

储能激战正酣，高锂价是引擎还是瓶颈

---2026 年碳酸锂期货年度行情展望

邵婉嫫

投资咨询从业资格号：Z0015722

shaowanyi@gtjt.com

报告导读：

我们的观点：2026 年储能需求大幅增长，带动成本曲线右移，锂价重心上移，而高锂价受储能收益率、钠电替代和矿山重启压力，抑制上方空间。

我们的逻辑：从供需平衡表来看，2025 年锂资源供需过剩预计 5.7 万吨，2026 年根据江西矿山全面复工以及乐观的储能预期，锂资源预计过剩 7.7 万吨，过剩率 3.5%。2026 年，锂资源市场供需双增，供给量 229.0 万吨，同比增速预计为 30%，需求量 221.3 万吨，同比增长 30%。价格上限：（1）刚性即期：储能收益率是电芯价格的约束线，约束电芯价格 0.45 元/WH，约束锂价 13.3 万元/吨。（2）柔性长期：长期钠电对于锂电的经济性替代，抑制锂电池价格超过 0.4 元/WH。（3）柔性中期：价格压力线来自于已停产或递延投矿山的复产线，预计 1200 美元/吨以上将刺激矿山复产，折碳酸锂价格 9.5 万元/吨。价格下限：刚性长期价格支撑来自于现金成本支撑。由于需求的增长，成本曲线的均衡价格将向右侧进行移动至 8.7 万元/吨。

风险提示：关注地缘冲突、储能政策变化、新能源车以旧换新补贴政策、反内卷及矿证等

目录

1. 2025 年碳酸锂走势回顾：锂价 V 字型，价格突破阶段性新高	3
2. 锂资源供应维持高增长，但是存在矿证、地缘等不确定性	5
2.1 锂资源供给增量：存量项目新增产能、产能利用率提升、矿种变更复工和安许证扩容	5
2.2 基于停产或投资重评估乐观预期，根据矿种变更、地缘冲突调整悲观预测	7
2.3 国内需求对海外进口资源的依赖由 43 万吨提升至 54 万吨	8
3. 储能电池开启经济性篇章，动力需求增速放缓	10
3.1 新能源需求维系增长，锂电芯提速替代动力份额	10
3.2 全球储能需求稳健增长，国内容量补贴趋势需求远超预期	12
4. 全球锂资源供需平衡及价格上下限	14
4.1 供需平衡：供需双增 30%，过剩 7.7 万吨	14
4.2 刚性即期价格上限：2026-2028 年储能电站 IRR 决策约束锂价 13.3、11.3、9.5 万元/吨	15
4.3 柔性长期价格上限：长期钠电对于锂电的经济性替代，抑制锂电池价格超过 0.4 元/WH	17
4.4 柔性半年期价格上限：高矿价刺激已停产或递延投产矿山的复、投产	18
4.5 刚性长期价格支撑：储能需求周期抵达，成本曲线刻画长期底部	20
5. 结论与投资展望	21

(正文)

2025 年碳酸锂价格走势呈现 V 字型，上半年受美国关税及远月过剩预期的影响，价格从 8.2 万元/吨下跌至 5.8 万元/吨，下半年在反内卷背景下，矿证变更及储能需求带动价格上行。2026 年，锂盐行业供需双增，新建产能释放与储能需求超预期增长形成博弈和对冲，锂盐价格预计进入高波动的格局中。

1. 2025 年碳酸锂走势回顾：锂价 V 字型，价格突破阶段性新高

2025 年 1-10 月碳酸锂价格呈“先抑后扬”的 V 字型态势：1 月因供应收缩、库存去化偏强运行，2-6 月受供给增速超需求、美国施加对等关税，锂价顺宏观周期下跌，7-9 月矿权变更问题引发锂价大涨后回调，10-12 月借储能需求超预期偏强震荡。

图 1：2025 年碳酸锂期货主力合约价格



资料来源：文华财经，国泰君安期货研究

第一阶段：2025 年 1 月，供需双弱，偏强运行。供需双弱格局下，锂盐供应端收缩程度更为突出，叠加矿端进口减少，成本抬升，碳酸锂价格坚挺。自 2024 年下半年外矿减产以来，矿端库存持续去化，矿端价格持续走强至 845 美元/吨。1 月我国进口智利碳酸锂 2.0 万吨，发运量环比减少 0.8 万吨。与此同时，国内产量在 12 月底结束增产开始减量，1-2 月春节前后，大部分锂盐企业放假，碳酸锂月度产量在 6.3 万吨，环比减少 0.7 万吨。碳酸锂库存延续去化趋势，节前下游备货需求较高，叠加贸易商囤货情绪，行业库存整体转移至下游。

第二阶段：2025 年 2-6 月，美国施加对等关税，锂价顺宏观周期下跌。2025 年 2-3 月，供需双增，震荡下行。供应方面，国内锂盐生产企业在春节后复工，产量和开工率恢复且高于历史同期水平，供给上行趋势明确。并且随着江西头部大厂复工，供给增速显著快于需求增速。但受到前期海外锂矿山停产、进口碳酸锂长协

磋商进展缓慢等因素影响，锂精矿和碳酸锂进口减少。锂电行业由传统产销淡季逐步回暖，正极材料产量季节性修复，但是结构性呈现分化，磷酸铁锂产量处于高位，而三元材料产量低于去年同期水平。库存方面，社会库存累积创历史新高，上游库存积压明显，成本支撑松动。2025年4-6月，供强需弱，加速下行。宏观层面，美国对等关税政策重挫锂电长期需求，压制我国储能电芯出口及新能源车海外市场拓展。需求方面，正极材料生产利润进入盈亏平衡线下方，生产积极性减弱，磷酸铁锂产量增长乏力，受美国关税影响，部分储能电芯厂的北美订单遭遇砍单，三元材料产量环比提升，但是低于去年同期水平。供给方面，5月进口增量，国内产量减少，开工率下滑。海外停产矿山Finniss发布重启研究公告，其指出该矿山单位运营成本已优化至444-504美元/吨（停产前成本在1100美元/吨以上），形成供应增量预期。6月中旬，碳酸锂在累库格局后维持平稳状态，并带动锂矿价格加速下跌后企稳。

第三阶段：2025年7-9月矿权变更问题引发锂价大涨，而复产预期再次引发价格下跌。2025年7月，江西8宗涉锂资源矿权存在越权办理相关登记手续问题，青海格尔木藏格钾肥有限公司被责令停止违规锂资源开发活动并整改。这类政策监管举措，短期内收缩了碳酸锂上游原料的供给规模，推动碳酸锂价格加速上行。需求层面，碳酸锂下游新能源车和储能需求均出现明显回落，车企和电芯企业控制账期、减少经销商或者出现0公里二手车现象，一定程度上抑制了碳酸锂价格的上涨。宏观层面，中央财经委员会强调治理低价无序竞争、推动落后产能退出。大宗商品宏观交易驱动尚未结束，并且在反内卷等宏观情绪带动下，宏观情绪上涨。三、四季度的国补以及以旧换新政策有望带动新能源车等终端产品的消费，进而对碳酸锂需求产生间接的拉动作用。2025年8月，藏格锂业公告停产，8月9日宁德时代视下窝矿区停产，随着宜春时代采矿停工后，碳酸锂价格走强，并且市场开始预期后端冶炼企业在权益矿和库存矿使用完毕后，将进入长期停产模式。与此同时，青海地区中信国安企业采矿证到期，国家自然资源部尚未公开续证并新增矿证规模，市场担忧哪怕续证后因为超产问题，四季度存在停产的不确定性，市场也担忧续证的时间。而随着矿证交易充分，价格相应回调。

第四阶段：2025年10-12月，储能需求超预期，碳酸锂价格突破阶段性新高。2025年9月，供强需增，震荡下行。供应层面，视下窝矿山停产，碳酸锂库存去化速度不及预期，产量并没有明显减少，云母的减产被锂辉石、盐湖和回收的产量补充，加之市场预期随着进口资源的补充，供应依然维持过剩的局面。宏观层面，行业准入标准的提升，环保监管趋严，江西矿山采矿证变更细则的推进，对锂云母供应形成短期约束。同时，新能源汽车购置税减免政策延续，间接稳定终端需求预期。此外，市场情绪受两类事件扰动：一是永兴材料花桥矿安全生产许可证虽已完成变更；二是赣锋锂业在马里的锂矿项目受当地战乱影响，市场对其矿石出口稳定性的顾虑持续存在。2025年10月以后，国内储能市场需求远超市场预期，锂盐产量已超视下窝停产前水平，但是社会库存依然延续去库，即便矿山复工依然难改年内的去库格局，价格走势偏强震荡。

2. 锂资源供应维持高增长，但是存在矿证、地缘等不确定性

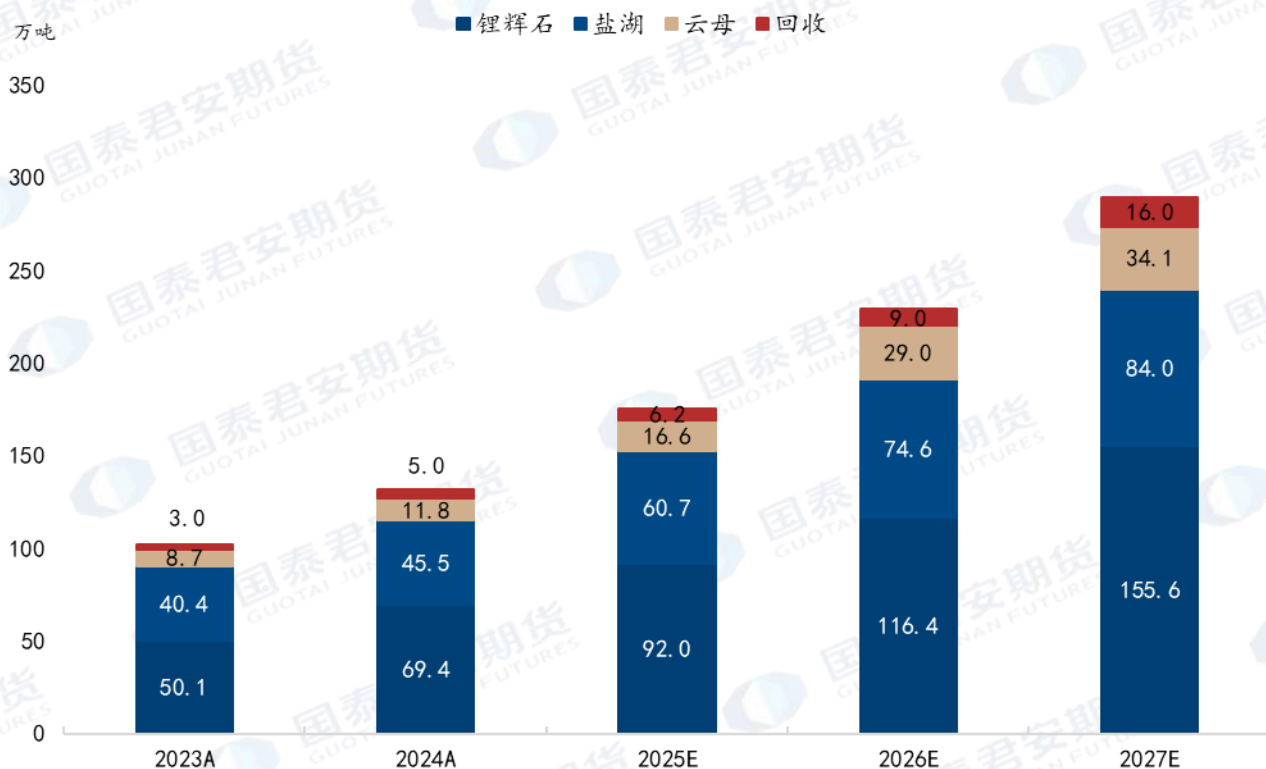
2026 年，全球锂资源供应量预计为 229.0 万吨，同比增加 53.5 万吨，同比增速 30%。锂资源供给增量主要来源于新增产能、产能利用率提升、受矿证影响的停产复工项目和安许证扩容等。盐湖资源份额占比进一步提升，由 35%进一步提升至 37%，锂辉石规模由 52%下降至 45%，云母占比由 9%提升至 14%。基于停产重启及投资重启预期，上调 6.5 万吨至 235 万吨锂资源供应，同比 34%，形成乐观估计；基于陶瓷土或高岭土矿换证至锂矿证后复产不及预期和尼日利亚地缘政治冲突等，下调 21.9 万吨至 208.9 万吨，同比 19%，形成悲观预期。

2.1 锂资源供给增量：存量项目新增产能、产能利用率提升、矿种变更复工和安许证扩容

全球锂资源产量依然处于产能爬坡期，及新增产能投放周期。2025 年产量预计达 175.5 万吨，根据中性预期，2026 年全球锂资源供应量预计为 229.0 万吨，同比增加 53.5 万吨，同比增速由 33%下滑至 30%。

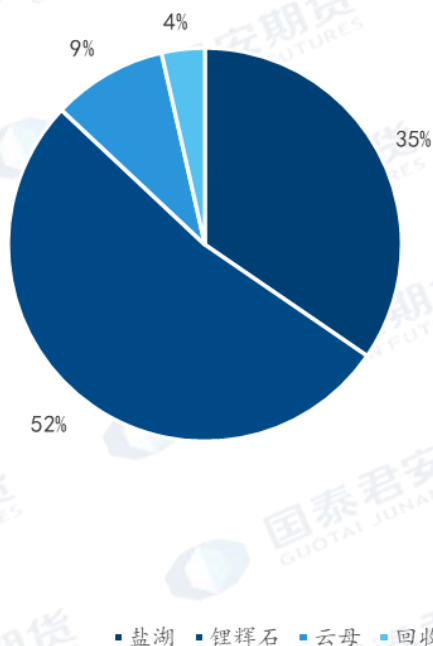
盐湖资源份额占比进一步提升，增量主要来源于新增产能、产能利用率提升、停产复工项目和安许证扩容等。从市场份额来看，盐湖资源规模由 35%进一步提升至 37%，锂辉石规模由 52%下降至 45%，云母占比由 9%提升至 14%。不同资源路径增长动能差异显著，呈现多资源类型、多区域协同放量特征。分资源品类型来看，增量主要来自于锂辉石、盐湖、云母、回收，2026 年全球产量预计可达 116.4 万吨、74.6 万吨、29.0 万吨、9.0 万吨，分别提供 24.4 万吨、14.0 万吨、12.4 万吨、2.7 万吨的边际增量，同比增速依次为 27%、23%、75%、44%。其中，辉石和盐湖的增量来源相似，主要来自于存量项目的新增产能及产能利用率的提升，云母主要来自于变更矿种至锂矿后的产量释放以及安许证增加至采矿许可证规模。

图 2：2026 年全球锂辉石、盐湖、云母、回收产量预计可达 116.4、74.6、29.0、9.0 万吨



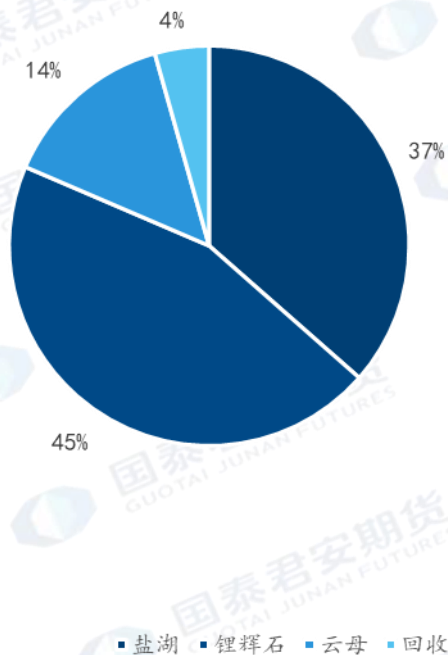
资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

图 3：2025 年提锂资源占比以锂辉石为主



资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

图 4：2026 年盐湖和云母资源占比分别提升 2%和 5%



资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

从具体省份或地区来看，增量最为显著的是江西省、澳大利亚、青海、阿根廷、尼日利亚等，分别为 9.7 万吨、9.5 万吨、6.5 万吨、5.3 万吨和 3.8 万吨。各地区增量的主要构成如下：

第一，江西省的增量主要来自于视视下窝矿山自 2025 年 8 月 9 日停产后，预计于 2026 年初开始复工，以及花桥大港安全生产许可证由 150 万吨提升至 600 万吨。

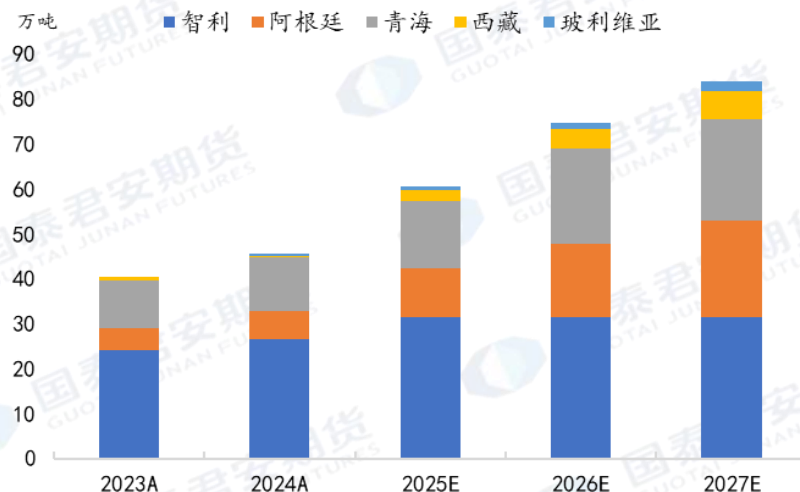
第二，澳大利亚矿山则呈现为回收率的显著提升以及新增项目的投扩产，比如 Greenbushes 于 2025 年末三期 52 万吨产线预计将产出首批矿石；Pilbara P1000 项目在 2025 年 1 月首次生产，预计于三季度满产；Wodgina 矿山在今年三季度分别投入 3 条高强度脱水旋流器用于选矿大幅提升收率至 67%；Marion、Pilgangoora 等矿山也显著提升收率。

第三，青海地区增量主要来自于察尔汗盐湖，盐湖股份与汇信在 2025 年 6 月分别投产的 4 万吨和 2 万吨锂盐项目。并且预计中信国安西台吉乃尔采矿证将由 2.5 万吨提升至 4.5 万吨。

第四，阿根廷则是新投产项目释放后产能爬坡后产量释放的聚集地，包括紫金矿业 3Q、赣锋锂业 Mariana、Eramet、Arcadium Hombre Muerto-Fenix 等。

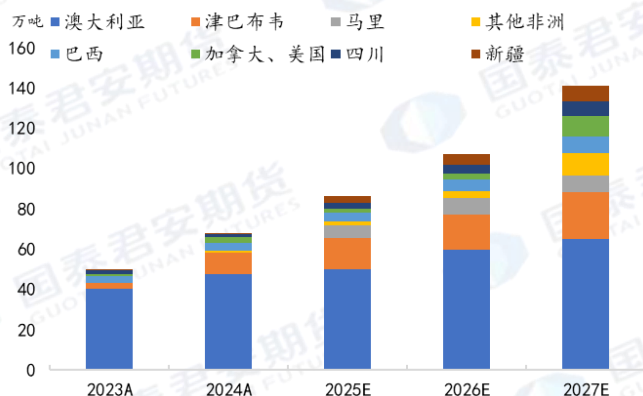
第五，尼日利亚则同样来自于 2025 年新投产矿山的爬产，但是地缘政治风险也存在碳酸锂供应出现减量的可能性。

图 5：2026 年，全球盐湖资源产量预计为 74.6 万吨 LCE，同比增长 23%



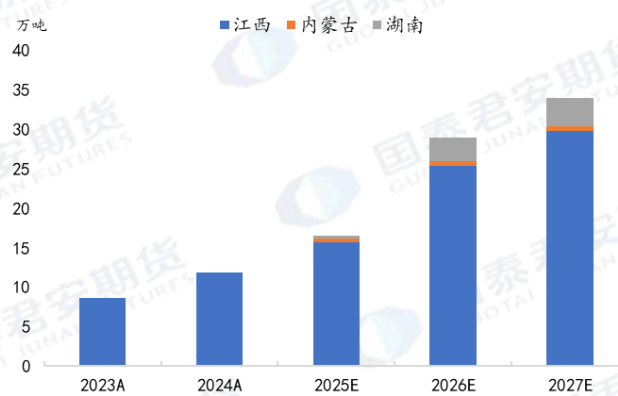
资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

图 6：锂辉石产量预计 116.4 万吨，同比增长 27%



资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

图 7：锂云母产量预计 29 万吨，同比增长 75%



资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

2.2 基于停产或投资重评估乐观预期，根据矿种变更、地缘冲突调整悲观预测

基于停产或投资重评估乐观预期。倘若 2026 年碳酸锂价格由于储能市场需求的拉动带来价格大幅的上升，预计仍存在供应弹性的增量。受价格驱动的增量，预计不会发生在中国云母矿山和全球盐湖地区，而是主要发生在前期已经出现减产停产的澳大利亚地区和非洲的部分手抓矿。前期进入维护状态，等待重启的澳大利亚矿山具备较大的复工弹性，包括 Ngungaju、Bald Hill、Cattlin、Finnis，涉及产能 77 万吨精矿，41 万吨产量。此外还有部分矿山推迟投资，在高锂价下预计也将激发投产动力，比如：James Bay、Ewoyaa 等，涉及产能约 57.5 万吨精矿。考虑项目复产和海运时长，我们根据半年期的复工周期进行预判，假设项目复工将贡献半年产能的供应。基于以上的乐观估计，2026 年全球锂资源供应量预计为 235.5 万吨，同比增加 60.0 万吨，同比增速放缓至 34%。

根据矿种变更、地缘冲突调整悲观预测。假设江西锂云母矿山锂矿采矿权证、安全生产许可证或环评等办理时限大幅超过市场预期，亦或是未进入复工格局，将影响 7.5 万吨产量的释放。尼日利亚则存在上述的地缘政治风险，存在 9.3 万吨供应不及预计的可能性。2025 年 11 月 3 日消息，因美国威胁对尼日利亚进行武装干

预，引发安全担忧，乍得政府宣布立即关闭与尼日利亚的边境。据尼日利亚媒体 punchng 报道，尼日利亚北部各州州长与传统领袖于 2025 年 12 月 1 日召开联席会议，决定推动在该地区全面暂停采矿活动六个月。尼日利亚占据 2026 年 9.3 万吨的锂资源供应份额，存在较大的供应不确定性。根据悲观预期，2026 年全球锂资源供应量预计为 208.9 万吨，同比增加 33.5 万吨，同比增速放缓至 19%。

表 1：2026 年全球锂资源供应量悲观/中性/乐观预计为 208.9 万吨/229.0 万吨/235.5 万吨

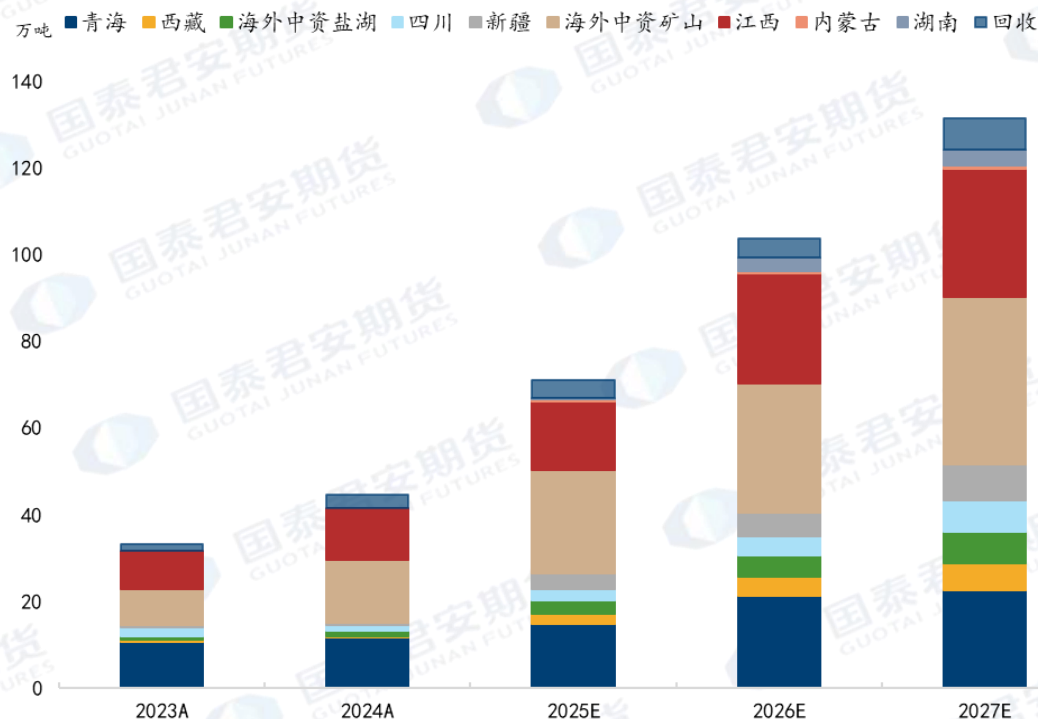
项目	2024A	2025E	2026E	2025E	2026E	变化
盐湖	45.5	60.7	74.6	33%	23%	14.0
智利	26.5	31.5	31.4	19%	0%	-0.1
阿根廷	6.5	11.0	16.3	70%	49%	5.3
青海	11.7	14.7	21.2	25%	44%	6.5
西藏	0.3	2.5	4.5	721%	77%	1.9
玻利维亚	0.5	0.9	1.2	85%	30%	0.3
锂辉石	69.4	92.0	116.4	33%	27%	24.4
澳大利亚	47.7	50.1	59.5	5%	19%	9.5
津巴布韦	10.4	15.4	17.7	48%	15%	2.3
尼日利亚	1.6	5.5	9.3	238%	68%	3.8
马里	0.1	6.6	7.9	7390%	20%	1.3
其他非洲	0.9	1.8	3.6	100%	104%	1.8
巴西	4.2	4.1	5.9	-3%	44%	1.8
加拿大、美国	2.6	2.4	2.8	-8%	17%	0.4
四川	1.5	2.5	4.3	73%	68%	1.7
新疆	0.4	3.7	5.4	851%	46%	1.7
云母	11.8	16.6	29.0	40%	75%	12.4
江西	11.8	15.7	25.4	33%	62%	9.7
内蒙古	0.0	0.5	0.6	0%	28%	0.1
湖南	0.0	0.4	3.0	0%	0%	2.6
回收	5.0	6.2	9.0	24%	44%	2.7
供应						
1. 供应（悲观江西未复工、尼日利亚战乱）			208.9		19%	33.5
2. 供应（中性7-9.5万元/吨）	131.8	175.5	229.0	33%	30%	53.5
3. 供应（乐观9.5万元/吨以上）			235.5		34%	60.0

资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

2.3 国内需求对海外进口资源的依赖由 43 万吨提升至 54 万吨

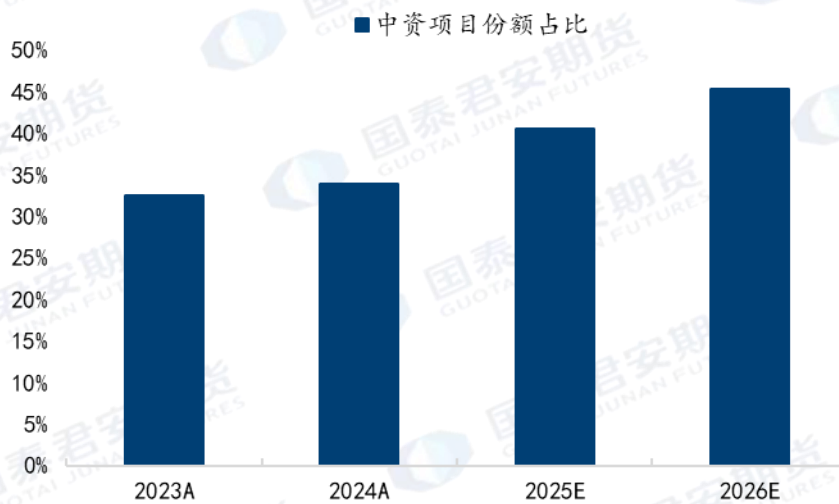
中资锂资源占全球市场份额将在 2026 年由 41%提升至 45%。但是随着国内需求的增长，进口需求总量进一步提升，意味着海外矿山溢价能力同步提升，矿石价格的稳定性预计将高于锂盐价格。具体来看，2026 年，国内市场需求预计 157.4 万吨，国内锂资源含中资权益项目 103.8 万吨，对海外资源需求量级为 53.6 万吨；2025 年我国对海外非中资项目的依赖度为 43.0 万吨。

图 8：2026 年国内市场需求 157.4 万吨，国内锂资源含中资权益项目 103.8 万吨



资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

图 9：中资锂资源占全球市场份额将在 2026 年由 41%提升至 45%



资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

3. 储能电池开启经济性篇章，动力需求增速放缓

3.1 新能源需求维系增长，储能电芯提速替代动力份额

储能电池进入了新的增长元年，而动力电池维持平稳增速。动力需求来看，国内新能源车处于以旧换新政策预期延续、购置税增加的大基调下，中低价位乘用车下沉市场与商用车新兴市场提供边际增量，但整体增速放缓。从海外市场来看，欧洲自 2025 年开启新一轮汽车行业的碳排放考核周期且部分地区有重启补贴，推动电动化进程前进。美国特朗普政府提前取消 IRA 法案对电车的补贴，需求前置的透支初步兑现，汽车消费总量和渗透率动能偏弱。新兴地区包括印尼、泰国、韩国等开启电动化周期，给予海外消费支撑。储能需求来看，国内储能需求正在经历由政策向经济性驱动的转型，美国受益于 AIDC 对于稳定电源的需求存在消费潜力，欧洲主要国家政策支持引导大储需求向好，中东、智利等新兴国家快速扩大储能市场份额。2026 年，动力电池、储能电池、传统行业和消费电池对应碳酸锂当量需求为 120.7 万吨、60.5 万吨、1.1 万吨和 3.6 万吨，需求份额分别为 61%、31%、6%和 2%。其中储能电池市占份额由 23%提升至 31%。动力电池市占份额由 68%下降至 61%，进一步充分揭示了储能电池进入了新的增长元年，而动力电池维持平稳增速。

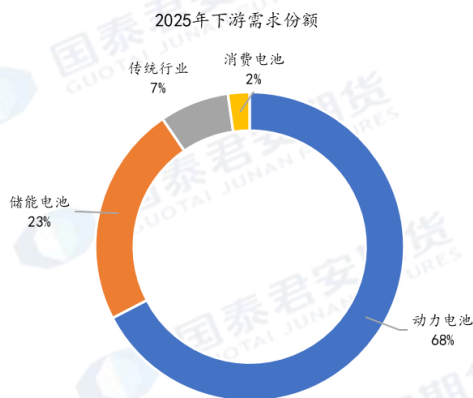
基于乐观估计，2026 年锂盐市场需求预计为 221.3 万吨，同比增加 51.5 万吨，同比增速达 30%，与供给增速基本持平。基于中性估计，预计为 211.9 万吨，同比增加 42.1 万吨，同比增长 25%。我们认为储能需求逻辑的切换是一个大概率的事实，锂盐市场发生刚性需求的可能性较低。

表 2：2026 年全球锂盐市场需求量悲观/中性/乐观预计为 197.9 万吨/211.9 万吨/221.3 万吨

项目	2024A	2025E	2026E	2025E	2026E	变化
动力电池	80.3	101.5	120.7	26%	19%	19.2
中国	51.3	70.8	87.9	38%	24%	17.1
中国	6.6	8.6	11.6	30%	35%	3.0
海外	5.1	8.1	11.6	58%	43%	3.5
储能电池（刚性）			41.0		18%	6.2
中国			20.9		16%	3.0
海外			20.0		19%	3.3
储能电池（中性）			52.6		52%	17.9
中国			32.2		79%	14.2
海外			20.4		22%	3.7
储能电池（乐观）	21.1	34.7	60.5	65%	74%	25.7
中国	11.9	18.0	38.9	51%	116%	20.9
海外	9.2	16.8	21.5	83%	29%	4.8
传统行业	10.7	10.9	11.1	2%	2%	0.2
消费电池	3.2	3.4	3.6	6%	7%	0.2
中国	1.6	1.7	1.8	6%	8%	0.1
海外	1.6	1.7	1.8	6%	6%	0.1
下游需求（刚性）			176.4		17%	25.8
下游需求（中性）			188.1		25%	37.5
下游需求（乐观）	115.3	150.6	195.9	31%	30%	45.3
库存及投机性需求（月）	1.0	1.1	1.2	10%	9%	0.1
损耗及库存需求（刚性）			21.5		12%	2.2
损耗及库存需求（中性）			23.8		24%	4.6
损耗及库存需求（乐观）	12.6	19.2	25.4	52%	32%	6.1
需求						
1. 需求（刚性）			197.9		17%	28.1
2. 需求（中性）	128.0	169.8	211.9	33%	25%	42.1
3. 需求（乐观）			221.3		30%	51.5

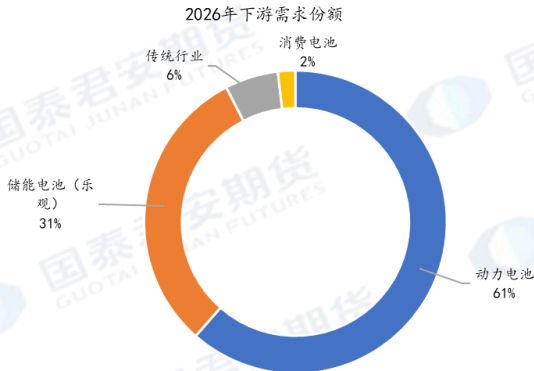
资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

图 10：2025 年储能电池需求份额 23%



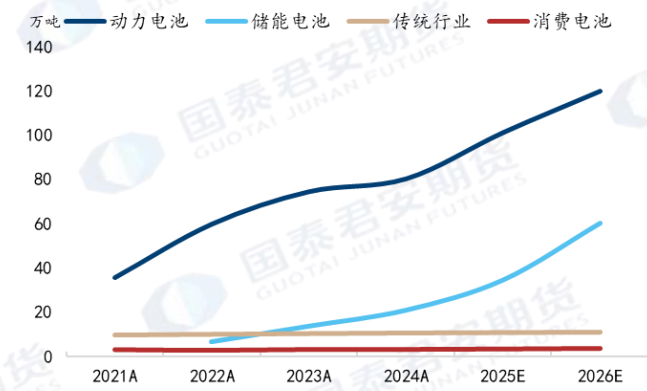
资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

图 11：2026 年储能电池需求份额 31%



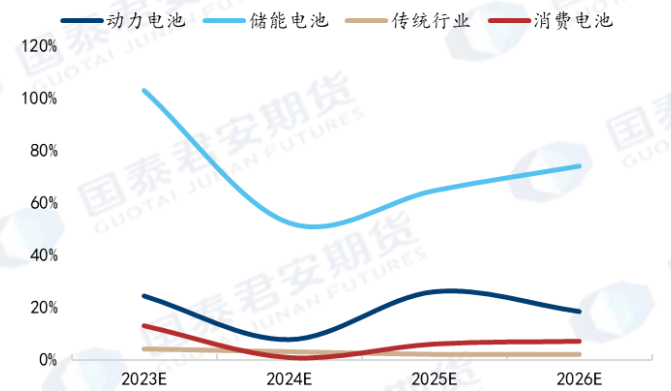
资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

图 12：不同下游类型的锂盐需求



资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

图 13：不同下游类型的锂盐需求增速



资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

3.2 全球储能需求稳健增长，国内容量补贴趋势需求远超预期

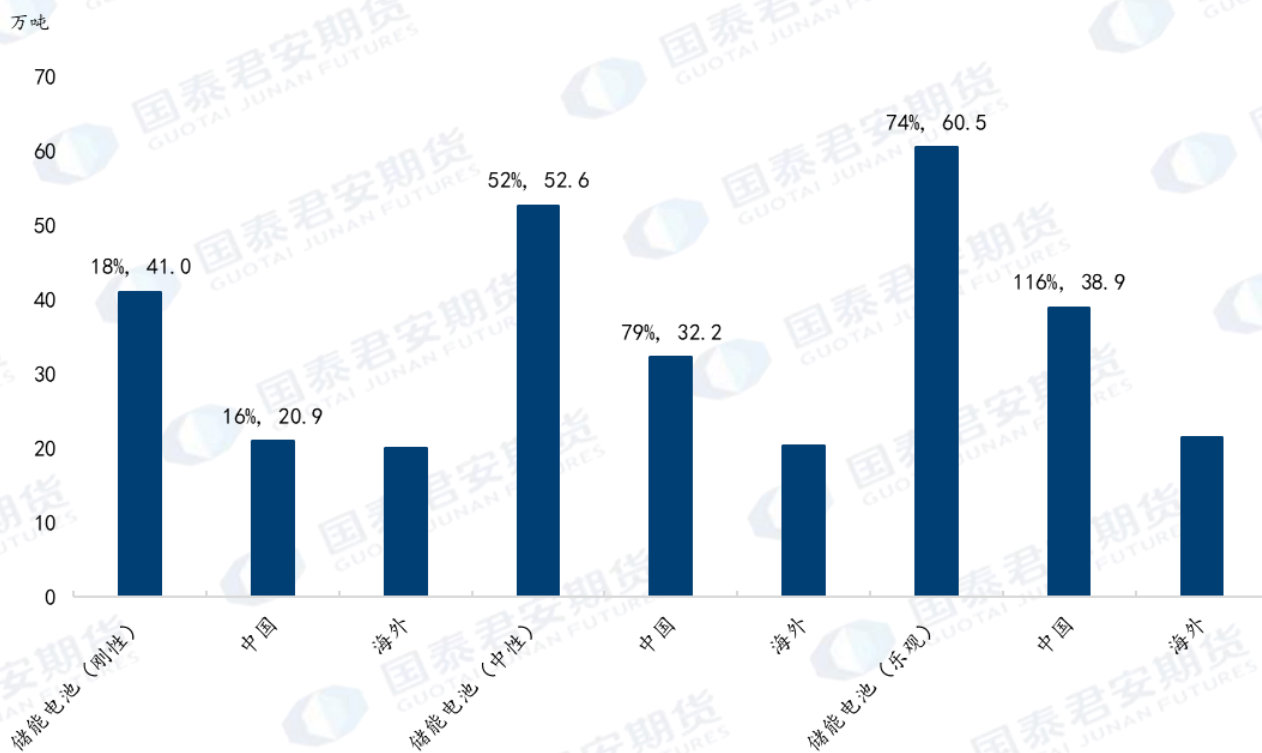
国内储能需求交易逻辑 1.0 在于由刚性需求切换为经济性需求，国内储能需求增速预计由 18% 提升至 74%。储能市场是 2026 年锂盐市场需求格局的新周期、新起点。锂盐需求市场摆脱了需求增速的逐年放缓，储能需求接棒动力需求成为锂电需求增长最耀眼和超预期的部分。其背后的原因在于：储能需求由过去以光伏、风电等供给侧的电源侧强制配储驱动，转型为电网侧以经济性作为核心抓手带来储能需求的稳健增长。基于容量电价机制，目前我国十余个省份发布了以度电补偿、容量补偿、容量租赁等模式的容量补贴政策，使得储能电站收益率大幅提升，满足且相对较大幅度超过央企投资回报要求，部分项目 IRR 可达近 15-21%。中国市场储能需求增速由 16% 提升至 79-116%，全球储能需求增速由 18% 提升至 52-74%。中性情景下，假设 11-12 月月均中标规模与 1-10 月持平，则 2025 年全年中标量预计为 389GWh，对应 2026 年储能装机需求约 284GWh。乐观情景下，若 11-12 月延续往年季节性高位，则 2025 年全年中标量有望达到 440GWh，对应 2026 年新增装机需求约 325GWh。

国内储能需求交易逻辑 2.0 则在于省份的扩容，由十余个省份覆盖范围扩大至全国。目前我国共计约十余省份出台容量电价补偿机制，包括内蒙、宁夏、甘肃、新疆、河北、山东、山西、广东、浙江、河南、辽宁、河北等省份。目前以上省份政策均为地方政府政策，后续储能政策存在一定预期，即可能将类似过往光伏政策，形成国家顶层设计的模式，从而向全国各大省份进行扩容，进一步带来储能容量电价机制惠及全国新能源装机项目的预期，从而大幅利好 2026 年末或 2027 年的原材料需求。

海外方面，美国受“大而美”法案带来的成本上行影响，加之数据中心相关储能需求尚未显性化，短期或面临一定压力，新增装机预计为 50GWh，同比增长 4%。欧洲受益于电网投资与交易机制优化带来的盈利改善，新增装机预计达到 43GWh，同比增长 39%。智利、澳大利亚、中东及印度是新兴市场主要增量来源，新兴市场合计新增装机预计达 87GWh，同比增长 68%。

2026 年全球储能电芯出货量在乐观情景下有望达 957GWh，同比增长 74%，对应 60.5 万吨碳酸锂需求；中性情景为 833GWh，同比增长 52%，对应 52.6 万吨碳酸锂需求；刚性情景为 649GWh，同比增长 18%，对应 41.0 万吨碳酸锂需求。

图 14：不同储能需求场景下的锂盐需求差异



资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

4. 全球锂资源供需平衡及价格上下限

4.1 供需平衡：供需双增 30%，过剩 7.7 万吨

整体来看，2026 年储能需求大幅爆发，高锂价下供应仍存较大弹性，从而抑制上方空间。从供需平衡表来看，2025 年锂资源供需过剩预计 5.7 万吨，2026 年根据江西矿山全面复工以及乐观的储能预期，锂资源预计过剩 7.7 万吨。2026 年，锂资源市场供需双增，供给量 229.0 万吨，同比增速预计为 30%，需求量 221.3 万吨，同比增长 30%。2026 年预计碳酸锂的供给弹性较大，而储能容量补偿政策伊始，仍处于不断优化和调整的变局中，需求侧存在进一步超预期的可能，预计 2026 年碳酸锂价格在需求驱动下，价格底部将整体上移，而整体价格预期较 2025 年的波动进一步放大，呈现底部抬升的高波动格局。

表 3：2026 年锂盐市场供需格局呈现为双增状态，增速相当预计 30%

项目	2024A	2025E	2026E	2025E	2026E	变化
盐湖	45.5	60.7	74.6	33%	23%	14.0
锂辉石	69.4	92.0	116.4	33%	27%	24.4
云母	11.8	16.6	29.0	40%	75%	12.4
回收	5.0	6.2	9.0	24%	44%	2.7
供应						
1. 供应（悲观江西未复工、尼日利亚战乱）			208.9		19%	33.5
2. 供应（中性7-9.5万元/吨）	131.8	175.5	229.0	33%	30%	53.5
3. 供应（乐观9.5万元/吨以上）			235.5		34%	60.0
动力电池	80.3	101.5	120.7	26%	19%	19.2
储能电池（刚性）	21.1	34.7	41.0	42%	39%	6.2
储能电池（中性）	21.1	34.7	52.6	30%	35%	17.9
储能电池（乐观）	21.1	34.7	60.5	58%	43%	25.7
传统行业	10.7	10.9	11.1	2%	2%	0.2
消费电池	3.2	3.4	3.6	6%	7%	0.2
库存需求（月）	1.0	1.1	1.2	10%	9%	0.1
损耗及库存需求（刚性）			21.5		12%	2.2
损耗及库存需求（中性）			23.8		24%	4.6
损耗及库存需求（乐观）	12.6	19.2	25.4	52%	32%	6.1
需求						
1. 需求（刚性）			197.9		17%	28.1
2. 需求（中性）			211.9		25%	42.1
3. 需求（乐观）	128.0	169.8	221.3	33%	30%	51.5

资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

表 4：2026 年锂盐市场供需平衡表由 5.7 万吨扩大至 7.7 万吨，过剩率 3.5%

供需平衡			供给		
			1. 供应（悲观江西未复工、尼日利亚战乱）	2. 供应（中性 7-9.5 万元/吨）	3. 供应（乐观 9.5 万元/吨以上）
			208.9	229.0	235.5
需求	需求（刚性）	197.9	11.0	31.1	37.6
	需求（中性）	211.9	-3.0	17.1	23.6
	需求（乐观）	221.3	-12.4	7.7	14.2

资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

4.2 刚性即期价格上限：2026-2028 年储能电站 IRR 决策约束锂价 13.3、11.3、9.5 万元/吨

随着储能电站收益的提升，相应将大幅带动储能的建设和装机。储能需求超预期是 2026 年引导碳酸锂价格上行的核心驱动。然而，储能需求的放量增长已经由过去政策式的驱动转向经济性的驱动。当 EPC 价格或电池更换价格跃升的同时储能电站收益率将被拖累下滑。电芯价格和储能收益既呈现为相辅相成，又呈现为相互抑制的状态，即储能收益率是电芯价格的约束线。

以放电度电补偿模式，储能新增装机重点省份内蒙古为例。储能度电补偿标准存在逐年下降的情况，2026 年补贴由 0.35 元/KWH 降低至 0.28 元/KWH，下降 20%。具体来看，2025 年 3 月 18 日，内蒙古自治区能源局发布了《关于加快新型储能建设的通知》，对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的发电量执行补偿，补偿标准一年一定，每年 9 月底前公布次年补偿标准，补偿标准明确后执行时间为 10 年。其中 2025 年度独立新型储能电站补偿标准为 0.35 元/千瓦时，2025 年 6 月 30 日前不能开工的独立新型储能电站项目不执行 2025 年度补偿标准。2025 年 11 月 10 日，内蒙古自治区能源局发布《关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》，2026 年度独立新型储能电站向公用电网发电量的补偿标准为 0.28 元/千瓦时，原则上清单内储能电站日内全容量充电次数不得超过 1.5 次。在项目建设期内和建成后 2 年内不得通过代持、隐性股东或交叉持股等方式改变项目股东持股比例，不得以出卖股份、资产租赁、分包、转包等任何方式实质性变更投资主体。

由于内蒙古容量电价补贴政策下滑，基于目前 0.31 元/WH 电芯和 0.8 元/WH EPC 价格条件下，2025 年 6 月份以前开工的储能电站可享受 0.35 元/KWH 容量补偿，内部报酬收益率可达到 29.7%。2025 年 6 月份以后开工的项目适用于 2026 年 0.28 元/KWH 的容量补贴，内部报酬收益率下降至 20.9%。而随着储能市场需求的激增，电池价格及相关上游原材料价格，如电解液、六氟磷酸锂、铜箔、碳酸锂等价格都明显上涨，将形成储能需求上方的刚性压制力量。根据测算，适用于 2026 年容量补偿项目的储能电站，当储能电芯价格上涨超过 0.45 元/WH，储能电站决策收益率将小于决策线 7%，将在根本上影响储能电站装机的经济性，从而出现较为明显的储能电芯需求减量。与此同时，假设 2027 年容量补偿以相同的 20% 幅度下降至 0.22 元/KWH，储能电芯价格上限的临界值预计为 0.38 元/WH。相似的，2028 年预计储能电站能接受的最高储能电芯价格为 0.32 元/WH，意味着和 2025 年年末相比，2028 年国内储能电站基本不具备接受储能电芯涨价的空间。2026 年较 2025 年储能电芯仍具备上涨 45% 的空间，即从 0.31 元/WH 上涨至 0.45 元/WH，假设电芯原材料及加工费同比

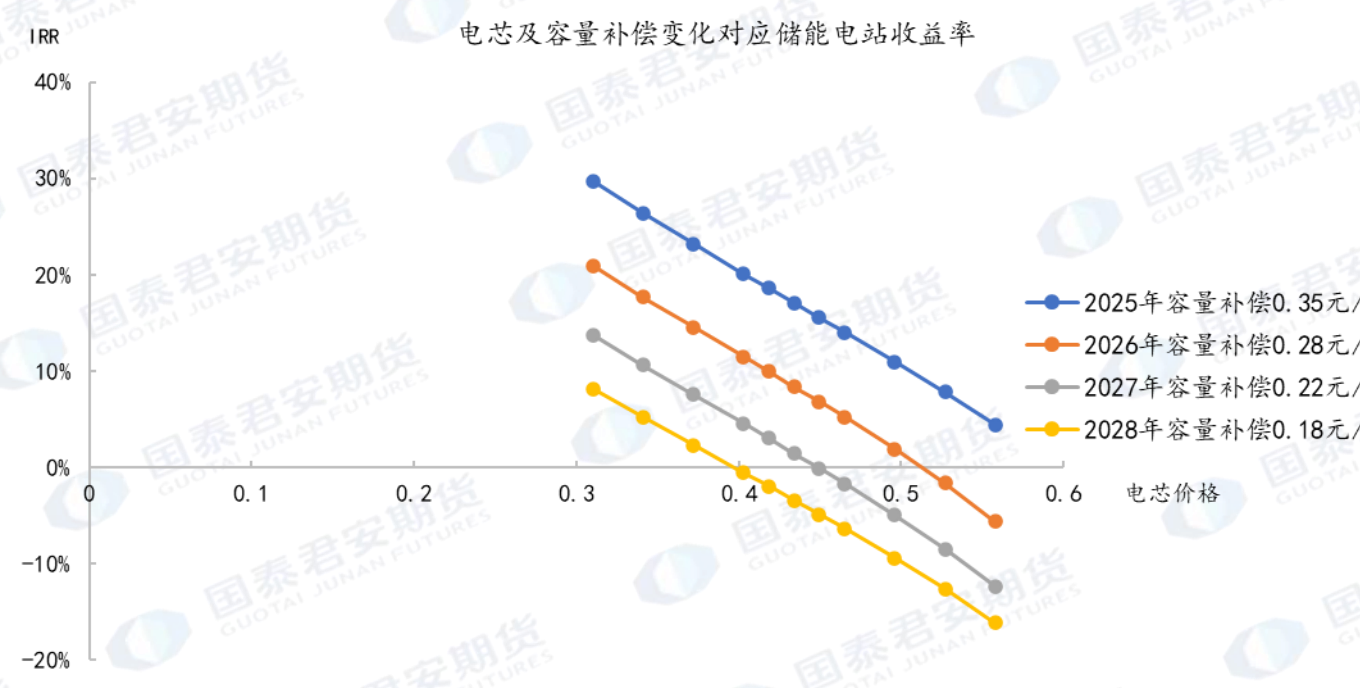
例上涨，碳酸锂价格最高可从 9.2 万元/吨上涨至 13.3 万元/吨。**2026、2027 和 2028 年**储电站在经济性维度能够接受的碳酸锂价格为 **13.3 万元/吨、11.3 万元/吨、9.5 万元/吨**。

图 15：以内蒙放电度电补偿为例，储电站内部报酬收益率的敏感性分析

		电芯价格										
		0.31	0.34	0.37	0.40	0.42	0.43	0.45	0.47	0.50	0.53	0.56
容量补偿	0.35	29.7%	26.4%	23.2%	20.1%	18.6%	17.1%	15.6%	14.0%	11.0%	7.8%	4.4%
	0.28	20.9%	17.7%	14.6%	11.5%	9.9%	8.4%	6.8%	5.2%	1.9%	-1.7%	-5.6%
	0.22	13.7%	10.6%	7.6%	4.5%	3.0%	1.5%	-0.1%	-1.7%	-5.0%	-8.5%	-12.3%
	0.18	8.2%	5.2%	2.3%	-0.5%	-2.0%	-3.4%	-4.9%	-6.4%	-9.4%	-12.6%	-16.2%
	0.14	4.0%	1.3%	-1.4%	-4.0%	-5.4%	-6.7%	-8.1%	-9.4%	-12.2%	-15.2%	
	0.11	1.1%	-1.5%	-4.0%	-6.4%	-7.7%	-8.9%	-10.2%	-11.4%	-14.1%	-16.9%	
	0.09	-1.0%	-3.4%	-5.8%	-8.1%	-9.3%	-10.5%	-11.6%	-12.9%	-15.4%	-18.1%	
	0.07	-2.6%	-4.9%	-7.1%	-9.3%	-10.4%	-11.6%	-12.7%	-13.9%	-16.3%		

资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

图 16：2026 至 2028 年，考虑储电站 IRR 决策线 7%，碳酸锂的价格上限为 13.3、11.3、9.5 万元/吨



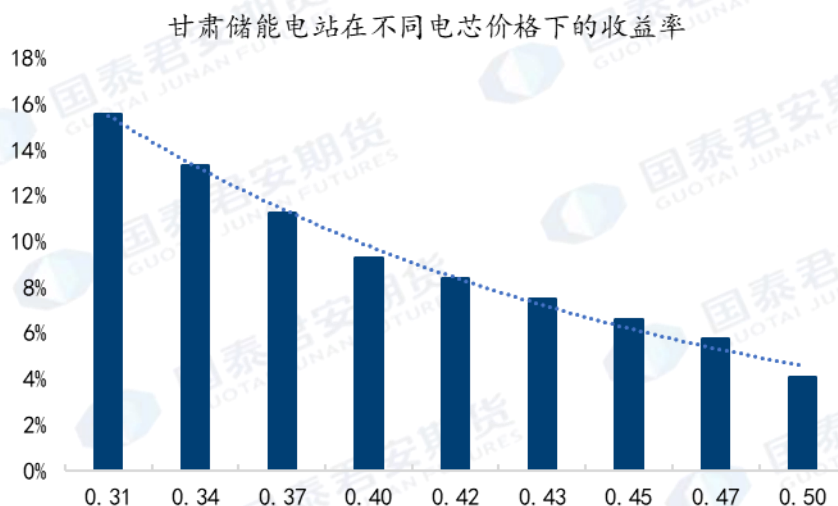
资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

根据功率与时长进行补偿模式，以甘肃省为例。2025 年 7 月 14 日，甘肃省发改委发布《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知(征求意见稿)》。拟对省内公用煤电机组和电网侧新型储能设施实施容量电价补贴政策。符合要求的煤电机组和电网侧储能项目将获得 330 元/千瓦/年的容量电价补偿。该政策将风电、光伏发电及在建抽水蓄能电站暂排除在补贴范围之外。为确保发电可靠性，新政设立了严格的考核机制：发电机组或储能设施若单月出现三次非计划停运，将扣除当月全部容量电费；全年累计三个月发生，则取消全年补贴资格。该政策请务必阅读正文之后的免责条款部分

策暂定执行两年，期满后将根据实际运行成本等因素重新核定补贴标准。

按照 2025 年 12 月末储能电芯价格 0.31 元/WH，甘肃地区储能电站的内部报酬收益率高达 15.6%。甘肃容量补偿政策试运行两年，随后存在补贴变化的可能性，根据测算近两年即 2026-2027 年，甘肃储能电站能够接受的储能电芯价格上涨为 0.44 元/WH，储能电站在经济性维度能够接受的碳酸锂价格为 13 万元/吨。

图 17：甘肃储能电站能够接受的储能电芯价格上涨为 0.44 元/WH

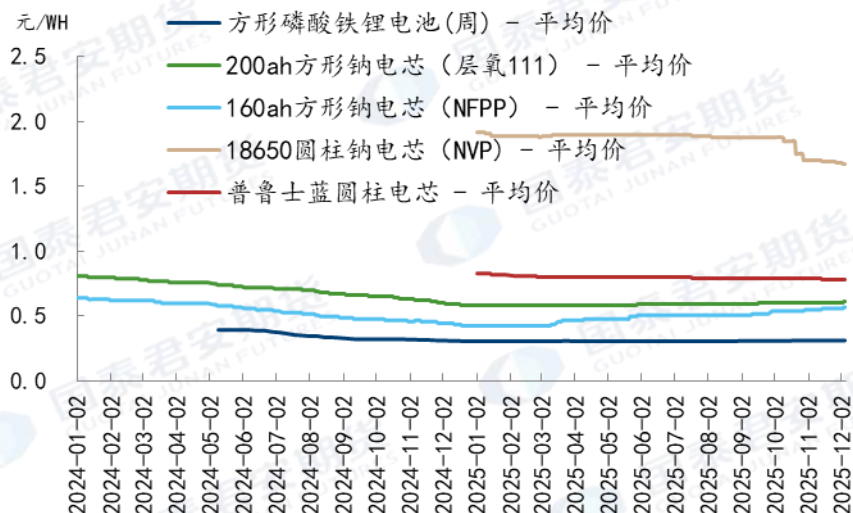


资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

4.3 柔性长期价格上限：长期钠电对于锂电的经济性替代，抑制锂电池价格超过 0.4 元/WH

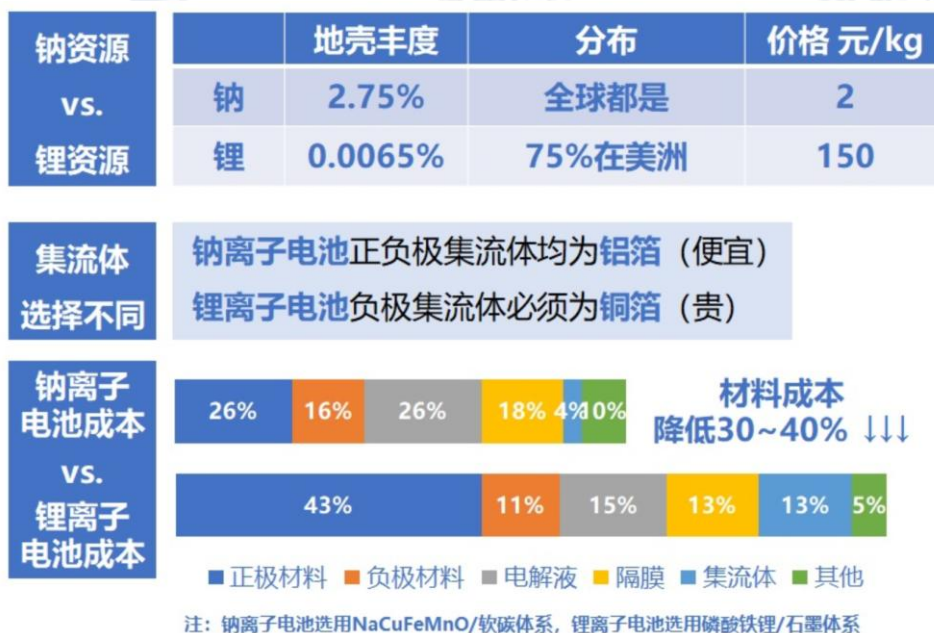
2025 年 12 月，200AH 钠离子电池（层氧 111）销售价格 0.61 元/WH，大幅高于 314AH 方形磷酸铁锂电池 0.31 元/WH，磷酸铁锂电池仅是钠离子电池价格的 50%。然而，长期来看，钠离子电池在经济性、安全性、性能匹配度等方面均具备替代锂离子电池的竞争优势。第一，经济性。钠离子电池的低成本潜力和高循环寿命潜力是其在储能领域与锂离子电池竞争的最强杀手锏。短期内，由于生产规模尚小，产业链不完善，钠离子电池与磷酸铁锂电池成本持平或略高，2024 年 1 月钠离子电池成本高达 0.81 元/WH；中期，随着 GWh 级别工厂产能完全放开，产业链成熟度提升，规模效应显现，钠离子电池的成本预计会下降到 0.4 元/WH 左右；长期，韩国 SNE Research 预测，到 2035 年全球钠电池市场规模将突破 140 亿美元，价格较磷酸铁锂电池低 11%-24%。根据中科海钠，钠离子电池成本较锂离子电池成本低 30-40%。国内企业规划产能更显激进，预计 2035 年总产能将达 464GWh，对应需求超 500GWh。圣泉集团 2024 年年报显示，随着技术成熟与规模化生产推进，钠电池 BOM 成本有望降至 0.35 元/WH 以内，为在储能、低速交通等领域替代铅酸电池及部分锂电池创造条件。第二，安全性。钠离子电池不易发生热失控，即使发生，其反应也相对温和。钠离子电池可以安全地放电至 0V，使储能系统在运输、安装和长期静置状态下的安全性大大提升。第三，钠离子电池的技术特性与储能场景的需求高度契合，其最终极、最广阔的应用市场将是电网级、工商业及家庭储能。对于固定式储能，重量和体积敏感度较低，规避了能量密度短板；发挥低温性能长处，在高寒地区可以减少对温控系统的依赖。

图 18：磷酸铁锂电池与钠离子电池的销售价格



资料来源：SMM，国泰君安期货研究

图 19：长期柔性价格压力线来自于钠电替代

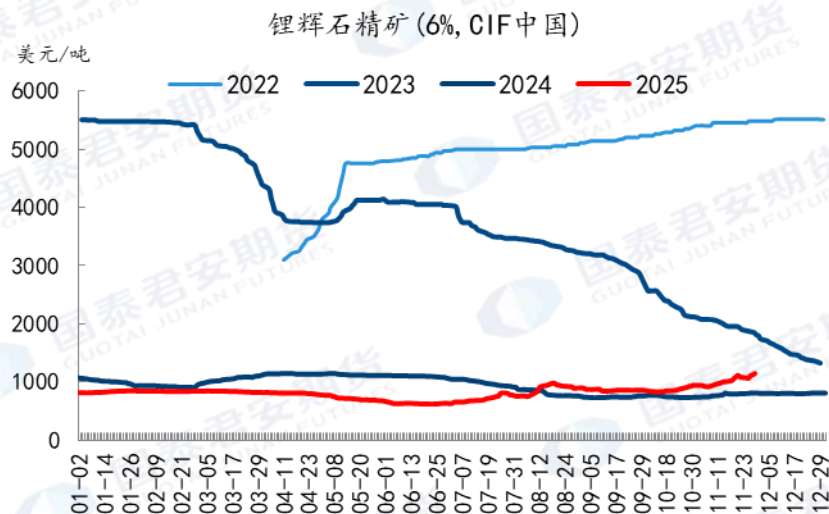


资料来源：中科海钠官网，国泰君安期货研究

4.4 柔性半年期价格上限：高矿价刺激已停产或递延投产矿山的复、投产

2024-2025 年锂价持续低，锂辉石精矿价格从价格高点 5000 美元/吨下跌至 600 美元/吨。2024 年 10 月，在锂辉石精矿价格下跌至 800 美元/吨时分，Finnish 率先做出了停产决策。随后在 2025 年，Ngungaju、Bald Hill、Cattlin、Finnis 等矿山相继停产，此时锂辉石精矿价格已然下跌至 600 美元/吨。以上四座锂辉石矿山的停产合计影响精矿产能约 75 万吨，占当时澳洲锂矿总产能的 14%。锂精矿价格跌破其现金运营成本，导致现金流紧张，或是由于为优化整体运营成本而被关停，澳洲矿山停产标志着全球锂价持续下跌背景下供给端出清的重要信号。

图 20：中期柔性价格压力线来自于已停产或递延投产矿山的复产线



资料来源：SMM，国泰君安期货研究

2024-2025 年，澳洲锂矿山的停产多为“保养与维护”，并非永久关闭，并且具备相对快速地重启生产能力。比如：Ngungaj 工厂将准备好“在锂市场状况改善时在四个月内全面投产”；Bald Hill 公司决定将矿山转入保养和维护，“直到全球锂市场反弹”。公司会监控锂价和运营成本，以在“市场稳定时”恢复运营；Mt Cattlin 公司计划在市场条件“变得更有利时”可能恢复运营。公司仍在探索地下采矿的可行性，这或能延长矿山寿命、改善经济性，是潜在复产前提之一。2025 年 11 月 11 日，Core Lithium 已为北领地 100% 拥有的 Finniss 锂项目的 Grants 矿床，提供升级后的矿石储量和优化的采矿计划，将生产前资本支出需求削减 3500 万至 4500 万澳元，并确保投产后一个月内交付首批矿石。根据新计划，Grants 矿床初期将采用露天开采方式，后续再过渡至地下开采。公司表示，该方案将推迟地下基础设施成本的投入，同时加快营收产生。修订的计划还使 Grants 矿石储量增加了 33%，达到 153 万吨，氧化锂含量为 1.42%，表示所含氧化锂金属增加了 44%。此次优化的矿山设计基于最新的岩土工程评估，评估结果发现可通过安全加深现有露天矿坑，额外获取 74 万吨矿石。

综合来看，这些矿山的复产并非简单的“价格开关”，而需满足一系列复合条件：

1. 市场价格信号：持续的锂上涨是基本前提，并且价格需稳定超过各矿山的完全生产成本，并提供合理利润空间。我们预计在 1200 美元/吨以上长期运行，将刺激矿山进行复产，折碳酸锂价格 9.5 万元/吨，涉及矿山产能超过 75 万吨精矿。

2. 成本控制能力：矿山自身能否通过优化（如 Bald Hill 的计划）或资源评估（如 Mt Cattlin 的地下矿研究）有效降低重启后的运营成本，是决定其能否在市场中重新获得竞争力的关键。

3. 资本与决策准备：重启需要资金投入，且母公司需将资源从其他盈利板块重新分配。因此，母公司的现金流状况、整体战略优先级以及对锂中长期前景的判断将最终决定是否按下重启键。

表 5：澳大利亚四座矿山的减停产

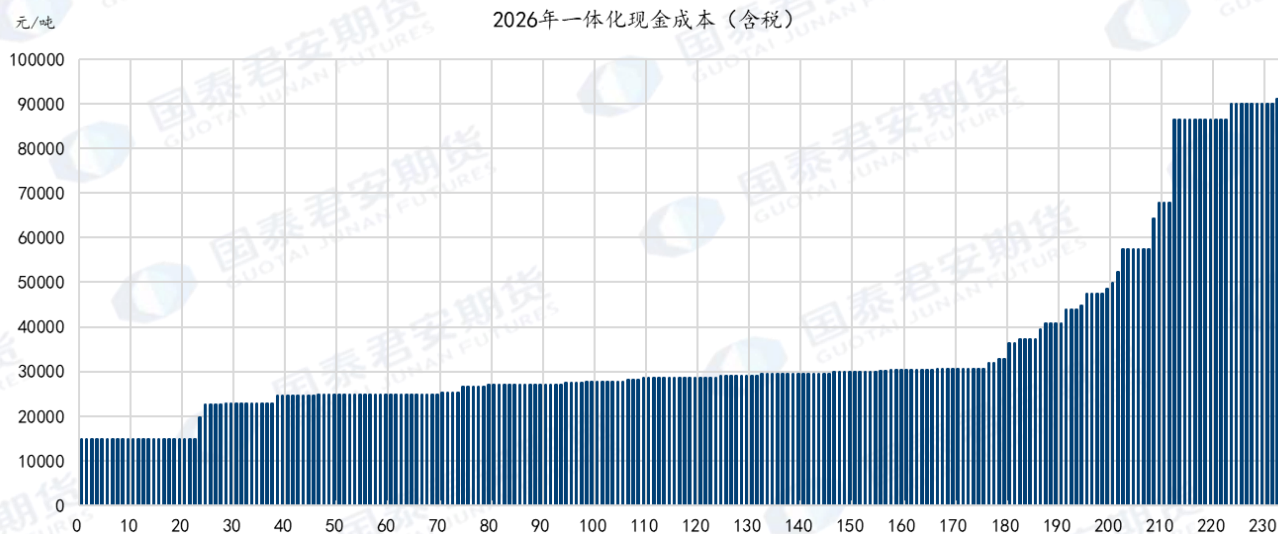
矿山名称	所属公司	停产时间	停产前完全成本	停产前产量/产能 (精矿)
Ngungaju	Pilbara Minerals	2024 年 12 月进入维护状态，4 个月内可重启生产 P850 维护保养、成本削减，从 115 万吨降低至 85 万吨 整个 2026 财年保持维护保养	606 澳元/吨 (约 406 美元/吨)	产能：20 万吨 产量：9 万吨
Bald Hill	Mineral Resources	2024 年 11 月停产	851 美元/吨 (2024 财年) 公司曾计划通过优化将稳产后成本降至 522-581 美元/吨。	产能：15 万吨 产量：12 万吨
Finniss	Core Lithium	2024/1 停开采，留有 6.72 万吨库存，2024/10 后端停产。2025/6 持有约 5000 吨锂精矿和 75000 吨锂精粉的库存	现金运营成本：1263 美元/吨 (2023 年 Q3)	产能：17 万吨 产量：7 万吨
Cattlin	Arcadium Lithium	2025 年 3 月底转维护与保养状态	850 美元/吨 (停产前平均成本) 2023 年第三季度的现金成本为 636 美元/吨	产能：25 万吨 产量：13 万吨

资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

4.5 刚性长期价格支撑：储能需求周期抵达，成本曲线刻画长期底部

价格底部支撑来自于现金成本支撑。由于需求的增长，成本曲线的均衡价格将向右侧进行移动。根据我们对锂矿一体化维度折算碳酸锂成本的模型测算，根据 2026 年中性需求预测 210 万吨锂盐需求对应的全球锂盐成本线为 7.3 万元/吨，根据乐观需求预测 220 万吨锂盐需求对应的成本曲线为 8.7 万元/吨。

图 21：2026 年一体化现金成本（含税）



资料来源：上市公司公告，公开资料整理，国泰君安期货研究

5. 结论与投资展望

2026 年储能需求大幅增长，带动成本曲线右移，锂价重心上移，而高锂价受储能收益率、钠电替代和矿山重启压力，抑制上方空间。从供需平衡表来看，2025 年锂资源供需过剩预计 5.7 万吨，2026 年根据江西矿山全面复工以及乐观的储能预期，锂资源预计过剩 7.7 万吨。2026 年，锂资源市场供需双增，供给量 229.0 万吨，同比增速预计为 30%，需求量 221.3 万吨，同比增长 30%。2026 年预计碳酸锂的供给弹性较大，而储能容量补偿政策伊始，仍处于不断优化和调整的变局中，需求侧存在进一步超预期的可能，预计电芯需求由 2003GWH 提升至 2694GWH，同比增长 34%。预计 2026 年碳酸锂价格在需求驱动下，价格底部将整体上移，而整体价格预期较 2025 年的波动进一步放大，呈现底部抬升的高波动格局。

价格上限：（1）刚性即期：储能收益率是电芯价格的约束线。2026-2028 年储能电站 IRR 决策约束电芯价格 0.45、0.38、0.32 元/WH，约束锂价 13.3、11.3、9.5 万元/吨。（2）柔性长期：长期钠电对于锂电的经济性替代，抑制锂电池价格超过 0.4 元/WH，与储能收益约束结果类似。（3）柔性中期：价格压力线来自于已停产或递延投矿山的复产线，我们预计在 1200 美元/吨以上长期运行，将刺激矿山进行复产，折碳酸锂价格 9.5 万元/吨，涉及矿山产能超过 75 万吨精矿。

价格下限：刚性长期价格支撑来自于现金成本支撑。由于需求的增长，成本曲线的均衡价格将向右侧进行移动根据 2026 年乐观需求预测 220 万吨锂盐需求对应的成本曲线为 8.7 万元/吨。

风险提示：关注地缘冲突、储能政策变化、新能源车以旧换新补贴政策、反内卷及矿证等

国泰君安期货有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会核准的期货投资咨询业务资格（证监许可[2011]1449号）。

本报告的观点和信息仅供本公司的专业投资者参考，无意针对或打算违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。本报告难以设置访问权限，若给您造成不便，敬请谅解。若您并非国泰君安期货客户中的专业投资者，请勿阅读、订阅或接收任何相关信息。本报告不构成具体业务的推介，亦不应被视为任何投资、法律、会计或税务建议，且本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。请您根据自身的风险承受能力自行作出投资决定并自主承担投资风险，不应凭借本内容进行具体操作。

分析师声明

作者具有中国期货业协会授予的期货投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，力求报告内容独立、客观、公正。本报告仅反映作者的不同设想、见解及分析方法。本报告所载的观点并不代表本公司或任何其附属或联营公司的立场，特此声明。

免责声明

本报告的信息来源于已公开的资料，但本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。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，本报告所指的期货标的的价格可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，对此本公司可不发出特别通知。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。

本报告中所指的研究服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议，客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

版权声明

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、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国泰君安期货研究”，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。若本公司以外的其他个人或机构（以下简称“该个人或机构”）发送本报告，则由该个人或机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该个人或机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的期货品种。本报告不构成本公司向该个人或机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该个人或机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

除非另有说明，本报告中使用的所有商标、服务标记及标记均为国君期货所有或经合法授权被许可使用的商标、服务标记及标记，未经国君期货或商标所有权人的书面许可，任何单位或个人不得使用该商标、服务标记及标记。