



# 公用事业及环保产业行业研究

买入（维持评级）

行业年度报告

证券研究报告

公共事业与环保组

分析师：张君昊（执业 S1130524070001）

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

联系人：唐执敬

tangzhijing@gjzq.com.cn

联系人：汪知瑶

wangzhiyao@gjzq.com.cn

## 电源侧投资开花结果，与成长风格共振

### 投资建议

- “十四五”收官大电源侧投资开始投运、进入业绩贡献阶段，结合追逐成长的宏观策略，我们从“寻找新能源&环保装机/估值弹性”，以及“寻找传统电源装机/煤价弹性”出发，在各细分板块中筛选出重点关注：装机有增量的区域性风电/区域性火电/核电水电、高比例市场煤火电、前期受减值计提影响的固废运营。建议关注绿电：云南能投、龙源电力（H）；火电：皖能电力、浙能电力；核电：中国核电。

### 投资逻辑

- 宏观展望：政策加码、寻找成长弹性。受年初以来宏观预期持续偏弱影响，“924”一揽子金融政策出台前公用事业板块涨幅靠前；9月起多项金融政策加码支持经济高质量发展，释放稳经济、稳市场、稳预期信号，带动市场风险偏好回升，业绩有确定性增量的成长风格标的有望逐步占优；此外，特朗普当选后外部环境不确定性增强，展望财政政策有望持续加力，将进一步提振市场预期、使主题投资占优，化债政策落地有望改善地方政府现金流，给 toG 业务或政府补贴占比较高的板块带来估值修复弹性。
- 基本面展望：需求支撑、供给分化、电改加速。（1）供需跟踪：需求侧看，电新产业链、汽车制造带来新型高耗能用电景气，支撑 25 年用电需求。供给侧看，1H25 支撑性电源投产有限，以华东地区为代表的省区 25 年迎峰度夏前用电高峰期电力供需或仍然偏紧。（2）电改进程：“十四五”新建火电投运、新能源装机大幅提升后，将刺激现货市场加速建设。从“价内”角度看，新能源冲击带来平均电价下降，而火电可在现货市场中赚取尖峰保供电价，新能源亦可通过长周期合约降低电价波动；从“价外”角度看，火电可通过容量补偿解决中长协电量签订不足焦虑，新能源环境价值交易的价格机制逐步理顺也有望助力解决新能源入市折价焦虑。
- 寻找新能源&环保的装机/估值弹性。
  - 思路①：关注盈利稳定、装机增长的区域性风电。推荐持续关注海风发展加速：一方面，海风全年保持较高的风速，具备成为清洁稳定电源的潜力（类核电定位）；此外，海风项目储备充足，“十五五”期间中国海上风电新增装机总规模约在 1 亿千瓦，深远海海域发展空间足。
  - 思路②：关注现金流转正、产能利用率/订单上升的固废运营。近年来占据核心城市的头部公司 CAPEX 高峰期已过，提升产能利用率尚有空间；此外，环卫市场化仍在推进，部分头部公司获取一体化大单有显著优势。
  - 思路③：化债带来的三表修复、估值弹性。一方面，A/H 股长期存在溢价，应收/市值指标来看港股排序均靠前，港股市场资产估值通常针对应收进行扣减，修复后估值弹性较大；此外，ToG 运营商涉及欠款不涉及合规性问题，减值加剧风险较低，冲回弹性相对较大。
- 寻找传统电源的装机/煤价弹性。
  - 思路①：煤电价差持平或微降的环境中寻找确定的“量增”，推荐关注本轮火电 CAPEX 落地、装机增长的区域性火电。例如，预计安徽 25 年区域供需仍然偏紧，且区域火电龙头皖能电力在建控股火电机组均有望 24 年底并网、驱动在运控股机组增长 19.2%，且将集中于 25 年释放增量。
  - 思路②：“特朗普 2.0”经贸政策下，若国际海运煤价格大幅下行，国内电煤中长协价格构成的底部支撑或被击穿，进而扩大市场煤价的下行幅度，为浙能电力、华能国际等市场煤采购占比较高的沿海火电企业带来业绩弹性。
  - 思路③：推荐关注漳州核电、大渡河水电投运的相关受益方，有望在 25-26 年释放装机弹性。

### 风险提示

- 电改进度不及预期；电力供需格局趋缓；煤价回升；新能源入市盈利下滑；化债政策落地不及预期风险等。



## 内容目录

一、宏观展望：政策加码、风格转向成长	5
1.1 2024 年回顾：9 月政策出台前宏观预期偏弱，公用板块跑赢大盘	5
1.2 2025 年展望：政策加码促内需以应对外部不确定性，风格转向成长	7
二、行业展望：需求支撑、供给释放、电改加快	8
2.1 供需：预计 25 年用电增速 5.7%，电源投产节奏不一、区域供需分化加剧	8
(1) 需求端：新型高耗能用电景气，继续支撑 25 年用电需求	8
(2) 供应端：支撑性电源渐入投产高峰，区域间供需分化加剧	9
2.2 电改：理顺“价内”，理解“价外”	12
三、寻找新能源&环保的装机/估值弹性	16
3.1 思路①：盈利稳定、装机增长的区域性风电	16
3.2 思路②：现金流转正、产能利用率/订单上升的固废运营	18
3.3 思路③：化债带来的三表修复、估值弹性	19
四、寻找传统电源的装机/煤价弹性	20
4.1 思路①：本轮火电 CAPEX 落地、装机增长的区域性火电	21
4.2 思路②：“特朗普 2.0”海运煤价若超预期下行受益的火电	24
4.3 思路③：漳州核电、大渡河水电投运的相关受益方	25
五、投资建议	28
六、风险提示	29

## 图表目录

图表 1：2024 年初至 9 月 24 日，公用事业板块跑赢大盘	5
图表 2：2024 年初至 11 月 18 日，公用事业及环保行业指数涨幅均不及沪深 300 指数涨幅	5
图表 3：市场风险偏好下沉，债券型基金份额及资产净值占比自 5M23 起持续提升	6
图表 4：1H24 类政府债净融资额同比下降（亿元）	6
图表 5：“资产荒”背景下，1Q24 长债利率快速下行、10 年 VS30 年期国债利差收窄	6
图表 6：公用事业板块近 12 个月平均股息率高于 10 年期国债到期收益率+100bp 的个股数量（个）	6
图表 7：公用事业板块具备明显的防御属性，通常在宏观预期偏弱、市场风险偏好偏低阶段跑赢大盘	6
图表 8：“特朗普 2.0”主要经济政策主张	7
图表 9：2024 年有效内需不足的环境下，出口仍是经济增长的重要支撑	7
图表 10：公用环保行业 toG 业务或收入中政府补贴占比较高的子板块应收账款周转天数上升（天）	7
图表 11：预计 2024 年“新三样”产业耗电量同比增长 910 亿千瓦时	8
图表 12：预计 24-26 年我国四大高耗能用电量增速 2.3%、2.2%、1.8%	9



图表 13:	预计 24-26 年我国全社会用电增速为 7.0%、5.7%、5.3%.....	9
图表 14:	2020~2023 年, 电源工程投资完成额年均复合增速达 32.5% .....	10
图表 15:	市场煤价回落+容量电价机制出台, 4Q23 迎来煤电项目开工潮 .....	10
图表 16:	进入 2023 年以后市场煤价回落, 火电行业亏损面大幅收窄 .....	10
图表 17:	9~10 月, 3Q22 前后开工的火电项目开始投产 .....	11
图表 18:	分区域看, 1H25 新增支撑性电源主要集中在南方及华东地区 .....	11
图表 19:	部分省区 1H25 支撑性电源增量或小于最大负荷增量, 迎峰度夏期间电力供需保持偏紧态势.....	11
图表 20:	“十四五”火电发电量或仍将增长, 但占比将加速下滑(亿千瓦时) .....	12
图表 21:	预计 25、26 年新能源装机增速下滑, 而支撑性电源装机增速提升(万千瓦, %) .....	12
图表 22:	预计 24~26 年近 6 成的用电增量将由新能源电力满足 .....	12
图表 23:	发电产能增速高于发电量增速, 24~26 年火电利用小时数将持续下降(左轴: 小时, 右轴: %) ..	12
图表 24:	火电转型依赖“以价换量”, 度电容量补偿上升至至关重要 .....	13
图表 25:	新能源电量占比提升, 自身发电成本较低优势有利于系统成本控制 .....	13
图表 26:	火电通过现货市场尖峰高电价化解新能源冲击下的“价内”风险 .....	13
图表 27:	新能源通过差价合约化解“价内”风险 .....	14
图表 28:	“价外”收益占发电侧比例将进一步提升 .....	14
图表 29:	度电口径看, 容量补偿上升对冲利用小时数下降影响 .....	15
图表 30:	环境溢价与电能量价格脱钩 .....	15
图表 31:	国网区域部分省份 1H24 绿电交易环境溢价情况 .....	16
图表 32:	绿证交易平台 11M24 第二周绿证价格情况 .....	16
图表 33:	沿海区域性风电度电盈利表现靠前 .....	16
图表 34:	风电利用率同比下降趋势有缓解迹象 .....	17
图表 35:	明阳 REIT 红土井子项目可见来风与弃电有对冲 .....	17
图表 36:	预计国内“十五五”海风年新增装机中枢将超过 20GW.....	17
图表 37:	海风全天出力, 利用小时数可逼近火电 .....	17
图表 38:	云南能投处于业绩释放高峰期 .....	18
图表 39:	新天绿能核准待开工(含海风)项目待落地 .....	18
图表 40:	中闽能源、福能股份 23 年竞配均获有控/参股项目 .....	18
图表 41:	固废运营商自由现金流转正(亿元) .....	19
图表 42:	焚烧对填埋产能做存量替代(处理能力-左轴, 吨/日; 占比-右轴, %) .....	19
图表 43:	重点新能源运营商 23 年末应收/11M24 最新市值.....	19
图表 44:	重点固废运营商 23 年末应收/11M24 最新市值.....	19
图表 45:	带补贴新能源项目补贴拖欠对 IRR 影响与降电价无异 .....	20
图表 46:	重点新能源运营商近三年累计信用减值损失/23 年利润总额.....	20
图表 47:	重点固废运营商近三年累计信用减值损失/23 年利润总额.....	20



图表 48: 1~3Q24 煤炭开采和洗选行业产能利用率较过去 2 年同期显著下降 ..... 21

图表 49: 历史上看, 迎峰度冬旺季煤价高点和次年淡季煤价低点决定次年煤价中枢..... 21

图表 50: 《山东电力市场规则(试行)》中明确了市场供需比与报价合理收益率呈反向变动关系..... 21

图表 51: 基于 2025 年市场煤价中枢下降约 50 元/吨的假设, 燃料成本下行对应的电量电价降幅约在 1~2 分/kWh ..... 21

图表 52: 24 年以来安徽省用电当月增速持续领先江浙沪和全国平均水平 ..... 22

图表 53: 皖能电力参股的中煤新集、国能神皖 24-26 年装机增量可观 ..... 22

图表 54: 新集能源在建及规划项目控股总装机规模达 532 万千瓦 ..... 23

图表 55: 陕西未来 2 年省调机组增量仅 400 万千瓦, 且 50%公司投运, 剩下为外送机组 ..... 23

图表 56: 陕西能源火电、煤炭产能集中于 24-26 年投产 ..... 24

图表 57: 中国进口液化和管道天然气合同采用以油价挂钩的定价机制为主 ..... 25

图表 58: 在煤气转换灵活的欧洲大陆, 现货气价通常不超过煤气转换经济性区间(美元/百万英热) ..... 25

图表 59: “三免三减半”+免计提乏燃料处理费, 核电投运初期度电利润可观 ..... 25

图表 60: 福清#5/#6 接续投运时期, 增厚平均度电盈利 ..... 25

图表 61: 漳州机组计划 25 年末/26 年初时点投运, 为首个完整运行年份带来更大弹性 ..... 26

图表 62: 考虑容量补偿后, 江苏市场电价年内平均降幅不超 2 分 ..... 26

图表 63: 江苏核电入市比例提升或可对冲存量市场电价格下行风险 ..... 26

图表 64: IRA 法案对核电项目的补贴支持情况 ..... 27

图表 65: IRA 法案下 PTC 价格考虑通胀而年增, Talen 核电装机预期扩大 ..... 27

图表 66: PPA 溢价与 CFE 绿色溢价预计占总收入的 40%~50% ..... 27

图表 67: 1Q24/2Q24 水电利用小时分别位于近 12 年历史同期的 18%/64%分位数 ..... 28

图表 68: 未来三年川投能源权益水电装机容量仍有增长 ..... 28

图表 69: 重点公司估值表 ..... 29



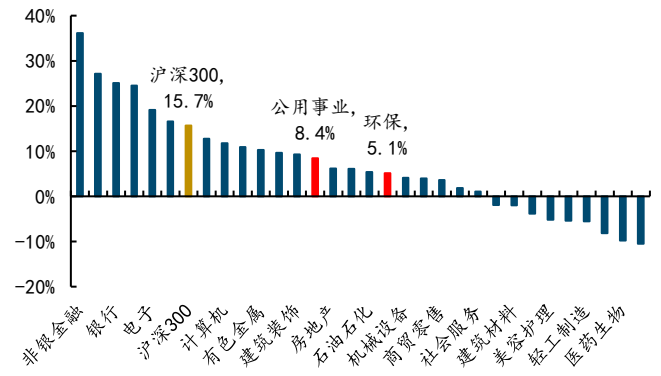
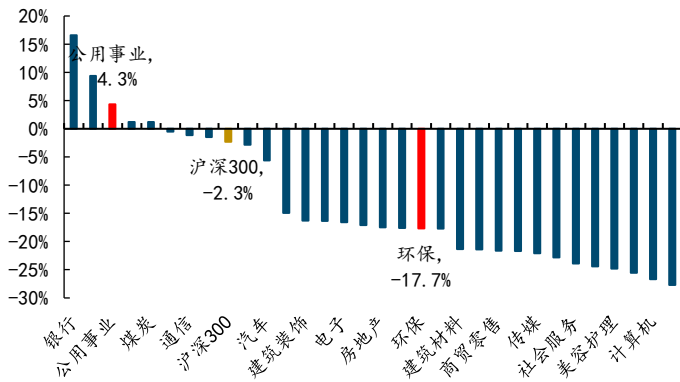
## 一、宏观展望：政策加码、风格转向成长

### 1.1 2024 年回顾：9 月政策出台前宏观预期偏弱，公用板块跑赢大盘

- 受年初以来宏观预期持续偏弱影响，“924”一揽子金融政策出台前公用事业板块涨幅靠前。2024 年年初至 9 月 24 日，申万公用事业和环保行业指数分别上涨 4.3%、下跌 17.7%，同期沪深 300 指数下跌 2.3%，公共事业板块跑赢大盘。然而“924”系列金融政策出台后，市场预期大幅改善。2024 年截至 11 月 18 日，申万公用事业和环保行业指数分别上涨 8.4%和 5.1%，同期沪深 300 指数上涨 15.7%，公用事业及环保板块均跑输大盘。

图表1：2024 年初至 9 月 24 日，公用事业板块跑赢大盘

图表2：2024 年初至 11 月 18 日，公用事业及环保行业指数涨幅均不及沪深 300 指数涨幅



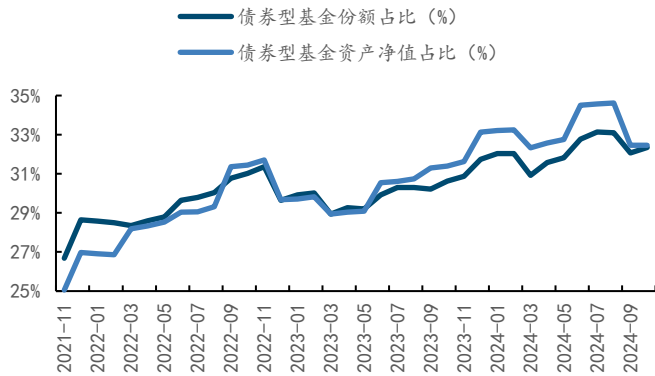
来源：iFind、国金证券研究所

来源：iFind、国金证券研究所

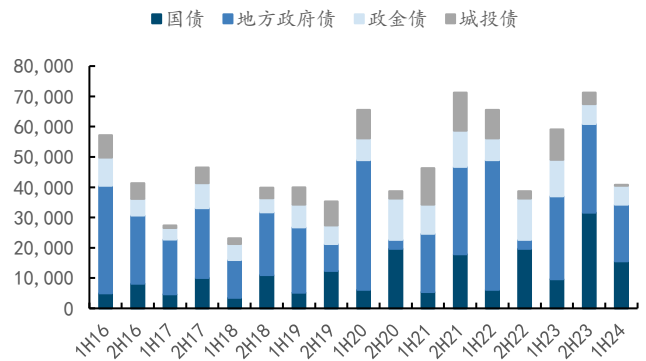
- 宏观弱预期造成债券资产荒，带动长端利率快速下行，1Q24 高股息行情强势。
- 回顾历史上的债券“资产荒”行情，均存在宏观基本面偏弱、流动性合理充裕、行业政策调整和金融机构顺周期行为等因素共同作用的特征。1Q24 金融机构欠配+居民风险偏好下沉使得非金融机构配置债券类资产的需求增加，而在“严控新增隐性债务”的指引以及 12M23 发布“47 号文”加强对高风险省份政府投资的限制下，1Q24 政府债供给收紧导致债券资产供需失衡加剧。
- “资产荒”背景下，机构采取拉久期换收益的策略，10 年期国债利率从 11M23 的 2.72% 快速下降至 4M24 低点时的 2.22%，以水电、核电为代表的低波红利资产配置性价比显现。分母端风险溢价上升+无风险利率下降的逻辑持续演绎，表现为 1Q24 红利指数相比于大盘有明显超额收益。
- 9 月多项金融政策加码支持经济高质量发展，释放稳经济、稳市场、稳预期信号，带动市场风险偏好回升。9 月 24 日国新办召开新闻发布会，央行、证监会、金融监管总局主要负责人介绍了金融支持经济高质量发展有关情况，推出了包括降准降息、降低存量房贷利率、支持资本市场结构性货币政策工具、发布促进并购重组六条举措等重磅政策，市场预期改善取得明显成效。公用事业板块具备明显的防御属性，受市场风险偏好修复影响，9 月 24 日起公用事业行业指数跑输沪深 300。



图表3: 市场风险偏好下沉, 债券型基金份额及资产净值占比自5M23起持续提升



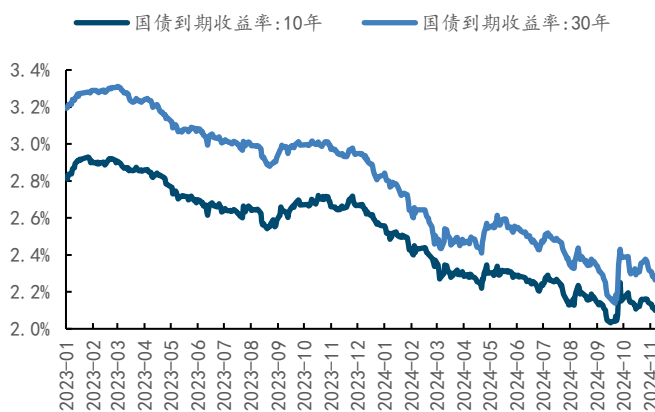
图表4: 1H24 类政府债净融资额同比下降 (亿元)



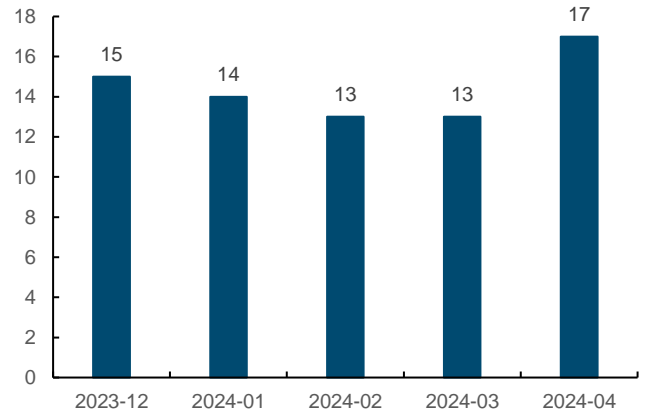
来源: iFind、国金证券研究所

来源: iFind、国金证券研究所

图表5: “资产荒”背景下, 1Q24 长债利率快速下行、10 年 VS30 年期国债利差收窄



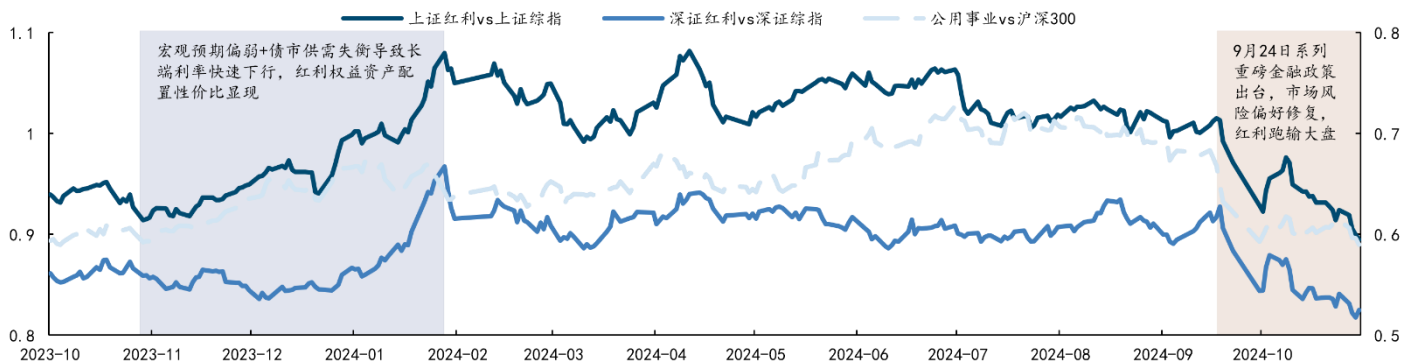
图表6: 公用事业板块近 12 个月平均股息率高于 10 年期国债到期收益率+100bp 的个股数量 (个)



来源: iFind、国金证券研究所

来源: iFind、国金证券研究所

图表7: 公用事业板块具备明显的防御属性, 通常在宏观预期偏弱、市场风险偏好偏低阶段跑赢大盘



来源: iFind、国金证券研究所。注: 三项指标分别为上证红利指数/上证综指、深证红利指数/深证综指、申万公用事业行业指数/沪深 300, 若趋势向上说明分子端指数表现优于分母端指数、也即存在超额收益



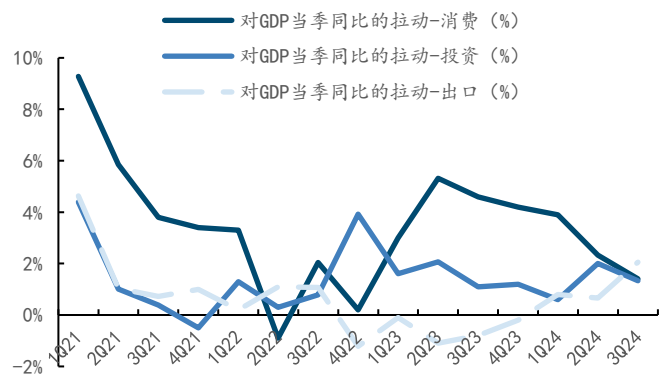
### 1.2 2025 年展望：政策加码促内需以应对外部不确定性，风格转向成长

- 特朗普当选外部环境不确定性增强，展望财政政策加力拉动内需应对外需压力。
- ✓ 在经济方面，特朗普主要政策主张为：①通过加大本土石油和天然气开采力度、削减联邦政府开支、恢复地缘政治和平等手段来降低通胀；②通过加强边境管理、加大非法移民驱逐力度来保护“美国人”的就业机会；③通过减少监管，永久性实施《减税与就业法案》、为企业和个人减税，鼓励发展加密货币、人工智能、太空技术等新兴产业等方式激发经济活力。④贸易保护主义和产业回流，即全面加征关税、保障对华战略独立、重振美国汽车工业、使关键供应链回流美国、强化“买美国货、雇美国人”政策、成为制造业大国。
- ✓ 2024 年在有效内需不足的情况下，出口仍是经济增长的重要支撑。3Q24 出口对当季 GDP 增长的拉动率达 2.1%，位列“三驾马车”之首。面对内部经济发展新旧动能转换的阶段性扰动持续存在，而外部不确定性增加的环境，还需政策加码促进内需以应对风险。11M24 全国人大常委会审议通过 3 年 6 万亿化债举措，未来财政政策重要时间窗口还需关注 12 月中央经济工作会议和来年两会。

图表8：“特朗普 2.0”主要经济政策主张

降低通胀	加大本土石油和天然气开采力度；削减联邦政府开支；减少成本高昂且繁重的法规；通过军事实力恢复地缘政治和平
反对移民	强化边境管理，加大非法移民驱逐力度来保护“美国人”的就业机会
促进经济	减少监管；永久性实施《减税与就业法案》且免除小费税；鼓励创新，发展加密货币、人工智能、太空技术等新兴产业
贸易保护	全面加征关税；保障对华战略独立；重振美国汽车工业；使关键供应链回流美国；强化“买美国货、雇美国人”政策；成为制造业大国

图表9：2024 年有效内需不足的环境下，出口仍是经济增长的重要支撑

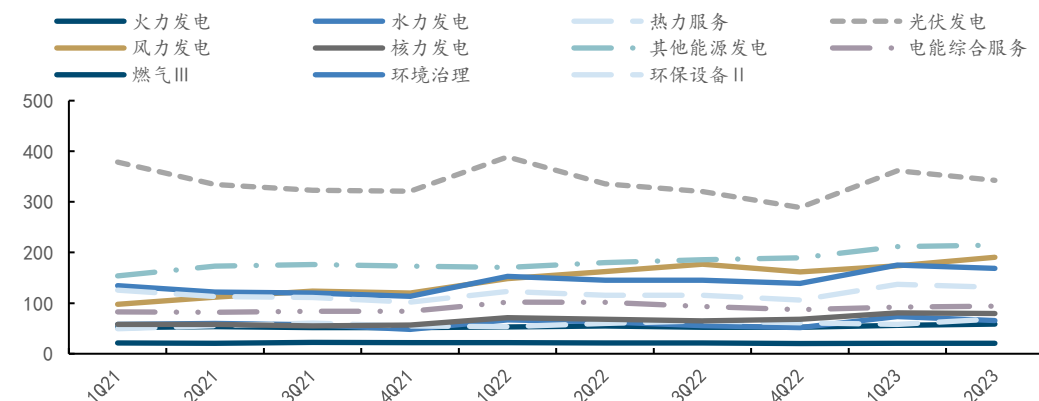


来源：《2024 Republican Party Platform》、国金证券研究所

来源：Ifind、国金证券研究所

- 政策组合拳出台提振市场预期，强预期阶段主题投资占优，建议关注化债带来的估值修复机会。公用事业及环保行业中，toG 业务或收入中政府补贴占比较高的板块虽然经营模式稳定，但在地方政府偿债压力较大、现金流承压时期积累了较高应收账款，导致资产价值被低估。化债政策落地有望改善地方政府现金流，部分资金或将用于偿还相关企业的应收账款，带来估值修复机会。

图表10：公用环保行业 toG 业务或收入中政府补贴占比较高的子板块应收账款周转天数上升(天)



来源：iFind、国金证券研究所



## 二、行业展望：需求支撑、供给释放、电改加快

### 2.1 供需：预计 25 年用电增速 5.7%，电源投产节奏不一、区域供需分化加剧

(1) 需求端：新型高耗能用电景气，继续支撑 25 年用电需求

- 以“新三样”为代表的新能源产业发展拉动了 2023-2024 年用电量的快速提升。
- ✓ 一方面，新能源汽车所用动力电池以及光伏设备制造拉动了电气机械和器材制造业用电量 2023、1-9M24 分别高增 29%、19%；另一方面，电池、光伏产品生产所需的石墨、光伏玻璃的产业链则属于四大高耗能产业之一的非金属矿物制品业，新能源车和相关的充电装置所需要的铜、铁、铝等金属属于四大高耗能中的黑色和有色金属压延加工业，驱动四大高耗能 2023 年、1-9M24 用电量同比分别增长了 5%、3%。
- ✓ 经过测算，我们预计 2023 年“新三样”的发展共新增耗电约 1147 亿千瓦时、增速约 59%、对 2023 年工业用电量的新增贡献率达 30%；若假设 24 年各行业用电全年增速与 1-9M24 或 1-10M24 保持一致，则预计 2024 年“新三样”共新增耗电约 910 亿千瓦时、增速约 29%、对 2024 年工业用电量的新增贡献率达 25%。

图表11：预计 2024 年“新三样”产业耗电量同比增长 910 亿千瓦时

新能源产业链环节	该环节产量	用电量测算依据	用电量测算结果
动力和储能电池	磷酸铁锂电池	① 耗材部分：已知生产 1MWh 磷酸铁锂电池消耗磷酸铁锂正极材料 2.35 吨、石墨 1.4 吨、电解液 1.4 吨；生产磷酸铁锂电池正极产品耗电 5600 千瓦时/吨；生产石墨耗电 14000 千瓦时/吨；生产锂离子电池电解液耗电 191 千瓦时/吨； ② 生产环节：已知生产 1kW·h 锂离子电池耗电 30-55 千瓦时	1-10M23 耗电 314.57 亿千瓦时、1-10M24 耗电 468.65 亿千瓦时
	三元材料电池	① 耗材部分：已知生产 1MWh 三元锂电池消耗三元正极材料 1.65 吨、石墨 1.094 吨、电解液 0.85 吨；生产三元材料电池正极产品耗电 10500 千瓦时/吨；生产石墨耗电 14000 千瓦时/吨；生产锂离子电池电解液耗电 191 千瓦时/吨； ② 生产环节：生产 1kW·h 锂离子电池耗电 30-55 千瓦时	1-10M23 耗电 145.56 亿千瓦时、1-10M24 耗电 169.58 亿千瓦时
光伏组件	光伏电池	已知从石英矿（硅材料）到光伏组件直接能耗为 0.4 度/瓦	1-9M23 耗电 1537.2 亿千瓦时、1-9M24 耗电 1912.4 亿千瓦时
新能源车	整车制造环节	已知新能源整车制造用电量 2023 年 413949 万千瓦时，按比例测算则 1-10M23、1-10M24 分别耗电 306769、433982 万千瓦时	1-10M23 耗电 30.7 亿千瓦时、1-10M24 耗电 43.4 亿千瓦时
	耗材环节	① 耗材部分：1) 用铜量：已知纯电动车耗铜 83kg/辆、混合电动车 60kg/辆、交流充电桩 4kg/个、直流充电桩 70kg/个，根据 ifind 披露混合电动和纯电动车销量以及直流交流充电桩数量加权平均得出 1-10M23 年单车用铜量 76.3kg、单台充电桩用铜 32.8kg，1-10M24 年单车用铜量 73.8kg、单台充电桩用铜 33.1kg；2) 用铝量：已知充电桩耗铝 2kg/个，2020 年纯电动耗铝 157.9kg/辆、混合电动耗铝 198.1kg/辆，同 1) 方法加权平均得出单车	1-10M23 耗电 232.3 亿千瓦时、1-10M24 耗电 328.6 亿千瓦时





252.5 万个、  
1-10M24 有 339 ②  
万个

耗铝 165.28kg;3)用钢量:已知新能源单车用钢 1.5-2 吨,取平均值 1750kg  
单位耗材用电:已知生产钢耗电为 1.05 度/kg;根据 ifind 披露生产钢材  
和铝用电量及钢材、铝产量相除得出 2023 年钢耗电 0.44 度/kg、铝 14.02  
度/kg, 2024 年受数据披露限制、沿用 2023 年单位耗电量

合计

假设 24 年全年增速与 1-9M24/1-10M24 保持一致

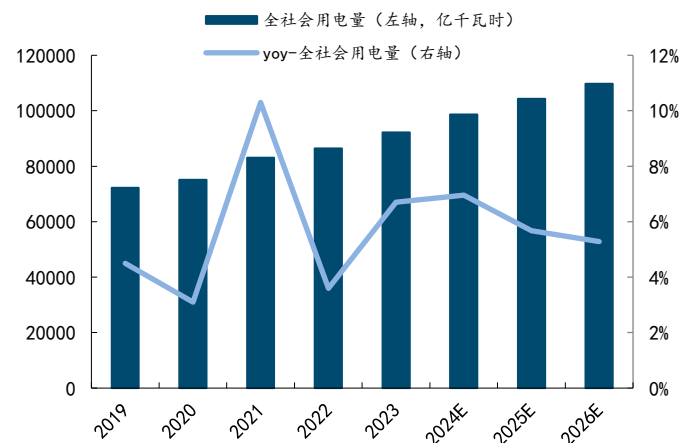
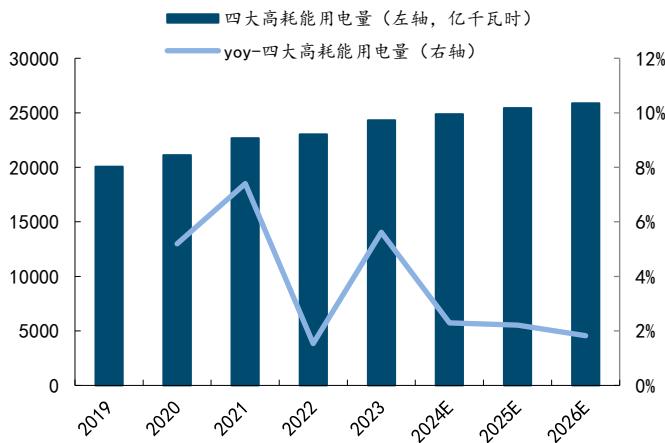
预计 24 年合计用电量  
增长约 910 亿度

来源:富临精工公司公告、《锂离子电池正极材料单位产品能源消耗限额及计算方法》、北极星储能网、中证网、《川发改环资函〔2023〕218号》、《Energy consumption of current and future production of lithiumion and postlithiumion battery cells》、阳光工匠光伏网公众号、《锂离子电池正极材料单位产品能源消耗限额及计算方法》、SMM、金融界、国际铝协、东方财富网、BT 财经、中国矿山设备网、中国钢铁新闻网、ifind、国金证券研究所

- 鉴于“新三样”目前仍有政策支持和长期需求支撑,预计仍将成为 25-26 年高耗能用  
电、以及工业整体用电增长的重要驱动力。我们的模型预计,24-26 年我国四大高耗  
能 24-26 年用电量增速 2.3%、2.2%、1.8%,二产用电量增速 5.6%、3.7%、3.4%,全  
社会用电增速预计为 7.0%、5.7%、5.3%。

图表12: 预计 24-26 年我国四大高耗能用  
电量增速 2.3%、  
2.2%、1.8%

图表13: 预计 24-26 年我国全社会用电增速为 7.0%、  
5.7%、5.3%



来源: Ifind、国金证券研究所

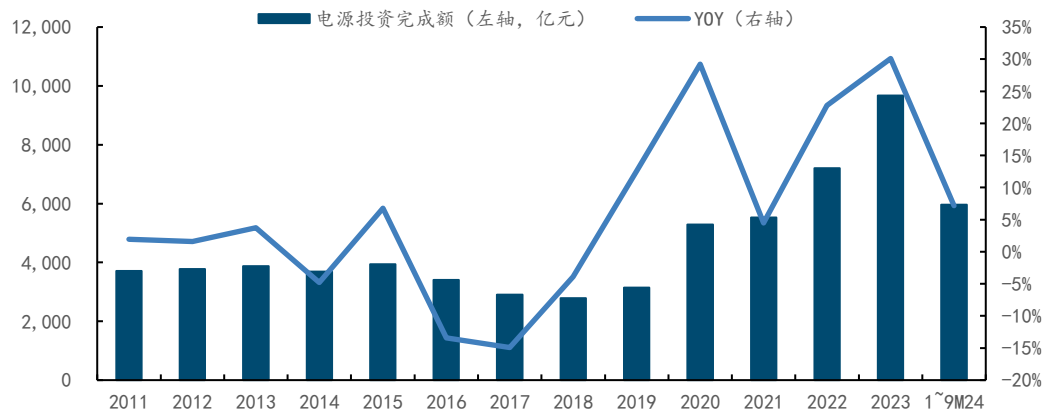
来源: Ifind、国金证券研究所

(2) 供应端: 支撑性电源渐入投产高峰, 区域间供需分化加剧

- 在国家能源转型的“双碳”目标以及地方电力保供的责任驱动下, 2020~2023 年, 我国电源投资完成额年均负荷增速高达约 32.5%。高投资即将转化为实物量落地, 各电源类型装机容量均将迎来增长。



图表14: 2020~2023年, 电源工程投资完成额年均复合增速达32.5%

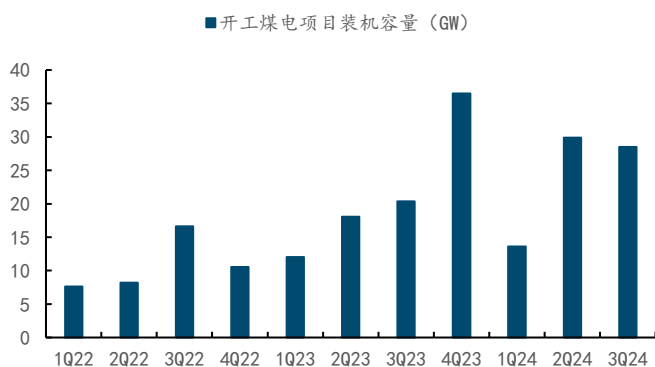


来源: iFind、国金证券研究所

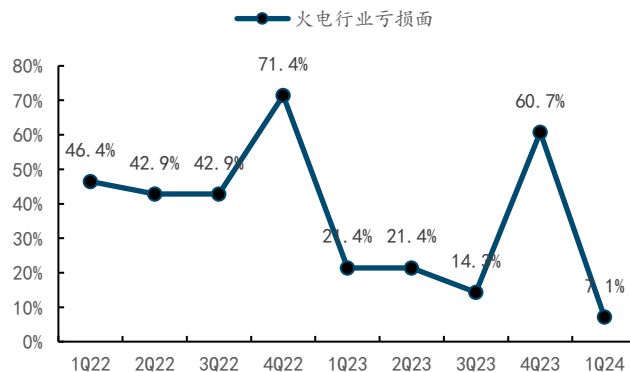
- 其中, 2022年国家有关部门提出煤电“3个8000万”目标, 即“2022、2023年煤电各开工8000万千瓦、两年投产8000万千瓦”。根据我们统计的项目开工信息, 2022年火电项目实际开工量不及预期, 而2023年煤电项目开工量超过80GW, 预计将从2025年起陆续进入投产期。
- ✓ 3Q22电力行业在“缺电”背景下迎来一次“保供”社会责任驱使下的煤电项目开工小高峰, 但4Q22市场煤价仍然居高不下导致行业经营承压, 火电企业主观建设积极性不足致使开工量回落。2023年年初以来市场煤价持续回落, 带来火电企业对于煤电项目的短期投资收益预期改善。受春节假期和公共卫生事件影响, 并考虑到市场煤价仍处在1000元/吨以上的历史高位, 1Q23开工量尚未表现出明显反应; 直至2Q23市场煤价加速下跌后, 火电迎来开工量的第一次显著提升, 且在3Q23保持了稳中有升的态势。11M23, 国家发改委和能源局出台《关于建立煤电容量电价机制的通知》, 给予了能够体现煤电对电力系统的支撑调节价值的价格机制, 增强了火电企业对于投资建设煤电项目回收合理回报的长期信心, 4Q23煤电开工节奏年内第二次提速。

图表15: 市场煤价回落+容量电价机制出台, 4Q23迎来煤电项目开工潮

图表16: 进入2023年以后市场煤价回落, 火电行业亏损面大幅收窄



来源: 北极星、国金证券研究所等



来源: iFind、国金证券研究所

- 根据火电项目开工时间节点和建设工期推算, 1H25支撑性电源投产有限。
- ✓ 根据电规总院编著的《火电工程限额设计参考造价指标(2023版)》, 2X66万千瓦煤电机组新建/扩建工程工期(从主厂房开工到完成168小时试运行)分别需要26/24个月, 2X100万千瓦煤电机组新建/扩建工程工期分别为29/27个月, 2X400MW级和2X600MW级燃机新建工程工期分别为23和24个月。基于此, 可以推测计划于1H25投产的煤电项目大多开工于4Q22~1Q23; 然而由图表11可知, 4Q22~1Q23煤电项目开工量有限。
- ✓ 此外, 据北极星电力网不完全统计, 3Q24全国共有145个火电项目在各地拟建/在建/投产。火电设备厂商订单饱满、施工资源需求大幅增加, 或使得建设工期有所延长。



从9~10M24全面建成投产的火电项目来看，除四川的资阳燃气电厂、浙江的舟山电厂三期和安徽的板集电厂二期在计划工期内完成了建设外，其余项目均出现小幅延期。但考虑到部分项目举办开工仪式时间和主厂房实际土建开工时间存在偏差，不排除统计偏差的可能。

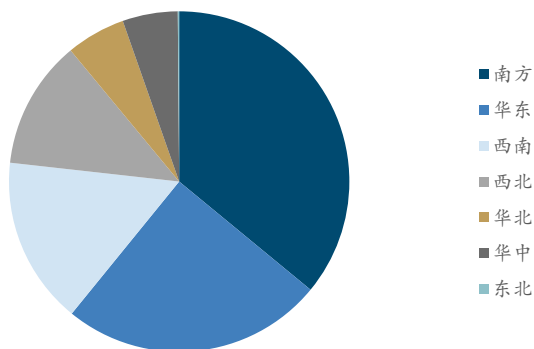
图表17: 9~10月, 3Q22前后开工的火电项目开始投产

类型	省份	火电项目	开工日期	全面投产日期	建设工期(月)
燃气	四川	川投资阳 2*700MW 燃气-蒸汽联合循环热电联产项目	2022/9/16	2024/9/16	24
燃煤	安徽	中煤新集板集电厂二期 2*660MW 项目	2022/9/28	2024/9/30	24
燃气	广东	国能惠州二期 2*500MW 燃气热电联产项目	2022/9/28	2024/10/18	25
燃煤	浙江	国能舟山电厂三期 2*660MW 扩建工程	2022/10/28	2024/10/22	24
燃气	广东	深圳能源东部电厂二期 2*700MW 项目	2022/10/12	2024/10/23	25
燃煤	江西	大唐江西新余二期异地扩建 2*1000MW 燃煤发电项目	2022/6/27	2024/10/24	28

来源: 北极星电力网、国金证券研究所

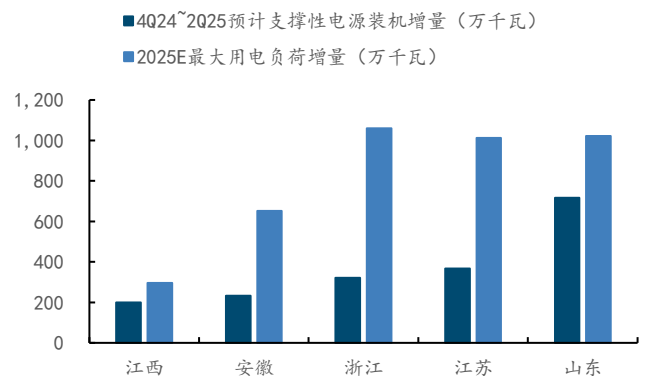
- ✓ 分区域看, 预计于1H25投产的火电机组主要集中在南方和华东地区。其中, 广东约1100万千瓦、安徽约132万千瓦、江苏约346万千瓦、浙江约100万千瓦、重庆约330万千瓦。部分省区25年迎峰度夏前支撑性电源投产量或小于最大用电负荷增量, 导致2025年夏季用电高峰期电力供需或仍然偏紧。

图表18: 分区域看, 1H25新增支撑性电源主要集中在南方及华东地区



来源: 北极星、国金证券研究所等

图表19: 部分省区1H25支撑性电源增量或小于最大负荷增量, 迎峰度夏期间电力供需保持偏紧态势

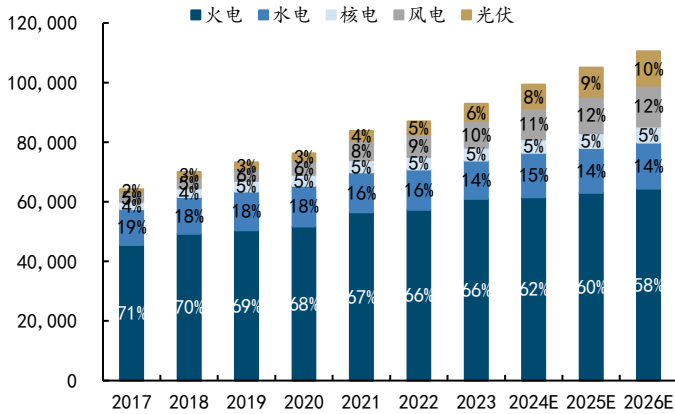


来源: 北极星、国金证券研究所等。注: 2025年最大用电负荷增量采用过去3年各省最大用电负荷CAGR线性外推估算。

- 预计未来两年, 新能源与支撑性电源装机增速趋势相反。考虑到24、25年为“十四五”收官的关键节点, 预计新能源装机增量将维持在约300GW的规模, 但存量装机规模的扩大将导致其装机增速持续下滑。与新能源装机增速的变化趋势相反, 25、26年将迎来支撑性电源的投产高峰期, 火电+核电装机增速逐年提升。虽然从2027年起, 火电装机增速或有所回落, 但“十四五”核电审批重启后新开工的核电项目将于“十五五”进入平稳投产期, 核电接续火电有望维持支撑性电源供应量的增长。

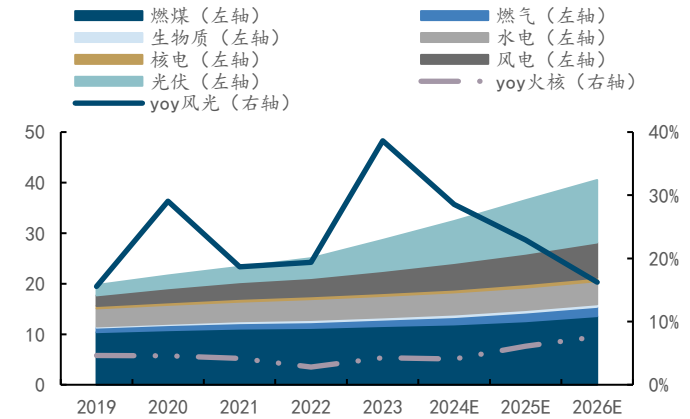


图表20：“十四五”火电发电量或仍将增长，但占比将加速下滑（亿千瓦时）



来源：iFind、中电联、国金证券研究所

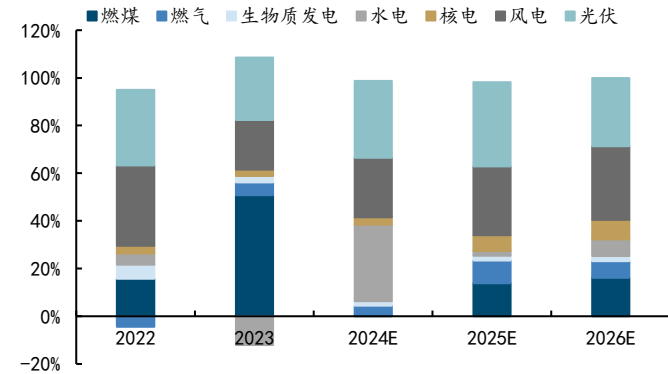
图表21：预计25、26年新能源装机增速下滑，而支撑性电源装机增速提升（万千瓦，%）



来源：iFind、中电联、国金证券研究所

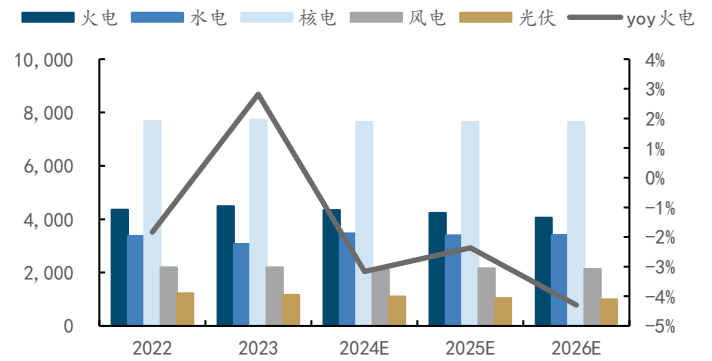
- 未来两年约6成的增量用电需求将由新能源电力满足，火电电量增长空间有限。基于24~26年新能源分别新增装机约300/310/270GW、平均利用小时数分别为1531/1462/1409的假设，未来三年近6成的增量用电需求将由新能源发电量的增长满足；剩余4成由水电、火电、核电三类常规能源瓜分。而核电、水电均属于清洁能源消纳顺序靠前，火电作为满足边际需求的调节性电源，发电量增长空间有限。
- 发电产能增速高于发电量增速，24~26年火电利用小时数将持续下降。24年受来水偏丰、水电大发影响，预计全年火电利用小时数将下降3.2%；然而8M24起来水转枯、预计25年水电增量贡献率回落，但2H25火电项目将进入密集投产期，预计利用小时数将下降约2.4%；26年火电装机增量进一步增长，摊低利用小时数至下降约4.3%。

图表22：预计24~26年近6成的用电增量将由新能源电力满足



来源：中电联、国家能源局、国金证券研究所等

图表23：发电产能增速高于发电量增速，24~26年火电利用小时数将持续下降（左轴：小时，右轴：%）



来源：中电联、国家能源局、国金证券研究所等。注：除火电外其他电源利用小时数均为假设值，火电发电量为全社会用电量减去其他电源发电量产生的倒挤值，火电利用小时数由发电量/装机容量计算得出。

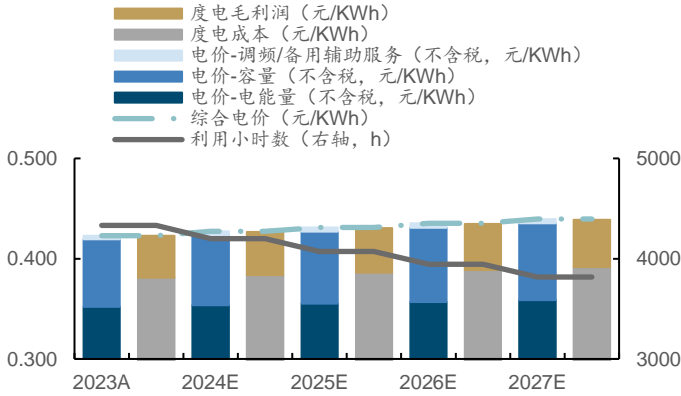
## 2.2 电改：理顺“价内”，理解“价外”

- 能源转型推高系统成本上升，有阶段性控制方案。“十四五”新建火电投运、新能源装机大幅提升后，预计刺激现货市场加速建设，推动电改整体进度。现货市场运行有助于挤出高成本电源电量、引入低成本电源电量、降低平均电量电价，作为系统成本上升过程中的抵减项。年内我们发布的《电力现货市场为何重要？》一文中基于山东省当前电力结构展开了测算：
- ✓ 结论（1）：火电以控制单KW毛利不变为目标，利用小时年降100h需综合电价上涨4厘（电量电价+1厘、容量电价+3厘）



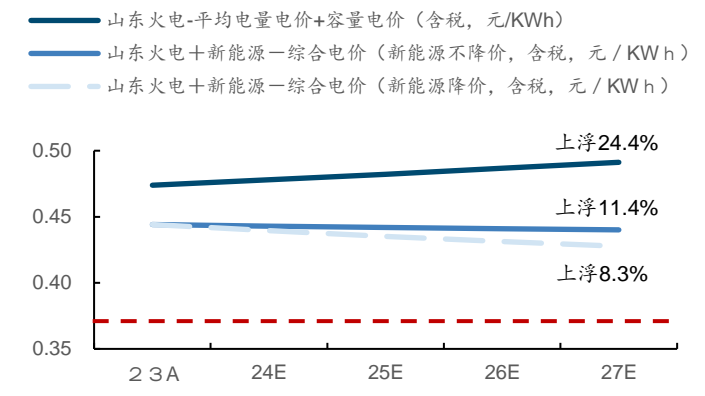
- ✓ 结论 (2): 新能源电量占比由 23 年的 17.8% 升至 27 年的 28.4%，即使维持新能源上网电价不变，火电+新能源综合电价（考虑火电容量电价和辅助服务收益后）仍可实现逐步下降。基于终端用户电价不变目标下，为消化输配电改革(逐步转向容量收费)、环境溢价支付等其他增量成本做好准备。

图表24: 火电转型依赖“以价换量”，度电容量补偿上升至关重要



来源：山东省发改委、中电联、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》、兰木达电力现货、国金证券研究所

图表25: 新能源电量占比提升，自身发电成本较低优势有利于系统成本控制



来源：山东省发改委、中电联、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》、兰木达电力现货、国金证券研究所 注：新能源降价指 24~27 年采用 0.316 元/KWh

- 理顺“价内”：火电受益于尖峰电价、新能源受益于长周期合约。新能源冲击带来平均电价下降，火电赚取尖峰保供电价、新能源通过长周期合约降低电价波动。
- ✓ 从广东现货运行来看：电网代购用户价格敏感度低、峰值负荷需求旺盛，抬高现货偏差电量均价使其高于月度均价，表明负荷曲线陡峭地区在高价时段有利可图。
- ✓ 从部分省份新能源差价合约规则来看：新能源入市配套类 CFD 机制已自下而上得到实践，合约价参考燃煤基准价、价差处理考虑项目间差异、价差支付/受益方明确为市场电力用户。但 CFD 有效期、CFD 自愿原则尚未体现，我们认为合约长有效期带来的电价波动性降低比合约补偿效果本身更重要。

图表26: 火电通过现货市场尖峰高电价化解新能源冲击下的“价内”风险

单位：元/KWh	1H23	23A	1H24	1H24VS 1H23 (%)
广东电力市场交易电量				
市场代购机组上网电量-价格接受者均价 (电网代购)				
市场交易机组上网电量-直接参与市场均价				
基数电量+代购电量均价 (电网代购)	0.506	0.503	0.437	-13.7%
基数电量均价		0.417	0.427	
代购电量均价		0.543	0.458	
直接交易电量均价				
中长期电量均价	0.545	0.540	0.454	-16.7%
a) 年度交易电量均价	0.547	0.545	0.464	-15.2%
b) 月度交易电量均价	0.534	0.509	0.438	-18.0%
c) 周及多日交易电量均价	0.537	0.579	0.532	-1.0%
现货偏差电量均价(发电侧口径, 含电网代购)	0.603	0.587	0.446	-26.1%
绿电交易电量均价	0.535	0.531	/	

来源：广东电力市场交易中心、北极星电力网、国金证券研究所 注：均为电源结算口径



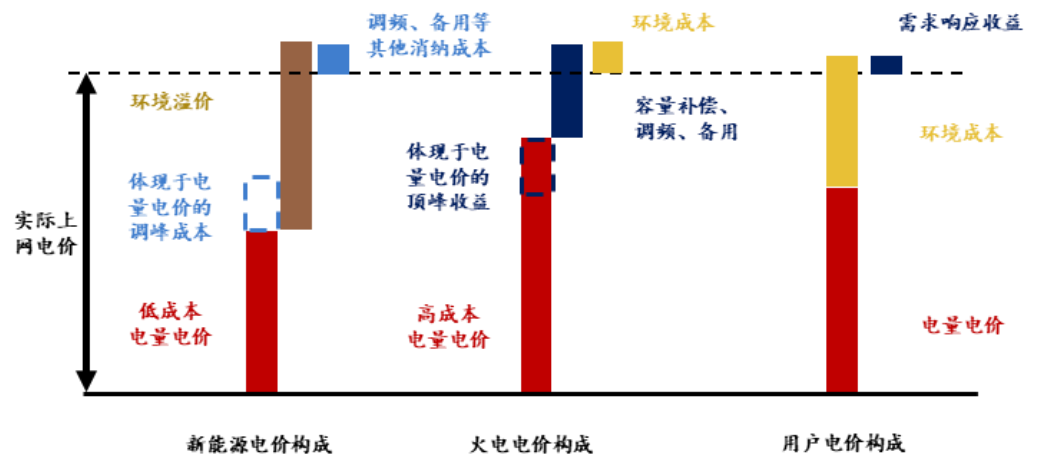
图表27：新能源通过差价合约化解“价内”风险

	差价合约量/合约比例	合约价格	合约价差	合约价差支付/获益方
新疆	平价项目全部实际上网电量	0.262 元/KWh (高于燃煤基准价 0.25 元/KWh)	(1) 新能源项目实际交易价 > 市场均价: 0.262-实际交易价 (2) 新能源项目实际交易价 < 市场均价: 0.262-市场均价 (市场均价取年度直接交易均价)	大工业用户
广西	保障收购以外全部实际上网电量	0.38 元/KWh (低于燃煤基准价 0.42 元/KWh)	(1) 市场均价 > 0.38, 即溢价回收: (0.38-市场均价) * Kc, Kc 最小取 0.9 (2) 市场均价 < 0.38, 即折价补偿: (0.38-市场均价) * Kc, Kc 最大取 1.1 (Kc 反映新能源项目与市场均价关系)	全部工商业用户
广东	设置合约比例: 实际上网电量的 90% (广东省称为基数合约)	不含补贴的批复电价	不含补贴的批复电价-新能源项目实际交易价	全部工商业用户
云南	设置合约比例: 区分全容量并网时点 (早并网合约比例 > 晚并网)、区分风/光 (光伏合约比例 > 风电)	燃煤基准价	燃煤基准价-新能源项目实际交易价	全部工商业用户

来源: 各地发改委、国金证券研究所

- 理解“价外”: 火电受益于容量补偿、新能源受益环境溢价。容量补偿解决火电中长期电量签订不足焦虑。
- ✓ 短期看, 火电调峰“价外”收益仍存在。东北火电多为热电联产, 多数机组早在“十三五”积极完成了三改联动, 调峰市场活跃带来调峰收益同比还有增长, 具有独特性。全国来看, 196 号文后调峰收益有所下降。
- ✓ 长期看, 火电“价外”收益主要是容量补偿。山东省内容量补偿方案或对部分火电利用小时数已经较低省份具有借鉴意义, 容量补偿机制是解决中长期电能市场 (年度/月度) 恐慌性低价锁量的较优选择。

图表28：“价外”收益占发电侧比例将进一步提升



来源: 北京电力交易中心、国金证券研究所



图表29：度电口径看，容量补偿上升对冲利用小时数下降影响

初始利用小时数 (h)	利用小时数变化 (h)	容量补偿上升对应度电变化	
		100 升至 165 元/KW	100 升至 330 元/KW
4700	维持	0.014	0.035
	-50	0.014	0.050
	-100	0.015	0.050
4500	维持	0.014	0.037
	-50	0.015	0.052
	-100	0.015	0.053
4300	维持	0.015	0.038
	-50	0.016	0.054
	-100	0.016	0.055
4100	维持	0.016	0.040
	-50	0.016	0.057
	-100	0.017	0.058

来源：中电联、国家发改委、国金证券研究所

- 理解“价外”：新能源环境价值交易的价格机制初步理顺，环境价值不设价格限制、不参与峰谷调节。
- ✓ 绿电交易：明确电能量/环境价值分割，绿电交易结算均价=电能量价格+绿证价格（双边协商中，绿证价格≠绿证市场交易价）国网绿电交易 24 修订稿中仅针对电能量提及价格约束，意味着沿海新能源参与绿电交易所得环境溢价或不受差价合约影响。
- ✓ 绿电 VS 绿证：绿证供给侧“放水”背景下，绿电交易产生的环境溢价仍大幅高于绿证，反映出口企业对绿电直接交易凭证的客观需求，市场供需紧平衡。

图表30：环境溢价与电能量价格脱钩

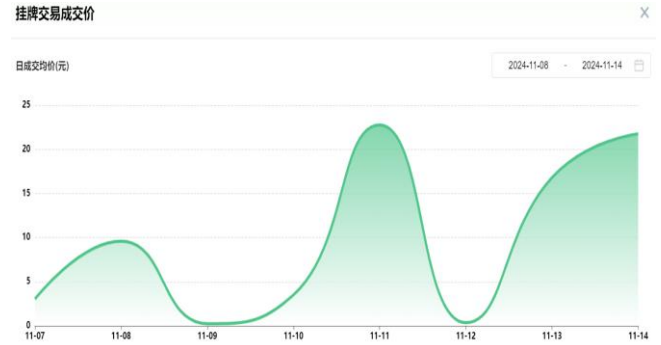
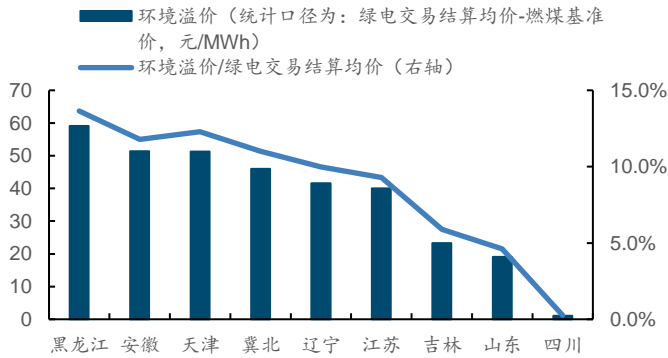
日期	政策名称	政策内容
9M24	《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》	(1) 明确绿证有效期为两年 (2) 绿证既可单独交易；也可随可再生能源电量一同交易，并在交易合同中单独约定绿证数量、价格及交割时间等条款。现阶段绿证仅可交易一次
7M24	《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》	(1) 不得以绿电名义，组织以变相降价为目的的专场交易 (2) 鼓励签订多年期绿电中长期合同
9M24	《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（2024年修订稿）》	(1) 分布式发电由聚合商代理参与绿电交易 (2) 绿电交易合同的购方、售方仅可分别转让一次 (3) 环境价值不纳入峰谷分时机制及力调电费结算，不设置价格上下限 (4) 提供绿电交易凭证

来源：国家发改委、北京电力交易中心、国金证券研究所



图表31：国网区域部分省份1H24绿电交易环境溢价情况

图表32：绿证交易平台11M24第二周绿证价格情况



来源：颯合科技、国金证券研究所

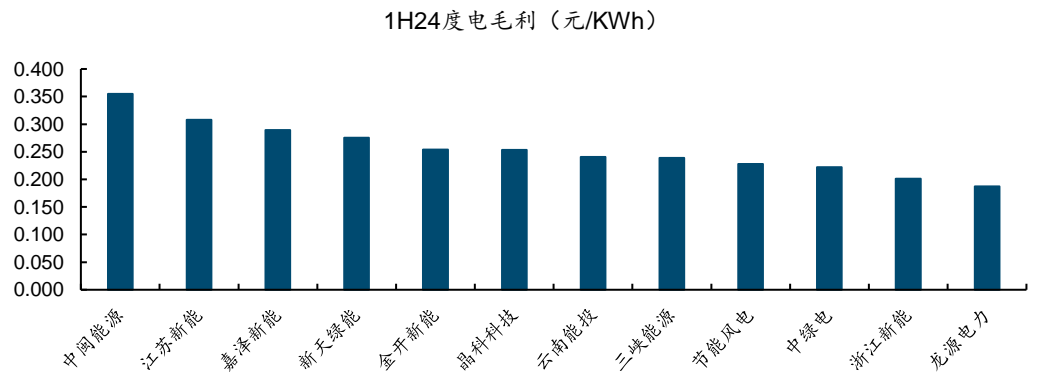
来源：中国绿色电力证书交易平台、国金证券研究所

### 三、寻找新能源&环保的装机/估值弹性

#### 3.1 思路①：盈利稳定、装机增长的区域性风电

- 沿海区域性风电运营商度电盈利更可观。横向比较1H24主要运营商的度电毛利情况可见：区域性运营商表现总体上好于全国布局运营商，体内含光伏资产的盈利表现总体稍弱于纯风电运营商，存量带补贴项目规模较大的中闽能源、江苏新能盈利排名靠前。

图表33：沿海区域性风电度电盈利表现靠前



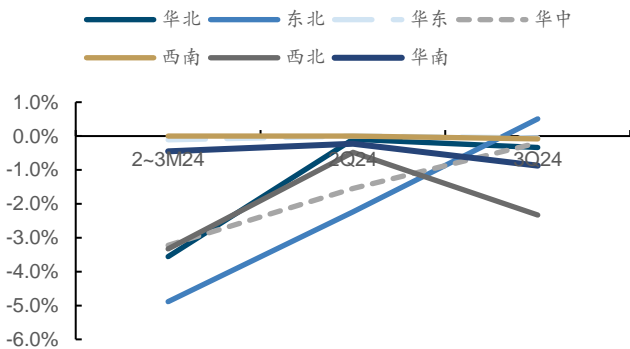
来源：各公司公告、国金证券研究所

- 风电利用率同比下降趋势有缓解迹象，或因来风较差减轻了电网收购压力。其中，东北、华中地区消纳情况逐季改善；西南地区没有进一步恶化；其余地区2Q24环比改善但3Q24继续恶化。由于2024全国风资源普遍较差，我们判断出力降低或减轻了电网收购压力、对消纳率改善起到了正面作用，来风与弃电的对冲将平抑出力波动。该结论在明阳REIT内蒙红土井子项目中也得到了验证。

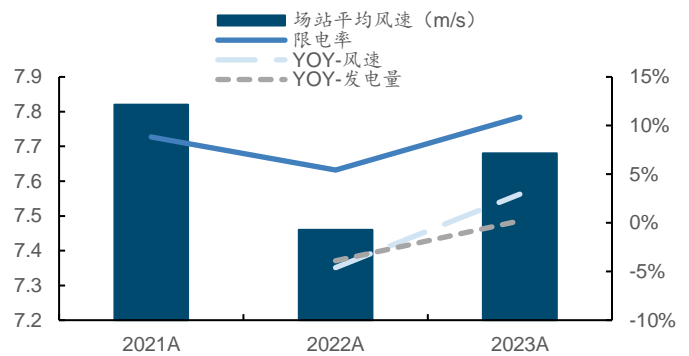




图表34: 风电利用率同比下降趋势有缓解迹象



图表35: 明阳REIT红土井子项目可见来风与弃电有对冲

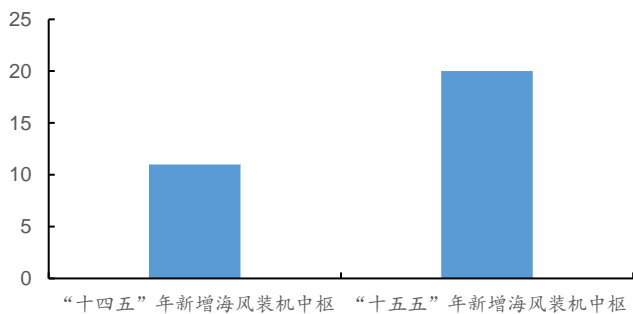


来源: 全国新能源消纳预警平台、国金证券研究所

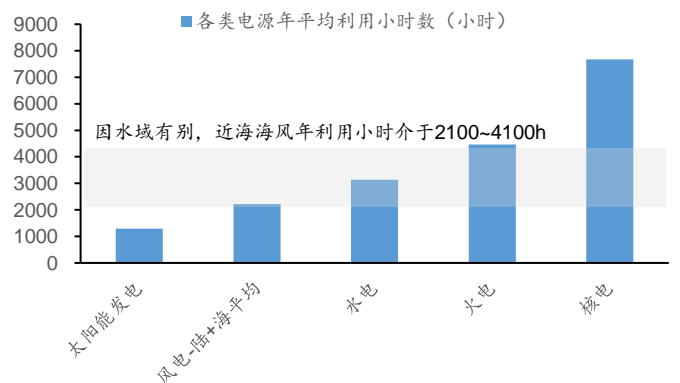
来源: 明阳智能新能源REIT招募说明书、国金证券研究所

- 持续关注海风发展加速。
- ✓ 禀赋视角看: 海风为优质电源。不同于陆风利用效率最高的时段集中在冬春两季、光伏集中在夏秋两季, 海风全年保持较高的风速, 具备成为清洁稳定电源的潜力(类核电定位)。
- ✓ 海风项目储备充足, 深远海空间开启。据CWEA统计, “十四五”期间中国沿海省份海上风电规划容量约5000万千瓦, “十五五”期间中国海上风电新增装机总规模约在1亿千瓦, 其中很大比例的项目将位于深远海海域。上海本年度海风竞配方案5.8GW中深远海项目占到4GW, 结合10M24《美丽上海建设三年行动计划(2024—2026年)》提到启动实施百万千瓦级深远海海上风电示范项目, 深远海开发加速。

图表36: 预计国内“十五五”海风年新增装机中枢将超过20GW



图表37: 海风全天出力, 利用小时数可逼近火电



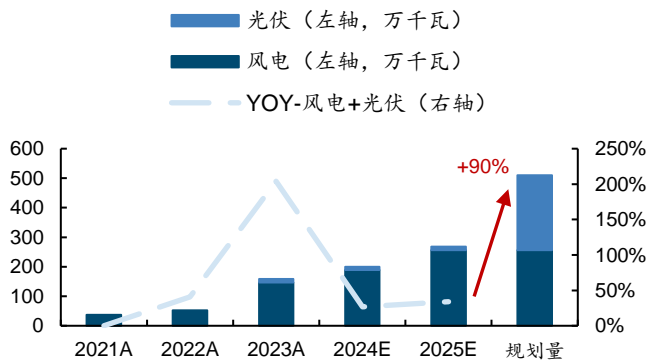
来源: CWEA、北极星风力发电网、《我国海上风电区域开发方案浅析》、国金证券研究所

来源: CWEA、北极星风力发电网、《我国海上风电区域开发方案浅析》、国金证券研究所

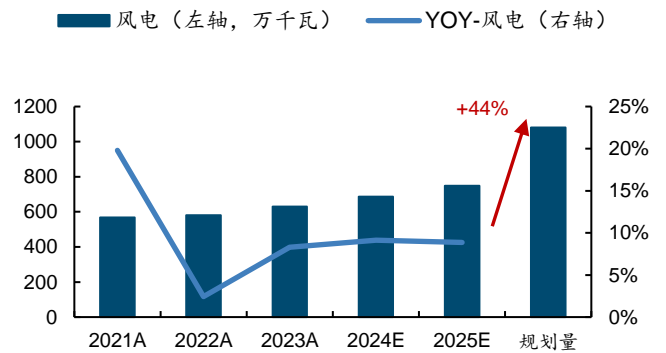
- 云南能投: 前者因永宁、金钟一/二期项目的陆续并网, 正处业绩高增阶段, 往25年看存量风场67万千瓦扩建项目继续贡献近35%装机增速; 静待集团光伏资产注入及“十四五”光伏开发目标的后续进展。
- 新天绿能(A+H): 转向纯风电开发, 核准待开工项目近11GW(弹性44%); 伴随河北海风规划出台, 3M24公司山海关海风一期50万千瓦平价项目获核准。
- 中闽能源&福能股份: 23福建海风竞配项目中有一半于24年内获核准, 11M24福建新一批2.4GW海风竞配项目放出。



图表38: 云南能投处于业绩释放高峰期



图表39: 新天绿能核准待开工 (含海风) 项目待落地



来源: 云南能投公司公告、国金证券研究所

来源: 新天绿能公司公告、国金证券研究所

图表40: 中闽能源、福能股份 23 年竞配均获有控/参股项目

项目	投资主体	最新进展	装机容量 (万千瓦)
长乐 B 区 (调整) 项目	华电集团 (实际调为福建投资集团, 转至中闽能源)	6M23 中选为首次披露业主	10
长乐外海 I 区 (南) 项目	福建投资集团&国投电力	6M23 中选为首次披露业主	30
长乐外海 J 区项目	福建投资集团 (实际调为福能海韵, 福能控股 80%、三峡参股 20%)	8M24 核准	65
长乐外海 K 区项目	三峡&福能股份 (实际调为华电集团全资)	8M24 核准	55
莆田湄洲湾外海项目	三峡&福能股份	6M23 中选为首次披露业主	40
长乐外海 D、E 区海上试验风电场项目	华电新能源集团股份有限公司持股 47%, 福建省亿力集团有限公司持股 38%	1M24 核准	41

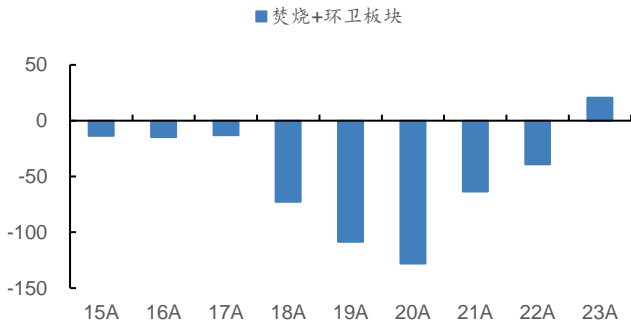
来源: 福建省发改委、国际能源网、国金证券研究所

### 3.2 思路②: 现金流转正、产能利用率/订单上升的固废运营

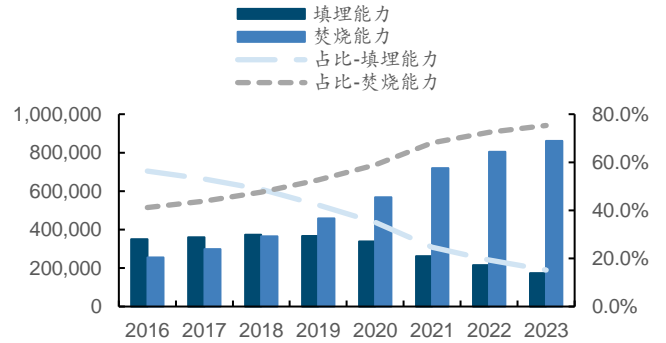
- 板块自由现金流转正, CAPEX 高峰期已过。近年来占据核心城市的头部公司投资放缓, 提升产能利用率尚有空间。超前规划、源头减量、收运能力不足等背景下 E20 统计目前垃圾焚烧平均产能利用率仅约 60%。当前各地填埋场陆续“封场”, “零填埋”规划下填埋产能绝对值、占比均快速下降, 跨区协同、翻烧等措施下产能利用率有望提升。
- 环卫市场化仍在推进, 头部公司获取一体化大单有显著优势。



图表41: 固废运营商自由现金流转正 (亿元)



图表42: 焚烧对填埋产能做存量替代 (处理能力-左轴, 吨/日; 占比-右轴, %)



来源: ifind、国金证券研究所

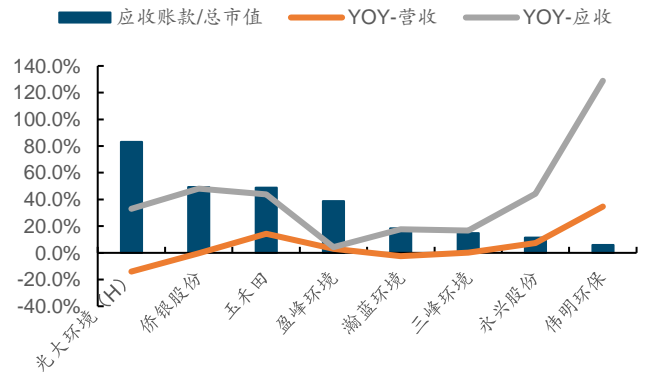
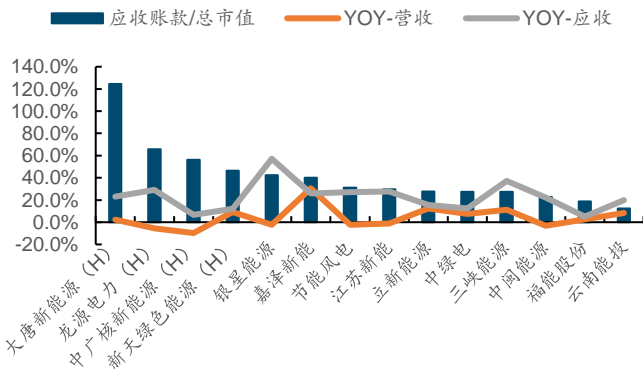
来源: ifind、国金证券研究所

### 3.3 思路③: 化债带来的三表修复、估值弹性

- 资产负债表修复, 港股估值弹性更大。受应收拖累, 港股运营商普遍估值更低。
- ✓ 营收增速 VS 应收增速: 应收增速普遍超营收增速, 反映新能源/固废运营商仍持续面临可再生能源补贴/政府付费拖欠问题, 新能源运营商营收-应收增速差距缩小主因近两年新增项目均为平价或市场化竞价, 电网代收后按月结算。垃圾焚烧运营商目前新增产能仍享受省补, 且在垃圾付费机制未能完善背景下, 与环卫运营商均同时面临ToG业务政府付费滞后。
- ✓ A/H 资本市场对应收款项容忍程度有别。A/H 股长期存在溢价一方面受流动性差异影响, 另一方面也反映投资者对应收类资产的定价差异。应收/市值指标来看港股排序均靠前, 港股市场资产估值通常针对应收进行扣减, 修复后估值弹性较大。

图表43: 重点新能源运营商23年末应收/11M24最新市值

图表44: 重点固废运营商23年末应收/11M24最新市值



来源: ifind、国金证券研究所

来源: ifind、国金证券研究所

- 现金流量表修复, 补贴及时发放, 有助于修复 IRR 预期。基于明阳 REIT 内蒙风电项目测算, 国补占 23 年上网电价 45%, 平均延迟发放 3 年, 影响等同于市场电降 0.1 元/KWh (80%市场电)。



图表45: 带补贴新能源项目补贴拖欠对 IRR 影响与降电价无异

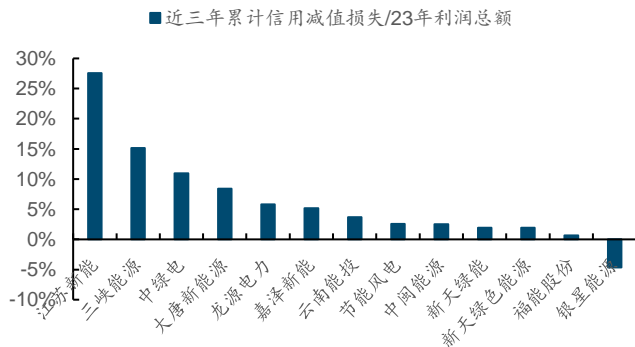
	补贴当年回收	延迟 1 年	延迟 2 年	延迟 3 年	延迟 4 年
23 年市场电价	15.3%	13.9%	12.8%	11.9%	11.2%
市场电降 0.01 元/KWh	14.9%	13.6%	12.5%	11.6%	10.9%
市场电降 0.05 元/KWh	13.4%	12.1%	11.1%	10.3%	9.5%
市场电降 0.1 元/KWh	11.5%	10.3%	9.3%	8.5%	7.7%

来源: 明阳智能新能源 REIT 招募说明书、国金证券研究所

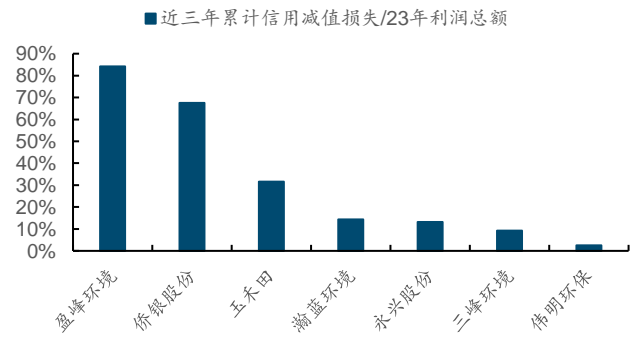
- 利润表修复, ToG 运营商确定性高。ToG 运营商减值加剧风险较低, 冲回弹性较大。近三年 ToG 业务为主的环卫运营商计提信用减值损失大幅影响了报表利润, 主因公共卫生事件以来地方财政偏紧, 政府付费滞后, 但与可再生能源补贴不同, 这类欠款不涉及合规性问题。目前新能源运营商均有不同规模的项目因前期并网时点规则模糊等原因未进入补贴合规名单。新能源运营商计提影响有限。

图表46: 重点新能源运营商近三年累计信用减值损失/23 年利润总额

图表47: 重点固废运营商近三年累计信用减值损失/23 年利润总额



来源: ifind、国金证券研究所



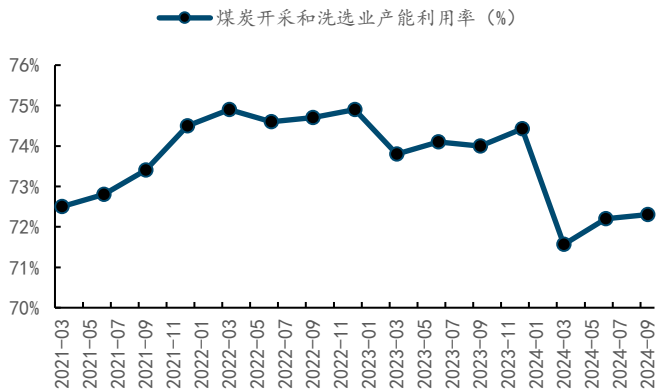
来源: ifind、国金证券研究所

#### 四、寻找传统电源的装机/煤价弹性

- 煤价: 25 年市场煤价或呈现难涨难跌的特征, 预计全年煤价中枢在 820 元/吨左右。
- ✓ 增产保供政策指引下, 4Q21 以来存量煤矿产能核增、露天煤矿临时用地批复持续推进; 到 2023 年, 我国煤炭供应自主保障能力已显著提升。然而 2015 年供给侧改革以来, 煤炭行业竞争格局大幅改善, 叠加 2023 年以来安监趋严常态化的影响, 虽然 1~3Q24 原煤累计产量增长了 0.9%, 但煤炭开采和洗选行业产能利用率较 22、23 年同期明显下降。
- ✓ 历史上看, 11 月煤价高点及次年淡季煤价低点决定次年煤价中枢。2021 年以来, 由于动力煤供需格局持续偏紧, 贸易商倾向于提前博弈下游冬储补库需求导致迎峰度冬市场煤价高点前移。若考虑今年 10 月动力煤市场价上行至 865 元/吨后止涨, 并考虑市场煤价低于长协价后, 电煤长协履约或存在困难, 预计 25 年煤价中枢再 820 元/吨左右, 较 24 年下降约 50 元/吨。



图表48: 1~3Q24 煤炭开采和洗选行业产能利用率较过去2年同期显著下降



来源: iFind、国金证券研究所

图表49: 历史上看, 迎峰度冬旺季煤价高点和次年淡季煤价低点决定次年煤价中枢



来源: iFind、国金证券研究所

- 电价: 市场化还原电力的商品属性, 价格取决于成本和供需。伴随电力市场化改革持续深化, 适应火电定位转型的价格机制日渐完善。火电收入构成由单一电量电费转变为电量电费+容量电费+辅助服务费用, 对应不同类型成本的合理收益回收。
- ✓ 《山东电力市场规则 (试行)》中提出为维护电力市场的有效性, 市场运营机构负责对市场力行为进行识别和监管。当日前市场出清加权平均电价高于触发安全约束经济调度 (SCED) 事前监管机制的基准电价时, 即触发事前监管条件。该基准电价基于发电主体出清结果及其核定成本报价计算, 各台机组的核定成本报价为其核定发电成本 (含税) 叠加合理收益。在不同电力供需条件下, 市场供需比与合理收益率  $\pi_t$  的变化关系如图表 50 所示。
- ✓ 成本方面看, 基于 25 年市场煤价中枢约 820 元/吨的判断, 在 100% 使用市场煤的情况下, 燃料成本下行为 25 年电量电价让出的下降空间约为 18 元/MWh。供需方面看, 2025 年各省区电力供需格局分化, 预计电力供需偏紧地区电量电价降幅将小于全国平均水平。我们在《从火电项目核准与开工数据看重点省份未来 3 年电力供需》报告中对部分省区 25 年电力供需形势的测算结果显示, 中性情景下, 安徽、浙江、上海电力供需仍偏紧。

图表50: 《山东电力市场规则 (试行)》中明确了市场供需比与报价合理收益率呈反向变动关系

市场供需比 $r_t$	未触发电力供需紧张条件时的合理收益率 $\pi_{t,DA}^B$	未触发电力供需紧张条件时的合理收益率 $\pi_{t,DA}^{UB}$
	$r_t \leq 1.1$	2
$1.15 \geq r_t > 1.1$	1	1.5
$1.5 \geq r_t > 1.15$	0.5	0.5
$r_t > 1.5$	0.2	0.2

来源: 《山东电力市场规则 (试行)》、国金证券研究所

图表51: 基于 2025 年市场煤价中枢下降约 50 元/吨的假设, 燃料成本下行对应的电量电价降幅约在 1~2 分/kWh

	2024E	2025E
供电煤耗 (g/kWh)	305.8	306.8
市场煤价 (元/吨)	870	820
度电燃料成本 (元/吨)	0.339	0.320

来源: iFind、国金证券研究所

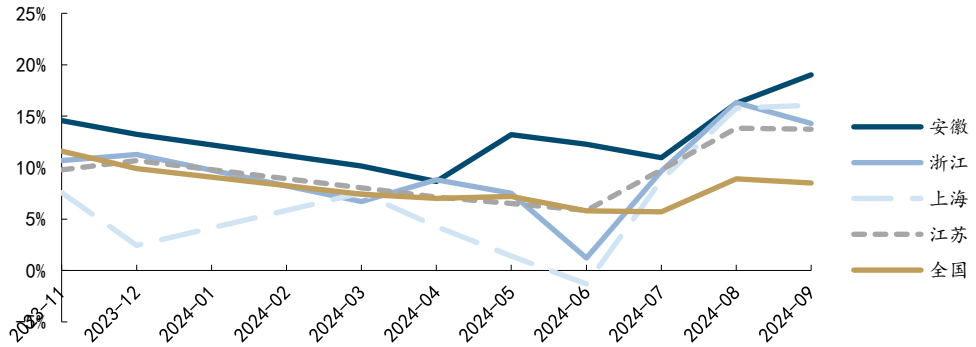
#### 4.1 思路①: 本轮火电 CAPEX 落地、装机增长的区域性火电

- 皖能电力: 区域优势+权益装机放量, 利润增长确定性强。
- ✓ 安徽电力供需偏紧, 且在新兴产业 (新能源车、光伏等) 快速发展的驱动下, 24 年以来全省用电当月增速持续领先江、浙、沪和全国平均水平, 1-3Q24 用电累计同比 +14%, 较江浙沪和全国分别高 4pct、3pct、5pct、6pct。2023 年底安徽省省调火电



装机容量为 4178 万千瓦，皖能电力控股在运省调火电机组装机容量占比 23%，位居省内第一，充分享受省内电力供需紧平衡的利好、电价稳定性较强。

图52: 24年以来安徽省用电当月增速持续领先江浙沪和全国平均水平



来源: Ifind、国金证券研究所

- ✓ 从控股装机看——1H24 公司控股火电装机 1407 万千瓦（含在建在运），其中还有 232 万千瓦待投（皖能新疆 2×66 万千瓦，钱营孜煤电 100 万千瓦），均有望 24 年底并网发电，驱动在运控股火电机组增长 19.2%，并将于 25 年实现充分放量。
- ✓ 从参股装机看——公司参股机组主要集中于中煤新集（公司参股 45%）和国能神皖（公司参股 49%）的火电。其中，中煤新集在 24 年投产板集二期 2×66 万千瓦电厂后，预计还将于 26 年投产六安电厂 2×66 万千瓦机组，24-26 年装机 CAGR 达 32%；国能神皖预计将于 25 年投产池州二期 2×66 万千瓦机组，24-26 年装机 CAGR 为 4%。此外，公司与淮北矿业按照 20%：80% 比例出资投建的淮北聚能发电 2×66 万千瓦火电机组预计也将于 25 年底建成，进一步驱动公司权益装机增长。
- ✓ 结合控股和参股装机看，公司总权益装机 24-26 CAGR 近 9%，装机成长带来的业绩增量确定性较强。

图53: 皖能电力参股的中煤新集、国能神皖 24-26 年装机增量可观

中煤新集	2022	2023	2024	2025E	2026E
<b>板集 1 期</b>					
持股比例	45%	45%	45%	45%	45%
装机容量 (万千瓦)	200	200	200	200	200
权益装机 (万千瓦)	90	90	90	90	90
<b>板集 2 期</b>					
持股比例			45%	45%	45%
装机容量 (万千瓦)			132	132	132
权益装机 (万千瓦)			59.40	59.40	59.40
<b>六安电厂</b>					
持股比例					45%
装机容量 (万千瓦)					132
权益装机 (万千瓦)					59.40
国能神皖	2022	2023	2024	2025E	2026E
<b>原有装机</b>					
持股比例	49%	49%	49%	49%	49%
装机容量 (万千瓦)	1046	1046	1046	1046	1046
权益装机 (万千瓦)	512.54	512.54	512.54	512.54	512.54
<b>池州 2 期</b>					
持股比例				49%	49%
装机容量 (万千瓦)				132	132



权益装机 (万千瓦)	64.68	64.68
------------	-------	-------

来源: Ifind、公司公告、天眼查、东方网、池州市工信部官网、北极星火力发电网、国金证券研究所 (假设火电开工到投产时间为 2 年)

- 新集能源: 煤电一体化叠加装机放量, 利润放量空间足。
- ✓ 公司资产地处安徽, 与皖能电力类似享受区位优势。
- ✓ 目前公司在运控股煤电机组 332 万千瓦, 在建及规划煤电项目总装机规模达 532 万千瓦, 预计 25-26 年控股装机增长空间 160%+, 24-26 年控股装机增长 CAGR 达 63%。假设利用小时数保持不变, 预计 24-27 年发电量同比增速分别为 17%、42%、90%、37%。
- ✓ 公司表示新建火电项目供煤来源以自产煤炭为主。由利辛电厂和宣城电厂耗用公司 40% 的自产煤得出公司 2023 年机组耗煤量约为 2.35 吨/千瓦, 若假设公司火电利用小时数不变, 则待建机组全部投产后所有电厂对自产煤的消耗量有望达到约 2178 万吨, 约为 23 年公司动力煤产量的 113%。随着火电新项目的逐步投运, 公司煤电一体化程度有望持续提升, 未来将朝着原料基本自产自供的、且发电量具备较高成长性的火电企业方向转型。

图表54: 新集能源在建及规划项目控股总装机规模达 532 万千瓦

控股电厂	装机容量	状态	预计投产时间	预计年发电量
板集一期	2×100 万千瓦	在运	-	100 亿度
板集二期	2×66 万千瓦	在运	2024 年 8-9 月(已投产)	66 亿度
上饶电厂	2×100 万千瓦	在建	2026 年 3-4 月	100 亿度
滁州电厂	2×100 万千瓦	在建	2026 年 3-4 月	100 亿度
六安电厂	2×66 万千瓦	在建	2026 年 6-7 月	66 亿度

来源: 公司公告、新闻界、亳州新闻网、国金证券研究所

- 陕西能源: 电力、煤炭双放量, 未来三年为主要业绩成长期。
- ✓ 陕西当前电力供需偏紧, 且未来 2 年省调机组增量仅 400 万千瓦、且约 50% 公司投运, 剩下增量均为外送机组、不影响省内供需, 叠加省内大唐亏损机组带来托底作用, 预计电价端稳定性较强。

图表55: 陕西未来 2 年省调机组增量仅 400 万千瓦, 且 50% 公司投运, 剩下为外送机组

属性	开工日期	省份	投资主体	开工火电项目整理	装机容量 (万千瓦)	预期投产时间
外送	12M23	陕西-安徽	延长石油	延长石油富县电厂二期 2×1000MW 工程	200	12M25
煤电机组	12M23	陕西-湖北	大唐	大唐西王寨煤电一体化项目电厂 2×660MW 新建工程 (开工仪式)	132	12M25
省调	5M24	陕西	陕投集团	商洛发电二期 2×660MW 工程	132	5M26
煤电机组	6M24	陕西	陕煤	陕煤黄陵店头电厂二期 2×1000MW 机组扩建项目	200	6M26
	9M24	陕西	陕西能源	陕投延安热电 2×350MW 机组项目	70	9M26

来源: 北极星火力发电网、澎湃新闻、榆林日报、国金证券研究所 (假设火电开工到投产时间为 2 年)

- ✓ 公司自身煤炭、火电产能均具备成长性, 集中在 24-26 年放量:
  - 其中, 煤炭产能增量集中在 24、25 年 (24 年 2 月园子沟东翼 200 万千瓦/年产能投产, 预计 25 年 5 月赵石畔煤矿 600 万吨/年产能投产), 24-26 年产能增幅为 9.1%、25%、0%, 有效产能增幅分别 7.6%、16.2%、9.1%。
  - 火电产能增量集中在 24-26 年 (24 年清水川三期 5-6 号 2×100 万千瓦机组分别于 1



月、7月投产，25年末预计延安热电2×35万千瓦机组投产，26年预计商洛发电二期2×66万千瓦机组、信丰能源扩建项目2×100万千瓦机组投产），使得24-26年火电装机增幅为21.7%、6.2%、27.8%，有效火电装机量增幅分别15%、6.9%、17.4%。

图表56：陕西能源火电、煤炭产能集中于24-26年投产

资产类型		2023	2024	2025E	2026E
火电	火电增量	5万千瓦： 安塞延能热电 (12M23已投产)	200万千瓦： 清水川三期5-6号机组 (2×100万千瓦，1M24、 7M24已投产)	70万千瓦： 延安热电(2×35万千瓦，预计 25年底投产)	332万千瓦： 商洛发电二期、信丰能 源扩建项目 (2×66万千瓦，2×100 万千瓦)
	火电总装机	923万千瓦	1123万千瓦	1193万千瓦	1525万千瓦
	YoY		21.7%	6.2%	27.8%
	年内有效装机量	918.4万千瓦	1056万千瓦	1128.8万千瓦	1325.7万千瓦
YoY		15.0%	6.9%	17.4%	
煤矿	煤矿增量	0	园子沟东翼(200万吨/ 年，24年2月投产)	赵石畔煤矿(600万吨/年，预 计5M25投产)	0
	煤矿总产能	2200万吨/年	2400万吨/年	3000万吨/年	3000万吨/年
	YoY		9.1%	25.0%	0.0%
	年内有效产能	2200万吨/年	2366.7万吨/年	2750万吨/年	3000万吨/年
YoY		7.6%	16.2%	9.1%	

来源：公司公告、延安政府官网、陕投集团官网、北极星火力发电网、秦闻声音官方号、国金证券研究所（年内有效产能=Σ某产能×当年投产运行时间占比，假设火电开工到投产时间为2年）

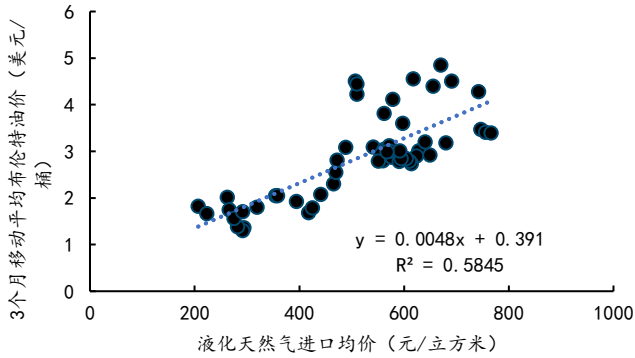
#### 4.2 思路②：“特朗普 2.0” 海运煤价若超预期下行受益的火电

- 当前市场倾向于认为 25 年市场煤价将呈区间震荡的走势，但“特朗普 2.0”的经贸政策可能对市场煤价格走势产生影响。
- ✓ “特朗普 2.0”所主张的放松环境监管、给予传统能源税收优惠、提升美国本土油气产量、增加油气出口等政策均利空油价，更重要的是全面加征关税或导致全球经济增速放缓，进而影响能源消费需求。从传导路径上看，国际天然气主流定价机制为：① 油价挂钩的定价机制；② 气气竞争的枢纽定价机制。无论是从油价挂钩定价机制的角度，还是从气气竞争供需定价的角度（预计 24 年底美国有天然气液化新产能上线），25 年国际天然气价格均存在压力。而天然气作为煤炭的替代能源，其相较于煤炭的经济性将直接影响煤气转换较为灵活地区的煤炭需求、进而影响海运煤市场价格。
- ✓ 在缺少低价进口煤竞争时，国内煤炭行业高度集中的竞争格局使其对供应端具备较强影响力、叠加成本支撑，供需双弱的格局下国内市场煤价呈现出“上有顶、下有底”的特征。但若国际海运煤价格大幅下行，国内电煤中长协价格构成的底部支撑或被击穿，进而扩大市场煤价的下行幅度。
- 高比例年度长协锁定电价使得火电在年内的业绩弹性取决于市场煤价的下行空间，建议关注市场煤占比高的沿海火电，如浙能电力（约 80%）、华能国际（约 60%）。



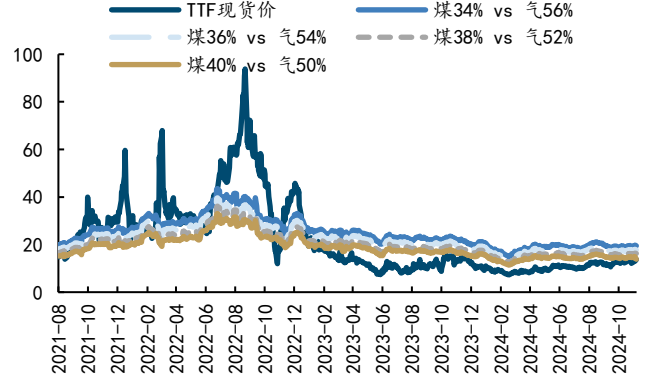


图表57: 中国进口液化和管道天然气合同采用以油价挂钩的定价机制为主



来源: iFind、国金证券研究所

图表58: 在煤气转换灵活的欧洲大陆, 现货气价通常不超过煤气转换经济性区间 (美元/百万英热)



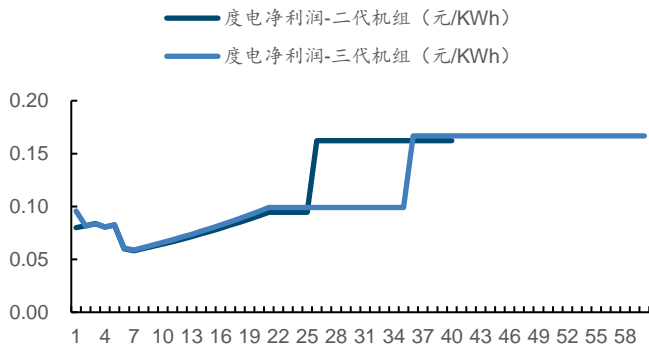
来源: iFind、国金证券研究所

### 4.3 思路③: 漳州核电、大渡河水电投运的相关受益方

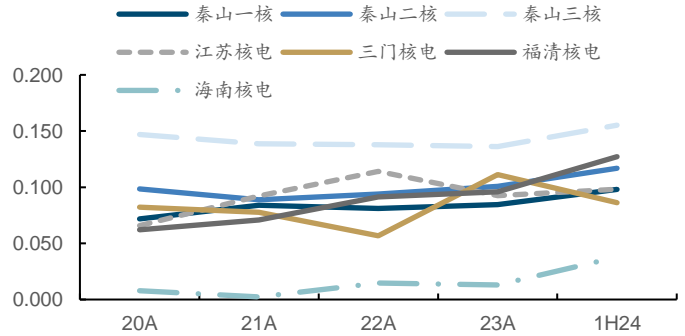
- 核电: 漳州#1#2/惠州#1#2 投运贡献明后年弹性。其中, 中核装机弹性看 25 年, 中广核装机弹性看 26 年。
- ✓ 中核: 10M24 漳州#1 换料完成, 预计年底并网; 10M24 漳州#2 倒送电完成, 参考福清#6 历史进度预计 10M25 并网, 25 年考虑并网节奏后的装机容量、电量将同比+5.9%。首运享受税收优惠、免提乏燃料处理费, 参考福清或将增厚平均度电盈利。
- ✓ 中广核: 9M24 惠州#1 热试完成, 预计 1H25 投产。惠州电站目前由集团持股 82%, 权益装机增量可观, 未来计划惠州#1、惠州#2 一并注入, 考虑到惠州#2 计划 26 年投运, 届时或迎来更大弹性。

图表59: “三免三减半”+免计提乏燃料处理费, 核电投运初期度电利润可观

图表60: 福清#5/#6 接续投运时期, 增厚平均度电盈利



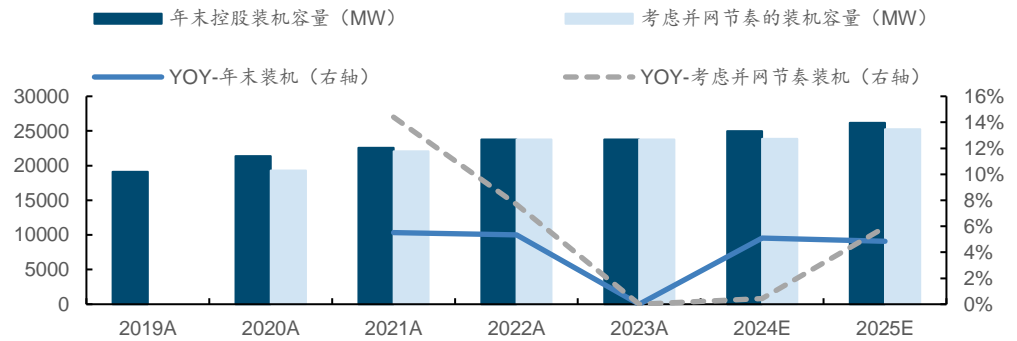
来源: 公司公告、国金证券研究所



来源: 公司公告、国金证券研究所



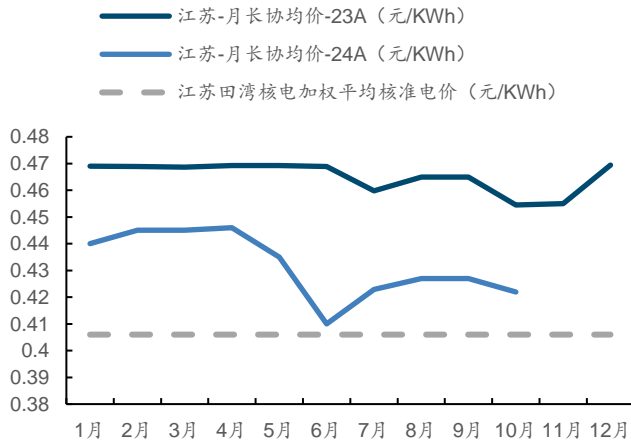
图表61: 漳州机组计划 25 年末/26 年初时点投运, 为第一个完整运行年份带来更大弹性



来源: 公司公告、国金证券研究所

- 充分竞争环境下, 低成本优势仍是重要筹码。江苏田湾核电入市比例进一步放开或可对冲电价下行。
- ✓ 考虑容量补偿, 江苏年内各月 (除 6 月现货试结算影响) 市场电价同比降幅不超过 2 分, 反映供需格局并未宽松。
- ✓ 核电低成本优势体现为江苏田湾核电加权平均核准电价在 0.406 元/KWh, 市场电价溢价在 2 分以上。作为少有暂未执行差价合约的核电入市省份, 我们测算在年协电价降 1 分、入市电量增多 100 亿度 (市场电比例由 47% 升至 78%) 等多个情景下市场电收入可能不降反增。此外, 关注存量市场电价下降的同时也需看到相比核准价仍有溢价, 低成本优势突出。

图表62: 考虑容量补偿后, 江苏市场电价年内平均降幅不超过 2 分



图表63: 江苏核电入市比例提升或可对冲存量市场电价下行风险

市场电价下降的不同情景下, 存量市场电收入降幅预测					
25 年江苏市场电价降幅预期 (元/KWh)	-0.02	-0.015	-0.01	-0.005	0
25 年江苏市场电价预期 (元/KWh, 不含容量补偿)	0.429	0.434	0.439	0.444	0.449
存量 270 亿度市场电收入降幅预期 (亿元)	-5.4	-4.05	-2.7	-1.35	0
入市电量增多的不同情景下, 收入增幅预测					
入市电量增量假设 (亿千瓦时)	30	50	100	150	200
市场价-核准价 (元/KWh)	0.0232	0.70	1.16	2.32	3.48
	0.0282	0.85	1.41	2.82	4.23
	0.0332	1.00	1.66	3.32	4.98
	0.0382	1.15	1.91	3.82	5.73
	0.0432	1.30	2.16	4.32	6.48

来源: 中国核电公司公告、江苏电力交易中心、国金证券研究所

来源: 中国核电公司公告、国金证券研究所

- 长期看, 核电市场化转型或更顺畅。火电/新能源市场化转型并不顺畅, 本质是由于火电高边际成本、新能源低电能质量, 以及两类电源在市场化/清洁化双转型过程中需要重构收益来源。相比之下, 核电非边际机组、电能质量高, 适合定位于基荷电源。加之回本周期长、依赖稳定收益预期, 电价不应大幅波动。这一点目前已在美国核电得到体现, 美国核电目前收益构成包括 IRA 法案下的 PTC 底价+长期 PPA 溢价+CFE 环境溢价。
- ✓ IRA 法案下核电市场电价位于目标价区间时触发补贴机制, 补贴差价。24 年为市场电价处于 25~43.75 \$/MWh 的机组提供至多 15 \$/MWh 的补贴, 补贴后最高价为 45 \$/MWh,



后续随通胀率调整。这意味着核电电价下有底。

图表64: IRA 法案对核电项目的补贴支持情况

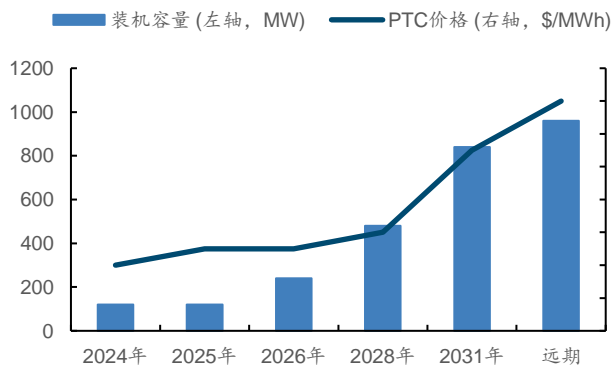
补贴类型	补贴方案	补贴金额	通胀调整	有效期	条件与限制
在运核电	PTC (45U)	15 美元/MWh	2025 年起随 GDP 平减指数	2024-2032 年	若市场电价>25/MWh, 补贴按 80%比例退坡 若市场电价≥45 美元/MWh, 补贴退为 0
新建核电 (含 SMR) 二选一	PTC (45Y)	27.5 美元 /MWh	2025 年起随 GDP 平减指数	项目投产后 10 年内	不随市场电价波动退坡 补贴时间限制为项目投产后 10 年内
	投资税收抵免 (ITC)	初始投资金额的 30%	无调整	无明确时间限制	需符合特定劳工标准 (工资及本地雇佣要求) 需符合安全和环境要求
重启核电 (同新建)	退役核电重启支持	与 ITC/PTC 相同	2025 年起随 GDP 平减指数	具体项目审批时间决定	需满足安全和技术升级要求 通常需要 3-5 年重启周期
在运/新建/重启核电	地方级补贴 (RPS/绿证)	绿证溢价 10-40 美元 /MWh	无调整	依各州政策	各州可再生能源配额 (RPS) 要求电力供应商提供一定比例绿电 绿证溢价根据州政策和市场供需决定

来源: IRA 法案、美国国会官网、国金证券研究所

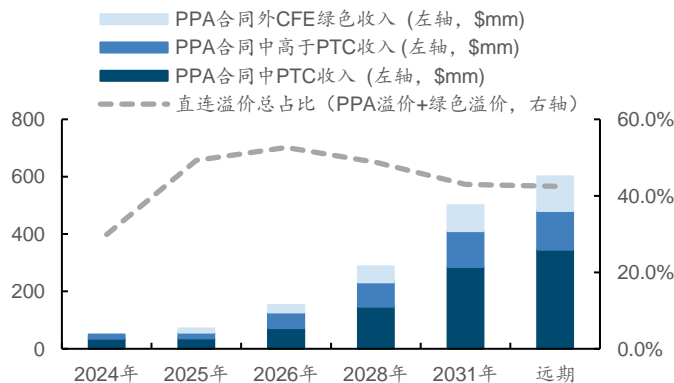
- 伴随数据中心对用电需求的增长, 签署核电长期 PPA 体现溢价弹性。
- ✓ Talen-Amazon 协议: 计划直连供电+签订 10 年 PPA, 合同参考 PJM 电能量/容量价格初步定于 70 \$/MWh, 高出 PTC 价格约 25\$/MWh, 并额外签署 carbon-free energy 协议 (CFE)。未来若发电许可证续期成功, AWS 拥有两个 10 年的续期选择。该模式下不会触发 PTC 补贴, 测算 PTC 价格以外部分将贡献 40%~50%的收入, 体现核电的可靠性溢价和环境溢价。
- ✓ Microsoft-Constellation Energy 协议: 计划并网运行+签订 20 年 PPA。计划重启三哩岛核电并于 28 年并网, 并网前 10 年享受 IRA 法案中对重启/新建核电的 PTC 固定补贴 27.5 \$/MWh。

图表65: IRA 法案下 PTC 价格考虑通胀而年增, Talen 核电装机预期扩大

图表66: PPA 溢价与 CFE 绿色溢价预计占总收入的 40%~50%



来源: 中国核电公司公告、江苏电力交易中心、国金证券研究所



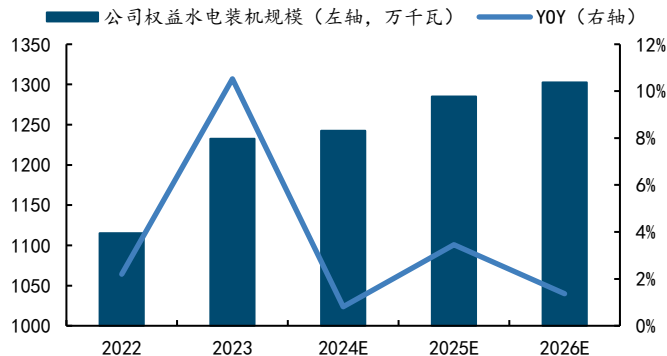
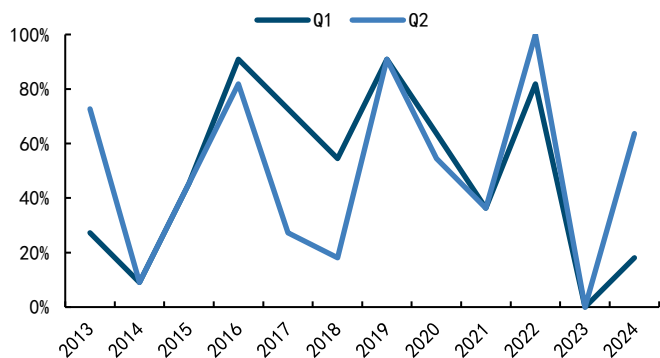
来源: 中国核电公司公告、国金证券研究所

- 水电: 考虑到 2024 水电利用小时位于近 12 年历史同期的 64%分位且 8 月下旬起来水转枯, 1H25 水电发电量或同比承压, 建议关注分母端逻辑演绎和分子端有增量的标的。
- ✓ 长江电力在同业可比公司中市场化交易电量占比偏低, 充沛的自由现金流使公司分红能力受短期水文条件波动影响较小, 当风险溢价上升时可直观转化为估值提升。
- ✓ 川投能源未来三年水电权益装机容量仍具备成长性。公司参股 20%的国能大渡河负责我国第五大水电基地大渡河干流流域的水电开发。大渡河流域目前在建的水电站共有四座, 分别为双江口、金川、枕头坝二级和沙坪一级, 合计装机容量 352 万千瓦, 计划于 2024~2026 年期间投产。



图表67: 1Q24/2Q24 水电利用小时分别位于近 12 年历史同期的 18%/64%分位数

图表68: 未来三年川投能源权益水电装机容量仍有增长



来源: iFind、国金证券研究所

来源: 川投能源历年年报、国金证券研究所

## 五、投资建议

- 宏观展望: 政策加码、寻找成长弹性。展望财政加力拉动内需缓解外部压力, 风格转向成长。
- 基本面展望: 需求支撑、供给分化、电改加速。
- ✓ 供需跟踪: 电新产业链、汽车制造带来新型高耗能用电景气, 支撑 25 年用电需求; 供给端预计区域分化, 2H25 火电进入投产高峰期。
- ✓ 电改跟踪: 风光年增 270GW、“十四五”新建火电陆续投运, 推动转型。破解火电年协签订不足焦虑、新能源入市折价焦虑, 需要进一步理顺“价内”, 理解“价外”(火电: 现货+容量补偿; 绿电: 差价合约+环境溢价)。
- 寻找新能源&环保的装机/估值弹性。具体包括三个思路: (1) 盈利稳定、装机增长的区域性风电; (2) 现金流转正、产能利用率/订单上升的固废运营; (3) 化债带来的三表修复、估值弹性。
- 寻找传统电源的装机/煤价弹性。具体也包括三个思路: (1) 本轮火电 CAPEX 落地、装机增长的区域性火电; (2) 特朗普 2.0 海运煤价若超预期下行受益的火电; (3) 漳州核电、大渡河水电投运的相关受益方。
- 综上所述, 建议关注绿电: 中闽能源、福能股份、新天绿色能源(H)、云南能投、龙源电力(H); 火电: 皖能电力、浙能电力、新集能源、陕西能源; 核电: 中国核电、中国广核; 水电: 川投能源。



图表69：重点公司估值表

	证券简称	总市值 (亿元)	收盘价 (元/股)	EPS (元/股)					PE				
		11月22 日	11月22 日	22A	23A	24E	25E	26E	22A	23A	24E	25E	26E
绿电	中闽能源	117.61	6.18	0.38	0.36	0.38	0.43	0.47	16	17	16	14	13
	福能股份	259.31	9.57	1.33	1.03	1.09	1.18	1.30	7	9	9	8	7
	新天绿色能源 (H)	239.86	3.32	0.53	0.51	0.56	0.68	0.78	6	7	6	5	4
	云南能投	103.03	11.19	0.36	0.52	0.86	1.00	1.16	31	21	13	11	10
	龙源电力(H)	1067.16	6.47	0.58	0.73	0.89	1.01	1.07	11	9	7	6	6
火电	皖能电力	175.00	7.72	0.19	0.63	0.85	1.08	1.20	41	12	9	7	6
	浙能电力	355.13	9.47	0.82	0.73	0.79	0.89	0.99	12	13	12	11	10
	陕西能源	740.16	5.52	-0.14	0.49	0.56	0.65	0.81	/	11	10	8	7
	新集能源	192.48	7.43	0.80	0.81	0.88	0.95	1.09	9	9	8	8	7
核电	中国核电	1863.78	9.87	0.47	0.55	0.59	0.62	0.67	21	18	17	16	15
	中国广核	1878.92	4.05	0.20	0.21	0.24	0.26	0.26	21	19	17	16	15
水电	川投能源	812.11	16.66	0.80	0.99	0.59	0.62	0.67	21	17	28	27	25

来源：公司公告，Wind，国金证券研究所 注1：市盈率 PE 计算基于 11/22 日收盘价；注2：云南能投、龙源电力(H)、皖能电力、浙能电力、中国核电、中国广核取值于国金最新盈利预测，其余公司暂未覆盖或超1年未有盈利预测更新、故取值于Wind一致预期

## 六、风险提示

- 电力市场化进度不及预期：电力市场化是发现电力商品供需矛盾、发现各类保供电源和调节资源价值的关键制度演变，电力市场是投资运营成本疏导和合理收益获得的来源。若国内电力市场化政策释放不及预期，或将影响相关保供/调节资源投资发展的积极性。
- 电力供需格局趋缓导致市场化电价向下波动：随着绿电集中装机，供应端趋于宽松，若经济生产恢复不及预期、电力需求不及预期，则可能对各类电源的电量需求不利，进而使得市场化电价向下波动。
- 煤价回升影响火电企业盈利：火电的发电特性决定了其成本结构中燃料成本占比较高，市场煤价止跌回升将挤压火电盈利。
- 新能源入市进程推进对存量电站盈利带来不利影响：无论是分散式还是集中式的市场组织模式，相比于政府定价模式，均对市场参与主体的交易策略提出更高要求，且价格波动性增大。若入市新能源不具备成熟的交易策略和经验或将对经营业绩产生不利影响。
- 化债政策落地不及预期：政策拉动内需增长、风格转向成长是明年的宏观展望，而化债类政策是对公用板块影响较深的催化政策。若落地不及预期，相关 ToG 类业务以及受可再生能源补贴回收不及时困扰的新能源运营商仍面临报表承压。



**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。

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: 北京市东城区建国内大街 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