

行业研究 | 深度报告 | 公用事业

晨光破晓在即，把握“金色时刻”——电力行业 2023 年度投资策略

报告要点

“碳中和”和电力市场化改革将贯穿整个“十四五”期间，我们认为电力运营商的内在价值将全面重估，推荐关注优质转型火电龙头华能国际、华电国际、中国电力，积极关注具备边际改善增量的宝新能源、粤电力 A 和福能股份；水电板块行稳致远，推荐关注长江电力、华能水电；新能源运营推荐关注三峡能源、龙源电力、中国核电；地方电网关注售电先锋三峡水利。

分析师及联系人



张韦华

SAC: S0490517080003



司旗

SAC: S0490520120001



宋尚骞

SAC: S0490520110001

公用事业

行业研究 | 深度报告

投资评级 看好 | 维持

晨光破晓在即，把握“金色时刻”——电力行业 2023 年度投资策略

火电运营：东方泛白，坐待天明

2022 年市场核心矛盾在长周期与短周期之间反复切换，当前种种迹象表明“十三五”末一味地降电价让利导向不具备可持续性，电价的适当提升是从根源上解决行业困境的途径之一。根据我们的测算，终端电价上涨 1%，对应的 PPI 影响约为 0.04%。长周期来看，即使将降电价的“十三五”末考虑进来，上网电价走势依然和 CPI 走势保持一定的关联度。同时，历史复盘来看，即使煤价下降、电价随之调整，单次电价调整几乎只是迟滞了下个季度的改善幅度，但整体依然保持改善趋势。展望 2023 年，在原有政策框架不变的前提下，广东有望成为全国各省中边际电价增量空间最大的地区。当前长协煤政策落实的重要性日益凸显，这将会成为 2023 年火电业绩延续改善趋势的重要抓手，在海外衰退预期加强、进口煤优势重现的背景下，长协煤履约进一步增强具备客观市场条件。最后，以产业生命周期的角度审视，“碳中和”时代的开启推动着公用事业产业跨出过清期，正式迈向下一阶段：龙头进阶，这是中长期维度下我们认为运营商整体估值体系重塑的根本。

水电运营：天之将明，其黑尤烈

今年主汛期前后来水丰枯实现极致切换，第三季度的弱势来水引发了市场对于水电后续表现的担忧，但我们认为无需过于悲观地线性外推：虽然长江下游水位偏低，但上游水库较为良好的蓄水状态，也能为后续平枯期的发电用水提供一定保障，预计后续水电电量下滑幅度能够较三季度明显收窄，且美联储加息预期的降温也有利于水电行情企稳；其次，新投产大型水电“乌白”、“两杨”都将在 2023 年开始稳定贡献盈利，且配套水库也能为下游发电提供补偿效益；此外，近年来电力供需持续偏紧、市场化改革加速推进，也给水电电价提升提供了多个可实现的可能。在此情况下，水电赛道依然是一个“坡长雪厚”、资源壁垒高、行稳致远的价值投资选择。

新能源运营：浮云遮日不多时，遥见碧空万里晴

随着核查项目陆续公示，长期困扰行业的补贴拖欠或进入加速解决阶段，新能源运营商的报表质量以及投资能力有望兑现改善预期。同时，目前已经进一步明确将全国可再生能源发电项目全部纳入绿证核发范围之内，并建立全国统一的绿证体系，有望进一步催化整体绿证和绿电交易市场规模的扩容，保障风光项目的合理投资回报收益。当前市场对上游价格的位置判断预期正在逐步形成统一，叠加通威入局中游环节后所掀起的价格竞争，有望加速促使产业链利润分配向下游流转，届时将彻底扭转市场今年对新能源发电运营盈利增速和质量的偏弱预期。核电方面，虽然明年全行业核电机组投产规模是近年来的低谷，但基于消纳优势、降本空间，明年业绩增长预计将具备穿越投产周期的能力，同时核电审批有望延续今年的高位水平。

投资建议

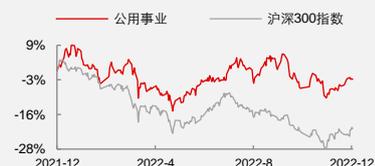
“碳中和”和电力市场化改革将贯穿整个“十四五”期间，我们认为电力运营商的内在价值将全面重估，推荐关注优质转型火电龙头华能国际、华电国际、中国电力，积极关注具备边际改善增量的宝新能源、粤电力 A 和福能股份；水电板块行稳致远，推荐关注长江电力、华能水电；新能源运营推荐关注三峡能源、龙源电力、中国核电；地方电网关注售电先锋三峡水利。

风险提示

- 1、电力供需恶化风险；
- 2、煤炭价格出现非季节性上涨。

请阅读最后评级说明和重要声明

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源：Wind

相关研究

- 《中游降本抬升行业成长斜率，并网政策催化风光向上动能》2022-12-04
- 《重金属污染引关注，污酸废水治理或提速》2022-12-04
- 《预期扰动映射市场表现起伏，火电修复空间和方向依然明确》2022-11-30



更多研报请访问
长江研究小程序

目录

引言：2022 年——问手与护手的攻守转换	7
火电运营：东方泛白，坐待天明	10
电价上涨，经济不可承受之重？如何量化影响？	10
煤价降则电价降，行情从何而来？如何摒弃成见？	15
2023 年：周期的重要路口，成长的中转值机	18
产业生命周期，如何刻画电力估值体系？	24
水电运营：天之将明，其黑尤烈	30
无需悲观线性外推，蓄水情况优于预期	31
利率环境显著变化，外资流出推波助澜	32
“乌白”、“两杨”入列，增量贡献可期	34
价格机制改革，中枢提升可期	35
新能源运营：浮云遮日不多时，遥见碧空万里晴	38
盈利增速预期压制，行情如同水上浮萍	38
两极反转明年可期，多重催化近在咫尺	38
新纪元能源，如何指导新纪元下的能源投资？	42
核电迎来投产低谷，业绩增长穿越周期	47
投资建议	51

图表目录

图 1：2022 年截至 12 月 13 日公用事业子板块走势	7
图 2：2022 年截至 12 月 13 日公用事业板块子板块换手率	8
图 3：2022 年截至 12 月 13 日火电、水电、新能源行情及超额收益窗口	9
图 4：2022 年 1-10 月子板块单月收益率对比	9
图 5：广东电力交易中市场电年度累计折价情况（单位：厘/千瓦时）	10
图 6：全国电力市场中长期交易电量占比	10
图 7：2021 年底各省年度长协签订情况（单位：元/千瓦时）	10
图 8：主要电力公司电价实现提升（单位：元/千瓦时）	10
图 9：2021 年以来煤电亏损严重	11
图 10：中电联建议示意（单位：元/吨，元/千瓦时）	12
图 11：广东交易方案新增价格联动条款	12
图 12：8-10 月火电机组核准约为 19-21 年核准总和（万千瓦）	12
图 13：火电利用小时已经呈现出长周期下行（单位：小时）	12
图 14：电力市场划分（按交易品种划分）	13
图 15：各产业电力投入占中间投入的比重	14
图 16：煤电盈利、终端电价与 PPI 影响对应关系	15
图 17：部分代表性省份历史煤电标杆电价变化（单位：元/兆瓦时）	15
图 18：历经调整后各地区上网电价总体趋势上行（单位：元/兆瓦时）	15

图 19: 2011 年后煤电标杆电价与 CPI 走势背离 (单位: 元/兆瓦时)	16
图 20: 2011-2016 年火电行情与超额收益	16
图 21: 2011-2013 年火电行情与超额收益	16
图 22: 2007 年至今秦皇岛港平仓价 (单位: 元/吨)	17
图 23: 2010-2015 年秦皇岛港平仓价 (单位: 元/吨)	17
图 24: 火电业绩自 2012Q2 开始持续复苏 (剔除不确定性较高的 Q4) (单位: 元/兆瓦时)	17
图 25: 2012 年火电板块业绩增速在全板块中排名第二	18
图 26: 2013 年火电板块业绩增速在全板块中排名第三	18
图 27: 电力供需关系切换, 近年全国频现缺电 (单位: 万千瓦, 亿千瓦时)	18
图 28: 火电电源建设投资呈现出底部复苏的态势 (单位: 亿元)	19
图 29: 2022-2025 年全社会用电需求预测 (单位: 亿千瓦时)	20
图 30: 2023 年基荷能源新增装机仍将趋势性下行 (单位: 万千瓦)	20
图 31: 部分省份年度电力交易电价及溢价情况 (单位: 元/千瓦时)	21
图 32: 2022 年主要省份电网代购电电价 (单位: 元/千瓦时)	21
图 33: 广东省月度交易电价价差 (单位: 厘/千瓦时)	21
图 34: 江苏省月度交易电价 (单位: 元/兆瓦时)	21
图 35: 国家持续出台政策进行电煤保供	21
图 36: 2022 年三季度火电行业毛利环比已经出现改善 (单位: 亿元)	22
图 37: 澳洲、南非、印尼煤价已经出现回落 (单位: 元/吨)	22
图 38: 广州港库提价走势 (单位: 元/吨)	22
图 39: 煤价及电价波动对各电力公司业绩影响/市值	23
图 40: 产业生命周期框架图——产业生命周期、估值、资产久期之间的关系	24
图 41: 传统能源发电运营商的产业生命周期	25
图 42: 全社会发电量增速在 2010 年后开启下行 (单位: 亿千瓦时)	25
图 43: 2011 年火电发电量占比持续下滑	25
图 44: 考虑新能源发电企业后央企国企依然占据绝对主导地位	26
图 45: 央企国企在传统发电领域的市场份额更加明显	26
图 46: 电源基本建设投资额企稳回升且电源投资清洁化进程明显加速 (单位: 亿元)	26
图 47: 公用事业发电企业的非典型产业生命周期图谱	27
图 48: 2005-2007 年电力行情强 β 属性明显	28
图 49: 2012-2014 年电力行情强 β 属性明显	28
图 50: “碳中和”背景下电力行情 α 特征突出	28
图 51: 三阶段 DDM 估值表达式	29
图 52: 估值表达式转换后估值变成短期和长期两个维度	29
图 53: 水电季度利用小时数对比	30
图 54: 8-9 月水电企稳后, 10 月份超额收益快速收窄	31
图 55: 三峡水库水位情况 (单位: 米)	31
图 56: 长江电力股价与中债收益率复盘 (单位: 元, %)	32
图 57: 长江电力沪深港通持股与美债收益率情况	33
图 58: 长江电力沪深港通持股与美债收益率情况	33
图 59: “十四五”我国水电行业主要在建机组投产时间顺序 (单位: 万千瓦)	34
图 60: 云南省内市场交易电价 (单位: 元/千瓦时)	35

图 61: 锦官电源组送江苏电价变化 (单位: 元/千瓦时)	36
图 62: 横向对比, 2022 年以来新能源发电板块表现相对偏弱 (截至 11 月 24 日)	38
图 63: 多晶硅价格走势 (单位: 元/千克)	38
图 64: 组件价格持续上涨, 已达到平价开发前水平 (单位: 元/W)	38
图 65: 2022 年下半年风电光伏投资增速持续回升	39
图 66: 广东省绿电交易量及较基准溢价情况 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)	40
图 67: TCL150 μ m 硅片价格今年以来首次降价 (单位: 元/片)	41
图 68: 光伏配储项目的 IRR 敏感性分析	41
图 69: 风电配储项目的 IRR 敏感性分析	41
图 70: 新《电力辅助服务管理办法》与修改前的主要区别	42
图 71: 本世纪第二个十年以来, NEE 收益率与明星公司谷歌并驾齐驱, 远超标普 500	43
图 72: NEE 调整税前利润累计涨幅第一 (单位: 亿美元)	43
图 73: NEE 调整税前利润增速波动率水平较低	43
图 74: 美国发电量早已进入瓶颈期 (单位: 亿千瓦时)	44
图 75: 各电力公司装机规模变化 (单位: 万千瓦)	44
图 76: 各电力公司新能源装机变迁 (单位: 万千瓦, 百分比为新能源装机占比)	44
图 77: NEE 单季度业绩同比与估值复盘	45
图 78: 2017 年以来美国风电、光伏新增装机持续提升 (单位: MW)	45
图 79: 美国风电光伏发电量占比快速提升	45
图 80: 美国燃煤发电 LCOE 的比较	46
图 81: 美国燃气发电 LCOE 的比较	46
图 82: 简化的风险资产定价模型解析行业变化影响	47
图 83: 2023 年我国核电新增装机将进入低谷 (单位: 万千瓦)	47
图 84: 2022 年 1-10 月份核电利用小时同比减少 245 小时	48
图 85: 2022 年 1-10 月核电累计发电量同比增长 1.2%	48
图 86: “十四五”期间中国核电新能源装机规模将显著提升 (单位: 万千瓦)	48
图 87: 中国核电管理费用较此前有显著的提升 (单位: 亿元)	49
图 88: 解决电力供需紧张的路径	49
图 89: 截至 2022 年 11 月当年核电机组核准数量仅次于 2008 年	50
表 1: 广东省 8 月末以来核准大量煤电项目	19
表 2: “十四五”期间电力供需缺口测算 (单位: 万千瓦)	20
表 3: 沿海经济高景气度省份度电盈利测算 (单位: 元/吨, 克/千瓦时, 元/千瓦时)	23
表 4: 长江上游和珠江水系部分电站蓄水情况 (2022 年 11 月 23 日, 单位: 米, 亿立方米)	32
表 5: 乌东德、白鹤滩收购的 EPS 变化测算	34
表 6: 雅砻江公司盈利预测 (单位: 亿元)	35
表 7: 电价提升对雅砻江公司的盈利影响	36
表 8: 财政部 2021 年及 2022 年中央政府性基金支出预算表节选 (单位: 亿元)	39
表 9: 新建项目的估测 LCOE 对比	46
表 10: 中国核电同时积极推进存量机组的扩容	48
表 11: 重点电力公司估值表 (亿元)	52

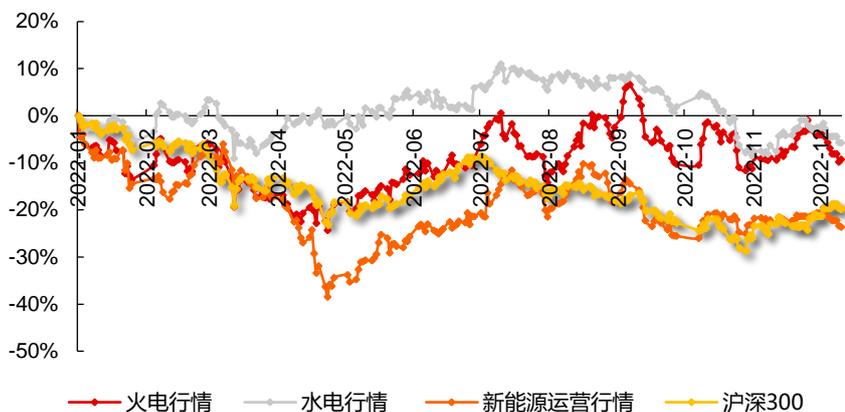
引言：2022 年——问手与护手的攻守转换

“问手”和“护手”是咏春拳常见的对敌时所用的手部格斗姿势，其中前手是问手，后手是护手，也是咏春最经典的起式，两者之间可相互转换。咏春拳虽然手法众多、用法各异，但其历来讲究“有定式而无定招”，不同的手法都在攻防转换中瞬息万变，这一点和今年的市场表现比较相似。

子板块表现分化，前后程攻守易位。2022 年宏观经济的波动性明显抬升，在地缘政治、地产风险、海外加息、滞涨衰退的轮番冲击下，市场的核心矛盾在长久期与短久期之间反复切换，截至 12 月 13 日沪深 300 指数年内累计下跌 23.62%。受此影响，同期公用事业板块整体走势同样下行，但从子板块表现排序的角度来看不乏亮点，不同子板块表现分化、前后程攻守易位，但整体来看均录得超额收益：

- 1、**水电**：纵使三季度受拉尼娜气候影响，全国大部分地区来水遭遇极端旱情，但水电板块年内仅微跌 5.74%，跑赢大盘 14.03 个百分点，宏观经济波动率的担忧并未影响水电行稳致远；
- 2、**火电**：受益于浮动电价合理上浮以及电煤长协新政实施，虽然一季度行情表现不尽如人意，但仍然助力火电板块在二季度和三季度走出一段凌厉的趋势性行情，最终仅累计收跌 9.31%，跑赢大盘 10.45 个百分点；
- 3、**新能源运营**：虽然新能源运营板块年内受到“戴维斯双杀”影响，一方面组件价格制约短期成长性，另一方面风电受高基数和自然资源限制表现一般，年内子行业累计跌幅达到 19.77%，跑输大盘 3.85 个百分点。

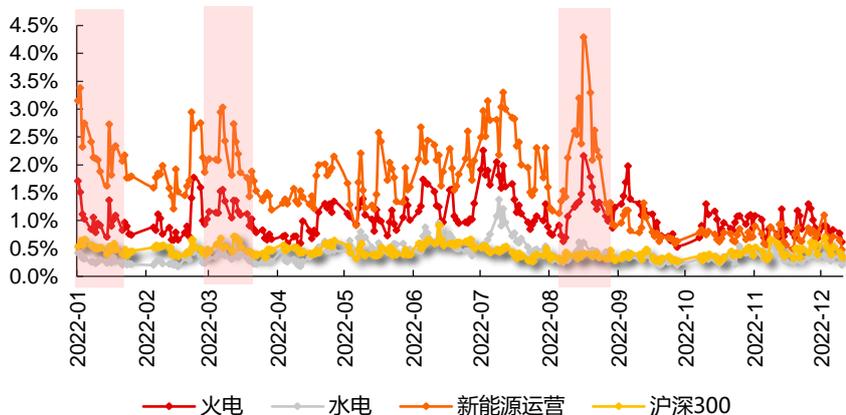
图 1：2022 年截至 12 月 13 日公用事业子板块走势



资料来源：Wind，长江证券研究所

交投集中三大时段，火电绿电联动明显。从市场交投情绪的角度来看，市场对于公用事业的交易热点周期主要集中在 3 个时间段，1 月、3 月和 8 月。这 3 个月份，分别对应了其背后的 3 个核心驱动：2021 年年底的拥挤交易、3 月的“两会”政策预期以及 8 月的全国高温限电。这其中，新能源运营板块的交易换手一直领跑整个公用事业行业，而超额收益明显的水电仅在 7 月来水丰枯更替时有着明显的换手抬升。此外，可以比较明显地发现，火电板块和新能源运营板块的交投热情具备一定的正向关联度。9 月之后，伴随着大盘的快速调整，公用事业板块的交易同步快速降温，目前各板块换手率已经均在年内低点。

图 2：2022 年截至 12 月 13 日公用事业板块子板块换手率

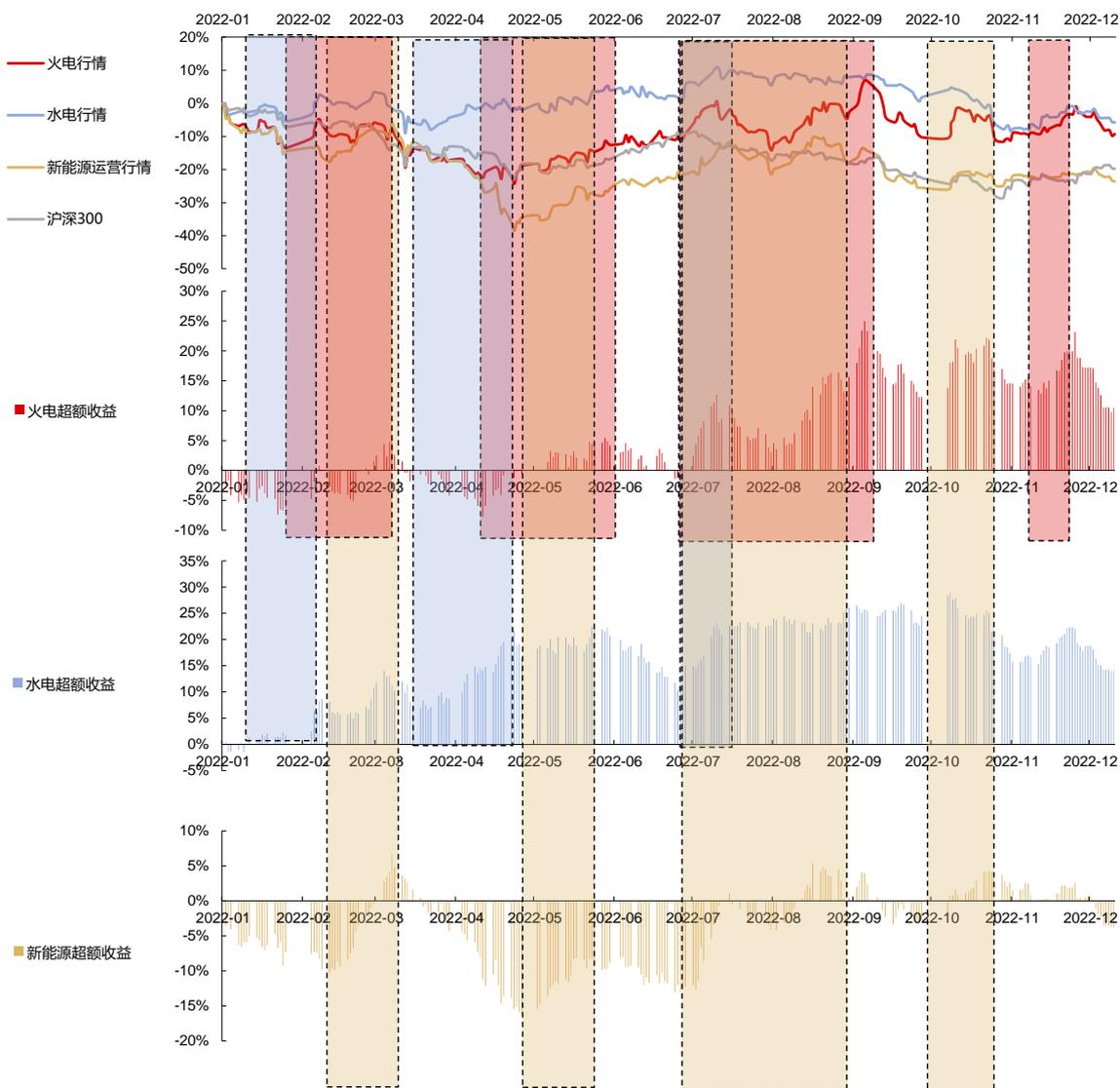


资料来源：Wind，长江证券研究所

- **火电今年的做多窗口，基本围绕着市场对于燃料成本的预期展开，同时兼顾部分政策预期的博弈。**收入端在去年颁布的电价上浮松绑至 20% 的政策于今年年初正式落地后，成本端的变化成为了左右业绩改善的核心，因此无论是 2 月底正式颁布 303 号文后、5 月 1 日 303 号文正式生效前后，还是 7 月市场中报预期升温前后，市场都基于火电“盈利底”的预期进行投资。同时，8 月的高温限电以及 10 月初的容量电价传闻，也体现了市场对于政策预期的路径依赖。
- **水电今年的做多窗口，大部分基于上半年的来水超预期表现及其业绩影响。**除去今年一季度市场表现下挫期间的防御性彰显，二季度超预期提前入汛的基本面支撑水电远早于市场见底，并在后续的反弹行情中依托于来水促发、业绩大增而表现出同步的进攻性。虽然此后在反弹后期弹性偏弱，但基于中报的业绩预期和电力β的上行依然展开过一段超额收益。
- **新能源运营今年的做多窗口，相对数量并不少，但对于节奏的要求更高，政策和传闻高频扰动。**由于同时受到新能源和公用事业行业的加持，新能源运营的走势相对更加纠结，风险定价的核心矛盾会在两者之间出现反复。年内较为明显的做多窗口主要在于 3 月“两会”关于可再生能源补贴发放以及 5-7 月市场见底反弹期间，此外“十一”之后关于容量电价的传闻也同样刺激板块有所表现。但是，在今年 1-4 月期间，除 2 月新能源运营板块有所收益外，其他 3 个月均跌幅在 5% 以上，其中 4 月单月更是接近 20% 的跌幅，下半年 9 月单月跌幅也接近 10%，因此板块的交易节奏在今年更加突出。

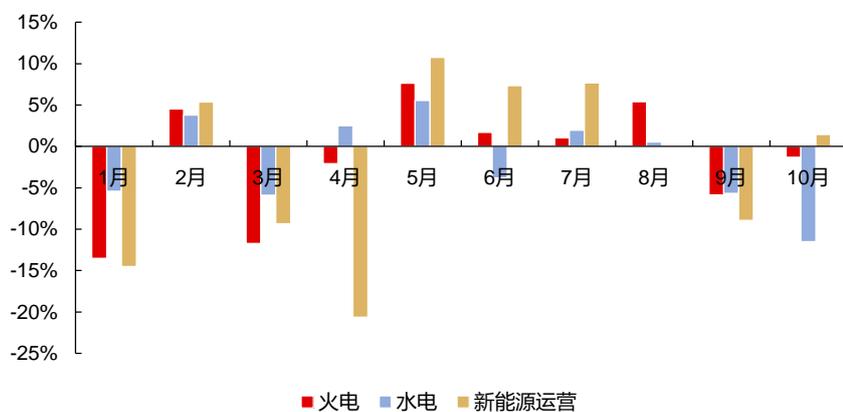
从月度收益率的角度来看，5-8 月的用电需求旺季期间依然是今年行业整体性配置的最好时机，一方面市场整体反弹带来了风险溢价的提升，另一方面电力供需紧张给予了大部分子板块“量价齐升”的机会和政策预期的升温。

图 3：2022 年截至 12 月 13 日火电、水电、新能源行情及超额收益窗口



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 4：2022 年 1-10 月子板块单月收益率对比



资料来源：Wind，长江证券研究所

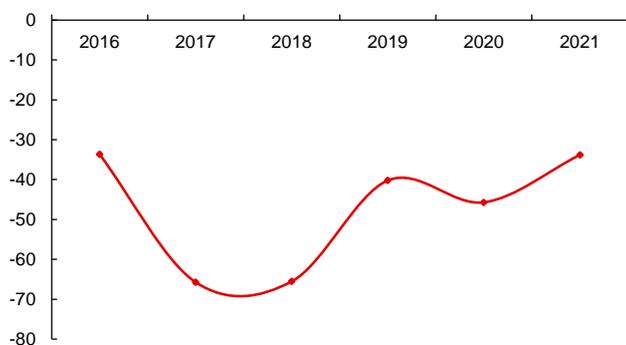
火电运营：东方泛白，坐待天明

电价上涨，经济不可承受之重？如何量化影响？

摆脱让利使命，电价上浮兑现

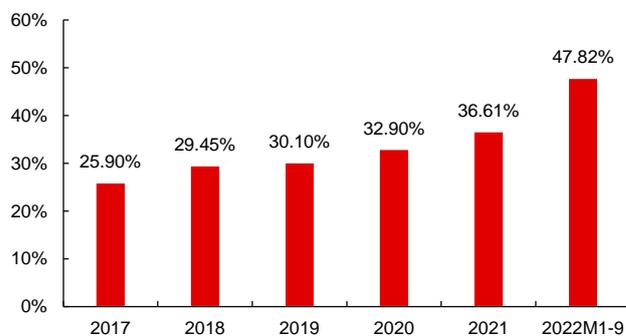
电价市场化改革，一度承担让利使命。2015年起在《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9号)的推动下,我国电力市场化程度快速提升,发用电侧实现了直接交易,但此时的市场化仍不是真正的市场化,行政方面的干预普遍存在。在2018和2019年的降低电价举措中,均提到了扩大市场交易规模、通过市场机制降低用电成本,使得市场化电价一般要低于当地燃煤基准价或者市场化改革之初的标杆电价,“市场电”最终承担了相当一部分降低用户侧电价的重要使命。

图 5: 广东电力交易中市场电年度累计折价情况 (单位: 厘/千瓦时)



资料来源: 广东电力交易中心, 长江证券研究所

图 6: 全国电力市场中长期交易电量占比



资料来源: 中电联, 长江证券研究所

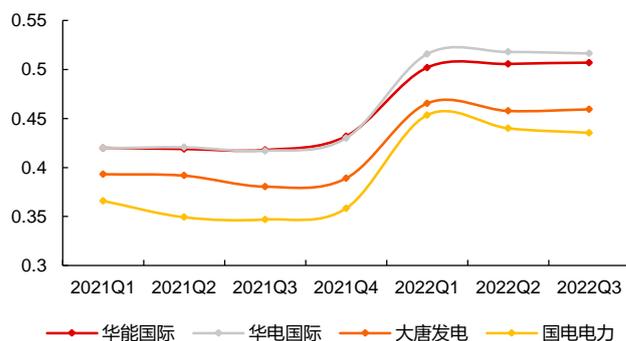
一味让利不可持续, 电价浮动限制松绑。2021年煤价迅猛上涨, 为了传导成本、保障煤电发电能力, 2021年10月8日国务院常务会议提出改革完善煤电价格市场化形成机制等多项改革措施, 10月12日国家发改委正式出台煤电上网电价市场化改革政策通知, 推动煤电全部进入电力市场, 交易电价上下浮动调整至不超过20%。

图 7: 2021年底各省年度长协签订情况 (单位: 元/千瓦时)

时间	省份	交易电价	较当地燃煤基准价溢价
12月23日	江苏省	0.46669	19.36%
12月26日	广东省	0.49704	9.72%
12月28日	陕西省	0.4254	20%
12月29日	海南省	0.51576	19.94%
12月31日	河北省	0.43725	17.54%
1月10日	广西壮族自治区	0.4916	16.86%

资料来源: 各省电力交易中心, 长江证券研究所

图 8: 主要电力公司电价实现提升 (单位: 元/千瓦时)



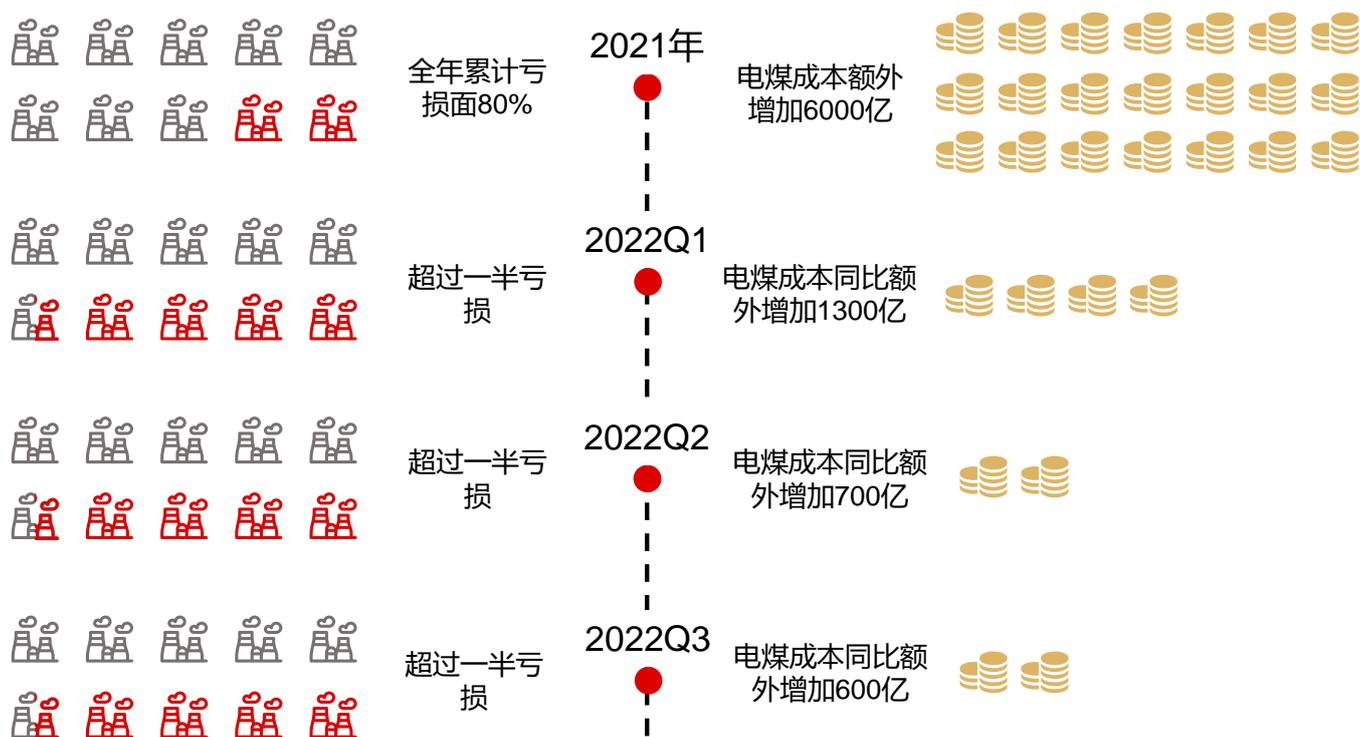
资料来源: Wind, 长江证券研究所

应对行业困境，电价改善可期

“电煤顶牛” 连连亏损, 电价成为纾困抓手。每年12月, 各省份电力交易市场会开展年度电力交易, 近期电价潜在的变化也是行业与市场关注的重要因素。按照中电联统计, 2021年五大发电集团煤电板块亏损1427亿元, 累计亏损面达到80%左右, 导致整体

资产负债率同比提高 2.2 个百分点。2022 年 1-9 月，全国煤电企业电煤采购成本同比额外增加 2600 亿元左右，其中扣除上半年的同比增加，第三季度单季度电煤采购成本同比增加 600 亿。在当前火电持续亏损的情况下，电价的适当提升是从根源上解决行业困境的途径之一。

图 9：2021 年以来煤电亏损严重

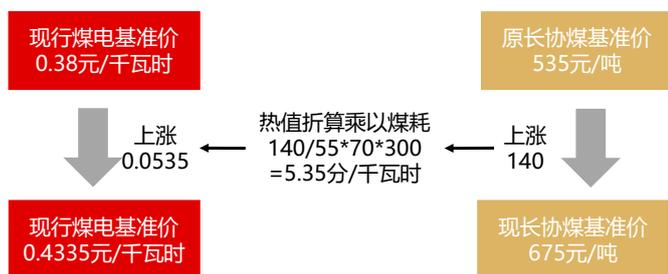


资料来源：Wind，长江证券研究所

11 月 8 日，中电联 2022 年年会召开，会上发布的《适应新型电力系统的电价机制研究报告》提出，电价的合理构成应包括六个部分，即：电能量价格+容量价格+辅助服务费用+绿色环境价格+输配电价格+政府性基金和附加，并建议有序将全国平均煤电基准价调整到 0.4335 元/千瓦时的水平。

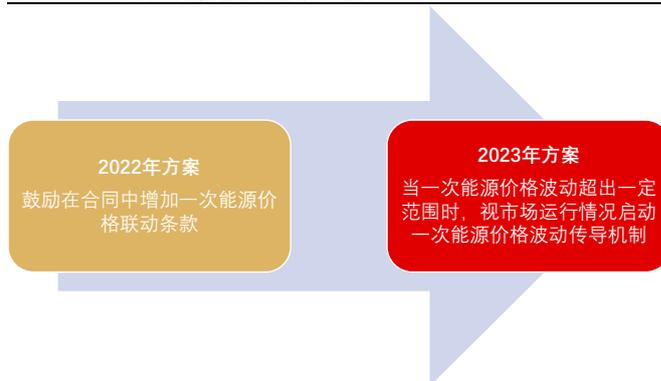
11 月中旬，广东省 2023 年电力交易方案发布，首提“一次能源价格传导机制”。通知提出，当综合煤价或天然气到厂价高于一定值时，煤机或气机平均发电成本（扣减变动成本补偿后）超过允许上浮的部分，按照一定比例对年度或月度等电量进行补偿，相关费用由全部工商业用户分摊。

图 10：中电联建议示意（单位：元/吨，元/千瓦时）



资料来源：中电联，长江证券研究所

图 11：广东交易方案新增价格联动条款



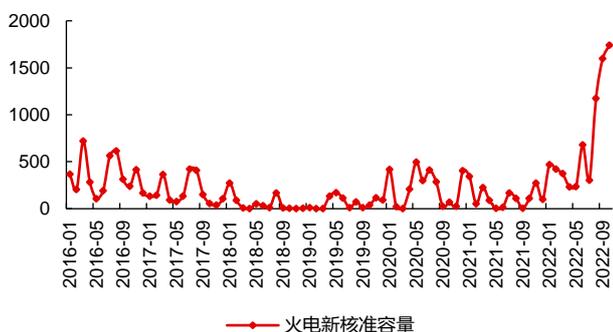
资料来源：广东省能源局，长江证券研究所

中电联作为官方背景的行业协会，所提出的建议虽不直接等于监管观点，但也客观真实反映出目前行业困境和保供压力。而广东今年受限于电价上浮不足+进口煤倒挂，煤电盈利举步维艰威胁能源保供，因此广东在 2023 年有充足意愿和政策空间将电价进一步上抬，且新机制无疑有利于发电企业将超额提升的成本向下游传导。考虑到广东历来具备“电改先锋”的地位，广东省新方案的提出为全国其他地区提供了先进经验参考，我们认为种种迹象均表明，“十三五”末期以来一味地降电价让利导向，已经因其不可持续性而成为历史。

调节价值凸显，亟需容量补偿

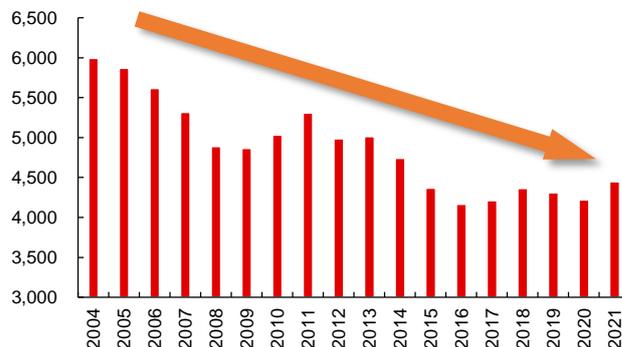
火电定位随需而变，商业模式同步更新。除了市场化浮动以外，为了保障电力供应安全，火电机组的必要新建和灵活性改造也需大力推进。2022 年 8-10 月份，我国累计新核准火电装机规模已经高达 4508 万千瓦，核准规模接近 2019-2021 年三年合计值，同时国家此前也提出了“十四五”火电灵活性改造 2 亿千瓦的目标。在此环境下，我们强调火电会逐步由此前的电量及电网支撑主体转变为电网支撑主体，利用小时的回落将成为趋势性现象。在现有以电量作为火电营收端主要来源时，利用小时的回落显然会对火电收入端产生极大的压力，进而会对火电业绩产生不利影响。

图 12：8-10 月火电机组核准约为 19-21 年核准总和（万千瓦）



资料来源：北极星电力网，长江证券研究所

图 13：火电利用小时已经呈现出长周期下行（单位：小时）

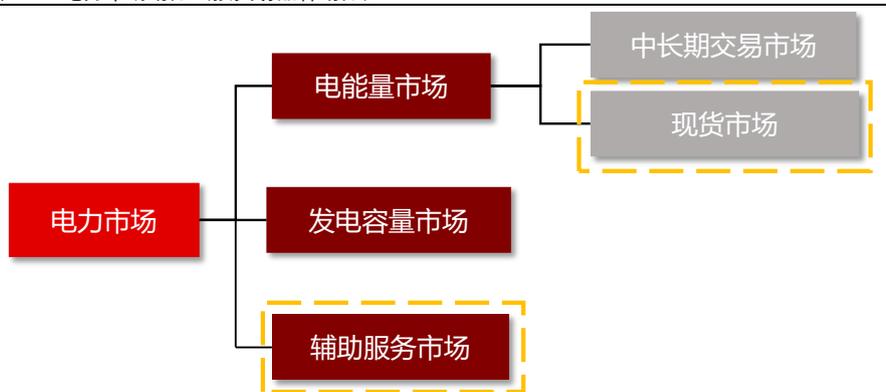


资料来源：Wind，长江证券研究所

任何资产的商业模式势必需要与其定位及发挥的作用相适应，作为我国在可预见的未来仍扮演基石电源的火电更不会例外。因此，在新型电力系统的搭建过程中，火电对于电网支撑作用则势必会逐步被定价，容量补偿将成为电力行业体制改革的下一站。容量电价实际上是为了弥补调节性电源无法采用在传统电能量市场通过交易电量获得收益，而

采用的一种成本补偿机制，其目的一是保证现存机组继续存在，二是激励新建机组来应对调节容量充裕性不足的问题。在目前尚未建立有效的容量市场的情况下，我国通过逐步推进现货市场、辅助服务市场，以及政府直接制定容量补偿电价来为火电机组提供新的盈利模式，最终的核心目标都是借此保障火电资产长期的稳定盈利。

图 14：电力市场划分（按交易品种划分）



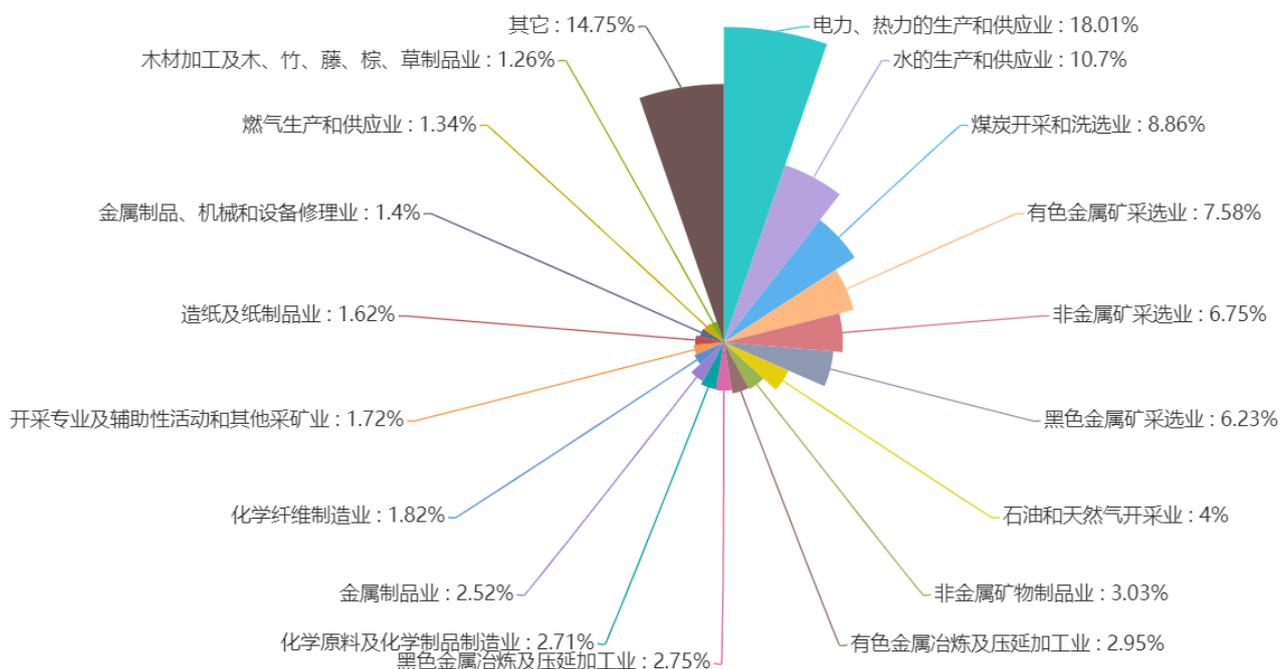
资料来源：国家发改委，长江证券研究所

如何量化电价上涨对经济的影响？

电价中枢上移，会带来多大的影响？ 发电侧电价的提升，势必需要部分用户侧为之付费，最终结果是终端电价中枢的上涨。由此引发市场所产生的问题和困扰是，国民经济及下游产业能否承受一定程度的电价上涨？或者说，为了能源供应的安全和稳定，我们需要付出多大的代价？以及，这种影响是否是完全不可接受的？

我们试图从投入产出表入手，量化分析电价上涨对行业用电成本以及 PPI 的影响。参照 2020 年全国投入产出表，以“水泥、石灰和石膏”行业为例，中间投入合计 8793 亿元，用于“电力、热力生产和供应”的中间投入为 1333 亿元，占比约为 15.16%，以此类推可以得到各行业“电力、热力生产和供应”投入占中间投入的比例，由于热力成本占比远低于电力，我们将其近似等同于“电力投入占比”。据此，终端电价涨幅×电力投入占比即为电价上涨对产业成本的影响。

图 15: 各产业电力投入占中间投入的比重



资料来源：国家统计局，长江证券研究所

进一步考虑 PPI 的因素，因为 PPI 指标的构建中不同行业的 PPI 按其收入占比为权重计入最终的 PPI 指标，因此根据近 12 期产业收入数据计算加权系数，电价上涨对 PPI 的影响可以抽象为：

$$\text{电价变动的PPI影响} = \text{终端电价涨幅} \times \sum_i (i\text{产业电力投入占比} \times i\text{产业收入权重})$$

根据我们的测算，终端电价上涨 1%，对应的 PPI 影响约为 0.04%。

在经济影响有限的情况下，安全和稳定或是优先考虑。根据中电联的估算，前三季度全国煤电机组总亏损 950 亿元，按前三季度火电发电量估算的度电亏损约为 2.17 分/千瓦时。在极端情景假设中，在不考虑任何煤价管控的前提下，火电盈利单纯靠涨价回到盈亏平衡线左右，对应的上网电价（含税）所需提升约为 2.46 分/千瓦时。考虑火电的电量占比及终端电价的实际情况，对终端电价的影响幅度约为 3.73%，对应的 PPI 影响约为 0.15%。而在 10 月份 PPI 近年来首次转负的情况下，我们或许需要警惕的更多是滞涨、通缩，而不是通胀的问题。我们认为，有限度的电价合理提升整体利大于弊，电价中枢抬升所带来的需求端影响，在能源供应安全稳定的基础上预计能够被需求恢复所弥补，因此整体来看电价中枢的必要性、温和性抬升正如同通货膨胀一般，并非完全不可承受、凶猛如洪水野兽，只需要对其上涨的斜率进行合理管理即可。

图 16: 煤电盈利、终端电价与 PPI 影响对应关系

度电盈利 (分/千瓦时)	电价上涨 (分/千瓦时)	终端电价涨幅	PPI影响
0.00	2.46	3.73%	0.15%
0.50	2.96	4.48%	0.18%
1.00	3.46	5.24%	0.22%
1.50	3.96	6.00%	0.25%

资料来源: Wind, 长江证券研究所

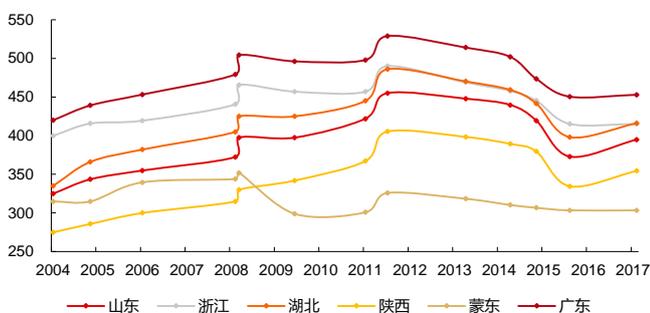
煤价降则电价降, 行情从何而来? 如何摒弃成见?

“十三五”特殊使命, 并非电价历史真相

历史政策框架, 回答核心问题。虽然从 2020 年 1 月 1 日起, 煤电企业标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制, 这也就意味着执行多年的煤电联动机制正式寿终正寝, 从此煤电电价有了相对固定的锚, 也有了波动区间。但是, 这并不妨碍我们站在当下的视角, **重新回顾过去的政策框架下, 煤电标杆电价的调整与趋势, 从而回答一个核心问题: 如果燃料成本下降, 上网电价随之下调, 发电企业还能否有市场行情?**

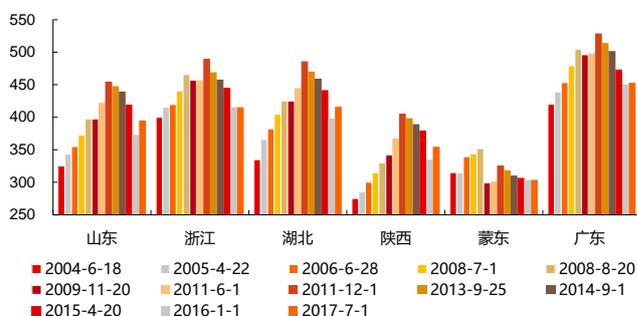
历史上, 煤电联动机制曾经多次触发, 期间有升有降, 但整体而言依然呈现出“涨多降少”的态势, 而且即使考虑到 2011 年后的多次上网电价调降和 2017 年调升未能全额兑现, 2017 年的煤电标杆电价依然高于煤电联动机制创立之时的水平。**换言之, 上网电价有升有降的波动上行才是有历史数据支撑的主要趋势, “只能降、不能升”是“十三五”末特定经济和政策背景下的特殊情况。**

图 17: 部分代表性省份历史煤电标杆电价变化 (单位: 元/兆瓦时)



资料来源: Wind, 长江证券研究所

图 18: 历经调整后各地区上网电价总体趋势上行 (单位: 元/兆瓦时)



资料来源: Wind, 长江证券研究所

历史上电价与 CPI 走势之间存在相关性吗? 在涉及电价调整的讨论时, 这个问题经常会 被市场参与者提起并引起热烈讨论。按照国家统计局的统一口径, 将 1978 年作为定基

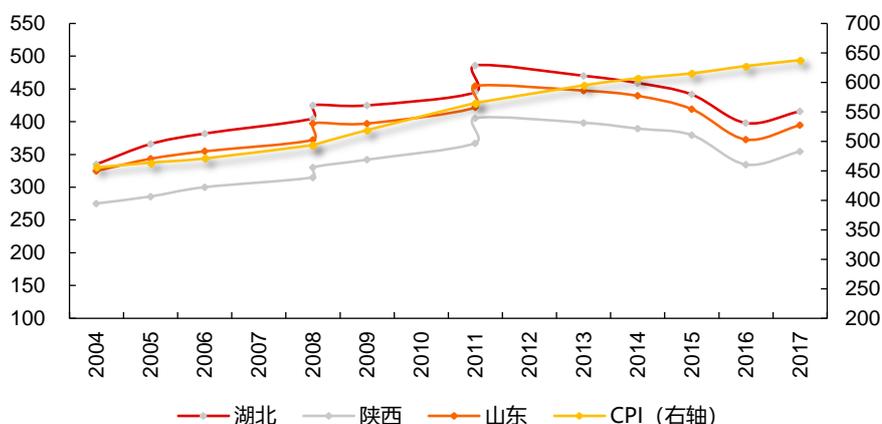
指数 (1978 年=100)，从历史数据来看在煤电联动机制的政策框架下，煤电上网电价与 CPI 之间的关联性呈现出 2 个重要阶段：

1、**2004-2011 年**：在此期间煤电上网电价历经 7 次调整，其中在 2008 年和 2011 年甚至有过年内多次上调的经历，电价和 CPI 走势具备较高的关联性；

2、**2011-2017 年**：在此期间煤电上网电价历经 5 次调整，4 次调降、1 次调升，山东省环保上网电价从最高 0.4549 元/千瓦时降至最低 0.3728 元/千瓦时，电价与 CPI 走势出现一定的背离。

拉长周期来看，即使将降电价的时期考虑进来，实际上上网电价走势依然和 CPI 走势保持一定的关联度，即虽为公用事业但上网电价仍部分反映 CPI 趋势。

图 19：2011 年后煤电标杆电价与 CPI 走势背离（单位：元/兆瓦时）

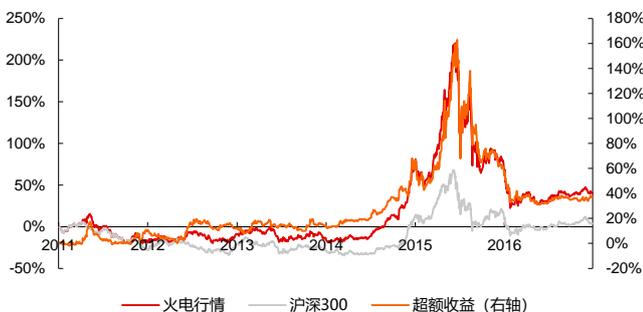


资料来源：Wind，长江证券研究所

11 年电价由升转降，慢牛行情趋势渐起

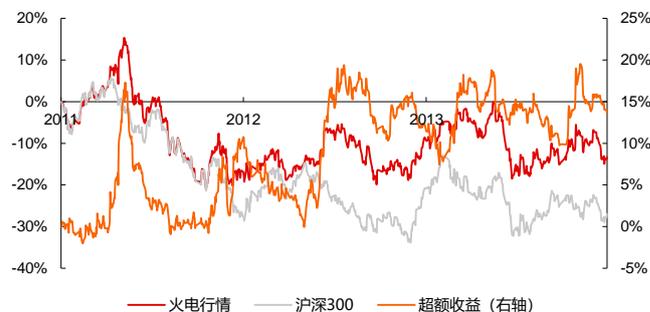
自 2011 年起煤电上网电价历经多次调降，2011 年成为了电价由升转降的重要时点，这是否意味着发电企业 2011 年后便再无市场行情？如果真是如此，那么可能就会错过上一轮周期下的电力持续性行情，我们称之为“后 2011 时代”。

图 20：2011-2016 年火电行情与超额收益



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 21：2011-2013 年火电行情与超额收益



资料来源：Wind，长江证券研究所

电价跟随煤价调整，盈利改善趋势已成。2008 年开始美国次贷危机和随后的欧洲债务危机接踵而至，中国经济出口出现负增长。此后国家开始出台扩大内需、促进经济增长的十项措施，2009 年全年基建投资增速超过 40%，并在 2011 年-2012 年中央政策前

后出台包括铁路、公路以及水路方面的重点规划全面刺激经济、稳住经济大盘。然而，2011年四季度煤价在传统冬储煤旺季仅小幅上涨之后就开不涨反跌，经济环境走弱、电煤供大于求的大势盖过了季节性因素的小周期，之后随即在2012年的二季度开启了持续性下行，之后便是长达4年的长期走低。

图 22：2007 年至今秦皇岛港平仓价（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

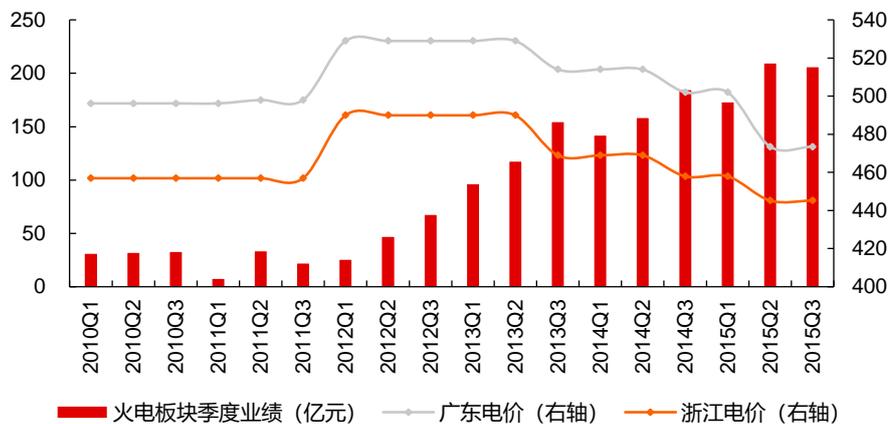
图 23：2010-2015 年秦皇岛港平仓价（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

在煤电联动机制的作用下，煤价的走低使得煤电上网电价随之调降，2013年9月、2014年9月、2015年4月煤电上网电价先后历经3次调降，然而这并未阻止火电板块的业绩修复和随之而来的持续行情。在煤价持续走低的帮助下，火电板块业绩持续提升，除开每年可能确认年度成本、资产减值的四季度外，**可以非常清晰地发现：单次电价调整几乎只是迟滞了下个季度的改善幅度，但整体依然保持环比改善趋势。**

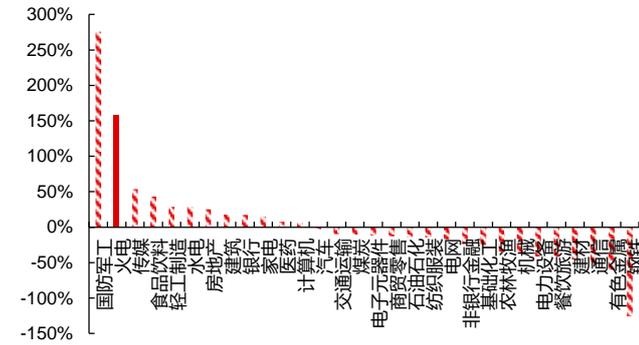
图 24：火电业绩自 2012Q2 开始持续复苏（剔除不确定性较高的 Q4）（单位：元/兆瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

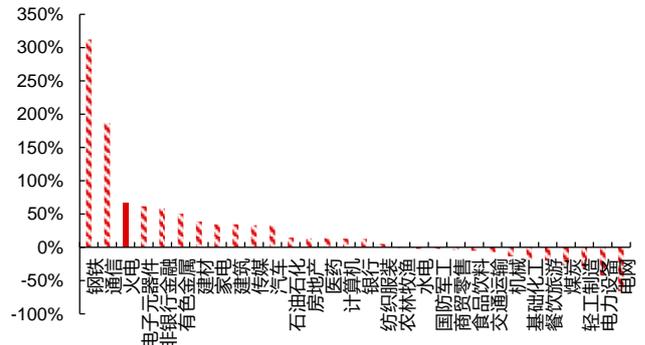
“煤电顶牛”缓解，业绩增速领跑。自2011年“煤电顶牛”缓解后，火电行业开始趋势性改善，2012-2015年火电业绩持续增长，尤其在2012-2013年火电板块的业绩增速分别达到157.73%和66.89%，分别位列当年市场所有板块中的第2名和第3名。在之后的2014-2015年，虽受到电价因煤电联动机制调价的影响，火电板块业绩增速降低至23.28%和14.58%，但仍在全行业中排名11位和14位。

图 25：2012 年火电板块业绩增速在全板块中排名第二



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 26：2013 年火电板块业绩增速在全板块中排名第三



资料来源：Wind，长江证券研究所

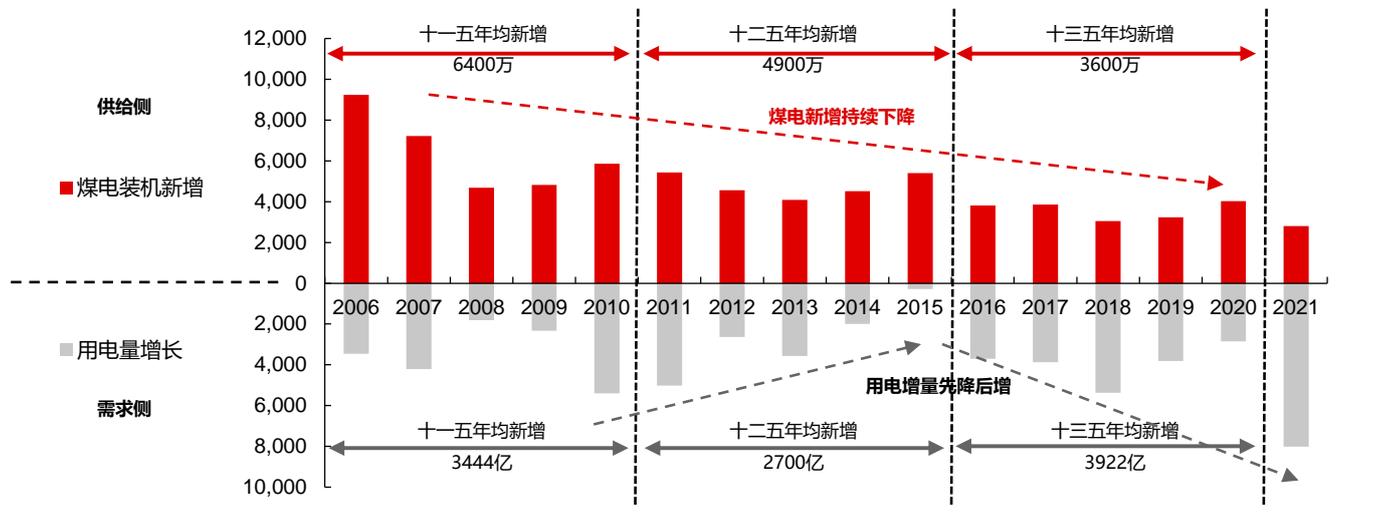
因此，回到最开始的核心问题，即：如果燃料成本下降，上网电价随之下调，发电企业还能否有市场行情？答案是显而易见的，只要成本降得比价格更快就可以。从历史表现来看，若大周期出现拐点，上游资源品的大宗属性会使得其定价波动更大，而政策始终强调让其回归商品属性的电力，作为生产和消费的必选商品，其价格刚性通常更加突出。

2023 年：周期的重要路口，成长的中转值机

没有一个路口永远只有红灯，也没有一个航班永远只有降落。无论是“电煤顶牛”缓解所带来的盈利修复，还是“供应短缺是最大的能源不安全”的政策转向，又或是“中国特色的估值体系”的估值重塑，我们认为日后回看 2023 年都将会是电力、更是火电重要、关键的一年。

“十三五”供给结构失衡，“十四五”滞后反映代价。我们一直强调，缺电频发背后的原因，主要是结构性因素：“十三五”以来，我国传统煤电装机新增规模呈现出稳步回落的态势，与之对应的是我国全社会用电量增量从“十一五”的年均新增 3444 亿千瓦时，降低至“十二五”期间的年均新增 2700 亿千瓦时，但是“十三五”期间再次回升至年均新增 3922 亿千瓦时。而与此同时，期间新增的电力供给主要是新能源装机，而新能源出力的波动性难以支撑电力的稳定供应，从而导致全国电力供给紧张。

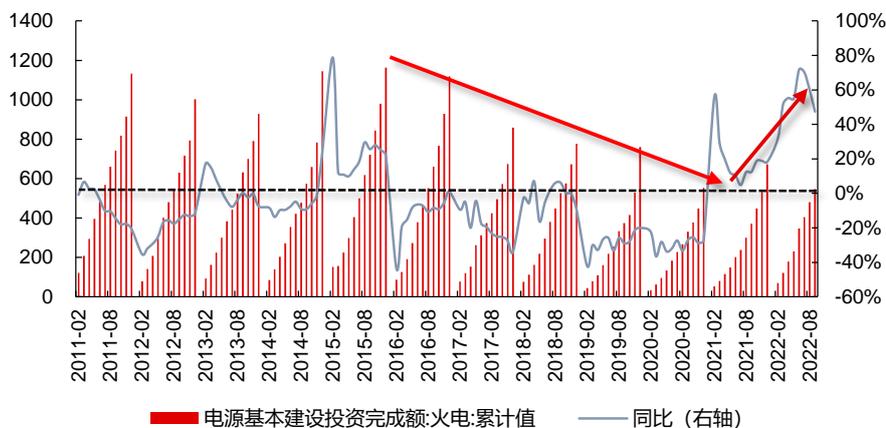
图 27：电力供需关系切换，近年全国频现缺电（单位：万千瓦，亿千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

加速新批产能上马，远水解解近渴。在当前水电建设已经进入末期，而核电装机又需要长达 5 年左右的建设周期的背景下，供电侧短时间内能有效缓解电力供需紧张的最直接有效方式，自然是再次重启煤电建设，这也正是今年以来全国多地重启火电建设的根本原因。8 月下旬以来，广东省大量新核准火电项目引发市场关注，截至 9 月 7 日不到一个月的时间内，广东省已经累计新核准煤电机组 970 万千瓦(含核准前公示机组)，而且机组的核准通知中均明确提出要在 2024 年底之前建成投产，及时发挥保供作用。**限电事件后大规模批复火电机组，意味着政策层面已经意识到火电对于整个电力系统重要的支撑作用和冗余价值，但火电建设的资本开支周期仍需要 2.0-2.5 年左右，因此无法立马解决眼下供需负荷日益失衡的局面。**

图 28：火电电源建设投资呈现出底部复苏的态势（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

表 1：广东省 8 月末以来核准大量煤电项目

核准时间	项目名称	机型 (万千瓦)	建设主体	总装机 (万千瓦)	状态
8 月 23 日	广东粤电大埔电厂二期工程	2*100	广东粤电大埔发电有限公司	200	核准
8 月 25 日	茂名博贺电厂 3 号机组	100	广东粤电博贺能源有限公司	100	核准
8 月 29 日	广东国粤韶关综合利用发电扩建项目	70	国粤（韶关）电力有限公司	70	核准
8 月 29 日	华润电力海丰电厂超超临界燃煤发电项目	1*100	华润电力（深圳）有限公司	100	核准前公示
8 月 31 日	华能海门电厂 5、6 号机组项目（汕头电厂迁建）项目	2*100	华能汕头海门发电有限责任公司	200	核准
9 月 1 日	广东陆丰甲湖湾电厂 3、4 号机组扩建工程	2*100	陆丰宝丽华新能源电力有限公司	200	核准前公示
9 月 7 日	茂名博贺电厂 4 号机组	100	广东粤电博贺能源有限公司	100	核准前公示

资料来源：广东省发改委，深圳市发改委，长江证券研究所

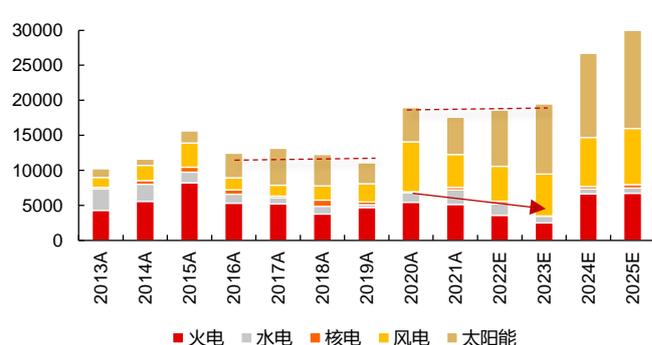
基荷增量惯性萎缩，负荷供需难平。根据我们的预测，2023 年全社会用电需求增长将在低基数、经济刺激等因素的共同作用下有所回暖，整体中枢保持在 4%左右，需求侧延续温和扩张。但是，虽然新增装机规模相较前两年略有提升，但新增装机结构依然受到前期惯性的影响，基础负荷能源装机继续保持趋势性下行，用电负荷和顶峰能力之间的沟壑依旧难平。

图 29：2022-2025 年全社会用电需求预测（单位：亿千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 30：2023 年基荷能源新增装机仍将趋势性下行（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

我们最早在 2021 年年初发布的《限电洞察》系列研究报告中就明确提出，双碳目标下，电力供给侧稳定电源增量有限，灵活性调节能力也处于发展初期，而用电侧波动性持续提升，且用电负荷逐年增长，根据我们对“十四五”期间我国电力负荷的供需测算，除用电保守假设及供给快速推进假设下外，“十四五”期间负荷供需缺口始终存在。

表 2：“十四五”期间电力供需缺口测算（单位：万千瓦）¹

需求假设	用电负荷量	剔除受阻煤电及水电外备用容量	电力需求增量	供给假设	发电负荷增量	负荷供需缺口
保守假设	28451	1984	30435	完成目标	27964	-2471
				略超目标	30071	-364
				快速推进	33321	2886
乐观假设	33060	2537	35597	完成目标	27964	-7634
				略超目标	30071	-5526
				快速推进	33321	-2276

资料来源：Wind，长江证券研究所

负荷紧缺催高电价，电价刚性远超以往。在 2021 年 10 月国常会宣布允许火电 100% 参与市场化、并松绑电价浮动区间至 20% 后，2022 年年度长协多地电价均实现 15%-20% 的涨幅，成为了今年火电企业对冲高额煤价的重要抓手。我们一直强调，电力负荷平衡缺口的存在，将会成为本轮电价刚性远超以往的重要支撑。值得注意的是，由于谈判较早、基数较高等多重因素共同影响，广东省 2022 年年度长协电价仅上涨 9.72%，并未全额兑现政策空间。然而 2022 年进口煤价格倒挂、煤价高位运行使得广东火电依然陷入亏损泥潭，在原有政策框架不变的前提下，广东有望成为 2023 年全国各省中边际增量空间最大的地区。

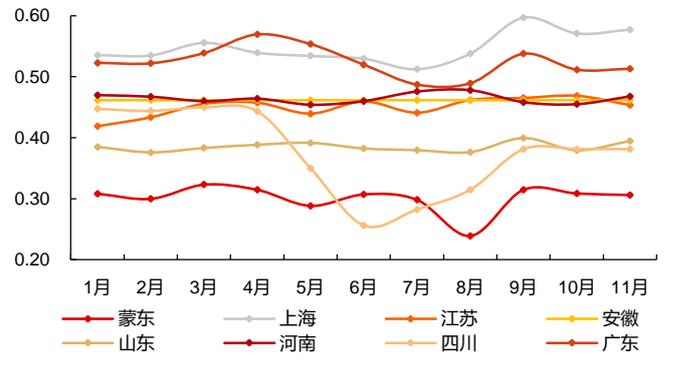
¹ 详细测算逻辑可参考《拥抱“碳中和”系列深度研究之《煤电改造能否改善趋紧的电力供需格局？》

图 31：部分省份年度电力交易电价及溢价情况（单位：元/千瓦时）

签订时间	省份	交易电价	较当地燃煤基准价溢价
12月23日	江苏省	0.46669	19.36%
12月26日	广东省	0.49704	9.72%
12月28日	陕西省	0.4254	20.00%
12月29日	海南省	0.51576	19.94%
12月31日	河北省	0.43725	17.54%
1月10日	广西壮族自治区	0.4916	16.86%

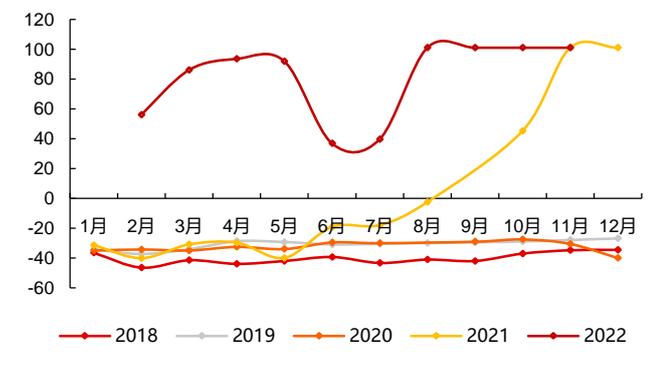
资料来源：各地电力交易中心，长江证券研究所

图 32：2022 年主要省份电网代购电电价（单位：元/千瓦时）



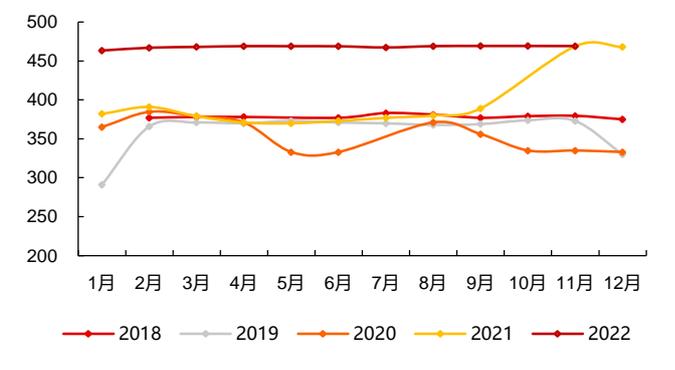
资料来源：国家电网，南方电网，长江证券研究所

图 33：广东省月度交易电价价差（单位：厘/千瓦时）



资料来源：广东电力交易中心，长江证券研究所

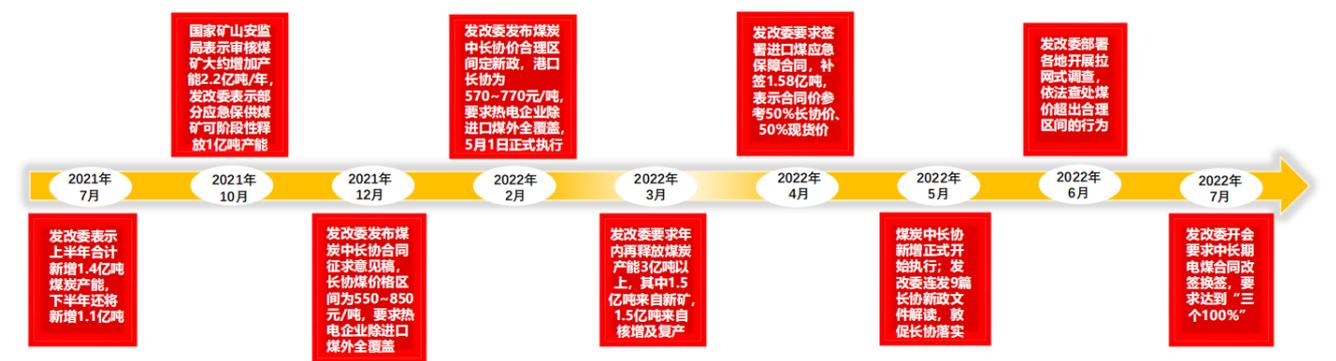
图 34：江苏省月度交易电价（单位：元/兆瓦时）



资料来源：江苏电力交易中心，长江证券研究所

监管政策陆续出台，长协新政持续压实。去年以来，为应对持续飘涨的煤价发改委持续出台政策，从“量”和“价”双重维度对发电企业燃料用煤价格进行保障，尤其是今年5月份开始执行的长协煤新政，直接框定了发电企业用煤的价格上下区间，而且随后为保障长协的落地，发改委也长期跟踪政策落实情况，监管层级也逐步提升，随着政策端的陆续出台，长协新政落实情况有望持续好转。

图 35：国家持续出台政策进行电煤保供

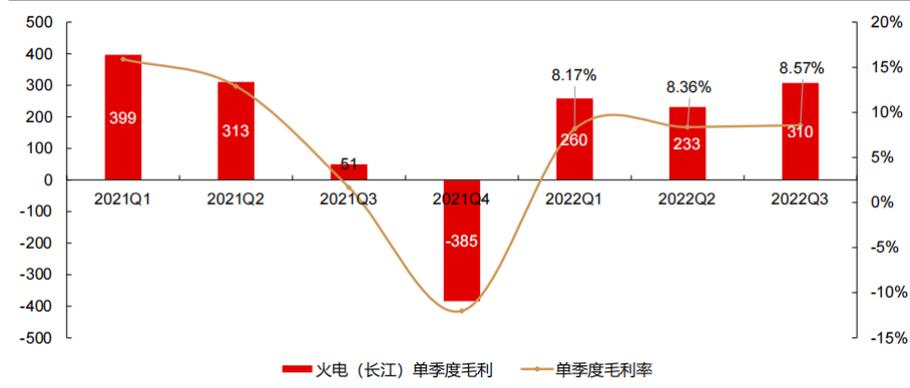


资料来源：国家及各省市发改委及其他部委，长江证券研究所

三季度火电实质性拐点出现，长协落实仍是边际改善抓手。得益于高层监管的加强，长协煤政策在三季度加速落地，以央企为首的火电公司普遍反映三季度长协覆盖率

率有所改善，这一点直观地体现在业绩表现上。参考三季报火电公司的业绩表现，火电行业的盈利环比改善已经得到实质性兑现。从反映主营业务盈利情况的毛利和毛利率角度，火电公司三季度实现毛利 310 亿元，远高于二季度的 233 亿元，考虑到火电公司新能源分部的盈利在淡风季的三季度环比显著降低，因此火电业务的实际改善幅度高于板块毛利数据的表现。我们判断，2023 年电力负荷缺口的持续存在会让能源供应安全进一步承压，在此基础上长协煤政策落实的重要性日益凸显，而这将会成为火电公司业绩延续改善趋势的重要抓手。

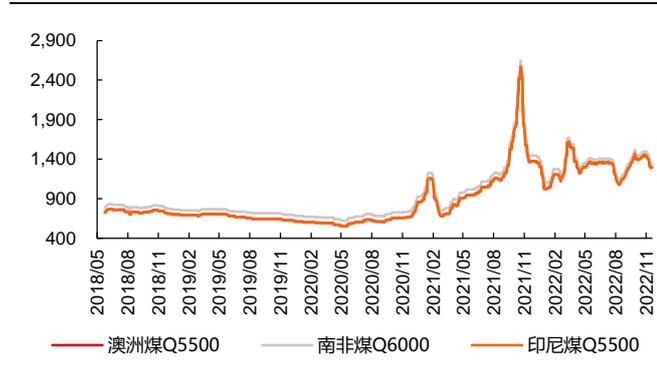
图 36：2022 年三季度火电行业毛利环比已经出现改善（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

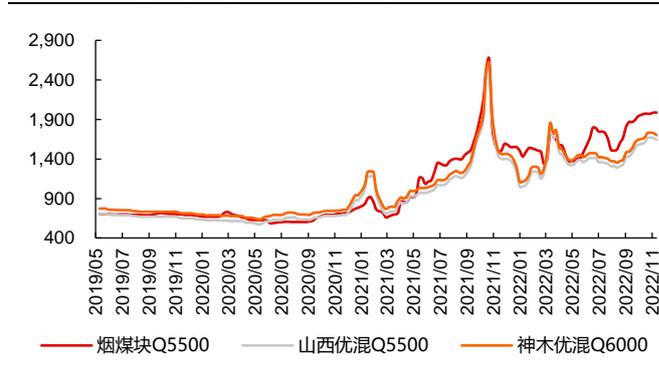
长协落地市场条件具备，战略重心需要方向改变。关注从国际环境来看，受美联储积极加息影响，海外经济体陷入衰退的风险持续增加，大宗商品价格已经开始出现松动。此前国内煤价持续上涨的部分支撑，源于宽松的流动性以及海外油价、煤价持续飙升所带来的“能源危机”，一方面使得国内外煤价持续倒挂、进口煤优势不再，另一方面也以锚定效应对国内煤价产生较强支撑。目前在美联储鹰派加息的背景下，油价已经呈现出明确的触顶回落态势，进口煤也已经开始部分时段体现出价格优势。综合来看，我们认为煤电供需环境的改善给予长协政策进一步落地的市场条件，而监管体系的完善则赋予长协落地的政策保障，战略方向上应该逐步关注业绩对于煤价的弹性和东南沿海电厂反转。

图 37：澳洲、南非、印尼煤价已经出现回落（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 38：广州港库提价走势（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

根据我们的测算，按照政策设想若煤价降至合理价格区间上限，电价维持上浮 20%，则东部沿海电厂均实现稳定盈利，其中广东省以较高电价度电盈利更多。因此，770 元/吨的长协煤价上限保障了煤电企业在充分传导燃料成本、维持上网电价合理浮动后，正常的发电运行和基础盈利能力的基本需求。

表 3: 沿海经济高景气度省份度电盈利测算 (单位: 元/吨, 克/千瓦时, 元/千瓦时)

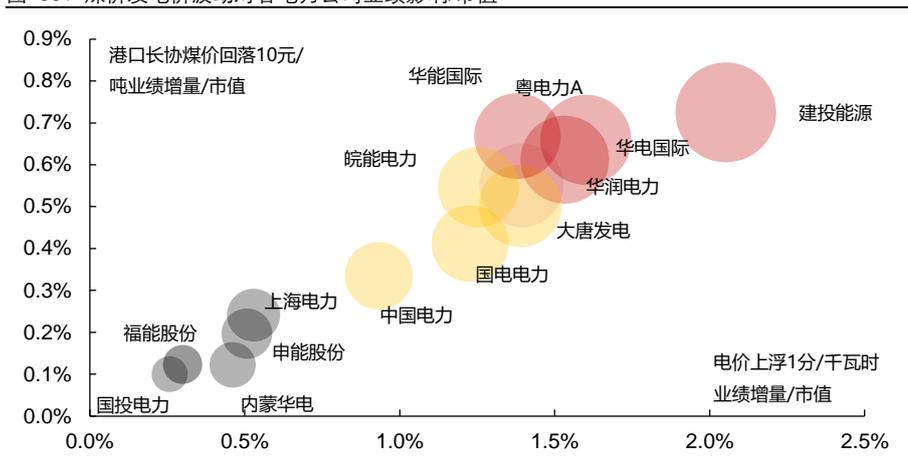
省份	含税				不含税							
	煤价 5500 大 卡	运价	港杂费	到厂价 5500 大 卡	标煤 7000 大 卡	供电煤耗	度电燃料成本	度电其他成本	度电成本	煤电基准价	上浮 20%后	度电盈利
上海	570	33		703	791	300	0.2374	0.1000	0.3374	0.3677	0.4412	0.1038
	770			903	1017		0.3050	0.1000	0.4050	0.3677		0.0362
江苏	570	41	100	711	800	300	0.2401	0.1000	0.3401	0.3460	0.4152	0.0751
	770			911	1026		0.3077	0.1000	0.4077	0.3460		0.0075
浙江	570	45	100	715	805	300	0.2416	0.1000	0.3416	0.3581	0.4297	0.0880
	770			915	1031		0.3092	0.1000	0.4092	0.3581		0.0205
广东	570	48		718	809	300	0.2427	0.1000	0.3427	0.4009	0.4811	0.1384
	770			918	1034		0.3103	0.1000	0.4103	0.4009		0.0708

资料来源: Wind, 长江证券研究所

基于单位电价 (1 分) 和单位煤价 (10 元) 所作出的敏感性测算, 主要电力公司的业绩弹性基本可以分成三个梯队。需要说明的是, 由于各地区、各电企的具体情况不尽相同, 例如广东 2023 年电价有充分增量空间, 而其他地区增量有限等, 因此最终实际改善单位存在差异。根据市场的核心矛盾变化, 我们建议 2023 年可以参考三大思路战略配置:

- 1) 单位电价煤价高弹性: 基于传统框架下的投资思路, 龙头标的华能国际、华电国际, 以及建投能源、华润电力等公司均对于电价、煤价有着行业领先的敏感度;
- 2) 电价煤价边际高确定度改善: 广东地区的粤电力 A 和宝新能源虽然单位弹性有限, 但实际改善单位在明年大概率优于其他地区, 同时未来 2-3 年装机扩张带来优异成长性;
- 3) 估值盈利弹性兼顾: 港股流动性改善预期逐步升温, 华润电力和中国电力兼顾估值修复以及业绩增长弹性。

图 39: 煤价及电价波动对各电力公司业绩影响/市值²



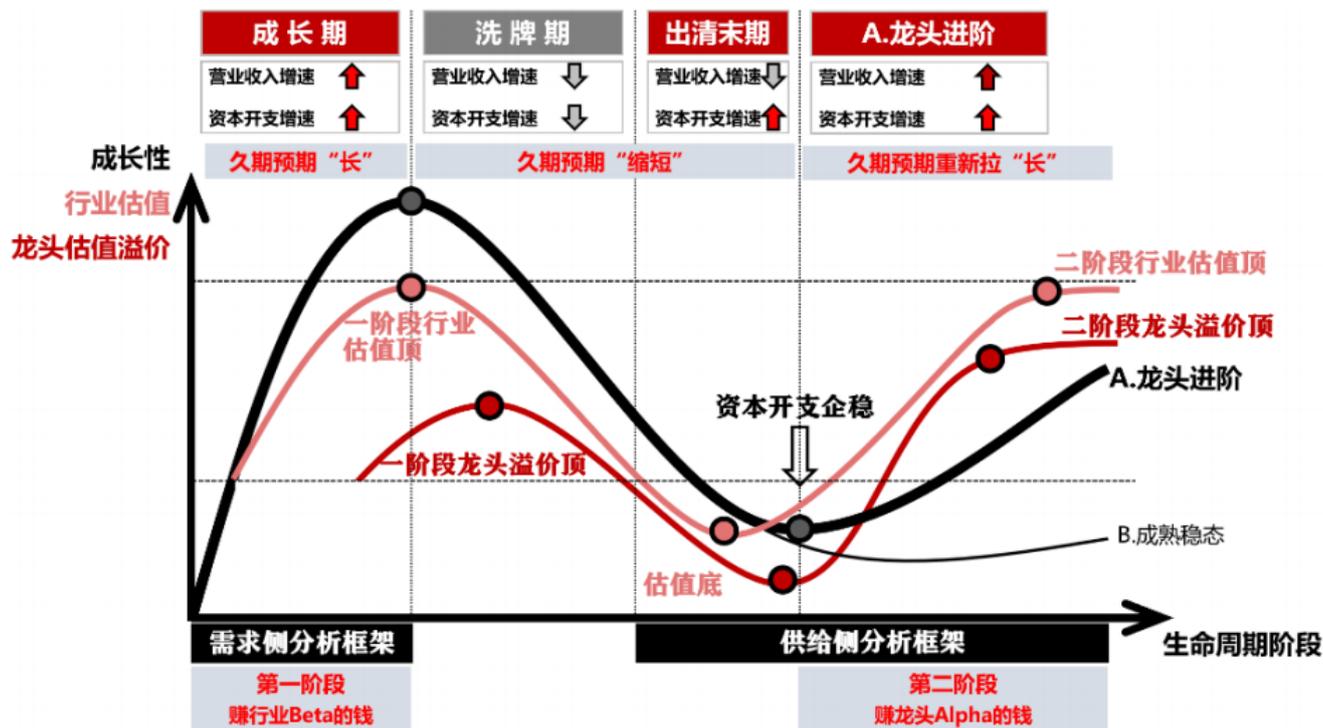
资料来源: Wind, 长江证券研究所

² 气泡大小为煤价及电价对于业绩影响/市值敏感性的加和

产业生命周期，如何刻画电力估值体系？

产业的生命周期，对应估值与久期。按照产业生命周期框架理论来看，产业的估值溢价与其所处的生命周期、资产久期预期之间存在着比较清晰的对应关系，从周期的视角来看基本可以分为四个阶段：**成长期**、**洗牌期**、**出清末期**和**龙头进阶**。

图 40：产业生命周期框架图——产业生命周期、估值、资产久期之间的关系



资料来源：Wind，长江证券研究所

具体来看，在这四个阶段中：

- 1) **成长期**：由于“供不应求”，增长中枢阶梯式上升，对应远期空间大，营收增速携手资本开支增速同步向上，资产久期预期逐步拉“长”，估值高；
- 2) **洗牌期**：由于“供过于求”，增长中枢拾级而下，远期空间有限甚至萎缩，久期预期随之大幅缩短，估值体系恶化；
- 3) **出清末期**：供需双弱的情况下，行业长时间陷入困境而止步不前，资产收缩的意愿达到极致，在特定因素的推动下资本开支重新企稳再度扩张；
- 4) **龙头进阶**：产业出清后供需格局大幅改善，资产久期开始逐步拉长，估值中来自远端长期现金流的贡献显著抬升。

估值与增速的相关性，取决于资产久期的预期。在这个生命周期框架下，显而易见的是，在产业生命周期中的前段，估值与增速正相关，即高增速对应高估值，高估值对应高增速。普适性的原因是彼时行业格局未定，行业短期增速与长期空间是高度统一的，久期预期波动大。而在生命周期后段，估值与增速的相关性趋弱，即高增速不一定对应高估值，高估值也不一定对应高增速。我们认为，这是因为此时行业格局通常相对更加清晰，短期增速与长期空间并不直接划等号，资产久期预期波动减小。

图 41：传统能源发电运营商的产业生命周期



资料来源：Wind，长江证券研究所

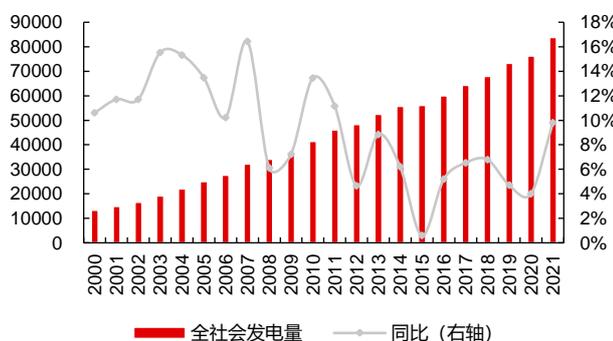
从市场规模以及渗透率的维度来看，2010-2011 年左右是传统能源发电运营商产业生命周期的重要拐点。由于传统煤电长期占据我国能源主导地位，发电运营商也主要以煤电资产为主，因此这个时点也可以看作是公用事业产业生命周期的分水岭。

从市场规模的角度来看，2000-2010 年我国全社会发电量增速常年保持两位数增长、复合增速接近 11%，而 2010 年后这一增速迅速拐头向下，之后的 10 年里我国发电量复合增速仅为 6.29%。虽然体量扩张后增速下滑是不可避免的客观经济规律，但从市场规模中“量”的成长性来看后 10 年的速率明显下一个台阶。

从技术路径渗透率的角度来看，2000-2010 年我国火电发电量占比维持高位，期间虽有增减但整体维持在 80% 以上，因此即使个别年份火电发电增速有所起伏，但更多地是市场总需求波动的问题。但 2010-2011 年左右，国家开始大力推进光伏项目特许权招标、上网补贴电价，火电发电量占比同步出现高点后开始进入下行通道。

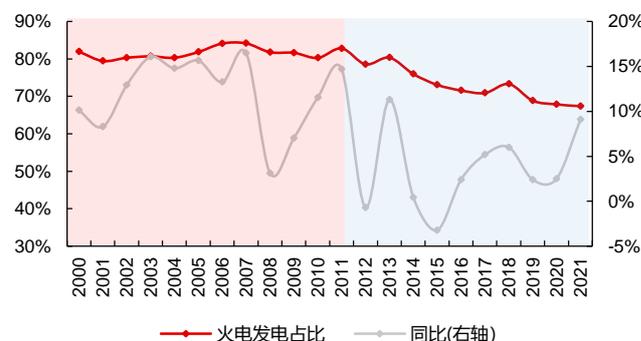
换言之，2010-2011 年后，在行业需求总量增速边际放缓的背景下，传统发电技术路径的市占率也出现了松动，产业生命周期开始进入出清阶段。

图 42：全社会发电量增速在 2010 年后开启下行（单位：亿千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 43：2011 年火电发电量占比持续下滑

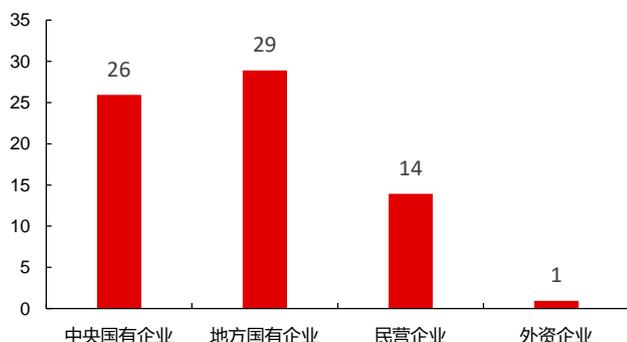


资料来源：Wind，长江证券研究所

供给主体出清、竞争格局改善，是产业生命周期迭代中必不可缺的一环，但长期以来市场普遍认为在公用事业行业这套框架似乎并不成立。由于行业受政策强监管以及国有资本占据绝对主导占比的特性，除了市场所熟知的发电五大集团、四小豪门外，几乎大部分省级甚至部分市级主体都拥有自己独立上市或非上市的电力运营主体，电力产业供给

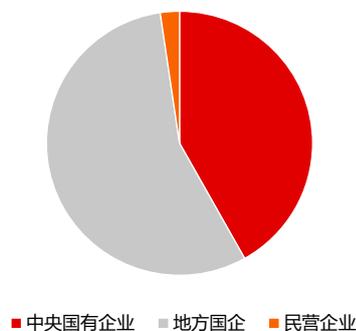
主体在周期轮回中几乎完全无法做到彻底的出清，相反上游煤炭产业却在“供给侧改革”中完成了一波优异的出清，因此在市场的普遍认知中公用事业的竞争格局似乎永远困顿于洗牌期和出清期之间。

图 44：考虑新能源发电企业后央企国企依然占据绝对主导地位



资料来源：Wind，长江证券研究所

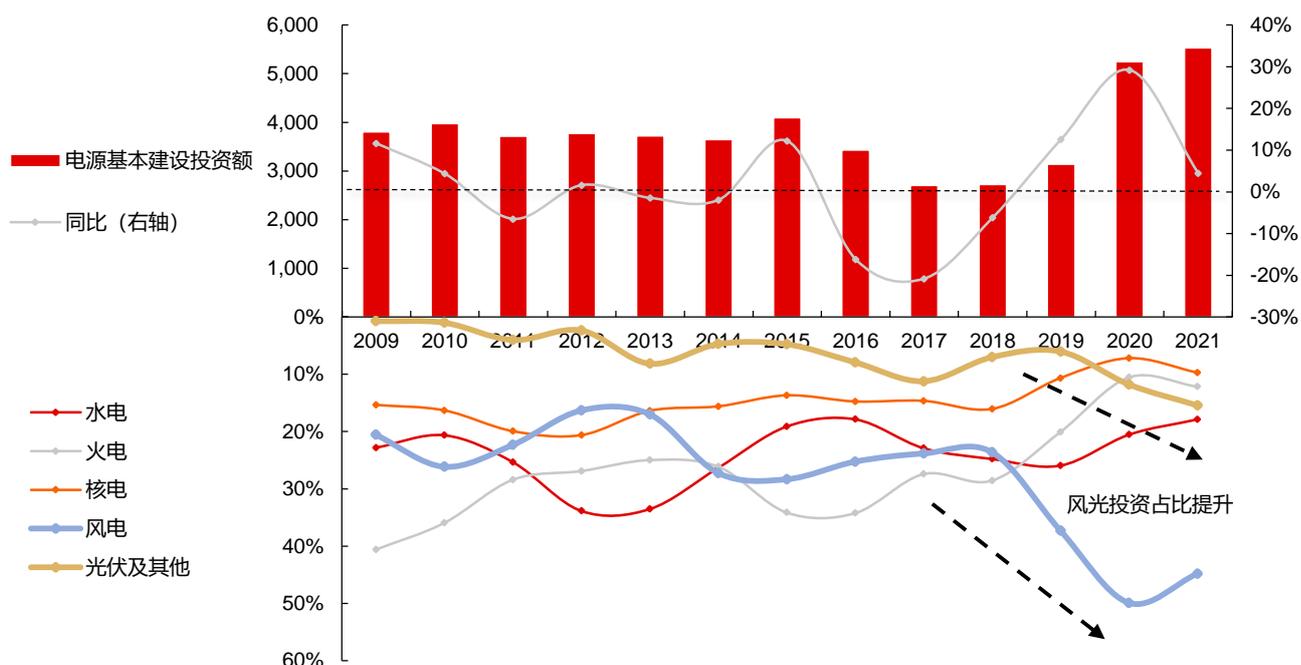
图 45：央企国企在传统发电领域的市场份额更加明显



资料来源：Wind，长江证券研究所

技术更替带来商业模式变迁，“碳中和”加速行业龙头进阶。有别于市场，我们认为传统能源发电与新能源发电本质上对于公用事业而言，发电技术路径的转变意味着运营商业模式的更替，这一过程实际上就是新老能源切换所带来的产业格局洗牌。“碳中和”的大背景将原有的公共事业竞争格局重塑，各个能源运营主体强制性重回统一起跑线再度开展市场份额的争夺。因此，如果单独将新能源运营作为一个独立的产业来看待，那么新能源运营具备鲜明的成长期特征。但是，如果以更高维度的视角重新审视，将新能源运营重新放回到公用事业或者电力运营的维度下，毫无疑问“碳中和”时代的开启，意味着或者说推动着公用事业产业跨过出清期，迈向下一阶段：龙头进阶。

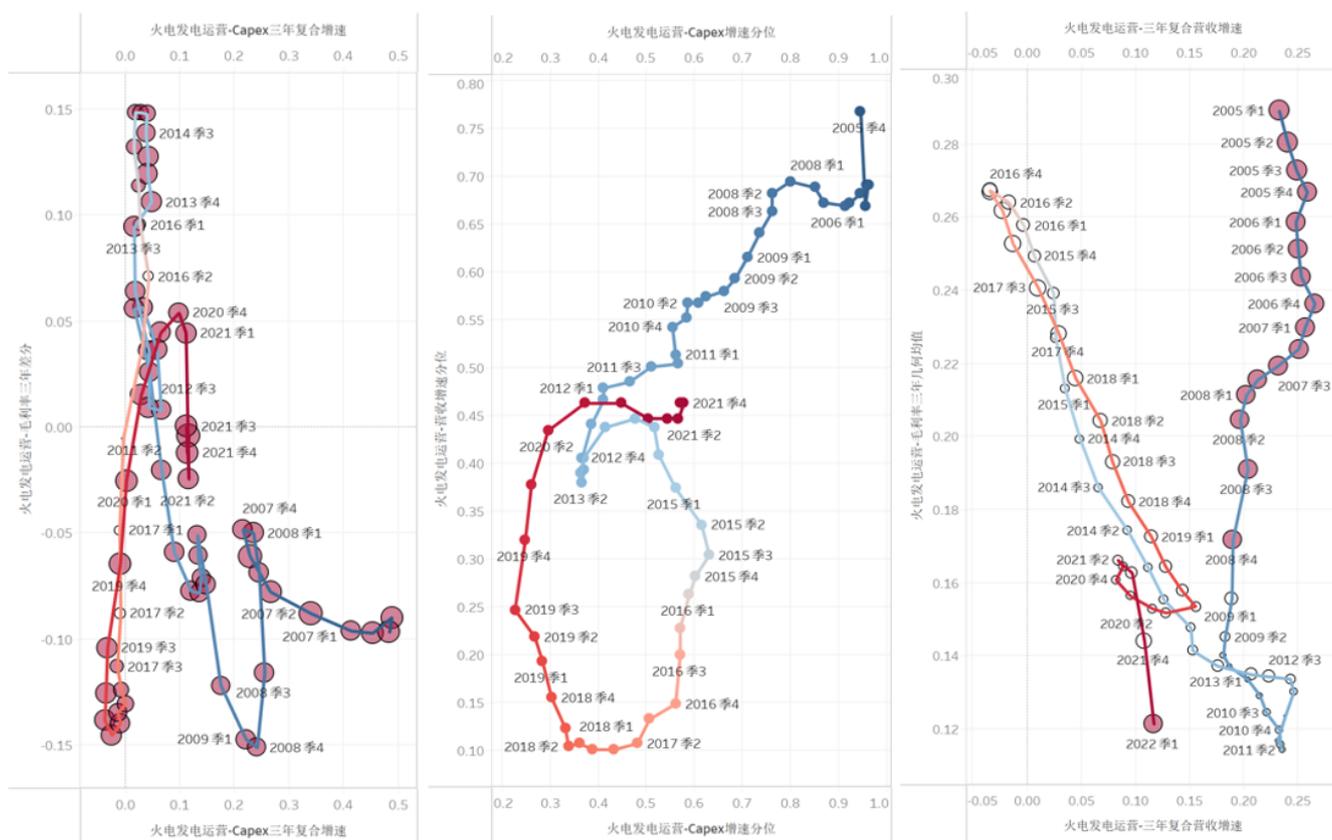
图 46：电源基本建设投资额企稳回升且电源投资清洁化进程明显加速（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

产业生命周期演进，资产久期预期拉长。随着产业生命周期的演进，资产久期预期的变化会使得估值理论上与短期增速的相关性显著下降，投资者“可以看得更长”，俗称“确定性溢价”。在公用事业行业，传统能源本质上是类制造业或者原料再加工的商业模式，而公用事业的属性又决定了销售价格难以短时间大幅波动，因此变动成本即煤价通常会挤压中端制造环节，也就是发电侧的利润。而新能源本质上是近似资源采掘的商业模式，大量成本在建设期间便已经锁定，同时在可预见的未来发电技术路径很难短时间内再度发生重大更替，因此盈利稳定性的提升、资产久期预期的拉长，理论上都会降低短期增速的相关性、支撑估值体系重构。

图 47：公用事业发电企业的非典型产业生命周期图谱³

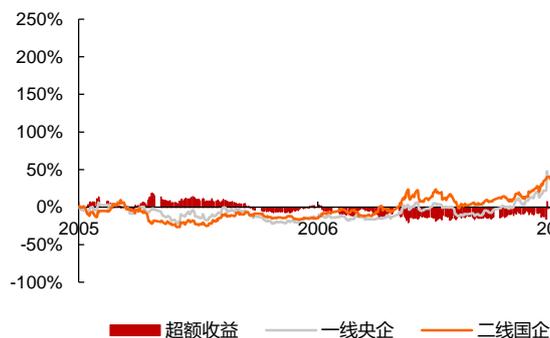


资料来源：Wind，长江证券研究所

产业生命周期的不同，使得行业从β转向α。需要指出的是，龙头估值不断溢价的黄金期往往出现在出清后的龙头进阶阶段，因为投资者可以享受基于市场对行业久期预期改善带来的行业估值β重估，以及龙头估值 alpha 溢价的双重驱动。在过去的几轮周期里，电力运营商的资本市场表现通常呈现出强β、弱α的特征，行业趋势向好或者周期拐点出现后，一线央企和地方国企最终股价表现差异很小，而在“碳中和”背景下的新一轮电力行情里面，一线龙头央企的表现大幅领跑于地方国企，我们认为这其中的根本原因便在于产业生命周期已经截然不同。这一点，也呼应或者印证了我们最早在 2021 年年初《拥抱“碳中和”》系列深度研究中所提出的观点：火电反转是市场介入投资的“择时”依据，而绿电成长是市场精选标的的“选股”理由。

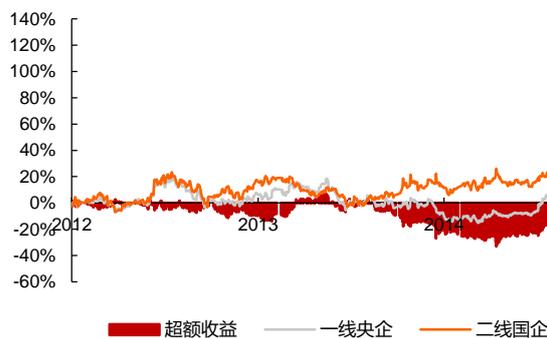
³新能源运营商上市时间有限，且公用事业产业主体仍以火电企业为主，此处以火电代表性企业刻画图谱。

图 48：2005-2007 年电力行情强β属性明显



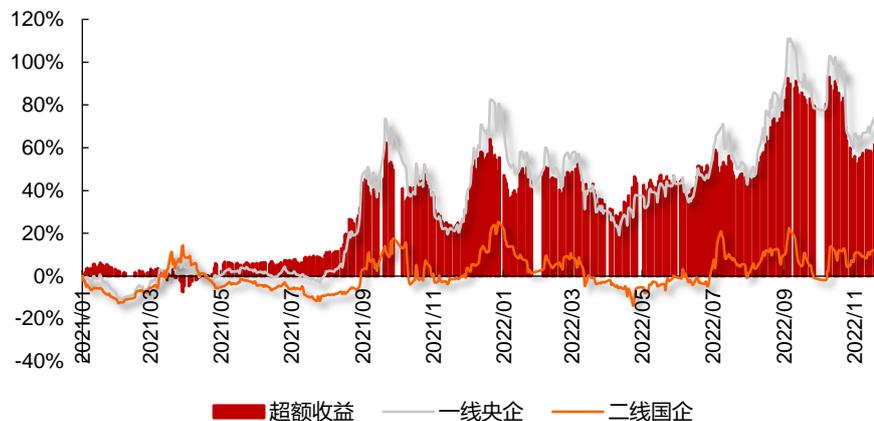
资料来源：Wind，长江证券研究所

图 49：2012-2014 年电力行情强β属性明显



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 50：“碳中和”背景下电力行情α特征突出



资料来源：Wind，长江证券研究所

到底是短期问题，还是长期问题？ 估值的主要度量思想源于贴现思维的框架，即“公司未来盈利多少钱，所以当市值多少钱”。虽然过去公用事业产业以火电为主体、容易受煤价挤压呈现出强周期性，因此并不完全适用于 DDM 模型，但站在当前时点往后展望，无论是火电受益“长协煤、市场电”、还是盈利稳定性更强的新能源资产占比提升，都会使得其公用事业属性的逐步回归并增强，也就更加靠拢理论上的 DDM 模型。在三阶段 DDM 估值框架下，估值的一般表达式为：

图 51：三阶段 DDM 估值表达式

$$P = \frac{EPS_1}{1 + COE} + \sum_{i=2}^9 \frac{EPS_i}{(1 + COE)^i} + \sum_{j=10}^{\infty} \frac{EPS_j}{(1 + COE)^j}$$

其中，P 为当前指数价格； EPS_i 为第 i 年的预期每股盈利，因而可得：

$$PE = P/EPS_0 = \frac{(1 + g_1)}{1 + COE} + \sum_{i=2}^9 \frac{\prod_{j=1}^i (1 + g_j)}{(1 + COE)^i} + \sum_{k=10}^{\infty} \frac{\prod_{l=1}^k (1 + g_l)}{(1 + COE)^k}$$

Where $g_l (l > 10) \equiv$ Long Term Sustainable growth =
10y Rolling GDP growth
 $COE = ERP + Er$

资料来源：长江证券研究所

由于几乎无法做到对未来远期持续性现金流的预测，因此如果对以上公式进行稍加转变，将贴现过程中中间年份的现金流预期转换为市场空间，永续增长部分保持不变，那么便可以得到一个短期和长期相结合的清晰表达形式。

图 52：估值表达式转换后估值变成短期和长期两个维度

$$PE = \left[\frac{1 + g_1}{1 + r_1} + \frac{(1 + g_2)^2}{(1 + r_2)^2} + \frac{(1 + g_3)^3}{(1 + r_3)^3} \right] + \frac{\text{Market Size} * \prod_{t=1}^{\infty} \left(\frac{1 + G}{1 + COE} \right)^t}{(1 + COE)^{10}}$$

↓
↓
 短期PE
 ↓
↓
 长期PE

资料来源：长江证券研究所

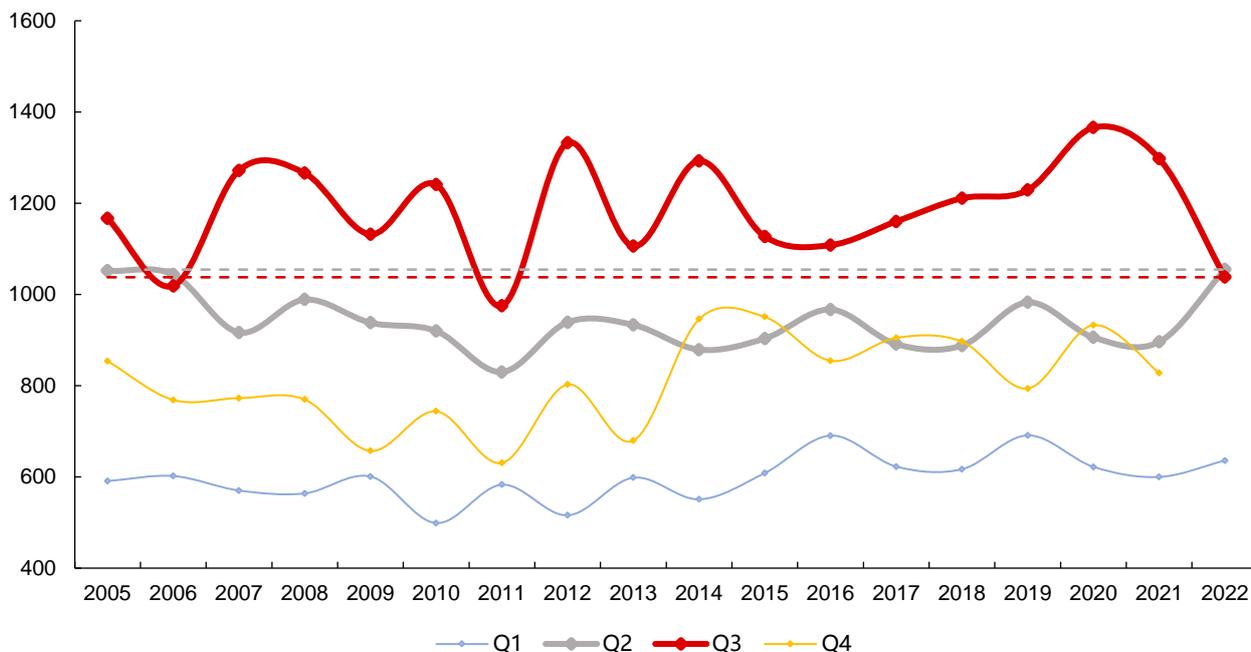
通常情况下，市场会倾向于认为短期增速是长期空间的映射，但“十三五”和“十四五”已是截然不同的两个周期。“十三五”期间尤其是末期，之所以说是公用事业特殊的“至暗时刻”，原因便在于走高的煤价和“减税降费”要求所形成的“电煤顶牛”“两头堵”不仅冲击了短期的 g，同时基于线性展望市场同步缩小了相应的长期空间。而进入“十四五”，“长协煤、市场电”理顺了短期 g 的反转预期，同时对于电价中枢观点的重新认知以及新能源资产的积极入列，携手扩张了远期市场规模的长期判断，这是中长期维度下我们认为电力运营商整体估值体系重塑的根本。

水电运营：天之将明，其黑尤烈

前后一个季度，丰枯极致切换。今年从二季度到三季度，水电经历了从极丰到极枯的切换：二季度，西南主要流域来水丰沛，水电公司发电量取得强势表现，从全国水电利用小时数据的反映来看，2022年二季度水电平均利用小时数达到1055小时，也是2005年以来的单二季度最高值；然而汛期来临水情明显转弱，主要水电公司三季度发电量表现弱势，2022年三季度全国水电平均利用小时数降至1038小时。三季度作为主汛期所在时期，历来利用小时数的表现远高于二季度，但今年三季度的利用小时数甚至环比二季度下降了17小时，也是2005年以来仅高于2006年和2011年的单季度第三低。

每年四季度到来年汛期之前，主要水电站的发电情况大部分依赖于库区蓄水量多少，今年三季度来水的弱势表现，也引发了市场对于水电后续发电表现的担忧，从而使得定价出现了一定波动。因此，需要思考的一个问题是：水电的基本面表现边际上还会进一步恶化吗？

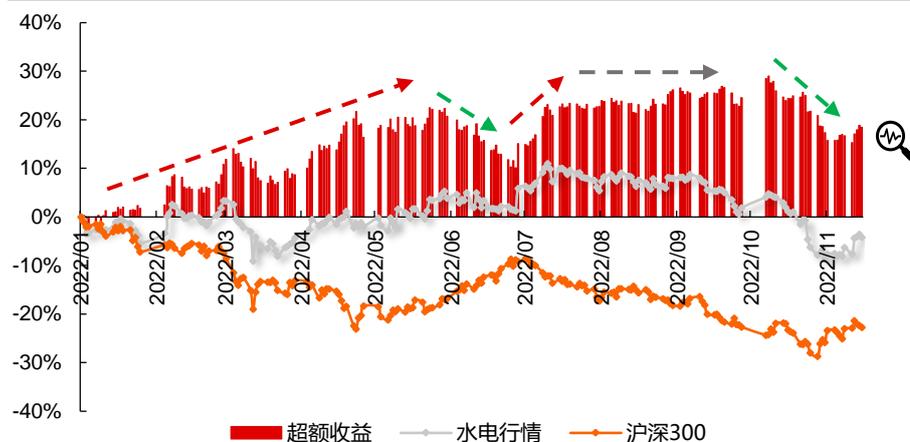
图 53：水电季度利用小时数对比



资料来源：Wind，长江证券研究所

此外，从市场表现来看水电来水切换已经被7月以来的实际发电数据印证，市场理应已有比较充分的预期，7月初水电公司陆续发布二季度发电情况后水电板块指数开始持续回调，我们认为主要反映的即为来水由丰到枯的切换。进入10月份，水电指数快速下跌、超额收益迅速收窄，除了来水偏弱带来的水电三季报业绩表现偏弱的担忧以外，是否还有其他因素影响了水电的行情表现？

图 54：8-9 月水电企稳后，10 月份超额收益快速收窄

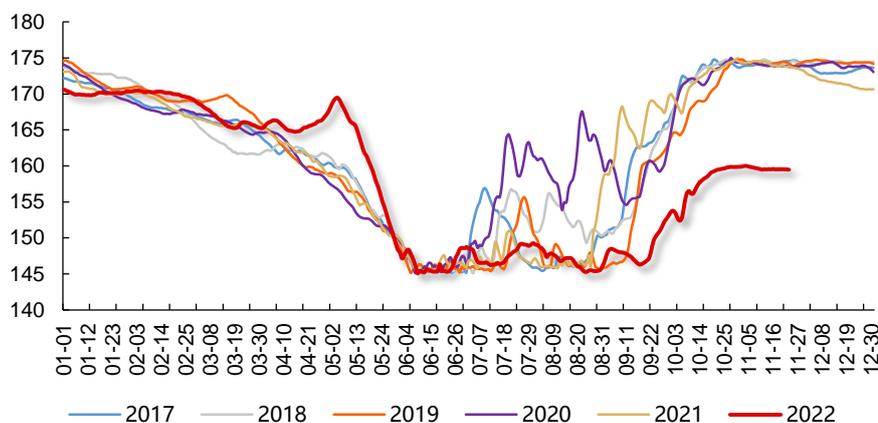


资料来源：Wind，长江证券研究所

无需悲观线性外推，蓄水情况优于预期

三峡水库水位偏低，上游基本完成蓄水。从长江干流的核心水库——三峡水库的水位数据来看，经过了 10 月份的蓄水后，11 月以来水位在接近 160 米后再无提升，距离蓄水位 175 米仍有较大差距，而往年一般在 10 月底就基本完成蓄水任务。当前的水位数据表明三峡水库四季度和来年汛期之前发电用水“存粮”似乎并不充足，一定程度上或许会对三峡及其下游的葛洲坝电站发电情况产生负面的影响。

图 55：三峡水库水位情况（单位：米）



资料来源：Wind，长江证券研究所

但是，我们在各个流域顺江而上便可以发现，更上游的水库蓄水情况并没有如三峡水库这么悲观，无论是金沙江下游、雅砻江还是红水河，蓄水情况普遍都比较优异：

- 金沙江下游的向家坝、溪洛渡电站水位已经达到正常蓄水位的 99% 左右；
- 雅砻江的锦屏一级、嘉陵江的亭子口电站水位已经达到正常蓄水位的 99.80% 和 99.98%；
- 珠江水系红水河的龙头水库，天生桥一级电站水位约为正常蓄水位的 98.56%。

表 4: 长江上游和珠江水系部分电站蓄水情况 (2022 年 11 月 23 日, 单位: 米, 亿立方米)

流域	电站	当前水位	蓄水位	完成度	当前蓄水量	总库容	完成度
金沙江	向家坝	378.74	380	99.67%	48.57	51.63	94.07%
金沙江	溪洛渡	592.76	600	98.79%	106.29	126.7	83.89%
雅砻江	锦屏一级	1876.23	1880	99.80%	74.58	77.6	96.11%
嘉陵江	亭子口	457.93	458	99.98%	34.60	40.67	85.07%
红水河	天生桥一级	768.77	780	98.56%	-	-	-

资料来源: Wind, 四川省水文水资源勘测中心, 珠江水利委员会, 贵州生态移民局, 长江证券研究所

综合来看, 我们认为虽然三峡水库看似难以完成 175 米的蓄水任务, 但上游水库较为良好的蓄水状态, 也能为后续平枯期的发电用水提供一定保障, 而且上游今年还有新投产大型电站配套水库, 因此虽然后续发电量较往年同期相比仍存在一定的压力, 但预计下滑幅度能够较三季度得到明显收窄, 因此对后续发电情况的展望无需过于悲观。

利率环境显著变化, 外资流出推波助澜

10 月份水电板块的回调, 除了基本面方面的因素以外, 宏观利率环境的变化也是重要的一个因素。水电企业凭借较高的分红和相对稳定的收益兼具“类债券”的属性, “类债券”属性既给水电带来了投资防御属性, 同时也使得水电配置性价比会跟随着利率环境的变化而波动。

以水电龙头公司长江电力为例, 过往长江电力的表现也与海内外的利率变化有密切联系。

首先从国内利率情况来看, 从长江电力的历史股价和国债收益率走势情况我们可以看出, 除了 2017 年和 2020 年以外, 两者基本呈现相反的走势、形成互补关系。由此可见, 长江电力在很长一段时间内与债券存在替代效应, 即市场对于长江电力的认可主要集中在其稳定的分红方面, 并将其视为债券市场表现欠佳时的替代性投资证券。

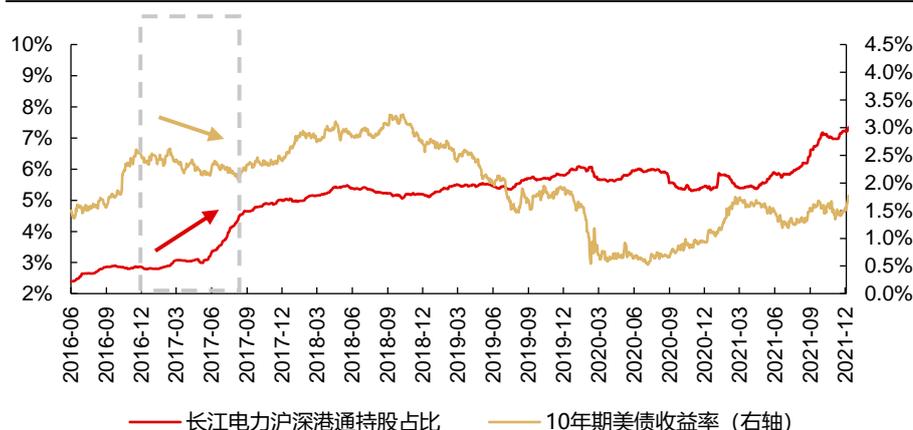
图 56: 长江电力股价与中债收益率复盘 (单位: 元, %)



资料来源: Wind, 长江证券研究所

2020 年出现两者同涨的主要因素在于疫情影响下经济与市场展望偏弱, 水电来水优异且投资防御属性凸显。而之所以 2017 年出现长时间长江电力与 10 年期国债收益率同涨的趋势, 原因主要在于外资涌入带来的估值提升: 2017 年, 美国国债收益率走低, 大量美资积极寻求具有更高收益的投资机会, 海外资本的涌入打破了长江电力传统的估值体系, 从而长江电力股价与国债收益率的走势打破了历史上的反向格局, 出现同向增长的现象。

图 57：长江电力沪深港通持股与美债收益率情况

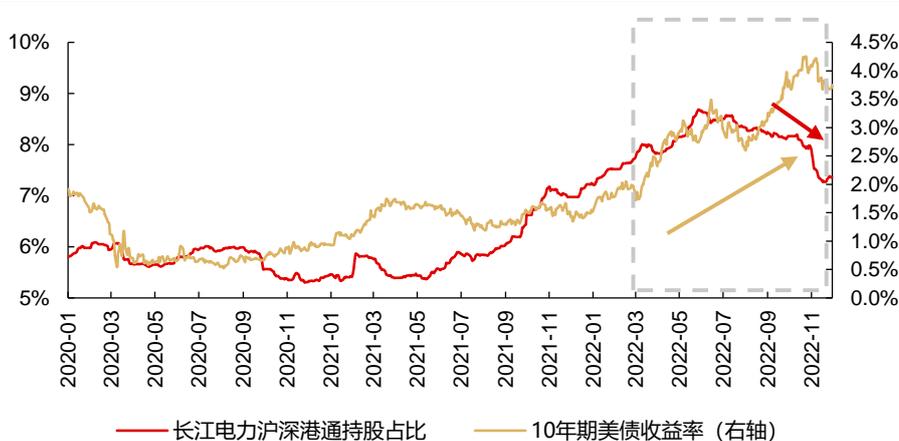


资料来源：Wind，长江证券研究所

随后 2018 年以来沪深港通对长江电力的持股从 5%左右稳步提升到 2021 年底的 7%以上的水平，较高的沪深港通持股占比也会使得外资的变动将会对长江电力的市场表现产生一定的影响，这也是 2022 年 10 月份长江电力快速回调的原因之一。

在美联储加息推进的大背景下，美债收益率持续提升，此消彼长之下水电的收益对外资的吸引力快速减弱，沪深港通持年中开始缓慢降低，最终由引发资金动向的大幅调动，10 月份沪深港通加速流出：2022 年 10 月初沪深港股对长电的持股比例约 8.17%，但到 10 月底这一比例降低降至 7.92%，沪深港通净减少约 0.56 亿股。

图 58：长江电力沪深港通持股与美债收益率情况



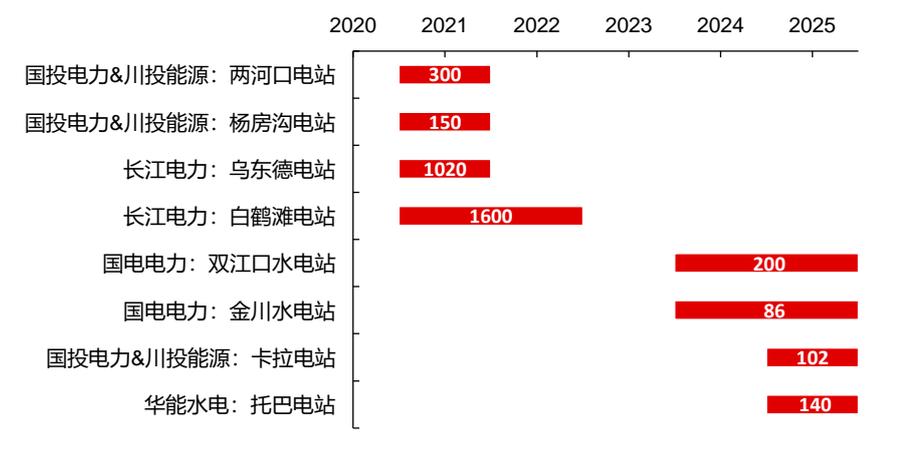
资料来源：Wind，长江证券研究所

我们认为，当前即使市场对于海外无风险利率的峰值可能还存在分歧，但本轮美联储加息的进程大概率已经进入末尾，市场对于 12 月加息幅度边际放缓的预期已经逐步升温，11 月中下旬开始美债收益率同步走低。与之对应的是，当前调整到估值安全边际充分的水电投资价值已经再度获得外资认可，11 月末沪深港通对长江电力的持股逐步回升，从资金层面来说外资流出的压力测试已经结束，水电板块在当前位置的企稳正好为明年的表现打下牢固基础。

“乌白”、“两杨”入列，增量贡献可期

大水电的最后“黄金期”，产能扩张成投资主线。梳理“十四五”期间主要水电站的投产节奏可以发现，能够对2022-2023年形成增量贡献的主要是乌东德、白鹤滩、杨房沟、两河口电站，国投电力和川投能源分别享有雅砻江公司52%和48%的权益，杨房沟和两河口投产后雅砻江公司装机规模增长30.61%；三峡集团的乌东德电站已经全部投产，白鹤滩电站仅剩最后一台机组尚未投产，资产注入事宜正在按部就班推进，届时长江电力装机规模将大幅增长57.46%。

图 59：“十四五”我国水电行业主要在建机组投产时间顺序（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

➤ 乌东德、白鹤滩注入的影响测算

基于对乌东德、白鹤滩电价、利用小时及成本项目的假设，我们大致估算得到乌东德和白鹤滩电站注入后，带来的盈利增加约为70亿，较注入前（2023年，考虑乌白增发效益）EPS增厚约10.43%。

表 5：乌东德、白鹤滩收购的 EPS 变化测算

项目 (亿元)	数值
2023 年存量资产业绩 (不含乌白增发效益)	293.60
2023 年存量资产业绩 (含乌白增发效益)	306.15
2023 年注入后业绩	363.75
其中：原有资产	293.60
增发电量 100 亿度	15.08
乌白电站	70.27
发债募资带来的利息增加	15.20
EPS 估算	数值
发行股份数量 (亿股)	17.27
原有股本 (亿股)	227.42
发行后股本 (亿股)	244.69
注入后 EPS (23 年，含乌白增发效益)	1.49
相对 2021 年公司 EPS 增厚	28.68%
较注入前 (23 年，不考虑乌白增发效益) 增厚	15.15%

较注入前（23年，考虑乌白增发效益）增厚 10.43%

资料来源：Wind，长江证券研究所

➤ 雅砻江盈利测算

杨房沟和两河口电站本就在雅砻江体内建设，无需资产注入，其增量贡献会随着机组的投产和稳定运行逐步体现，而 2023 年是杨房沟和两河口电站稳定运行的第一年。预计在 2023 年，在中游新投产机组完全贡献的情况下，综合考虑雅砻江下游送江苏电价的提升，以及新的水利年来水改善的预期，雅砻江公司盈利将达到 91.37 亿元。

表 6：雅砻江公司盈利预测（单位：亿元）⁴

项目	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
雅砻江公司净利润	62.36	63.17	74.29	91.37	95.13	97.95
同比	3.70%	1.29%	17.61%	23.00%	4.11%	2.96%
其中下游（包含补偿效益）	62.36	61.10	71.71	83.93	87.65	88.57
中游（包含补偿效益）	-	2.06	2.58	7.45	7.48	9.38

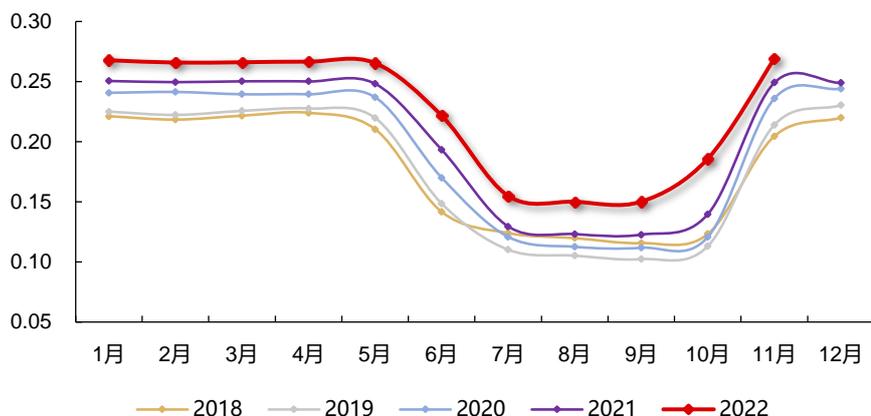
资料来源：Wind，长江证券研究所

价格机制改革，中枢提升可期

经过了 2021 年 10 月煤电电价机制改革，煤电价格得以更好地反映供需关系、传导成本变化，但对于水电来说除了市场化走得比较靠前的云南以外，其他地区水电的市场化比例一直不高，这为后续水电价格机制改革提供了潜在的空间。

云南经验表明，供需紧张催生电价。近年来，云南地区的水电受益于省内持续偏紧的供需关系，省内交易价格连年提升成为驱动业绩和行情的重要推手。2022 年 1-11 月，省内交易电价算术平均值 0.224 元/千瓦时，较 2018-2019 年的 0.174-0.175 元/千瓦时提升了约 5 分/千瓦时。考虑到云南省未来水电增量缺乏且高耗能持续投产，我们预计云南省内市场交易电价中枢抬升依然具备可持续性。

图 60：云南省内市场交易电价（单位：元/千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

⁴ 2021 年中游和下游的利润分拆为预测值。

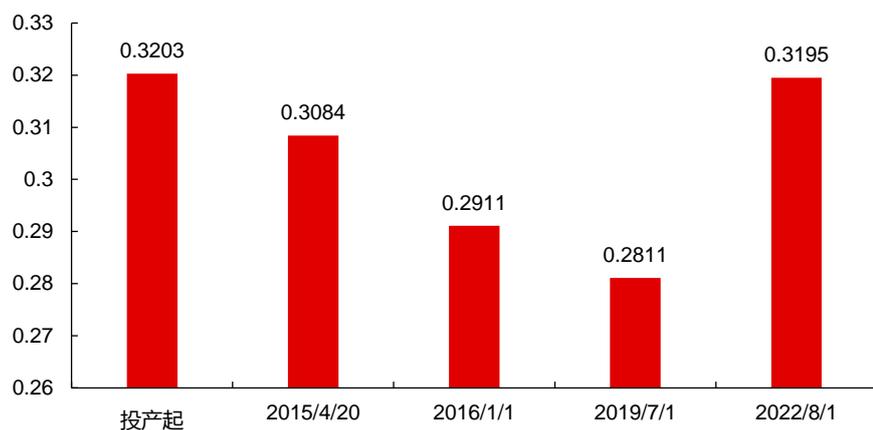
除了已经实现市场化的水电，在电力供需紧张的带动下逐步展现出更好的价格中枢，跨省区送电的水电价格机制今年也展现了新的变化，市场化因素的影响正在逐步向着积极的方向前进。

7月28日，江苏省发展改革委对外公开了《省发展改革委关于完善雅砻江锦官电源组送苏电价形成机制的通知》，其中明确：锦官电源组送苏落地电价形成机制完善为“基准落地电价+浮动电价”机制。基准落地电价按照江苏省燃煤发电基准上网电价确定；浮动电价是指江苏电力市场交易年度交易成交均价和燃煤发电基准上网电价之差，按照“利益共享、风险共担”原则，由送、受双方按照1:1比例分享（或分担）。根据江苏电力市场年度交易成交均价0.4667元/千瓦时，2022年锦官电源组送苏落地电价为0.4289元/千瓦时，上网电价为0.3195元/千瓦时，2022年8月1日起执行。

最早在2015年，《国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》印发，文件将锦官电源组电价下调至0.3084元/千瓦时，同时要求向家坝、溪洛渡和锦屏一级、锦屏二级、官地梯级水电站送电到上海、江苏、浙江、广东落地价格按落地省燃煤发电标杆电价提高或降低标准同步调整。2019年10月，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，但跨省跨区送电价格形成机制参考燃煤发电标杆上网电价的改为参考基准价，与此前机制并没有发生本质变化，无法跟随落地端煤电的市场交易价格变化进行联动。

本次江苏省发改委的文件表明对锦官电源组而言，电价形成机制由挂钩原煤电标杆价、现煤电基准价，改为了“基准落地电价+浮动电价”的机制，能够按比例分享当地电价浮动上涨的效益，利好雅砻江水电经营效益的提升，也打开了其他省份跨省区送电水电电价提升的想象空间。在电力供需持续紧张的情况下，我们判断沿海地区市场交易电价有望持续高于当地煤电基准电价，锦官电源组也有望持续享受机制改革带来的电价提升。

图 61：锦官电源组送江苏电价变化（单位：元/千瓦时）



资料来源：Wind，江苏省发改委，长江证券研究所

根据送电比例、电量规模、电价提升及税费比例等，我们测算得到，若按2021年锦官电源组上网电量规模估算，电价提升对雅砻江公司业绩的影响约为8.70亿元，约为2021年实际业绩的13.78%。

表 7：电价提升对雅砻江公司的盈利影响

项目	数值	单位
锦官电源 2021 年上网电量	541.28	亿千瓦时

锦官送江苏原电价	0.2811	元/千瓦时
调整后电价	0.3195	元/千瓦时
电价提升	0.0384	元/千瓦时
锦官电源送江苏比例	59.26%	%
收入提升	10.90	亿元
2021 年税金及附加占比	3.91%	%
2021 年综合所得税率	15%	%
业绩增厚	8.70	亿元
2021 年业绩	63.13	亿元
提升比例	13.78%	%

资料来源：Wind，长江证券研究所

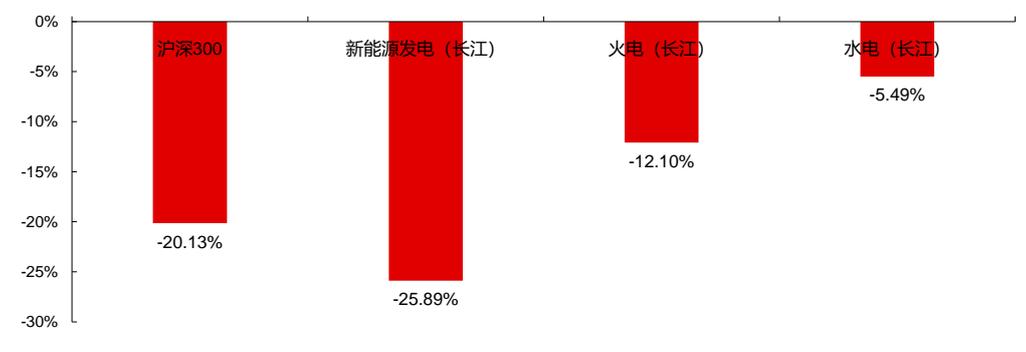
总体来看，虽然三季度来水发电情况比较差，但考虑到上游电站基本完成了蓄水任务，即便后续发电表现仍有一定压力，也无需过于悲观地线性外推，且美联储加息预期的降温也有利于水电行情企稳。此外，考虑到“乌白”、“两杨”等大型水电都将在 2023 年开始稳定贡献盈利，确定性的增长依然是长江电力、国投电力和川投能源的强 α 特性。最后，近年来持续偏紧的电力供需形势、市场化改革的加速推进，我们认为都给水电电价中枢提升提供了多个可实现的可能，水电赛道依然是一个“坡长雪厚”、资源壁垒极高、行稳致远的价值投资选择。

新能源运营：浮云遮日不多时，遥见碧空万里晴

盈利增速预期压制，行情如同水上浮萍

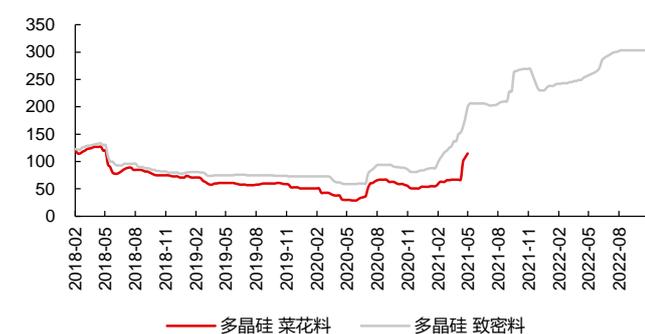
光伏上游价格高位运行，压制投产盈利和增速预期。正如前文所提到的，今年以来新能源发电板块在电力各子行业中，整体表现相对偏弱。而在众多压制因素中，我们认为最为重要的影响因素，便是新能源产业链上游环节持续飙升的价格。从2020年下半年开启直到2022年11月份，组件价格高峰期已经超过2元/W，如此之高的价格水平上一次出现还是在我国光伏项目未实现平价开发的2019年及之前时期。在市场看来，高位的组件价格一方面对新能源发电运营商的投资建设积极性形成了一定压制，另一方面也使得市场对于新增投产项目的盈利能力产生担忧。新能源发电运营商盈利及增速的双重压制，导致新能源发电运营商的市场表现如水上浮萍一般，在2022年几乎无法体现出与大盘的独立性 α ，最终全年来看表现在所有子板块中垫底。

图 62：横向对比，2022 年以来新能源发电板块表现相对偏弱势（截至 11 月 24 日）



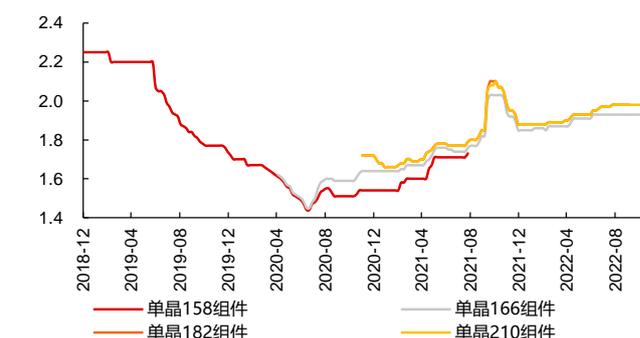
资料来源：Wind，长江证券研究所

图 63：多晶硅价格走势（单位：元/千克）



资料来源：PV Infolink，长江证券研究所

图 64：组件价格持续上涨，已达到平价开发前水平（单位：元/W）



资料来源：PV Infolink，长江证券研究所

两极反转明年可期，多重催化近在咫尺

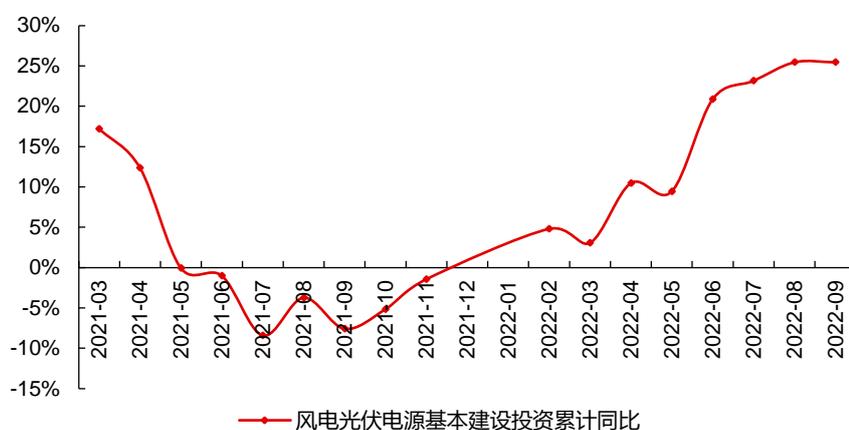
“稳增长”叠加“碳中和”，新能源投资重要性凸显。“碳中和”目标的提出以及绿电交易的推进，所带来的行业发展确定性是2021年新能源发电运营估值提升的重要推力。在2022年经济下行压力加大的背景下，在多个层面新能源发电资产的投资建设都成为了“稳增长”的重要抓手，新能源运营链的政策导向确定性依然清晰，重要性甚至在2023年宏观经济波动率进一步提升的背景下更加凸显。

2月18日，国家发改委等多部门联合印发《关于印发促进工业经济平稳增长的若干政策的通知》，通知中干预投资和外贸政策章节的首条即为关于风光的建设投资，此外通知提出对大型风光电基地建设等重大项目，要加快规划环评和项目环评进度，保障尽快开工建设。

5月30日，国务院转发《国家发展改革委国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案》，围绕新能源发展的难点、堵点问题，在创新开发利用模式、构建新型电力系统、深化“放管服”改革、支持引导产业健康发展、保障合理空间需求、充分发挥生态环境保护效益、完善财政金融政策等七个方面完善政策措施。

由于新能源建设周期相对较短，此前大规模的电源建设投资额将会在2023年形成大批装机交付，同时第一批大基地项目也将陆续进入收获期，因此2023年新能源装机增长斜率我们认为依然可以更加积极地看待。

图 65：2022 年下半年风电光伏投资增速持续回升



资料来源：Wind，长江证券研究所

补贴发放堵点疏通在即，现金收入改善促进投资。3月24日，财政部官网发布《2022年中央政府性基金支出预算表》，其中“其他政府性基金支出”的预算数从2021年预算数958亿元大幅增加至4594.47亿元。根据我们的测算，我国可再生能源补贴缺口预计在4000~5000亿左右，与此次支出增量规模较为接近，此次“其他政府性基金支出”增量资金用于“可再生能源电价附加收入安排的支出”具备现实可参考依据。2022年5月11日，国常会提出“在前期的支持基础上，再向中央发电企业拨付500亿元可再生能源补贴”，也印证了解决补贴欠款、改善新能源项目及运营商现金流的判断。经过接近8个月的可再生能源项目的核查工作，10月28日，信用中国正式发布第一批7334个经核查确认的项目，此次项目核查在于将部分不合规的项目进行清理，相当于风险的集中出清，有利于行业的长期发展。**随着核查项目陆续公示，长期困扰行业的补贴拖欠或进入加速解决阶段，新能源运营商的报表质量以及投资能力有望兑现改善预期。**

表 8：财政部 2021 年及 2022 年中央政府性基金支出预算表节选（单位：亿元）

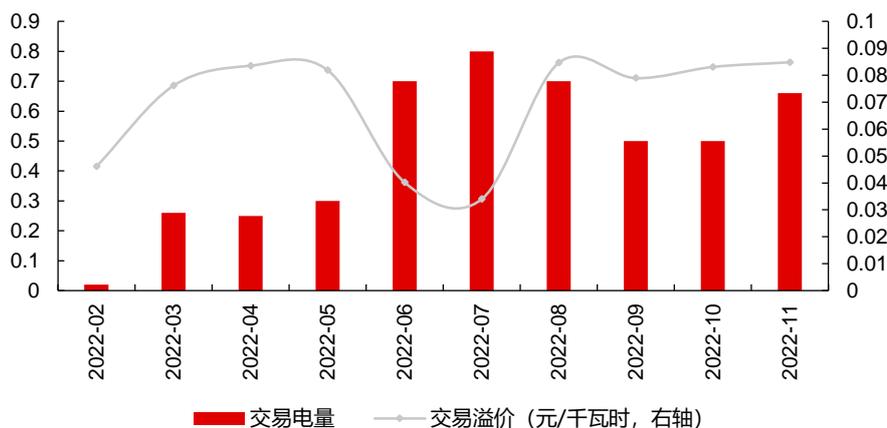
项目	2021 年预算数	2021 年执行数	2022 年预算数
十五、其他政府性基金支出	958.18	985	4594.47
国有土地使用权出让金收入安排的支出	61.68		
城市基础设施配套费安排的支出	0.91		
可再生能源电价附加收入安排的支出	890.67		

污水处理费安排的支出	0.38
其他	4.54

资料来源：财政部，长江证券研究所

绿证绿电制度完善，2023 年有望加速扩容。11 月 16 日，国家发改委、国家统计局和国家能源局联合发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》（以下简称通知），其中进一步明确了新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量控制，同时提出**绿证是可再生能源电力消费的凭证，绿证核发范围包含所有的可再生能源发电项目，建立全国统一的绿证体系**，由国家可再生能源信息管理中心根据国家相关规定和电网提供的基础数据向可再生能源发电企业按照项目所发电量核发相应绿证。根据国家发改委披露数据，截至 9 月末，我国绿电交易成交量已超 200 亿千瓦时，核发绿证超 5000 万张，折合电量超 500 亿千瓦时。**值得注意的是，2022 年前 9 月风光发电量合计为 6621 亿千瓦时，因此绿电成交量与实际绿电发电量相比仍然规模非常有限，此次进一步明确将全国可再生能源发电项目全部纳入绿证核发范围之内，且建立全国统一的绿证体系，有望进一步催化整体绿证和绿电交易市场规模的扩容，新能源发电运营商的实际综合电价有望借此进一步得到有效支撑，以“市场化补贴”的方式接续此前的行政补贴，保障风光项目的合理投资回报收益。**

图 66：广东省绿电交易电量及较基准价溢价情况（单位：亿千瓦时，元/千瓦时）



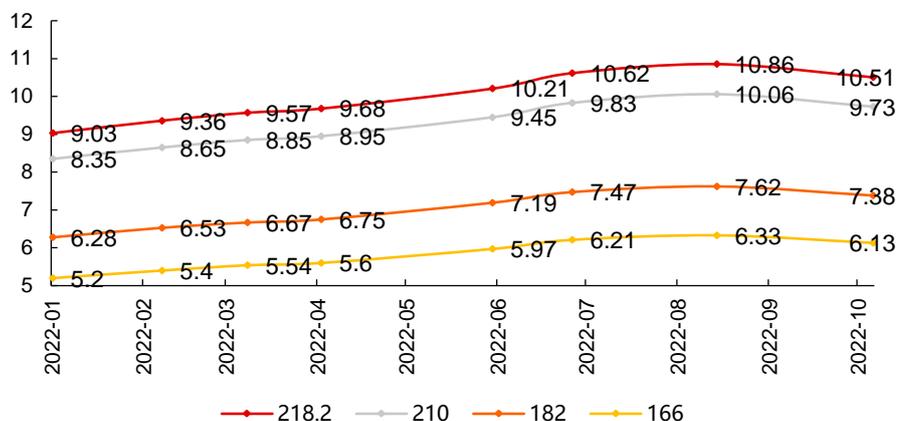
资料来源：广东省电力交易中心，长江证券研究所

由于新能源项目投资的大量成本在建设期确认，因此除了上网电价以及其附加收益外，成本变化依然是市场关注的重点。2021 年以来，市场所关注的新能源盈利影响因素主要包括建设成本和配储成本，虽然风机造价持续下降，但光伏组件价格持续高位，同时配储所带来的成本压力也导致新能源项目预期收益能见度降低。但是，展望明年还会这样吗？

中游价格已现疲态，两极反转预期增强。从组件价格的维度来看，2021 年组件价格持续提升与多晶硅产能扩产节奏偏慢有关，但随着通威、协鑫、亚洲硅业、新特、大全、等上游企业大多聚集在 2021 年底和 2022 年实现产能释放，我们认为多晶硅供需紧张的情况有望在 2023 年整体实现边际缓解。实际上，10 月 31 日中环硅片价格实现年内首降，11 月 23 日组件价格也实现了年内首降，根据 PV Info link 所公布的数据，单晶 166/182/210 组件价格均环比上一期价格降低 0.01 元/W，上游价格的位置判断预期正在逐步形成统一，叠加通威入局中游环节后所掀起的价格竞争，有望加速促使产业链利

利润分配向下游流转，届时将彻底扭转市场今年对新能源发电运营盈利增速和质量的偏弱预期。

图 67: TCL150μm 硅片价格今年以来首次降价 (单位: 元/片)



资料来源: TCL 中环, 长江证券研究所

现阶段配储仅作成本项, 未来增量收益不应忽视。从配储成本的影响维度来看, 随着新能源发电项目的大规模建设, 各地对于新能源配储能的要求客观来说有所提升。需要说明的是, 对于运营商而言现阶段新能源发电项目通常把配储作为纯成本项进行核算, 主要原因还是因为配套储能的成本回收机制并不完善。但是, 随着《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》的印发, 文件提出以配建形式存在的新型储能项目, 在完成站内计量、控制等相关系统改造并符合相关技术要求情况下, 鼓励与所配建的其他类型电源联合并视为一个整体, 按照现有相关规则参与电力市场。**换言之, 未来参与电力市场、获取额外收入, 将成为配建储能的成本回收渠道之一, 因此当前的成本项实际上在未来大概率会成为增量收益项, 这无疑将成为左右项目投资回报收益率判断的重要因素。**

图 68: 光伏配储项目的 IRR 敏感性分析⁵

	光伏组件价格 (元/W)	储能系统价格 (元/Wh)				
		1.5	1.6	1.7	1.8	1.9
光伏配储项目	2.0	4.92%	4.86%	4.79%	4.72%	4.66%
	1.9	5.31%	5.23%	5.16%	5.09%	5.03%
	1.8	5.71%	5.64%	5.56%	5.49%	5.41%
	1.7	6.14%	6.06%	5.98%	5.90%	5.82%
	1.6	6.59%	6.51%	6.42%	6.34%	6.26%
	1.5	7.07%	6.98%	6.89%	6.81%	6.72%
	1.4	7.59%	7.49%	7.40%	7.30%	7.21%
	1.3	8.14%	8.04%	7.93%	7.83%	7.73%
	1.2	8.73%	8.62%	8.51%	8.40%	8.29%

资料来源: Wind, 长江证券研究所

图 69: 风电配储项目的 IRR 敏感性分析⁶

	风电造价 (不含储能, 元/W)	储能系统价格 (元/Wh)				
		1.5	1.6	1.7	1.8	1.9
风电配储项目	6.2	10.11%	10.03%	9.96%	9.88%	9.81%
	6.1	10.50%	10.42%	10.34%	10.26%	10.19%
	6.0	10.91%	10.83%	10.74%	10.66%	10.58%
	5.5	13.22%	13.11%	13.01%	12.91%	12.81%
	5.8	11.78%	11.69%	11.60%	11.51%	11.42%
	5.7	12.24%	12.14%	12.05%	11.96%	11.87%
	5.6	12.72%	12.62%	12.52%	12.43%	12.33%
	5.5	13.22%	13.11%	13.01%	12.91%	12.81%
	5.4	13.74%	13.63%	13.53%	13.42%	13.32%

资料来源: Wind, 长江证券研究所

南网明确“两个细则”, 费用分摊机制明朗。2021年12月24日, 国家能源局正式发布《电力辅助服务管理办法》, 将此前辅助服务的资金来源由此前的发电侧集资改为由发

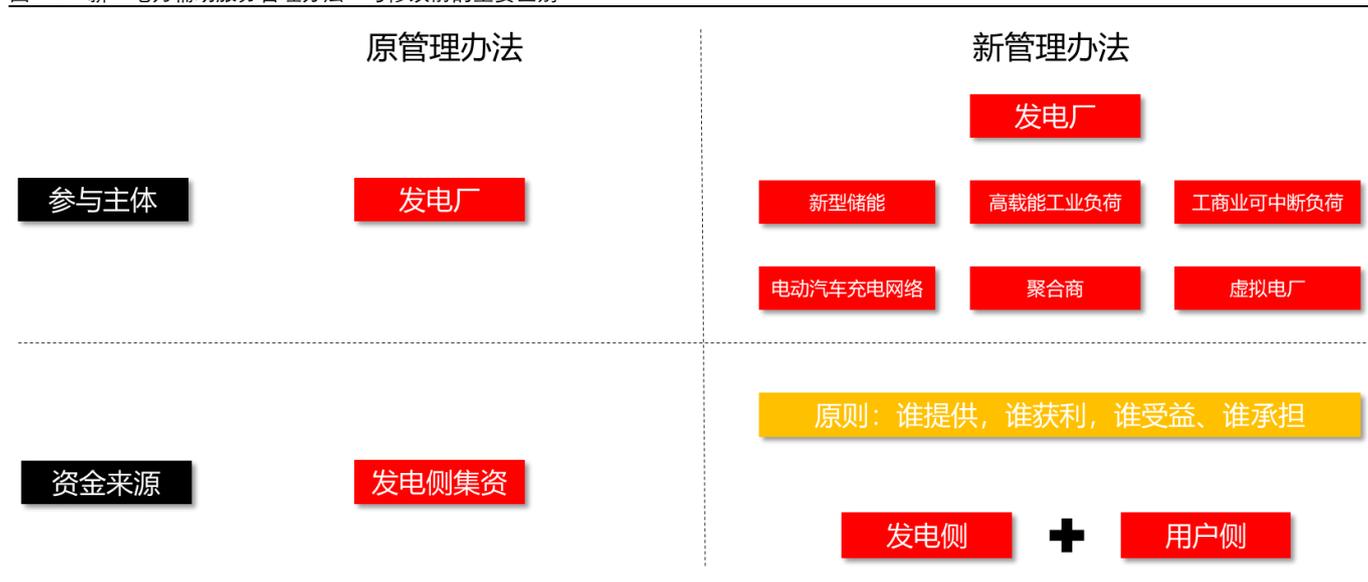
⁵ 此处假设光伏配储 10%, 时长为 2h。

⁶ 此处假设风电配储 10%, 时长为 2h。

电侧和用户侧共同承担。2022年6月13日，国家能源局南方监管局印发《南方区域电力并网运行管理实施细则》、《南方区域电力辅助服务管理实施细则》及相关专项实施细则，新版南方区域“两个细则”2023年1月1日起正式执行。在辅助服务补偿费用的承担上，市场化电力用户和发电侧并网主体将分别分摊一半的费用。

我们认为，南方地区的“两个细则”更新，正式理顺了辅助服务费用的分摊机制，一定程度上会打消市场对于新能源发电机组全额承担辅助服务费用的担忧。在电力体制改革的历史长河中，南方地区历来扮演着我国电力市场化改革排头兵的角色，此次分摊机制的明确会对其他省份的辅助服务费用传导机制建立提供有益的借鉴意义。

图 70：新《电力辅助服务管理办法》与修改前的主要区别

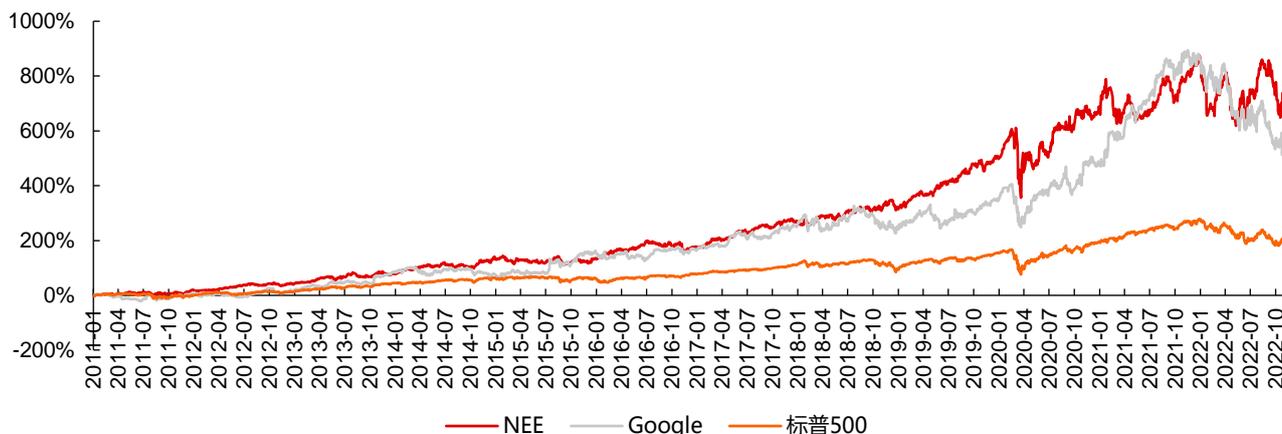


资料来源：国家能源局，长江证券研究所

新纪元能源，如何指导新纪元下的能源投资？

收益率比肩 Google，新能源运营龙头凭什么？在当前我国新能源发电行业正处于变革机遇的背景下，我们将视角从国内移至全球，试图寻找海外投资者对于新能源发电的投资观点和逻辑构建。我们发现，2011 年以来世界电力行业龙头公司及美国新能源发电的先行者——新纪元能源公司（NEXTERA ENERGY, NEE），其股票收益率与被称为美股科技五巨头 FANNG 之一的谷歌公司几乎并驾齐驱，并远超标普 500 同期收益率。在市场传统的思维中，公用事业行业作为缺乏弹性的价值行业，似乎很难与极具成长性的科技行业相提并论，更遑论科技行业的明星公司。毫无疑问，NEE 的优异表现向我们证明并重申一个概念：在成熟的资本市场中，价值与成长并不冲突，能源行业坡长雪厚，短期的价值股可能是长期的成长股。

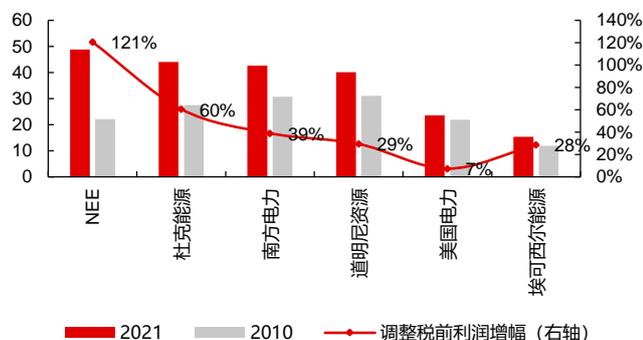
图 71：本世纪第二个十年以来，NEE 收益率与明星公司谷歌并驾齐驱，远超标普 500



资料来源：Wind，长江证券研究所

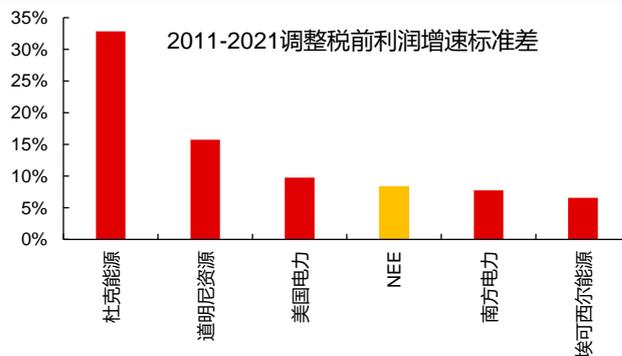
业绩规模持续扩张，稳定性和可预期性强。由于 NEE 2018 年以来多次进行资本运作，存在大量的非经常性损益，因此我们使用调整税前利润作为参考。复盘 2010 年以来的业绩表现，NEE 调整税前利润从 2010 年的 22.10 亿美元涨至 2021 年的 48.75 亿美元，累计涨幅达 120.59%，利润总额也从 6 家公用事业公司中的倒数第三位上升至第一。更加重要的是，NEE 的业绩稳定性或者可预期性，也同样处于美国公用事业公司中的领先水平，这与我们在产业生命周期章节里所讨论的观点一致，估值并不完全取决于短期增速，在龙头进阶的阶段里资产久期是估值的重要贡献来源。

图 72：NEE 调整税前利润累计涨幅第一（单位：亿美元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

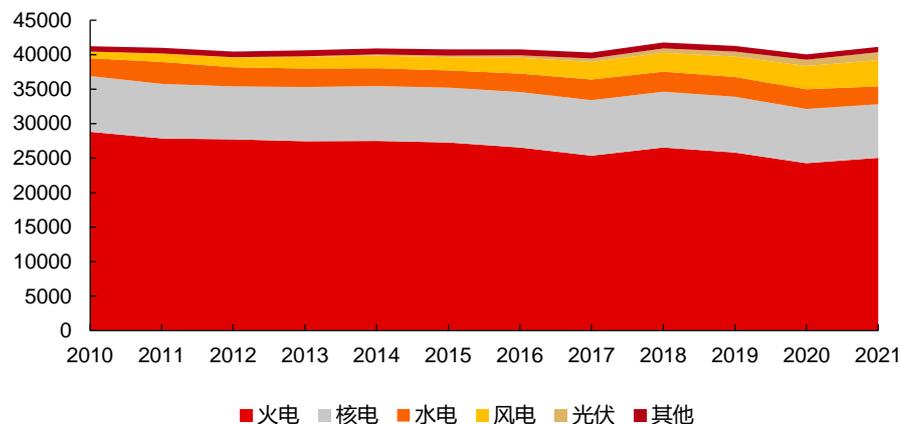
图 73：NEE 调整税前利润增速波动率水平较低



资料来源：Wind，长江证券研究所

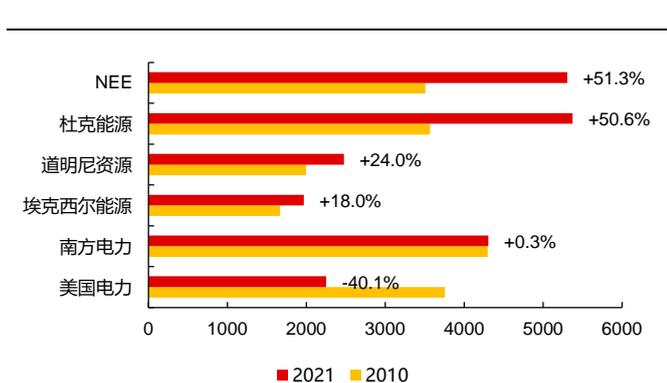
高速成长的核心驱动，源自新能源持续布局。与美国不同，美国电力需求早已经步入瓶颈期，2021 年美国发电量为 4.12 万亿千瓦时，甚至略低于美国 2010 年的 4.13 万亿千瓦时。但是，总市场规模的稳定并不代表结构的稳定，2010 年以来美国新能源发电量快速增长，2021 年美国新能源发电量达到 4944 亿千瓦时，较 2010 年增长 416%，新能源无论海内外都是高速崛起的赛道。在此期间，NEE 发挥其新能源业务领先优势，积极拥抱电力清洁化浪潮，大力发展新能源业务，2010-2021 年间 NEE 装机规模增长了 51.26%，增速在美国主流上市电力公司中排名第一，远高于美国全国仅有 10% 的装机增长。虽然杜克能源同期也有 50.55% 的装机增长，但其背后是 2012 年与进步能源公司合并重组的结果。在总量边际增速放缓甚至规模萎缩的情况下，NEE 在新能源领域细分领域的积极下注，实现了市场占有率的弯道超车，最终为其和股东带来了丰厚的回报。

图 74：美国发电量早已进入瓶颈期（单位：亿千瓦时）



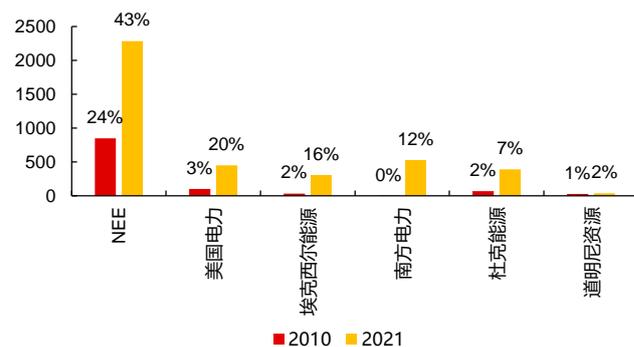
资料来源：EIA，长江证券研究所

图 75：各电力公司装机规模变化（单位：万千瓦）



资料来源：Bloomberg，长江证券研究所

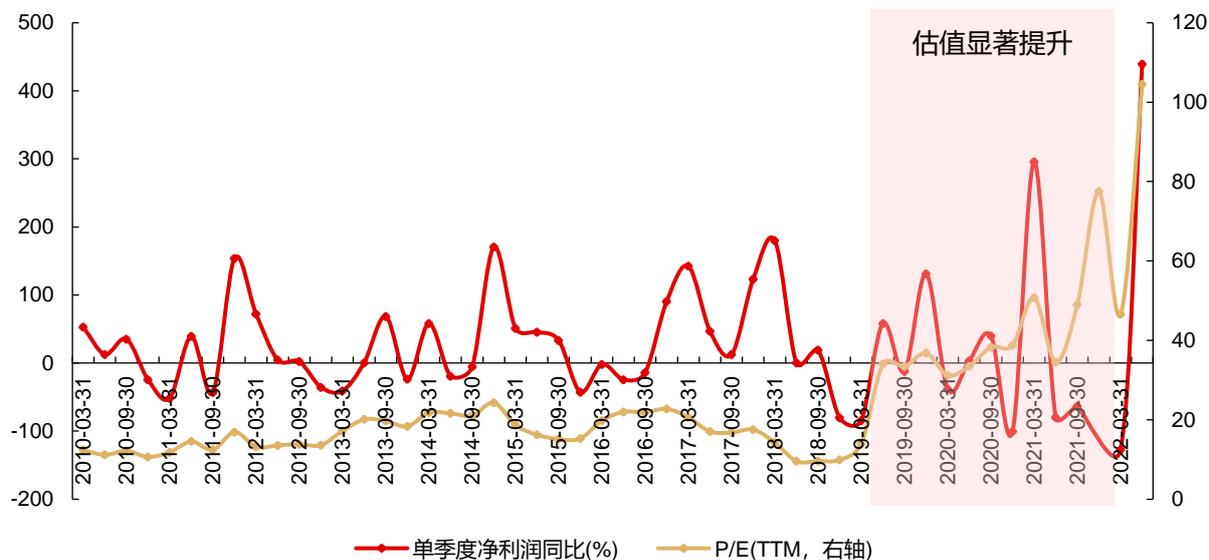
图 76：各电力公司新能源装机变迁（单位：万千瓦，百分比为新能源装机占比）



资料来源：Bloomberg，长江证券研究所

估值中枢的提升，背后核心原因是什么？ 公司优异的表现，并不能完全通过公司业绩的提升解释，因此估值维度的贡献也是我们需要进一步探讨的关键。从 NEE 的历史估值来看，公司并不是一直都处于如同近两年的高估值状态，在 2019 年以前公司 PE 估值大多数时间都在 10~25x 的区间内变化，2018 年末是 NEE 估值水位的拐点，随后便进入了估值持续提升的通道，并一路上涨到超过 100xPE 的水平。回顾 NEE 历史以来的单季度业绩增速可以发现，在估值快速拔高的同一时期，NEE 业绩增速并没有显著提升，往后看一年时间内的业绩也并无非常显著的高增长。也就是说，彼时的估值提升并非基于业绩展望上修所带来，这与普遍认知中高增长与高估值的线性匹配存在一定的差异。

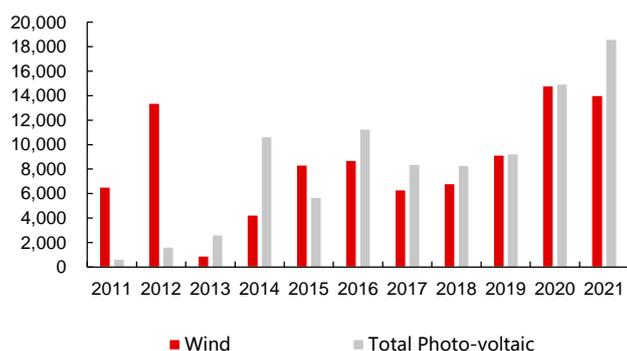
图 77: NEE 单季度业绩同比与估值复盘



资料来源: Wind, 长江证券研究所

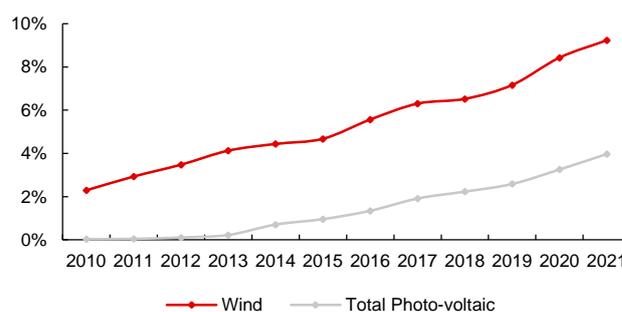
正如我们在前文所探讨的, 估值并不完全取决于短期增速, 同时也取决于资产久期的预期。首先, 从实际落地的情况来看, 美国风电和光伏装机自 2017 年开始新增规模及斜率持续提升, 并成为电力新增供给的主体电源。而且, 由于传统化石能源装机规模的净减少, 风电和光伏合计新增装机远超过总装机的增长, 换言之获得了超出总量的超额增长。得益于风电和光伏装机总规模的持续提升, 以及对传统能源装机的市场替代, 美国风电和光伏发电量占比也在同期明显加速提升。

图 78: 2017 年以来美国风电、光伏新增装机持续提升 (单位: MW)



资料来源: EIA, 长江证券研究所

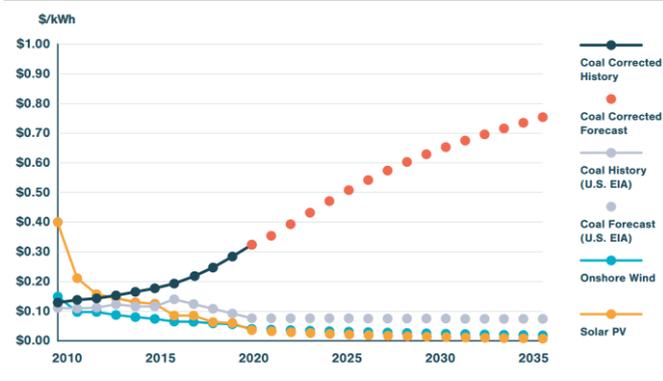
图 79: 美国风电光伏发电量占比快速提升



资料来源: EIA, 长江证券研究所

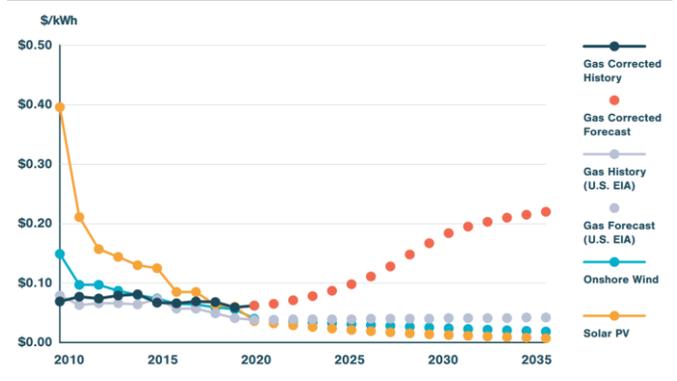
发电技术路径更替, 背后核心在于经济性。随着风电和光伏建设成本的持续降低, 以及生态环保等因素对传统能源发电提出更严格的要求从而导致其成本提升, 美国的风电和光伏 LCOE 具备了相对煤电、气电的优势。从时间维度来看, 由于美国本身煤炭资源禀赋相对一般, 美国煤电发电成本较高, 风电、光伏早已具备相对煤电发电的成本优势; 气电方面来看, 风电在 2016 年实现了对气电的 LCOE 优势, 光伏在 2018 年也实现了 LCOE 的相对优势, 而这一时间点正好与 NEE 估值快速拉升的时期节点契合。

图 80: 美国燃煤发电 LCOE 的比较



资料来源: EIA, 长江证券研究所

图 81: 美国燃气发电 LCOE 的比较



资料来源: EIA, 长江证券研究所

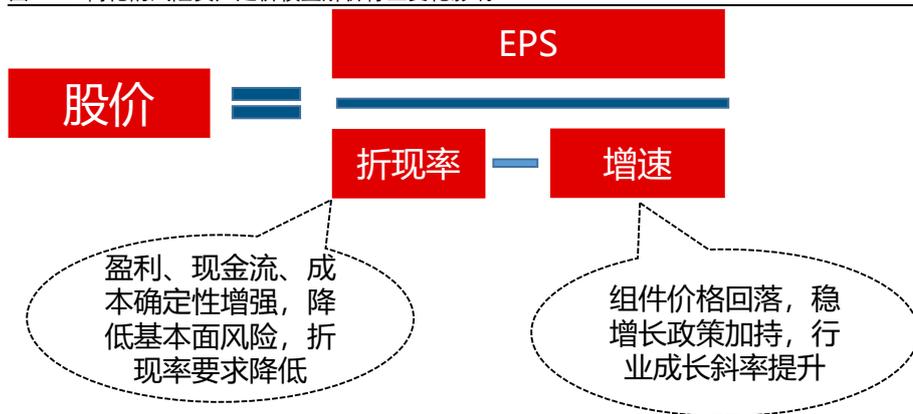
表 9: 新建项目的估测 LCOE 对比

类型	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
计价单位	2012 \$/MWh	2013 \$/MWh	2015 \$/MWh	2016 \$/MWh	2017 \$/MWh	2018 \$/MWh	2019 \$/MWh
常规煤电	95.6	95.1	-	-	-	-	-
先进煤电	115.9	115.7	-	-	-	-	-
先进煤电+CCS	147.4	144.4	-	-	-	-	-
常规联合循环燃气	66.3	75.2	56.4	58.6	48.3	42.8	36.6
先进联合循环燃气	64.4	72.6	55.8	53.8	48.1	40.2	-
先进联合循环燃气+CCS	91.3	100.2	-	-	-	-	-
常规燃气轮机	128.4	141.5	105.4	100.7	-	-	68.7
先进燃气轮机	103.8	113.5	93.6	87.1	79.5	77.5	-
陆上风电 (税费减免)	80.3	73.6	50.9	44.3	37.0	36.6	34.1
光伏 (税费减免)	118.6	114.3	58.2	58.1	46.5	37.6	30.4

资料来源: EIA, 长江证券研究所

盈利估值边际改善, 绝对收益配置方向。回归到风险资产的定价模型中, 将其进一步简化便可以看出, 除 EPS 的盈利贡献之外, 风险资产的资本市场定价还受到折现率及行业增速的影响。站在当前时点展望, 我国新能源行业的基本面已经呈现出确定性改善趋势, 在组件价格回落以及“稳增长”政策的双轮加持下, 行业的增长斜率较此前预计将有边际改善。**展望 2023 年, 我们认为在行业基本面拐点明确以及估值修复预期增强的背景下, 新能源运营行业的“戴维斯”双击布局机遇已然临近, 绝对收益配置价值凸显。**

图 82：简化的风险资产定价模型解析行业变化影响

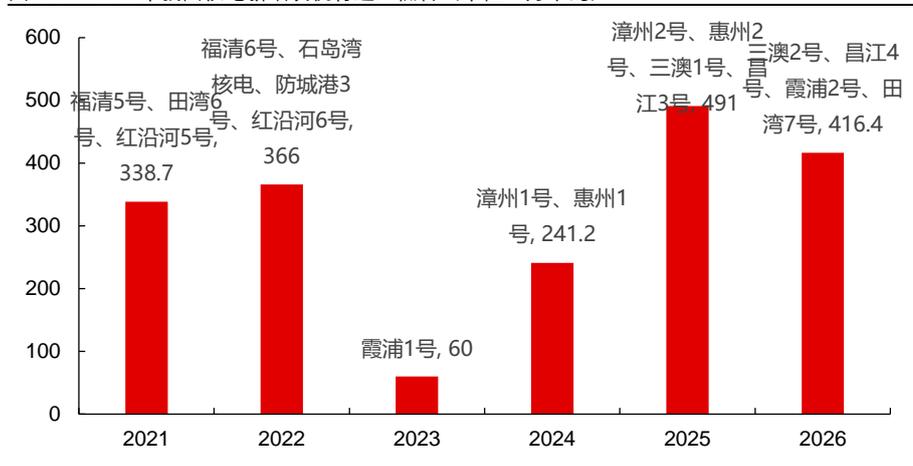


资料来源：长江证券研究所

核电迎来投产低谷，业绩增长穿越周期

核电三年核准空窗，导致 23 年投产低谷。由于受到福岛核事件、“华龙一号”验证以及供需环境影响，在 2015 年 12 月防城港核电 4 号机组获批后，2016 年新建项目审批又重回“零封”状态，2016-2018 年，我国连续三年核电机组零审批。2019 年福建漳州、广东惠州核电项目率先获得国常会核准，随后 2020 年我国进一步审批了海南昌江、浙江三澳以及福建霞浦核电项目，正式确认了我国核电新机组项目审批在经历三年“零封”后正式迎来重启。但是，由于核电机组普遍需要 60~70 个月的资本开支投入周期，因此我国核电行业将在 2023 年面临装机成长的低谷。

图 83：2023 年我国核电新增装机将进入低谷（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

2022 年的低基数，2023 年的稳增长。2022 年 1-10 月份核电发电量 3407 亿千瓦时，同比仅增长 1.2%，而实际上核电机组装机同比增速已经有 4.3%，发电量增速低于装机增速的背后，是受大修天数同比显著增加、进而压制核电产能利用效率的影响。1-10 月份核电机组利用小时为 6226 小时，同比减少 245 小时。由于核电机组大修存在一定的周期性，两次大修相隔周期约为 18 个月左右，因此 2022 年偏多的大修天数也在 2023 年形成了低基数效应。展望 2023 年，即使全行业核电机组投产规模有限，但基于核电机组优先上网的消纳优势，核电电量仍有望实现同比增长。而且，更为重要的是，由于电量提升并非受益于装机增长，2023 年核电电量的增长所对应的成本项提升大概率将

低于此前的年份,因此我们认为 2023 年虽然行业层面核电新增机组会处于成长的低位,但这并不意味着上市公司业绩增速也会同样与之回落,核电业绩增长具备穿越投产周期的能力。

图 84: 2022 年 1-10 月份核电利用小时同比减少 245 小时



资料来源: Wind, 长江证券研究所

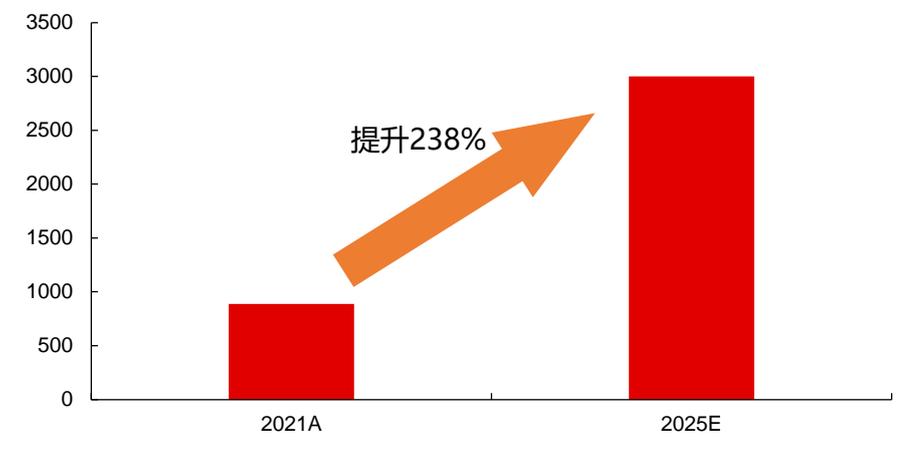
图 85: 2022 年 1-10 月核电累计发电量同比增长 1.2%



资料来源: Wind, 长江证券研究所

积极发力新能源, 护航业绩表现。虽然核电主业装机成长性偏弱,但是如中国核电“十四五”期间也在大力发展新能源业务,根据中国核电此前的规划,预计公司“十四五”末新能源装机目标达到 3000 万千瓦,相对于 2021 年末的 887 万千瓦而言还需新增接近 2100 万千瓦,对应年均超 500 万千瓦的新能源装机提升。因此,新能源业务的快速增长将对公司核电机组投产的空窗期形成有效的填补,进一步护航公司业绩表现。

图 86: “十四五”期间中国核电新能源装机规模将显著提升(单位:万千瓦)



资料来源: Wind, 长江证券研究所

老旧机组扩容, 核电增量值得重视。虽然暂无新增核电新机组投产,但上市公司中以中国核电为代表仍在积极推动老旧机组的扩容,截至 8 月末中国核电累计实现存量机组扩容 8 万千瓦,由于并非新机组投产,因此这 8 万千瓦对应的边际成本增量极为有限,按照核电行业超 7000 小时的利用小时测算,这些机组的扩容会给中国核电带来数亿元的利润增量。

表 10: 中国核电同时积极推进存量机组的扩容

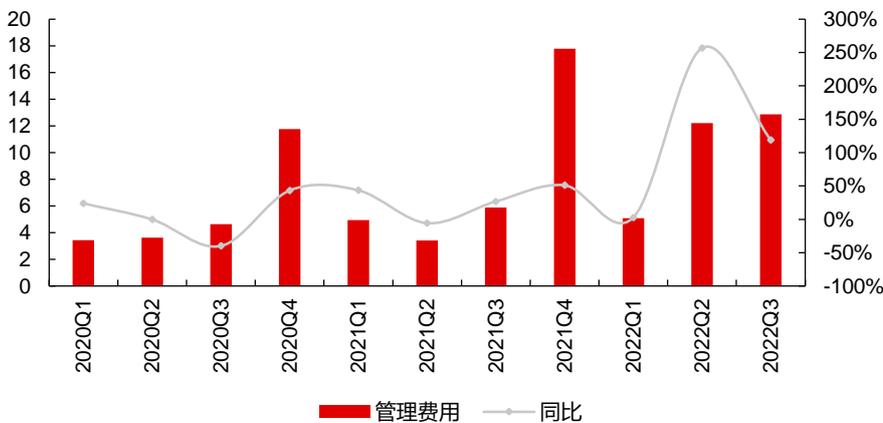
机组	扩容前(万千瓦)	扩容后(万千瓦)	扩容时间
秦山一核	33	35	2021 年 11 月 5 日
秦山二核 1 号机组	65	67	2021 年 12 月 22 日

泰山二核 2 号机组	65	67	2022 年 8 月 30 日
泰山二核 3、4 号机组	132	134	

资料来源：Wind，长江证券研究所

费用成本基数偏高，提供降本增效空间。除了收入端的低基数以外，成本端的高基数同样值得关注。2022 年二季度以来，受中国核电加大厂址开发力度导致计入当期的管理费用项目前期开发费用增加影响，中国核电的管理费用同比大幅增长，2022 年 Q2 及 Q3 分别同比增长 256.50%及 118.74%，对应的金额增量分别为 8.78 亿元及 6.99 亿元。而从历史的维度来看，由于核电厂址开发带来的前期费用增量往往不可持续，因此 2022 年管理费用或在 2023 年逐步下行，同样会对 2023 年公司的业绩增长提供潜在贡献。

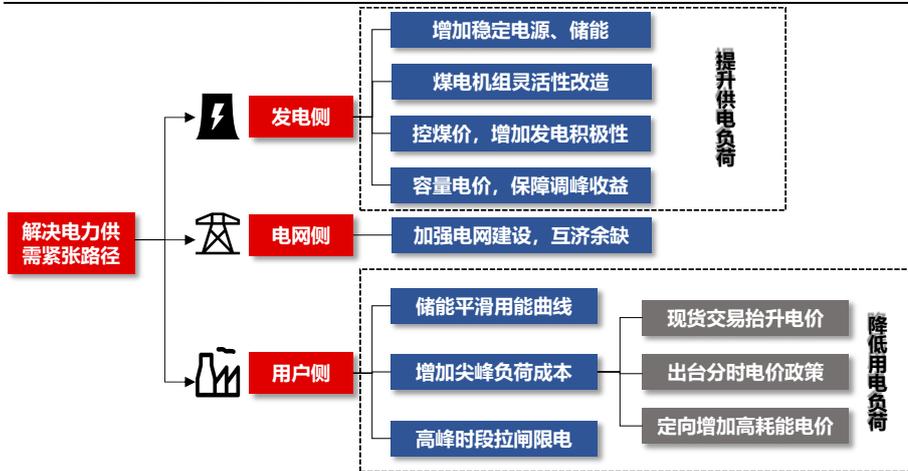
图 87：中国核电管理费用较此前有显著的提升（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

电力负荷供需紧张，核电成为基荷优选。2020 年以来连续 3 年的电力紧缺，让政策和市场重新审视稳定电源对于电力保供的关键性作用。而遍历各类电源，虽然火电建设周期短、见效速度快，但其大规模新增始终伴随着排放压力的担忧。而核电机组作为当前来看唯一一种既可大规模扩张，又符合“双碳”政策要求的稳定出力电源，势必会被政策寄予厚望。我们认为中长期维度来看，在“双碳”目标下，核电作为整个电力系统的基荷能源作用将会愈发重要，因此核电是“碳中和”下不可或缺的一块拼图。

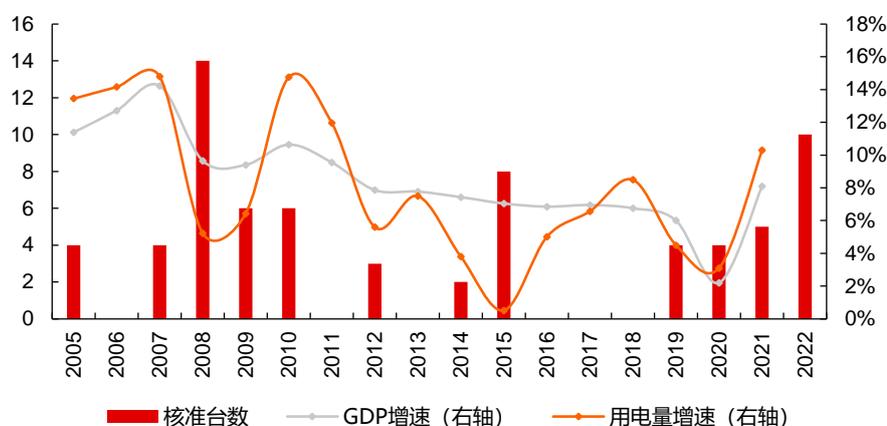
图 88：解决电力供需紧张的路径



资料来源：长江证券研究所

在 2021 年初《拥抱“碳中和”》系列深度研究开篇报告中，我们就提出“核电具备清洁、高效、稳定的特性，并有望在“双碳”的时代背景之下得到加速发展，核电机组审批也有望达到 6~8 台的年均水平”。截至 2022 年 11 月 25 日，我国今年已经累计核准机组高达 10 台，这是自我国核电开启商业化建设以来的第二高峰，核准数量仅次于 2008 年的 14 台。今年的核准数量超出市场预期，也印证了我们一直所强调的核电加速建设对冲经济下行压力的判断。在此前发布的《“十四五”现代能源规划》中提出，“积极安全有序发展核电，积极有序推动沿海核电项目建设，保持平稳建设节奏，合理布局新增沿海核电项目，目标到 2025 年核电运行装机容量达到 7000 万千瓦”，我们认为这已经表明高层对于核电的态度发生了关键变化，随着核电行业的建设投资加速和可持续性提升，中国核电、中国广核等相关上市公司有望率先受益于行业产能空间的库容。

图 89：截至 2022 年 11 月当年核电机组核准数量仅次于 2008 年



资料来源：Wind，长江证券研究所

总结来看，对于核电行业上市公司来说，2023 年机组投产的空窗期并非意味着业绩增长的停滞期，由于 2022 年大修天数增加所带来的低基数效应，以及核电机组的积极改造扩容，我们判断 2023 年核电依然能够实现电量提升。而且，由于成本端边际变化有限，因此 2023 年核电电量的提升所带来的业绩增量将高于往年。此外，新能源资产的持续扩张，也将有效填平滑核电机组投产偏少所带来的盈利增长斜率冲击。中远期来看，核电具备清洁、高效、稳定的不可替代特性，有望在“双碳”的时代背景之下得到加速建设，我们看好核电行业短期业绩增长的稳定性以及长期的行业发展潜力。

投资建议

火电运营：东方泛白，坐待天明

2022 年市场核心矛盾在长周期与短周期之间反复切换，复盘来看需求旺季期间是今年行业整体性配置的最好时机。当前种种迹象表明，“十三五”末期以来一味地降电价让利导向，已经因其不可持续性而成为历史，电价的适当提升是从根源上解决行业困境的途径之一。根据我们的测算，终端电价上涨 1%，对应的 PPI 影响约为 0.04%。长周期来看，即使将降电价的“十三五”末考虑进来，上网电价走势依然和 CPI 走势保持一定的关联度，即虽为公用事业但上网电价仍部分反映 CPI 趋势。历史复盘来看，即使煤价下降、电价随之调整，单次电价调整几乎只是迟滞了下个季度的改善幅度，但整体依然保持环比改善趋势。周期视角来看，若大周期出现拐点，上游资源品的大宗属性会使得其定价波动更大，而政策始终强调让其回归商品属性的电力，作为生产和消费的必选商品，其价格刚性通常更加突出。

展望 2023 年，2022 年的进口煤价格倒挂、国内煤价高位运行使得广东火电依然深陷亏损泥潭，在原有政策框架不变的前提下，广东有望成为 2023 年全国各省中边际增量空间最大的地区。我们判断，电力负荷缺口的持续存在会让能源供应安全进一步承压，在此基础上长协煤政策落实的重要性日益凸显，而这将会成为火电公司业绩延续改善趋势的重要抓手。在海外衰退预期加强、进口煤优势重现的背景下，长协煤履约进一步增强具备客观市场条件。以产业生命周期的角度审视，“碳中和”时代的开启推动着公用事业产业跨出出清期，正式迈向下一阶段：龙头进阶。“十四五”“长协煤、市场电”理顺了短期 g 的反转预期，同时对于电价观点的拨乱反正以及新能源资产的积极入列，携手扩张了远期需求规模的长期判断，这是中长期维度下我们认为运营商整体估值体系重塑的根本。

水电运营：天之将明，其黑尤烈

今年主汛期前后来水丰枯实现极致切换，主汛期所在的三季度水电利用小时数甚至环比低于今年二季度，每年四季度到来年汛期之前，主要水电站的发电情况大部分依赖于库区蓄水量，今年三季度来水的弱势表现引发了市场对于水电后续发电表现的担忧，从而使得定价出现了一定波动。我们认为无需过于悲观地线性外推：虽然三峡水库水位偏低，但上游水库较为良好的蓄水状态，也能为后续平枯期的发电用水提供一定保障，预计后续水电电量下滑幅度能够较三季度明显收窄，且美联储加息预期的降温也有利于水电行情企稳；其次，新投产大型水电站“乌白”、“两杨”都将在 2023 年开始稳定贡献盈利，增量贡献可期，且配套水库也能为下游发电提供补偿效益；此外，近年来云南供需紧张带动电价持续提升，年中雅砻江外送江苏电价机制实现改革，持续偏紧的电力供需形势、市场化改革的加速推进，也给水电电价中枢提升提供了多个可实现的可能。在此情况下，我们认为水电赛道依然是一个“坡长雪厚”、资源壁垒极高、行稳致远的价值投资选择。

新能源运营：浮云遮日不多时，遥见碧空万里晴

今年新能源发电运营商盈利及增速的双重压制，导致新能源发电运营商的市场表现如水上浮萍一般，最终全年来看表现在所有子板块中垫底。在 2022 年经济下行压力加大的背景下，在多个层面新能源发电资产的投资建设都成为了“稳增长”的重要抓手，新能源运营链的政策导向确定性依然清晰，重要性甚至在 2023 年宏观经济波动率进一步提升的背景下更加凸显。10 月 28 日，信用中国正式发布第一批 7334 个经核查确认的项目，此次项目核查在于将部分不合规的项目进行清理，相当于风险的集中出清，有利于

行业的长期发展。随着核查项目陆续公示，长期困扰行业的补贴拖欠或进入加速解决阶段，新能源运营商的报表质量以及投资能力有望兑现改善预期。同时，目前已经进一步明确将全国可再生能源发电项目全部纳入绿证核发范围之内，并建立全国统一的绿证体系，有望进一步催化整体绿证和绿电交易市场规模的扩容，新能源发电运营商的实际综合电价有望借此进一步得到有效支撑，以“市场化补贴”的方式接续此前的行政补贴，保障风光项目的合理投资回报收益。当前市场对上游价格的位置判断预期正在逐步形成统一，叠加通威入局中游环节后所掀起的价格竞争，有望加速促使产业链利润分配向下游流转，届时将彻底扭转市场今年对新能源发电运营盈利增速和质量的偏弱预期。参考海外，在总量边际增速放缓甚至规模萎缩的情况下，NEE 在新能源领域细分领域的积极下注，实现了市场占有率的弯道超车，最终为其和股东带来了丰厚的回报。展望 2023 年，我们认为在行业基本面拐点明确以及估值修复预期增强的背景下，新能源运营行业的“戴维斯”双击布局机遇已然临近，绝对收益配置价值凸显。核电方面，虽然明年全行业核电机组投产规模是近年来的低谷，但基于消纳优势、降本空间，明年业绩增长预计将具备穿越投产周期的能力，同时核电审批有望延续今年的高位水平。

 表 11: 重点电力公司估值表 (亿元)⁷

行业	公司	归母净利润				PE			
		2021	2022E	2023E	2024E	2021	2022E	2023E	2024E
火电	华能国际	-102.64	-30.93	72.09	88.96	—	—	14.85	12.04
	华电国际	-49.65	35.31	54.34	69.12	—	14.51	9.43	7.41
	国投电力	24.37	53.51	65.93	72.34	31.54	14.36	11.66	10.62
	中国电力	-5.16	23.28	36.77	47.58	-52.05	13.16	8.33	6.44
	粤电力 A	-31.48	-16.91	13.93	24.83	—	—	19.23	10.78
	宝新能源	8.24	2.74	14.70	20.63	16.34	49.37	9.19	6.55
	福能股份	12.68	24.58	29.82	33.51	15.69	8.49	6.99	6.22
水电	长江电力	262.73	265.37	363.75	369.92	17.87	17.70	13.89	13.66
	华能水电	58.38	73.48	84.65	92.61	21.03	16.49	14.31	13.08
新能源运营	中国核电	80.38	97.08	111.73	123.53	14.10	12.02	10.44	9.45
	三峡能源	56.42	81.86	101.38	117.14	24.53	19.54	15.78	13.66
	龙源电力	64.04	72.48	86.53	102.24	23.99	21.23	17.78	15.05
电网	三峡水利	8.65	6.98	11.96	15.14	19.53	24.10	14.05	11.10

资料来源: Wind, 长江证券研究所

⁷ 以 2022 年 12 月 14 日收盘价为基准测算 PE 估值

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
看好：	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
中性：	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
看淡：	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
买入：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
增持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间
中性：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
减持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
无投资评级：	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海

Add /浦东新区世纪大道 1198 号世纪汇广场一座 29 层
P.C / (200122)

武汉

Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C / (430015)

北京

Add /西城区金融街 33 号通泰大厦 15 层
P.C / (100032)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与、不与、也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

重要声明

长江证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：10060000。

本报告仅限中国大陆地区发行，仅供长江证券股份有限公司（以下简称：本公司）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司及作者在自身所知范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为长江证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。