）现货分时均价曲线

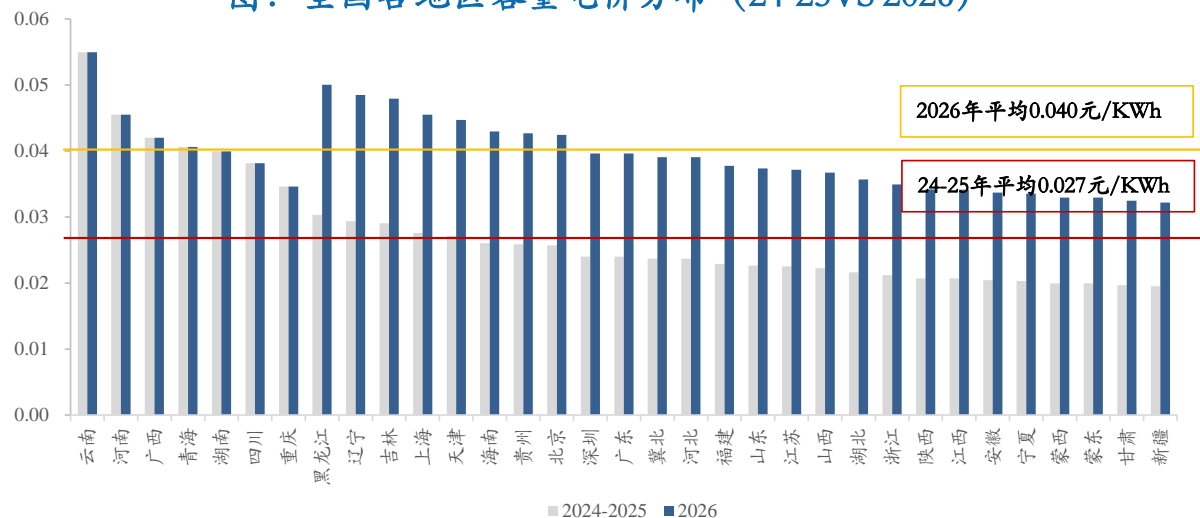


火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α

容量市场强化收益稳定性，辅助服务市场加速推进挖掘调节价值

- ✓ **容量市场增强火电收入稳定性。**考虑2024-2025年不同省份地区容量补偿比例，结合地区火电利用小时数，我们预计全国煤电平均容量电费收益约为0.027元，考虑2026年容量补偿比例提升，我们预计2026年度电容量电费收益提升至0.04元，火电收益模型优化，盈利稳定持续提升。
- ✓ **辅助服务市场加速推进。**2024年2月，《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》印发，辅助服务市场加速建设，机制完善，火电灵活性价值有望持续被挖掘。

图：全国各地区容量电价分布（24-25VS 2026）



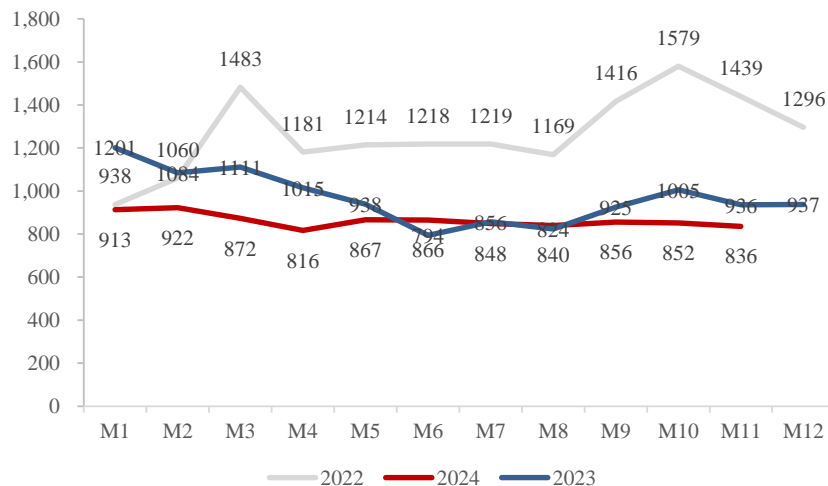
图：2024M12各省电网代购电系统调节费用（元/KWh）

地区	煤电容量电费	气电容量电费	辅助服务费
湖南	0.035		
吉林	0.031		
重庆	0.029		
广西	0.023	0.001	
陕西	0.022		
河北	0.021		
安徽	0.020	0.003	
山东	0.018		
广东	0.017		0.001
蒙东	0.017		
冀北	0.016		
江苏	0.016	0.023	0.000
黑龙江	0.015		
福建	0.014		
江西	0.014		
上海	0.013	0.029	
山西	0.013		
天津	0.013	0.018	
湖北	0.013		
辽宁	0.013		
甘肃	0.013		0.006
浙江	0.013	0.008	
新疆	0.012		
宁夏	0.012		
北京	0.012		
青海	0.005		

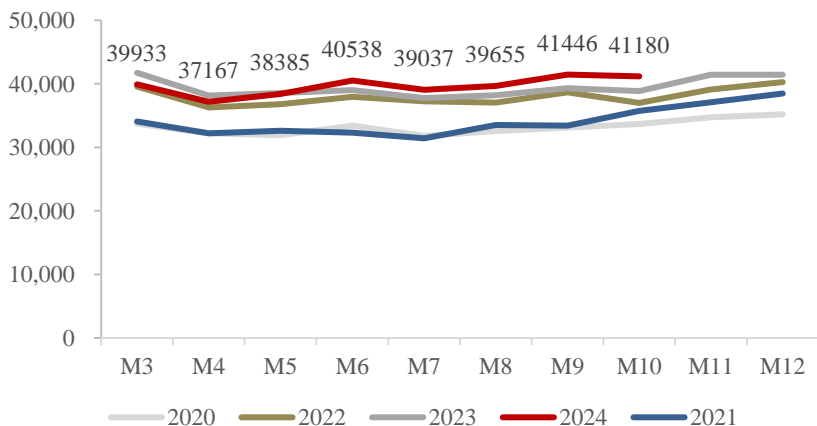
长协煤比例不低于80%，产量提升&进口上行煤价可控

- ✓ 燃料成本占60%-70%，煤价回落。火电度电成本中燃料成本可达60%-70%。2023Q4起煤价走弱，24M11均价同比-11%。供给端来看，24M1-10国内产量同比+1.6%，进口量同比+13.5%。产量稳步提升，进口上行。
- ✓ 长协不低于80%，煤价可控。2024年11月国家发改委公布2025年电煤中长期签订履约通知。发电企业合同签约量仍要求不应低于需求量的80%，价格机制延续“基准价+浮动价”模式，浮动价挂钩指数增加中国电煤采购价格指数（CECI），更好反应电煤市场价格。

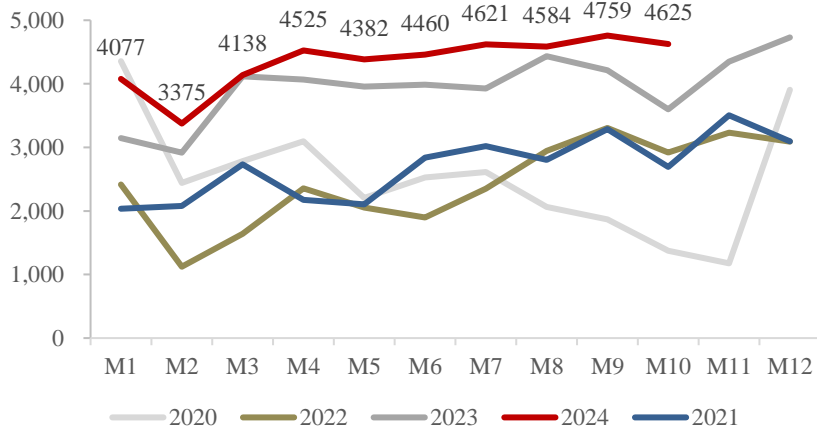
图：2022-2024年动力煤秦皇岛港5500卡平仓价月度均价（元/吨）



图：2020-2024年中国原煤产量（月度，万吨）



图：2020-2024年中国煤及褐煤进口量（月度，万吨）

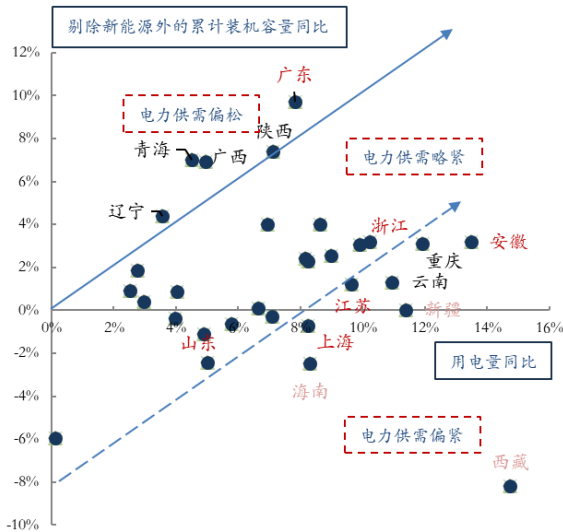


火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α

关注区域电力供需，关注区域 α

- ✓ 区域需求差异明显，挖掘区域 α 。从占比来看，中国用电大省包括广东、山东、江苏、浙江、内蒙、河北等地，从增速上来看，用电大省增速同样比较强劲，此外部分地区正迎来快速成长，包括新疆、安徽、云南、重庆等。
- ✓ 比较装机增速VS需求增速，我们发现江苏、浙江、安徽、山东、上海等区域电力供需更偏紧张。优质区域需求旺盛有成长，供需偏紧电价有支持，区域火电公司基本面更为强劲。

图：累计装机容量增速VS用电量增速（24年10月同比）



图：全国各省用电量占比及增速

用电量	2023年占比	21-23CAGR	24M1-10同比
广东	9%	7%	8%
山东	9%	5%	5%
江苏	8%	7%	10%
浙江	7%	9%	10%
内蒙	5%	7%	8%
河北	5%	7%	6%
河南	4%	6%	7%
新疆	4%	8%	11%
四川	4%	9%	9%
安徽	3%	10%	13%
福建	3%	8%	8%
山西	3%	7%	3%
湖北	3%	8%	10%
辽宁	3%	3%	4%
云南	3%	7%	11%
陕西	3%	12%	7%
广西	3%	7%	5%
湖南	2%	6%	5%
江西	2%	8%	9%
上海	2%	5%	8%
贵州	2%	4%	7%
甘肃	2%	6%	7%
重庆	2%	7%	12%
宁夏	2%	10%	0%
北京	1%	6%	4%
黑龙江	1%	5%	3%
天津	1%	6%	4%
青海	1%	11%	5%
吉林	1%	5%	3%
海南	1%	10%	8%
西藏	0%	18%	15%


投资建议

- ✓ **重要保供电源，电量有弹性。**火电出清消纳次序靠后，用以满足系统总需求，充分受益电量边际提升。综合考虑2025年用电量增速与水电利用小时数，我们认为2025年火电发电量增长有支持，利用小时数稳定。
- ✓ **深化电改，发掘火电电能量价值、容量价值与调节价值。**1) **电能量：**新能源占比提升，尖峰负荷缺电现象或更加常态化。尖峰负荷下火电有望在现货电能量市场上获得更高的度电电价，火电在“缺电”状态下的盈利能力也有望得到提升。2) **容量价值：**容量市场增强火电收入稳定性，我们预计24-25年度电容量电费收益0.027元，26年提升至0.04元。3) **调节价值：**辅助服务市场加速推进，火电灵活性价值有望持续被挖掘。
- ✓ **长协煤比例不低于80%，产量提升&进口上行煤价可控。**燃料成本占60%-70%，2024年煤价同比下降，产量稳步提升，进口上行。2025年发电企业电煤中长期签约量仍要求不应低于需求量的80%，延续“基准价+浮动价”模式，煤价可控。
- ✓ **关注区域电力供需，关注区域 α 。**比较装机增速VS需求增速，我们发现江苏、浙江、安徽、山东、上海等区域电力供需更偏紧张。优质区域需求旺盛有成长，供需偏紧电价有支持，区域火电公司基本面更强劲。
- ✓ **投资建议：**重点推荐优质区域火电皖能电力，全国性火电龙头华能国际、华电国际，建议关注上海区域申能股份。
- ✓ **风险提示：**电价波动风险，全社会用电量不及预期，煤价波动风险。

表：盈利预测与估值（2024/12/9）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E			
					2024E	2025E	2026E	2024-2026CAGR	2023	2024E	2025E	2026E
皖能电力	000543.SZ	8.49	192	1.2	22	24	26	21%	13.5	8.8	8.1	7.5
申能股份*	600642.SH	8.86	434	1.2	40	42	45	9%	12.5	10.9	10.2	9.6
华能国际	600011.SH	7.19	1,129	1.9	131	157	175	28%	13.4	8.6	7.2	6.4
华电国际	600027.SH	5.73	586	1.4	64	73	83	22%	13.0	9.1	8.0	7.1

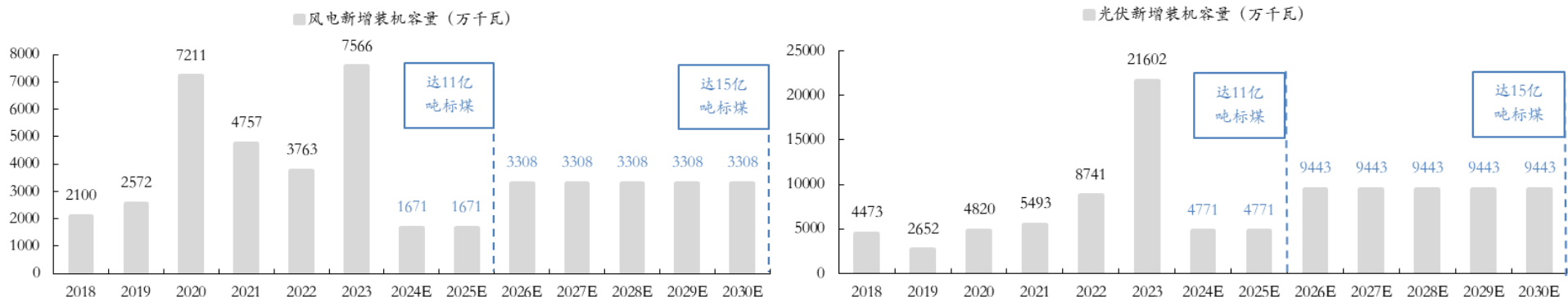
注：标注*公司2024-2026年选取WIND一致预期，其余公司盈利预测来自东吴证券研究所

- 
- 电动化尖峰化促电力容量稀缺，并购重组活力激发，电改深化
 - 火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α
 - 绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发
 - 核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升
 - 水电：红利资产标杆，现金流价值彰显
 - 投资建议与风险提示

绿电建设趋于平稳，消纳压力逐步缓解

- ✓ 有序推进，绿电高质量发展。1) 2024/9，习总书记在兰州主持召开全面推动黄河流域生态保护和高质量发展座谈会，“有序推进大型风电光伏基地和电力外送通道规划建设，加快重点行业清洁能源替代”。2) 2024/10，国家发改委等六部门发布《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》，明确到2025年和2030年全国可再生能源消费量分别达到11亿和15亿吨标煤以上。按照消费量目标，风电/光伏新增装机比例维持2023年（风/光=1/2.86），对应2024-2025年风电/光伏平均每年新增装机1671/4771万千瓦，2024前三季度风电光伏新增装机已达3912/16088万千瓦，已提前达成2025年目标。2026-2030年风电/光伏平均每年新增装机3308/9443万千瓦。2023-2030年风电/光伏累计装机容量CAGR分别可达6%/10%。

图：2018-2030年可再生能源消费量目标线下风电/光伏新增装机规模测算

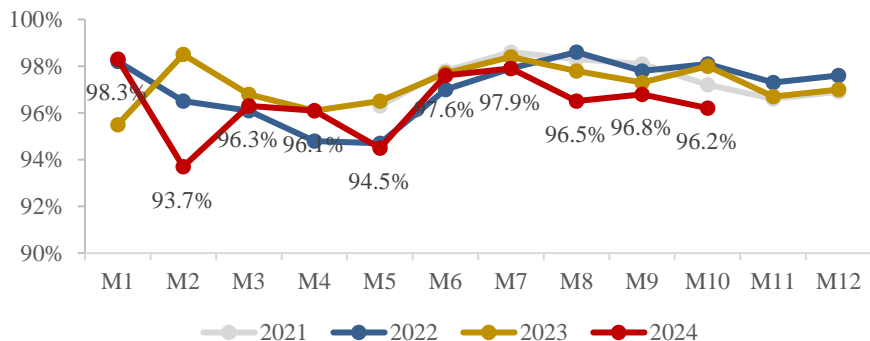


绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发

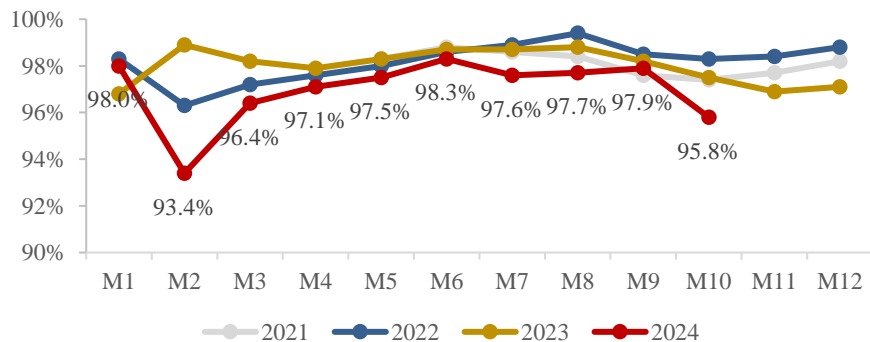
消纳问题引发对于风光利用小时及电价担忧

- ✓ 风光利用率有所下降。2024年新能源消纳95%红线放开，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至90%，2024年以来风电光伏全国平均利用率仍有所下降。
- ✓ 考虑平价项目占比提升&新能源市场电价承压，主流绿电运营商风光综合上网电价仍在下滑。

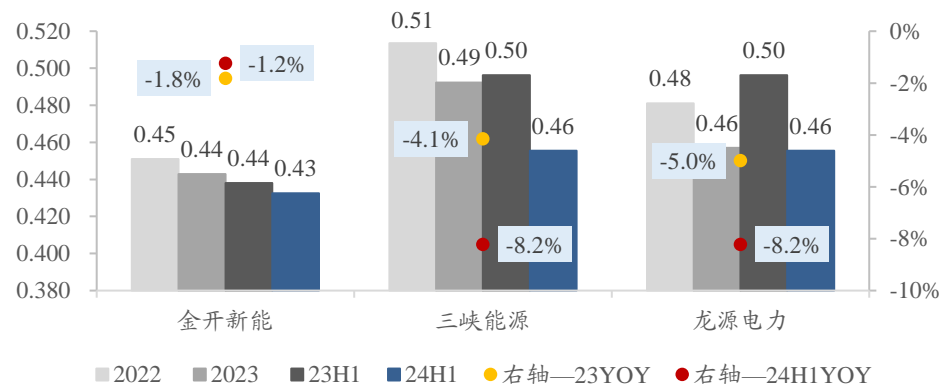
图：2021至2024年全国风电利用率



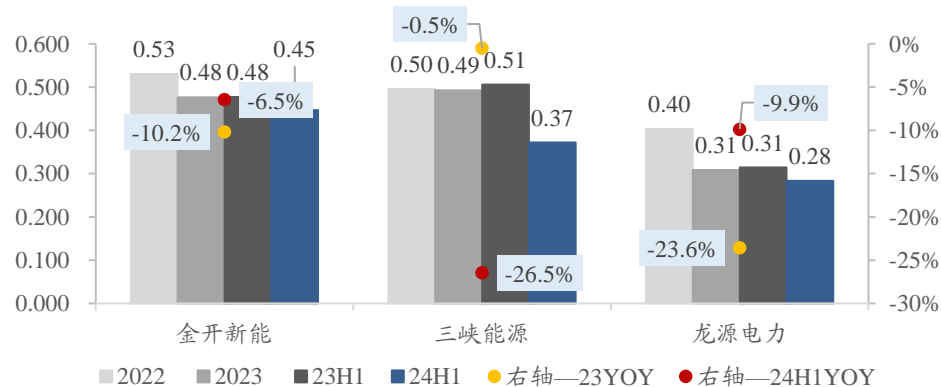
图：2021至2024年全国光伏利用率



图：上市公司风电综合电价（不含税）及同比（元/KWh）



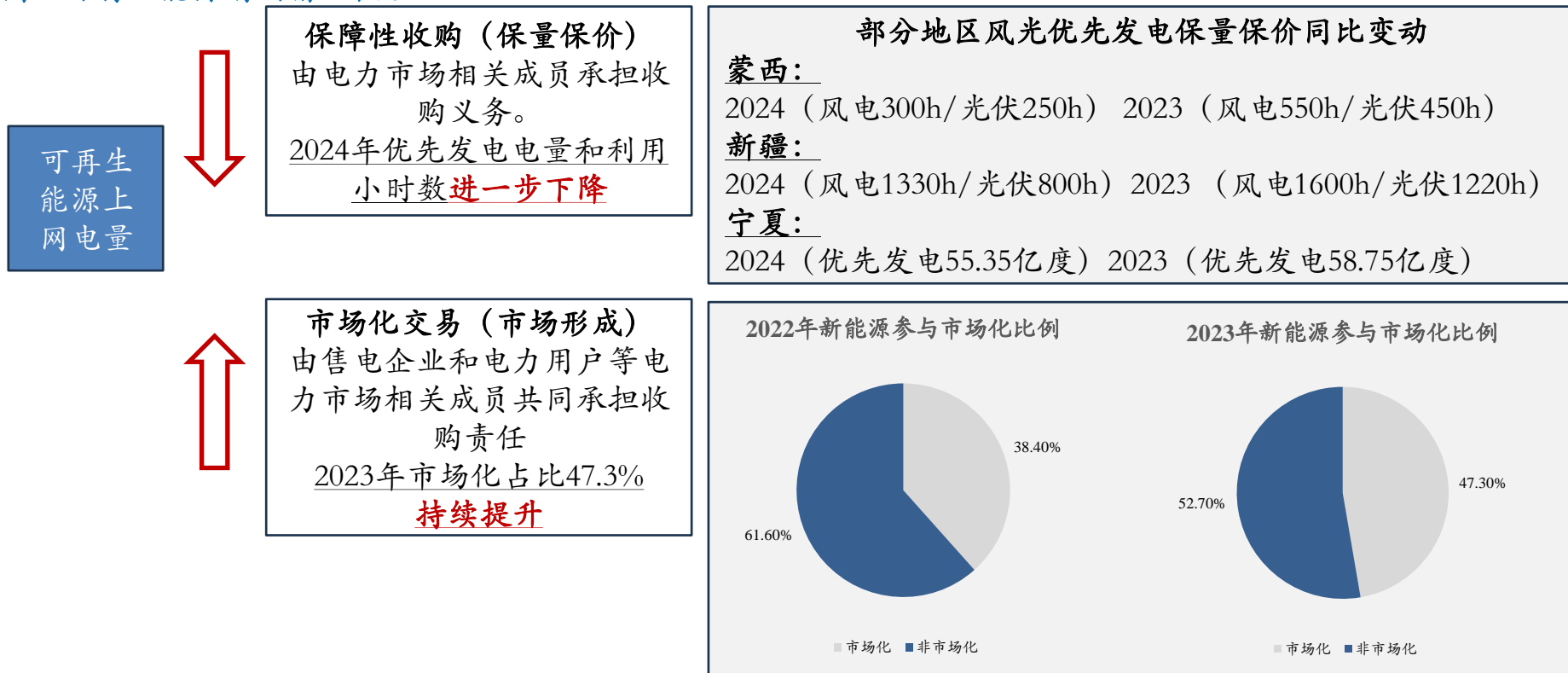
图：上市公司光伏综合电价（不含税）及同比（元/KWh）



新能源入市加速，保障性收购电量下降

- ✓ 新能源入市加速，保障性收购下降。2024年3月，国家发改委公告《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》，明确了非水可再生能源电量分为保障性收购（保量保价）和市场化交易（电价由市场形成）。2023年新能源参与市场比例已达47.3%，考虑2024年保障性收购利用小时数有下降趋势，预计2024年新能源市场化比例同比提升。目标来看，2024-2025年有序推动新能源进入市场，2026-2029年实现新能源全面参与市场。

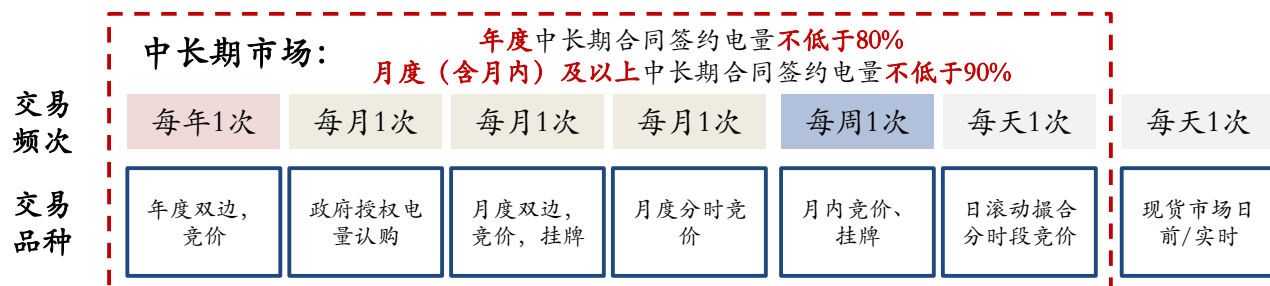
图：可再生能源消纳情况梳理



电改深化&绿色溢价，新能源市场电价或将见底

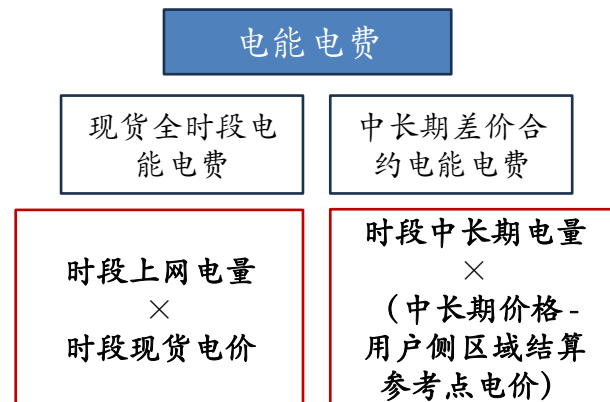
- ✓ 中长期市场是电价压舱石。按照交易频次由低到高，可以把中国电力交易品种分为年度、月度、月内等直至实时市场出清。2023年12月7日，国家发改委、能源局发布《关于做好2024年电力中长期合同签订履约工作的通知》，提出保障全年电力中长期合同不低于上一年度用电量的90%，中长期电价是收益的压舱石。
- ✓ 现货电量占比小，差价合约稳定市场电价。2022年国家发改委、能源局提到“鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易”。以2024年蒙西电力中长期交易规则为例，政策要求新能源电站月度中长期合约实际持有比例达到月度发电量的90%，现货占比很少。在此基础上通过现货市场对全部电量进行差价结算，形成“中长期曲线交易+现货市场差价结算”的交易模式。发电企业电能电费包括现货全电量电能电费与中长期差价合约电能电费。

图：中国电力市场层级与结构



物理上电力电量平衡越来越准；市场价格信号越来越清晰

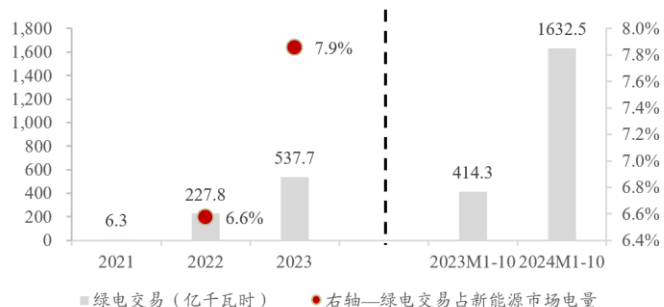
图：蒙西新能源发电场站电能电费构成



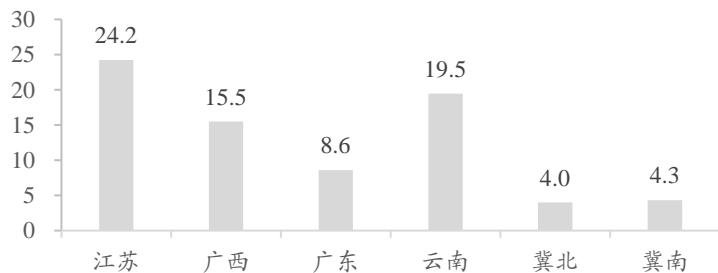
电改深化&绿色溢价，新能源市场电价或将见底

- ✓ **绿电绿证碳市场多渠道彰显兑现绿色溢价。**2024年1月：《关于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》打开绿证需求；2024年1月，CCER正式重启首批方法学包含海上风电和光热发电，2024年7月：《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》发布，明确指导支持绿电交易。政策推动，2024年绿电绿证交易量大幅提升，2023年绿电交易仅占绿电总电量的7.9%，覆盖度低，提升空间广。
- ✓ **绿色环境溢价有望提升。**2024年上半年，各地绿电交易普遍绿色环境溢价在0.02元/KWh，绿证受到供给端冲击，2024年二季度开始绿证交易价格有所下降。2024年以来中央及地方政策明确完善绿色能源消费机制，包括：落实非化石能源不纳入能源消耗总量和强度控制，要求绿证交易对应电量纳入省级政府节能目标考核，完善可再生能源电力消纳责任权重机制，将消纳责任落实到重点用能单位等。需求打开，绿色价值有望提升。

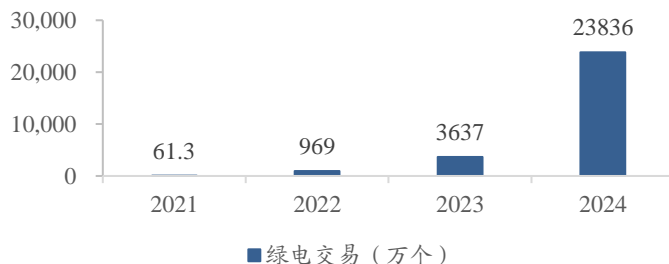
图：2021-2024年中国绿电交易情况



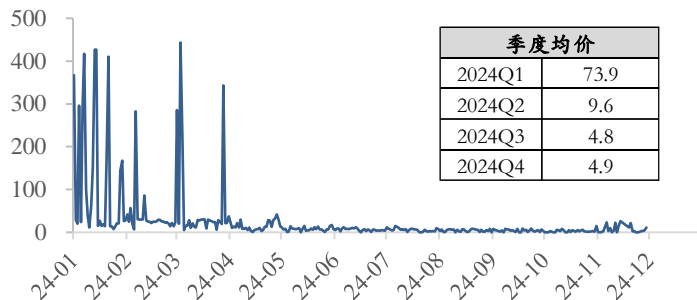
图：2024H1部分省份绿电绿色环境溢价 (元/MWh)



图：2021-2024年中国绿证交易情况



图：2024年以来绿证交易价格 (元/个)



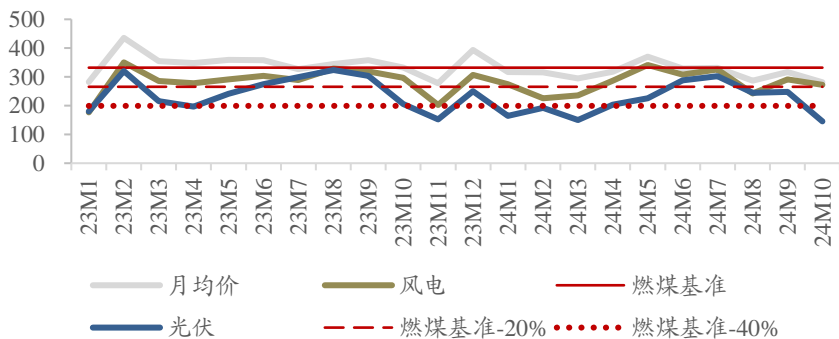
电改深化&绿色溢价，新能源市场电价或将见底

✓ 现货电价影响相对有限。现货占比少从结构层面减小现货电价对于新能源综合电价的影响。跟踪山西、山东、甘肃、蒙西四地区，新能源相较于综合现货电价依然有折价，风电电价更有支撑。

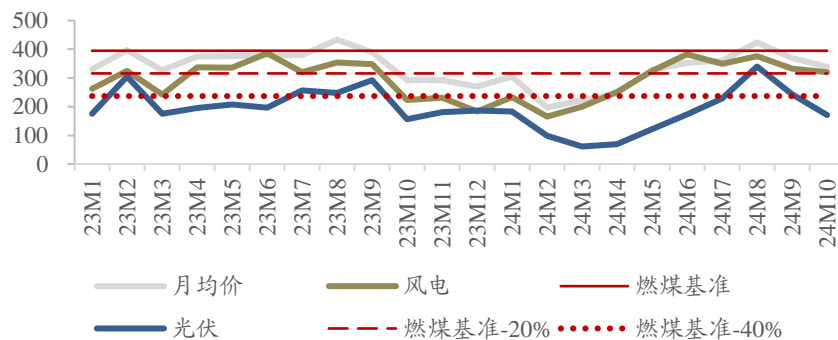
图：2024M1-10电力现货算数平均价（元/MWh）

现货均价	燃煤标杆	综合均价	上下浮	风电均价	上下浮	光伏均价	上下浮
山西	332	316	-5%	280	-16%	216	-35%
山东	395	314	-20%	294	-26%	169	-57%
甘肃	308	232	-25%	181	-41%	119	-61%
蒙西	283	537	90%	414	46%	367	30%

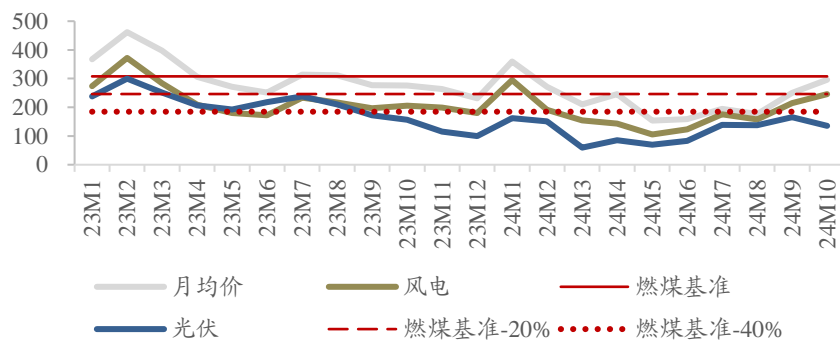
图：2023-2024现货市场电价（山西，元/MWh）



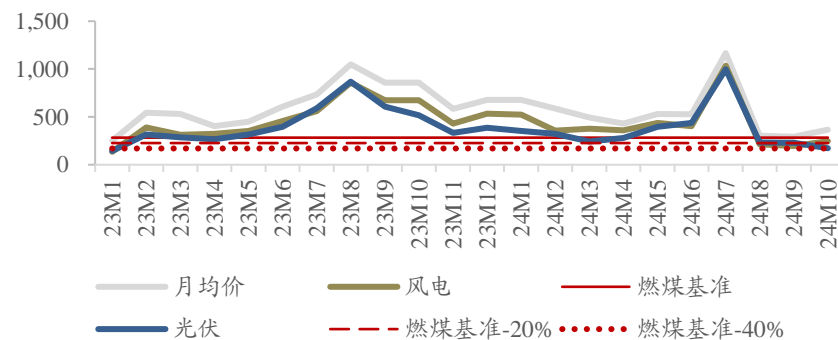
图：2023-2024现货市场电价（山东，元/MWh）



图：2023-2024现货市场电价（甘肃，元/MWh）



图：2023-2024现货市场电价（蒙西，元/MWh）

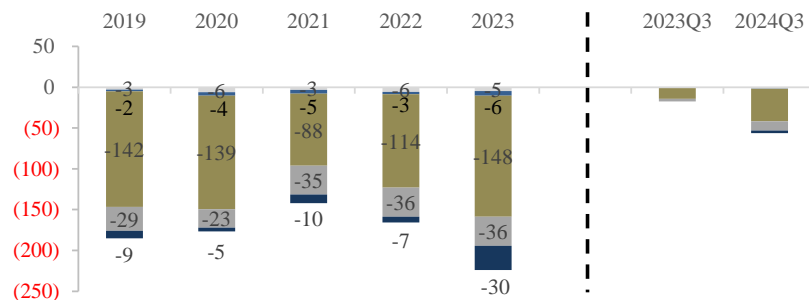


绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发

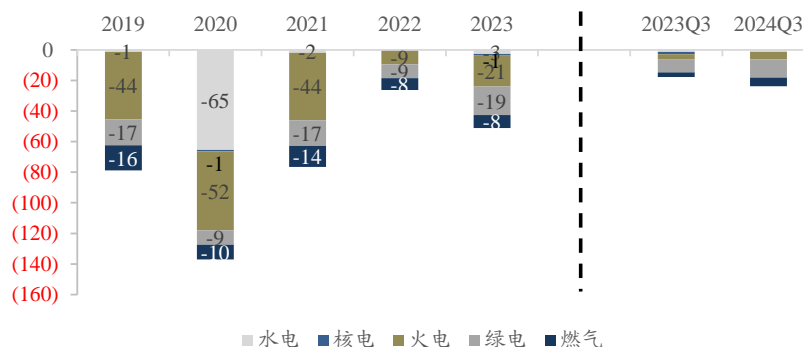
绿电板块是公用事业板块应收账款主要来源，主要来自国补应收款

✓ 化债大背景下，绿电应收款问题有望得到解决。板块业绩受信用减值影响小，应收类科目占总资产比例低，考虑部分应收账款来自与电网公司的跨期结算，真实应收占比预计更低。绿电公司应收类科目占总资产比例达15.0%，信用减值对归母净利润的影响-6.5%，且同比2023H1有提升趋势，主要系国补应收款的影响。

图：公用事业信用减值损失梳理（亿元）



图：公用事业应收类科目梳理（亿元）



图：公用事业信用减值对归母净利润的影响

信用减值影响	2019	2020	2021	2022	2023	2023Q3	2024Q3
水电	-0.3%	-13.4%	-0.5%	0.1%	-0.5%	-0.6%	-0.5%
核电	0.1%	-0.3%	0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.7%	0.5%
火电	-9.0%	-7.7%	-7.9%	-14.9%	-2.5%	-0.7%	-0.7%
绿电	-9.8%	-4.6%	-7.0%	-2.9%	-5.8%	-4.0%	-6.5%
燃气	-3.1%	-1.7%	-2.0%	-1.2%	-1.3%	-2.0%	-4.0%

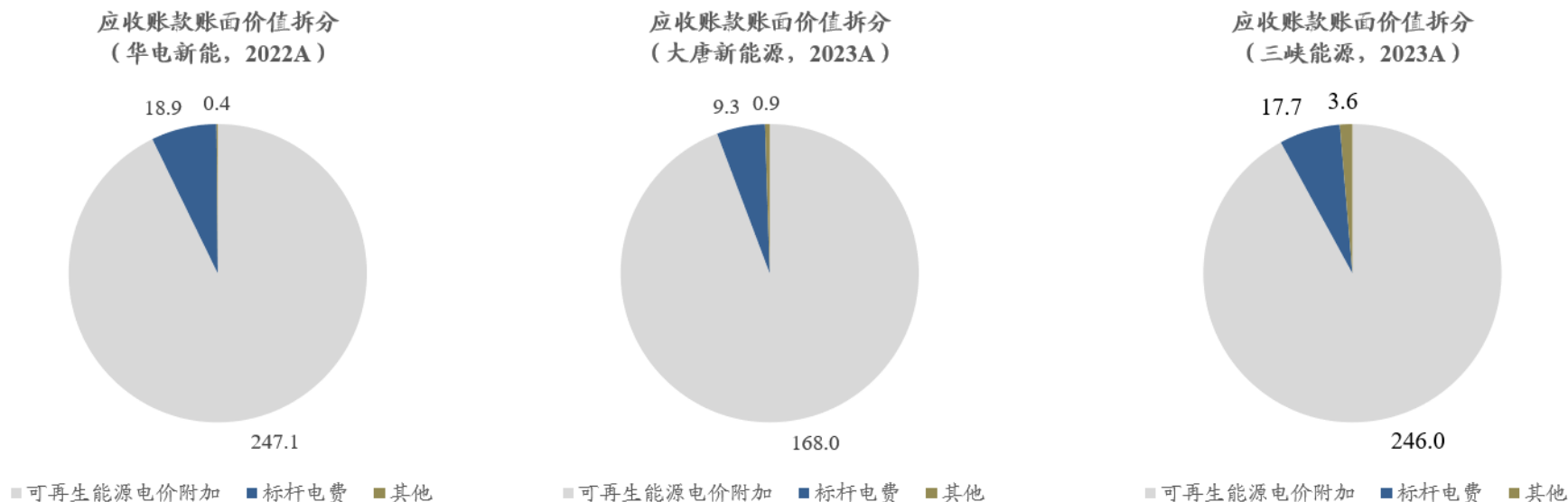
图：公用事业应收类科目占总资产比例

应收占比	2019	2020	2021	2022	2023	2023Q3	2024Q3
公用事业	5.9%	6.5%	7.2%	7.4%	7.7%	7.3%	7.3%
水电	2.1%	2.4%	2.5%	2.4%	2.6%	3.9%	3.1%
核电	1.9%	2.7%	3.5%	3.7%	3.5%	3.7%	3.3%
火电	6.0%	6.8%	7.4%	7.7%	8.1%	7.1%	7.2%
绿电	11.4%	11.6%	12.5%	12.9%	14.2%	14.4%	15.0%
燃气	8.0%	7.8%	8.5%	8.3%	8.2%	5.7%	5.5%

化债推进财政发力，绿电有望迎反转

✓ 财政发力，化债推进，绿电应收账款问题有望得到解决。梳理三家纯绿电公司（华电新能、大唐新能源、三峡能源），我们发现可再生能源电价附加形成的应收账款占公司应收账款总额超90%，标杆电费形成的应收主要是与电网跨期结算导致，影响很小。可再生能源电价附加资金来自销售侧征收与中央财政支出。2024年10月12日国新会，财政部介绍加大财政政策逆周期调节力度、推动经济高质量发展有关情况。除了对于地方财政风险化解外，重点提到中央财政还有较大的举债空间和赤字提升空间，力度加大有望解决国补历史欠款。

图：绿电公司应收账款拆分（亿元）



化债推进财政发力，绿电有望迎反转

- ✓ 补贴收入：来自财政资金与用户征收的可再生能源电价附加。
- ✓ 补贴支出：来自补贴项目度电补贴强度与合规清单内项目上网电量。
- ✓ 可再生能源发电发展以来，风光发电量增速显著高于全社会用电量增速，风光标杆电价已逐年下降至平价，但补贴部强度仍高于用户侧征收标准。致使可再生能源补贴资金持续承压。

补贴收入

征收标准2016年后未再提高，征收电量稳定提升

用户征收可再生能
源电价附加收入

财政专
项资金



销售侧适
征电量



征收标准

除农业生产（含贫困县农排）用电外的全部销售电量，自备电厂用户，直购电大用户。
2023年适征电量约**9.1 万亿KWh**
2012-2021 **CAGR=6.0%**

年份—(元/KWh)
2006—0.001
2008—0.002
2009—0.004
2011—0.008
2013—0.015
2016—0.019
2016年后未再提高

补贴支出

补贴强度下降但仍然较高，补贴项目快速装机并网

补贴强度

可再生能源
补贴电价



脱硫燃煤机组
标杆上网电价



合规清单内项
目上网电量

标杆电价阶段：2013年风光执行标杆电价，与地方燃煤标杆差异通过补贴实现
预计平均补贴强度0.23元/KWh

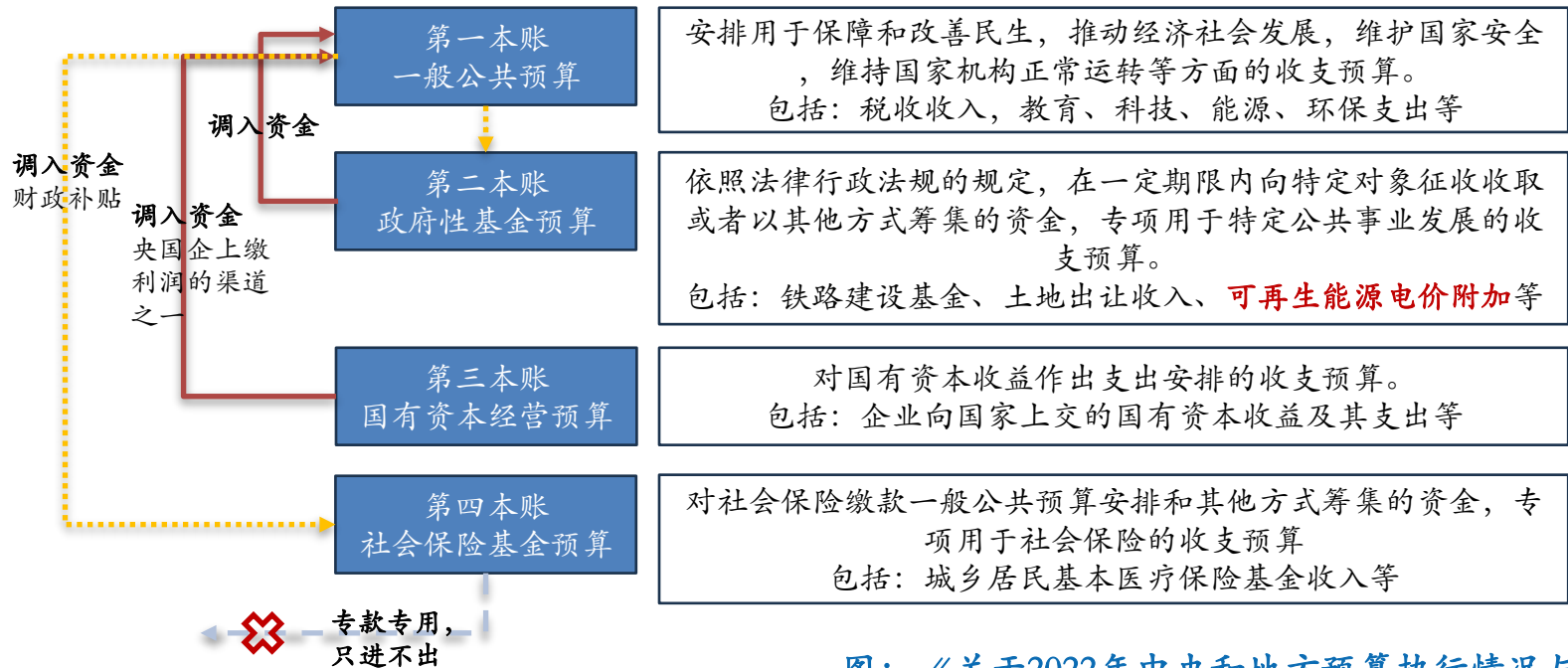
2022年起并网项目已实现平价，**无补贴**

2021年风光发电量约**7504亿KWh**
2012-2021风光发电量
CAGR=26%

化债推进财政发力，绿电有望迎反转

✓ 全国财政赤字放大，第二本账调入第一本账金额提升，财政对于绿电电价补贴支出有所放缓。

图：中国财政四本账梳理



图：2018-2023年财政赤字与调入资金情况梳理

(亿元)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
财政赤字	23800	27600	37600	27500	33700	48800
政府性基金调入一般公共预算(中央)	1	4	3003	1	9000	5600

图：《关于2022年中央和地方预算执行情况与2023年中央和地方预算草案的报告》内容节选

中央政府性基金预算收入4123.99亿元，为预算的97.8%，增长3%。加上2021年结转收入、调入资金以及特定国有金融机构和专营机构上缴利润，收入总量为22728.67亿元。中央政府性基金预算支出6330.48亿元，完成预算的78.4%，**主要是可再生能源电价附加收入安排的支出低于预期**，其中，本级支出5543.79亿元，对地方转移支付786.69亿元。**调入中央一般公共预算9000亿元**。中央政府性基金预算收入大于支7398.19亿元，其中，结转下年继续使用7393.09亿元（含特定国有金融机构和专营机构上缴利润结转7100亿元），按规定补充中央预算稳定调节基金5.1亿元。

化债推进财政发力，绿电有望迎反转

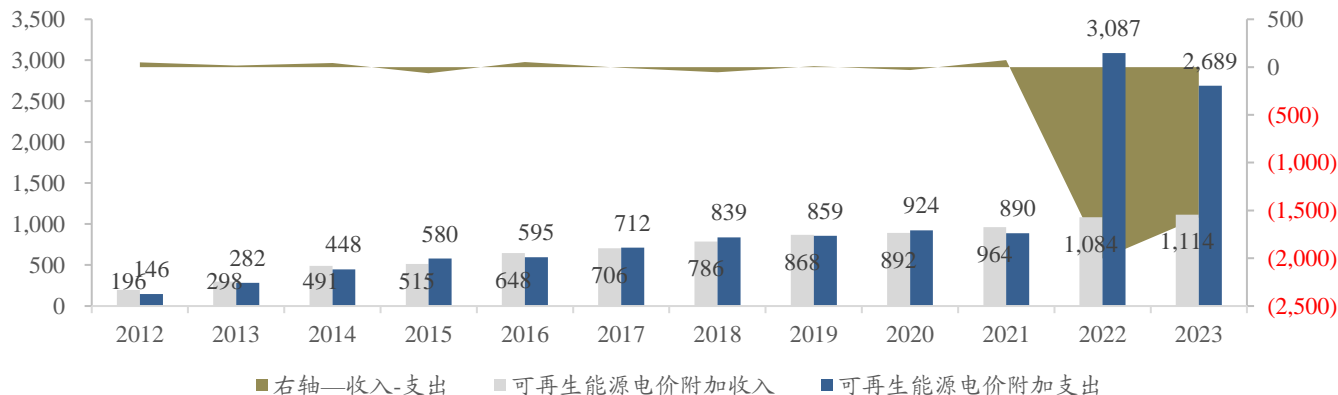
- ✓ 财政逆周期调节发力，国补历史欠款有望得到结局。10月12日国新会，财政部介绍加大财政政策逆周期调节力度、推动经济高质量发展有关情况。除了对于地方财政风险化解外，重点提到中央财政还有较大的举债空间和赤字提升空间，力度加大有望解决国补历史欠款。

图：应对可再生能源补贴退坡的可能措施

可再生能源补贴退坡应对措施

- 推动建设碳减排市场扩充可再生能源补贴资金来源——补贴资金不仅来自可再生能源电价附加
- 引入多元投资主体创设可再生能源中长期发展基金——可再生能源电价附加资金通过资本化运作实现价值
- 多批次发行可再生能源补贴专项国债——发行可再生能源专项国债一次性兑付截止2021年底累计拖欠的补贴
- 推广可再生能源补贴确权贷款——已确权的应收未收可再生能源补贴额度作为质押申请贷款
- 拓展可再生能源发电项目补贴的收口兑付和转化途径——发电成本持续下降，赋予补贴兑付选择权

图：可再生能源电价附加收入与支出梳理（亿元）



图：中国可再生能源补贴累计缺口测算

截止年底	补贴缺口 (亿元)
2017	1500
2018	2331
2019	3000+
2020	3000+
2021	4000

绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发

若国补欠款得到解决，新能源资产质量触底回升，重回成长

- ✓ 对于历史国补欠款我们进行测算，按照累计形成欠款当期回收20%、50%、80%测算，从成长角度来看，可撬动新一轮资本开支重回成长。从利润提升角度来看，回收现金用于有息债务偿还，通过节省财务费用有望带来净利润2%-11%的提升空间。从弹性角度来看，关注当期信用减值和历史累计坏账准备的冲回。

图：考虑国补欠款回收对公司影响（龙源电力，2023A）

项目	亿元/ %		
经营性净现金流	139		
资本开支	189		
自由现金流	-50		
应收账款合计	357		
国补占比	92%		
国补应收款	328		
当期回收比例	20%	50%	80%
当期回收补贴	66	164	263
自由现金流改善至	15	114	212
成长——再投资			
资本金比例	30%	30%	30%
撬动新资本开支	219	547	876
较2023年资本开支	116%	289%	463%
降费——降负债			
有息负债	1,239		
财务费用	34		
财务成本	2.7%		
节约财务费用	1.81	4.51	7.22
财务费用同比下降	5%	13%	21%
净利润	67		
净利润贡献	3%	7%	11%
利润——减值冲回			
信用减值损失—国补	-0.67		
坏账准备——国补	1.35		
净利润	67		
当期冲回净利润贡献	1.0%		
历史冲回净利润贡献	2.0%		

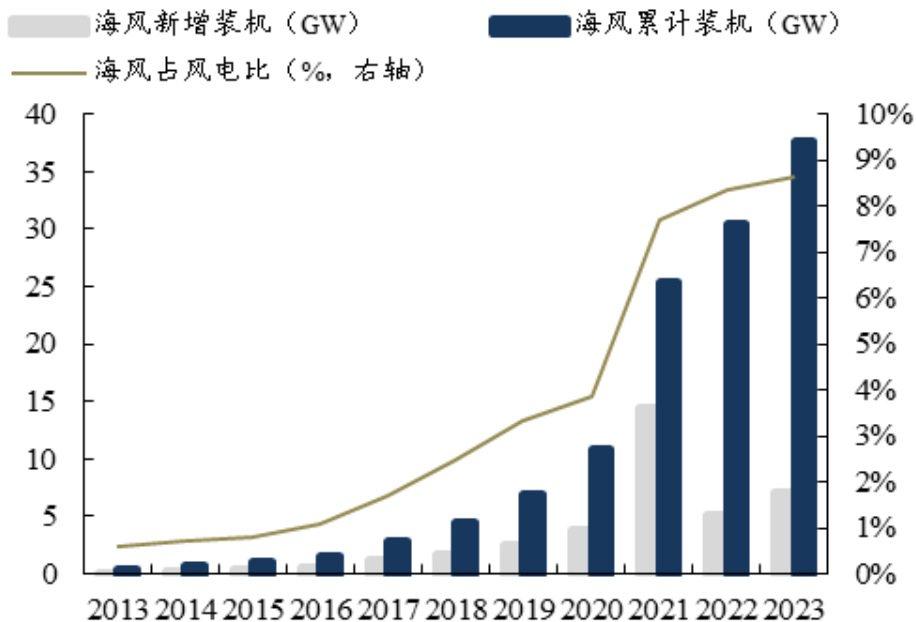
图：考虑国补欠款回收对公司影响（三峡能源，2023A）

项目	亿元/ %		
经营性净现金流	144		
资本开支	411		
自由现金流	-267		
应收账款合计	367		
国补占比	92%		
国补应收款	337		
当期回收比例	20%	50%	80%
当期回收补贴	67	169	270
自由现金流改善至	-199	-98	3
成长——再投资			
资本金比例	30%	30%	30%
撬动新资本开支	225	562	900
较2023年资本开支	55%	137%	219%
降费——降负债			
有息负债	1,610		
财务费用	40		
财务成本	2.5%		
节约财务费用	1.69	4.22	6.75
财务费用同比下降	4%	10%	17%
净利润	83		
净利润贡献	2%	5%	8%
利润——减值冲回			
信用减值损失—国补	-6.87		
坏账准备——国补	14.68		
净利润	83		
当期冲回净利润贡献	8.3%		
历史冲回净利润贡献	17.8%		

政策积极引导，优质资源加速开发

✓ 海风区位优势显著，风电消纳更无忧。根据CWEA数据，截至2023年，中国海上风电新增装机规模达7.18GW，累计装机规模达37.7GW，占全国风电累计装机容量9%。看区域，海风主要集中在江苏（11.8GW）、广东（10.9GW）两省，分别占比31%/29%，其次为山东、浙江、福建、辽宁（均超1GW），合计占比37%。东部沿海省份电力供需格局相对紧张，消纳问题显著低于“三北”省份，近负荷发电有利于就近消纳，提升风电整体消纳能力。

图：中国海上风电装机规模及占比



图：2023年中国沿海各省海上风电累计装机 (万千瓦)

省份	辽宁	天津	河北	山东	江苏
累计装机	105.3	11.7	30.0	485.3	1180.5
省份	浙江	福建	广东	广西	海南
累计装机	442.3	347.00	1093.6	6.0	0.7

政策积极引导，优质资源加速开发

- ✓ 政策积极引导，地方政府充分发挥资源优势。2023年9月，国家能源局印发《关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》，明确提出鼓励各地通过海上风电基地建设，推动深远海海域海上风电项目降低工程造价、经济性提升和实现无补贴平价上网。2024年3月，国家能源局印发的《2024年能源工作指导意见》进一步提出，要统筹优化海上风电布局，推动海上风电基地建设，稳妥有序推动海上风电向深水远岸发展。同时，沿海各省份相继推出了海上风电市场相关的发展规划，充分发挥沿岸资源优势，加速海上风电的基地化和规模化。“十四五”期间，预计沿海各省份合计新增装机规模超过50GW。

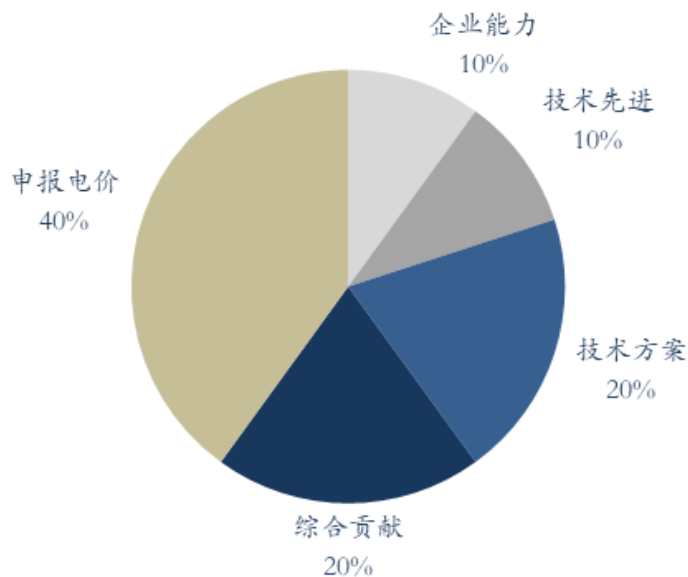
图：地方政府“十四五”海上风电规划

省份	“十四五”开发目标 (万千瓦)	“十四五”新增装机容量 (万千瓦)	规划文件
广东	1800	1664.2	《广东省能源发展“十四五”规划》
江苏	1500	818.4	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》
山东	800	798.5	《山东省能源发展“十四五”规划》
浙江	490.7	450	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》
福建	511.6	410	《福建省“十四五”能源发展专项规划》
辽宁	405	362.5	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》
广西	300	300	《广西可再生能源发展“十四五”规划》
上海	221.7	180	《上海市能源发展“十四五”规划》
海南	120	120	《海南省海洋经济“十四五”规划(2021-2025年)》
河北	30	0	
天津	11.7	0	《天津市可再生能源发展“十四五”规划》
合计	>6000	>5000	

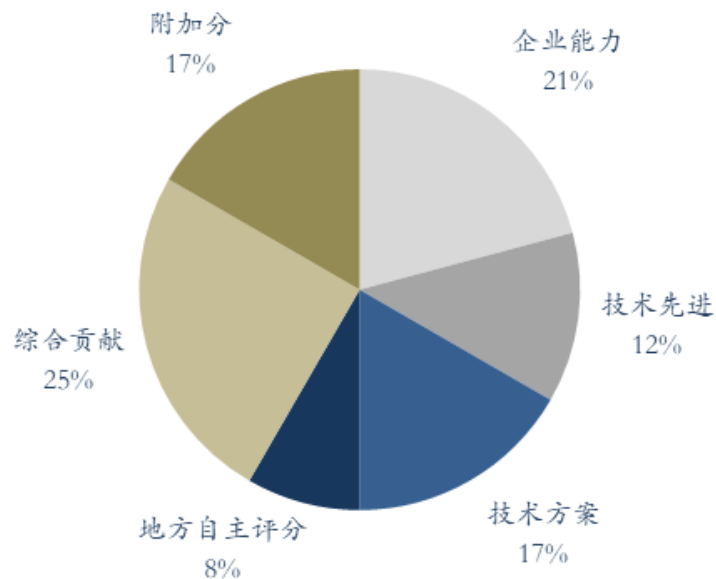
政策积极引导，优质资源加速开发

- ✓ 2024-2025年福建省海风待配资源超4GW，竞配逐步弱化电价影响。根据《福建省“十四五”能源发展专项规划》，“十四五”期间福建省计划新增开发省管海域海上风电规模约1030万千瓦。2021-2023年期间竞配和直配项目合计已完成561万千瓦（其中，竞配项目420万千瓦，直配项目141万千瓦），预计2024-2025年期间的待规划资源至少469万千瓦。海风项目竞配此前以竞价为主，如福建省2022年中标电价一度跌落至0.2元/度。2023年广东海风竞配评分细则已经取消上网电价作为竞配评分因素，参与配置的海上风电项目上网电价执行燃煤发电基准价。预期2024年各省竞配机制将继续改善，进一步弱化电价对竞配结果的影响。

图：2023年福建海风竞配评分构成



图：2023年广东海风竞配评分构成



绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发

政策积极引导，优质资源加速开发

图：2020年及“十四五”期间福建省海上风电项目梳理（截至2024年6月30日）

年度	项目	类别状态	核准情况	电价	装机容量 (万千瓦)	业主
2020	漳浦六鳌二期	直配	已核准	平价	40	三峡集团65%、福能35%
2020	宁德霞浦B区	直配	已核准	平价	30	福建省投资集团51%、闽东电力49%
2020	莆田平海湾D、E区	直配	已核准	平价	40	三峡集团65%、福能35%
2020	平潭外海	直配	已核准	平价	10	三峡集团65%、福能35%
2020年合计					120	
年度	项目	类别状态	核准情况	电价	装机容量 (万千瓦)	业主
2022	连江外海	竞配	已核准	华能报价0.193, 后退出, 华润递补报价0.26	70	华能集团&福建省投资集团, 后变更为华润电力99%、中广核1%
2022	马祖岛外海	竞配	已核准	0.204	30	国家能源集团&万华化学, 后变更为龙源电力45%、国家能源集团45%、万华化学10%
2022	平潭A区	竞配	已核准	未知	45	中国能建
2022年合计					145	
年度	项目	类别状态	核准情况	电价	装机容量 (万千瓦)	业主
2023	平潭B区	竞配	未核准	未知	45	华润电力、福建新城市能源科技
2023	平潭草屿	竞配	未核准	未知	30	华润电力、福建新城市能源科技
2023	长乐外海B区	竞配	未核准	未知	10	福建省投资集团（中闽能源）
2023	长乐外海I区(南)	竞配	未核准	未知	30	福建省投资集团、国投电力（国投电力51%，中闽49%？）
2023	长乐外海J区	竞配	已核准	未知	65	福能股份80%、三峡能源20%
2023	长乐外海K区	竞配	已核准	未知	55	华电集团
2023	莆田湄洲湾外海	竞配	未核准	未知	40	福能股份、三峡能源
竞配合计					275	
2023	长乐外海I区(北)	直配	已核准	平价	31	东方电气100%
2023	宁德深水A区	直配	已核准	平价	80	宁德时代96%
2023	长乐外海D、E区	直配	已核准	平价	30	华电新能47%
直配合计					141	
2023年合计					416	
2021-2023年合计					561	

绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发

政策积极引导，优质资源加速开发

✓ 海上风电项目盈利能力可观，不考虑/考虑过网费的情景下资本金IRR达9.3%/6.3%。经我们测算，0.3932元/KWh含税电价、30%自有资金、4000h利用小时数的假设下，300MW的海上风电项目资本金收益率可达到9.3%，年化净利1.2亿元，度电净利0.110元/KWh。考虑过网费分摊每度0.05元的情况下，资本金收益率6.3%，年化净利0.8亿元，度电净利0.074元/KWh。

图：海上风电项目全生命周期度电盈利测算：投资假设（下图）、情景一（右上图）、情景二（右下图）

投资建设假设		占比	单位投资 (元/KW)	总投资 (亿元)
1	风电机组（含塔筒）	35%	4200	13
2	风机基础	23%	2700	8
3	阵列电缆（含敷设）	4%	500	2
4	送出电缆（含敷设）	11%	1300	4
5	海上升压站	6%	680	2
6	陆上集控中心	3%	350	1
7	风机基础及安装施工	11%	1250	4
8	工程基础价	93%	10980	33
9	其他费用	7%	870	3
9.1	征海征地费	6%	670	2
9.2	配储	2%	200	1
10	工程固定价	100%	11850	36
11	建设期贷款利息	0%	0.4	1
12	工程建成价	100%	11850	37
13	退役回收	10%	1185	4

建设运营假设		全投资现金流	
单位投资（元/KW）	11850	NPV（亿元）	8
运营规模（MW）	300	IRR	6.4%
上网电价（含税）（元/KWh）	0.3932	投资回收期（年）	12.7
建设期	2年	资本金现金流	
运营年限	25年	NPV（亿元）	10
贷款年限	15年	IRR	9.3%
平均折旧年限	20年	投资回收期（年）	15.0
盈利能力测算			
年化盈利能力		度电盈利能力	
年化收入（亿元）	3.8	度电收入（元/KWh）	0.348
年化成本（亿元）	2.1	度电成本（元/KWh）	0.194
年化毛利（亿元）	1.7	度电毛利（元/KWh）	0.154
年化净利（亿元）	1.2	度电净利（元/KWh）	0.110

情景一：不考虑分摊过网费

建设运营假设		全投资现金流	
单位投资（元/KW）	11850	NPV（亿元）	2
运营规模（MW）	300	IRR	4.9%
上网电价（含税）（元/KWh）	0.3432	投资回收期（年）	12.6
建设期	2年	资本金现金流	
运营年限	25年	NPV（亿元）	4
贷款年限	15年	IRR	6.3%
平均折旧年限	20年	投资回收期（年）	14.4
盈利能力测算			
年化盈利能力		度电盈利能力	
年化收入（亿元）	3.3	度电收入（元/KWh）	0.304
年化成本（亿元）	2.1	度电成本（元/KWh）	0.194
年化毛利（亿元）	1.2	度电毛利（元/KWh）	0.110
年化净利（亿元）	0.8	度电净利（元/KWh）	0.074

情景二：分摊过网费0.05元/度


投资建议

- ✓ **绿电建设趋于平稳，消纳压力逐步缓解。**《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》明确到2025年和2030年全国可再生能源消费量分别达到11亿和15亿吨标煤以上，预计2023-2030年风电/光伏累计装机容量CAGR分别可达6%/10%，有序推进增速放缓消纳压力环节，迎高质量发展阶段。
- ✓ **电改深化&绿色溢价，新能源市场电价或将见底。**新能源入市加速，保障性收购下降。中长期电量合约占90%+，是电价压舱石，现货电量占比小，差价合约稳定市场电价。绿电绿证碳市场多渠道彰显兑现绿色溢价，且环境溢价有望提升。
- ✓ **化债推进财政发力，绿电有望迎反转。**化债加大力度推进，绿电历史国补应收款有望得到解决。按照累计形成国补欠款当期回收20%、50%、80%测算，从成长角度来看，可撬动新一轮资本开支重回成长。从利润提升角度来看，回收现金用于有息债务偿还，通过节省财务费用有望带来净利润2%-11%的提升空间。从弹性角度来看，关注当期信用减值和历史累计坏账准备的冲回。
- ✓ **政策积极引导，优质资源加速开发。**“十四五”期间，预计沿海各省份合计新增装机规模超过50GW，竞配逐步弱化电价影响。海风项目盈利能力可观，不考虑/考虑过网费的情景下资本金IRR达9.3%/6.3%。
- ✓ **投资建议：**建议关注全国绿电龙头运营商龙源电力H、三峡能源，优质海风中闽能源、福能股份。
- ✓ **风险提示：**电价波动风险，新能源消纳情况不及预期，装机投产进度不及预期。

表：盈利预测与估值 (2024/12/9)

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E			
					2024E	2025E	2026E	2024-2026CAGR	2023	2024E	2025E	2026E
龙源电力*	0916.HK	6.81	569	0.7	75	83	91	9%	8.1	7.6	6.9	6.3
三峡能源*	600905.SH	4.62	1,322	1.5	74	84	94	9%	18.4	17.8	15.7	14.0
中闽能源*	600163.SH	5.86	112	1.7	7	8	9	9%	16.4	15.3	13.8	12.8
福能股份*	600483.SH	9.95	276	1.1	29	31	34	9%	10.5	9.6	8.9	8.1

注：标注*公司2024-2026年选取WIND一致预期，其余公司盈利预测来自东吴证券研究所，港股上市公司归母净利润单位为“亿港元”

- 
- 电动化尖峰化促电力容量稀缺，并购重组活力激发，电改深化
 - 火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α
 - 绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发
 - 核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升
 - 水电：红利资产标杆，现金流价值彰显
 - 投资建议与风险提示

核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升

核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

- ✓ 核电进入常态化审批。2019年核电核准复苏，2021年政府工作报告提到“确保安全前提下积极有序发展核电”，这是近十年来政府工作报告首次用“积极”描述核电发展。2022年9月，中国核能行业协会发布《中国核能发展与展望（2022）》，预计“十四五”期间，我国将保持每年6-8台核电机组的核准开工节奏。
- ✓ 2022-2024连续3年核准10台及以上，“安全积极有序积极发展核电”趋势确定。2023年12月29日国常会决定核准广东太平岭与浙江金七门核电共4台机组。这是继2023年7月石岛湾、宁德、徐大堡合计6台机组核准后，2023年内第二次核准核电项目。2024年8月，核电行业再获11台（含1台四代核电）核准。2022年以来已连续三年核准10台以上，核准提速+四代核电推进。

图：2008-2024年中国核电核准机组数量



核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

- ✓ “十五五”期间，中国核电预计仍维持常态化核准。参考《中国核能发展与展望（2022）》，2030年、2035年中国核电发电量占比分别可达8%、10%，在合理的利用小时数假设背景下，2030、2035年中国核电装机规模分别达到125GW/180GW，按照单台核电机组装机容量120万千瓦，5年建设6年并网假设，预计“十五五”中国平均每年核准核电机组仍需要维持8台以上。

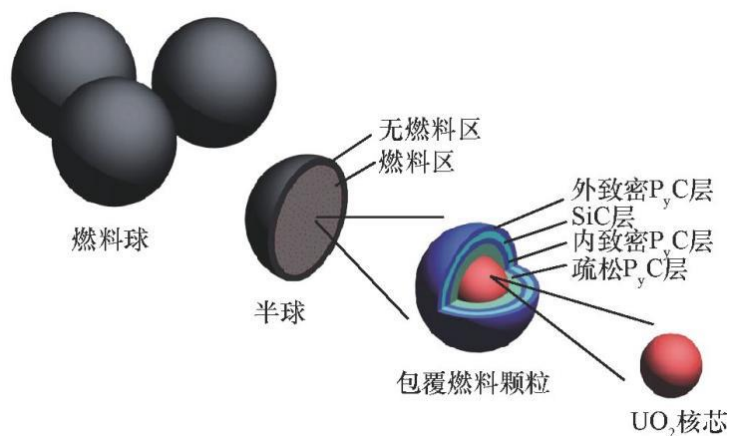
图：中国核电发电量与装机规模预测

项目	2023A	2030A	2035A
全社会用电量 (万亿千瓦时)	9.2	11.7	13.5
同比增速	6.7%	2023-2030CAGR=3.5%		2030-2035CAGR=3%	
核电发电量占比	5%	8%	10%
核电发电量(亿千瓦时)	4333	9360	13500
核电装机规模(GW)	56.91	124.80	180.00
利用小时数(h)	7613	7500	7500
在运台数	55	112	158

技术成长显著，**四代核电技术突破+模块化小堆开辟新纪元**

- ✓ 我国四代核电正式商运领先全球，安全性、效率实现飞跃。2023年12月6日，华能石岛湾高温气冷堆核电站成为全球首座投入商运的第四代核电站，相较于第三代核电广泛采用的压水堆，高温气冷堆大大提升核电站安全性、发电和运营效率。1) **固有安全性高**：高温气冷堆采用球形燃料元件，燃料包壳可承受1620摄氏度的高温，有效防止放射性物质外泄；具有负反应性温度系数，当温度升高达到设定阈值时，会进行负反馈功率自动下降，有效控制核裂变反应；设置一套非能动余热排出系统，不需要任何的外界动力将热量释放到大气中，避免堆芯过热发生熔毁。2) **发电、运营效率齐增**：高温气冷堆氦气出口平均温度达750°C，并可提至950°C以上，发电效率可达40%-47%，高于压水堆的33%。此外，不需要停机装填和卸载燃料，提升了反应堆运营效率和安全性。3) **旧址改造投资少**：高温气冷堆允许在退役火电厂址上建设，利用现有的火电汽轮机和冷却塔等基础设施和设备，有效降低投资成本。

图：高温气冷堆HTR-PM球形燃料元件结构



图：华能石岛湾高温气冷堆核电站



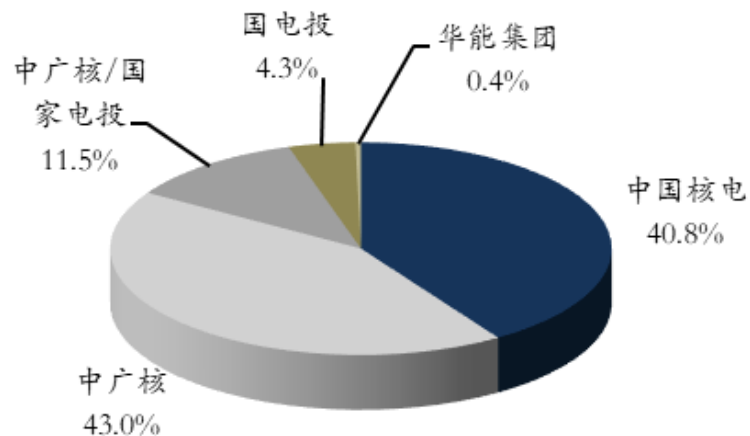
技术成长显著，四代核电技术突破+模块化小堆开辟新纪元

- ✓ 高温特性兼具供热供汽、制氢能力，商业应用前景可期。2024年4月17日，国内首个以供汽供热为主兼顾电力供应的核动力厂——江苏徐圩核能供热厂通过环评批复。该工程包括2台“华龙一号”机组和1台 HTR-PM600S 机组，发电功率共 1652.9MW，设计热负荷 8164t/h，供汽能力为设计热负荷的 50%（4082t/h）。据论文，4~6 台 60 万千瓦级高温气冷堆热电联产机组可抽气供热 $1 \times 10^8 \text{ m}^2$ ，产生的电能可以支撑另外 $1 \times 10^8 \text{ m}^2$ 的散户冬季电采暖以及其他季节发电上网，较燃气热电联产更具经济性和环境效益。同时，核能制氢被列入《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，高温气冷堆出口温度可提升至 $800 \sim 1000 \text{ }^\circ\text{C}$ ，是热分解制氢所需理想堆型。高温气冷堆核电机组在为工业园区综合供电供热供汽、制氢和居民供暖方面具备经济潜力和商业应用价值。
- ✓ 全球首个陆上商用模块化小堆“玲龙一号”在我国海南建设，预计2026年并网发电。小型堆是指电功率30万千瓦（300MW）以下的反应堆，“玲龙一号”采用的先进设计理念和技术都体现着**先进性、安全性和经济性**。（1）**先进性**：最突出的特征就是一体化、模块化的反应堆结构，蒸汽发生器、冷却剂主泵等设备都集中在压力容器内，不需要主管道的连接，机组大小仅为传统商业反应堆的1/10。（2）**安全性**：采用完全非能动的安全系统，一体化布置提升事故状态下反应堆带出堆芯余热的能力，充分保障安全。（3）**经济性**：基于更小的功率和体积，小堆可以实现核能的多用途，如城市供热、海水淡化、海洋开发能源供给等。“玲龙一号”小型模块化堆的建成使用标志着我国模块式小型堆设计及制造技术走在世界前列。

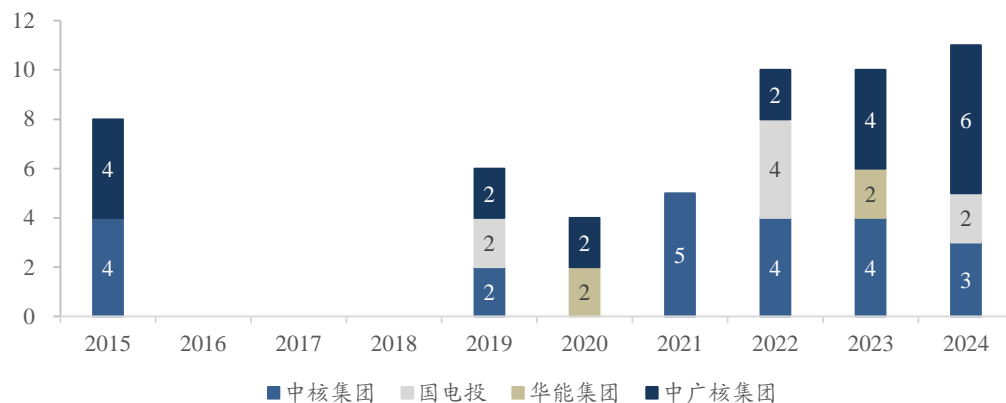
核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

✓ 核电运营双寡头格局，新核准项目较为平均。目前中国具有大型核电站业主身份的只有四家公司，分别是中核集团、中广核集团、国电投集团（电投产融）以及华能集团。存量项目运营来看，中核集团、中广核集团双寡头运营规模领先。新核准项目获取来看，中核集团与中广核集团较为平均，领先于国电投与华能集团。2024年新核准的11台核电机组中，分别是中广核6台，中核3台，国电投2台。

图：中国在运核电机组装机容量占比（截至2024/09/30）



图：2015-2024年新核准核电机组梳理（单位：台）



核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升

核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

✓ 考虑2024年新核准项目且都于2030年并网投运，运营商成长再提升。

中国核电：截至2024/11月，公司在运核电机组装机容量2496万千瓦，在建机组/待建机组1271/672万千瓦，2030年较2024年贡献确定性规模成长78%，2024-2030装机规模CAGR 10.1%。

中国广核：截至2024/11月，公司在运核电机组装机容量3176万千瓦（含联营），在建机组/待建机组843/1098万千瓦，2030年较2024年贡献确定性规模增长61%，2024-2030装机规模CAGR 8.3%。

国家电投：截至2024/11月，公司在运核电机组装机容量921万千瓦（含联营），另有8台在建+待建机组1056万千瓦，2030年较2024年贡献确定性规模增长114.7%，2024-2030装机规模CAGR 13.6%

图：2025-2030年中国核电投运节奏预测

年份	机组	机组数量	装机容量 (万千瓦)	较2024装机容量累计增长率	累计装机容量 (万千瓦)
截至2024	已投运				2496
2025	漳州能源2号机组	1	121.2	10.21%	2617
2026	海南核电小堆机组	2	12.5	16.06%	2756
	江苏田湾7号机组		126.5		
2027	江苏田湾8号机组	4	126.5	42.65%	3388
	三门核电3号机组		125.1		
	三门核电4号机组		125.1		
	辽宁徐大堡4号机组		127.4		
	辽宁徐大堡3号机组		127.4		
2028	辽宁徐大堡1号机组	1	129.1	48.08%	3517
2029	漳州能源3号机组	1	121.2	53.19%	3638
2030及以后	金七门1号机组	7	121.2	77.81%	4439
	金七门2号机组		121.2		
	徐大堡2号机组		129.1		
	漳州4号机组		121.2		
	江苏徐圩1号机组		120.8		
	江苏徐圩2号机组		120.8		
江苏徐圩高温气冷堆	66				
合计		16	1942		

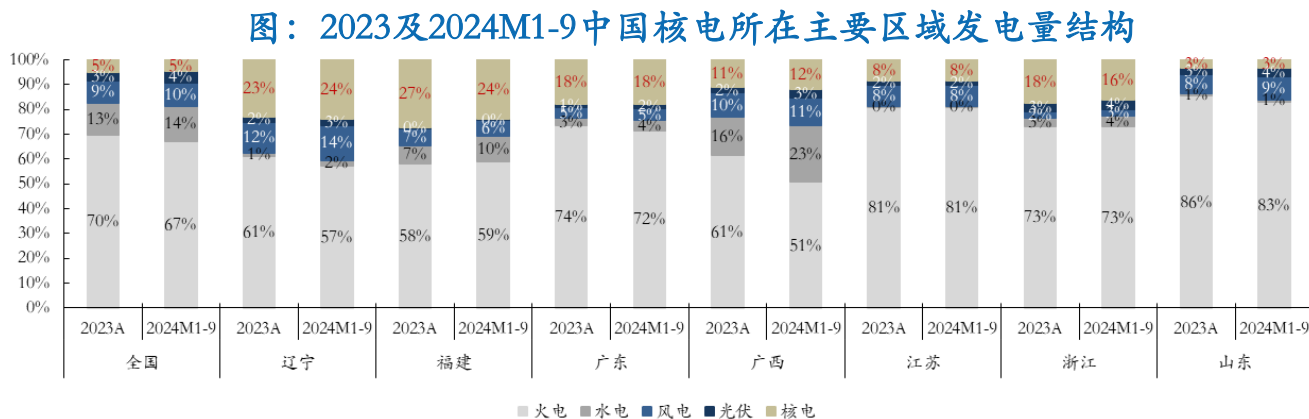
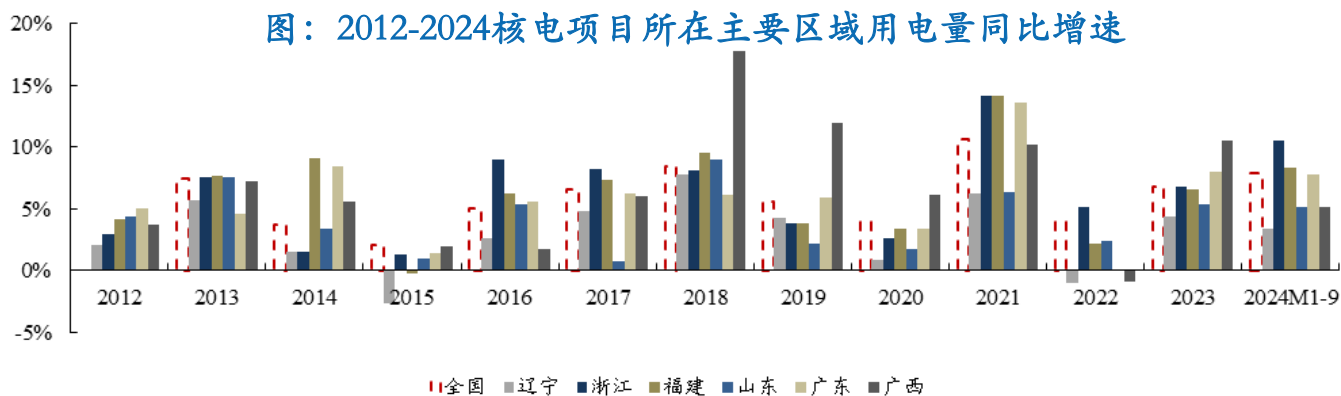
图：2025-2030年中国广核投运节奏预测

年份	机组	机组数量	装机容量 (万千瓦)	较2024装机容量累计增长率	累计装机容量 (万千瓦)
截至2024	已投运				3176
2025	惠州1号机组	1	120.2	3.79%	3296
2026	苍南1号机组	2	120.8	11.37%	3537
	惠州2号机组		120.2		
2027	陆丰5号机组	2	120	18.96%	3778
	苍南2号机组		120.8		
2028	陆丰6号机组	1	120	22.74%	3898
2029及以后	惠州3号机组	10	120.9	61.11%	5116
	惠州4号机组		120.9		
	宁德5号机组		121		
	宁德6号机组		121		
	陆丰1号机组		124.5		
	陆丰2号机组		124.5		
	招远1号机组		121.4		
	招远2号机组		121.4		
合计	苍南3号机组	16	121.5		
	苍南4号机组		121.5		

核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升

用电需求旺盛，核电消纳有支撑

- ✓ 沿海布局，用电需求旺盛。中国核电、中国广核在运在建机组覆盖区域主要包括江苏（中国核电）、广东（中国广核）、广西（中国广核）、浙江（中国核电、中国广核）、福建（中国核电、中国广核）、辽宁（中国核电、中国广核）、山东（国电投、华能、中国广核）。核电项目布局沿海省份，区域用电需求旺盛，进一步支撑核电消纳。

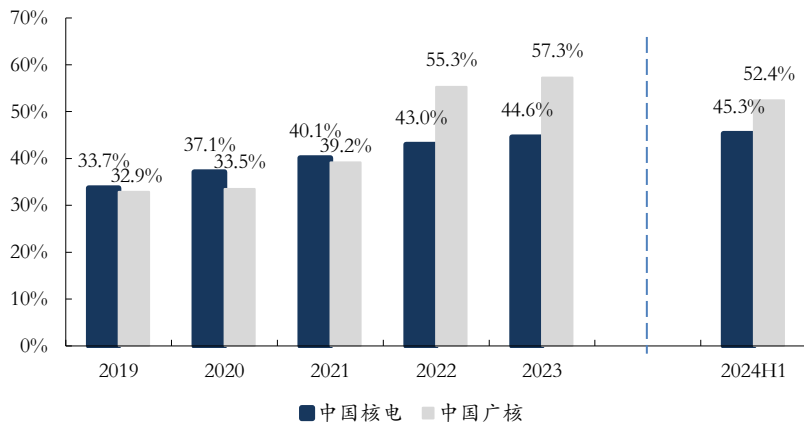


核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升

市场化交易比例提升，核电电价有支撑

- ✓ 鼓励核电参与市场化，市场化比例持续提升。除去保障性电量按照核电机组核准电价上网，部分核电电量通过上网竞价模式消纳。机组所在省《电力市场化交易方案》会划定当年的交易量或交易比例的方式，以此确定核电市场化交易量。2019年以来中国核电、中国广核上网电量中市场化比例持续提升。
- ✓ 核电市场电价有支撑，降幅约为市场均价降幅60%-80%。2025年广东年度市场化电量273亿千瓦时（2024年195亿千瓦时），入市电量扩张，年度交易占比提升。我们设定2025年年度长协较2024年同比降20/40/60元每兆瓦时的三种情形，对于广东核电市场电价进行测算，核电市场电价降幅约为市场均价降幅60%-80%。

图：2019-2023核电市场化交易比例及2024-2025年广东核电市场电价测算

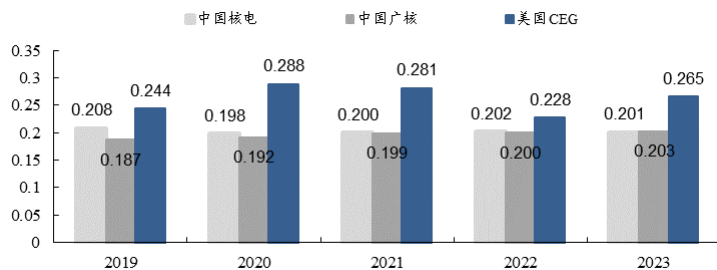


2024年广东核电市场电价测算（以2024年年度中长期电价为市场均价）					
项目	单位	公式	电价测算		
年度中长期电价	元/MWh	①	466		
市场参考价	元/MWh	②	463		
核准电价	元/MWh	③	415		
超出市场参考价部分	元/MWh	④=①-②	3		
1-回收比例	%	⑤	15		
溢价/折价	元/MWh	⑥=④*⑤	0		
实际执行电价	元/MWh	⑦	415		
2025广东核电市场电价测算（以2025年年度中长期电价为市场均价）					
项目	单位	公式	情形一	情形二	情形三
年度中长期电价	元/MWh	①	446	426	406
市场均价同比2024年下降	元/MWh	A	(20)	(40)	(60)
市场参考价	元/MWh	②	463	463	463
核准电价	元/MWh	③	415	415	415
授权合约电量占比	%	④	90	90	90
市场电量占比	%	⑤	10	10	10
真实市场电价	元/MWh	⑥=①*⑤+②*④	418	416	414
$\text{Max}\{\text{市场电价,核准电价}\}-\text{参考价}$	元/MWh	⑦=Max{①, ③}-②	(17)	(37)	(48)
系数B		⑧	0.85	0.85	0.85
成本补偿	元/MWh	⑨=⑦*⑧	(14)	(31)	(41)
实际执行电价	元/MWh	⑩=⑥+⑨	404	385	373
核电市场均价同比2025年下降	元/MWh	B	(12)	(31)	(42)
核电市场电价降幅/市场均价降幅		C=B/A	60%	78%	71%

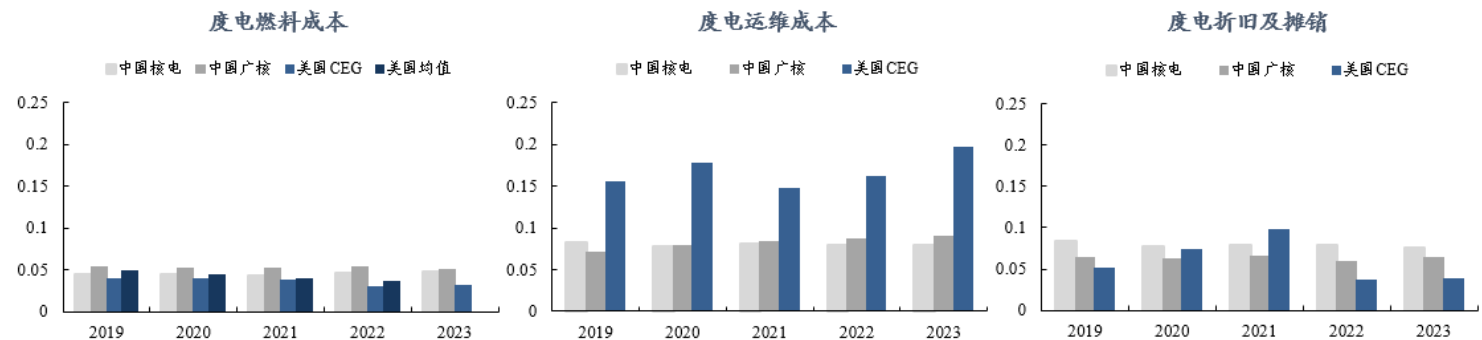
中国的核电度电成本低于美国，且仍具备下行空间

- ✓ 中国具备低成本优势，未来折旧成本仍有下行空间。2023年中国核电、中国广核度电成本约0.2元/KWh，而美国CEG约0.265元/KWh。分析成本结构可知，中国运维成本具备较大优势。1) 2023年中国核电/中国广核/美国CEG的度电燃料成本分别为0.047/0.050/0.032元，CEG略低于中国。2) 2023年中国核电/中国广核/美国CEG的度电运维成本分别为0.078/0.090/0.196元，CEG运维成本约为中国2倍。3) 2023年中国核电/中国广核/美国CEG的折旧及摊销分别为0.076/0.063/0.038元，CEG折旧及摊销仅为中国一半。未来进入延寿期后，我们假设中国度电折旧与美国CEG目前水平相当（0.04元/KWh），核电总度电成本将下行10-20%。

图：2019-2023年中美各公司核电度电成本（元/KWh）



图：2019-2023年中美各公司核电度电成本拆分比较（元/KWh）



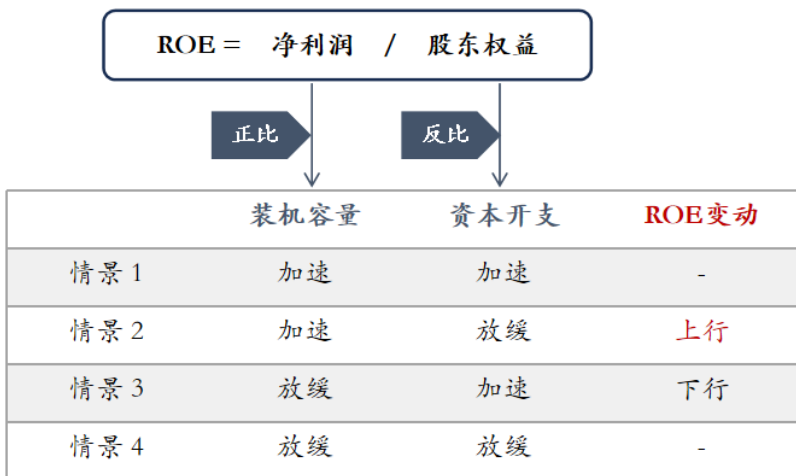
注：燃料成本中的美国均值选用NEI统计的2019-2022年数据；CEG成本中运维与折旧数据根据所有发电量测算，其核电发电量占比超85%。

数据来源：公司公告，NEI，东吴证券研究所

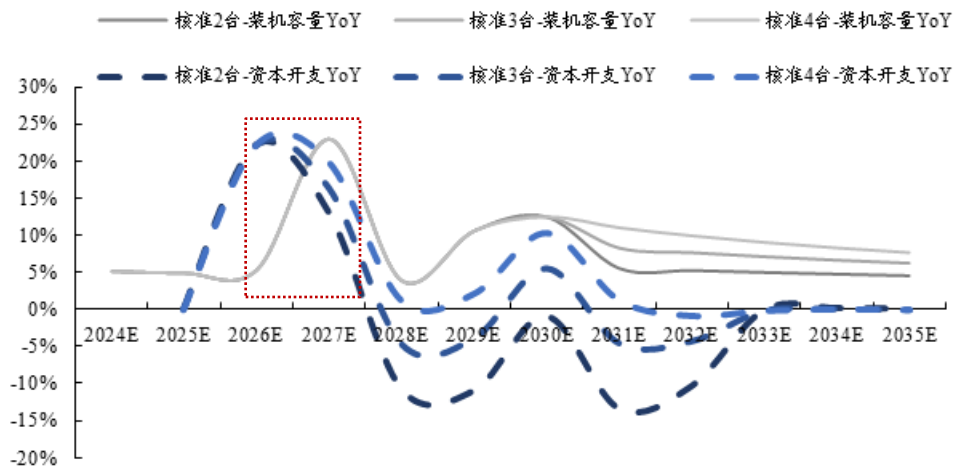
预计2027年中国核电ROE进入上行通道

- ✓ 考虑装机容量增速和净利润存在正比关系、资本开支增速和股东权益存在反比关系，ROE分别与装机容量增速/资本开支增速成正/反比。经我们测算，随着中国核电的资本开支增速放缓，装机容量在2026年开始加速增长，可以判断ROE从2027年开始进入上行通道。

图：ROE变动的情景假设



图：2024-2030年中国核电装机容量YoY&资本开支YoY

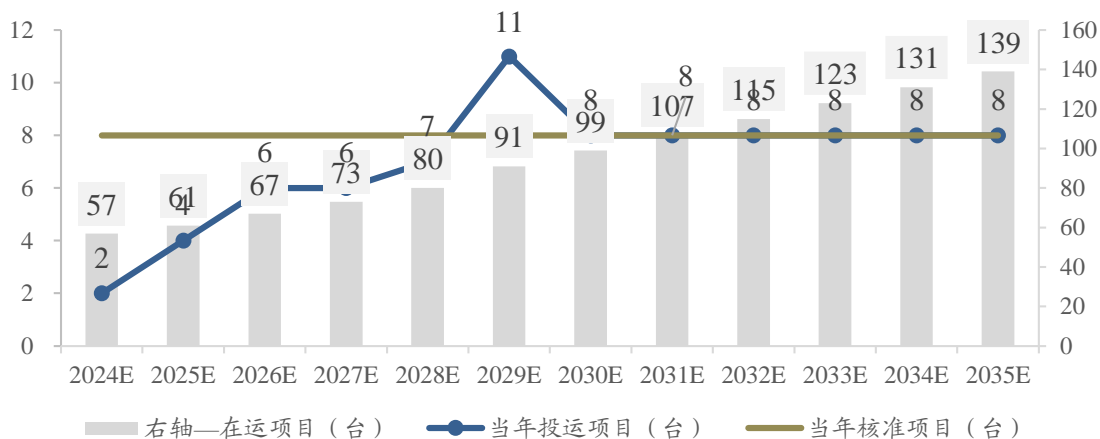


核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升

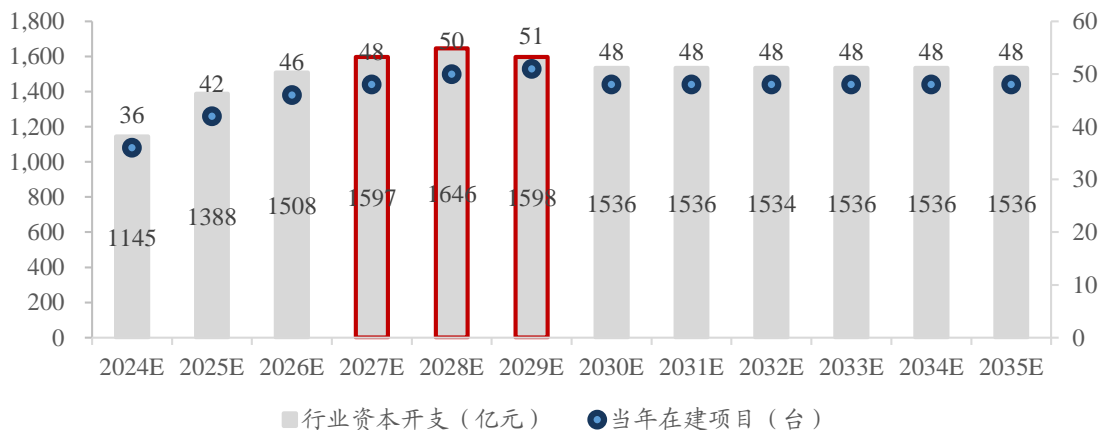
资本开支上行，新项目维持高回报创造价值

✓ 资本开支预计2027-2029年见顶，新项目维持高回报价值创造。

图：2024-2035年中国核电行业核准、投运、在运项目数量预测



图：2024-2035中国核电行业资本开支测算（左轴—资本开支，右轴—在建项目台数）



核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升

预计自由现金流转正后，公司分红比例有望实现进一步提升

图：2024-2035年中国核电FCFF测算

(亿元)	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
核准2台												
归母净利润	114	125	136	143	158	169	186	193	198	203	208	214
YOY	8%	10%	8%	5%	11%	7%	10%	4%	3%	2%	2%	3%
息前税后利润(NOPAT)	273	301	326	351	387	414	453	474	492	508	525	544
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	448	497	544	590	647	690	754	792	824	854	884	914
资本开支	706	809	744	684	623	623	562	450	453	456	459	462
FCFF	-258	-312	-201	-93	24	68	192	342	371	398	425	452
核准3台												
归母净利润	114	125	136	143	158	169	186	198	208	217	227	238
YOY	8%	10%	8%	5%	11%	7%	10%	6%	5%	4%	4%	5%
息前税后利润(NOPAT)	273	301	326	351	387	414	453	483	509	534	559	587
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	448	497	544	590	647	690	754	807	854	899	944	988
资本开支	706	809	764	741	719	757	734	644	647	653	657	662
FCFF	-258	-312	-220	-151	-72	-66	19	164	206	246	287	327
核准4台												
归母净利润	114	125	136	143	158	169	186	203	218	233	247	263
YOY	8%	10%	8%	5%	11%	7%	10%	9%	7%	7%	6%	7%
息前税后利润(NOPAT)	273	301	326	351	387	414	453	492	528	562	596	634
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	448	497	544	590	647	690	754	823	885	946	1007	1067
资本开支	706	809	783	799	815	891	907	837	842	849	855	861
FCFF	-258	-312	-239	-208	-168	-201	-153	-14	43	97	152	206

核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升

预计自由现金流转正后，公司分红比例有望实现进一步提升

图：2024-2035年中国广核FCFF测算

(亿元)	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
核准2台												
归母净利润	118	123	132	144	155	169	200	213	221	229	238	249
YOY	11%	4%	7%	9%	7%	9%	18%	7%	4%	4%	4%	4%
息前税后利润(NOPAT)	237	247	265	296	319	348	403	430	448	467	487	510
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	341	356	382	421	447	485	562	605	635	664	694	723
资本开支	342	313	427	488	510	556	527	453	456	459	501	465
FCFF	-1	43	-45	-67	-63	-71	36	152	179	205	193	258
核准3台												
归母净利润	118	123	132	144	155	169	200	219	234	248	263	280
YOY	11%	4%	7%	9%	7%	9%	18%	10%	7%	6%	6%	6%
息前税后利润(NOPAT)	237	247	265	296	319	348	403	440	468	497	527	560
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	341	356	382	421	447	485	562	621	665	710	756	799
资本开支	342	313	447	546	606	691	700	647	650	656	699	665
FCFF	-1	43	-64	-125	-159	-206	-137	-26	15	54	56	134
核准4台												
归母净利润	118	123	132	145	155	169	200	226	246	267	288	311
YOY	11%	4%	7%	10%	6%	9%	18%	13%	9%	8%	8%	8%
息前税后利润(NOPAT)	237	247	265	298	319	348	403	450	488	527	567	610
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	341	356	382	423	447	485	562	636	696	756	817	875
资本开支	342	313	466	603	702	825	872	840	845	852	897	864
FCFF	-1	43	-83	-181	-255	-340	-310	-204	-149	-96	-81	11

核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升


投资建议

- ✓ 常态化核准保障确定性成长，行业即将加速投产。2022-2024每年核准10台及以上，预计“十五五”平均每年核准需维持8台以上，中国核电/中国广核/国家电投2030年较2024年贡献确定性成长78%/61%/114.7%。2025年起逐步进入加速投产期。
- ✓ 市场化比例提升，核电电价有支撑，成本仍有下行空间。参考2025年广东电力市场交易方案，核电市场电价降幅约为市场均价降幅60%-80%，一定程度减少电价下行对于核电影响。长久期运营资产，成本持续下行。未来进入延寿期后，假设中国度电折旧与美国CEG目前水平相当，核电总度电成本将下行10-20%。
- ✓ ROE上行通道，自由现金流转正分红潜力提升。我们预计2027年有望看到ROE提升，2027-2029年核电行业达到资本开支顶峰并维持稳定，我们预计最快2028年有望看到自由现金流转正，分红有望继续提升。
- ✓ 投资建议：重点推荐中国核电、中国广核，建议关注中广核电力H，国电投核电资产注入电投产融。
- ✓ 风险提示：电价波动风险，核电项目建设投产进度不及预期，核电机组运营风险

表：盈利预测与估值（2024/12/9）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E			
					2024E	2025E	2026E	2024-2026CAGR	2023	2024E	2025E	2026E
中国核电	601985.SH	9.99	1,886	2.0	107	117	127	6%	17.8	17.6	16.2	14.8
中国广核	003816.SZ	4.08	2,060	1.7	118	123	133	7%	19.2	17.5	16.7	15.5
中广核电力*	1816.HK	2.77	1,399	1.1	127	139	147	7%	11.8	11.1	10.1	9.5
电投产融*	000958.SZ	6.95	374	1.9	14	14	15	5%	29.5	27.5	26.4	25.5

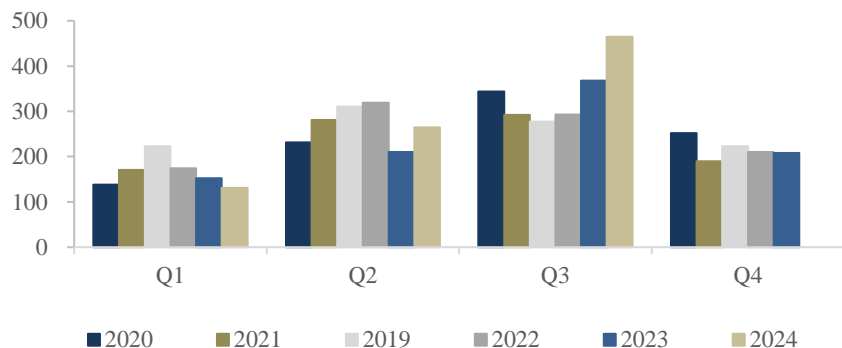
注：标注*公司2024-2026年选取WIND一致预期，其余公司盈利预测来自东吴证券研究所，港股上市公司归母净利润单位为“亿港元”

- 
- 电动化尖峰化促电力容量稀缺，并购重组活力激发，电改深化
 - 火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α
 - 绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发
 - 核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升
 - 水电：红利资产标杆，现金流价值彰显
 - 投资建议与风险提示

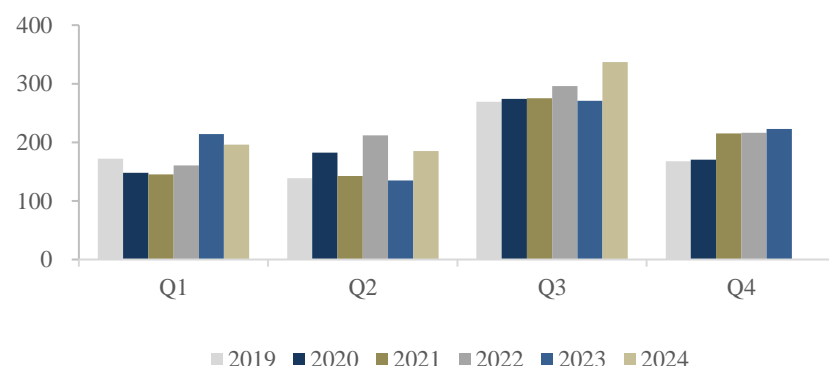
二季度来水显著恢复

✓ 一季度来水偏枯，二季度来水修复。受来水偏枯影响，2021、2022年水电利用小时数略有下降。2023年上半年澜沧江、大渡河、金沙江水电站发电量受枯水期影响，发电量仍然较低，2023年起下半年来水逐步恢复，2024二季度各流域来水恢复至历史中位水平，二、三季度发电量同比修复。

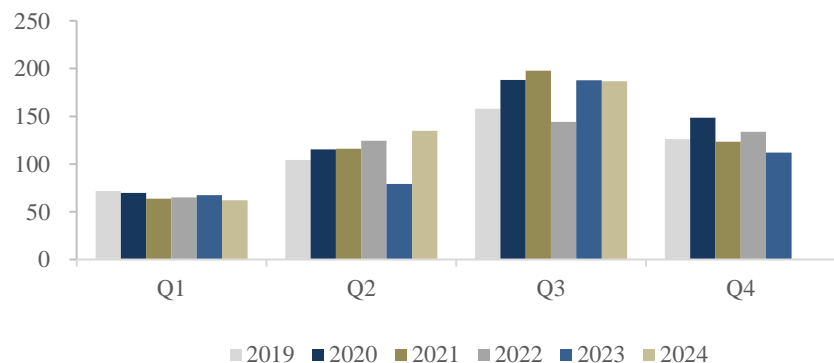
图：澜沧江：华能水电发电量（亿千瓦时）



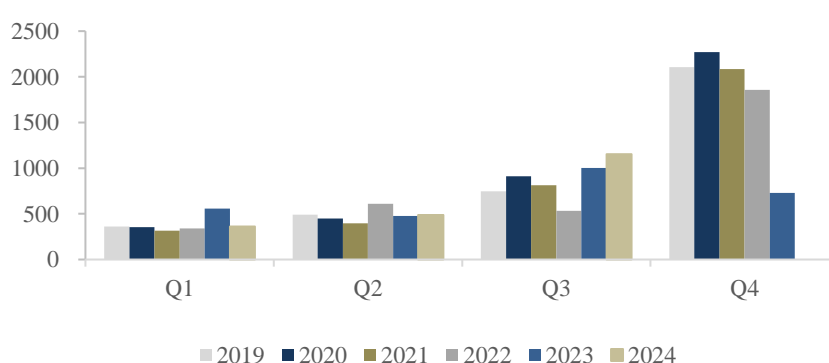
图：雅砻江：雅砻江水电发电量（亿千瓦时）



图：大渡河：国能大渡河发电量（亿千瓦时）



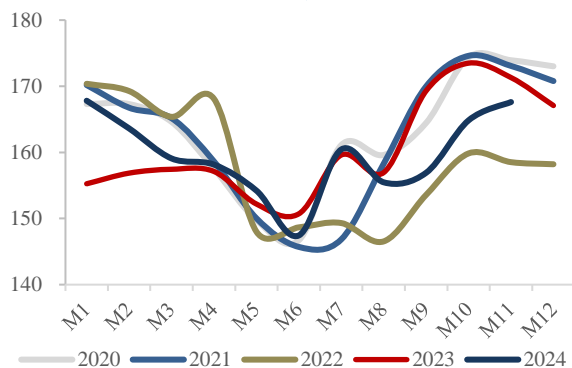
图：金沙江：长江电力发电量（亿千瓦时）



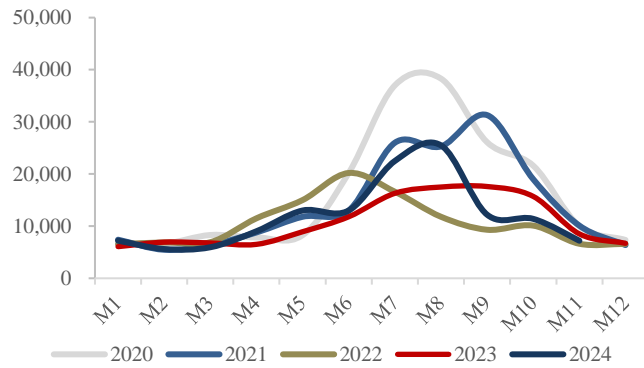
二季度来水显著恢复，九月来水转弱

- ✓ **长江金沙江：**金沙江23上半年来水偏枯，水位处于历史低位，下半年来水逐渐修复。溪洛渡从6月开始入库流量高于出库流量。三峡入库流量和出库流量今年整体较低，7-8月开始入库流量和出库流量高于去年同期。24一季度来水偏枯，二季度来水显著恢复，九月水位低于去年同期，来水转弱。

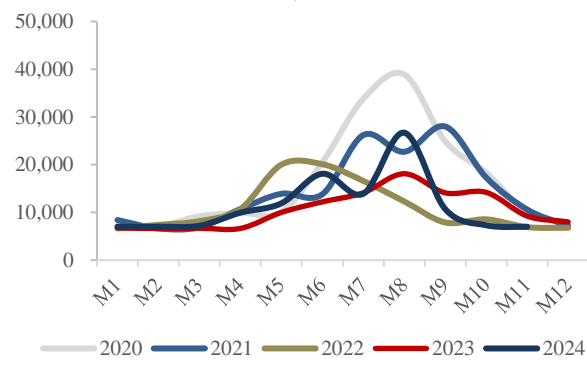
图：三峡月末水位（米）



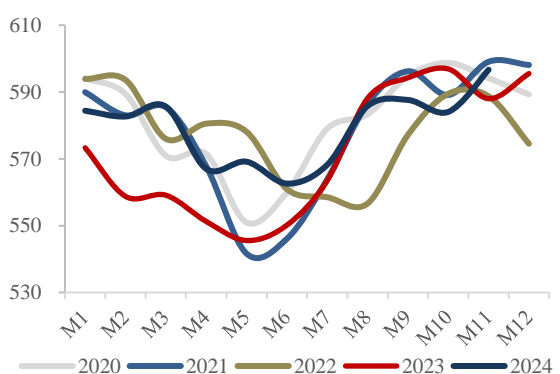
图：三峡月度入库流量（立方米/秒）



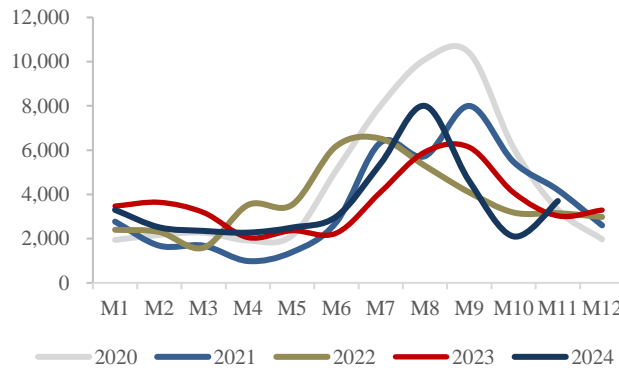
图：三峡月度出库流量（立方米/秒）



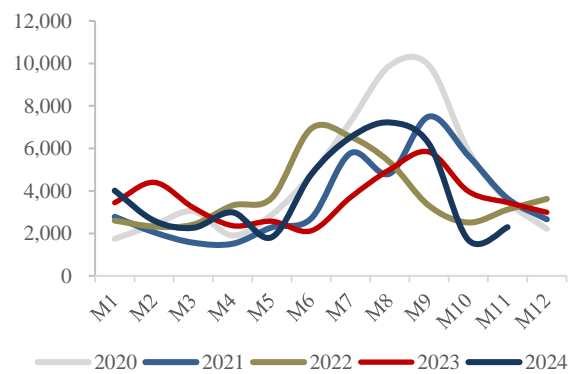
图：溪洛渡月末水位（米）



图：溪洛渡月度入库流量（立方米/秒）



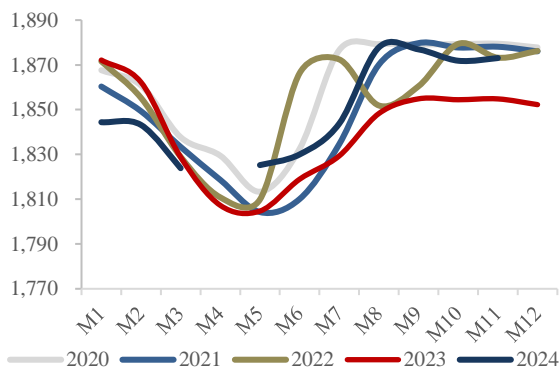
图：溪洛渡月度出库流量（立方米/秒）



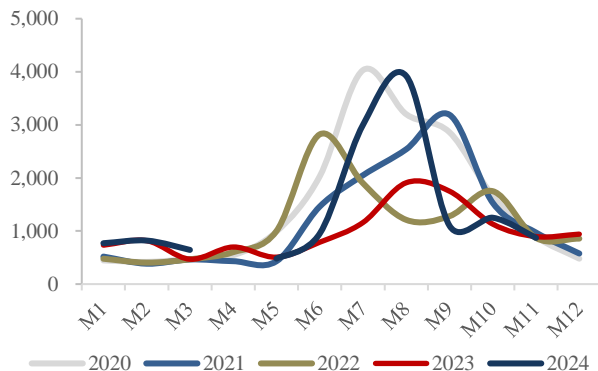
二季度来水显著恢复，九月来水转弱

✓ **雅砻江**：雅砻江流域23年整体来水偏枯，下半年开始来水逐渐修复，从6月开始锦屏一级和二滩入库流量高于出库流量。24一季度来水偏枯，二季度来水显著恢复，九月来水转弱。

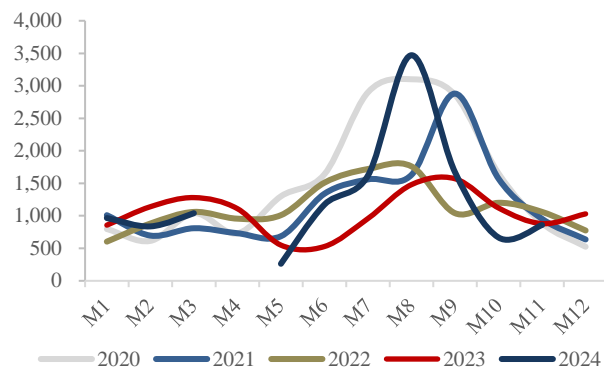
图：锦屏一级月末水位（米）



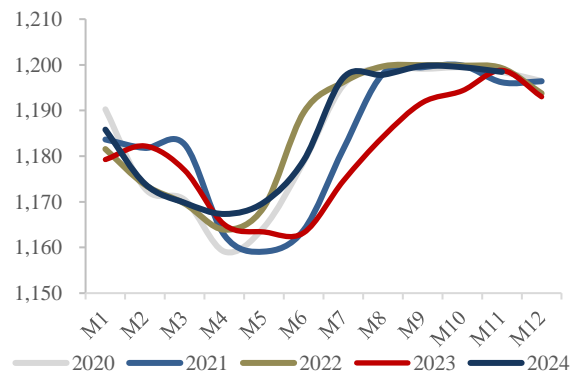
图：锦屏一级月度入库流量（立方米/秒）



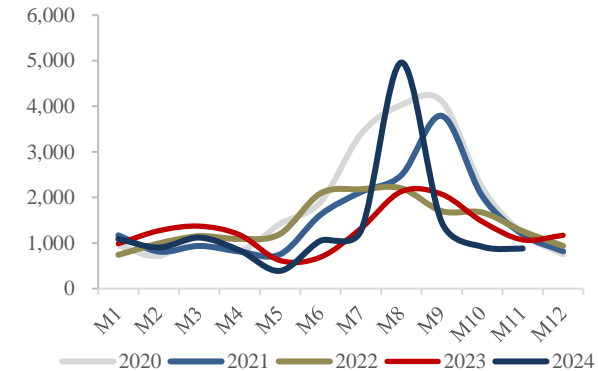
图：锦屏一级月度出库流量（立方米/秒）



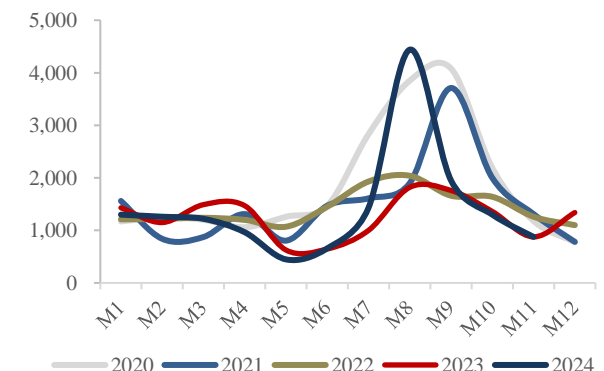
图：二滩月末水位（米）



图：二滩月度入库流量（立方米/秒）



图：二滩月度出库流量（立方米/秒）



水电：红利资产标杆，现金流价值彰显

装机仍有成长空间

✓ 在建待建项目充足长期成长值得期待。优质水电是稀缺的核心资产，梳理核心流域筹建项目情况，澜沧江、雅砻江、大渡河、金沙江筹建规模相较于在建规模仍有50%/38%/31%/22%成长弹性，长期成长值得期待。

表：主要流域水电开发情况（截至2021年底）

序号	流域名称	技术可开发量 (万千瓦)	已建规模 (万千瓦)	可开发空间
1	金沙江	8167	4312	47%
2	长江上游	3128	2522	19%
3	雅砻江	2881	1620	44%
4	黄河上游	2665	1508	43%
5	大渡河	2496	1737	30%
6	南盘江—红水河	1508	1208	20%
7	乌江	1158	1110	4%

表：主要流域水电项目筹建情况（截至2022/12/31）

流域及 开发主体	澜沧江流域 (华能水电)	装机容量 (万千瓦)	大渡河流域 (国电电力)	装机容量 (万千瓦)	雅砻江 (雅砻江水电: 国投电力 52%+川投能 源48%)	装机容量 (万千瓦)	金沙江		装机容量 (万千瓦)
筹建项目 详情	托巴	140	枕头坝二级	22.77	牙根一级	27	岗托	华电集团	120
	如美	260	金川	59.34	牙根二级	108	波罗	华电集团	102
	邦多	72	双江口	138	卡拉水	102	叶巴滩	华电集团	224
	古水	220	安宁	27.6	楞古水	257.5	拉哇	华电集团	200
	古学	210	巴底	48.3	孟底沟水	240	巴塘	华电集团	75
	班达	150	丹巴	82.6			昌波	华电集团	82.6
	林场	7.2	老鹰岩	44.16			岩比	华电集团	30
	向达	6.6	沙坪一级	36			旭龙	国电集团	240
	约龙	12.9					奔子栏	国电集团	220
	卡贡	24					银江	川投能源	39
	侧格	12.9							
	曲孜卡	40.5							
筹建合计	1156		460		735		1333		
2022年 装机容量	2295		1496		1920		6198		
装机成长弹性	50.38%		30.67%		38.26%		21.50%		

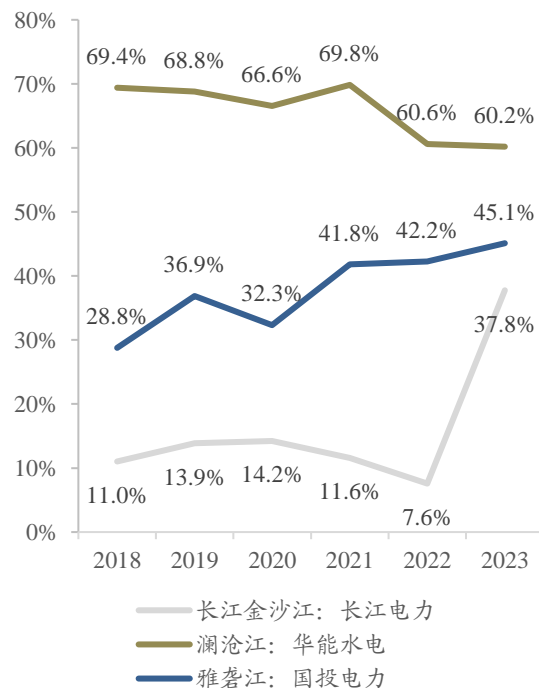
电价稳健上行，市场化比例提升

✓ **低成本电源，受益市场化，电价稳健。**我国水电现行成本加成、标杆电价、倒推电价及市场化定价四种主要定价模式。2014年1月，发改委出台政策鼓励通过竞争方式确定水电价格，近年水电市场化电量持续增长，2021年全国水电参与省内市场交易电量约2944亿千瓦时，同比增加约18%，水电上网电量市场化率达到31.9%。2023年随着四川、云南供需改善，省内水电市场化电价持续抬升。部分电站除省内留存外，可外送至省外，享受当地更高的市场化电价。

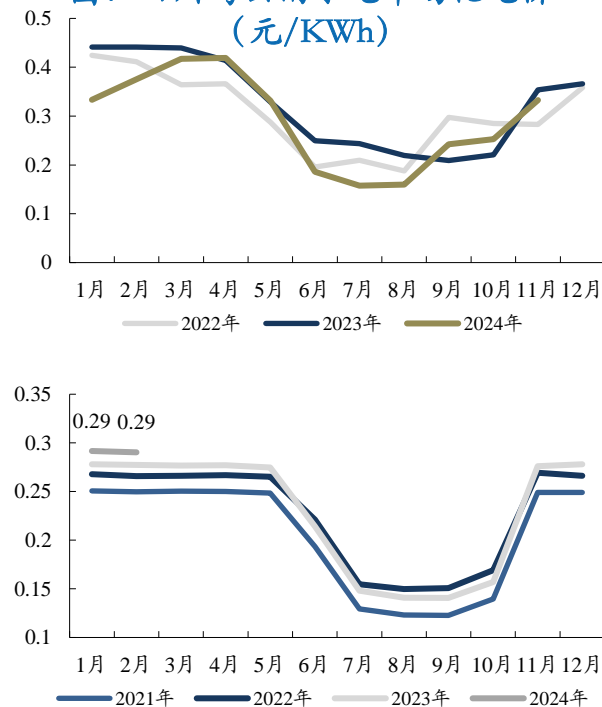
表：我国现行四种水电定价方式

定价类型	价格公式	适用标准
成本加成	价格=成本+利润+税费	2001年4月前已建水电站（曾实行还本付息价格）；2001年4月后投产中小型水电站，且所在省份未公布标杆价格；2001年4月后投产部分大型水电站
标杆电价	价格=标杆电价	2001年4月后投产中小型、非跨省统调水电站，且所在省份公布标杆价格
倒推电价	价格=落地价-（输电价+线损）	大部分跨省跨区送电水电站
市场化定价	价格=市场化交易电量价格	部分跨省跨区送电水电站

图：2018-2023年水电公司市场电占比



图：四川与云南水电市场化电价 (元/KWh)




投资建议

- ✓ 红利资产标杆，现金流价值彰显。
- ✓ 在建待建项目充足长期成长值得期待。优质水电是稀缺的核心资产，梳理核心流域筹建项目情况，澜沧江、雅砻江、大渡河、金沙江筹建规模相较于在建规模仍有50%/38%/31%/22%成长弹性，长期成长值得期待。
- ✓ 低成本电源，受益市场化，电价稳健。我国水电现行成本加成、标杆电价、倒推电价及市场化定价四种主要定价模式。2014年1月，发改委出台政策鼓励通过竞争方式确定水电价格，近年水电市场化电量持续增长，2021年全国水电参与省内市场交易电量约2944亿千瓦时，同比增加约18%，水电上网电量市场化率达到31.9%。2023年随着四川、云南供需改善，省内水电市场化电价持续抬升。部分电站除省内留存外，可外送至省外，享受当地更高的市场化电价。
- ✓ 投资建议：重点推荐红利标杆长江电力，建议关注华能水电、国投电力、川投能源。
- ✓ 风险提示：电价波动风险，流域来水不及预期，装机投产进度不及预期。

表：盈利预测与估值（2024/12/9）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E			
					2024E	2025E	2026E	2024-2026CAGR	2023	2024E	2025E	2026E
长江电力	600900.SH	28.41	6,951	3.3	344	361	377	11%	25.5	20.2	19.2	18.5
华能水电*	600025.SH	9.60	1,728	3.0	86	95	103	10%	22.6	20.2	18.2	16.8
国投电力*	600886.SH	16.15	1,204	2.1	77	85	92	11%	18.0	15.7	14.2	13.1
川投能源*	600674.SH	17.04	831	2.0	51	54	58	9%	18.9	16.4	15.3	14.4

注：标注*公司2024-2026年选取WIND一致预期，其余公司盈利预测来自东吴证券研究所

- 
- 电动化尖峰化促电力容量稀缺，并购重组活力激发，电改深化
 - 火电：顶峰发电价值稀缺，关注区域需求与电价 α
 - 绿电：电改核心解决新能源消纳，优质海风加速开发
 - 核电：确定性成长即将加速释放，长期ROE翻倍分红提升
 - 水电：红利资产标杆，现金流价值彰显
 - 投资建议与风险提示

投资建议

表：重点推荐/建议关注盈利预测与估值（2024/12/9）

重点细分赛道	公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E			
						2024E	2025E	2026E	2024-2026CAGR	2023	2024E	2025E	2026E
火电	皖能电力	000543.SZ	8.49	192	1.2	22	24	26	21%	13.5	8.8	8.1	7.5
	中能股份*	600642.SH	8.86	434	1.2	40	42	45	9%	12.5	10.9	10.2	9.6
	华能国际	600011.SH	7.19	1,129	1.9	131	157	175	28%	13.4	8.6	7.2	6.4
	华电国际	600027.SH	5.73	586	1.4	64	73	83	22%	13.0	9.1	8.0	7.1
绿电	龙源电力*	0916.HK	6.81	569	0.7	75	83	91	9%	8.1	7.6	6.9	6.3
	三峡能源*	600905.SH	4.62	1,322	1.5	74	84	94	9%	18.4	17.8	15.7	14.0
	中闽能源*	600163.SH	5.86	112	1.7	7	8	9	9%	16.4	15.3	13.8	12.8
	福能股份*	600483.SH	9.95	276	1.1	29	31	34	9%	10.5	9.6	8.9	8.1
核电	中国核电	601985.SH	9.99	1,886	2.0	107	117	127	6%	17.8	17.6	16.2	14.8
	中广核电力*	1816.HK	2.77	1,399	1.1	127	139	147	7%	11.8	11.1	10.1	9.5
	中国广核	003816.SZ	4.08	2,060	1.7	118	123	133	7%	19.2	17.5	16.7	15.5
	电投产融*	000958.SZ	6.95	374	1.9	14	14	15	5%	29.5	27.5	26.4	25.5
水电	长江电力	600900.SH	28.41	6,951	3.3	344	361	377	11%	25.5	20.2	19.2	18.5
	华能水电*	600025.SH	9.60	1,728	3.0	86	95	103	10%	22.6	20.2	18.2	16.8
	国投电力*	600886.SH	16.15	1,204	2.1	77	85	92	11%	18.0	15.7	14.2	13.1
	川投能源*	600674.SH	17.04	831	2.0	51	54	58	9%	18.9	16.4	15.3	14.4

注：标注*公司2024-2026年选取WIND一致预期，其余公司盈利预测来自东吴证券研究所，港股上市公司归母净利润单位为“亿港元”

✓ **电力需求增长不及预期：**

若电力需求增长低于预期，可能影响电力企业上网电量，影响电力运营商收入。

✓ **电价波动风险：**

当电力供需形势等因素发生变化，电价发生波动，将影响电力运营商收入。

✓ **煤价波动风险：**

煤价波动对火电企业成本影响较大，带来较大成本波动风险。

✓ **流域来水不及预期：**

若来水不及预期，将影响水电运营商发电量，影响水电企业收入。

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

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“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客户。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，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。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。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500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），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

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应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街5号
邮政编码：215021
传真：（0512）62938527
公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园