



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

国金证券研究所

分析师：许隽逸（执业 S1130519040001）

xujunyi@gjzq.com.cn

联系人：张君昊

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

联系人：唐执敬

tangzhijing@gjzq.com.cn

联系人：汪知瑶

wangzhiyao@gjzq.com.cn

缘溪而行、豁然开朗——把握电改指引下的确定性

投资建议

- 电改推进+内生成长，各类电源 24 年均有看点，其中我们认为确定性较高的是如下 3 个投资方向：（1）容量电价推出、火电公用事业属性回归，对应火电标的国电电力、华能国际；（2）大水电/核电作为基荷电源，市场化电量折价幅度有望缩小/电价波动风险较小、有新增装机贡献增量，对应水电/核电标的华能水电、中国核电；（3）组件大幅降本、利用模式/电价形成机制较好的工商业分布式光伏，对应标的南网能源。（完整推荐见正文）

投资逻辑

- 23 年回顾：能源价格下行、总体供需改善，电改持续推进。
 - ✓ 电改：国家级文件密集出台，推动新型电力系统各成本上升环节的“成本疏导、价值变现”。市场建设方案兼顾电源/电网/用户三侧，兼顾电能量/辅助服务/容量/需求侧响应/绿证五个维度，市场化路径愈渐明朗。
 - ✓ 能源价格与供需：（1）全球看：天然气经济性修复+北半球气温低于去年同期，欧美用煤需求大幅下降、能源定价回归理性、贸易流回转。（2）国内看：电力行业主导动力煤需求增长，供应端增量主要来自进口致 23 年港口煤价同比降幅大于坑口。
- 24 年展望（上）：能源转型加速、区域供需分化，影响电价预期。
 - ✓ 电力供需平衡表视角：23 年风、光新增装机量超预期，24 年有望提前完成“十四五”新能源发展目标；火电发电量将持平或微降，但具体仍需关注来水情况。
 - ✓ 有效容量（硬缺口）视角：（1）全国看：伴随绿电转型，有效发电容量与最高负荷之间的供需差正在缩小；（2）分省看：华东/华南沿海受端省份里，浙江、福建、广西供需趋紧；四川/云南水电送端省份受来水扰动大。
- 综上，我们认为明年电力行业将呈两大特征：（1）不同电源的不同特征决定其在电力系统中的定位，电力市场根据其特征差异化定价。（2）燃料成本下行解决电力软缺口，但 24 年部分地区、部分时段或仍面临电力硬缺口。
- 24 年展望（下）：紧抓电改主线，细数各类电源的差异化机遇。
 - ✓ 火电：容量机制带来 4 类机会：（1）高煤炭长协覆盖率企业稳定性再增强、公用事业属性回归；（2）利用率已然承压地区煤电的困境反转；（3）缺电省份装机弹性释放；（4）新增装机/灵活性改造带来设备需求向上。
 - ✓ 水电：来水改善+电价稳定+地区性供需紧张。（1）1H24 来水有望改善，助力装机增量转化为业绩增量。（2）市场化电量占比低的企业电价风险有限；云南电力供需趋紧，省内清洁能源市场化电价呈上涨趋势。
 - ✓ 核电：连续投产期将至带来电量增长+电价稳定+长期高分红能力有望提升。（1）19 年核准重启后机组陆续进入投产期，预计 24~26 行业年均装机容量增速约 5%（年均两台机组约 240 万千瓦并网）；（2）除对港售电的大亚湾核电以及电力市场化执行情况较好的江苏核电外，多数机组近两年实际电价相较核准价波动小于 5%、因此 24 年电价风险有限；（3）长期看折旧完毕带来度电利润提升空间、成本结构/商业模式类比水电或将具备强分红能力。
 - ✓ 绿电：组件降本，利用模式/电价形成机制更优的工商业分布式光伏及集中式配储需求确定性高。降本带来潜在“优质屋顶”资源量变多。中值假设下，工商业分布式光伏资本金 IRR 为 10.4%；组件价格下降 0.1 元/W，对应 IRR 上升 0.4pct。

风险提示

- 电力市场化进度不及预期；用电需求不及预期；煤价回升风险；新能源入市风险等。

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



内容目录

一、23 年回顾：电改持续推进，能源价格下行基本解决软性缺电	5
1.1 国家级电改文件密集出台，市场化路径愈渐明朗	5
1.2 能源价格下行解决软性缺电，供需紧张格局趋缓	9
二、24 年展望（上）：能源转型加速、区域供需分化，影响电价预期	13
2.1 绿电转型超预期，煤电增量边际降速	13
2.2 有效容量供需分化，影响电价预期	15
三、24 年展望（下）：紧抓电改主线，细数各类电源的差异化机遇	16
3.1 火电：关注容量电价机制落地背景下的四类投资机会	16
3.1.1 容量电价+电力现货+电煤长协，公用事业属性有望回归	16
3.1.2 短期看，容量电价对煤机利用率已承压的电企业绩改善作用更大	17
3.1.3 长期看，缺电省份地方性火电装机弹性可期、电量电价存在支撑	19
3.1.4 容量机制鼓励灵活性改造和新增装机，利好火电设备商	20
3.2 水电：低基数下业绩有望改善、缺电省份大水电还原基荷电源价值	20
3.3 核电：连续投产期将至，电价浮动影响有限	24
3.4 绿电：组件降本创造需求，工商业分布式/集中式配储确定性较高	28
四、投资建议	31
五、风险提示	32

图表目录

图表 1：2023 年具有重要意义的国家级电改指导文件密集出台	5
图表 2：新型电力系统建设“三步走”发展路径	6
图表 3：能源不可能三角表明新型电力系统建设伴随成本上升过程	6
图表 4：电改推动各成本上升环节的“成本疏导、价值变现”	7
图表 5：第三轮监管周期工商业用户终端销售电价构成	7
图表 6：电力现货市场建设进度时间表	8
图表 7：国内电量增长仍显著、风光新增电量尚未做存量替代	8
图表 8：19/20/22 年国内用电最高负荷增速高于全年电量增速（负荷于左轴，亿千瓦；YOY 于右轴）	8
图表 9：碳价 100%可传导情景下 22 年大部分时段风/光度电成本均可覆盖	9
图表 10：6M22~9M23 年分部门天然气需求占 2019~2021 平均水平的比值	10
图表 11：2023 年欧洲电力行业用气经济性修复（美元/百万英热）	10
图表 12：2023 年美国分部门用电变化量（百万千瓦时）	10
图表 13：2022~2024 年全球煤炭需求变化情况（百万吨）	10
图表 14：2022~2023 年全球煤炭产量变化情况（百万吨）	10
图表 15：2022~2023 年全球动力煤出口变化情况（百万吨）	10
图表 16：2023 年欧洲、澳大利亚高卡煤价格回落幅度大于印尼低卡煤（美元/吨）	11
图表 17：2023 年火电月度发电量增速前低后高	11
图表 18：1~9M23 电力行业主导动力煤需求增长（万吨）	11
图表 19：原煤日均产量（万吨）	12



图表 20:	动力煤产量当月值 (万吨)	12
图表 21:	2023 年 4 月起, 进口煤对我国动力煤供应端的增量贡献率超过国产煤	12
图表 22:	2023 年动力煤进口量大增主要源于海运煤贸易流向结构性调整 (万吨)	12
图表 23:	23 年年平均港口煤价降幅大于坑口煤价	12
图表 24:	7M22~7M23 煤炭发运利润情况	12
图表 25:	2023 年上市火电企业亏损面逐季下降	13
图表 26:	三峡水库各月流出量 (亿立方米)	13
图表 27:	8、9M23 云南、四川输电量同比显著增长	13
图表 28:	8、9M23 两广和江浙沪输入电量同比显著增长	13
图表 29:	“十四五”分电源发电结构预测	14
图表 30:	“十四五”分电源装机结构预测	14
图表 31:	电力需求预测	14
图表 32:	电力供应预测	14
图表 33:	中性情景下各地电力供需趋势分析	15
图表 34:	中长期电价浮动区间远不足以完全疏导市场煤价波动带来的燃料成本上升	17
图表 35:	美国电价机制下的工业平均零售电价能涨能跌, 燃料成本可被有效疏导, 电企业绩稳定性较好	17
图表 36:	华能国际煤电业务盈利能力测算	17
图表 37:	2011 年以来, 全国火电利用小时数总体呈下降趋势	18
图表 38:	以国电电力为例, 燃料与折旧成本合计占火电营业成本的 8 成以上	18
图表 39:	截至 2022 年底, 已有 12 个省份火电利用小时数低于 4000 小时	18
图表 40:	以 1~3Q23 扣非归母净利润年化为基准, 上市火电企业煤电容量电费规模及业绩敏感性测算	18
图表 41:	浙江省“十四五”期间清洁高效支撑性电源项目规划	19
图表 42:	容量电价 (右图) 与实时市场节点电价 (左图) 区域分布接近	20
图表 43:	1H23 全国电力辅助服务费用结构情况	20
图表 44:	1Q21~3Q23 水电发电量及增速情况	21
图表 45:	1Q21~3Q23 水电行业单季归母净利及增速情况	21
图表 46:	四川省主要江河来水情况	21
图表 47:	2023 年秋季三峡水库水位显著高于去年同期	21
图表 48:	2019~2022 年长江电力与可比公司市场化电量占比	22
图表 49:	2019~2022 年长江电力与可比公司水电平均上网电价 (元/kWh)	22
图表 50:	长江电力历史股价	22
图表 51:	长江电力六大水电站装机规模情况	22
图表 52:	2019~1H23 长江电力水电装机容量情况	22
图表 53:	2016 年溪向注入时, 长江电力业绩增幅与装机增幅基本一致	23
图表 54:	2019~1H23 长江电力发电量 (万千瓦, 左轴) 及增速 (右轴) 情况	23
图表 55:	云南省内清洁能源直接交易价格 (元/KWh)	23
图表 56:	2022 华能水电电力消纳情况 (亿千瓦时, %)	23
图表 57:	2018~2025E 华能水电水电装机容量及增速	24
图表 58:	19 年核准恢复以来节奏提速	24
图表 59:	24 年后核电进入连续投产阶段	25
图表 60:	24~26 年装机容量平均年增速约 5.1%	25



图表 61:	24~26 年装机容量平均年增速约 4.9%	25
图表 62:	中国核电分电站电价折/溢价情况	26
图表 63:	中国广核分电站电价折/溢价情况	26
图表 64:	中国核电/中国广核市场化电量占比均已超 40%	26
图表 65:	1~3Q23 进市场电站市场化电量比例情况	26
图表 66:	主要核电省份核电市场化电量安排情况	27
图表 67:	中国核电分电站度电净利润情况 (元/KWh)	27
图表 68:	中国广核分电站度电净利润情况 (元/KWh)	27
图表 69:	成本结构决定核电经营稳定性	28
图表 70:	中广核股息率超部分水电企业	28
图表 71:	工商业分布式利用模式决定电价构成	28
图表 72:	“自发自用”溢价空间是运营商自持模式的核心	29
图表 73:	近年来美国 PJM 市场批发电价中, 电能量费用以外部分合计占 20%以上	29
图表 74:	工商业分布式光伏 IRR 测算假设	30
图表 75:	工商业分布式光伏 IRR 敏感性测算	30
图表 76:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、利用小时数的敏感性分析	31
图表 77:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能作为纯成本项)	31
图表 78:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能获取电能量补偿)	31
图表 79:	推荐标的估值情况	32

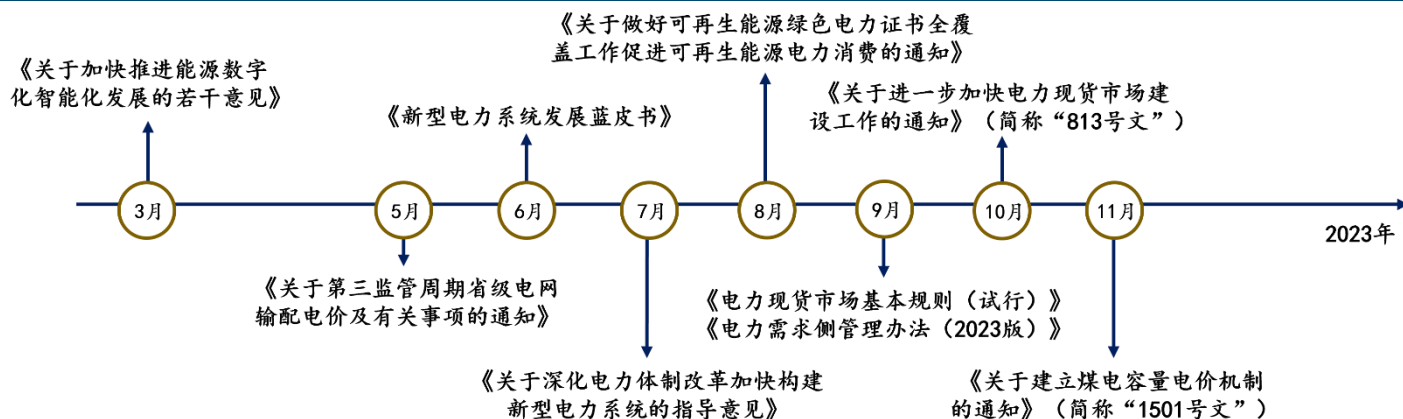


一、23 年回顾：电改持续推进，能源价格下行基本解决软性缺电

1.1 国家级电改文件密集出台，市场化路径愈渐明朗

- 当前电力系统转型过程中遇到的诸多问题之破局在于加快电力市场化。
- ✓ 主体电源由传统的火电向新能源过渡为电力系统带来诸多变化：1) 电力系统一次能源主体由可存储和可运输的化石能源转向不可存储或运输、靠天吃饭具有波动性和间歇性的可再生能源，叠加能源消费高度电气化，未来电力供需双侧不确定性齐增，功率和负荷预测的难度和重要性提升。2) 新能源资源与负荷时空性错配，开发方式从“源随荷建”到“源荷分离”、集中式和分布式并举，配网“有源化”、终端“产消”一体化，对电网规模和形态要求发生变化。
- ✓ 传统单一电量电价不适应新型电力系统的发展需求，电价机制亟待深化改革。
- 我们复盘年内发布的国家级电改文件，可见市场化路径已愈渐明朗：未来电价机制应针对不同电源的电能量、有效容量、灵活性、平衡功能、清洁性等特征进行区别定价。

图表1：2023 年具有重要意义国家级电改指导文件密集出台

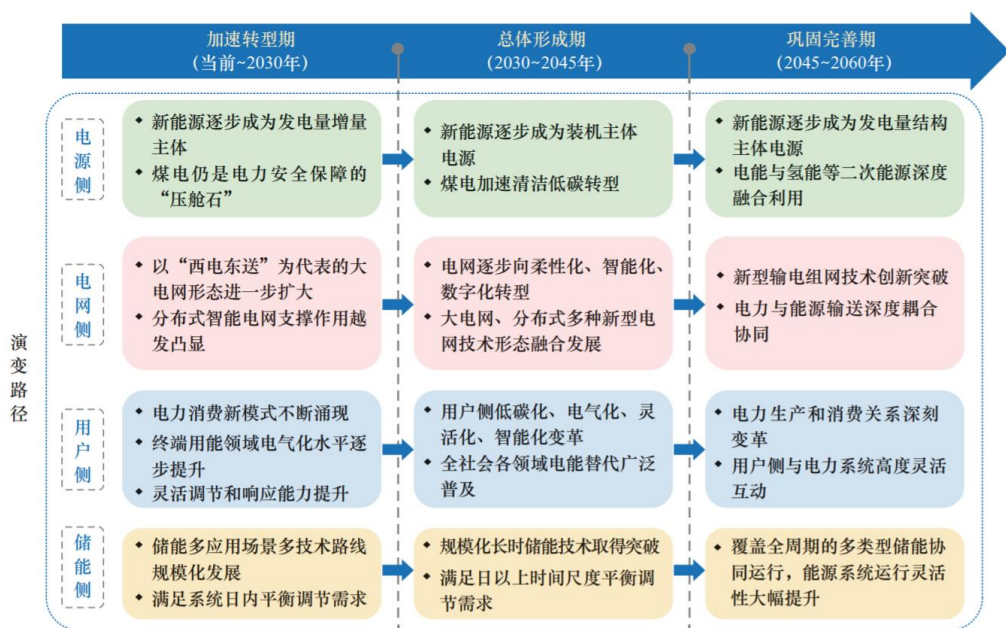


来源：国家能源局官网、发改委官网、北极星电力网、国金证券研究所

- 新型电力系统纲领性文件：6 月的《新型电力系统发展蓝皮书》、7 月的《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》出台，确定了新型电力系统建设“三步走”发展路径，“三步走”包括：
 - ✓ 加速转型期（当前-2023 年）：新能源提升可调可控能力，提升其可靠替代能力。
 - ✓ 总体形成期（2030 年-2045 年）：新能源成为系统装机主体电源，煤电依托燃煤耦合生物质发电，CCUS 和提质降碳燃烧等清洁低碳技术实现低碳转型。水电增速放缓，核电装机规模进一步拓展。
 - ✓ 巩固完善期（2045 年-2060 年）：新能源逐步成为发电量结构主体电源，促进电能与氢能等二次能源深度融合利用。



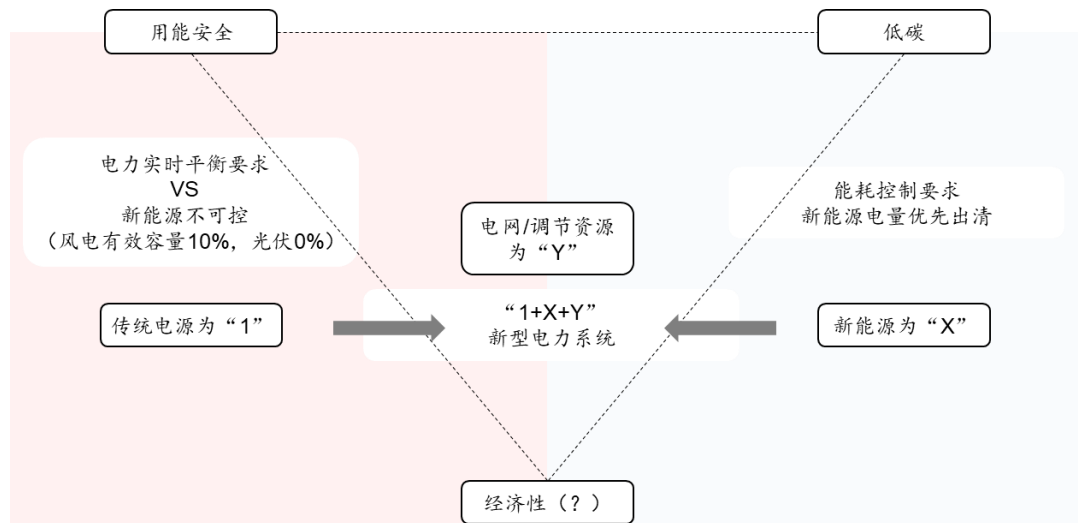
图2：新型电力系统建设“三步走”发展路径



来源：《新型电力系统发展蓝皮书》、国金证券研究所

- 新型电力系统建设伴随“硬件”设施增多，成本长期上升。以保障用能安全为基本前提、清洁低碳为核心目标，由此形成了“1+X+Y”的新型电力系统，即传统电源冗余配置，而新能源电量扩大，各类调节资源需求扩大。根据能源不可能三角可知，系统经济性将受系统增量成本拖累。

图3：能源不可能三角表明新型电力系统建设伴随成本上升过程

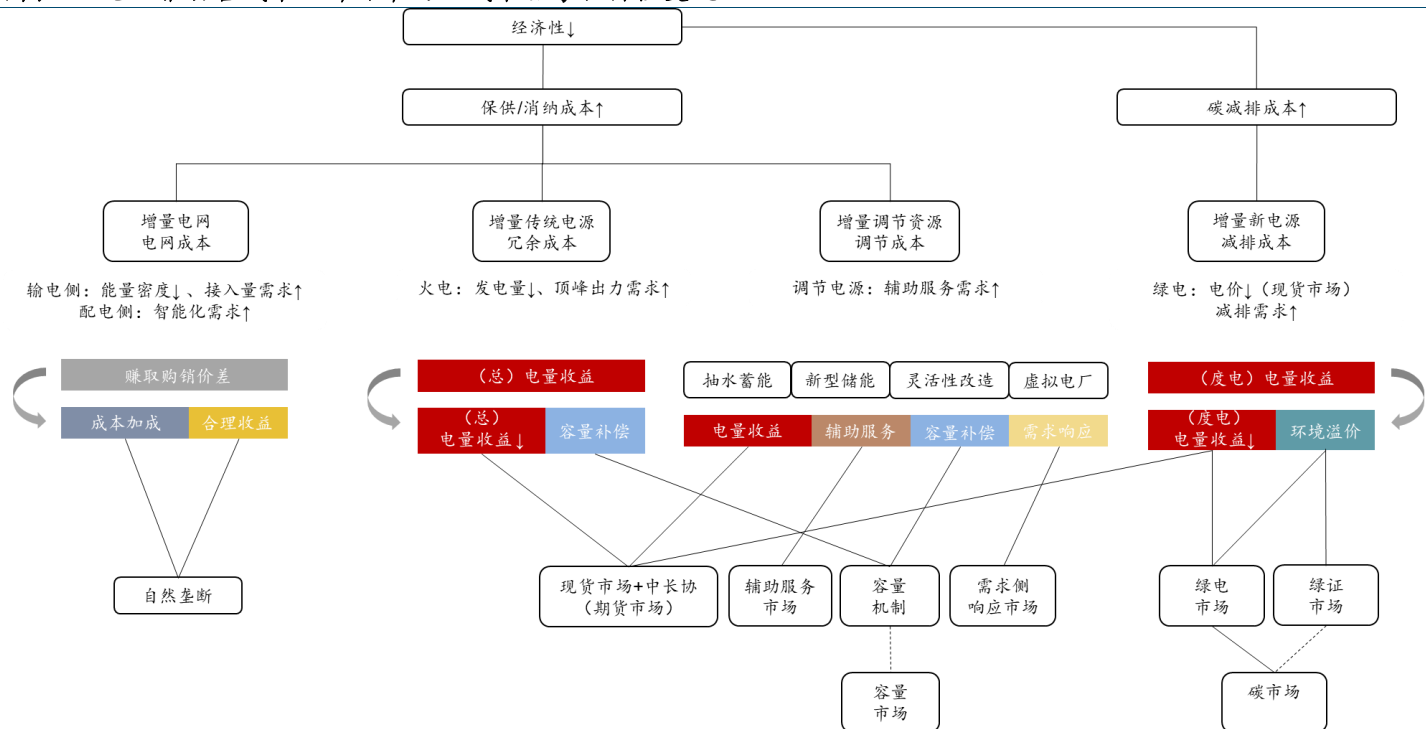


来源：国金证券研究所

- 系列电改政策作为“软件”配套，从制度层面实现“谁受益、谁承担（增量系统成本）”和“谁出力、谁获益（各类价值变现）”的市场化机制。总体来看 23 年密集出台的配套政策已基本实现重点内容全覆盖，包括电网成本疏导机制厘清、现货市场建设、煤电容量电价机制建设、绿证市场建设、需求侧响应市场建设等。具体来看：



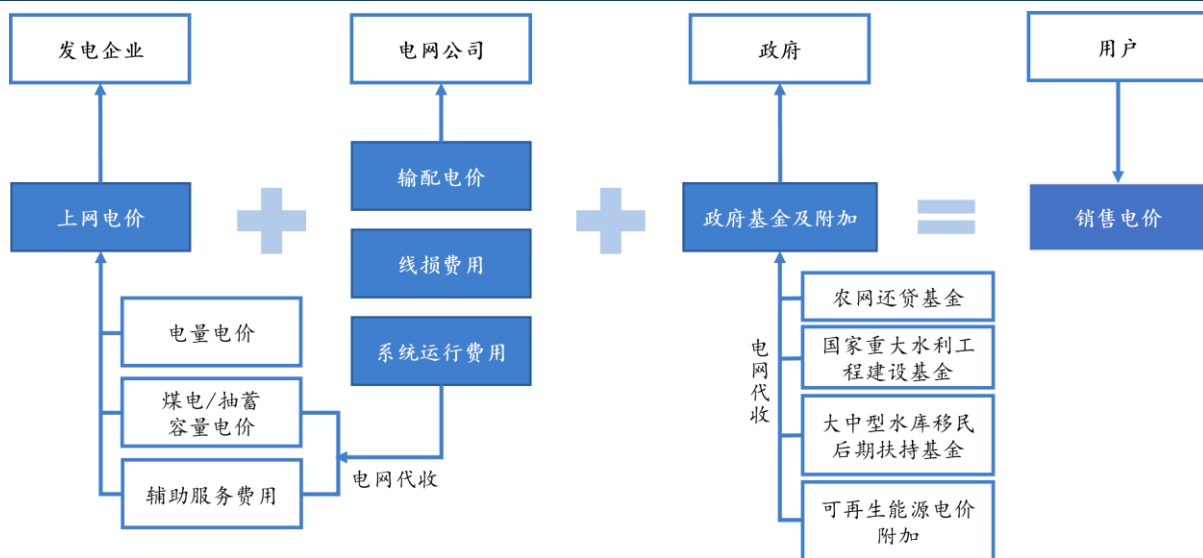
图表4：电改推动各成本上升环节的“成本疏导、价值变现”



来源：国金证券研究所

- 政策①：5月，电网《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（下称“526号文”）出台。电网作为自然垄断环节，成本与价值变现本不依赖市场，但526号文出台后电网需“把账做细”，以便“明码标价”。
- ✓ 按照“准许成本+合理收益”原则核定输配电价，不仅标志着电网的“平台化”转型迈出重要一步，也为电网可预见的资本开支增长提供了成本疏导机制；
- ✓ 无关项从输配电价剥离、单列容量电价，使调节成本直观可视。“526号文”明确工商业用户终端电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成，其中系统运行费用包括辅助服务费用和容量电费等，上网环节线损费用按实际购电上网电价和综合线损率计算。

图表5：第三轮监管周期工商业用户终端销售电价构成



来源：《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》、国金证券研究所

- 政策②③：9月的《电力现货市场基本规则（试行）》、10月的《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（下称“813号文”）出台，对各省/区域、省间电力现货市场建设进度提出明确时间表，并提出2030年前新能源全面入市。
- ✓ 基于已明确的新能源全面入市时间节点，现货试点地区结合实际制定分步实施方案。



分布式新能源装机占比较高的地区，推动分布式新能源上网电量参与市场。暂未参与所在地区现货市场的新能源发电主体，应视为价格接受者参与电力现货市场出清；可按原有价格机制进行结算，但须按照规则进行信息披露，并与其他经营主体共同按市场规则公平承担相应的不平衡费用。

图表6：电力现货市场建设进度时间表

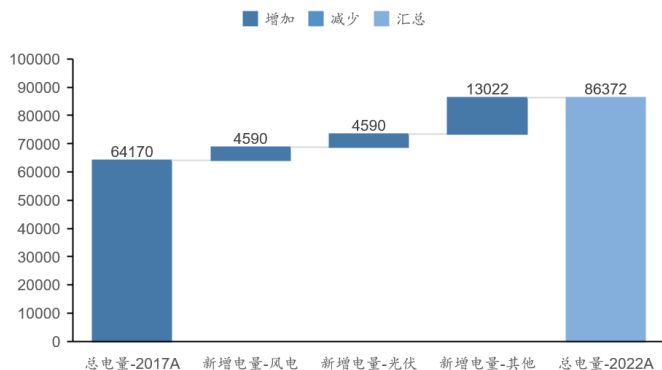
时间节点	电力现货市场建设进度
2023 年底前	■ 省级市场： ✓ 福建、辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西等：开展长周期结算试运行 ✓ 其他地区（除西藏外）：具备结算试运行条件 ■ 区域市场： ✓ 南方区域市场：启动试结算运行 ✓ 长三角市场：建立电力市场一体化合作机制 ■ 省间市场：具备连续开市能力
2024 年 6 月前	■ 省级市场： ✓ 浙江：启动连续结算试运行 ■ 区域市场： ✓ 京津冀市场：启动模拟试运行

来源：《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》、国金证券研究所

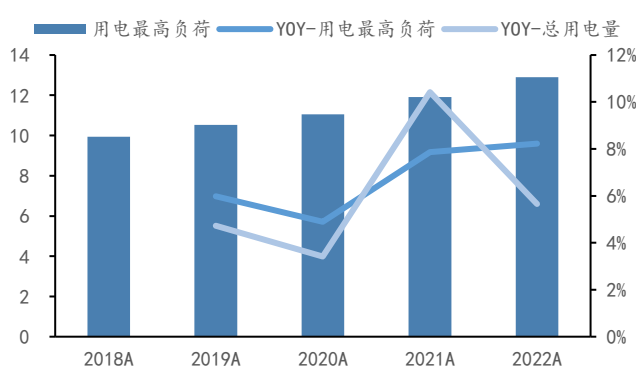
- 政策④：11 月，《关于建立煤电容量电价机制的通知》（下称“1501 号文”）出台。
- ✓ 我们在《海外视角看：市场化如何促进新能源消纳？》报告中详细分析了火电容量补偿于我国当下国情的适用性。
 - (1) 与欧美电力格局横向比较：电量/负荷增速较高，仍需刺激传统电源投资阶段；
 - (2) 由计划逐步向市场化过渡，我国短期对极端电价容忍度仍有限，更需要提前备足冗余机组；
 - (3) 需求侧资源发挥作用需有外部保供支持作为基础（电网建设+跨省市场机制）。

图表7：国内电量增长仍显著、风光新增电量尚未做存量替代

图表8：19/20/22 年国内用电最高负荷增速高于全年电量增速（负荷于左轴，亿千瓦；YOY 于右轴）



来源：国金证券研究所



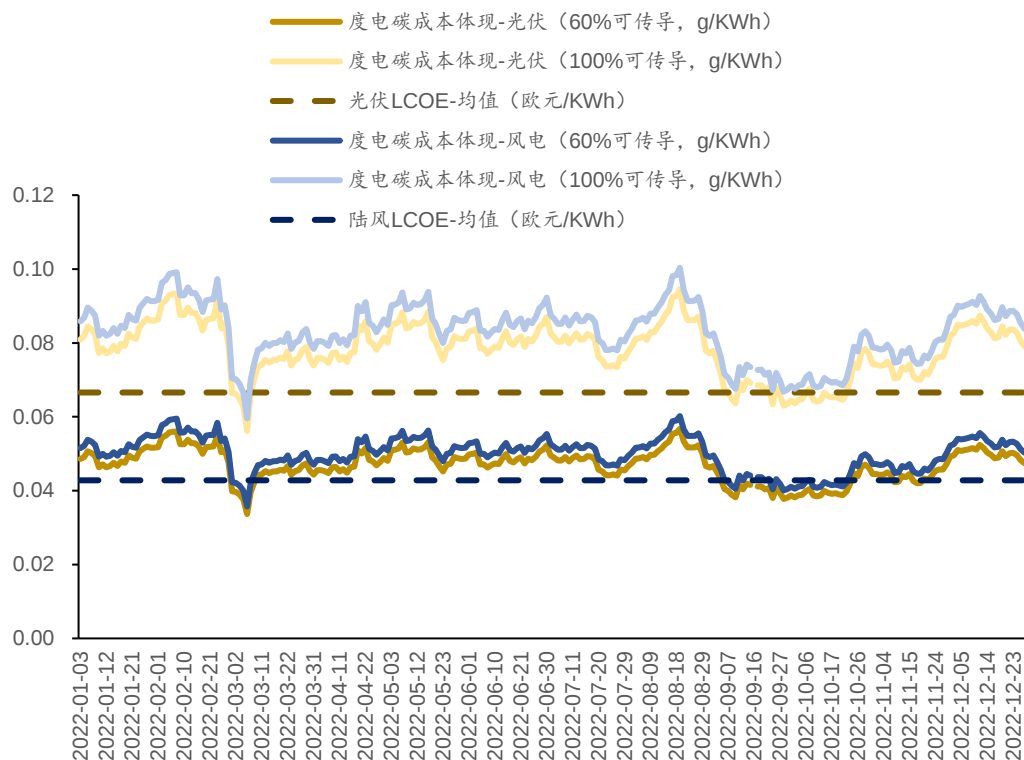
来源：国金证券研究所

- ✓ 煤电容量补偿政策已落地，往后看固定容量价格逐步走向市场化定价。“1501 号文”提出各地补偿力度取决于省内煤电转型节奏。2024~2025 年按 165 元/KW/年（涉及河南、湖南、四川、云南、重庆、青海、广西 7 省）和 99 元/KW/年（其余省份）两档，给予能耗、环保和灵活调节能力等符合要求的煤电机组全容量补偿（具体由国家能源局另行明确）；2026 年后进一步提升补偿力度（云南、四川等转型较快地区升至 231 元/KW/年，其余升至 165 元/KW/年）。支付主体为工商业用户，通过系统运行费用科目、随输配电价按当月用电量分摊。往后看，伴随现货/辅助服务市场建设成熟，容量市场也将应运而生，体现未覆盖成本。
- 政策⑤：8 月，《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（下称“1044 号文”）出台。“1044 号文”赋予绿证唯一地位、扩大核发范围、增加供应，绿证应用水平提升有助于减轻绿电补贴压力，且可再生能源申请绿证的平等性提升有助于推动绿电与碳市场接轨。展望未来绿证相关配额政策有望出台，从消费端进一步扩大绿证市场。



- ✓ 对标欧洲成熟电力市场，绿色价值变现是新能源重要收益来源。碳-电联动机制下，煤电成为高成本边际机组，叠加考虑碳成本 60%~100%的向下传导比例，抬升了电力现货价格；而抬升部分成为了绿电绿色价值的量化体现。通过对 22 年欧洲碳成本、风/光度电成本的追踪，可见碳价 60%可传导情景下已可覆盖陆风度电成本，100%可传导情景下可覆盖光伏度电成本，22 年中气价推动碳价上涨期间绿电环境溢价的超额收益达 0.02~0.06 欧元/KWh。

图表9：碳价 100%可传导情景下 22 年大部分时段风/光度电成本均可覆盖



来源：IRENA、国金证券研究所

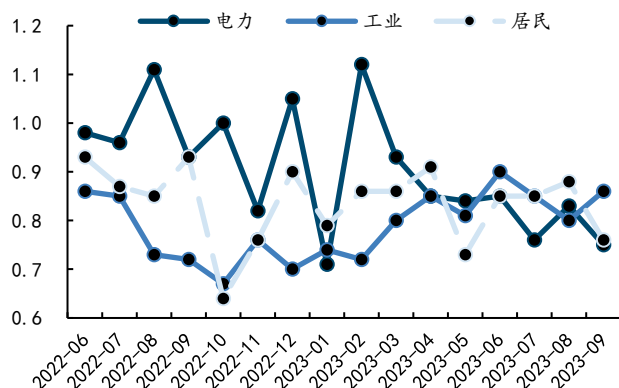
- 政策⑥：9 月，新版《电力需求侧管理办法（2023 年版）》（下称“1283 号文”）出台。2021~2022 连续 2 年部分地区电力供需紧张的局势使需求侧管理的重要性获得广泛认识。“1283 号文”最突出的变化在于增加了“需求侧响应”一章，标志着虚拟电厂、负荷聚合商等新兴主体被从法律意义上认可。此外，“1283 号文”还明确了要建立荷完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制，推进新型储能、虚拟电厂、车网互动、微电网等技术的创新和应用。

1.2 能源价格下行解决软性缺电，供需紧张格局趋缓

- 替代能源价格下降+供给端持续释放增量，国际海运煤市场供需转松。
- ✓ 需求端看：天然气重新确立经济优势+北半球夏季气温低于去年同期，23 年欧美用煤需求大幅下行。经历 22 年暖冬后欧洲能源恐慌情绪缓解、天然气定价回归理性，当前决定价格的主要是供需关系。2023 年宏观经济疲软，欧洲工业用气需求迟迟未恢复至 2019~2021 年平均水平；叠加清洁能源出力大增使电力部门 3Q23 用气需求下降，5 月起巴以冲突前欧洲 TTF 现货价维持在理性定价区间内。欧洲煤气转换灵活性较强，天然气对煤炭经济优势重新确立使欧洲煤炭需求大幅下降：据 IEA 预测，23 年欧洲煤炭消费量将下降近 0.8 亿吨。另外，美国今夏平均气温低于去年同期，居民和商业部门用电需求同比大幅下降，IEA 预测 23 年美国发电领域用煤需求下降有望驱动全年煤炭消费量下降约 1.0 亿吨。而在中、印用煤需求增量的抵消下，IEA 预计 23 年全球煤炭需求将同比微增 0.4%。

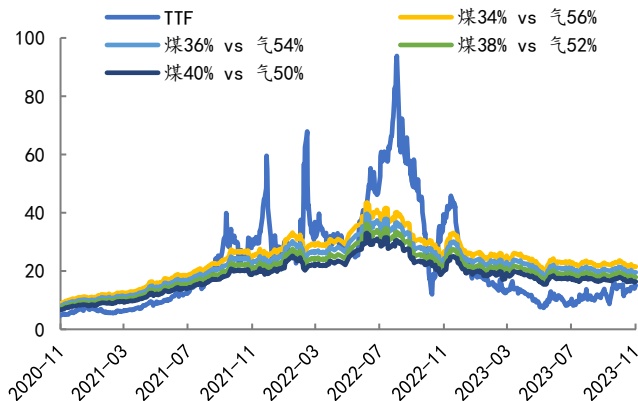


图表10: 6M22~9M23 年分部门天然气需求占 2019~2021 平均水平的比值



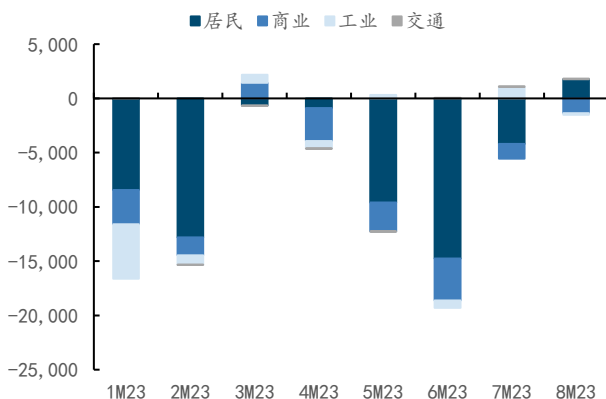
来源: Bruegel、国金证券研究所

图表11: 2023 年欧洲电力行业用气经济性修复 (美元/百万英热)



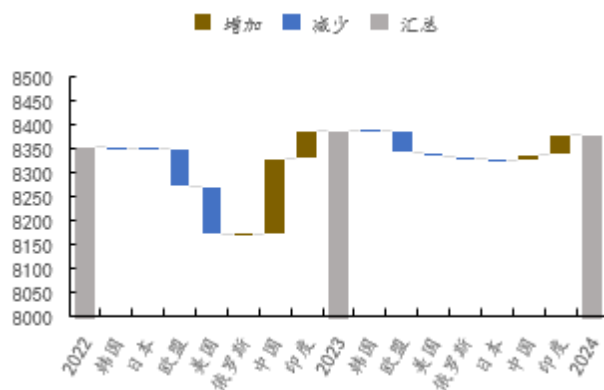
来源: iFind、国金证券研究所

图表12: 2023 年美国分部门用电变化量 (百万千瓦时)



来源: EIA、国金证券研究所

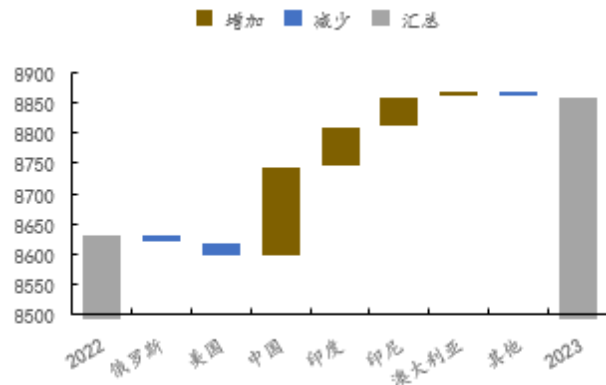
图表13: 2022~2024 年全球煤炭需求变化情况 (百万吨)



来源: IEA《Coal Market Update-July 2023》、国金证券研究所

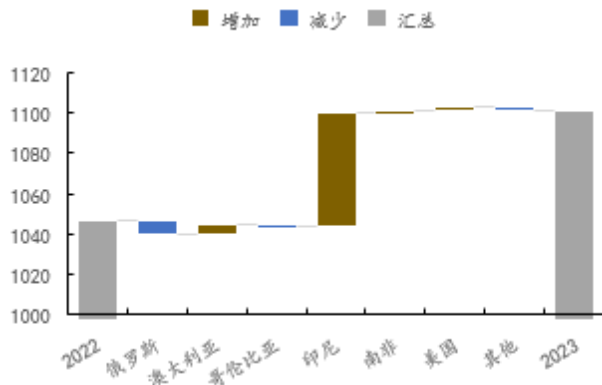
- ✓ 供应端看, IEA 预计中国、印度、印尼作为增产主力将驱动 23 年国际煤炭产量进一步增加 2.3%。贸易流看, 预计印尼仍是 2023 年全球动力煤出口的最大增量来源。另外, 1H23 欧盟因用煤需求大幅下降导致煤炭库存堆积至高位, 贸易商积极寻求转售机会使其一度成为净出口地区, 4 月欧盟国家出口煤炭近 100 万吨, 转售目的地包括但不限于摩洛哥、印度及中国。

图表14: 2022~2023 年全球煤炭产量变化情况 (百万吨)



来源: IEA《Coal Market Update-July 2023》、国金证券研究所

图表15: 2022~2023 年全球动力煤出口变化情况 (百万吨)



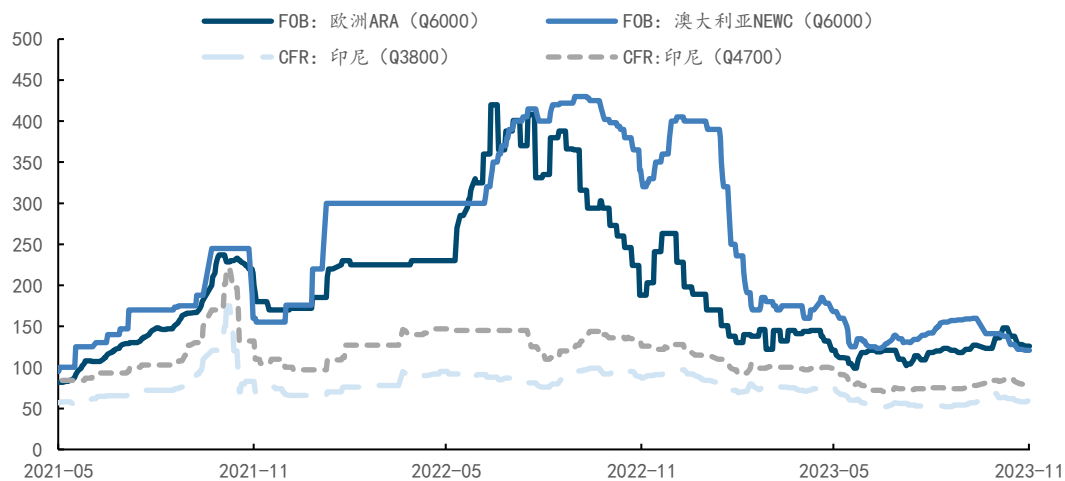
来源: IEA《Coal Market Update-July 2023》、国金证券研究所

- ✓ 总体看, 天然气价格回落经济性修复、全球宏观经济疲软而生产端继续放量, 全球



煤炭供需进一步转松，驱动国际煤价大幅下行。

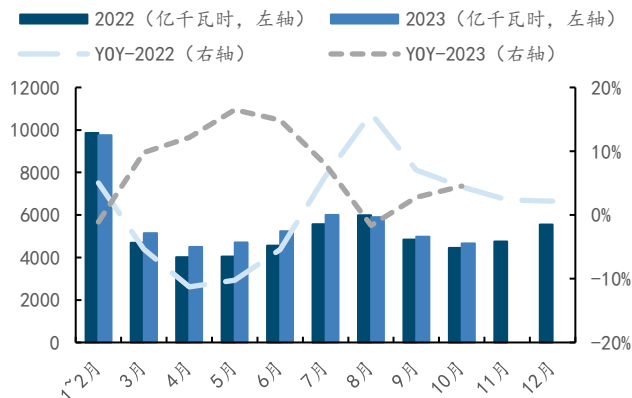
图16: 2023 年欧洲、澳大利亚高卡煤价格回落幅度大于印尼低卡煤 (美元/吨)



来源: iFind、国金证券研究所

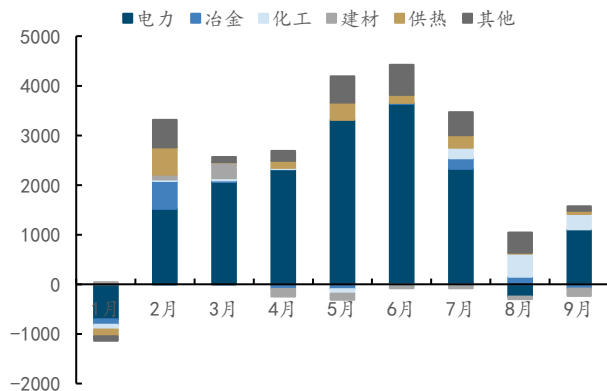
- 国内来看，电力行业主导动力煤需求增长，供应端增量主要来自进口致 23 年港口煤价同比降幅大于坑口。
- ✓ 需求端看：1~9M23 国内动力煤消费量同比增长 2.1 亿吨，其中电力行业贡献 72.9%。在宏观经济弱复苏和上半年水电缺位的影响下，1~9M23 中国火电累计发电量同比增长 5.8%，驱使同期电力行业动力消费量增长约 1.5 亿吨、增幅达 8.8%；非电行业动力煤消费量传统上占比较低且受地产行业低迷拖累需求总体疲软，1~9M23 同比增长 5699 万吨、增幅为 5.7%。

图17: 2023 年火电月度发电量增速前低后高



来源: iFind、国金证券研究所

图18: 1~9M23 电力行业主导动力煤需求增长 (万吨)



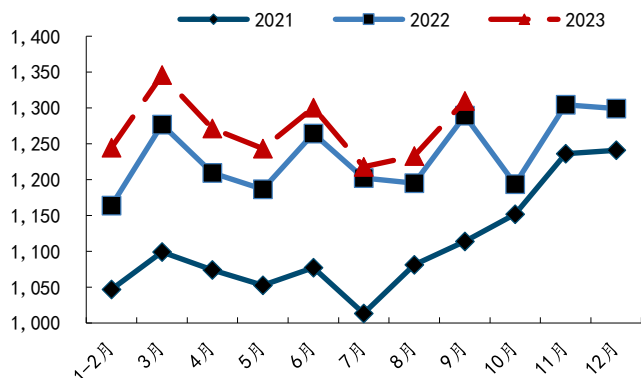
来源: 、国金证券研究所

- ✓ 生产端看：保供政策下原煤生产持续放量，但动力煤占比下降、增产有限。4Q21 以来多方、多部门联合推动煤炭增产保供政策后，存量煤矿的产能核增、露天煤矿的临时用地批复持续推进。然而，保供压力下煤矿生产维持高负荷导致重大安全事故较多，6 月中下旬以来的安全生产督查呈高压化、常态化趋势，停产整顿煤矿增加使 3Q23 原煤日均产量对比 1H23 下降 18.5 万吨/天。整体看，1~9M23 原煤累计产量 34.6 亿吨、同比增长约 1.4 亿吨；其中动力煤产量占比 80.0%、占比同比下降 2.2pct、产量同比增长 3780 万吨。
- ✓ 进口端看：1~9M23 广义动力煤进口量同比大增 8902 万吨，澳大利亚贡献主要增量。1~9M23，中国动力煤进口量较 2022 年全年增长 5557.5 万吨，其中增量贡献率前五的国家分别为澳大利亚、俄罗斯、蒙古、印尼和哥伦比亚，分别对应 57.2%、24.9%、6.6%、5.8%、3.7%。受“澳煤禁令”影响，我国从澳大利亚进口动力煤进口量从 2020 年的 4235.9 万吨下降至 2022 年的 68.6 万吨；此外，2022 年俄乌冲突以后欧洲对俄煤实施禁运，受运距和煤种限制，22 年欧洲维持高煤价向南非、哥伦比亚、美国和澳大利亚寻求进口替代；而 23 年欧洲用煤需求大幅下降使得 22 年转向的贸易流重新回转，全球海运煤贸易流向结构性调整下，进口成为我国动力煤供应端的



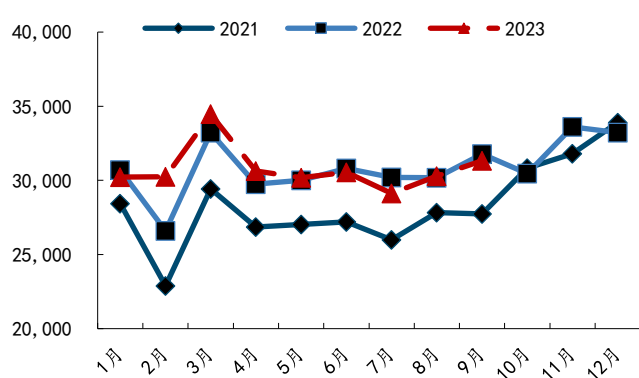
主要增量来源。因此，23 年出现动力煤港口价同比降幅大于坑口、煤炭坑口到港口发运利润长期倒挂的情况。

图表19：原煤日均产量（万吨）



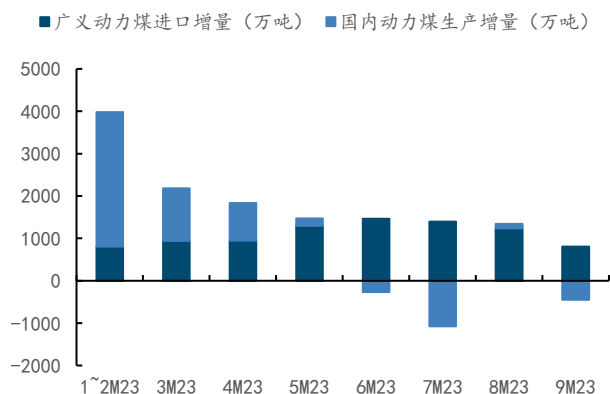
来源：、国金证券研究所

图表20：动力煤产量当月值（万吨）



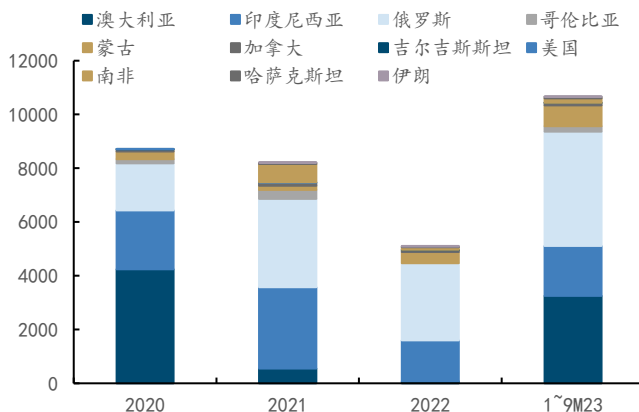
来源：、国金证券研究所

图表21：2023 年 4 月起，进口煤对我国动力煤供应端的增量贡献率超过国产煤



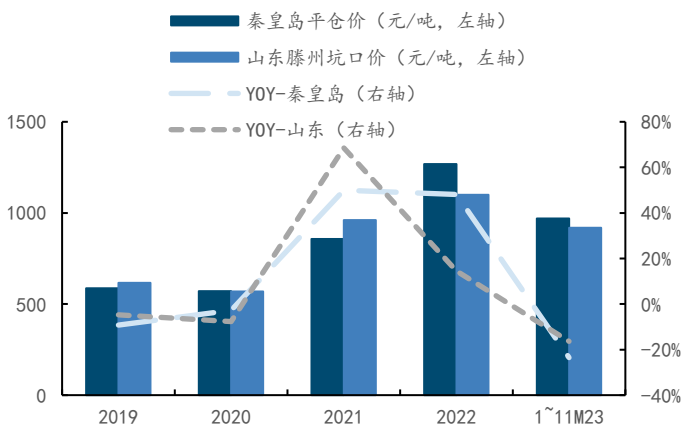
来源：、iFind、国金证券研究所

图表22：2023 年动力煤进口量大增主要源于海运煤贸易流向结构性调整（万吨）



来源：海关总署、国金证券研究所

图表23：23 年年平均港口煤价降幅大于坑口煤价



来源：iFind、国金证券研究所

图表24：7M22~7M23 煤炭发运利润情况



来源：CCTD、国金证券研究所

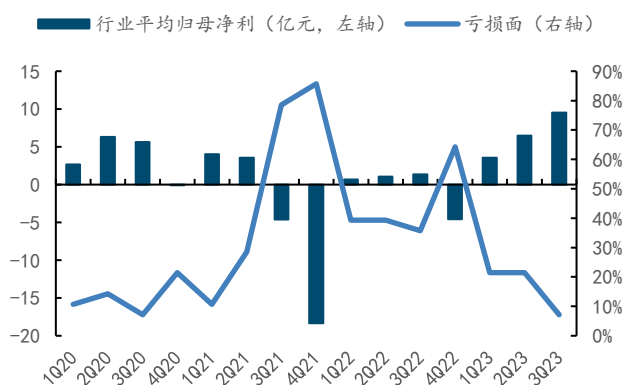
- 煤价下行使火电企业发电利润修复、应发尽发；迎峰度夏期间来水改善，电力供需形势总体好于去年。
- ✓ 火电方面：电价端看，由于 4Q22~1Q23 市场煤价仍然保持在 1000 元/吨以上的历史高位运行，各省 2023 年电力年度长协交易价格基本实现 20% 顶格上浮。成本端看，①长协煤覆盖面提升：截至 2023 年 1 月 3 日，国家安排产煤省动力煤保供任务共



27.4 亿吨，较 22 年发电供热总用煤增加 0.6 亿吨；此外，国家能源局在全国能源工作会议上表示电煤中长协覆盖面要超过 85%。②市场煤价下行：2022 年 11 月以来市场煤价持续下行，以秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价为参考，1~3Q23 均价分别环比-21.0%、-18.9%、-5.7%。1~3Q23 上市火电企业盈利情况环比持续改善，亏损面由 4Q22 时 64.3%的下降至 3Q23 时的 7.1%。点火价差修复使火电企业发电积极性提高、基本解决由燃料不足或燃料成本过高导致的软性缺电问题。

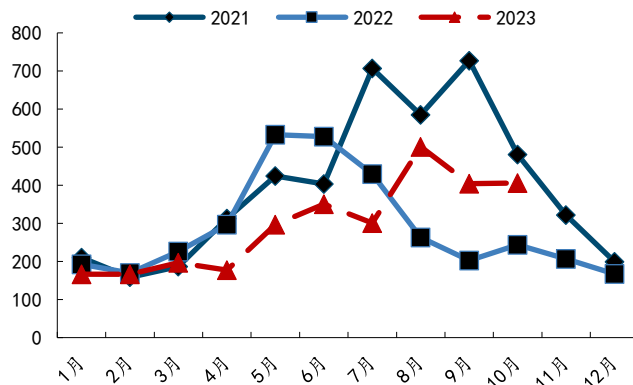
✓ 水电方面：汛期西南来水改善，迎峰度夏负荷高峰期跨省跨区输电量同比大幅提升。2022 年夏季以来西南来水极端偏枯不仅造成云南、四川本地出现电力供需失衡现象，也造成华东、南方等高度依赖外来电的“西电东送”主要受端地区出现电力有效容量供应不足的情况。而 23 年汛期西南来水情况同比大幅改善，云南、四川 7~9 月累计外送电量分别同比增长 22.7%、12.5%。水电出力大幅改善使得负荷高峰期有效容量供应较去年同期显著提升，加之今年夏季连续极端高温天数少于去年，有效缓解了过去连续两年电力供需紧张的局势。

图表25：2023 年上市火电企业亏损面逐季下降



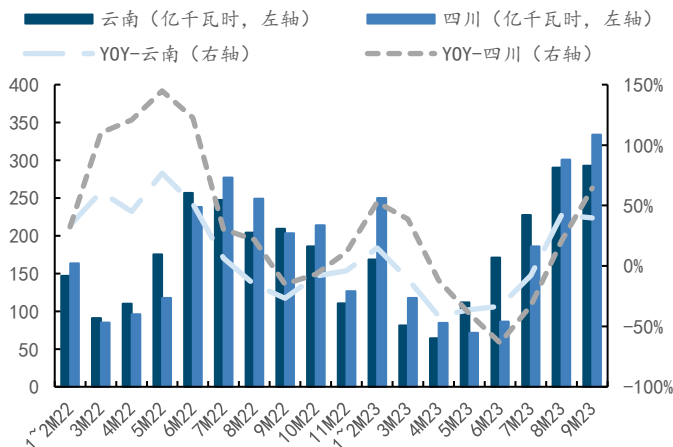
来源：iFind、国金证券研究所

图表26：三峡水库各月流出量（亿立方米）



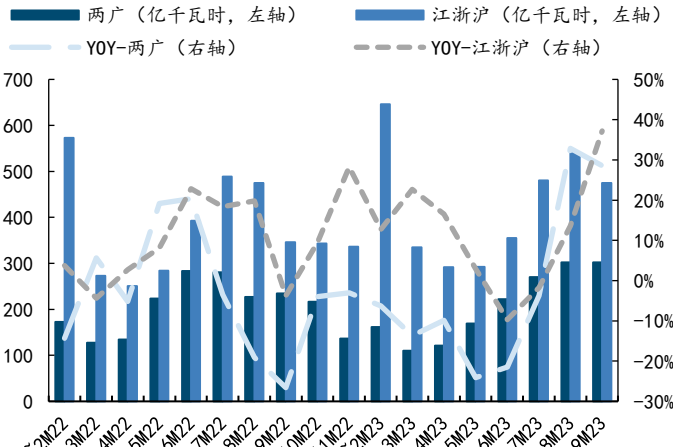
来源：iFind、国金证券研究所

图表27：8、9M23 云南、四川输出电量同比显著增长



来源：中电联、国金证券研究所

图表28：8、9M23 两广和江浙沪输入电量同比显著增长



来源：中电联、国金证券研究所

二、24 年展望（上）：能源转型加速、区域供需分化，影响电价预期

2.1 绿电转型超预期，煤电增量边际降速

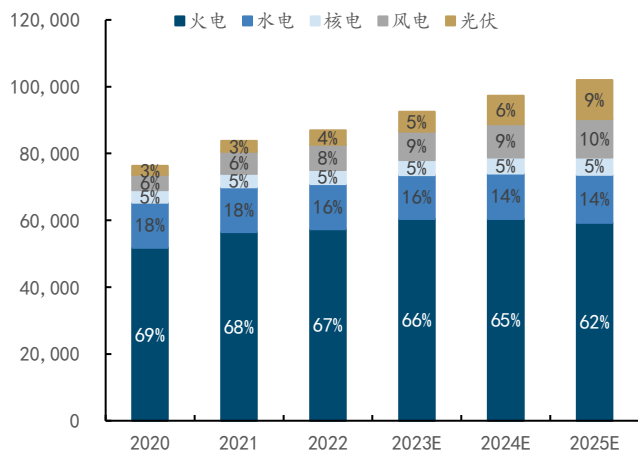
■ 23 年风、光新增装机量超预期，24 年有望提前完成“十四五”新能源发展目标。一般而言，当年新能源装机增速是次年新能源发电量增速的先行指标：例如 1~10M22 风、光合计装机容量同比增长 22.6%，而 1~10M23 风、光合计发电量同比增长 18.4%；受今年下半年风资源不及去年同期影响电量增速略低，但总体与去年同期装机增速相匹配。截至 9 月底，23 年风、光累计新增装机 162.4GW、合计装机量同比增长 29.8%；我们预计 2023 年全年风、光新增装机容量有望达到 250GW，即到年底时新能源装机量同比增速有望提升至 33.0%。基于 24 年全社会用电量同比增长 5.2%、风



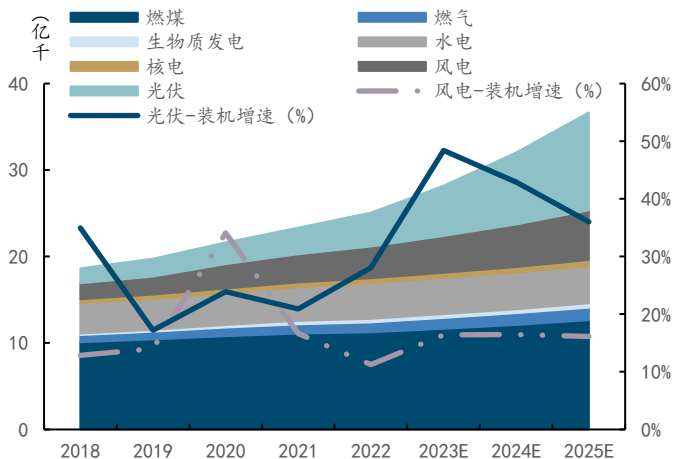
/光利用小时数分别为 2000/1030 小时的假设，预计到 2024 年底风光合计发电量占比有望突破 19%，提前完成风光发电量占比翻倍的“十四五”规划目标。

- 预计 2024 年火电发电量与今年基本持平，但仍需关注来水情况。基于 2024 年火电、水电、核电、风电、光伏新增装机容量分别为 58、5、4、70、250GW，水电、核电、风电、光伏利用小时数分别为 3227、7674、2000、1030 小时，倒挤得出 2024 年火电发电量约 60,374 亿千瓦时，预计较 23 年微降 0.1%。常规水电作为可靠性仅次于火电和核电的电源，发电量占比通常与装机容量占比相当。但过去 3 年实际情况显示，气候变化使极端天气事件增加使得影响水电机组利用小时数的来水情况可预测性下降；若 24 年来水继续偏枯，则保供责任下火电发电量或仍有增长空间。

图表29：“十四五”分电源发电结构预测



图表30：“十四五”分电源装机结构预测



来源：iFind、中电联、国金证券研究所。注：百分数为发电量占比。

来源：iFind、中电联、国金证券研究所

图表31：电力需求预测

分行业用电量	单位	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
第一产业	亿千瓦时	780	859	1,023	1,146	1,283	1,417	1,557
YOY	%	7.1%	10.1%	19.1%	12.0%	12.0%	10.4%	9.9%
占比	%	1.1%	1.1%	1.2%	1.3%	1.4%	1.5%	1.5%
第二产业	亿千瓦时	49,362	51,215	56,131	57,001	60,755	63,384	65,779
YOY	%	4.5%	3.8%	9.6%	1.5%	6.6%	4.3%	3.8%
占比	%	68.3%	68.2%	67.5%	66.0%	66.1%	65.6%	64.9%
第三产业	亿千瓦时	11,863	12,087	14,231	14,859	16,532	17,913	19,378
YOY	%	9.8%	1.9%	17.7%	4.4%	11.3%	8.4%	8.2%
占比	%	16.4%	16.1%	17.1%	17.2%	18.0%	18.5%	19.1%
城乡居民	亿千瓦时	10,250	10,949	11,743	13,366	13,343	13,965	14,585
YOY	%	5.8%	6.8%	7.3%	13.8%	-0.2%	4.7%	4.4%
占比	%	14.2%	14.6%	14.1%	15.5%	14.5%	14.4%	14.4%
全社会用电量	亿千瓦时	72,255	75,110	83,128	86,372	91,913	96,680	101,300
YOY	%	5.6%	4.0%	10.7%	3.9%	6.4%	5.2%	4.8%

来源：中电联、能源统计年鉴、国金证券研究所

图表32：电力供应预测

	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
发电量 (亿千瓦时)							
火电	50,465	51,770	56,463	57,307	60,416	60,374	59,235
其中：燃煤	45,538	46,296	50,270	50,770	55,285	54,901	53,405
燃气	2,325	2,525	2,834	2,694	3,188	3,419	3,664
水电	13,021	13,553	13,401	13,550	13,086	13,666	14,389
核电	3,487	3,662	4,075	4,178	4,507	4,792	5,169
风电	4,053	4,665	6,556	7,624	8,509	9,909	11,509
光伏	2,240	2,611	3,270	4,276	6,001	8,576	11,666
总发电量	73,266	76,264	83,768	86,941	92,519	97,317	101,967



	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
同比增速 (%)							
火电	2.5%	2.6%	9.1%	1.5%	5.4%	-0.1%	-1.9%
其中：燃煤	1.6%	1.7%	8.6%	1.0%	8.9%	-0.8%	-2.7%
燃气	7.9%	8.6%	12.2%	-4.9%	18.3%	7.3%	7.2%
水电	5.7%	4.1%	-1.1%	1.1%	-3.4%	4.4%	5.3%
核电	18.2%	5.0%	11.3%	2.5%	7.9%	6.3%	7.9%
风电	10.8%	15.1%	40.5%	16.3%	11.6%	16.5%	16.1%
光伏	26.6%	16.6%	25.2%	30.8%	40.3%	42.9%	36.0%
总发电量	4.7%	4.1%	9.8%	3.8%	6.4%	5.2%	4.8%
占比 (%)							
火电	68.9%	67.9%	67.4%	65.9%	65.3%	62.0%	58.1%
其中：燃煤	62.2%	60.7%	60.0%	58.4%	59.8%	56.4%	52.4%
燃气	3.2%	3.3%	3.4%	3.1%	3.4%	3.5%	3.6%
水电	17.8%	17.8%	16.0%	15.6%	14.1%	14.0%	14.1%
核电	4.8%	4.8%	4.9%	4.8%	4.9%	4.9%	5.1%
风电	5.5%	6.1%	7.8%	8.8%	9.2%	10.2%	11.3%
光伏	3.1%	3.4%	3.9%	4.9%	6.5%	8.8%	11.4%

来源：中电联、能源统计年鉴、国金证券研究所

2.2 有效容量供需分化，影响电价预期

- 受跨省跨区输电能力限制，当前电力市场仍是主要以省为单位的区域性市场。国内保供形势测算结果反映各省供需趋势分化，部分以浙江为代表的省份由于有效容量不足所带来的电力硬缺口风险仍存。宽电量、紧电力之下，对明年总体电价水平无需过分悲观。
- ✓ 假设：（1）供给侧：假设各类电源有效容量系数分别为：火电/核电 100%、水电 50%、风电 10%、光伏 0%，装机容量的时间切面选取当年最高负荷所在月份；（2）需求侧：最高负荷+10%备用空间。
- ✓ 全国层面看：有效发电容量与最高负荷之间的供需差正在缩小；分省看具备如下特征的省份预计存在缺电问题：
 - 1) 外送电省份“有效容量-（最高负荷+10%备用）”为负，且缺口扩大：代表供需紧张程度最高，本地容量用于外送电后会加剧本地缺电情况。涉及河北、青海、西藏。
 - 2) 外受电省份“有效容量-（最高负荷+10%备用）”为负，且缺口扩大：这一类省份本地有效容量不足以支撑用电需求，对外来电存在严重依赖，且从 1~10M23 负荷过峰情况来看本地有效容量缺口在扩大。涉及河南、天津、浙江、北京。
 - 3) 其他“有效容量-（最高负荷+10%备用）”值趋于下降的省份。涉及宁夏、福建、黑龙江、广西、辽宁。
- ✓ 该测算方式下，三北地区多省份在边际上出现有效容量缺口扩大的趋势，我们判断主要与当地新能源转型节奏较快有关。而在华东/华南沿海省份里，浙江、福建、广西供需趋紧的结果值得关注。由于三地每年最大负荷均出现在夏季，因此我们判断今年负荷已过峰，浙江、福建、广西相比 22 年最大负荷同比分别+8.2%、+5%、+12.6%（23 年全国最大负荷同比+3.8%），可见需求端在此起到影响，明年电价或有支撑。
- ✓ 该测算方式下，四川、云南两大水电省份供需趋于宽松，主因水电容量以 50%计算。若悲观假设下仅考虑火电与核电作为有效容量，则两地存在显著缺口。

图表33：中性情景下各地电力供需趋势分析

中性情景：有效容量=核电容量 100%+火电容量 100%+水电容量 50%+风电容量 10%+光伏容量 0%					
省份类别	省份	有效容量-（最高负荷+10%备用） （22A, 万千瓦）	有效容量-（最高负荷+10%备用） （23E, 万千瓦）	变化幅度绝对值	供需趋势
外送电省份	宁夏	1857.5	1646.7	11.3%	紧张
	云南	1863.2	1883.9	1.1%	宽松
	四川	23.7	68.5	189.3%	宽松
	新疆	3179.6	3367.4	5.9%	宽松



	山西	3613.9	3903.2	8.0%	宽松
	甘肃	722.7	730.1	1.0%	宽松
	内蒙古	4944.3	5554.6	12.3%	宽松
	河北	-2592.3	-3025.7	16.7%	紧张
	贵州	1805.5	2303.6	27.6%	宽松
	吉林	790.5	832.1	5.3%	宽松
	湖北	91.3	200.8	120.0%	宽松
	安徽	192.5	211.9	10.1%	宽松
	青海	-223.8	-316.8	41.5%	紧张
	西藏	-29.8	-35.8	20.3%	紧张
	福建	261.2	34.2	86.9%	紧张
	黑龙江	2708.7	896.7	66.9%	紧张
外受电省份	陕西	884.6	1688.0	90.8%	宽松
	海南	157.6	238.2	51.1%	宽松
	江西	-271.7	-235.3	13.4%	宽松
	河南	-823.3	-930.3	13.0%	紧张
	广西	367.5	348.9	5.1%	紧张
	江苏	-3012.7	-2917.8	3.1%	宽松
	辽宁	897.7	734.3	18.2%	紧张
	山东	440.5	522.2	18.5%	宽松
	湖南	-1040.2	-985.7	5.2%	宽松
	广东	-2483.1	-2208.7	11.1%	宽松
	天津	-29.2	-63.4	117.4%	紧张
	浙江	-3065.3	-3674.8	19.9%	紧张
	重庆	-838.5	-732.0	12.7%	宽松
	上海	-1650.5	-1349.0	18.3%	宽松
	北京	-1629.3	-1629.9	0.0%	紧张
全国		20033.4	19701.5	1.7%	紧张

来源：中电联、国金证券研究所

三、24 年展望（下）：紧抓电改主线，细数各类电源的差异化机遇

- 通过 23 年复盘和对 24 年电量/电力供需形势的预测，我们认为 2024 年电力行业的运行将呈现两大特征：
 - 1) 不同电源的不同特征决定其在电力系统中的定位，如大水电与核电承担基荷电源、火电转向调峰电源、新能源转向主体电源；电力市场对电源的不同特征差异化定价。
 - 2) 23 年一次能源价格下行基本解决了我国电力的软性缺口，但受制于跨省跨区输电能力，当前电力市场仍是主要以省为单位的区域性市场。由于各省/市电源结构不同，24 年部分地区部分时段仍面临有效容量供应不足造成电力供应出现硬缺口的情况。

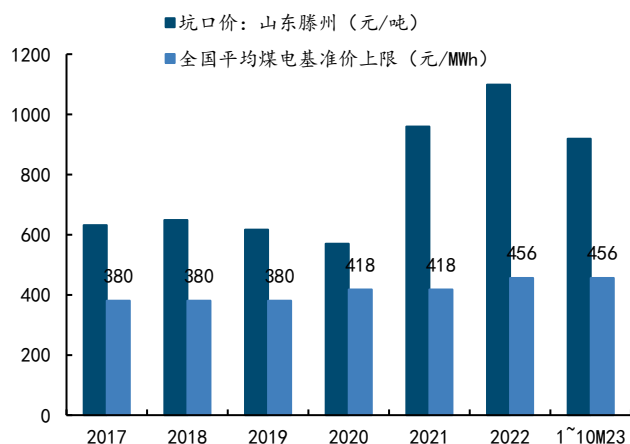
3.1 火电：关注容量电价机制落地背景下的四类投资机会

3.1.1 容量电价+电力现货+电煤长协，公用事业属性有望回归

- 煤电企业业绩的周期性实质是“计划电与市场煤”矛盾下对煤炭周期性的映射。煤电相比其他电源最显著的区别在于成本构成上以可变成本为主，即占比最大的燃料成本取决于上网电量、供电煤耗和入炉标煤单价。电力作为民生必需品，其售价在我国长期受到严格管控。反观上游行业，煤炭价格虽也受行政干预，但波动范围明显宽于电价，由此导致煤电企业的业绩映射出煤炭的周期性。
- 容量电价增强了电企抵御煤价波动风险的能力。在“1439 号文”规定的市场化交易电价范围的基础上出台煤电容量电价，为煤电企业成本疏导能力的改善提供了机制。

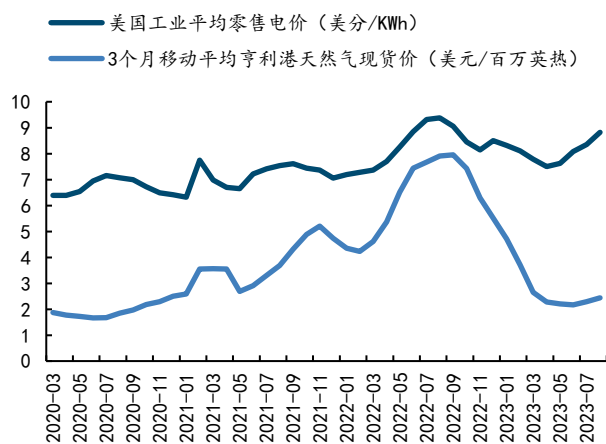


图表34：中长期电价浮动区间远不足以完全疏导市场煤价波动带来的燃料成本上升



来源：iFind、北极星电力网、国金证券研究所。注：2017 年，煤电标杆电价最后一次调价；2019 年，“1658 号文”将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，范围为[-15%，+10%]；2021 年，“1439 号文”将基准价上下浮动范围扩大至[-20%，+20%]，高耗能企业和电力市场交易价格不受上浮 20%限制

图表35：美国电价机制下的工业平均零售电价能涨能跌，燃料成本可被有效疏导，电企业绩稳定性较好



来源：iFind、国金证券研究所

- 电煤中长协普及+电力市场化改革深化，从成本控制和疏导两方面理顺煤电顶牛问题。现货市场试点全面铺开叠加电煤中长协覆盖率进一步提升，火电盈利模式出现变化。
- ✓ 以华能国际为例，当 5500 大卡长协煤价为 770 元/吨，在年度电价上浮 20%的情况下，公司煤电度电毛利率约 12.3%；考虑参与现货市场的机组利用小时数由 4200 小时下降至 2000 小时将带来度电折旧成本增加 0.018 元/KWh，并且考虑煤电机组压低负荷将造成供电煤耗上升，假设华能国际收到的容量补偿分摊到度电约为 0.02 元/KWh，则当现货市场交易均价较公司综合燃煤电量基准价上浮 40%时，公司煤电度电毛利率约 7.9%。
- ✓ 2015 年底煤炭供给侧改革开始以来，华能国际整体毛利率最高为 2016 年的 21.5%，最低为 2021 年的-0.3%。假设公司未来每年电煤中长协煤履约率约 80%、5%电量参与现货市场，此部分电量加权平均毛利可达 12.0%，与公司过去 7 年平均毛利率水平基本持平且稳定性远强于过去，公用事业属性回归煤电价值有望重估。
- ✓ 建议关注长协煤覆盖率较高的火电企业，例如与中国神华联营可实现电煤长协全覆盖的国电电力，作为头部电力央企电煤长协资源保障情况较好的华能国际，以及与中国神皖联营且具备坑口电厂优势的皖能电力。

图表36：华能国际煤电业务盈利能力测算

	中长期市场	现货市场
供电标煤耗 (克/KWh)	286.04	296.04
5500 大卡煤价 (元/吨)	770	1000
度电成本 (元/KWh)	0.427	0.542
煤电业务毛利率 (%)	12.3%	7.9%

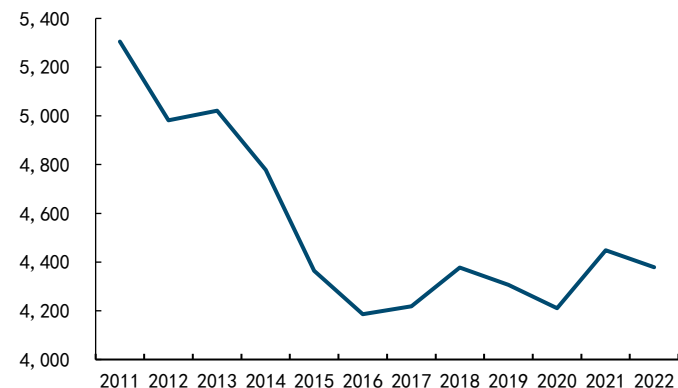
来源：华能国际 2022 年年报、国金证券研究所

3.1.2 短期看，容量电价对煤机利用率已承压的电企业绩改善作用更大

- 火电主要成本项为燃料成本和折旧成本，度电折旧成本与机组利用率负相关。以 2022 年的国电电力为例，若仅考虑利用小时数对度电折旧费用的影响，利用小时数下降 1000 将使国电电力的度电净利润减少约 4 厘/KWh。2011 年以来全国火电利用小时数呈下降趋势，部分地区煤机利用小时数已长期持续低于 5000 小时的经济性核算常用指标，电企难以通过单一电量电价回收成本。

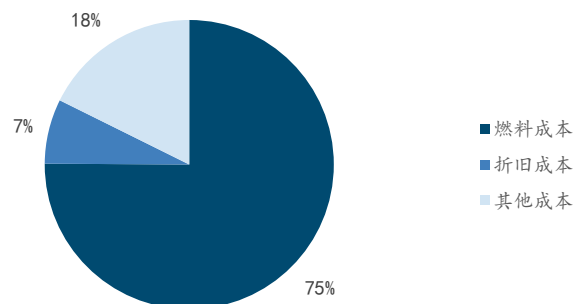


图表37：2011年以来，全国火电利用小时数总体呈下降趋势



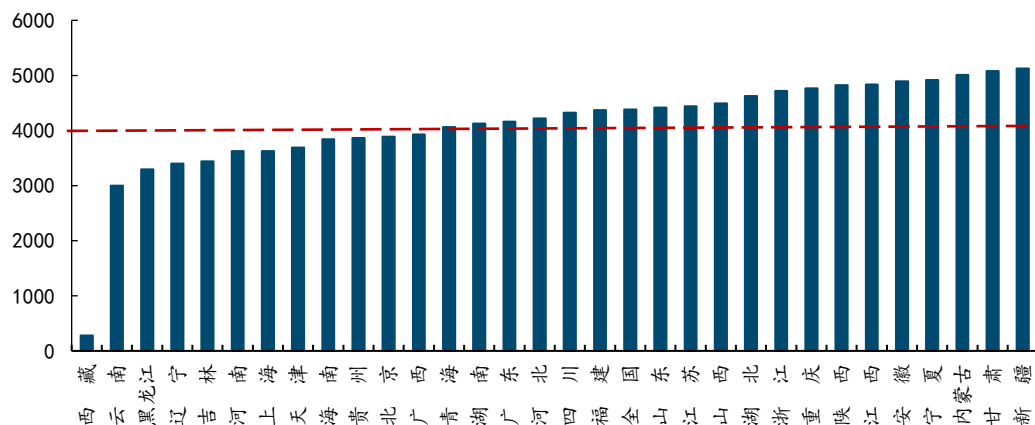
来源：iFind、国金证券研究所

图表38：以国电电力为例，燃料与折旧成本合计占火电营业成本的8成以上



来源：国电电力 2022 年报、国金证券研究所

图表39：截至 2022 年底，已有 12 个省份火电利用小时数低于 4000 小时



来源：iFind、国金证券研究所

- 根据“1501号文”，2024~2025年全国煤电容量电价分为两档。考虑各地省内能源转型节奏，按照煤机单位千瓦平均造价3300元、10年成本回收期，2024~2025年除四川、云南、广西、青海、重庆、河南、湖南7省容量电价为165元/KW·年（50%*330元/KW·年）外，其余省/市均为100元/KW·年（30%*330元/KW·年）。省属火电企业所收的容量电费按照对应省份的容量电价计算，全国性火电企业所收的容量电费按照100元/KW·年计算，以1~3Q23扣非归母净利润年化作为业绩基准计算上市火电企业业绩对容量电费的敏感性，发现容量电费对装机规模大、利用小时数低的企业盈利能力的边际改善作用更显著。
- 24年起火电企业电价由容量+电量两部分组成，仍需关注各省电力年度交易结果。考虑到煤电电量已经100%进入市场，电量电价通过市场化交易形成、受成本和供需两大因素影响。成本来看，23年煤价中枢下移；供需来看，煤机利用小时数低侧面反映出机组所在地煤电产能富余、电量总体宽松，乐观情形下或存在高峰时段电力短缺的情况。

✓ 综上，建议关注各省24年电力年度交易结果，谨慎推荐豫能控股。

图表40：以1~3Q23扣非归母净利润年化为基准，上市火电企业煤电容量电费规模及业绩敏感性测算

代码	名称	煤电装机 (万千瓦)	利用小时数 (小时)	1~3Q23扣非归母净利润年 化(亿元)	容量电费 (亿元)	对应弹性 (%)
600744.SH	华银电力	524	3732	0.0	5.2	20937.9%
000600.SZ	建投能源	915	4206	1.3	9.2	693.6%
000767.SZ	晋控电力	880	4782	-1.8	8.8	496.1%
600578.SH	京能电力	1780	4629	10.8	17.8	164.7%
601991.SH	大唐发电	4751	4225	29.2	47.5	162.8%
001896.SZ	豫能控股	766	3380	-8.7	12.6	146.1%



代码	名称	煤电装机 (万千瓦)	利用小时数 (小时)	1~3Q23 扣非归母净利年 化 (亿元)	容量电费 (亿元)	对应弹性 (%)
600795.SH	国电电力	7084	5197	70.9	70.8	99.9%
000539.SZ	粤电力 A	2055	4556	22.8	20.6	90.1%
000543.SZ	皖能电力	1322	4845	16.7	13.2	79.2%
600027.SH	华电国际	4370	4508	55.5	43.7	78.7%
600011.SH	华能国际	9406	4228	125.3	94.1	75.1%
000966.SZ	长源电力	629	4739	8.4	6.3	74.9%
000899.SZ	赣能股份	340	4784	5.7	3.4	59.2%
600509.SH	天富能源	289	6381	4.9	2.9	58.4%
600396.SH	*ST 金山	520	2965	-10.2	5.2	51.0%
600021.SH	上海电力	985	4342	19.4	9.8	50.7%
002608.SZ	江苏国信	1185	4515	25.0	11.8	47.4%
000690.SZ	宝新能源	347	5335	8.3	3.5	41.8%
600157.SH	永泰能源	894	4007	21.6	8.9	41.4%
600863.SH	内蒙华电	1140	5007	28.8	11.4	39.5%
600023.SH	浙能电力	2887	5410	75.5	28.9	38.2%
600642.SH	申能股份	840	4887	33.0	8.4	25.4%
000531.SZ	穗恒运 A	108	5555	4.6	1.1	23.3%
600780.SH	通宝能源	128	4646	7.1	1.3	18.0%

来源：iFind、各公司 2022 年年报、国金证券研究所。注：火电包括煤电和气电，其中晋控电力、长源电力、赣能股份、永泰能源、*ST 金山仅披露火电整体数据。

3.1.3 长期看，缺电省份地方性火电装机弹性可期、电量电价存在支撑

- 如本章开篇所述，容量电价的意义正是在于通过为煤电建立一个投资成本回收机制来稳定收益预期，从而达到鼓励装机和促进灵活性改造的目的。章节 2 中的有效容量供需测算中显示紧张/趋紧的省份装机增长潜力较大；另考虑到省间电力现货市场价格上限是省内电力现货市场价格上限的两倍，地方政府火电建设积极性较强。

图41：浙江省“十四五”期间清洁高效支撑性电源项目规划

序号	项目名称	机组数量 (台)	装机容量 (万千瓦)	预计投产时间
1	浙能乐清电厂三期 (投产)	2	100	2023
2	国能舟山电厂三期 (在建)	2	66	2024
3	浙能六横电厂二期 (在建)	2	100	2025
4	华润温州电厂二期 (在建)	2	100	2025
5	华能玉环电厂三期 (开工)	1	100	2025
6	浙能嘉兴电厂四期 (核准)	2	100	2026
7	浙能台二电厂二期 (核准)	2	100	2026
8	岱山鱼山电厂 (前期)	2	66	
9	临海头门港电厂 (前期)	2	66	
合计		1496		

来源：浙江省发改委、《2023 年省重点建设项目形象进度计划》、北极星、国金证券研究所

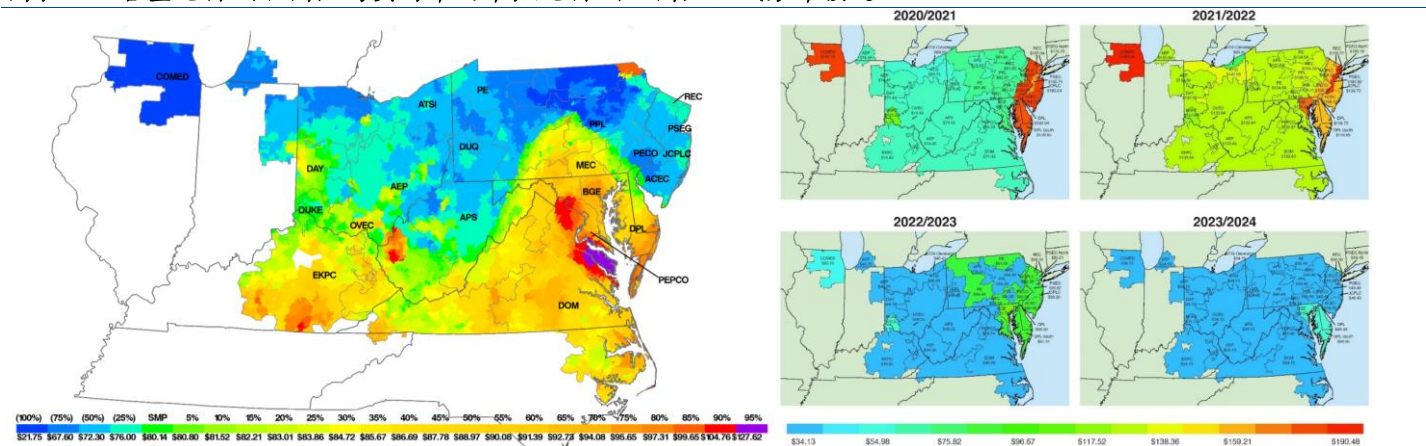
- 电量/容量电价支付主体重合度接近 90%，最终价格水平仍取决于市场供需、竞争格局等多方因素。当前容量电价机制的一大亮点为引入了竞争机制，为后续容量市场的建设铺路。
- ✓ 3300 元/KW 低于百万千瓦高效煤机的单位投资成本、高于亚临界机组的单位投资成本，类似当年的标杆电价引入竞争，偏向利好大机组。
- ✓ 采用“部分容量成本补偿+策略报价型现货市场”模式，通过容量机制回收通过现货市场商拿不回的钱。此模式下现货市场价格波动性更大，有利于传递价格信号引导负荷，也决定了容量市场建设要在电力现货市场全面建成之后。
- 他山之石：PJM 容量电价与实时市场节点电价区域分布接近，反映供需。PJM 实时市场上节点定价机制清晰反映了电力供需的区域分布情况，由于电网跨区传输能力的



限制，导致负荷中心华盛顿特区电价最高。与之对应，该区域起到保供作用的气电容量电价也更高，反映出容量市场与电能量市场在供需关系上存在一致性。

- ✓ 基于以上，推荐浙江省属区域性龙头火电企业浙能电力，火电设备商东方电气（电新组覆盖）、上海电气（电新组覆盖）。

图表42：容量电价（右图）与实时市场节点电价（左图）区域分布接近



来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

3.1.4 容量机制鼓励灵活性改造和新增装机，利好火电设备商

- 新增火电有望加快：“十四五”新一轮火电投资建设进度略有滞后主要由于运营商对未来火电发电利用小时数存在担忧，容量补偿政策以保障机组成本的部分回收作为计价基数，有望根除这类担忧。
- 火电灵活性改造有望加快：
 - ✓ 灵活性改造成本包含一次性投资成本与发电机会成本两部分。一方面，机组一次性改造成本平均约 100 元/KW（不同机组差异较大）；另一方面，削减出力、承担备用意味着火电利用小时数下降、发电机会损失，也会抬高单位电量的折旧成本。
 - ✓ 灵活性改造成本回收当前通过调峰辅助服务市场实现，长期看将由现货市场实现替代。从 1H23 全国电力辅助服务费用结构情况可见，火电是其中主要获益方、调峰补偿占比 60%。但调峰辅助服务市场作为过渡阶段的产物，费用的支付和收取仍在发电侧“零和”，即多数火电仍同时作为主要支付方。由现货市场替代后，经改造机组可于午间光伏出力较多时段压低负荷并于市场低价购电履约，并于晚间光伏出力不足时满负荷发电、赚取较高的电量电价。

图表43：1H23 全国电力辅助服务费用结构情况

全国电力辅助服务	分类
按结构	市场化补偿费用 204 亿元，占比 73.4%； 固定补偿费用 74 亿元，占比 26.6%
按类型	调峰补偿 167 亿元，占比 60%； 调频补偿 54 亿元，占比 19.4%； 备用补偿 45 亿元，占比 16.2%
按主体	火电企业获得补偿 254 亿元，占比 91.4%

来源：北极星电力网、国金证券研究所

- ✓ 容量补偿机制与灵活性改造并不冲突。机组可获容量补偿金额取决于申报容量，因此市场或有担心灵活性改造后的机组在压低出力后可申报容量降低。但事实上这一担忧并不存在，容量补偿机制为“保供”目标而生，重点考核用电峰时段火电顶峰出力能力，而机组并不会在峰值时段选择压低出力，因此可申报容量不受影响。
- ✓ 建议关注火电设备及灵活性改造企业青达环保、华电重工。

3.2 水电：低基数下业绩有望改善、缺电省份大水电还原基荷电源价值

- 从 2H22 持续至 1H23 的来水偏枯使水电企业业绩普遍承压。受极端天气影响，2022 年汛期来水极端偏枯导致部分具备年度乃至多年调节能力的龙头水库未能按计划完成蓄水，进而影响来年枯水季发电能力，且未能充分发挥其调节能力。1H23，受乌

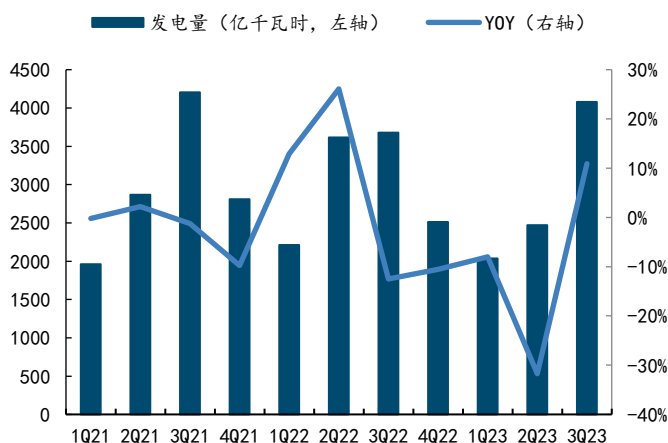


东德和三峡水库来水总量分别同比偏枯 22.9%、30.3%影响，同期长江电力总发电量同比下降 16.9%。

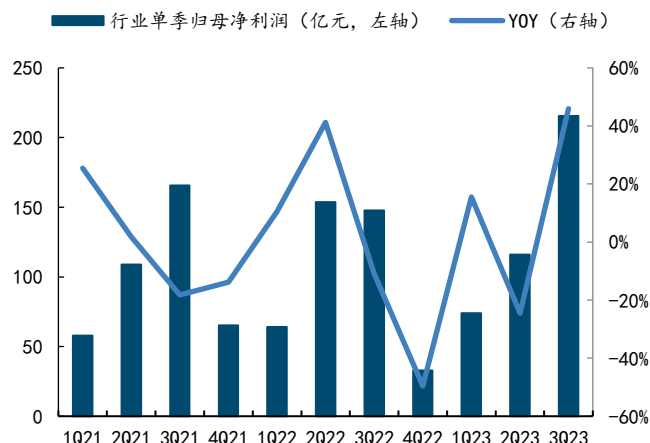
- 汛期来水改善助龙头水库完成蓄水计划，低基数下 24 年业绩修复可期。据长江电力公告，公司预计在 10 月 20 日 2023 年度蓄水计划，总可用水量达 410 亿立方米，蓄能 338 亿千瓦时。据测算，计划完成后六座梯级水库蓄能将同比增加超过 90 亿千瓦时，展现出龙头水库的强大调节能力。梯级水库蓄能将用于平滑未来来水波动，将作为增量反映在 4Q23 及以后。1H24 低基数效应下，水电电量有望延续同比改善的趋势；水电业绩与发电量往往同向变动而波动幅度大于电量，24 年业绩修复可期。

图表44：1Q21~3Q23 水电发电量及增速情况

图表45：1Q21~3Q23 水电行业单季归母净利润及增速情况



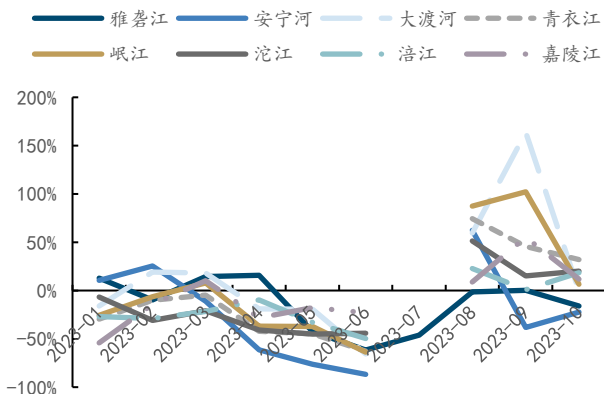
来源：iFind、国金证券研究所



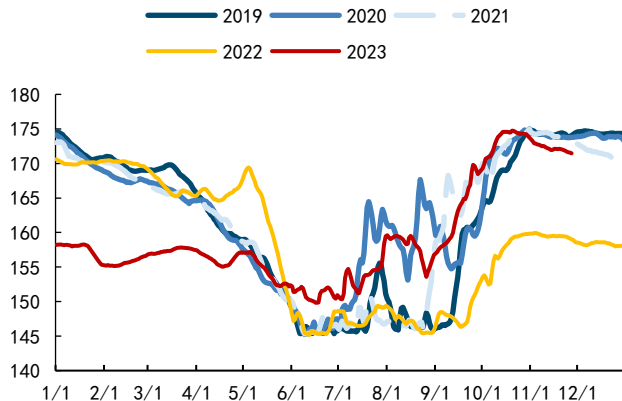
来源：iFind、国金证券研究所

图表46：四川省主要江河来水情况

图表47：2023 年秋季三峡水库水位显著高于去年同期



来源：四川省水文局、国金证券研究所

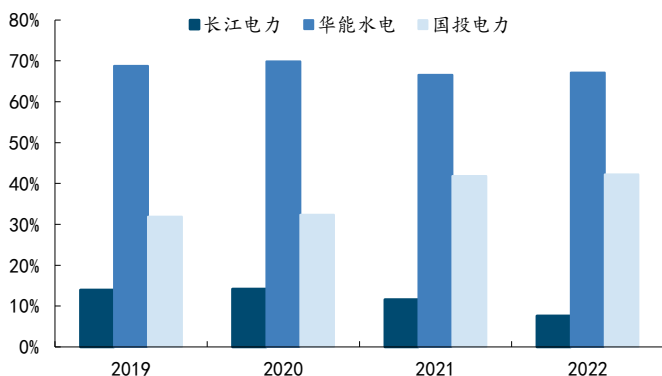


来源：、国金证券研究所

- 重点关注市场化电量占比低、23 年的装机增量未能充分转化业绩增量的长江电力。
- ✓ 在高煤价的支撑下，“1439 号文”出台后各地煤电市场化交易电价普遍实现 20% 的顶格上涨。煤电作为市场化交易电量中的主体具备定价能力，近 2 年市场化交易电量占比较高的水电公司充分受益于市场化电价上浮、实现增利。然而考虑到 2023 年市场煤价中枢大幅下移，2024 年煤电市场化交易电价大概率下行，24 年水电市场化电量的平均电价水平也将随之回落。在此背景下，电量以合同售电和保障性收购为主、拥有全市场最低的市场化电量占比的长江电力电价稳定性较强。另外，长江电力电源组配套特高压外送通道完备、跨省跨区送电的水电机组占比高；并且受电省市均为负荷与经济中心、平均上网电价水平较云、川本地更高，因而上网电价较可比公司而言具备明显竞争优势。

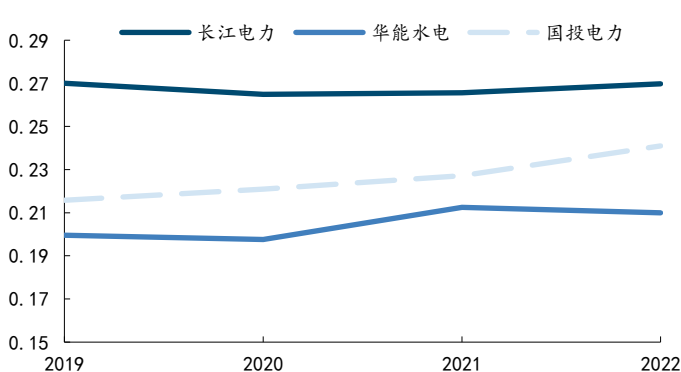


图表48：2019~2022 年长江电力与可比公司市场化电量占比



来源：各公司年报、国金证券研究所

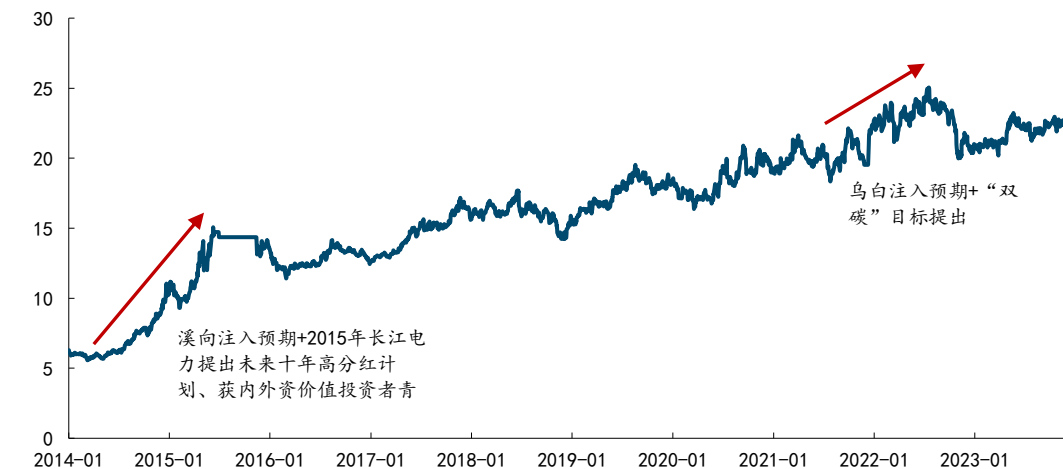
图表49：2019~2022 年长江电力与可比公司水电平均上网电价（元/kWh）



来源：各公司年报、国金证券研究所

✓ 乌白注入后公司装机容量增厚 57.6%，而来水偏枯使装机增量未能转化为业绩增量。2014~2015 年公司股价上涨，溪向电站资产注入的预期是一大重要驱动力：向家坝、溪洛渡电站于 2014 年投产发电，长江电力于 2016 年完成资产注入。注入当年公司水电装机规模增加 2026 万千瓦（+80.3%）；归母净利润同比增长 80.4%，与装机规模增幅基本一致。反观本次乌白于 2023 年初完成注入，而 1H23 乌东德和三峡水库来水总量分别同比偏枯 22.9%、30.3%，2Q23 更是在新增乌白并表的情况下总发电量同比下降 22%。来水偏枯严重拖累业绩转化，使得公司股价 3Q22 开始横盘、4Q22 开始震荡下行；当前股价为 22 年最高水平的约 90%，未能反映资产注入带来的增量。若 24 年来水恢复正常，则公司股价有望回到前高。

图表50：长江电力历史股价



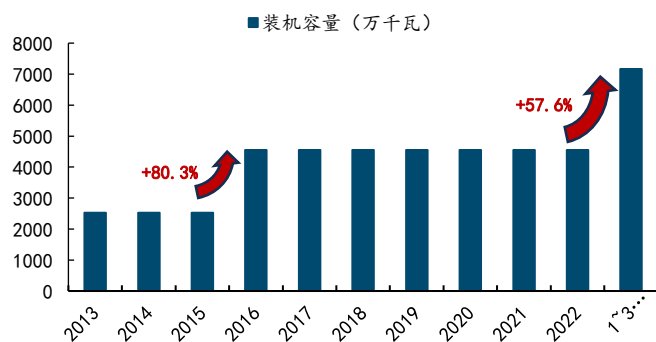
来源：、国金证券研究所

图表51：长江电力六大水电站装机规模情况

名称	装机容量（万千瓦）
三峡	2250
葛洲坝	273.5
溪洛渡	1386
向家坝	640
白鹤滩	1600
乌东德	1020

来源：长江电力公告、国金证券研究所

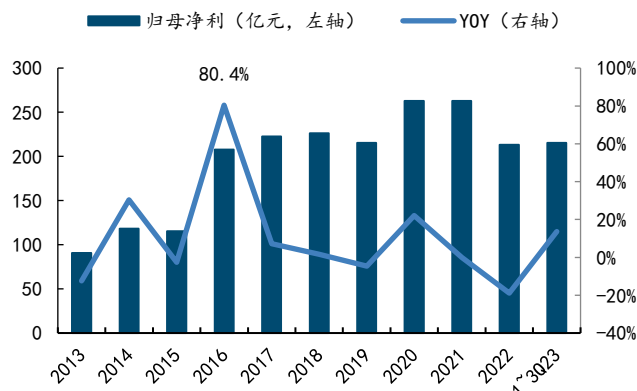
图表52：2019~1H23 长江电力水电装机容量情况



来源：长江电力公告、国金证券研究所

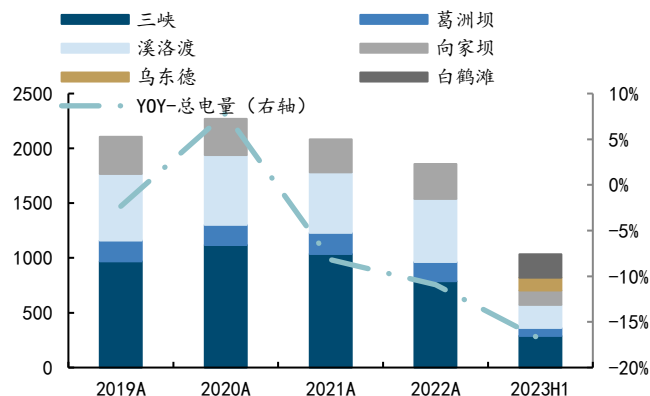


图表53：2016年溪向注入时，长江电力业绩增幅与装机增幅基本一致



来源：长江电力公告、国金证券研究所

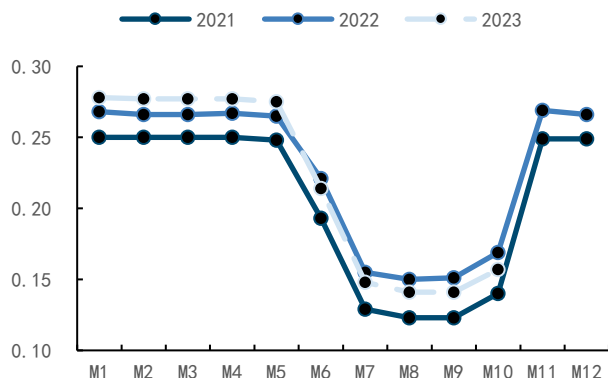
图表54：2019~1H23 长江电力发电量（万千瓦，左轴）及增速（右轴）情况



来源：长江电力公告、国金证券研究所

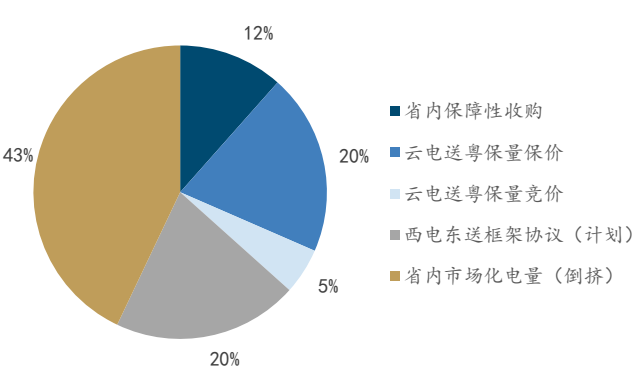
- 关注主要资产布局于电力供需紧张的云南省、24 年有两座新电站投产的华能水电。
- ✓ 云南省内清洁能源市场化电价呈上涨趋势。过去云南省基础负荷较低，大水电虽有一定调节能力但不具优势，外送通道有限叠加本地负荷不足使西南地区 2020 年以前持续面临严重的弃水问题、本地市场化水电长期折价上网。而近年来云南大力引进以电解铝为代表的高耗能工业，本地负荷快速增长至出现电力供需季节性偏紧趋势：在今年汛期来水正常的情况下，云南省 11 月起再度对电解铝企业限产。基础负荷的增长有望还原大水电的基荷电源属性，在电价端表现为市场化水电的折价幅度逐渐缩小直至小时。2023 年汛期来水同比大幅改善的情况下，云南清洁能源丰水期市场化成交电价同比降幅较小即可验证。
- ✓ 省内市场交易电量占公司总发电量的约 40%，省内市场化电价的上行趋势有望冲抵广东省市场化电价的下行风险。下属电站中除漫湾、瑞丽江、中小水电及 2022 年以前投产的新能源电厂发电量属于一类优先发电量，由云南电网全额保障性收购。根据《2021-2023 年澜沧江上游水电站送点广东购售电合同公告》，2021-2023 年公司澜上机组优先发电计划电量按电厂设计多年平均电量安排，为 236.0 亿千瓦时；其中 200 亿千瓦时为保量保价电量、上网电价为 0.3 元/千瓦时（含税），36 亿千瓦时为保量竞价电量、上网电价公式为 0.3 元/千瓦时-当月广东省内市场化交易电量加权平均降幅。根据云南省能源局印发的《2022 年云南电网优先发电计划安排的通知》，2022 年公司“网对网”西电东送电量按比例分配至公司澜沧江中下游电站 204.51 亿千瓦时；根据公司答投资者问，云南西电东送广东网对网协议价约 0.24 元/千瓦时。

图表55：云南省内清洁能源直接交易价格（元/KWh）



来源：昆明电力交易中心、国金证券研究所

图表56：2022 华能水电电力消纳情况（亿千瓦时，%）



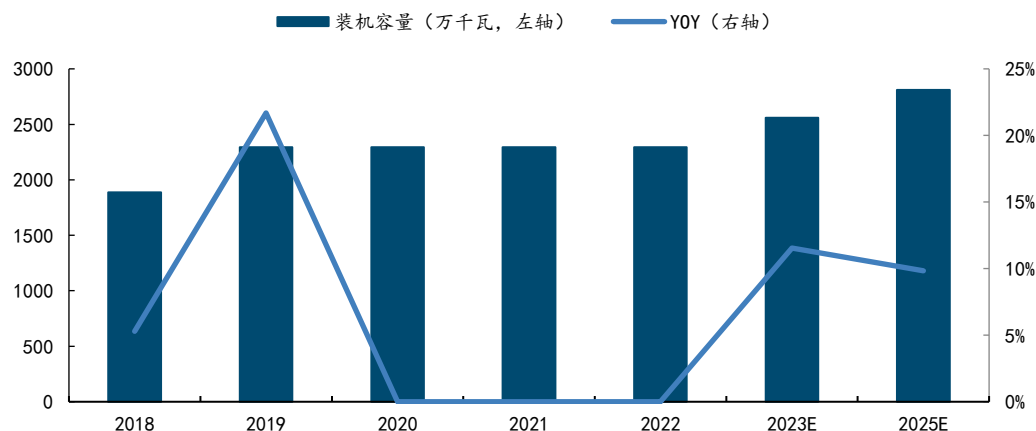
来源：云南电力市场 2022 年运行总结及 2023 年预测分析报告、《2022 年云南电网优先发电计划安排》、华能水电 3Q23 业绩说明会、国金证券研究所

- 收购华能四川，24 年两座新电站开始投产。5M23 公司公告拟收购华电四川能源开发有限公司 100%股权，于 10M23 完成收购。华电四川能源公司在运装机容量 265 万千瓦，资产注入后对应公司水电装机规模增长 11.6%。2024 年来看，华能澜沧江在建的托巴水电站总装机容量 140 万千瓦，计划于 2024 年 6 月首台机组投产、2024 年 12 月全部投产；华能四川在建的大渡河硬梁包水电站总装机容量 111.6 万千瓦，计



划于 2024 年首台机组投产、2025 年全部投产。两座新电站完全投产后将为华能水电进一步带来 9.8% 的水电装机规模增长，未来业绩可期。

图表57：2018~2025E 华能水电水电装机容量及增速



来源：华能水电年报及重大资产重组公告、北极星、国金证券研究所

3.3 核电：连续投产期将至，电价浮动影响有限

- 2019 年起我国核电发展进入第四阶段。19~20 年年核准新机组 4 台，21 年《政府工作报告》提出“积极有序发展核电”，同年核准 5 台机组；22 年两批次共核准 10 台机组，超出预期，核电机组审批和开工的节奏明显加快。

图表58：19 年核准恢复以来节奏提速

核准时间	核准机组情况	年度合计 (台)	项目归属
2019 年	广东太平岭核电站 (1#、2#)	4	中国广核
	福建漳州核电站 (1#、2#)		中国核电
2020 年	海南昌江核电站 (3#、4#)	4	华能集团
	浙江三澳核电站 (1#、2#)		中国广核
2021 年	江苏田湾核电站 (7#、8#)	5	中国核电
	辽宁徐大堡核电站 (3#、4#)		中国核电
	海南昌江小堆机组		中国核电
2022 年	浙江三门核电站 (3#、4#)	10	中国核电
	广东陆丰核电站 (5#、6#)		中国广核
	山东海阳核电站 (3#、4#)		国电投集团
	福建漳州核电站 (3#、4#)		中国核电
	广东廉江核电站 (1#、2#)		国电投集团
2023 年 1~11 月	山东石岛湾电站扩建一期 (1#、2#)	6	华能集团
	福建宁德核电站 (5#、6#)		中国广核
	辽宁徐大堡核电站 (1#、2#)		中国核电

来源：国家发改委、国金证券研究所

- 电量端：24 年将迎核准重启后的首台机组投运。根据中国核电与中国广核的公告信息，24 年预计将有漳州 1 号机组、防城港 4 号机组投入运行，均采用华龙一号堆型，合计装机容量 253.2 万千瓦。从目前公开进度看，防城港 4 号机组已于 11M23 完成热试试验，进入装料准备阶段；而漳州 1 号机组于同期完成了冷试试验，进入热试阶段。预计两台机组将于 2H24 起贡献电量。
- ✓ 连续投产的序幕拉开，24~26 年均装机容量增速约 5%。仅中国核电与中国广核（含控股股东委托管理公司）两家，当前在建三代机组容量合计已达 18.3GW，平稳投运、24~26 年装机容量年均增速约 5%（考虑惠州 1/2 号机组如期并入上市公司体内）。

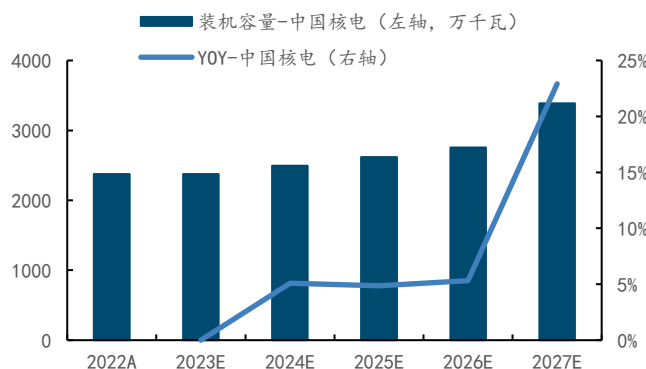


图表59：24年后核电进入连续投产阶段

已公告进度项目-至 3Q23							
核电机组	机组类型	装机容量 (万千瓦)	土建施工	设备安装	调试阶段	并网阶段	计划商运时间
中国核电							
福建漳州 1 号	HPR1000	121.2	√	√			2024 年
福建漳州 2 号	HPR1000	121.2	√	√			2025 年
海南小堆	ACP100	12.5	√				2026 年
江苏田湾 7 号	VVER1200	126.5	√				2026 年
辽宁徐大堡 3 号	VVER1200	127.4	√				2027 年
江苏田湾 8 号	VVER1200	126.5	√				2027 年
辽宁徐大堡 4 号	VVER1200	127.4	√				2027 年
浙江三门 3 号	CAP1000	125.1	√				2027 年
浙江三门 4 号	CAP1000	125.1	√				2027 年
容量合计		1012.9					
中国广核							
来自子公司							
防城港 4 号	HPR1000	132			√		2024 年上半年
陆丰 5 号	HPR1000	120	√				2027 年
陆丰 6 号	HPR1000	120	√				2028 年
容量合计		372					
来自控股股东委托管理公司							
惠州 1 号	HPR1000	111.6		√			2025 年
惠州 2 号	HPR1000	111.6		√			2026 年
苍南 1 号	HPR1000	111.7		√			2026 年
苍南 2 号	HPR1000	111.7		√			2027 年
容量合计		446.6					
中国核电+中国广核合计							
容量总计		1831.5					

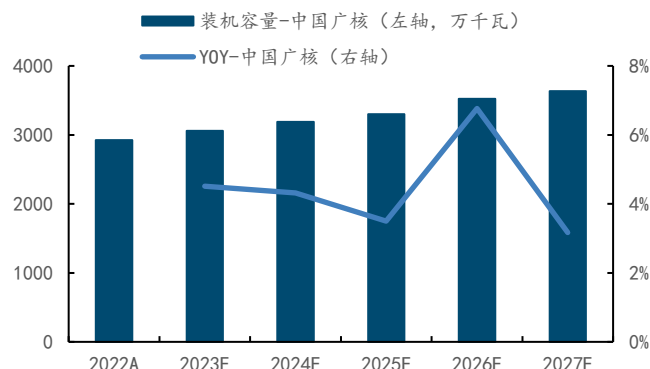
来源：中国核电/中国广核公司公告、国金证券研究所

图表60：24~26 年装机容量平均年增速约 5.1%



来源：中国核电公司公告、国金证券研究所

图表61：24~26 年装机容量平均年增速约 4.9%

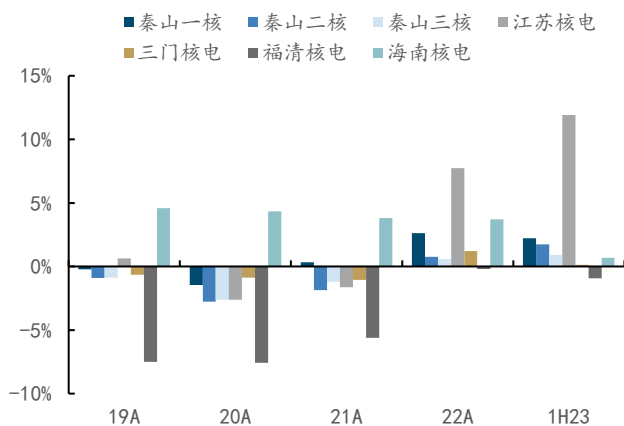


来源：中国广核公司公告、国金证券研究所

- 价格端：近两年受益于市场化电价上浮，核电电价由折价转向溢价，但多数电站实际溢价有限，价格稳定在核准价 5%浮动区间内（大亚湾核电多年稳定溢价、江苏核电近两年溢价较多）。
- 我们认为，核电将长期定位为稳定的基荷电源，作为相比于水风光更可靠的低成本电源（优先发电电源），来匹配低价购电用户需求（优先购电用户）。根据早年间发改委、能源局发布的《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》（下称“144 号文”），要求确保核电按基荷满发、基荷容量之外的核电按保障核电安全消纳的有关规定安排计划。因此，即使核电市场化逐步推行，“电量/电价双稳”的定位预计不会改变。

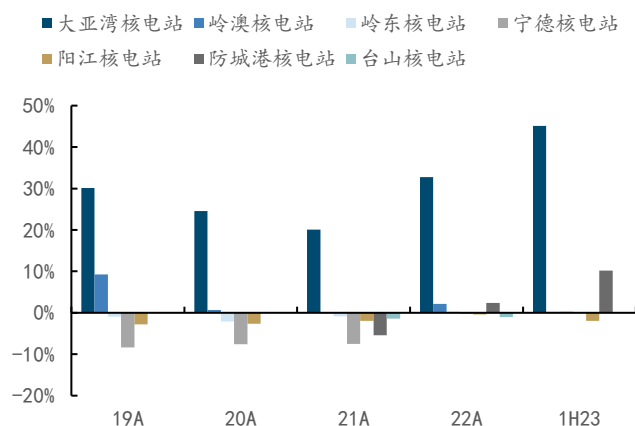


图表62：中国核电分电站电价折/溢价情况



来源：中国核电公司公告、国金证券研究所

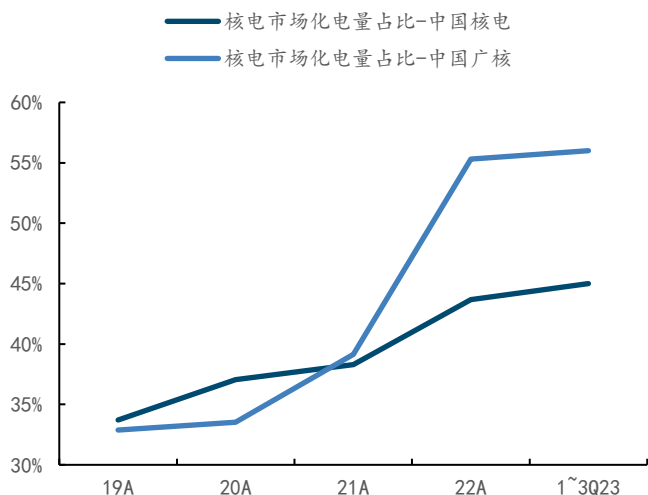
图表63：中国广核分电站电价折/溢价情况



来源：中国广核公司公告、国金证券研究所

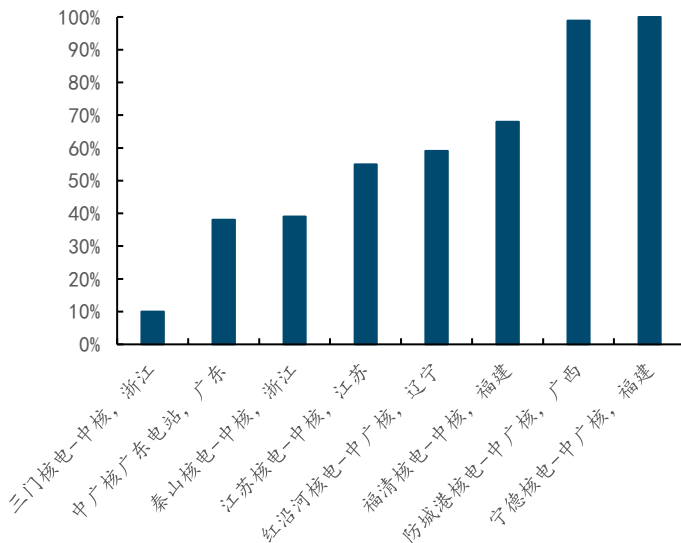
- ✓ 一方面，核电市场化比例相较火电仍然较低。1~3Q23 中国核电/中国广核市场化电量占比分别约为 45%/56%，市场化率进一步提升的幅度有所降低。分地区看，福建、广西核电市场化比例较高（福清核电市场化电量占比低于宁德核电，主因福清 5/6 号机组采取华龙一号堆型，暂不参与市场交易），而前述分地区有效容量分析结果显示这两个省份供需存在趋紧的态势，市场价格风险有限。

图表64：中国核电/中国广核市场化电量占比均已超 40%



来源：中国核电/中国广核公司公告、国金证券研究所

图表65：1~3Q23 进市场电站市场化电量比例情况



来源：中国核电/中国广核公司公告、国金证券研究所

- ✓ 另一方面，广东/广西针对溢价部分开展了回收机制。其中，广东省近日更新的《关于 2024 年电力市场交易有关事项的通知》继续明确了成交均价与市场参考价之差 85%回收的机制；中广核公开业绩交流会上也提及了今年广西同样存在电价回收机制。



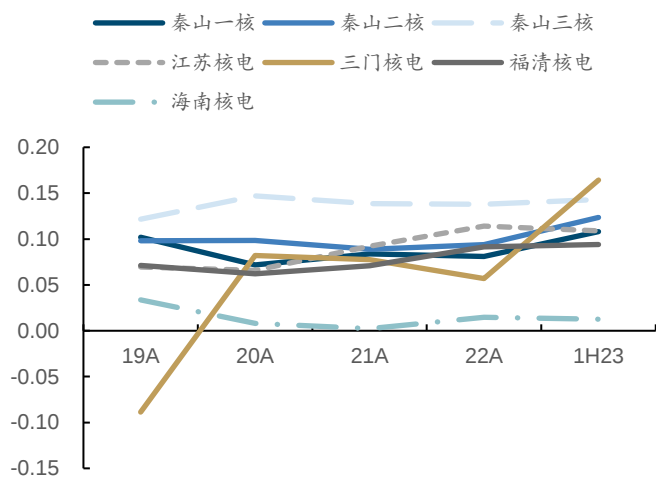
图表66：主要核电省份核电市场化电量安排情况

	文件名称	核电市场化电量安排
广西	《2023 年广西电力交易实施方案》	核电发电企业全电量进入市场
福建	《2023 年福建省电力中长期市场交易方案》	核电机组原则上全部上网电量（除华龙一号以外）参与市场交易。根据全省电力电量平衡及外送情况对核电机组市场化电量进行动态调整。
广东	《关于 2024 年电力市场交易有关事项的通知》	安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 195 亿千瓦时。对核电机组的年度、月度中长期交易电量，按照对应交易品种成交均价与市场参考价之差（负值置零）的 85%从核电机组进行回收。
辽宁	《2023 年辽宁省电力市场化交易方案》	红沿河 1 至 4 号机组上网电量参与电力市场交易，平分至上下半年
浙江	《2023 年浙江省电力市场化交易方案》	中核集团秦山一期全年市场化交易电量占其年发电量的 50%。三门核电全年市场化电量占其年发电量的 10%
江苏	《关于开展 2023 年电力市场交易工作的通知》	江苏核电有限公司全年市场交易电量不低于 220 亿千瓦时（其中#1-2 机组不低于 20 亿千瓦时），其中年度交易电量不低于 180 亿千瓦时。

来源：各省能源局官网、国金证券研究所

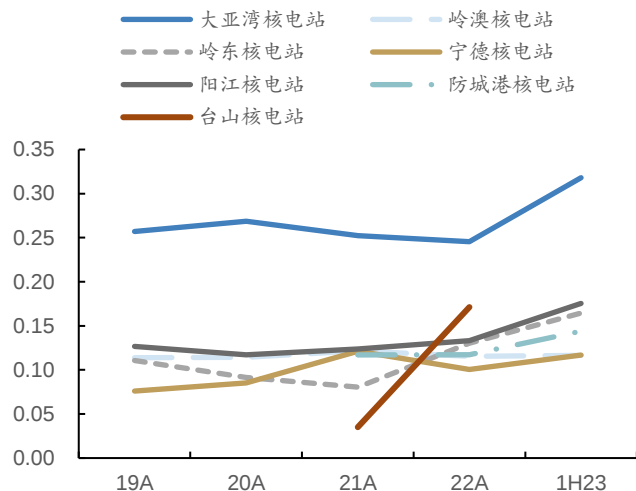
- 远期看：折旧完全后度电利润可观，成本结构稳定，具备高分红潜力。核电度电成本中折旧占比近 40%，目前大亚湾电站折旧完全，加之对港售电，度电净利润水平接近于其他广东省内核电站的 2 倍。而由于核燃料成本占比 15%，使得市场将核电与水电资产对标中担忧边际扰动。考虑到两家运营商均是通过向集团内其他子公司采购，签订天然铀长协价+购买组件能够平抑运营端的成本波动。

图表67：中国核电分电站度电净利润情况（元/KWh）



来源：中国核电公司公告、国金证券研究所

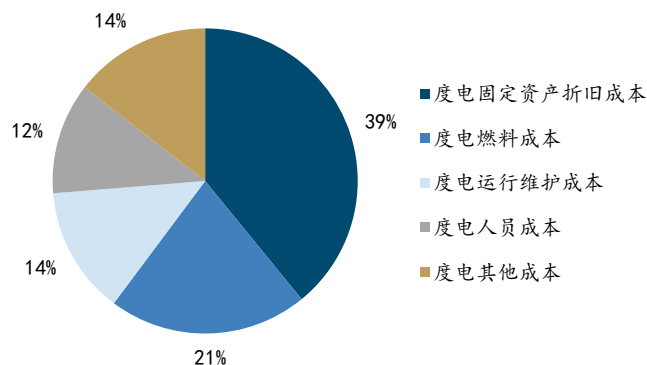
图表68：中国广核分电站度电净利润情况（元/KWh）



来源：中国广核公司公告、国金证券研究所

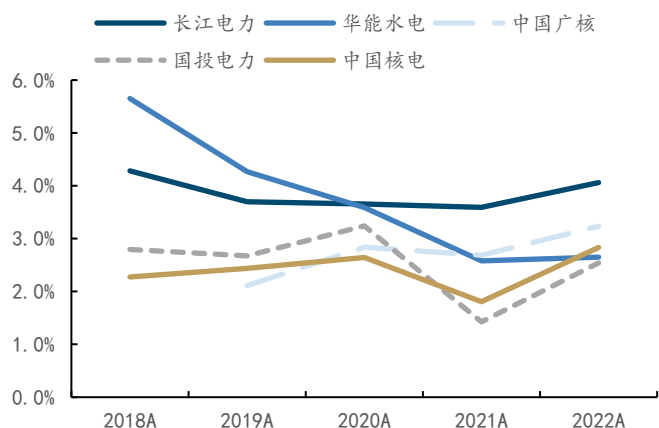


图表69：成本结构决定核电经营稳定性



来源：中国核电公司公告、国金证券研究所

图表70：中广核股息率超部分水电企业



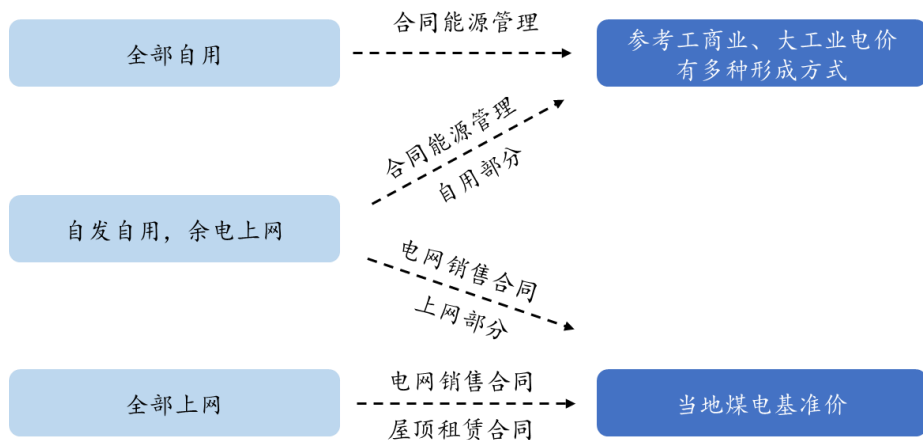
来源：中国广核公司公告、国金证券研究所

- 综合以上对核电电量增长+电价水平稳定+长期高分红能力的分析，建议关注核电运营双寡头中国核电、中国广核。

3.4 绿电：组件降本创造需求，工商业分布式/集中式配储确定性较高

- 组件降本创造需求。年内组件价格下降超 1 元/W 是今年以来光伏装机超预期的核心原因。而由于集中式装机多为规划先行，更多的超预期增量源于“自下而上”经济性驱动的分布式光伏。展望明年，我们仍看好工商业分布式光伏的模式优越性（自发自用为主的利用模式决定电价端受“入市”、“承担消纳成本”等潜在风险因素影响的可能性较小），以及集中式装机预期回暖带来的配储需求。
- 工商业分布式光伏板块建议关注南网能源、芯能科技；储能板块建议关注各核心设备环节，液冷温控环节建议关注申菱环境。
- 工商业分布式利用模式决定电价构成。分布式光伏项目模式主要以“自发自用、余电上网”最为常见，其收入包括客户自用、上网和补贴三部分：
 - （1）客户自用部分根据月度用电额（实际用电量×自发自用部分电价）向客户收取；
 - （2）上网部分根据销售给当地电网的月度售电额（实际售电量×当地燃煤基准电价）向电网公司收取；
 - （3）补贴收入=总发电量×国家政策确定的补贴单价，由电网公司转付（国补当前已取消）。

图表71：工商业分布式利用模式决定电价构成



来源：国金证券研究所

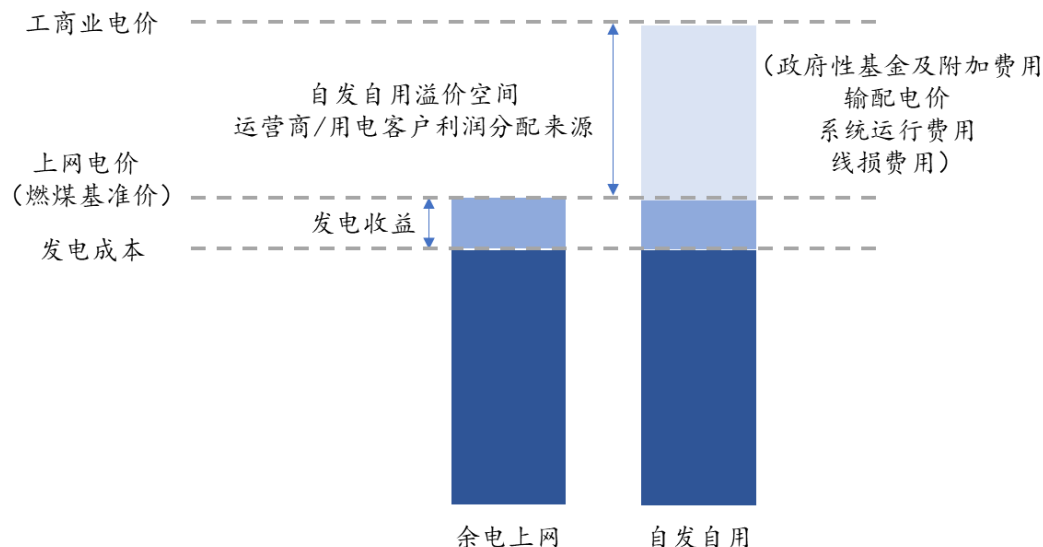
- 补贴退坡已完成，“余电上网”部分占比有限且有望获得额外绿证收益。
- 采取“自发自用、余电上网”模式的光伏项目自 19 年起即采取竞价方式获取补贴，至今国补已取消。
- 针对占比 20% 的余电上网部分，一方面，可赚取度电成本与煤电基准价之差；另一



方面，近期三部委联合发布的《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（1044 号文）增加了对分布式光伏上网电量的绿证核发，意味着后续绿证交易市场活跃后相关电量有望额外获得环境溢价（落地后，该部分溢价收益将与客户分摊、或让利作为获客手段）。

- 针对占比 80%的工商业“自发自用”部分收益，来源于光伏度电成本与工商业电价的差值，可与客户分配的溢价空间较大。早在 19 年补贴大幅退坡以前，三部委发布《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（823 号文）中就明确了“分布式光伏发电项目自用电量免收随电价征收的各类政府性基金及附加、系统备用容量费和其他相关并网服务费”，以维持装机积极性。有关上网电价以外的费用在 2Q23 发布的《第三监管周期省级电网输配电价》（526 号文）中有进一步明确划分。

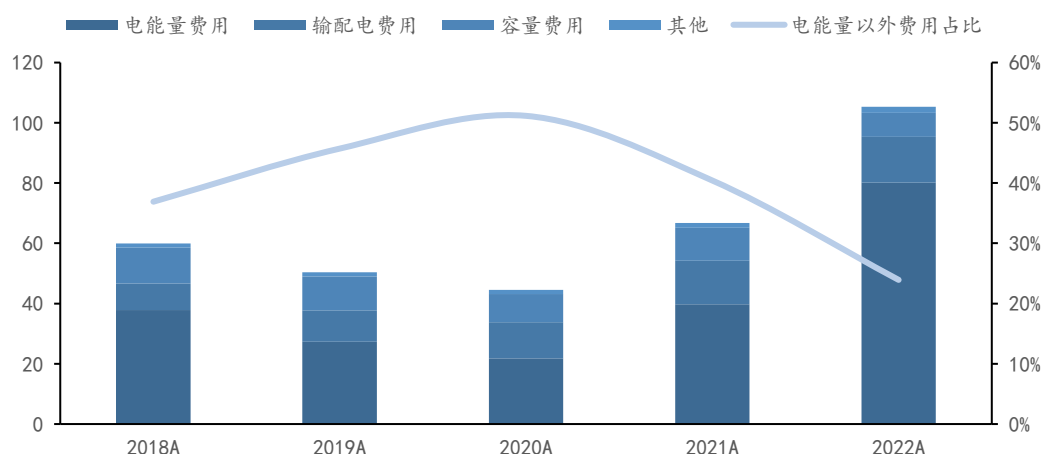
图表72：“自发自用”溢价空间是运营商自持模式的核心



来源：国金证券研究所

- 该溢价空间存在长期扩大趋势。对比美国 PJM 市场可见：在各类增量成本通过市场机制顺畅传导的背景下，电能量以外费用将会占到批发电价 20%以上（近年来占比下行主因上游能源大宗价格涨幅较大，推高电能量费用）。

图表73：近年来美国 PJM 市场批发电价中，电能量费用以外部分合计占 20% 以上



来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

- 工商业分布式光伏装机成长性取决于优质屋顶资源量，而“优质”拆解为具体要素，仍离不开利用小时数、自发自用比例、综合电价构成的电站盈利模型。保持收益率不变，则组件降本可以给电价下行让出空间。
- ✓ 假设：（1）组件成本存在下行趋势，当前中值设为 1.3 元/W；（2）取平均首年利用小时数 1000 小时；（3）自发自用比例中值为 80%；（4）考虑分时电价机制后平均电价 0.77 元/KWh、自发自用部分电价折扣 20%、煤电基准电价 0.453 元/KWh；（5）贷款比例 25%、贷款利率 4%。



- ✓ 结论：中值假设下，工商业分布式光伏资本金 IRR 为 10.4%；组件价格下降 0.1 元/W，对应 IRR 上升 0.4pct；利用小时数由 1000 上升至 1100 小时，对应 IRR 上升 1.5pct；自发自用比例提升 10%，对应 IRR 上升 0.4pct；综合电价提升 0.02 元/KWh，对应 IRR 上升 0.1pct。

图表74：工商业分布式光伏 IRR 测算假设

建设期	
项目装机容量 (MW)	3
系统效率 (%)	80%
组件单价-中值 (元/W)	1.3
单位投资-中值 (元/W)	3.6
首年最佳利用小时数-广东地区，中值 (小时)	1000
运营期	
自发自用比例-中值 (%)	80%
综合电价-中值 (元/KWh)	0.583
其中：工商业用户平均电价	0.77
其中：煤电基准电价	0.453
自发自用部分电费折扣 (%)	20%
折旧年限 (年)	25
残值率 (%)	5%
自有资金比例 (%)	75%
贷款利率 (%)	4%
还款期限 (年)	10

来源：南网能源公司公告、国金证券研究所

图表75：工商业分布式光伏 IRR 敏感性测算

工商业分布式光伏 IRR 敏感性情况			单瓦投资价格 (元/瓦)				
			3.40	3.50	3.60	3.70	3.80
优质区位差异	首年发电利用小时数 (小时)	800	7.8%	7.4%	7.1%	6.8%	6.6%
		900	9.5%	9.1%	8.8%	8.4%	8.1%
		1000	11.2%	10.8%	10.4%	10.0%	9.7%
		1100	12.8%	12.4%	11.9%	11.5%	11.2%
		1200	14.4%	13.9%	13.5%	13.0%	12.6%
优质客户差异	自发自用比例 (%)	60%	10.2%	9.8%	9.5%	9.1%	8.8%
		70%	10.7%	10.3%	9.9%	9.6%	9.2%
		80%	11.2%	10.8%	10.4%	10.0%	9.7%
		90%	11.6%	11.2%	10.8%	10.4%	10.1%
		95%	11.9%	11.4%	11.0%	10.6%	10.3%
优质区位+客户差异	综合电价 (元/KWh)	0.54	9.7%	9.3%	8.9%	8.6%	8.3%
		0.56	10.2%	9.8%	9.5%	9.1%	8.8%
		0.58	11.2%	10.8%	10.4%	10.0%	9.7%
		0.60	11.3%	10.9%	10.5%	10.2%	9.8%
		0.62	11.9%	11.5%	11.1%	10.7%	10.3%

来源：南网能源公司公告、国金证券研究所

- 组件价格下降、储能系统成本下降同样为集中式电站腾出配储空间。组件价格下降 0.4 元/W，对应光伏系统成本从 4.2 元/W 下降至 3.8 元/W。在首年接近 1500 小时利用小时数的假设下，全投资 IRR 从 5.6% 升至 6.6%，配储后对项目整体的经济性影响将有所减弱。同时，碳酸锂价格每下降 10 万元可对应降低储能系统成本 70 元/KWh。
- ✓ 若将储能作为纯成本项测算，当储能成本为 2000/1700/1400 元/KWh，对应项目整体 IRR 分别为 5.3%/5.5%/5.6%；



- ✓ 若考虑储能在放电过程中获取调峰辅助服务费用/现货价差，上述储能成本假设下，对应项目整体 IRR 分别为 5.8%/5.9%/6.1%。

图表 76: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、利用小时数的敏感性分析

IRR		光伏投资价格(元/W)						
		3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
首年发电 利用小时 数(h)	1291	5.39%	5.14%	4.90%	4.68%	4.46%	4.25%	4.04%
	1391	6.27%	6.00%	5.75%	5.50%	5.27%	5.05%	4.84%
	1491	7.14%	6.85%	6.58%	6.32%	6.07%	5.83%	5.60%

来源：主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

图表 77: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析（储能作为纯成本项）

IRR		光伏投资价格(元/W)						
		3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
储能投资价格 (元/KWh)	2000	5.86%	5.59%	5.32%	5.06%	4.82%	4.58%	4.35%
	1700	6.04%	5.75%	5.48%	5.22%	4.96%	4.72%	4.48%
	1400	6.21%	5.92%	5.64%	5.37%	5.11%	4.86%	4.62%

来源：主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

图表 78: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析（储能获取电能量补偿）

IRR		光伏投资价格(元/W)						
		3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
储能投资 价格(元 /KWh)	2000	6.32%	6.04%	5.76%	5.50%	5.24%	5.00%	4.76%
	1700	6.50%	6.21%	5.93%	5.66%	5.40%	5.14%	4.90%
	1400	6.68%	6.38%	6.09%	5.82%	5.55%	5.29%	5.05%

来源：主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

四、投资建议

- 电改推进+内生成长，各类电源 24 年均有看点。
- ✓ 火电板块：关注容量电价机制落地背景下的四类投资机会，推荐长协覆盖率高、公用事业属性有望回归的华能国际、国电电力、皖能电力；推荐缺电省份地方性国企浙能电力。谨慎推荐困境反转逻辑下的豫能控股。设备端推荐受益于新建火电放量+灵活性改造需求的青达环保、华电重工。
- 水电板块：关注来水改善+电价稳定+地区性供需紧张逻辑下的两大水电运营商长江电力、华能水电。
- 核电板块：关注连续投产期将至、电量增长+电价稳定+长期高分红能力有望提升逻辑下的两大核电运营商中国核电、中国广核。
- 绿电板块：关注组件降本背景下，利用模式与电价形成机制优秀的工商业分布式光伏运营商南网能源、芯能科技；设备端关注绿电装机超预期后、配储需求确定性增长逻辑下的设备商如申菱环境（液冷温控环节）。


图表79：推荐标的估值情况

	代码	证券简称	总市值 (亿元)	收盘价 (元/股)	EPS (元/股)					PE				
			12月7日	12月7日	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
火电 板块	600011.SH	华能国际	1,026.2	7.8	-0.79	-0.61	1.00	1.03	1.17	-10	-13	8	7	7
	600795.SH	国电电力	718.8	4.0	-0.11	0.15	0.41	0.49	0.57	-37	26	10	8	7
	000543.SZ	皖能电力	153.5	6.8	-0.59	0.19	0.62	0.70	0.75	-11	36	11	10	9
	600023.SH	浙能电力	640.9	4.8	-0.06	-0.14	0.69	1.03	1.14	-80	-34	7	5	4
	001896.SZ	豫能控股	67.7	4.4	-1.50	-1.49	/	/	/	-3	-3	/	/	/
	688501.SH	青达环保	20.2	16.4	0.69	0.62	0.94	1.26	1.55	24	26	17	13	11
	601226.SH	华电重工	66.0	5.7	0.26	0.27	0.27	0.34	0.42	22	21	21	16	14
水电 板块	600900.SH	长江电力	5,529.8	22.6	1.16	0.94	1.25	1.51	1.69	20	24	18	15	13
	600025.SH	华能水电	1,519.2	8.4	0.32	0.35	0.43	0.47	0.51	26	24	20	18	16
核电 板块	601985.SH	中国核电	1,318.1	7.0	0.44	0.47	0.53	0.59	0.68	16	15	13	12	10
	003816.SZ	中国广核	1,372.2	3.0	0.19	0.20	0.22	0.24	0.27	16	15	14	12	11
绿电 板块	003035.SZ	南网能源	201.5	5.3	0.13	0.15	0.15	0.24	0.30	41	35	35	22	18
	603105.SH	芯能科技	57.0	11.4	0.22	0.38	0.48	0.65	0.81	52	30	24	18	14
	301018.SZ	申菱环境	73.7	27.7	0.67	0.69	0.97	1.40	1.95	41	40	29	20	14

来源：、国金证券研究所 注：国电电力、华电重工、华能水电、芯能科技估值数据取自 一致预期，豫能控股暂无一致预期

五、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。



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》，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
电话：021-80234211
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn
邮编：201204
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号
紫竹国际大厦 5 楼

北京
电话：010-85950438
邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
邮编：100005
地址：北京市东城区建国内大街 26 号
新闻大厦 8 层南侧

深圳
电话：0755-83831378
传真：0755-83830558
邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：518000
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