

# 电改促变革，拥抱确定性

## ——公用事业行业2024年度投资策略

华龙证券研究所 公用事业行业

分析师：杨阳

SAC执业证书编号：S0230523110001

2024年01月09日

# 摘要

- **回顾2023年：稳定经营资产受青睐。**截至2023年底，核电、水电等稳健经营资产抗跌属性凸显，分别跑赢沪深300指数35/24pct。火电跑赢沪深300指数9.6pct，季度超额收益明显。
- **火电：容量电价稳定收益，火电回归公用事业属性。**
- **电煤需求整体偏弱，煤价下行有望释放更大业绩弹性。**需求侧，2024年电煤需求或整体偏弱，根据我们测算，当2024年全社会用电量同比增速为5%时，2024年煤电发电量同比基本持平。供给侧，国内新增煤炭产能逐步落地，进口煤量有望维持高位，现货煤价中枢有望下移。在此背景下，2024年煤炭中长期合同签订要求放宽，低价进口煤占比更高的沿海电厂有望释放更大业绩弹性。
- **容量电价稳定火电收益，缺电地区电量电价有望维持高涨幅。**煤电容量电价将于2024年正式实施，运营商每年有望获得稳定的容量电价收入，火电企业盈利稳定性提升。从2024年江苏年度长协电价涨幅超预期的交易结果来看，长三角等缺电地区电量电价有望维持涨幅，综合容量电价后，电价涨幅超20%，火电运营商盈利水平有望提升。
- **核电：缺电背景下核电成长确定性较强。**煤电容量电价落地后，核电等市场化交易部分电量电价或受影响而下降。根据我们测算，以中国核电2022年业绩为基准，涨幅回落5-10pct，则中国核电归母净利润下降3.7%-7.4%，市场化交易电价涨幅回落对核电业绩影响有限。2023年国常会共计核准10台机组，“十四五”期间有望维持每年8-10台的核准节奏。核电作为清洁的支撑性电源，在电力系统转型过程中长期成长确定性强。
- **水电：量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期。**电量方面，2023年Q3以来主要电站水位逐步修复，三峡电站水位同比+9米，雅砻江二滩、锦屏一级水位同比略低，预计存在进一步修复弹性，厄尔尼诺现象预计持续至2024年4月，来水有望形成良好开端；电价方面，截至2023年Q3，雅砻江水电、长江电力、华能水电电价较2022年同期分别增长11.96%/2.40%/3.56%，主要原因或为外送电价高，预计2024年四川、云南省内交易电价仍然具备上涨动力；成长性方面，长江电力未来主要依靠机组扩容，目前已规划约390万千瓦；十四五华能水电托巴、硬梁包水电站将相继投产，新增装机约251.6万千瓦；十五五雅砻江中游电站陆续投产，新增装机约372万千瓦；远期澜沧江上游西藏段规划960万千瓦装机，将释放较大增量。

# 摘要

- **绿电：短期现货交易存在压力，未来政策有望保障环境溢价兑现。**上游原材料成本快速下行释放利润空间，当前核心压力在于新能源市场化交易折价问题。2023年，山西/山东/甘肃风电现货交易均价分别较标杆折价-18%/-27%/-28%；光伏现货交易均价分别较标杆折价-25%/-45%/-37%，对项目收益率和投资回收期造成不确定性。未来绿电环境溢价主要通过绿证、绿电和碳市场体现，落实新能源环境价值的关键在于提振需求，落实消纳责任权重、推动高耗能企业参与绿电交易；同时做好电碳市场联动，增强碳市场对促进电源结构转变的激励作用。
- **投资建议：**展望2024年，煤电容量电价落地，运营商受益稳定，火电有望回归公用事业属性；水电量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期；核电长期增长确定性较强；绿电未来政策有望保障环境溢价兑现。首次覆盖，给予行业“推荐”评级。个股方面，火电建议关注**华能国际，华电国际，国电电力，大唐发电，华润电力，中国电力**等；水电建议关注**长江电力，华能水电，川投能源，国投电力**等；核电建议关注**中国核电**等；绿电建议关注**三峡能源，龙源电力，嘉泽新能**等。
- **风险提示：**政策变动风险；电价下降；煤价大幅上涨；政策执行力度不及预期；新增装机不及预期；来水偏枯；组件价格下行不及预期；第三方数据统计误差导致的风险；测算存在主观性，仅供参考；重点关注公司业绩不及预期。

# 目录

1

**2023年回顾：稳健经营资产受青睐**

2

**火电：容量电价稳定收益，火电回归公用事业属性**

3

**核电：缺电背景下核电成长确定性较强**

4

**水电：量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期**

5

**绿电：短期现货交易存在压力，未来政策有望保障环境溢价兑现**

6

**投资建议**

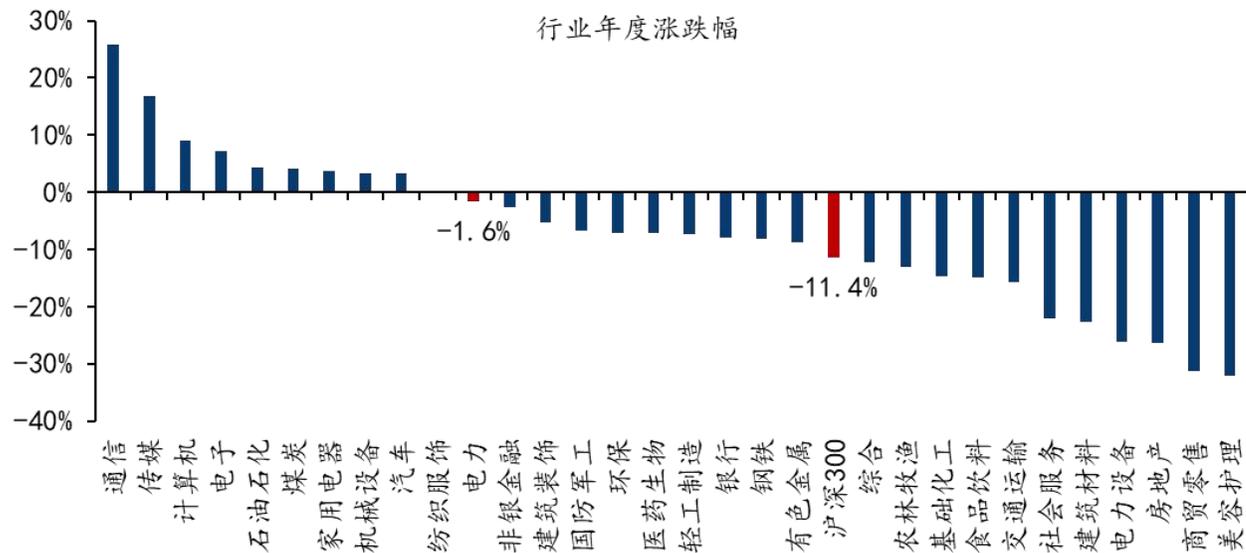
7

**风险提示**

## 1.1 核电水电抗跌属性凸显，火电季度超额收益明显

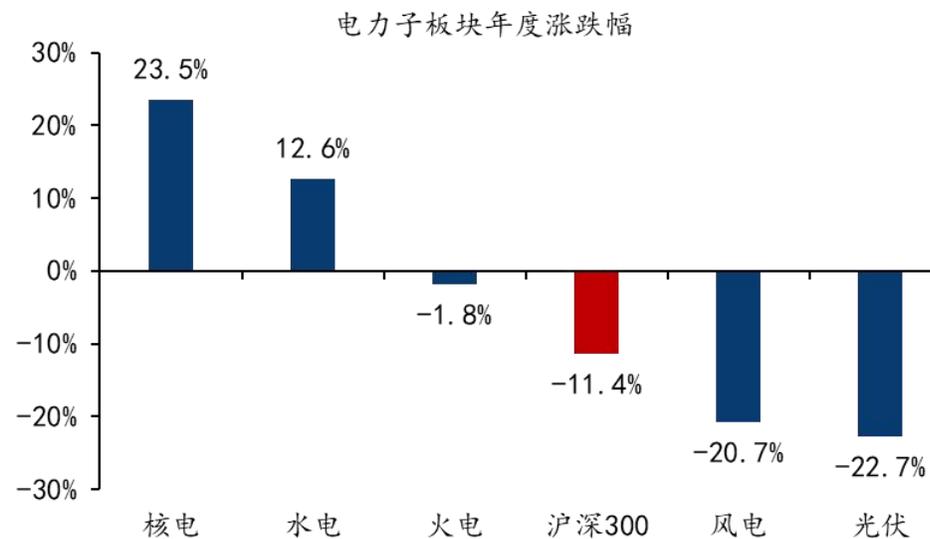
- 截至2023年12月29日，申万电力行业年度累计涨跌幅-1.6%，跑赢沪深300指数9.8pct。
- 细分板块中，核电、水电等稳健经营资产抗跌属性凸显，分别跑赢沪深300指数34.9/24pct。在煤价下跌背景下，火电业绩逐步修复，季度超额收益明显，跑赢沪深300指数9.6%。

图1：申万电力行业年度涨跌幅-1.9%，跑赢沪深300指数9.9pct



数据来源：Wind，华龙证券研究所

图2：核电、水电和火电跑赢沪深300指数



数据来源：Wind，华龙证券研究所

## 1.1 核电水电抗跌属性凸显，火电季度超额收益明显

- 火电季度超额收益明显。在煤价下跌背景下，火电业绩逐季修复，2023Q2-Q3超额收益明显；北港5500大卡煤价下跌至900元/吨后，市场担忧2024年电价或出现回落，板块回调；四季度火电容量电价出台，稳定火电收益预期，拉动火电板块上行。
- 水电抗跌属性凸显。在2023年市场整体表现低迷的背景下，水电等稳健资产抗跌属性凸显，配置价值提升，拉动股价上涨。
- 绿电延续2022年回调趋势。出于对绿电进入市场后电价下跌的担忧，2023年绿电延续回调趋势。

图3：申万电力各子版块年初至今累计收益率走势



数据来源：Wind，华龙证券研究所

## 1.2 水电PE-TTM提升至22倍，火电盈利稳定估值有望抬升

- **火电**：随着煤价下跌至900元/吨，叠加容量电价出台，市场对火电电量电价下跌担忧加重，火电PB-LF由5月底的1.3倍回落至11月的0.97倍。2024年煤电容量电价正式实施，火电运营商盈利稳定性提升，板块估值有望抬升。
- **水电**：水电稳健经营属性受市场青睐，PE-TTM由年初的19倍提升至年底的22倍。2024年来水有望恢复，水电板块估值有望继续抬升。
- **绿电**：2023年绿电估值持续回调，年底光伏/风电PE-TTM回落至28/18倍。随着碳市场建设加速，碳市场扩容有望推动绿电需求提升，绿电板块估值有望回升。

图4：2023年申万火电板块PB-LF在0.97-1.3倍区间震荡



数据来源：Wind，华龙证券研究所

图5：水电PE-TTM提升至22倍，绿电估值延续2022年回调趋势



数据来源：Wind，华龙证券研究所

# 目录

1

2023年回顾：稳健经营资产受青睐

2

火电：容量电价稳定收益，火电回归公用事业属性

3

核电：缺电背景下核电成长确定性较强

4

水电：量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期

5

绿电：短期现货交易存在压力，未来政策有望保障环境溢价兑现

6

投资建议

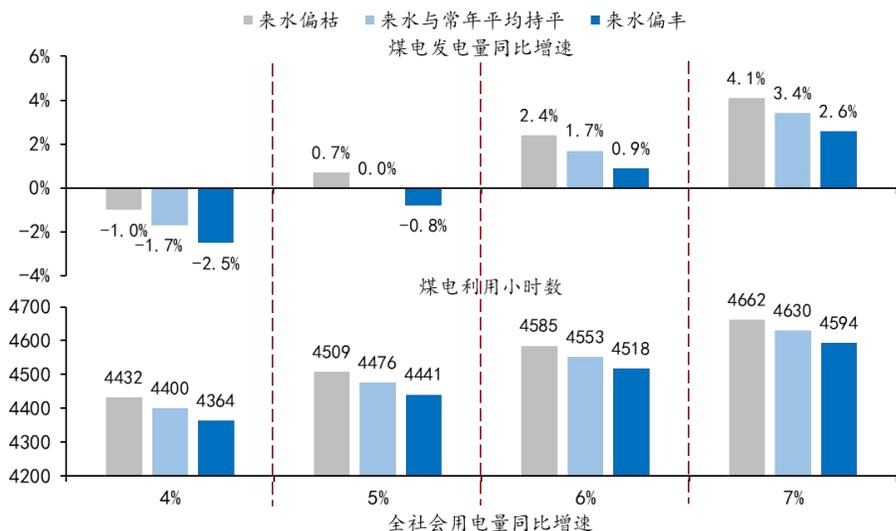
7

风险提示

## 2.1 电煤需求整体偏弱，煤价下行有望释放更大业绩弹性

- 根据我们测算，当2024年全社会用电量同比增速为5%时，煤电发电量同比增速-0.8%-0.7%，电煤需求或整体偏弱。
- 当2024年全社会用电量同比增速为6%时，煤电发电量同比增速0.9%-2.4%。

图6：不同来水情况下煤电发电量与利用小时数情况



数据来源：新华社，水利部，中国核能行业协会，中电联，Wind，电规总院，国家能源局，全球光伏，上海证券报，人民网，每日风电公众号，彭博新能源，北极星太阳能光伏网，北极星电力网，北极星火力发电网，中国核能行业协会，华龙证券研究所

表1：当2024年全社会用电量同比+5%时，2024年煤电发电量同比基本持平

	2020	2021	2022	2023E	2024E			
全社会用电量 (亿千瓦时)	75110	83128	86372	91554	95216	96132	97048	97963
YOY	3.1%	10.3%	3.9%	6.0%	4%	5%	6%	7%
发电量 (亿千瓦时)	76264	83768	83886	92431	96129	97053	97977	98901
装机规模 (亿千瓦)	22.31	24.15	26.02	29.32	33.19	33.19	33.19	33.19
火电	12.45	12.97	13.33	13.92	14.9	14.9	14.9	14.9
燃煤	10.80	11.09	11.24	11.64	12.44	12.44	12.44	12.44
燃气	0.98	1.09	1.16	1.24	1.33	1.33	1.33	1.33
水电	3.70	3.91	4.14	4.23	4.33	4.33	4.33	4.33
核电	0.51	0.55	0.56	0.57	0.59	0.59	0.59	0.59
风电	2.82	3.28	3.66	4.30	4.95	4.95	4.95	4.95
光伏	2.53	3.07	3.93	5.88	7.96	7.96	7.96	7.96
平均利用小时数 (小时)								
火电	4,216	4,448	4,379	-	-	-	-	-
燃煤	4,340	4,586	4,594	4,631	4,400	4,630	4,710	4,789
燃气	2618	2814	2,429	2,620	2,621	2,621	2,621	2,621
水电	3,827	3,622	3,412	3163	3,595	3,595	3,595	3,595
核电	7,453	7,802	7,616	7,747	7,722	7,722	7,722	7,722
风电	2,073	2,232	2,221	2,220	2,224	2,224	2,224	2,224
光伏	1,281	1,281	1,337	1,285	1,301	1,301	1,301	1,301
发电量 (亿千瓦时)								
火电	51770	56463	57337	61420	60817	61742	62666	63590
燃煤	46296	50277	50792	53923	52988	53912	54836	55760
YOY	1.7%	8.6%	1.0%	6.2%	-1.7%	0.0%	1.7%	3.4%
燃气	2525	2726	2690	3067	3172	3172	3172	3172
水电	13553	13401	13517	12759	14665	14665	14665	14665
核电	3662	4071	4178	4254	4330	4330	4330	4330
风电	4665	6526	7624	8326	8973	8973	8973	8973
光伏	2611	3259	4276	6163	7344	7344	7344	7344

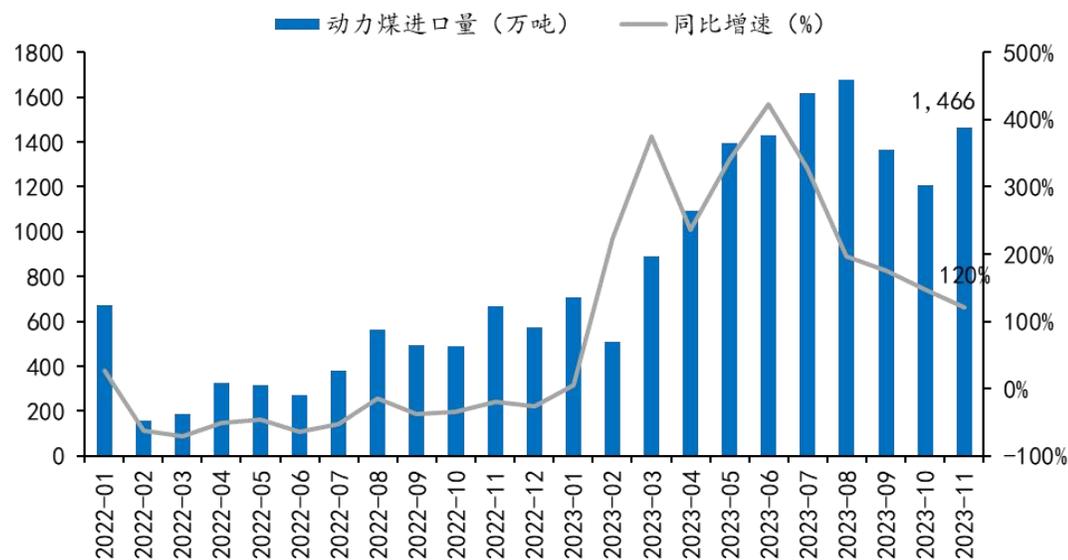
## 2.1 电煤需求整体偏弱，煤价下行有望释放更大业绩弹性

- 长协煤签约比例放宽，沿海电厂有望释放更大业绩弹性。2024年电煤中长期合同要求将2023年长协煤签约率的100%放宽至80%，低价进口现货煤占比更高的沿海电厂有望释放更大业绩弹性，全国/沿海地区火电运营商业绩有望直接受益。
- 国内动力煤有望小幅增长，进口煤有望维持高位。在“十四五”电力需求紧平衡压力的驱动下，随着前期新增核准煤矿产能在2024年逐步稳产，2024年国内动力煤产量有望小幅增长；在价格优势和政策开放等多重因素驱动下，2023年进口煤同比增长迅速，在海外煤炭产能维持稳定，煤炭需求预期偏弱的情况下，预计我国煤炭进口量将维持高位。

表2：2024年长协煤签约比例要求由100%放松至80%

图7：2024年长协煤签约比例要求由100%放松至80%

监管类型	监管要求	2024年	2023年
煤企要求	原则上每家煤炭企业任务量不低于自有资源量的 <b>80%</b> 。	原则上每家煤炭企业任务量不低于自有资源量的 <b>80%</b> 。	各产煤区将 <b>29亿吨</b> 任务目标分解至每一个煤炭企业。
数量要求	发电侧要求	发电企业合同签订量最低应不低于国内耗煤量的 <b>80%</b> ，鼓励按100%签约。	合理确定国内用煤需求并全部签订长协，原则上最高可按 <b>2022年度国内耗煤量（总耗煤量扣除进口煤使用量）的105%</b> 组织衔接资源，进口煤比例高的电厂考虑进口替代情况可进一步合理放宽比例。
履约要求	履约率要求	月度履约率不低于 <b>80%</b> ，季度履约率不低于 <b>90%</b> ，全年足额完成履约任务。	月度间可适当调剂，季度履约量、全年履约量 <b>必须达到100%</b> 。



数据来源：国家发改委，华龙证券研究所

数据来源：Wind，华龙证券研究所

## 2.1 电煤需求整体偏弱，煤价下行有望释放更大业绩弹性

- 基于江苏省火电厂测算，假设5500大卡秦皇岛下水煤长协港口价格720元/吨，综合港口运费50元/吨，根据我们测算，当长协煤兑现率达到50%时，5500大卡现货煤价降至968元/吨时电厂可实现盈亏平衡；且现货煤价每下降50元/吨，度电净利提升约8厘/千瓦时。

表3：当2024年全社会用电量同比+5%时，2024年煤电发电量同比基本持平

敏感性测算 长协煤兑现率	5500大卡现货煤煤价（元/吨）									度电净利提升幅度 （元/度）
	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	
10%	0.018	0.002	-0.013	-0.028	-0.043	-0.058	-0.074	-0.089	-0.104	0.015
20%	0.020	0.007	-0.007	-0.020	-0.034	-0.047	-0.061	-0.074	-0.088	0.014
30%	0.023	0.011	-0.001	-0.012	-0.024	-0.036	-0.048	-0.060	-0.072	0.012
40%	0.026	0.016	0.005	-0.005	-0.015	-0.025	-0.035	-0.045	-0.055	0.010
50%	0.028	0.020	0.012	0.003	-0.005	-0.014	-0.022	-0.031	-0.039	0.008
60%	0.031	0.024	0.018	0.011	0.004	-0.003	-0.009	-0.016	-0.023	0.007
70%	0.034	0.029	0.024	0.019	0.014	0.009	0.003	-0.002	-0.007	0.005
80%	0.037	0.033	0.030	0.026	0.023	0.020	0.016	0.013	0.010	0.003
90%	0.039	0.038	0.036	0.034	0.033	0.031	0.029	0.027	0.026	0.002
100%	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.000
度电净利提升幅度 （元/度）	0.003	0.004	0.006	0.008	0.009	0.011	0.013	0.015	0.016	

数据来源：易煤，华润电力公告，Wind，北极星售电网，中国网，华龙证券研究所

## 2.2 容量电价稳定火电收益，缺电地区电量电价有望维持高涨幅

- 煤电容量电价落地，补偿标准随煤电转型进度推进提升。《关于建立煤电容量电价机制的通知》于2023年11月发布，煤电容量电价机制落地并于2024年起正式实施。云南、河南和四川等7省市煤电转型进度较快，利用小时数较低或用煤成本较高，2024-2025年容量电价为165元/千瓦时·年，其他地区为100元/千瓦时·年。按2022年各地区火电利用小时数计算，当前容量电价折合度电收入2-5.5分/千瓦时。2026年后随着火电转型进程逐步推进，所有地区容量电价水平都将进一步上调，至少为165元/千瓦时·年。

表4：各地区煤电容量电价补偿标准与对应度电收入

地区	2022年火电 补贴标准 (元/KW·年)			度电收入 (分/千瓦时)		地区	2022年火电 补贴标准 (元/KW·年)			度电收入 (分/千瓦时)	
	利用小时数	2024-2025年	2026年后	2024-2025年	2026年后		利用小时数	2024-2025年	2026年后	2024-2025年	2026年后
云南	3001	165	231	5.50	7.70	广东	4163	100	165	2.40	3.96
河南	3626	165	231	4.55	6.37	河北	4222	100	165	2.37	3.91
广西	3927	165	231	4.20	5.88	福建	4370	100	165	2.29	3.78
青海	4062	165	231	4.06	5.69	山东	4416	100	165	2.26	3.74
湖南	4129	165	231	4.00	5.59	江苏	4439	100	165	2.25	3.72
四川	4325	165	231	3.82	5.34	山西	4490	100	165	2.23	3.67
重庆	4766	165	231	3.46	4.85	湖北	4623	100	165	2.16	3.57
黑龙江	3297	100	165	3.03	5.00	浙江	4720	100	165	2.12	3.50
辽宁	3402	100	165	2.94	4.85	陕西	4825	100	165	2.07	3.42
吉林	3442	100	165	2.91	4.79	江西	4832	100	165	2.07	3.41
上海	3627	100	165	2.76	4.55	安徽	4894	100	165	2.04	3.37
天津	3689	100	165	2.71	4.47	宁夏	4918	100	165	2.03	3.36
海南	3839	100	165	2.60	4.30	内蒙古	5007	100	165	2.00	3.30
贵州	3866	100	165	2.59	4.27	甘肃	5081	100	165	1.97	3.25
北京	3886	100	165	2.57	4.25	新疆	5126	100	165	1.95	3.22

数据来源：国家发改委，Wind，华龙证券研究所

## 2.2 容量电价稳定火电收益，缺电地区电量电价有望维持高涨幅

- 容量电价收益确定性高，火电运营商盈利稳定性提升。相较于受发电量、上网电价和煤价影响的电量电价收入，容量电价收益确定性高。2024年容量电价落地实施后，火电运营商业绩受煤价等波动性因素影响降低，盈利稳定性提升。按各火电公司2022年底煤电装机规模以及当前容量补贴标准计算，主要火电上市公司2024年容量电价对应净利润占2023年Wind一致预期净利润比例有望达到19%-69%。

表5：各地区煤电容量电价补偿标准与对应度电收入

公司简称	2022年控股装机容量 (万千瓦)	2022年权益装机容量 (万千瓦)	2023年Wind一致预测 净利润(亿元)	2024年容量电价对应 净利润(亿元)	占比
大唐发电	4751	3762	34.9	24.2	69%
皖能电力	892	1245	14.2	7.9	56%
华电国际	4370	3693	58.6	26.9	46%
华能国际	9406	8232	146.3	57.0	39%
国电电力	7082	3161	72.8	20.4	28%
浙能电力	2887	2772	70.6	17.7	25%
中国电力	3303	1309	70.6	9.5	23%
华润电力	4238	3558	128.9	25.3	20%
申能股份	840	920	31.4	5.9	19%

数据来源：Wind，各公司公告，北极星电力网，华龙证券研究所

## 2.2 容量电价稳定火电收益，缺电地区电量电价有望维持高涨幅

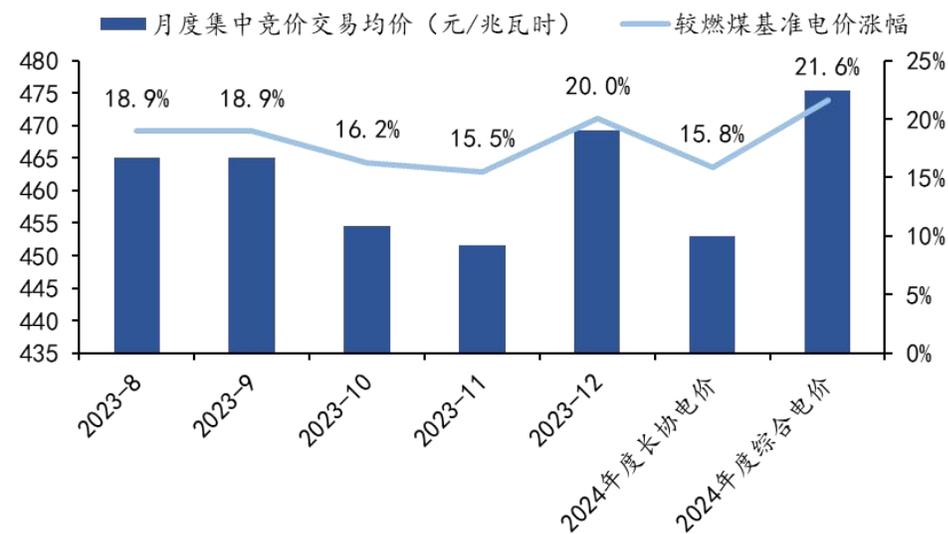
- 两部制煤电电价机制确立。目前已出台的各地区2024年电力中长期交易方案均明确容量电价在电量电价外独立运行，火电运营商可在电量电价外拿到容量电价收益。
- 电力供应紧平衡现状不改，缺电地区长协电价涨幅安全边际较高。长协电价本质上反映电力供需情况，据中电联，“十四五”期间我国电力整体呈现紧平衡态势，对电量电价有较好支撑。2024年江苏电力市场年度交易结果显示2024年度长协电价452.94元/兆瓦时，较基准价上浮15.8%。按2022年火电利用小时数计算容量电价折合度电收入水平，则2024年江苏综合长协均价为475.44元/兆瓦时，较基准价上浮21.6%。长三角等缺电地区长协电价涨幅安全边际较高，火电运营商盈利有望提升。

表6：已出台的各地区2024年电力中长期交易方案

地区	发布时间	2024年电力中长期交易方案容量电价相关内容
广东	2023.11.30	根据燃煤基准0.453元/千瓦时上下浮动20%形成年度交易上下限，上限暂定0.554元/千瓦时，下限暂定0.372元/千瓦时，与2023年电价上下限保持一致；明确按国家发改委相关要求建立容量电价机制，容量费用由工商业用户分摊。
福建	2023.12.1	燃煤发电机组市场化交易价格不包含容量电价，容量电价按照国家和省内有关政策执行。
江苏	2023.12.7	在运的公用煤电机组单一制电价调整为两部制电价，电量电价按“基准价+上下浮动”范围内形成，与2023年保持一致；容量电价按国家发改委相关要求，纳入系统运行费用向全体工商业用户分摊。
浙江	2023.12.11	省统调煤电执行两部制价格机制，容量电价按照国家和我省政策执行，电量电价通过市场化方式形成，成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况。
上海	2023.12.18	电力直接交易的相关价格均为电量电价，不含煤电容量电费分摊费用；煤电企业要按照国家发展改革委相关要求，保持煤电价格基本稳定。

数据来源：储能与电力市场公众号，广东省能源局，国家能源局南方监管局，北极星售电网，广东省电力行业协会，浙江省人民政府，上海市人民政府，华龙证券研究所

图8：多数地区2023年12月月度长协电价环比上涨



数据来源：江苏电力交易中心，享能汇，华龙证券研究所

# 目录

1

2023年回顾：稳健经营资产受青睐

2

火电：容量电价稳定收益，火电回归公用事业属性

3

核电：缺电背景下核电成长确定性较强

4

水电：量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期

5

绿电：短期现货交易存在压力，未来政策有望保障环境溢价兑现

6

投资建议

7

风险提示

- 市场化电价涨幅回落对业绩影响有限。根据国家发改委，煤电容量电价实施后电量电价或将小幅下降，将带动核电等其他电源参与市场交易部分电量电价随之下行。根据我们测算，在当前核电市场化电价较燃煤基准电价涨幅20%的基础上，涨幅回落5-10pct，以2022年业绩为基础，预计中国核电归母净利润分别下降3.7%-7.4%。

表7：核电市场化交易电价变动对运营商业绩影响的敏感性分析

	浙江省	江苏省	福建省	合计	对公司净利润的影响	
2021年市场化交易电量（亿千瓦时）	211.4	200	168.77	580.17	-	
2021年上网电价（元/兆瓦时）	419.4	407.0	387.4	405.8	-	
涨幅回落幅度下净利润回落水平（亿元）	5%	-0.33	-3.01	0	-3.34	-3.70%
	10%	-0.66	-6.02	0	-6.68	-7.41%
	15%	-0.98	-9.03	0	-10.01	-11.11%

数据来源：北极星售电网，中国核电网，江苏电力交易中心，浙江省发改委，江苏省发改委，路透社，各公司公告，华龙证券研究所

# 03 核电：缺电背景下核电成长确定性较强

- “十四五”期间有望维持年均8-10台核准节奏。《政府工作报告》于2021年提出“积极有序发展核电”，2023年国常会共计核准10台机组，与2022年核准数量保持一致，“十四五”期间有望维持每年8-10台机组的核准节奏。
- 缺电背景下，核电作为支撑性电源成长确定性较强。核电作为清洁的支撑性电源，在我国推进电力系统转型、火电装机规模无法大规模增长的背景下，将成为重要的基荷负载来源，长期成长确定性较强。假设2023-2025年年均核准8-10台机组，按单台机组120万千瓦、建设成本1.6万元/千瓦测算，预计2023-2025年我国核电建设带动投资有望达1536-1920亿元/年。

图9：2023年国常会共计核准10台机组

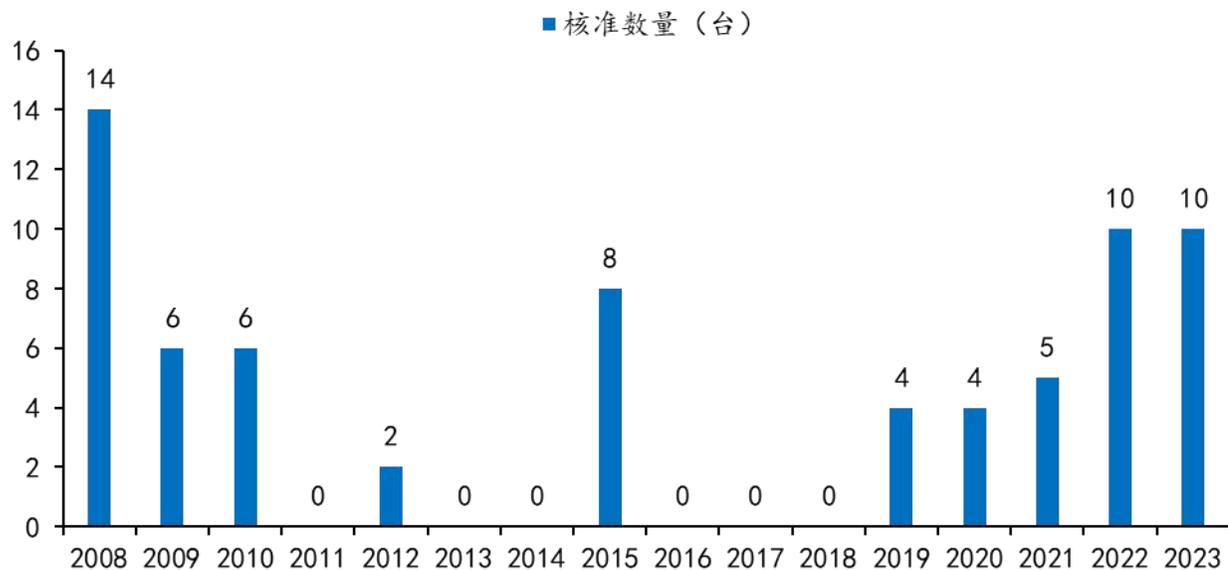
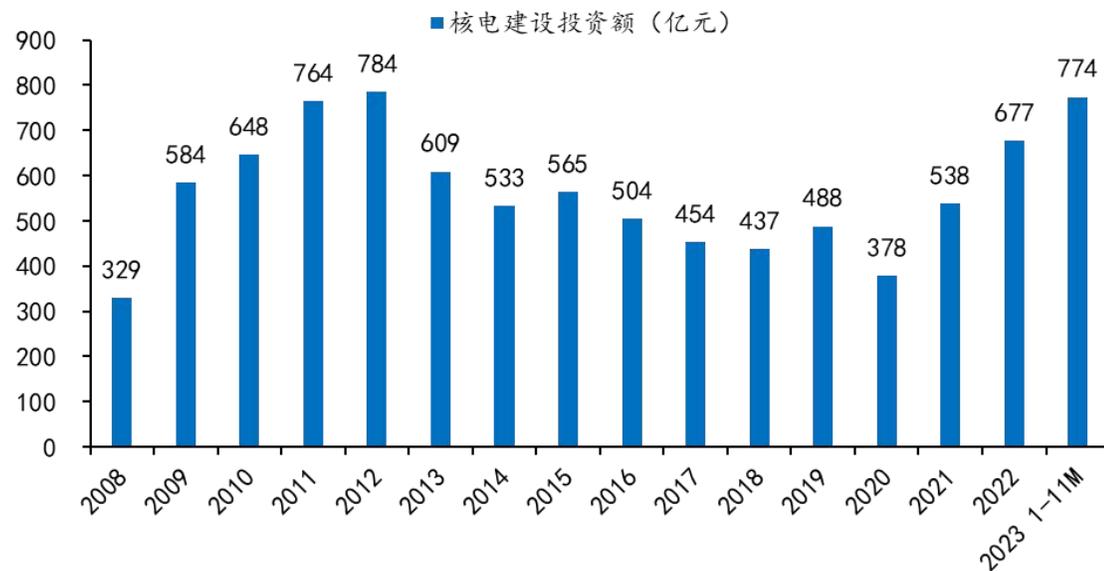


图10：2023年1-11月我国核电建设投资额为774亿元



数据来源：国家能源局，国家国防科技工业局，江苏核电官网，澎湃新闻，中国核能行业协会，数据来源：Wind，华龙证券研究所  
中国核电公告，北极星电力网，华龙证券研究所

# 目录

1

2023年回顾：稳健经营资产受青睐

2

火电：容量电价稳定收益，火电回归公用事业属性

3

核电：缺电背景下核电成长确定性较强

4

水电：量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期

5

绿电：短期现货交易存在压力，未来政策有望保障环境溢价兑现

6

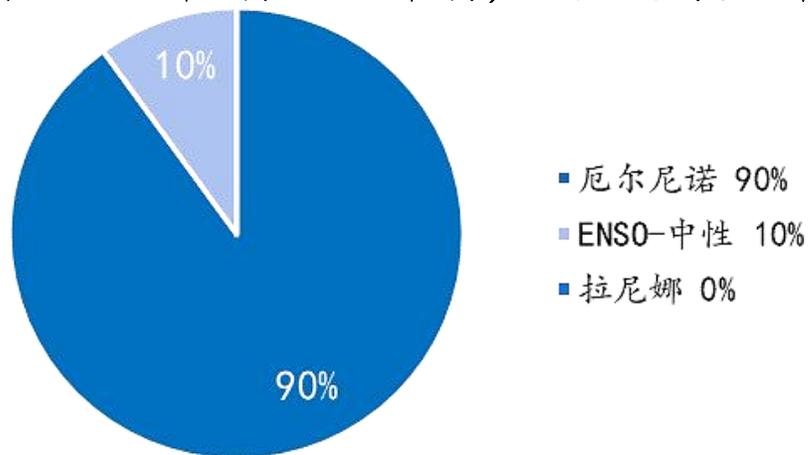
投资建议

7

风险提示

- 4.1 电量：主要电站蓄水恢复，厄尔尼诺带来2024年良好开端
- 来水：本轮厄尔尼诺现象预计持续至2024年4月。2023年10月，联合国世界气象组织（WMO）的最新通报显示，本轮厄尔尼诺到2023年9月达到了中等强度，预计至少持续到2024年4月。中国气象局预计2024年春季全国大部地区气温偏高，降水接近常年到偏多，来水有望形成良好开端。
- 长江流域蓄水率先恢复，雅砻江有较大修复弹性。2021年-2023年上半年受拉尼娜影响，我国多数流域来水偏枯。2023年Q3以来多数流域电站水位逐步修复，截至2024年1月初，长江流域三峡电站已恢复至167米，同比提升9米，水头提高有望保障2024年春季发电量；雅砻江流域二滩、锦屏一级水位同比分别低2米/25米，预计有较大修复弹性。

图11：2023年11月至2024年1月，厄尔尼诺持续概率90%



数据来源：联合国，华龙证券研究所

表8：截至2024年1月初，我国主要电站水位

流域	电站	2024年1月 水位（米）	2023年同期 （米）	同比 （米）
长江	三峡	167	158	9
雅砻江	二滩	1191	1193	-2
雅砻江	锦屏一级	1850	1875	-25

数据来源：Wind，四川省人民政府网，华龙证券研究所

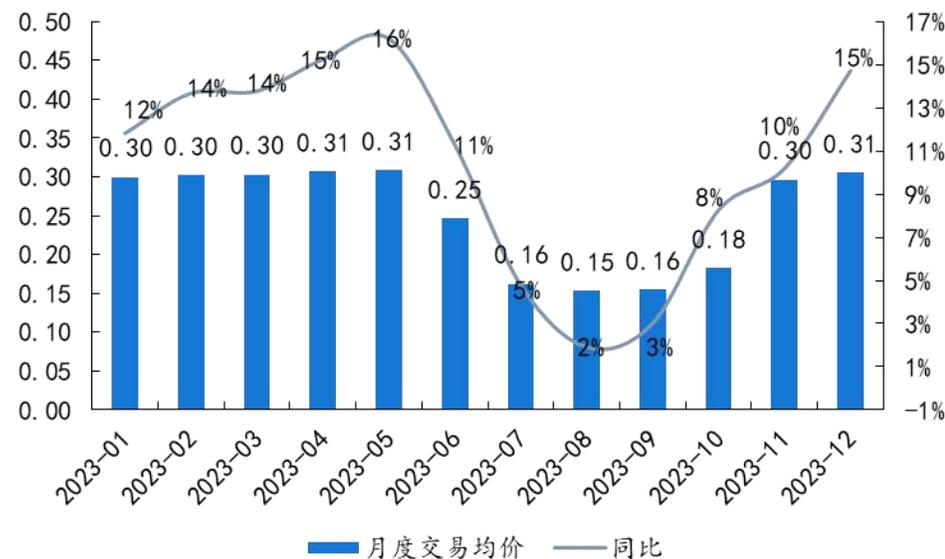
- 4.2 电价：2023年外送电价上涨，2024年省内电价有望提供支撑
- 电价：外送电价提升带动主要水电公司2023年电价上涨。截至2023年Q3，雅砻江水电、长江电力、华能水电电价较2022年同期分别增长11.96%/2.40%/3.56%，其中雅砻江水电和长江电力电价上涨原因是外送机组电价高，华能水电电价上涨原因或为高电价的澜沧江上游外送电量占比提升和云南省内市场化交易电价上行叠加。
- 展望2024年，水电电价仍有支撑。省内部分，四川、云南交易电价有望持续受益于省内电力供需偏紧，具备持续上涨动力；外送部分，江苏年度交易电价下降对锦官及白鹤滩送苏电价影响预计有限，澜上送广东大部分保量保价0.3元/KWh，不受广东电价变化影响。此外，长电路德斯公司2022-2026年核定配电电价较2018-2022年周期上涨10.8%，也有望持续带动收入增长。

表9：主要水电公司2023年前三季度电价上涨情况

主体	2023年Q1- Q3电价 元/MWh	2022年同 期 元/MWh	同比	来源	上涨原因
雅砻江水电	0.309	0.276	11.96%	国投电力经营 数据公告披露	1、锦官机组外送电价上调
长江电力	0.285	0.278	2.40%	营业收入/发 电量估算	1、乌白电站核定外送上网 电价高于公司平均电价
华能水电	0.221	0.213	3.56%	营业收入/上 网电量估算	1、澜上外送电量增长 2、云南省内交易电价上行

数据来源：Wind，华龙证券研究所

图12：云南省2023年市场化交易电价



数据来源：昆明电力交易中心，华龙证券研究所

- 4.3 装机：水电开发进入后半程，未来装机仍有增长空间
- 成长：主要水电企业装机仍有增长空间。长江电力暂无新建机组规划，装机增长主要通过原有机组扩容，目前已规划约390万千瓦；十四五华能水电仍有增长，托巴、硬梁包水电站将相继投产，新增装机约251.6万千瓦；十五五雅砻江中游电站陆续投产，新增装机约372万千瓦；远期澜沧江上游西藏段规划960万千瓦装机，将释放较大增量。

表10：主要水电上市公司在建电站项目

主体	电站	状态	容量 (万千瓦)	预计投产时间
长江电力	葛洲坝	扩机	80	
	溪洛渡	铭牌调整	126	
	向家坝	扩机+铭牌调整	184	
	合计		390	
雅砻江	牙根一级	在建	30	十五五
	孟底沟	在建	240	十五五
	卡拉	在建	102	十五五
	牙根二级	待核准	108	
	楞古	待核准	259.5	
合计		739.5		
华能水电	托巴	在建	140	2024
	硬梁包	在建	111.6	2024
	如美	在建	260	十六五
	澜上西藏段其他	待核准	701.8	十六五
合计		1213.4		

数据来源：Wind，华龙证券研究所

# 目录

1

2023年回顾：稳健经营资产受青睐

2

火电：容量电价稳定收益，火电回归公用事业属性

3

核电：缺电背景下核电成长确定性较强

4

水电：量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期

5

绿电：短期现货交易存在压力，未来政策有望保障环境溢价兑现

6

投资建议

7

风险提示

- 当前绿电运营商核心压力在于新能源市场化交易折价问题。电力现货市场在能源转型、新型电力系统建设起到基础性作用，是推动新能源全面纳入电网消费的重要机制。2023年11月1日，国家发改委、国家能源局下发《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，新能源进入市场的步伐进一步加快。
- 2023年，山西/山东/甘肃风电现货交易均价分别较标杆折价-18%/-27%/-28%；光伏现货交易均价分别较标杆折价-25%/-45%/-37%。新能源进入市场后面临折价压力，将一定程度上对冲上游原材料成本下行释放的利润，对项目收益率和投资回收期造成不确定性。

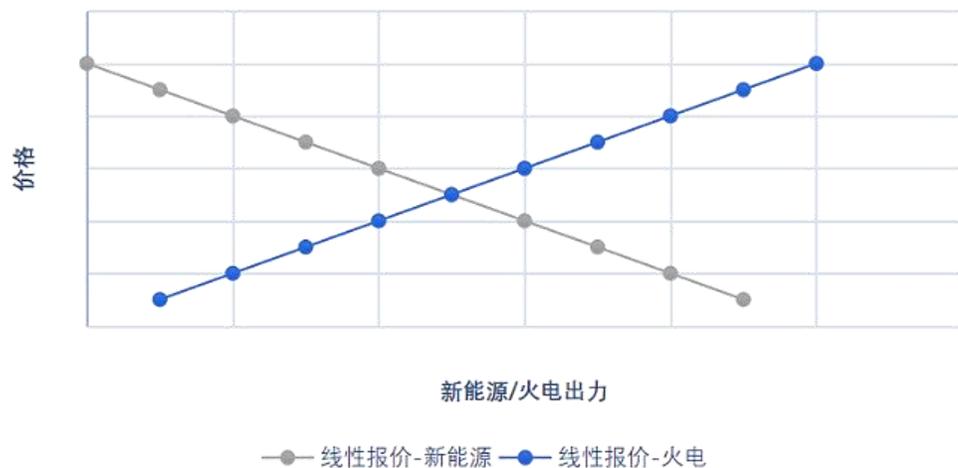
表11：2023年风电光伏现货交易价格情况

价区	2023年光伏均价 价（元/兆瓦时）	2023年风电均价 价（元/兆瓦时）	燃煤发电基准价 （元/兆瓦时）	光伏折价	风电折价
山西	247.73	272.99	332	-25%	-18%
山东	216.57	287.83	394.9	-45%	-27%
甘肃	194.74	220.44	307.8	-37%	-28%

数据来源：兰木达电力现货，华龙证券研究所

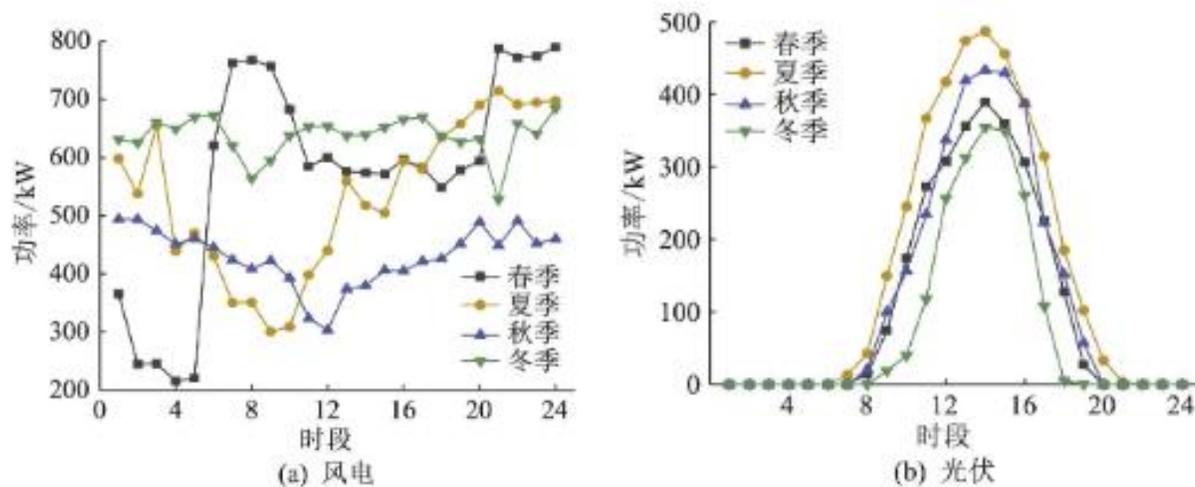
- 绿电现货折价的原因在于出力的不可控性和火电的报价优势。现货事前信息发布规则规定，在竞价日8:30前，运营机构会向市场发布短期新能源总加预测曲线，作为同侧售电主体，新能源相当于向火电方公布了自己的报量报价信息，从而失去了在市场博弈中的“先发优势”。
- 火电作为可调电源可在低价时少发，高价时多发，相对来说新能源出力具有不可控性以及出力与现货价格的负相关性，因此新能源在现货交易中存在天然劣势。

图13：火电线性报价模式下新能源收入



数据来源：兰木达电力现货，华龙证券研究所

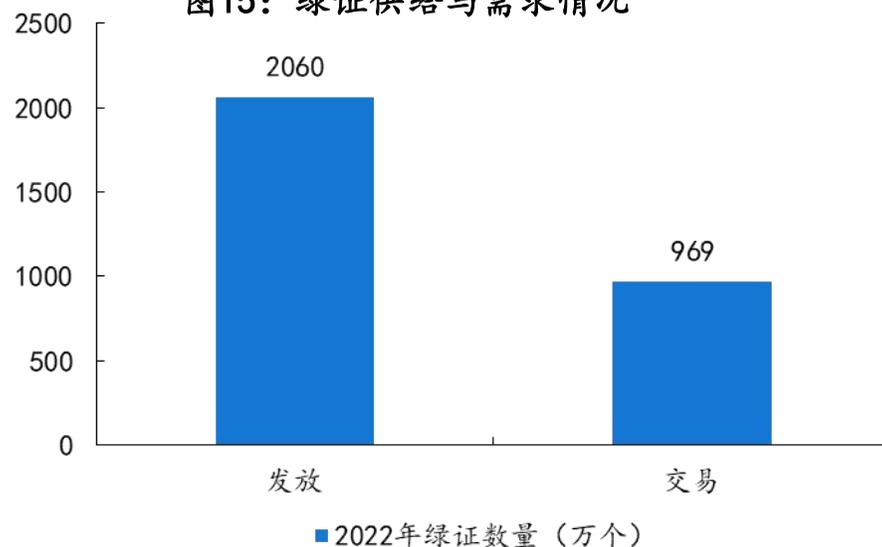
图14：4个典型季节的风电光伏出力预测



数据来源：电力工程技术杂志，华龙证券研究所

- 绿电环境溢价未来主要通过绿证、绿电和碳市场体现。我国绿电交易始于2021年9月，广东省2024年度电力交易中，绿电环境价值1.038分/千瓦时；我国绿证交易始于2021年1月，目前交易价格集中在30-50元/个，对应每度电可产生3-5分钱的绿证溢价。按当前碳价水平和电网碳排放因子换算，绿电在碳市场价值约3分/千瓦时。
- 落实绿电需求是保障环境溢价兑现的根本。当前我国绿电市场活力不足，市场需求尚未完全激活。以绿证为例，2022年我国全年核发绿证2060万个，对应电量206亿千瓦时；交易数量969万个，对应电量96.9亿千瓦时。绿证消费数量远不及发放数量。未来落实新能源环境价值的关键在于提振需求，落实消纳责任权重、推动高耗能企业参与绿电交易；同时做好电碳市场联动，增强碳市场对促进电源结构转变的激励作用。

图15：绿证供给与需求情况



数据来源：Wind，华龙证券研究所

# 目录

1

2023年回顾：稳健经营资产受青睐

2

火电：容量电价稳定收益，火电回归公用事业属性

3

核电：缺电背景下核电成长确定性较强

4

水电：量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期

5

绿电：短期现货交易存在压力，未来政策有望保障环境溢价兑现

6

投资建议

7

风险提示

**投资建议：**展望2024年，煤电容量电价落地，运营商受益稳定，火电有望回归公用事业属性；水电量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期；核电长期增长确定性较强；绿电未来政策有望保障环境溢价兑现。首次覆盖，给予行业“推荐”评级。个股方面，火电建议关注华能国际，华电国际，国电电力，大唐发电，华润电力，中国电力等；水电建议关注长江电力，华能水电，川投能源，国投电力等；核电建议关注中国核电等；绿电建议关注三峡能源，龙源电力，嘉泽新能等。

表12：重点关注公司及盈利预测

细分领域	重点公司代码	股票名称	2023/12/29 股价（元）	EPS（元）			PE			投资评级
				2022A	2023E	2024E	2022A	2023E	2024E	
火电	600011.SH	华能国际	7.70	-0.61	0.93	1.03	-	8.26	7.49	未评级
	600027.SH	华电国际	5.14	-0.08	0.57	0.69	-	8.97	7.48	未评级
	600795.SH	国电电力	4.16	0.15	0.41	0.49	27.01	10.20	8.48	未评级
	601991.SH	大唐发电	2.42	-0.10	0.19	0.26	-	12.83	9.21	未评级
	0836.HK	华润电力	14.23	1.30	2.41	2.85	10.91	5.90	5.00	未评级
	2380.HK	中国电力	2.61	0.22	0.34	0.52	11.87	7.76	5.04	未评级
	000539.SZ	粤电力A	4.89	-0.57	0.49	0.65	-	9.89	7.56	未评级
	000690.SZ	宝新能源	4.43	0.08	0.56	0.74	55.38	7.92	6.02	未评级
水电	600900.SH	长江电力	23.34	0.94	1.23	1.41	24.91	18.92	16.59	未评级
	600025.SH	华能水电	8.63	0.35	0.43	0.47	24.66	20.28	18.21	未评级
	600674.SH	川投能源	15.12	0.80	1.04	1.14	19.00	14.59	13.27	未评级
	600886.SH	国投电力	13.18	0.52	0.91	1.05	25.28	14.43	12.55	未评级
核电	601985.SH	中国核电	7.50	0.47	0.55	0.61	16.03	13.57	12.37	未评级
绿电	600905.SH	三峡能源	4.37	0.25	0.28	0.34	17.47	15.84	12.94	未评级
	001289.SZ	龙源电力	19.81	0.58	0.94	1.11	33.92	21.00	17.90	未评级
	601619.SH	嘉泽新能	3.53	0.22	0.42	0.58	16.05	8.42	6.12	未评级

资料来源：Wind，华龙证券研究所；注：股价及EPS货币单位均为人民币元，未评级标的盈利预测来源于Wind一致预期

# 目录

1

2023年回顾：稳健经营资产受青睐

2

火电：容量电价稳定收益，火电回归公用事业属性

3

核电：缺电背景下核电成长确定性较强

4

水电：量价均有支撑，待投产机组贡献增长预期

5

绿电：短期现货交易存在压力，未来政策有望保障环境溢价兑现

6

投资建议

7

风险提示

- **政策变动风险：**若双碳政策等发生变动或电改政策出台不及预期，将直接影响行业成长性和盈利性。
- **电价下降：**若火电电价或绿电电价大幅下滑，将直接影响行业内公司盈利。
- **煤价大幅上涨：**煤价大幅上涨将影响火电厂盈利。
- **政策执行力度不及预期：**若长协煤政策等执行力度不及预期，将影响火电厂盈利。
- **新增装机不及预期：**火电和绿电装机不及预期，将影响行业内公司成长性。
- **来水偏枯：**来水偏枯将影响水电公司发电量，进而影响其盈利。
- **组件价格下行不及预期：**组件价格下行幅度不及预期将影响绿电公司盈利。
- **第三方数据统计误差导致的风险：**报告使用第三方数据作为测算和推论基础，若第三方数据存在误差，则可能导致结论有偏差。
- **测算存在主观性，仅供参考：**报告中存在大量测算，相关测算依据存在主观性，将影响测算结果。
- **重点关注公司业绩不及预期。**

## 免责及评级说明部分

### 分析师声明:

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉尽责的职业态度，独立、客观、公正地出具本报告。不受本公司相关业务部门、证券发行人士、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。据此入市，风险自担。

### 投资评级说明:

投资建议的评级标准	类别	评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后的6-12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅。其中：A股市场以沪深300指数为基准。	股票评级	买入	股票价格变动相对沪深300指数涨幅在10%以上
		增持	股票价格变动相对沪深300指数涨幅在5%至10%之间
		中性	股票价格变动相对沪深300指数涨跌幅在-5%至5%之间
		减持	股票价格变动相对沪深300指数跌幅在-10%至-5%之间
		卖出	股票价格变动相对沪深300指数跌幅在-10%以上
	行业评级	推荐	基本面向好，行业指数领先沪深300指数
		中性	基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数
		回避	基本面向淡，行业指数落后沪深300指数

### 免责声明:

本报告仅供华龙证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到报告而视其为当然客户。本报告信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。编制及撰写本报告的所有分析师或研究人员在此保证，本研究报告中任何关于宏观经济、产业行业、上市公司投资价值等研究对象的观点均如实反映研究分析人员的个人观点。报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的价格的建议或询价。本公司及分析研究人员对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失及其他影响概不负责。

在法律许可的情况下，本公司及所属关联机构可能会持有报告中提及的公司所发行的证券并进行证券交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务，投资者应充分考虑本公司及所属关联机构就报告内容可能存在的利益冲突。

### 版权声明:

本报告版权归华龙证券股份有限公司所有，未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、刊登。任何人使用本报告，视为同意以上声明。引用本报告必须注明出处“华龙证券”，且不能对本报告作出有悖本意的删除或修改。

### 华龙证券研究所

#### 北京

地址：北京市东城区安定门外大街189号天鸿宝景大厦F1层华龙证券  
邮编：100033

#### 兰州

地址：兰州市城关区东岗西路638号甘肃文化大厦21楼  
邮编：730030  
电话：0931-4635761

#### 上海

地址：上海市浦东新区浦东大道720号11楼  
邮编：200000