2026 年 11 月 15 日

公用事业行业研究

买入（维持评级）

行业周报

证券研究报告

国金证券研究所
分析师：姜涛（执业 S1130525120007）
jiang_tao@gjzq.com.cn
分析师：许子怡（执业 S1130526030003）
xuziyi@gjzq.com.cn
分析师：卢佳琪（执业 S1130526070001）
lujiaqi@gjzq.com.cn

联系人：郭仕豪
guoshihao@gjzq.com.cn

电力交易结构优化渐明，行情四重奏正加速演绎

投资逻辑：

■ **批零价格传导优化，电力交易结构改善促进煤电公用事业化**

此前，售电公司由于零售售电价格年度签约部分价格相对固定、但购电端年度长协签约率不高，受年内月度及现货电价提升影响，今年经营承压，截至上半年广东省已有 59.6%售电公司累计亏损。近期，国家层面强化购售电匹配与履约约束，降低敞口经营风险。地方层面，江苏推动零售价格与综合批发成本直接挂钩；福建取消纯固定价格套餐，四川拟采用联动价格+浮动价格模式；浙江拟将零售参考价格中的月度电价权重由 30%提高至 40%。整体来看，政策旨在通过降低购售电期限敞口等方式，促进发电成本-电厂售价-售电公司-零售用户电价的传导。若从各类购电用户的角度来看，在今年月度电价持续上行的背景下，用户对签约固定电价的诉求也将较为旺盛，促进年度长协电价中枢的提升，预计亦会提高煤电联动的电量比例。总的来看，对于电厂侧，一方面是电力交易结构的改善将会使得年度长协电价上涨，修补今年形成的缺口；另一方面，若未来发电成本可以有效的形成传导，则火电就将实现公用事业化，盈利稳定性将大幅增长，商业模式变革将完成。

■ **电力四重奏行情展开，事件发生推动预期向上**

（1）电价预期改善：月度电价上涨已初步验证，更多省份 12 月交易结果将成为重要观察窗口，11 月代购电价升至 0.374 元/千瓦时，环比大增 2.6 分；近期煤价受需求低基数下回升等因素支撑上行，将会进一步强化电价预期。

（2）业绩底部确认：Q3 火电濒临亏损，确认业绩底部，市场也反映为利空落地，业绩超预期的核电率先上涨。

（3）供需及交易结构改善：前文提到的售电结构改善有望提升用户长协签约意愿；火电核准 22 年见顶，投产 25-26 年见顶，今年沿海地区气电出力下降影响供给，受天然气电量下降影响，电量/电力供需或比市场预期更加紧张。

（4）红利逻辑演绎：当前红利整体仍处于中等分位水平，公用板块公募持仓底部改善，重仓股持股比例从 26Q2 的 0.26%提升至 26Q3 的 0.6%，但仍远低于市值占比的 4%；板块最新交易量及交易额占比仅 4.6%/1.8%（远低于 5 月的 10.0%/4.2%）。板块的红利属性逐步明朗，盈利改善、分红提升、市值管理催化行情。

■ **火电将迎困境反转+供需改善+分红提升，水核量价齐升并受益红利估值提升**

我们认为火电迎来困境反转（今年亏损，预计将回到 3 分的盈利中枢）/供需改善（合理盈利提升）/分红提升（自由现金流 2025 年转正、资本开支 2024 年见顶、板块性的底部利润具备约 3.5%以上的股息率），展望 2027 年，我们认为火电在盈利改善的过程中，还将迎来商业模式的全面认证，将成为新型红利的优选——红与红利。

核电与水电均受益于市场化交易部分的电价提升，核电的机制电价也将落地。从量的角度来看，核电明年进入投产大年，盈利提升的持续性也在加强，水电今年整体来水偏枯也有望在明年迎来业绩增长。核电与水电均有望成为传统红利的优选——即利润增长的利与红利。此外，长江电力股息率较 10 年期国债收益率高约 176bp，高于过往多数年份 60-140bp 的水平。我们认为红利亦有整体性的估值提升空间。

■ **火电行情依次展开，核电水电均已在途**

火电当前建议侧重盈利改善确定性，如南方/高长协煤/高股息，如国电电力、宝新能源、广西能源、华能蒙电、陕西能源、华润电力、华能国际、华电国际。伴随电价逐步落地，长三角江苏国信、皖能电力、浙能电力、赣能股份、申能股份等，北方建投能源、京能电力等。核电如中国核电、中国广核 AH。水电如川投能源、国投电力、长江电力等。

■ **风险提示**

煤价波动幅度超预期；绿电装机及消纳情况不及预期；电力体制改革政策出台不及预期。

内容目录

一、批零价格传导优化，电力四重奏持续演绎 4
（一）电力行情的四重奏 4
（二）批零价格传导优化，电力交易结构改善促进煤电公用事业化 4
二、电力煤炭高频数据跟踪 6
三、板块估值及交易情况 11
四、风险提示 13

图表目录

图表 1： 电力行情的四重奏 4
图表 2： 2026 上半年广东售电公司仅实现盈亏平衡 5
图表 3： 2026 上半年广东售电公司近六成亏损 5
图表 4： 国家层面强化购售电匹配与动态风险管理 5
图表 5： 多省出台电力零售规则完善价格传导机制 6
图表 6： 内贸煤价格近期高位小幅上行 7
图表 7： 北方港口煤炭库存近期低位回升 7
图表 8： 晋陕蒙 442 家样本煤矿周度产量（万吨） 7
图表 9： 二十五省电厂库存同比下滑明显 7
图表 10： 二十五省电厂日耗延续回升 7
图表 11： 坑口煤价近期创年内新高 8
图表 12： 国内外煤价价差进一步收窄 8
图表 13： 广东燃煤现货电价维持高位（元/兆瓦时） 8
图表 14： 山西日前市场电价震荡回升（元/兆瓦时） 8
图表 15： 江苏日前现货电价 9 月以来抬升 9
图表 16： 安徽日前现货电价 9 月以来显著修复 9
图表 17： 溪洛渡入库流量同比偏丰 9
图表 18： 三峡入库流量有所下降 9
图表 19： 锦屏一级入库流量有所回升 10
图表 20： 官地入库流量明显回升 10
图表 21： 猴子岩入库流量波动较大 10
图表 22： 瀑布沟入库流量同比偏丰 10
图表 23： 龙滩入库流量同比偏低 10
图表 24： 水布垭入库流量有所上涨 10
图表 25： 全国 LNG 出厂价格指数近期小幅回落 11

图表 26：周内欧美气价上涨，国内气价回落 11
图表 27：公用事业板块 PE 近十年分位数 86.35% 11
图表 28：公用事业板块 PB 近十年分位数 28.93% 11
图表 29：煤炭板块 PE 近十年分位数 87.60% 12
图表 30：煤炭板块 PB 近十年分位数 95.52% 12
图表 31：公用事业板块成交量/额占比仍处低位 12
图表 32：煤炭板块成交量/额占比近期低位波动 12
图表 33：年初至今煤炭上涨 17.25%，公用事业下跌 0.17% 13

一、批零价格传导优化，电力四重奏持续演绎

（一）电力行情的四重奏

上周我们提出了电力行情的四重演绎，行情持续演绎，当前板块仍处于预期改善驱动的行情初期，市场分歧尚存，后续共识凝聚有望推动行情延展：

（1）电价的传导及预期改善：月度电价上涨已初步验证，更多省份 12 月交易结果将成为重要观察窗口，11 月代购电价升至 0.374 元/千瓦时，环比大增 2.6 分；近期煤价受需求低基数下回升等因素支撑上行，将会进一步强化电价预期。

（2）业绩底部确认：Q3 火电濒临亏损，确认业绩底部，市场也反映为利空落地，业绩超预期的核电率先上涨。

（3）供需及交易结构改善：售电结构改善有望提升用户长协签约意愿；火电核准 22 年见顶，投产 25-26 年见顶，今年沿海地区气电出力下降影响供给，受天然气电量下降影响，电量/电力供需或比市场预期更加紧张。

（4）红利逻辑演绎：当前红利整体仍处于中等分位水平，公用板块公募持仓底部改善，重仓股持股比例从 26Q2 的 0.26%提升至 26Q3 的 0.6%，但仍远低于市值占比的 4%；板块最新交易量及交易额占比仅 4.6%/1.8%（远低于 5 月的 10.0%/4.2%）。板块的红利属性逐步明朗，盈利改善、分红提升、市值管理催化行情。

图表1：电力行情的四重奏

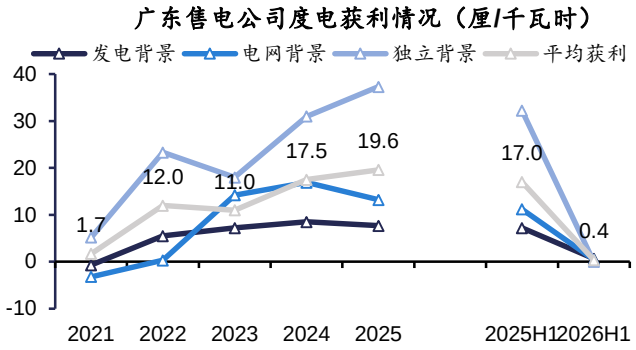


来源：国金证券研究所

（二）批零价格传导优化，电力交易结构改善促进煤电公用事业化

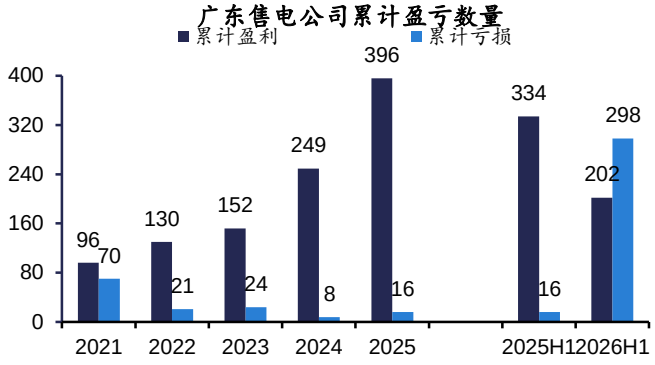
26 年内批零价格倒挂明显（售电公司在批发市场采购电力的综合成本高于其与用户签订的零售合同价格），部分售电公司经营承压。根据广东电力交易中心报告数据，2026 年上半年广东售电公司平均度电获利仅 0.0039 元/千瓦时，其中 59.6%的售电公司出现亏损。出现这种现象的原因是，既有政策下批发侧电价波动与零售侧价格联动不足，售电公司零售售电价格年度签约部分价格相对固定，而购电端年度长协签约率不高，受年内月度及现货电价提升影响，形成了今年售电公司的大范围成本敞口。

图表2：2026 上半年广东售电公司仅实现盈亏平衡



来源：广东电力交易中心，国金证券研究所

图表3：2026 上半年广东售电公司近六成亏损



来源：广东电力交易中心，国金证券研究所

国家层面强化购售电匹配与履约约束，降低敞口经营风险。最新政策一方面扩大零售价格与批发成本的联动范围，另一方面强化中长期覆盖、交易限额与履约保障约束。2026 年 9 月 4 日，《售电公司管理办法（征求意见稿）》要求签订包含各项结算费用的分时电价零售合同，并根据零售签约电量配置一定比例的中长期合同；批发交易及零售签约限额综合考虑履约保障额度、信用评价等级等因素确定。2026 年 9 月 30 日，《电力市场风险防控管理办法（征求意见稿）》进一步将中长期、零售、现货及辅助服务交易的合同违约纳入风险防控。

图表4：国家层面强化购售电匹配与动态风险管理

文件	关键内容	此前规定	新版规定
《售电公司管理办法》	分时零售合同	要求签订合同、确认零售服务关系	应签订分时电价零售合同，包含上网电费及其他各项结算费用
	购售电匹配	-	根据零售签约电量规模，签订一定比例的中长期合同
	交易规模约束	主要按资产总额分档确定年售电量上限	批发交易及零售签约限额，综合考虑履约保障额度、信用评价等级等因素确定
	动态风险管理	跟踪履约额度，额度不足时通知补缴	按日监测担保余额、风险敞口及动态盈亏，据此调整下一交易日限额
《电力市场风险防控管理办法》	跨市场风险统筹	-	建立覆盖电能量、辅助服务等市场的专项制度，明确跨省跨区、跨经营区风险防控职责
	合同违约防控	-	统一明确中长期、零售合同及现货、辅助服务交易结果的违约风险，强化履约保障与可交易限额挂钩

来源：国家发改委，国金证券研究所

地方层面，江苏推动零售价格与综合批发成本直接挂钩，取消固定价格电量比例、现货联动电量比例及比例分成等要求，明确零售套餐电能量价格由批发市场价格、约定浮动价格及分摊费用构成；福建取消纯固定价格套餐，将组合套餐固定价格占比限定为 10%-90%，并将相关分摊、返还费用纳入批发综合结算均价；四川拟采用联动价格+浮动价格模式，将中长期及现货交易成本传导至每日分时零售电价；浙江拟将零售参考价格中的月度电价权重由 30%提高至 40%。整体来看，政策旨在通过降低购售电期限敞口等方式，促进发电成本-电厂售价-售电公司-零售用户电价的传导。若从各类购电用户的角度来看，在今年月度电价持续上行的背景下，用户对签约固定电价的诉求也将较为旺盛，促进年度长协电价中枢的提升，预计亦会提高煤电联动的电量比例。总的来看，对于电厂侧，一方面是电力交易结构的改善将会使得年度长协电价上涨，修补今年形成的缺口；另一方面，若未来发电成本可以有效的形成传导，则火电就将实现公用事业化，盈利稳定性将大幅增长，商业模式变革将完成。

图表5：多省出台电力零售规则完善价格传导机制

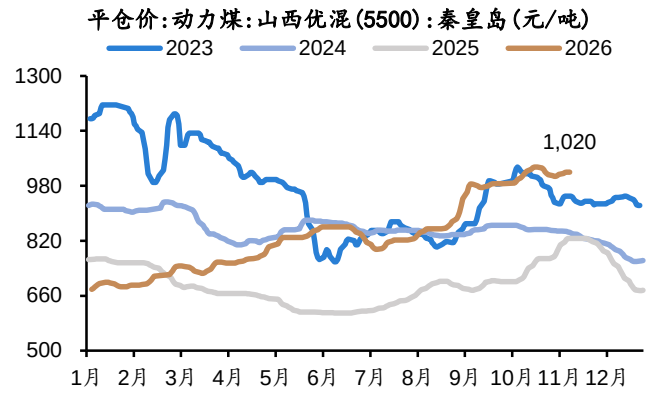
省份	文件发布时间	原规定	最新规定
江苏	2026/10/13	设置固定价格、市场价格联动等电量比例及比例分成参数；电能量封顶机制以全体售电公司当月批发市场结算加权均价为基准。	**①取消固定价格电量比例、现货联动电量比例及比例分成方式；**②套餐价格＝**批发市场价格＋浮动价格＋分摊系数×当月分摊价格**；③封顶价格＝用户零售套餐参考价格＋F×批发市场价格＋当月分摊价格，参考价格结合用户自身用电曲线及各类市场价格确定。
福建	2026/10/20	常规套餐包括固定价格、市场均价＋服务费、价差分享/分摊；固定价格套餐实行不随市场行情浮动的一口价。市场均价主要采用批发市场电能量结算均价。	①取消纯固定价格及价差分享/分摊套餐，改为**市场均价＋浮动价、固定价格＋市场均价**；②组合套餐固定价格占比**10%-90%**；③市场均价纳入电能量及相关分摊、返还费用；④常规套餐封顶系数为**4%**。
浙江	2026/10/30	零售套餐参考价格按年度交易均价60%、月度交易均价30%、现货市场均价10%加权确定。	调整为年度交易均价50%、月度交易均价40%、现货市场均价10%。
江西	2026/11/2	售电公司月度平均批零价差上限价默认为5.1元/MWh，超出部分由其服务的零售用户分享。	建立零售市场超额收益分享机制，售电公司月度结算平均批零价差默认为2元/MWh，超出部分由售电公司与其服务的全部零售用户按1:9分享。
四川	2026/11/3	约定分时合同交易价格及全年联动比例，各时段结算价格＝合同价×（1－联动比例）＋联动价×联动比例。	采用联动价格＋浮动价格，形成每日24个时段电能量价格。联动价格由实时市场价格叠加中长期差价合约费用等形成；签约浮动价格限价范围为2-20元/MWh。
陕西	2026/11/11	设置批发均价＋浮动价差、批发均价＋固定价格两类模式；组合模式固定价格占比≤40%，固定封顶价格由双方结合市场行情约定。	①保留两类定价模式，批发均价根据全体售电公司中长期、日前及实时市场购电量价确定；②固定封顶价格的分月参数逐季度确定。

来源：江苏电力交易中心，福建电力交易中心，浙江省发改委，江西省发改委，四川省发改委，陕西省发改委，国金证券研究所

二、电力煤炭高频数据跟踪

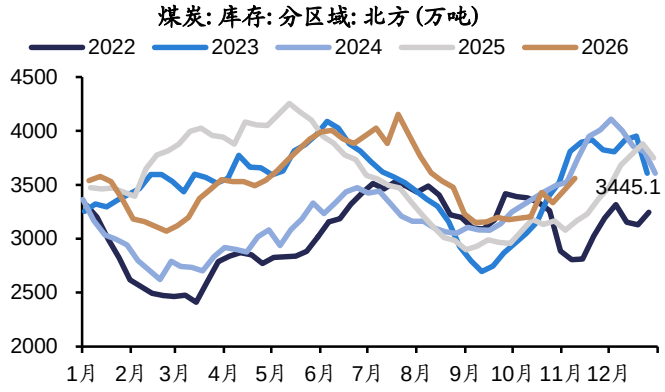
现货煤价年初以来整体抬升，6月中旬冲高后有所回落，7月到8月中旬逐步回升，9月以来大幅上涨并于10月下旬创年内新高，近期高位小幅上行。截至11月13日秦皇岛港5500大卡现货煤价为1020元/吨，同比上涨193元/吨（幅度+23.3%），周环比上涨7元/吨（+0.7%）。产量端，截至11月13日当周，晋陕蒙442家煤矿周度产量2645万吨，同比-3.4%。库存端，电厂方面11月12日二十五省电厂库存12251万吨，同比-8.2%；港口煤炭库存延续低位回升态势，截至11月9日，北方港口库存为3558.7万吨，同比+394.8万吨（幅度+12.5%），周环比+113.6万吨（幅度+3.3%）。广州随着气温下降、北方进入供暖季，二十五省电厂日耗延续回升，截至11月12日为551.9万吨，同比+54.3万吨（幅度+10.9%），周环比+19.9万吨（幅度+3.7%）。

图表6：内贸煤价格近期高位小幅上行



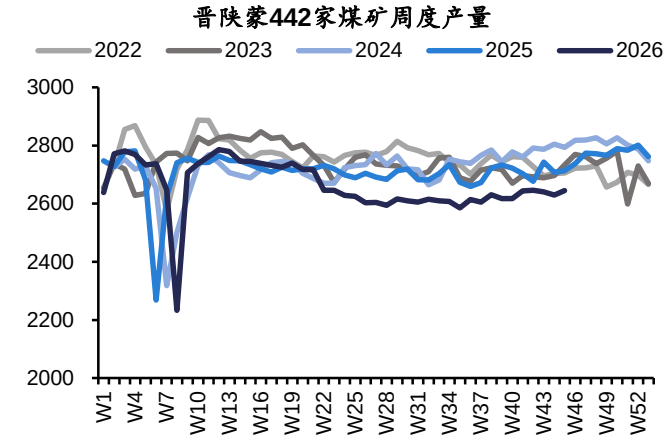
来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

图表7：北方港口煤炭库存近期低位回升



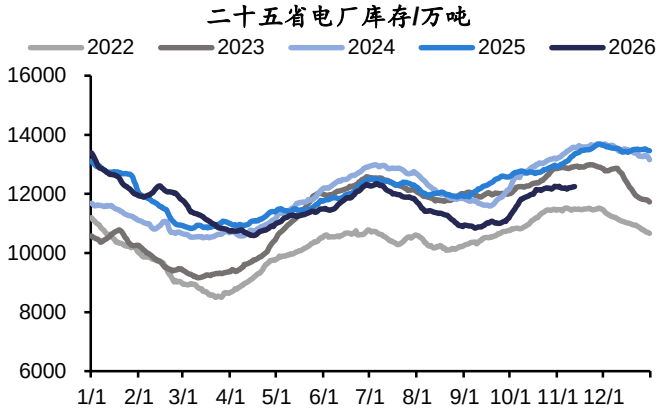
来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

图表8：晋陕蒙442家样本煤矿周度产量（万吨）



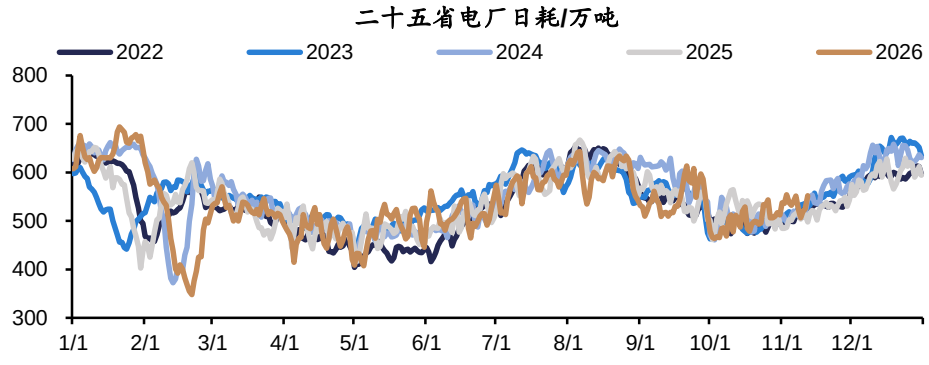
来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

图表9：二十五省电厂库存同比下滑明显



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

图表10：二十五省电厂日耗延续回升

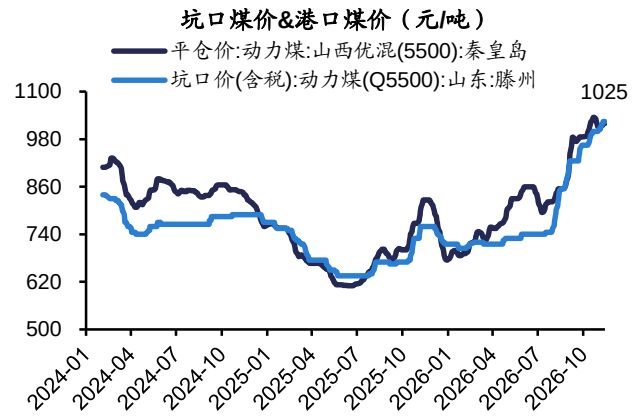


来源：CCTD，国金证券研究所

坑口煤价自 7 月末以来持续上涨，近期创年内新高，进口煤价格优势仍不明显。山东滕州 5500 大卡坑口煤价截至 11 月 13 日为 1025 元/吨,较秦皇岛港口价格高 5 元/吨，上年同期坑口价较港口低 67 元/吨，坑口较港口溢价周环比扩大 3 元/吨。海外煤价方面，本周进口煤价格小幅回落，内外贸价差有所收窄，但进口煤价格优势仍不明显，截至 11 月 13 日山西优混动力煤 5500 大卡库提价 1070 元/吨，同比+200 元/吨（幅度+23.0%），周环比+5 元/吨（幅度+0.5%）；澳煤 5500 大卡库提价为 1082.68 元/吨，同

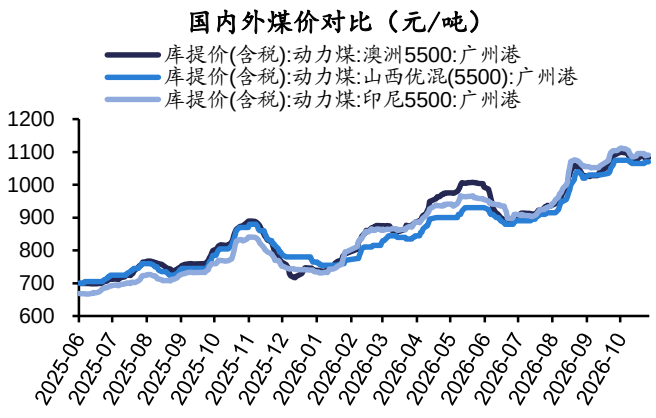
比+211.81 元/吨（幅度+24.3%），周环比-3.78 元/吨（幅度-0.3%）；印尼煤 5500 大卡库提价为 1090.35 元/吨，同比+261.06 元/吨（幅度+31.5%），周环比-4.53 元/吨（幅度-0.4%）。

图表 11：坑口煤价近期创年内新高



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

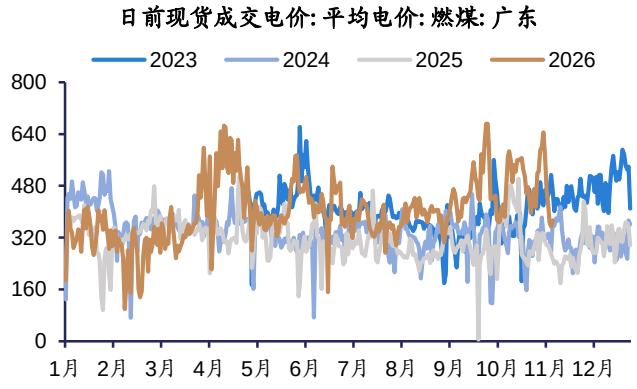
图表 12：国内外煤价价差进一步收窄



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

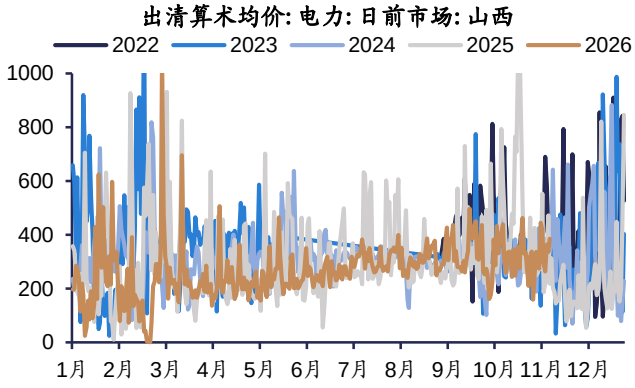
年初至今多省现货电价整体较前期低位有所修复，近期广东现货电价维持高位、山西震荡回升。广东作为用电负荷中心之一，燃煤现货电价在 11 月初冲高后明显回落，截至 11 月 11 日为 0.374 元/千瓦时，同比+0.119 元/千瓦时（幅度+46.6%），周环比-0.227 元/千瓦时（幅度-37.8%），11 月以来现货均价为 0.494 元/千瓦时，环比 10 月增长 3.3%。山西日前市场电价近期震荡回升，截至 11 月 12 日出清算术均价为 0.385 元/千瓦时，同比+0.166 元/千瓦时（幅度+75.7%），周环比+0.110 元/千瓦时（幅度+40.1%），11 月以来现货均价为 0.318 元/千瓦时，环比 10 月增长 1.6%。在煤价仍处高位的背景下，部分区域现货电价中枢抬升，对火电成本传导形成一定支撑。

图表 13：广东燃煤现货电价维持高位（元/兆瓦时）



来源：广东电力交易中心，国金证券研究所

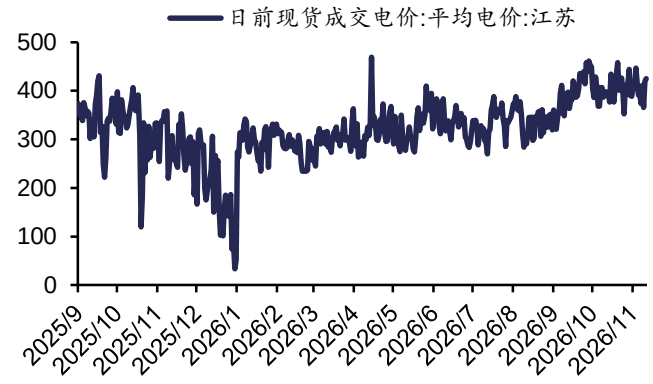
图表 14：山西日前市场电价震荡回升（元/兆瓦时）



来源：山西电力交易中心，国金证券研究所

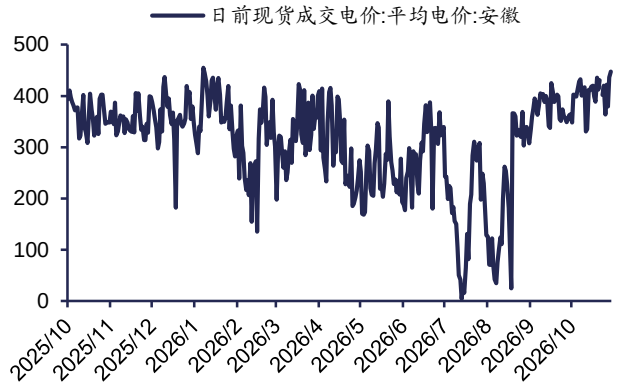
江苏、安徽现货电价整体表现相对坚挺。江苏日前现货成交均价 9 月以来整体抬升，截至 11 月 11 日为 0.425 元/千瓦时，同比+0.125 元/千瓦时（幅度+41.5%），11 月以来均价约 0.406 元/千瓦时，较 10 月均价+0.9%。安徽日前现货电价 7-8 月多次快速下探，9 月以来显著回升，截至 11 月 11 日为 0.447 元/千瓦时，同比+0.100 元/千瓦时（幅度+28.7%），11 月以来均价约 0.415 元/千瓦时，较 10 月均价+7.4%。

图表15：江苏日前现货电价9月以来抬升



来源：江苏电力交易中心，国金证券研究所　　备注：单位为元/兆瓦时

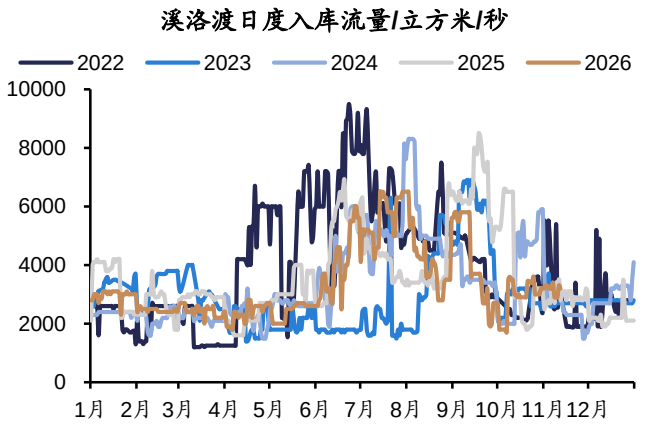
图表16：安徽日前现货电价9月以来显著修复



来源：安徽电力交易中心，国金证券研究所　　备注：单位为元/兆瓦时

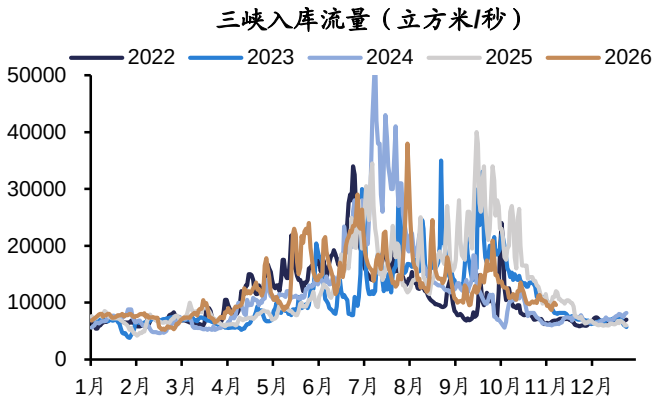
10月以来主要流域来水较9月有所回落，且上年同期秋汛来水基数偏高，各电站入库流量同比表现分化。根据各省水文网站数据，11月12日金沙江下游溪洛渡电站入库流量为3200立方米/秒，同比+14.3%、周环比持平；长江上游三峡电站11月13日入库流量为9600立方米/秒，同比-20.0%、周环比-5.9%。雅砻江来水同比明显偏多，锦屏一级电站11月9日入库流量为840立方米/秒，同比+73.0%、周环比+7.7%；官地电站11月13日为1100立方米/秒，同比+148.9%、周环比+61.8%。大渡河来水表现分化，猴子岩电站11月13日入库流量为204立方米/秒，同比-20.0%、周环比-45.5%；瀑布沟电站来水同比偏丰，11月13日为913立方米/秒，同比+47.7%、周环比+0.6%。红水河龙滩电站来水明显偏低，11月11日为632立方米/秒，同比-77.7%、周环比+7.5%。清江水布垭电站来水同比偏丰，11月3日入库流量为725.28立方米/秒，同比+186.6%、周环比+753.1%。

图表17：溪洛渡入库流量同比偏丰



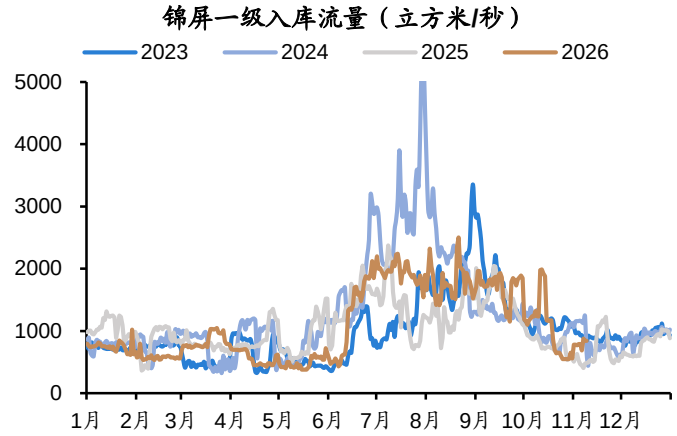
来源：iFinD，国金证券研究所

图表18：三峡入库流量有所下降



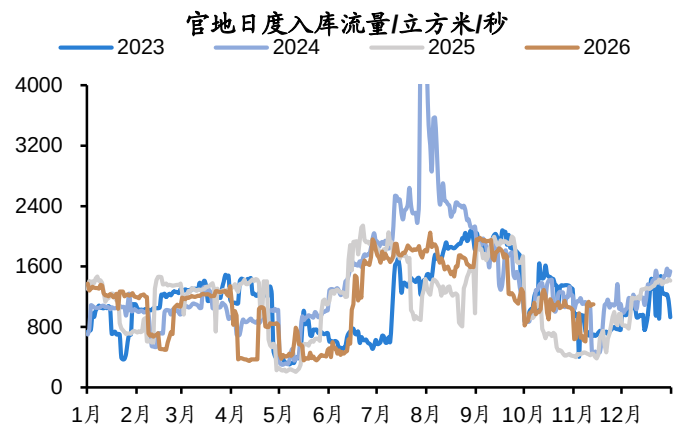
来源：iFinD，国金证券研究所

图表19：锦屏一级入库流量有所回升



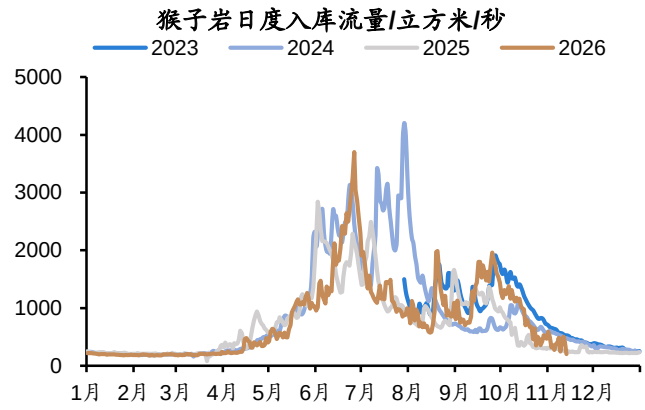
来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

图表20：官地入库流量明显回升



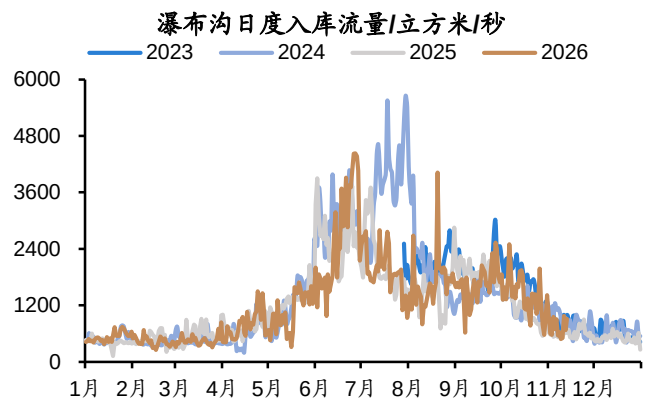
来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

图表21：猴子岩入库流量波动较大



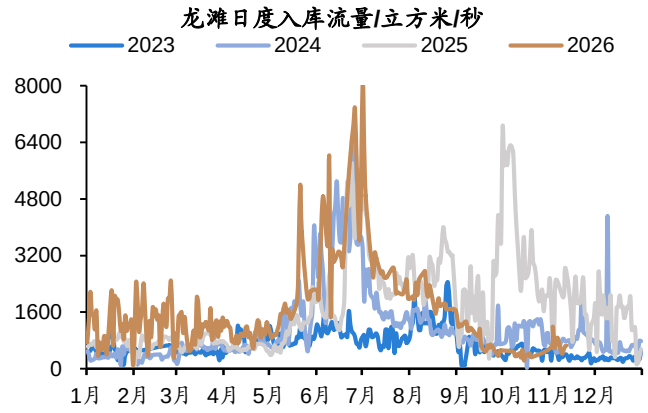
来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

图表22：瀑布沟入库流量同比偏丰



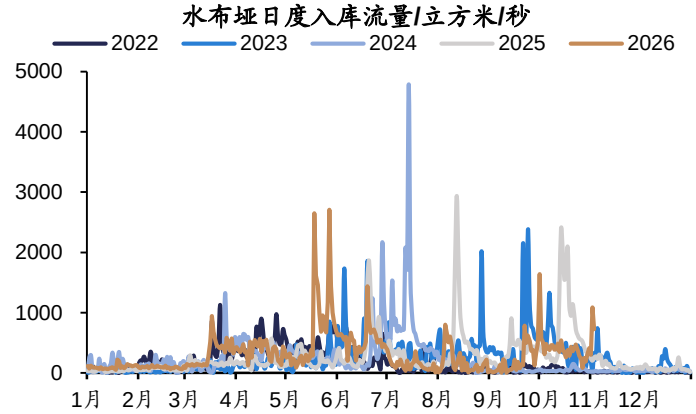
来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

图表23：龙滩入库流量同比偏低



来源：贵州省南北盘江红水河航道管理局，国金证券研究所

图表24：水布垭入库流量有所上涨

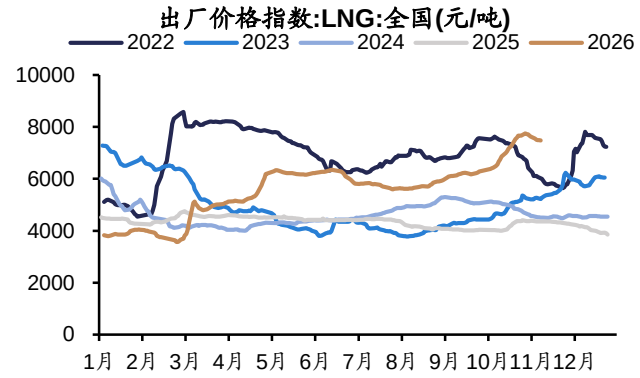


来源：湖北省水文水资源中心，国金证券研究所

国内外气价周环比表现分化，欧洲 TTF 与美国天然气价格上涨、国内 LNG 价格小幅回落。2022 年俄乌冲突爆发后，欧洲天然气供应链持续受扰，TTF 气价一度飙升至历史高位，全球气价共振上行，国内 LNG 价格亦同步抬升。进入 2026 年后，中东地缘风险

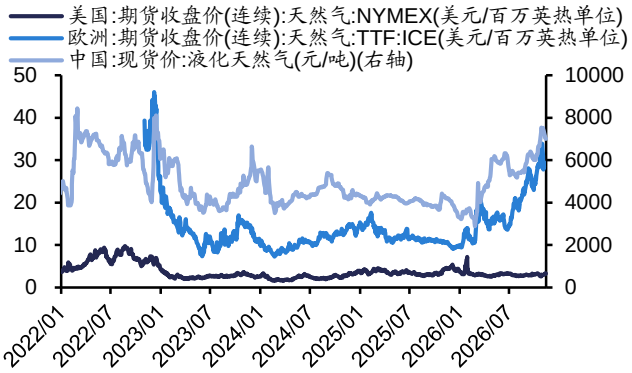
阶段性加剧，霍尔木兹海峡通行风险扰动，进一步扰动全球油气运输与供需预期，推动国际天然气价格波动加大。本周欧洲 TTF 及美国 NYMEX 天然气期货价格上涨，国内 LNG 价格延续小幅回落。截至 11 月 12 日欧洲 TTF 现货价格为 94.80 欧元/兆瓦时，同比+206.1%，周环比+5.3%；截至 11 月 13 日美国 NYMEX 天然气期货价格为 3.24 美元/百万英热，同比-29.3%，周环比+8.0%；截至 11 月 13 日全国 LNG 出厂价格指数为 7475 元/吨，同比+71.6%，周环比-2.0%。

图表25：全国 LNG 出厂价格指数近期小幅回落



来源：上海石油天然气交易中心，国金证券研究所

图表26：周内欧美气价上涨，国内气价回落



来源：CME，ICE，国金证券研究所

三、板块估值及交易情况

估值水平上，公用事业板块市盈率（剔除负值）为 22.73，近十年估值分位数为 86.35%，煤炭板块市盈率（剔除负值）为 15.96，近十年估值分位数为 87.60%；公用事业板块市净率为 1.67，近十年估值分位数为 28.93%，煤炭板块市净率为 1.74，近十年估值分位数为 95.52%。在交易量上，2026 年 2 月在算电融合催化下，公用事业板块成交占比一度明显抬升，5 月中旬至 6 月初再度走高，7 月下旬短期快速回升后近期处于低位，11 月 13 日公用事业板块成交量占比 4.62%，成交额占比 1.81%；煤炭板块来看，成交活跃度亦自 6 月初高位回落，7 月下旬短期回升后近期呈现低位波动态势，11 月 13 日成交量占比 1.02%、成交额占比 0.54%。年初至今 SW 一级行业中，煤炭板块上涨 17.25%、公用事业板块下跌 0.17%，分别位列第一、第四名。

图表27：公用事业板块 PE 近十年分位数 86.35%



来源：iFinD，国金证券研究所

图表28：公用事业板块 PB 近十年分位数 28.93%



来源：iFinD，国金证券研究所

图表29：煤炭板块 PE 近十年分位数 87.60%



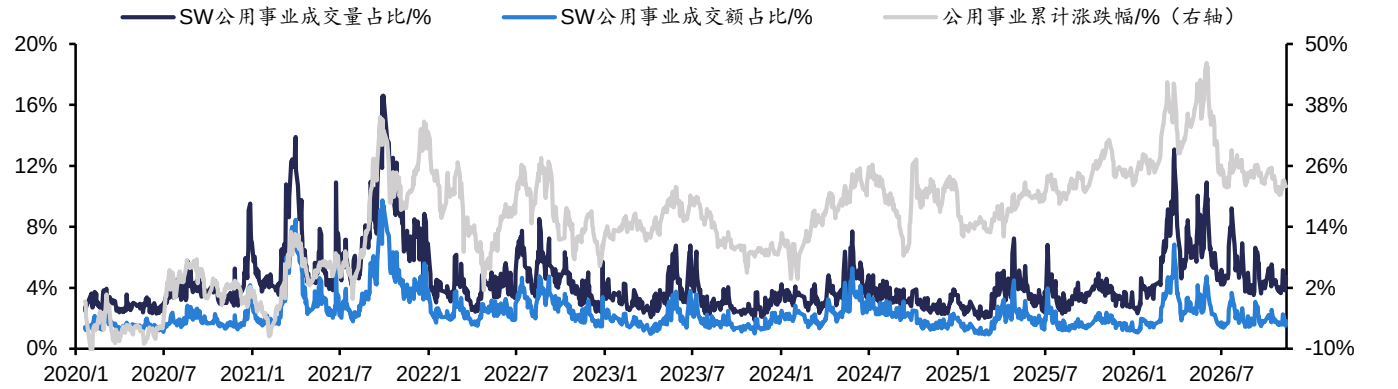
来源：iFinD，国金证券研究所

图表30：煤炭板块 PB 近十年分位数 95.52%



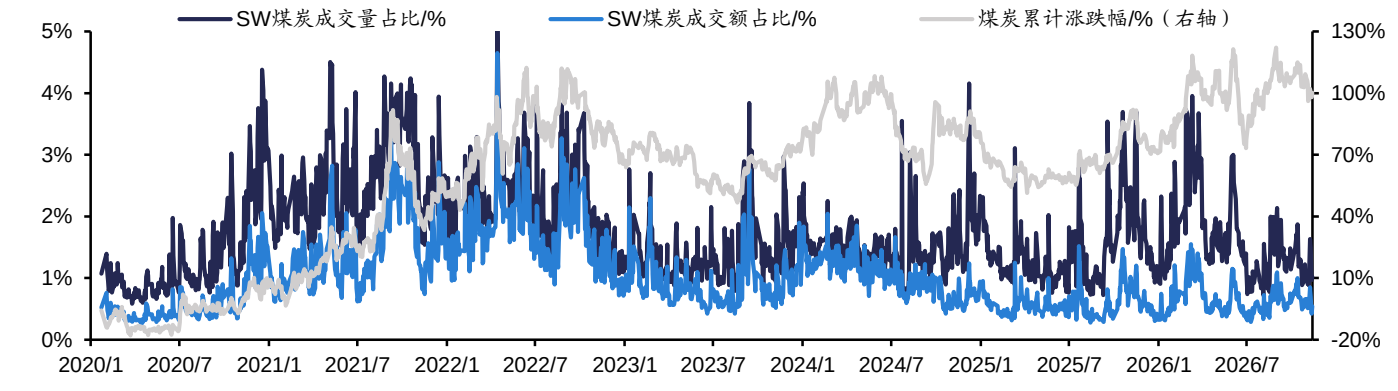
来源：iFinD，国金证券研究所

图表31：公用事业板块成交量/额占比仍处低位



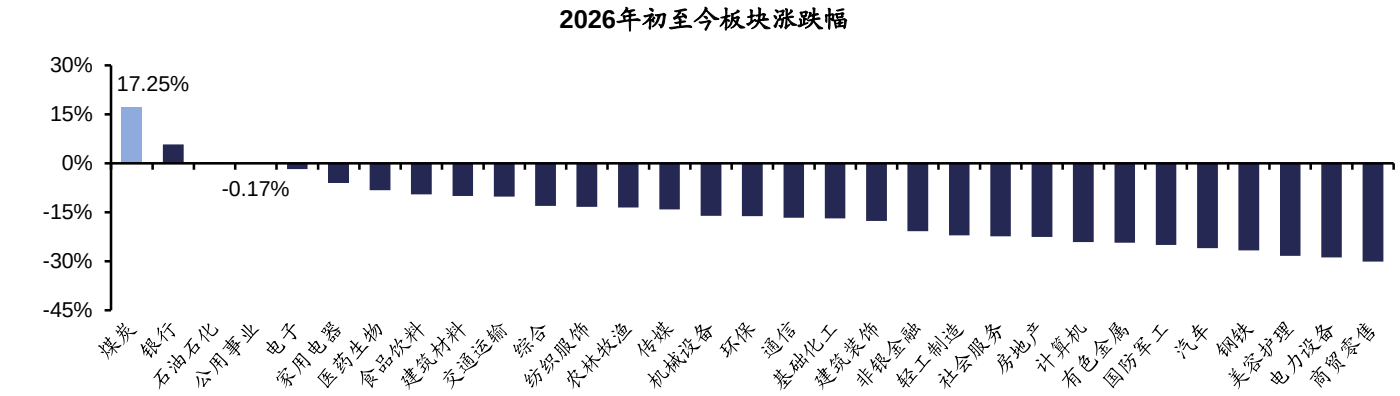
来源：iFinD，国金证券研究所

图表32：煤炭板块成交量/额占比近期低位波动



来源：iFinD，国金证券研究所

图表33：年初至今煤炭上涨17.25%，公用事业下跌0.17%



来源：iFinD，国金证券研究所

四、风险提示

煤价波动幅度超预期：若进口煤价格、国际能源价格扰动导致煤价超预期上涨，火电度电燃料成本可能重新抬升，压缩电量端和容量电价带来的盈利改善空间，并影响火电自由现金流转正、资产负债率下降及分红能力提升的持续性。

绿电装机及消纳情况不及预期：新能源全面入市后，绿电盈利对利用小时、市场化交易电价和消纳水平更加敏感。若风光装机继续高增但电网外送、调节电源及负荷增长不及预期，弃风弃光率可能抬升，大发时段电价折价扩大，导致绿电电量增长难以转化为收入和利润增长。

电力体制改革政策出台不及预期：若电力市场化改革推进节奏慢于预期，或机制电价、容量补偿、辅助服务收益、系统运行费用分摊等细则落地不及预期，相关资产盈利稳定性和现金流改善可能弱于判断，影响公用事业化重估逻辑兑现。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明：

国金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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员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。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号紫竹国际大厦 5 楼	地址：北京市东城区建内大街 26 号新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806

【小程序】
国金证券研究服务

【公众号】
国金证券研究