



中信证券研究部

核心观点



李超

新材料行业首席
分析师
S1010520010001



华鹏伟

电力设备与新能源
行业首席分析师
S1010521010007



陈旺

新材料分析师
S1010520090003



张柯

新材料分析师
S1010521100003

新材料行业

评级

强于大市（维持）

光伏产业从原先的要素价格竞争转入下半场，自动化与低碳化是中国企业在国际竞争中保持竞争力的必由之路。在多晶硅环节，硅烷流化床法较西门子法具有显著优势，考虑到双碳目标和能源危机加速光伏需求扩张，我们预计具有工艺优势和减碳效应的颗粒硅有望享受市占率提升和市场扩大的双重利好。建议关注颗粒硅技术领先的协鑫科技，以及积极采购颗粒硅、应用比例高的硅片企业 TCL 中环、隆基绿能、上机数控。

■ **长期趋势研判：平价光伏摆脱补贴依赖，地缘政治影响上升，竞争关键包括低成本、自动化、低碳化。**当前光伏度电成本已低于传统煤电，需求不再依赖补贴政策刺激，光伏成为各国发展能源安全的重要抓手。过去，中国企业的竞争优势主要来源于较低的能源与人力成本，从而实现光伏产业由海外向国内的一次转移；当前，从美国所谓的“强迫劳动预防法案”（UFLPA）与欧盟的碳关税（CBAM）来看，中国光伏企业要想在国际竞争中获取长期优势，竞争的关键在于自动化、低碳化。

■ **多晶硅技术：西门子法边际进步放缓，颗粒硅技术有望在本轮竞争中占据先机。**针对多晶硅环节，当前主流的改良西门子法面临能耗下降瓶颈，而硅烷流化床法在低成本、自动化、低碳化上均具备优势：1）凭借高转化效率、低反应温度实现绝对的低电耗（14.8kWh/kg-Si），2）生产过程连续、产品流动性好，有助于提高多晶硅制造及下游拉棒环节的自动化水平，3）对终端组件的碳增益达 2.04-11.56 元/kg。我们认为即使在多晶硅下行周期，颗粒硅仍能凭借上述优势享受高于行业平均的收益。

■ **多晶硅供需：预计 2022-25 年全球光伏级多晶硅需求 CAGR 约 19%，供给 CAGR 约 60%，2025 年颗粒硅产量占总需求的比例为 48.7%-64.7%。**多晶硅需求受光伏需求扩张的正面影响与技术进步（如硅片减薄、电池转化效率提升、金刚线直径细化）的负面影响，我们预计 2025 年全球光伏级多晶硅需求达 125.4 万吨，可支撑 420GW 光伏装机。根据企业扩产规划，预计 2025 年全球多晶硅供给达 379.2 万吨，供需比 302%。分情境预测颗粒硅产能扩张速度，预计 2025 年颗粒硅产量达 61.1-81.1 万吨，占总需求的比例并不高，技术壁垒使得颗粒硅企业有望在这一窗口期内进行产品验证与品质提升，并享受存量替代与行业高速增长的双重红利。

■ **多晶硅短期看点：价格受电力供需偏紧和新增投产影响，关注低成本的先进产能。**8 月四川限电或将推高工业硅价格与多晶硅生产成本，受极端天气与能源结构转型影响，长期电价中枢可能上移，增强低能耗产能的竞争优势。3Q22 预计国内多晶硅新增投产 3.25 万吨/月，或将冲击后市价格。我们判断多晶硅行业将先经历阶梯式降价，后面面临全面供过于求，短期来看，假设组件含税价 1.75 元/W、下游硅片、电池、组件环节利润增厚 0.12 元/W，我们测算多晶硅价格中枢为 162.3 元/kg。光伏产业发展的主线是降本增效，后续多晶硅行业面临供给增加压低价格与电价上升推高成本的双重压力，先进产能在能耗、成本方面优势明显，落后产能面临淘汰风险。

- **风险因素：**颗粒硅技术升级不及预期；多晶硅价格下行超预期；地缘政治影响光伏竞争格局；全球光伏新增装机规模不及预期；钙钛矿电池技术发展超预期。
- **投资建议：**多晶硅行业竞争的关键在于生产成本、自动化潜力、碳排放水平，硅烷流化床法均具备较强竞争优势，在电价和碳价上涨的背景下有望进一步强化，并享受 3 年以上技术进步窗口期，有望同时受益于存量替代及行业规模快速扩张。建议把握产业发展趋势，关注颗粒硅技术领先的协鑫科技，以及积极采购颗粒硅、应用比例高的硅片企业 TCL 中环、隆基绿能、上机数控。

重点公司盈利预测、估值及投资评级

股票简称	代码	收盘价	EPS				PE				评级
			21	22E	23E	24E	21	22E	23E	24E	
TCL 中环	002129.SZ	54.50	1.25	1.96	2.39	2.93	44	28	23	19	买入
隆基绿能	601012.SH	60.61	1.68	2.63	3.38	4.18	36	23	18	15	买入

资料来源：Wind，中信证券研究部预测

注：股价为 2022 年 8 月 18 日收盘价

目录

投资聚焦	6
投资策略.....	6
风险因素.....	6
多晶硅长期趋势研判	7
简介：位于光伏上游，成本依赖电力	7
当前竞争关键：自动化、低碳化	8
价格波动推演：需求，产能，技术.....	11
多晶硅双技术并存，颗粒硅优势显著	12
技术发展复盘：双路线并存，海外向国内	12
两种生产工艺简介	13
颗粒硅的自动化、低碳化优势	14
多晶硅空间广阔，颗粒硅大有可为	17
多晶硅需求：预计 2022-25 年 CAGR 为 19%	17
多晶硅供给：预计 2022-25 年 CAGR 为 60%	20
颗粒硅供给：预计 2025 年占总需求 48.7%-64.7%	22
短期多晶硅价格见顶，成本重要性提升	23
短期供需分析：关注电力供需和新增投产	23
价格中枢测算：未来成本影响扩大.....	29
投资策略：建议关注颗粒硅路线	30
风险因素	31

插图目录

图 1 : 多晶硅处于光伏产业链上游.....	7
图 2 : 改良西门子法成本拆分.....	8
图 3 : 硅烷流化床法成本拆分.....	8
图 4 : 多晶硅走势及影响因素复盘.....	8
图 5 : 我国光伏补贴退坡历程.....	9
图 6 : 光伏产业发展的两个重要趋势.....	10
图 7 : 预计 2022-2030 年全球碳税价格快速增长.....	11
图 8 : 多晶硅价格涨跌逻辑推演.....	12
图 9 : 两种技术路线发展历程.....	13
图 10 : 改良西门子法示意图.....	14
图 11 : 改良西门子法生产的棒状硅致密料产品形态.....	14
图 12 : 硅烷流化床法示意图.....	14
图 13 : 硅烷流化床法生产的颗粒硅产品形态.....	14
图 14 : 改良西门子法电耗下降空间有限.....	15
图 15 : 硅烷流化床法颗粒硅具有自动化优势.....	16
图 16 : 多晶硅市场空间测算逻辑.....	17
图 17 : 我国多晶硅产量占比逐年升高.....	21
图 18 : 2022-25 年全球光伏级多晶硅产能快速增长.....	21
图 19 : 颗粒硅技术布局者.....	22
图 20 : 2021 年我国各省份工业硅产量占比.....	24
图 21 : 2021 年我国各省份多晶硅产量占比.....	24
图 22 : 2021 年我国工业硅生产成本构成.....	24
图 23 : 改良西门子法与硅烷流化床法成本构成.....	24
图 24 : 工业硅价格曾受电力政策影响大.....	25
图 25 : 2021 年至今多晶硅价格走势.....	26
图 26 : 当前多晶硅占据产业链 74% 的利润 (元/W, 不含税).....	26
图 27 : 7 月国内多晶硅产量环降 5.0%.....	27
图 28 : 3Q22 多晶硅企业集中投产, 或将冲击后市价格.....	27
图 29 : 2020-22 年硅片产能高增.....	28

表格目录

表 1 : 中国光伏产业可能面临的地缘政治风险	10
表 2 : 改良西门子法与硅烷流化床法生产特征对比	16
表 3 : 颗粒硅的碳收益测算	17
表 4 : 硅片厚度/切片良率/电池良率/电池效率相关假设汇总	18
表 5 : 光伏用多晶硅需求测算	19
表 6 : 2022-25 年多晶硅需求 CAGR 与硅片厚度、电池转化效率的敏感性分析	20
表 7 : 2022-25 年多晶硅需求 CAGR 与金刚线直径、电池转化效率的敏感性分析	20
表 8 : 2022-25 年多晶硅需求 CAGR 与金刚线直径、硅片厚度的敏感性分析	20
表 9 : 2022-25 年光伏级多晶硅供过于求趋势明显	21
表 10 : 2021-25 年硅烷流化床法颗粒硅年末产能	22
表 11 : 分场景测算颗粒硅产量占多晶硅需求的比例	23
表 12 : 2022 年以来公告的硅片扩产项目	28
表 13 : 多晶硅价格中枢测算	29
表 14 : 协鑫科技颗粒硅及多晶硅总产量规模与市场占有率预测	30
表 15 : 协鑫科技颗粒硅产能与下游客户合作情况	31
表 16 : 协鑫科技签订的多晶硅销售长单	31

■ 投资聚焦

投资策略

光伏产业竞争的关键已从单一成本维度拓展至自动化、低碳化，在未来地缘政治因素更加复杂的背景下，将共同决定一家光伏企业的盈利能力和综合实力。针对多晶硅环节，我们建议从以下几方面把握行业发展主线：

1) **从市场空间来看**，预计 2025 年全球光伏级多晶硅需求有望达到 125.4 万吨，可支撑 420GW 光伏装机，2022-25 年 CAGR 约 19%，行业维持景气；

2) **从技术路线来看**，2021 年改良西门子法市占率达 96.2%，硅烷流化床法凭借工艺优势实现显著更低的电耗和生产成本，是值得关注的下一代技术，我们预计 2025 年底硅烷流化床法颗粒硅产能有望达到 73.1 万吨，2022-25 年 CAGR 约 74%；

3) **从价格趋势来看**，短期内多晶硅生产成本受到电力供需偏紧的影响，按照各企业规划，预计 3Q22 国内多晶硅产能新增投放 3.25 万吨/月，价格下行压力增加，考虑到下游产能扩张与需求支撑，我们预计多晶硅可能先经历阶梯式降价，后面面临全面供过于求，预计 2025 年供需比 302%；

4) **从后续竞争来看**，硅烷流化床法具有自动化优势（生产过程连续、颗粒硅流动性好）和碳排放优势（生产电耗低、转化效率高、反应温度低、原料易处理），在能源价格和碳排放成本上升的大趋势下，硅烷流化床法有望提前锁定未来综合成本优势。

建议关注颗粒硅技术领先的协鑫科技，以及积极采购颗粒硅、应用比例高的硅片企业 TCL 中环、隆基绿能、上机数控。

根据我们的预测，2025 年全球颗粒硅产量占多晶硅总需求的比例仅 54.3%，**说明颗粒硅技术在壁垒高、扩散慢的前提下，现有企业具备至少 3 年以上的窗口期进行市场验证与品质提升，有望享受存量替代的巨大空间、市场扩容以及低生产成本带来的超额利润。**

市场担心当前多晶硅处于价格高点，我们认为，多晶硅行业的周期本质更强调了生产成本的重要性，而先进产能有望在周期变化中获得超越行业平均的收益。

颗粒硅可帮助下游硅片企业降本提效，积极布局、采购、应用颗粒硅的硅片企业有望占据先机。在拉棒过程中应用颗粒硅可缩短装料与化料时间、增加单炉熔料量，从而提高拉棒效率，是未来硅片企业降低非硅成本、提高自动化水平的重要途径之一。目前，下游客户中 TCL 科技（TCL 中环的大股东）与上机数控已参股协鑫科技的颗粒硅产能，TCL 中环、隆基绿能分别与协鑫科技签订较大规模采购长单。我们预计 2023 年协鑫科技多晶硅总产量中颗粒硅占比约 69.5%，预计长单客户销售结构也将以颗粒硅为主。

风险因素

颗粒硅技术升级不及预期；多晶硅价格下行超预期；地缘政治影响光伏竞争格局；全球光伏新增装机规模不及预期；钙钛矿电池技术发展超预期。

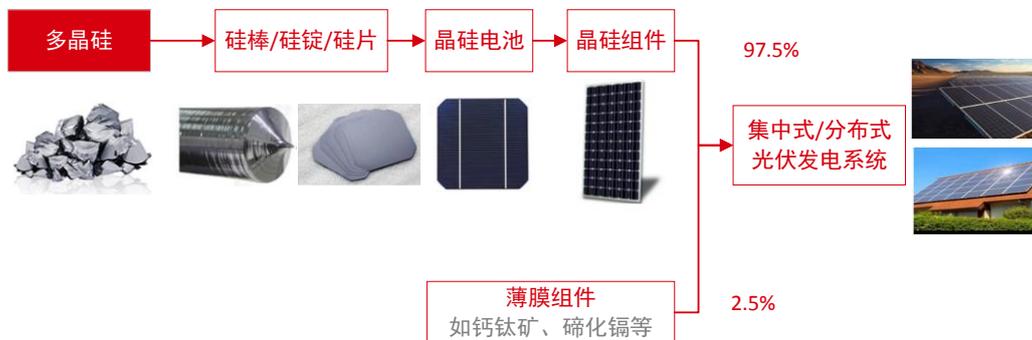
■ 多晶硅长期趋势研判

简介：位于光伏上游，成本依赖电力

多晶硅（即硅料）是以工业硅为原料，经一系列的物理化学反应提纯后达到一定纯度的非金属材料，硅元素含量在 99.9999%以上。在光伏领域，多晶硅加工为硅片、电池、组件，最终应用于光伏发电系统，而晶硅组件在光伏装机中占比约 97.5%，其余为薄膜组件等，因此多晶硅是光伏产业的重要上游。多晶硅具有以下特征：

- 1) **技术属性**：技术壁垒高，西门子法长期占据主流，2021 年市占率达 95.9%，硅烷流化床法于 2019 年突破量产，后续市占率有望提升；
- 2) **产品属性**：产品高度同质化，关键指标是纯度，市场上各企业单晶用料占比分布于 80%-100%之间；
- 3) **资产属性**：属于资源型行业，投资门槛高（约 8 亿元/万吨或 2.1 亿元/GW），扩产周期长（12-18 个月），设备启停难度大、需连续生产；
- 4) **成本属性**：过去，多晶硅产线的投资成本和能耗水平随规模效应、设备国产化、技术进步而逐年下降，因此新产能普遍竞争力更强，存在一定后发优势。

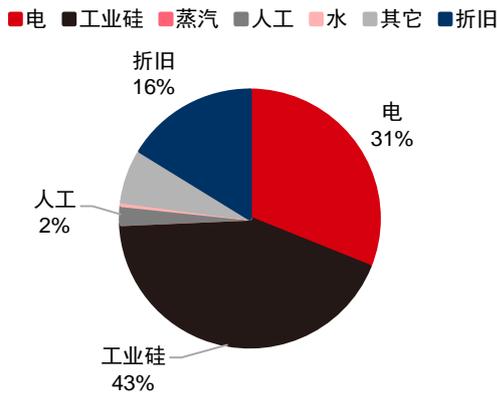
图 1：多晶硅处于光伏产业链上游



资料来源：大全能源定增说明书（2022），协鑫科技年报，中信证券研究部

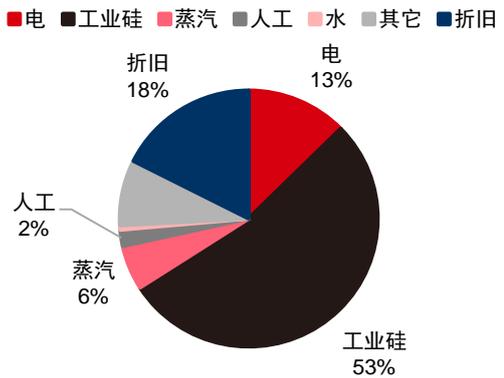
电力是影响多晶硅生产成本的重要因素。由于光伏产业发展的主线是降本，且多晶硅属于高度同质化的产品，生产成本决定了企业在下行周期的竞争力。从多晶硅生产成本构成来看，排名前三的分别是原料工业硅、电力、折旧，其中工业硅与多晶硅同属于高能耗产业，因此工业硅的生产成本也受电力影响较大。在成本端工业用电价格上升、需求端具有持续降本诉求的趋势下，多晶硅行业面临更高的成本控制要求。

图 2：改良西门子法成本拆分



资料来源：通威股份公司公告，中信证券研究部测算

图 3：硅烷流化床法成本拆分



资料来源：协鑫科技公司公告，中信证券研究部测算

当前竞争关键：自动化、低碳化

复盘多晶硅行业历史影响因素：不再依赖补贴政策刺激，地缘政治、供需错配、双碳目标仍持续。

图 4：多晶硅走势及影响因素复盘



资料来源：Wind，中信证券研究部

光伏补贴曾主导产业波动。光伏级多晶硅的需求来自下游装机，而在发展之初，光伏发电成本远高于火电，光伏需求、供应商利润与补贴强度密切相关，因此在这期间的多轮多晶硅价格上涨主要来自全球各地的政策推动，如 2000 年德国颁布《可再生能源法》、2004 年德国率先出台光伏度电补贴、2007 年西班牙推出高额补贴、2013 年我国发布光伏上网标杆电价、2015 年推出光伏领跑者计划。同时，财政负担、金融危机等因素导致的光伏补贴政策收缩，对光伏产业发展造成了显著的抑制作用。

2018 年 5 月 31 日，我国推出《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（简称“531 政策”），导致光伏行业部分地面电站指标停发、分布式光伏规模受限、上网电价下调等，正式宣告补贴退坡开始。2022 年，我国分布式光伏不再享受国家补贴，光伏平价时代正式开启。

图 5：我国光伏补贴退坡历程



资料来源：中国政府网，中信证券研究部

地缘政治对我国光伏产业的影响不容忽视。2012 年，美国与欧洲相继对我国光伏企业发起双反调查（反倾销反补贴），并最终征收 23%-254% 的双反税，当时欧美市场约占中国光伏产品出口份额的 90%。上述事件对我国光伏产业造成了显著的影响，2013 年中国光伏电池对美国和欧洲的出口额分别下跌 48% 和 71%，国内超过 350 家光伏企业破产。

以史为鉴，当前中国光伏企业可能面临的地缘政治风险包括美国所谓的“强迫劳动预防法案”与欧盟的碳关税（CBAM）。这里我们不讨论政策本身的合理性，仅关注其对中国光伏产业的影响，可以发现前者针对的是生产过程中所谓的“人权问题”，后者针对的是生产过程中的碳排放水平。过去，我国光伏企业在国际竞争中的主要优势来源于低廉的能源与人力成本，从而实现光伏产业从海外向国内的一次转移；而美国所谓的“强迫劳动预防法案”和欧盟的碳关税则提出了新的竞争框架，从这两个维度，未来我国光伏企业的生产成本与竞争优势可能被重构。

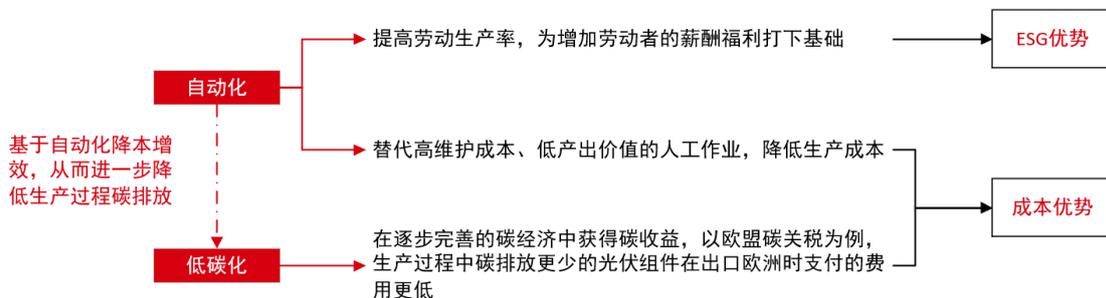
表 1：中国光伏产业可能面临的地缘政治风险

风险因素	提出地区	主要内容	对中国光伏产业的影响
所谓的“维吾尔强迫劳动预防法案”（UFLPA）	美国	2021 年 12 月 23 日，所谓的 UFLPA 正式生效，全面收紧了原产于中国新疆的产品和存在涉疆业务的产品对美出口的限制，对商品的供应链是否涉及所谓的“强迫劳动”进行全面的溯源审查，曾因此扣留多家中国光伏组件企业的产品	1、中国涉疆光伏企业对美出口可能受到影响，产品竞争力或因地缘政治因素被削弱 2、其它国家可能效仿美国的涉疆态度，出台类似法案，进一步对中国光伏产业造成冲击
碳边境调节机制（CBAM）	欧盟	首批覆盖电力、钢铁、水泥、铝、化肥领域，要求进口或出口的高碳产品缴纳或退还相应的税费或碳配额，2023-25 年作为试点阶段，2026 年之后进口产品需为生产过程中的碳排放支付费用，且费率逐年提高	1、中国是光伏产品的主要出口国，原材料多晶硅生产的碳排放将影响终端产品出口时的碳成本，加速产业内高能耗的落后产能出清 2、由于碳关税对生产过程中电力碳排放的计量，是按照产地的能源结构，因此同一地区不同企业的单位电力碳排放是相同的，关键差异在于电耗水平

资料来源：美国海关边境保护局官网，欧盟委员会官网，中信证券研究部

自动化和低碳化是我国光伏产业转型的必由之路。除了地缘政治因素之外，我国制造业本身也面临劳动、资源要素价格上升的趋势，而东南亚等地区的成本优势逐渐显现。对此，“工业 4.0”指明了制造业转型方向就是自动化、智能化，中国企业在参与全球竞争的古城，在自身特点的基础上，要学习海外工厂的高效、高质量、低成本和低污染，最终实现超越。对于中国光伏企业乃至广义制造企业而言，自动化一方面替代高维护成本、低产出价值的人工作业，降低生产成本，另一方面提高劳动生产率，为增加劳动者的薪酬福利打下基础。

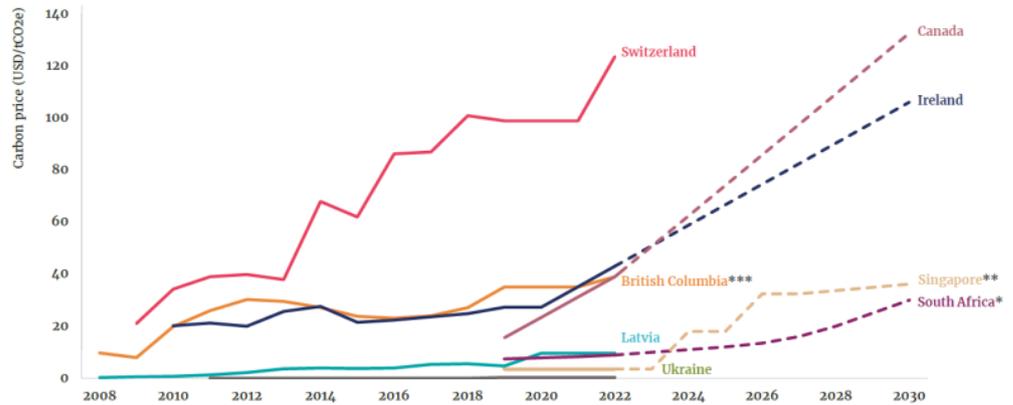
图 6：光伏产业发展的两个重要趋势



资料来源：中信证券研究部绘制

另外，在能源安全的警钟下，碳经济正加速发展，企业应提前布局低碳化。2021 年，我国推出全国碳排放权交易市场，通过市场化的手段激发企业减排的积极性，体现低碳企业的价值。目前国内碳交易定价相对较低，2022 年 7 月 29 日上海成交均价约 60.5 元/吨。从全球角度来看，碳价格上升、碳定价制度完善是必然趋势，根据世界银行《2022 碳定价发展现状与未来趋势》报告，2021 年国际（不包括中国）碳收入达 840 亿美元，同比增长 171%，欧盟、瑞士、加利福尼亚等地区碳排放交易市场均创历史最高价。根据世界银行预测，2022-2030 年全球碳税价格有望加速增长。对于企业而言，碳排放成本在未来重要性会提升，因此提前布局低碳化是锁定未来成本优势的重要途径。

图 7：预计 2022-2030 年全球碳税价格快速增长



资料来源：世界银行《2022 碳定价发展现状与未来趋势》（含预测）

价格波动推演：需求，产能，技术

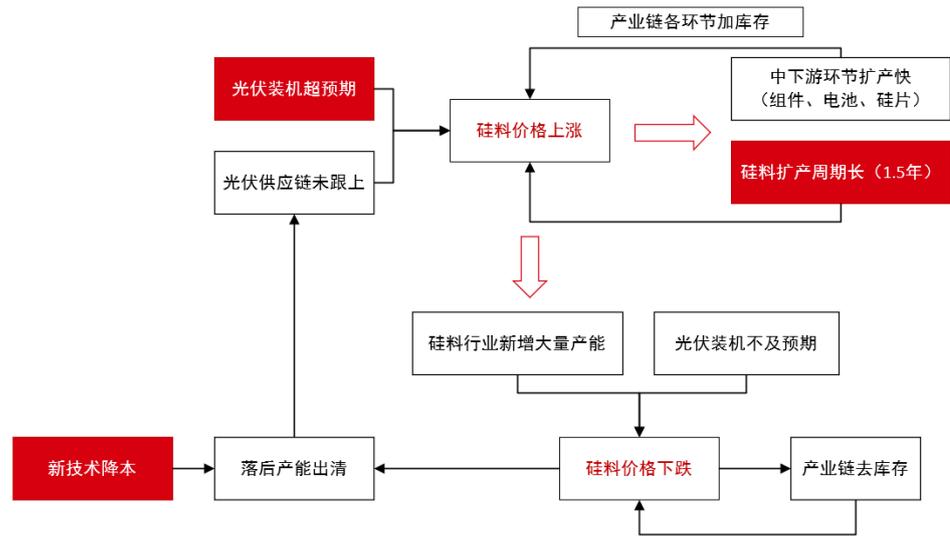
多晶硅周期的三个要素：需求，产能，技术。多晶硅作为光伏产业链的上游，同时也是一个以中国企业为主导的产业，其对我国光伏产业发展的重要性不言而喻。历史上，多晶硅价格波动幅度较大，我们认为其背后的主要原因如下：

首先是下游光伏装机需求，政策驱动期各国推出光伏补贴、2022 年俄乌冲突导致欧洲能源价格上涨，均显著带动光伏需求扩张，而 2008 年全球金融危机、2011 年欧洲光伏补贴退坡、2012 年欧美对我国光伏企业实施“双反”政策、2018 年我国的“531”政策，则对光伏需求带来了一定抑制作用；

其次是多晶硅产能变化，在光伏产业链中，多晶硅环节具有重资产的特点，单位投资成本较高（以新特能源 2022 年规划的 20 万吨项目为例，每万吨投资成本约 8.8 亿元），产能建设周期最长（约 12-18 个月），因此多晶硅产业进入壁垒相对更高，且企业的产能扩张对于价格波动具有一定滞后性，加剧了行业的周期性；

最后是多晶硅生产新技术，针对西门子法路线，尾气回收系统的出现提高了物料使用率，冷氢化工艺替代热氢化显著降低能耗，多对棒和大直径还原炉有效降低还原炉电耗，在降本增效的主要目标下，技术更迭是影响企业竞争力的关键所在。目前，具有低电耗优势的硅烷流化床法在顺利实现量产后，发展潜力正逐步被产业所验证。

图 8：多晶硅价格涨跌逻辑推演



资料来源：中信证券研究部绘制

■ 多晶硅双技术并存，颗粒硅优势显著

技术发展复盘：双路线并存，海外向国内

改良西门子法与硅烷流化床法是两种多晶硅的化学提纯方法。两者均于 1950 年代问世：西门子法于 1957 年实现工业化生产，在多种工艺路线中脱颖而出，成为多晶硅行业主流选择，后经过多次工艺改进，主要围绕尾气回收再利用，最终演变为当前的第三代西门子法，也称为改良西门子法；硅烷流化床法则发展稍慢，Ethyl 公司（后被 Sun Edison 收购）于 1987 年成功研制硅烷流化床法颗粒硅，但由于纯度、成本等问题，产能未能进一步放大。

硅烷流化床技术从海外流向国内，技术突破迎来量产机遇。2013 年之前，Sun Edison 和 REC 是全球唯二两家可以利用硅烷流化床法量产颗粒硅的企业，然而经历了美中光伏贸易摩擦的影响，两家企业受到重创，Sun Edison 申请破产保护，REC 关闭了美国工厂，海外颗粒硅技术陷入停滞。而此时国内企业或许已经做好了准备：协鑫科技自 2010 年开始布局硅烷流化床工艺，2012 年成功产出合格的高纯硅烷气，其于 2016 年收购 Sun Edison 有关硅烷流化床、CCZ 连续直拉单晶的技术与资产；陕西有色于 2014 年与 REC 成立合资公司天宏瑞科，引进全套硅烷流化床法技术。经过几年的开发调试，协鑫科技于 2019 年实现颗粒硅产线的长期稳定运行。

图 9：两种技术路线发展历程

改良西门子法棒状硅	硅烷流化床法颗粒硅
西门子公司开发利用氢气还原三氯氢硅、在硅芯发热体上沉积硅的工艺（即西门子法），并于1957年实现工业化生产，后经过三代改良，增加尾气回收利用装置并采用冷氢化替代热氢化（即改良西门子法）	1955 英国标准电讯实验所开发利用硅烷热分解制备多晶硅的方法
冷氢化法的专利保护限制失效	1956 美国UnonCarbde公司（REC前身）提出歧化法制备硅烷
国内突破冷氢化工艺，多晶硅制造由海外向国内转移	1980 Ethyl公司（后被SunEdson收购）成功研制颗粒硅
	1987 REC成功研制第三代FBR-A型示范炉，产能150吨/年
	2000
	2004 REC颗粒硅总产能达到1.05万吨/年； 协鑫科技开始布局硅烷流化床工艺
	2010
	2011 REC成功研发第三代FBR-B型反应器，产能900吨/年； 协鑫科技成功产出合格的高纯度硅烷气
	2012
	2014 陕西有色与REC设立合资公司天宏瑞科，在榆林投资建设1.8万吨颗粒硅产能，但由于成本与品质问题，一直到2020年才逐渐投产
	2015 REC关闭美国工厂，原因包括14年中国对美国多晶硅双反、颗粒硅品质难以提升、资本开支/折旧高/连续生产能力存疑，海外颗粒硅技术陷入停滞
	2017 协鑫收购美国SunEdson的硅烷流化床和CCZ技术资产包，获得相关专利1481项
	2018 亚洲硅业试验用三氯氢硅作为原料生产颗粒硅
	2019 协鑫实现颗粒硅产线长期稳定运行，颗粒硅产品初步达到单晶料使用标准

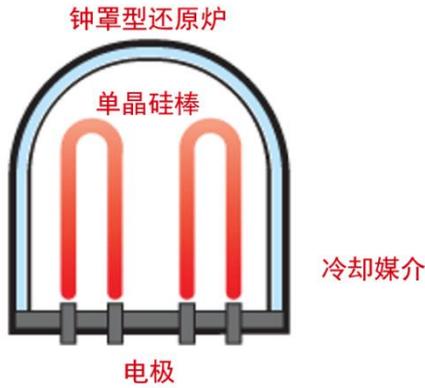
资料来源：《当代多晶硅产业发展概论》（王世江），中信证券研究部

两种生产工艺简介

改良西门子法：西门子法的核心在于化学沉积技术（CVD, Chemical Vapor Deposition），在还原炉中，将硅芯加热到一定温度，然后将预热后的原料气体注入还原炉中，在硅芯上发生反应，产生的高纯硅沉积在硅芯上。反应副产物从底部排出，经回收、分离、提纯后重新返回生产工序。当硅芯生长至一定尺寸后，需停炉取出棒状硅，送入后续破碎步骤。从西门子法发展历史来看，其“改良”主要体现在副产物回收利用、冷氢化替代热氢化，从而降低生产能耗与成本。

三氯氢硅西门子法是光伏领域主流。根据生产原料的不同，改良西门子法还可以细分为多条技术路线，包括三氯氢硅、四氯化硅、二氯二氢硅、硅烷等。在光伏领域，以三氯氢硅为原料、氢气为还原剂的工艺路线由于纯度和生产成本的相对优势，是当前的主流，因此下文改良西门子法特指三氯氢硅西门子法；而其它技术路线也有不同特点，如硅烷西门子法由于纯度和致密性更高，一般应用于半导体领域的区熔硅片。

图 10: 改良西门子法示意图



资料来源: REC 官网

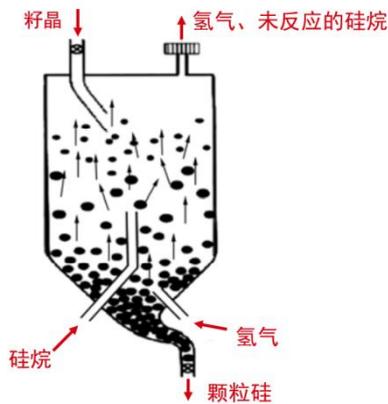
图 11: 改良西门子法生产的棒状硅致密料产品形态



资料来源: 新特能源官网

硅烷流化床法: 是指利用甲硅烷 (SiH_4) 热分解, 在流化床反应器 (Fluidized Bed Reactor) 中进行的技术路线。具体来看, 作为晶种的高纯度籽晶 (直径约 0.2-0.6mm) 从流化床反应器顶部加入, 堆积形成晶种颗粒床层, 硅烷和氢气从反应器底部通入, 使床层达到流化状态, 在外部加热器的作用下, 硅烷裂解沉积在籽晶表面, 籽晶颗粒不断外延生产, 达到足够重量的颗粒硅沉降到反应器底部排出。生产过程中, 固体反应物自上而下移动, 气体反应物自下而上流动, 从而实现不间断的连续生产。

图 12: 硅烷流化床法示意图



资料来源: 《太阳能级多晶硅生产技术发展现状及展望》(龙桂花、吴彬、韩松、丘克强)

图 13: 硅烷流化床法生产的颗粒硅产品形态



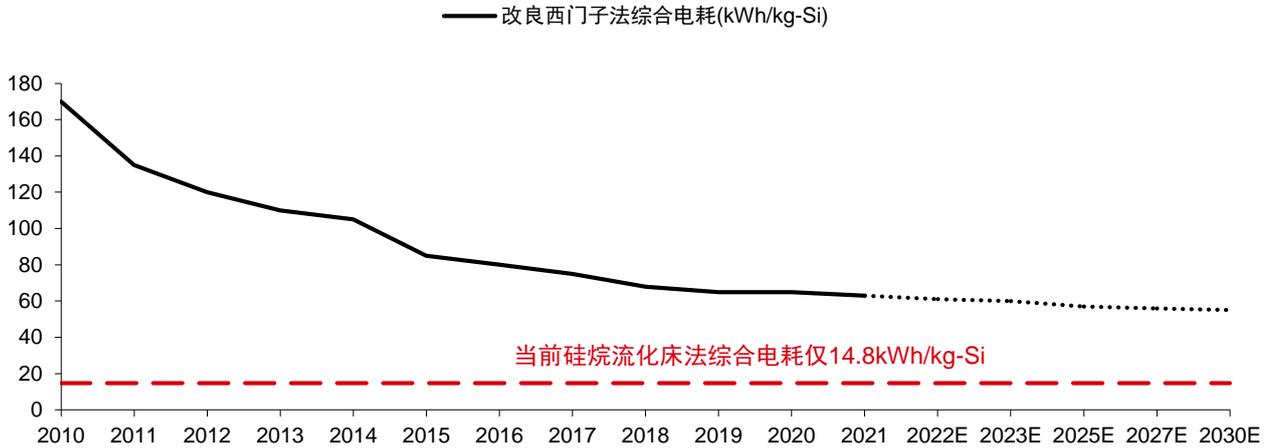
资料来源: 协鑫科技官网

颗粒硅的自动化、低碳化优势

改良西门子法降电耗近瓶颈, 硅烷流化床法优势明显。 过去, 改良西门子法通过改进物料循环体系、增强能量回收利用显著降低生产过程综合电耗, 从而实现降本。根据 CPIA 数据, 2021 年以改良西门子法为主导的多晶硅生产平均综合电耗已降至 63kWh/kg-Si, 相较于 2010 年的水平已下降 62.9%。其中, 三氯氢硅还原环节电耗达 46 kWh/kg-Si, 占 73.0%, 是高能耗的主要原因, 且未来进一步下降空间有限。

CPIA 预计 2030 年改良西门子法综合电耗有望降至 55 kWh/kg-Si，换言之，未来下降空间仅 12.7%。而根据协鑫科技 2021 年报披露，其硅烷流化床法综合电耗仅 14.8 kWh/kg-Si，相较于当前主流水平实现质的飞跃。硅烷流化床法得益于该工艺先天具有的低能耗优势，或将成为下一代具备成本优势的技术选择。

图 14：改良西门子法电耗下降空间有限



资料来源：CPIA（含预测），协鑫科技公告，中信证券研究部

颗粒硅的自动化优势来源于生产过程连续、人工参与少，且球状形态便于下游拉棒企业自动化运输与装料。改良西门子法在一炉硅棒长成后，需断电断气降温出炉，手动移出棒状硅后才能进行下一轮生产；而还原炉产出的产品形态为直径 130mm、长度 2.5m 的棒状硅，经破碎后的致密料尺寸约 50-100mm，进一步破碎的复投料尺寸约 8-50mm，因此西门子法的产品从出炉到可用的状态，需经历人工截断、破碎、分选等步骤。从生产过程来看，改良西门子法属于间断反应，人工介入程度高。而在硅烷流化床法中，籽晶长大到一定程度后，会因为重力掉落收集，从而排出流化床，同时反应物硅烷气通过喷嘴持续注入，实现连续生产；产出的颗粒硅产品为直径 1-3mm 的球形，可直接用于单晶硅棒拉制。

对于下游拉棒企业而言，由于颗粒硅产品流动性更好，可以通过自动材料运输、坩埚装填、重新加料等方式，提高下游硅片企业的自动化程度和生产效率。颗粒硅厂商与拉棒厂商合作，可以进一步简化从颗粒硅产出到运输、装料的过程。

图 15：硅烷流化床法颗粒硅具有自动化优势



资料来源：亚洲硅业、天宏瑞科、REC 官网，中信证券研究部

颗粒硅的低碳化优势来源于生产过程转化效率高、反应温度低、原料易处理。硅烷流化床法生产颗粒硅的原料是甲硅烷，与三氯氢硅相比，甲硅烷的热稳定性差，受热易于分解，因此带来两个好处：(a) 硅烷流化床法一次转化率高达 98%，而西门子法仅 10-12%；(b) 流化床内操作温度约 600-800℃，显著低于西门子法的 1150℃。另外，两种方法的生产过程中均涉及氯硅烷等杂质，甲硅烷与氯硅烷的熔点、沸点差异更大，因此易于分离，而三氯氢硅分离难度更高，导致西门子法需要更复杂的精馏系统，并造成更高的能耗。

表 2：改良西门子法与硅烷流化床法生产特征对比

	改良西门子法	硅烷流化床法
关键原料	三氯氢硅 SiHCl_3	硅烷 SiH_4
产品尺寸	块状料 50-100mm	颗粒硅 1-3mm
反应温度	1050℃	600-800℃
单程转化率	10-12%	99%
生产连续性	间断反应，100-120 小时/次	连续反应
副产物/环境友好度	氯化氢、四氯化硅/污染	氢气/基本无害
停产检修周期	1 次/年	2 次/年

资料来源：协鑫科技公告，中信证券研究部

据我们测算，颗粒硅创造的碳收益达 2.04-11.56 元/kg-Si。2021 年，协鑫科技获得法国环境与能源控制署颁发的碳足迹证书，证明公司颗粒硅产品的碳足迹仅为 37kg-CO₂/kg-Si(千克二氧化碳当量/千克硅)，此前全球最低记录为德国 Wacker 的 57.56，而改良西门子法棒状硅平均约 71。以下分为保守和乐观两个场景进行测算。

保守场景：按照我国目前碳交易价格，假设单位成本为 0.06 元/kg-CO₂。

乐观场景：2021 年欧洲碳税高达 50 欧元/吨（折合人民币 0.34 元/kg-CO₂），据此进行假设。

测算结果显示，硅烷流化床法颗粒硅相较于改良西门子法棒状硅在保守和乐观场景下分别具有 2.04 和 11.56 元/kg-Si 的潜在碳收益。未来随着碳价格进一步提高、碳边境税等政策落地，预计颗粒硅生产的碳减排优势将更直接地体现在企业利润中。

表 3：颗粒硅的碳收益测算

	改良西门子法棒状硅	硅烷流化床法颗粒硅	差异 (碳减排价值)
碳足迹 (kg-CO ₂ /kg-Si)	71	37	
保守场景：采用国内碳交易价格 0.06 元/ kg-CO ₂			
碳成本 (元/kg-Si)	4.26	2.22	2.04
乐观场景：采用欧盟碳税 0.34 元/ kg-CO ₂			
碳成本 (元/kg-Si)	24.14	12.58	11.56

资料来源：协鑫科技《2021 环境、社会及管治报告》，中信证券研究部测算

■ 多晶硅空间广阔，颗粒硅大有可为

多晶硅需求：预计 2022-25 年 CAGR 为 19%

预计 2025 年全球光伏级多晶硅总需求达 125.4 万吨，2022-25 年 CAGR 为 19%。测算公式可简化为：

$$\text{光伏级多晶硅需求} = \text{晶硅组件需求量} \times \text{组件硅耗}$$

从核心变量来看，晶硅组件需求量与新增光伏装机、容配比正相关；组件硅耗与硅片厚度、拉棒损耗、金刚线直径正相关，与切片良率、电池良率、电池转换效率、组件封装损失负相关。总的来看，晶硅组件需求量逐年快速增长，预计 2022-25 年 CAGR 为 24%；受益于电池转化效率提升以及各环节工艺改进，我们预计组件硅耗有望逐年下降，从 2022 年 2.64g/W 的水平下降至 2025 年 2.33g/W。

图 16：多晶硅市场空间测算逻辑



资料来源：中信证券研究部绘制

关键假设如下：

1) 全球新增光伏装机：考虑到 2022 年 1-6 月国内新增光伏装机 30.88GW，同比增长 137.4%，组件出口 63.4GW，同比增长 102%，兑现强势增长。我们假设 2022-25 年全球光伏年新增装机规模分别为 230/300/360/420GW。

2) 容配比：容配比是指光伏电站中组件标称直流功率占逆变器交流输出功率的比例，考虑到电站所在地的太阳能资源、地形、组件安装倾角、支架类型等因素，适当增加光伏组件的容量，可以提高电站设备的利用率。目前国内光伏电站的容配比一般为 1.2:1.0。2020 年，我国光伏电站设计新规放宽容配比上限，I/II/III 类地区分别为 1.2/1.4/1.8；根据采样数据测算，为了实现光伏发电度电成本（LCOE）最低，I/II/III 类地区的最佳容配比参考值分别为 1.3/1.5/1.6。

在土地资源日益紧缺的背景下，全球光伏新增装机中，分布式光伏重要性逐步提升，而分布式光伏一般选址靠近电力消纳地，光照资源相对普通，因此容配比要求提升。我们预计全球光伏新增装机容配比或将持续上升，假设 2022-25 年容配比分别为 1.22/1.24/1.26/1.28。

3) 硅片厚度、切片良率、电池良率、电池效率：不同电池技术的发展趋势有所不同。例如，HJT 电池具有对称结构，可以降低电池制造过程中的机械应力和碎片率，并且采用 200℃ 以下的低温工艺，因此更适宜硅片减薄，良品率也更高；TOPCon 与 HJT 电池采用 N 型掺磷硅片，由于磷在硅中的分凝系数（约 0.35）低于硼（约 0.8），因此 N 型硅片更难控制元素分布均匀性，导致切片良率相对较低，同时由于 N 型硅片的延展性更好，我们预计其减薄速度或将快于 P 型硅片。

因此，针对这四个变量，我们采用 PERC、TOPCon、HJT 电池市场占比情况，分别对其进行加权，从而反映电池技术更迭对多晶硅需求的影响。其中，各类电池市占率、转化效率、硅片厚度主要来自 CPIA 预测，各类电池良率及硅片良率主要由我们根据各公司公告和各公司在投资者关系平台上的回复进行假设而来。总的来看，N 型 TOPCon 与 HJT 电池凭借转化效率更高的优势，市占率有望逐步提升，且 2022 年 TOPCon 电池产能落地速度更快、规模更大。

表 4：硅片厚度/切片良率/电池良率/电池效率相关假设汇总

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
各类电池市占率					
P-PERC	91.5%	83.3%	73.3%	67.1%	60.9%
N-TOPCon	1.8%	8.8%	15.2%	17.6%	20.0%
N-HJT	0.9%	4.2%	7.9%	11.7%	15.5%
其它	5.8%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%
各类电池转化效率					
P-PERC	23.1%	23.3%	23.5%	23.6%	23.7%
N-TOPCon	24.0%	24.3%	24.6%	24.8%	24.9%
N-HJT	24.2%	24.6%	25.0%	25.2%	25.3%
各类电池硅片厚度					
P-PERC	170	165	159	157	154
N-TOPCon	165	160	155	150	145
N-HJT	150	140	130	125	120

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
各类电池良率					
P-PERC	98%	98%	98%	98%	98%
N-TOPCon	94%	94%	94%	94%	94%
N-HJT	95%	95%	95%	95%	95%
各类硅片良率					
P 型	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%
N 型	93.0%	93.0%	93.5%	93.5%	93.5%

资料来源：CPIA（含预测），中信证券研究部预测。注：除了 PERC、TOPCon、HJT，其它单晶电池包括传统的 BSF 和先进的 IBC 等，但由于市场占比不高或技术尚不成熟，我们在测算时假设这一部分的平均属性与 P-PERC 电池相同

4) 金刚线直径与磨料损耗：切片环节会对硅棒造成一定磨损，切削损耗量与金刚线母线直径、研磨介质粒度相关。针对金刚线直径，在细线化趋势下，钨丝有望逐步替代高碳钢丝线，可有效降低锯缝，提升单位硅棒出片量，根据 CPIA 预测，2025 年应用于单晶硅棒的金刚线母线直径有望下降至 36 微米，我们假设 2022-25 年金刚线直径分别为 40/37/36.5/36 微米；针对磨料损耗，由于金刚石颗粒磨损约 20 微米，我们假设 2022-25 年维持这一水平。

5) 拉棒损耗：拉棒损耗主要来自清洗、破碎、切方环节，2021 年行业平均水平约 1.066 kg/kg，未来下降空间有限，根据 CPIA 预测，通过降低锅底料比例等方法，逐步改进拉棒与机加环节的工艺，拉棒损耗有望进一步下降，我们假设 2022-25 年拉棒损耗分别为 1.058/1.053/1.051/1.049。

6) 组件封装损失：组件封装损失（CTM）是指组件输出功率占电池片功率总和的比例，与电池产品的一致性与组件生产工艺有关。根据 CPIA 预测，2021-25 年单晶电池组件封装损失有望从 98.5% 小幅提升至 99%。我们假设 2022-25 年组件封装损失分别为 98.7%/98.8%/98.9%/99.0%。

表 5：光伏用多晶硅需求测算

	单位	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
全球新增光伏装机	GW	175	230	300	360	420
容配比	W/W	1.20	1.22	1.24	1.26	1.28
组件需求量	GW	210	281	372	454	538
yoy			34%	33%	22%	19%
硅密度	g/cm ³	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43
硅片厚度	μm	169	163	156	152	147
金刚线直径	μm	43	40	37	36.5	36
磨料损耗	μm	20	20	20	20	20
硅料利用率		73%	73%	73%	73%	72%
拉棒损耗	kg/kg	1.066	1.058	1.053	1.051	1.049
切片良率		97%	96%	96%	96%	96%
电池良率		98%	98%	97%	97%	97%
电池转换效率		23.1%	23.4%	23.8%	24.0%	24.2%
电池硅耗	g/W	2.75	2.60	2.45	2.38	2.31
组件封装损失 CTM	W/W	98.5%	98.7%	98.8%	98.9%	99.0%
组件硅耗	g/W	2.79	2.64	2.48	2.41	2.33
光伏用多晶硅需求	万吨	58.5	73.9	92.4	109.3	125.4
yoy			26%	25%	18%	15%

资料来源：CPIA（含预测），《不同太阳能资源区不同容比对光伏电站发电量影响的研究》（马庆虎、刘玉宏、李永泉等），中信证券研究部测算

敏感性分析：从技术趋势来看，光伏产业为了实现降本的目的，硅片减薄、电池转化效率提升、金刚线直径细化是未来发展的三大重要趋势，均有助于组件硅耗下降，进而抑制多晶硅需求增速。因此保持其余假设不变，我们围绕硅片厚度、金刚线直径、电池转换效率这三个关键变量，两两进行敏感性分析。

表 6：2022-25 年多晶硅需求 CAGR 与硅片厚度、电池转化效率的敏感性分析

2022-25 年多晶硅需求 CAGR	电池转化效率						
	23.8%	24.0%	24.2%	24.4%	24.8%	25.0%	
硅片厚度 (μm)	150	20.5%	20.1%	19.8%	19.5%	18.8%	18.5%
	147	19.9%	19.6%	19.2%	18.9%	18.3%	17.9%
	144	19.3%	19.0%	18.6%	18.3%	17.7%	17.4%
	141	18.7%	18.4%	18.0%	17.7%	17.1%	16.8%
	138	18.1%	17.8%	17.4%	17.1%	16.5%	16.2%
	135	17.5%	17.2%	16.8%	16.5%	15.9%	15.6%

资料来源：中信证券研究部测算

表 7：2022-25 年多晶硅需求 CAGR 与金刚线直径、电池转化效率的敏感性分析

2022-25 年多晶硅需求 CAGR	电池转化效率						
	23.8%	24.0%	24.2%	24.4%	24.8%	25.0%	
金刚线直径 (μm)	38	20.3%	19.9%	19.6%	19.3%	18.6%	18.3%
	37	20.1%	19.7%	19.4%	19.1%	18.4%	18.1%
	36	19.9%	19.6%	19.2%	18.9%	18.3%	17.9%
	35	19.7%	19.4%	19.0%	18.7%	18.1%	17.7%
	34	19.5%	19.2%	18.8%	18.5%	17.9%	17.5%
	33	19.3%	19.0%	18.6%	18.3%	17.7%	17.4%

资料来源：中信证券研究部测算

表 8：2022-25 年多晶硅需求 CAGR 与金刚线直径、硅片厚度的敏感性分析

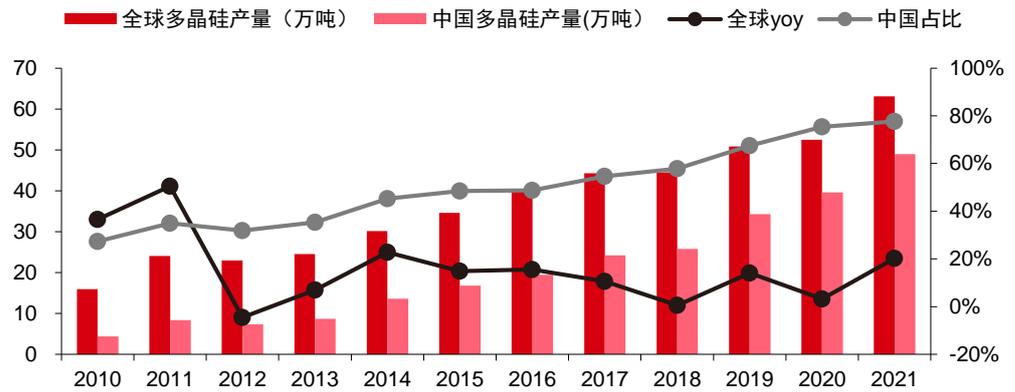
2022-25 年多晶硅需求 CAGR	硅片厚度 (μm)						
	150	147	144	141	138	135	
金刚线直径 (μm)	38	20.2%	19.6%	19.1%	18.5%	17.9%	17.3%
	37	20.0%	19.4%	18.9%	18.3%	17.7%	17.1%
	36	19.8%	19.3%	18.7%	18.1%	17.5%	16.9%
	35	19.6%	19.1%	18.5%	17.9%	17.3%	16.7%
	34	19.4%	18.9%	18.3%	17.7%	17.1%	16.4%
	33	19.3%	18.7%	18.1%	17.5%	16.9%	16.2%

资料来源：中信证券研究部测算

多晶硅供给：预计 2022-25 年 CAGR 为 60%

光伏是多晶硅的重要下游，中国企业是多晶硅的主要生产者。根据中国有色金属工业协会硅业分会统计，2021 年全球多晶硅产量达 63.1 万吨，同比增长 20.2%，其中光伏领域消耗多晶硅 61.4 万吨，占比 97.3%；中国多晶硅企业产量达 49.0 万吨，占比 77.7%，同比增长 2.2pcts。虽然我国多晶硅产业相对海外起步较晚，2007 年才开始规模化生产，但是凭借较低的能源和生产成本，以及持续的技术创新，国内企业竞争优势持续扩大，自 2011 年开始我国多晶硅产量位居全球首位。

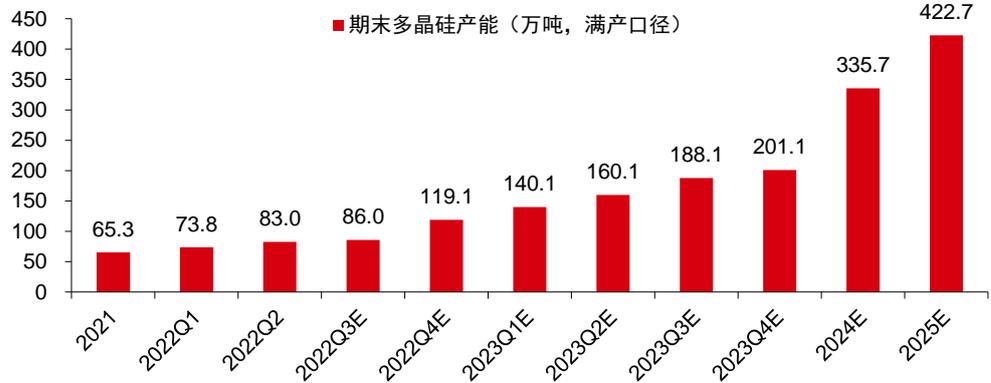
图 17：我国多晶硅产量占比逐年升高



资料来源：CPIA，中国有色金属工业协会硅业分会，中信证券研究部

2022-25 年全球光伏级多晶硅产能快速增长。根据各企业扩产规划，我们统计得到，2022/2025 年底全球多晶硅产能（满产口径）将分别达到 119.1 万吨和 422.7 万吨，CAGR 达 53%。受到近两年多晶硅环节超额利润吸引，企业扩产意愿强烈。由于多晶硅建设周期约 12-18 个月，因此大批产能于 2023-24 年集中落地。目前未开工的规划产能在后续落地过程中存在不确定性，因此估算的多晶硅产能仅供参考。

图 18：2022-25 年全球光伏级多晶硅产能快速增长



资料来源：各公司公告，中信证券研究部预测

光伏级多晶硅行业供过于求趋势明显。为了衡量 2022-25 年各年份有效产能，我们对年初与年末产能取平均进行简单估算，并与上文测算所得多晶硅需求作比较，结果显示 2022-25 年全球多晶硅有效产能 CAGR 为 60%，供需比从 125% 上升至 302%，新进产能投入导致供需错配走向另一个极端，多晶硅供过于求压力上升。

表 9：2022-25 年光伏级多晶硅供过于求趋势明显

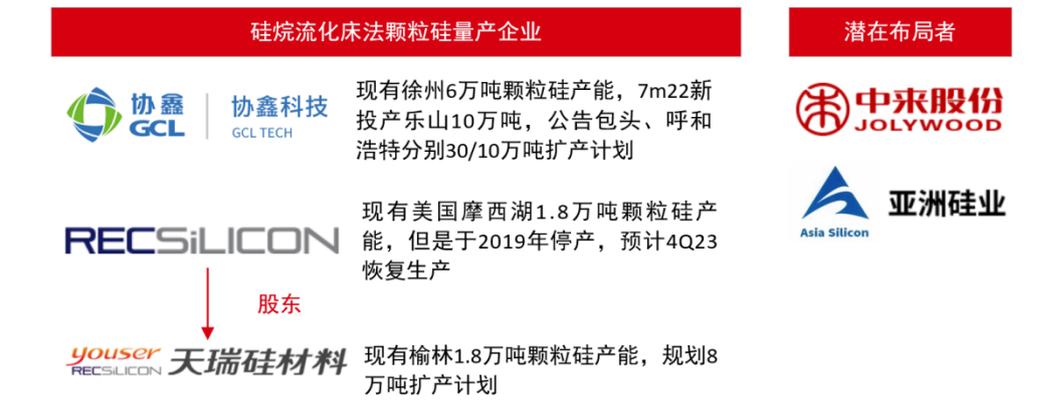
(万吨)	2022E	2023E	2024E	2025E
有效产能	92.2	160.1	268.4	379.2
需求	73.9	92.4	109.3	125.4
有效产能/需求	125%	173%	245%	302%

资料来源：各公司公告，中信证券研究部测算

颗粒硅供给：预计 2025 年占总需求 48.7%-64.7%

目前仅有 3 家硅烷流化床法量产企业，技术壁垒高。分别是协鑫科技（收购 SunEdison 相关技术）、REC、天宏瑞科（全称“陕西有色天宏瑞科硅材料有限公司”）。其中，协鑫科技现有江苏徐州 6 万吨硅烷流化床法颗粒硅产能，7m22 新投产乐山 10 万吨项目，已公告的扩产项目还包括包头 30 万吨与呼和浩特 10 万吨；REC 入局较早，但其位于美国摩西湖的 1.8 万吨产能于 2019 年停产，现规划于 4Q23 恢复生产、2024 年达到满产；天宏瑞科的技术来源于股东 REC，其现有榆林 1.8 万吨产能，并规划新建 8 万吨。另外，中来股份、亚洲硅业等企业也宣布布局研发硅烷流化床法技术路线。

图 19：颗粒硅技术布局者



资料来源：各公司公告，中信证券研究部

预计 2025 年底全球颗粒硅产能达 73.1 万吨，其中协鑫科技占 83%。根据各公司已公告的颗粒硅扩产计划，我们预计 2022-25 年全球颗粒硅产能 CAGR 达 74%，主要由量产技术成熟的协鑫科技所贡献。目前未开工的规划产能在后续落地过程中存在不确定性，因此估算的颗粒硅产能仅供参考。

表 10：2021-25 年硅烷流化床法颗粒硅年末产能

(万吨)	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
协鑫科技	2	12	29	50.5	60.5
徐州	2	6	9	10.5	10.5
乐山		6	10	10	10
包头			10	20	30
呼和浩特				10	10
REC	0	0	0	1.8	1.8
天宏瑞科	1.8	1.8	9.8	9.8	9.8
中来股份	0	0	0	1	1
合计	3.8	13.8	38.8	63.1	73.1

资料来源：各公司公告，中信证券研究部预测

以上述分析作为中性预测，分别设立保守与乐观场景，假设年有效产能为年初与年末产能的平均值，测算 2022-25 年颗粒硅产量（有效产能）占多晶硅总需求的比：

保守场景：假设协鑫科技包头二期与三期项目、天宏瑞科 8 万吨项目建设进度稍慢，导致 2023-25 年颗粒硅有效产能较中性场景有所下降。

中性场景：根据现有颗粒硅企业已公布的扩产计划测算。

乐观场景：考虑到多晶硅建设周期约 12-18 个月（厂房基建周期造成部分差异），后续颗粒硅企业仍有可能进一步公告扩张，假设协鑫科技 2025 年底产能增加 20 万吨、REC 与天宏瑞科分别增加 4 万吨。

表 11：分场景测算颗粒硅产量占多晶硅需求的比例

(万吨)	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
多晶硅需求	58.5	73.9	92.4	109.3	125.4
颗粒硅产量-保守	2.2	8.8	20.3	40.5	61.1
占比	3.8%	11.9%	22.0%	37.0%	48.7%
颗粒硅产量-中性	2.2	8.8	26.3	51.0	68.1
占比	3.8%	11.9%	28.5%	46.6%	54.3%
颗粒硅产量-乐观	2.2	8.8	26.3	53.0	81.1
占比	3.8%	11.9%	28.5%	48.4%	64.7%

资料来源：中信证券研究部测算

以上数据表明 2025 年颗粒硅产量占多晶硅需求的比达 48.7%-64.7%，在技术扩散有限的前提下，颗粒硅企业享受技术进步窗口期。从硅烷流化床法的发展历史来看，为了实现量产经济性与产品品质提升，REC 用了 20 年以上，协鑫科技用了 10 年以上，虽在过去面临研发速度不及预期的质疑，但协鑫科技徐州、乐山项目的相继投产，及下游硅片客户纷纷试用后签订长单采购，已证明当前硅烷流化床法的量产可行性与产品可用性，长期的研发积累也为现有颗粒硅企业构筑专利、Know-how 的技术护城河。

上述测算的前提是颗粒硅技术扩散有限，2025 年之前仍由现有企业主导，彼时颗粒硅占多晶硅总需求的比仅为 48.7%-64.7%，针对市场关心的 P 型硅片向 N 型转变趋势下颗粒硅应用比例的上限问题，现存企业尚有较长的窗口期进行品质提升与市场验证。在这一阶段内，具备量产技术的企业有望享受存量替代的巨大空间、市场扩容、以及低生产成本带来的超额利润。

■ 短期多晶硅价格见顶，成本重要性提升

短期供需分析：关注电力供需和新增投产

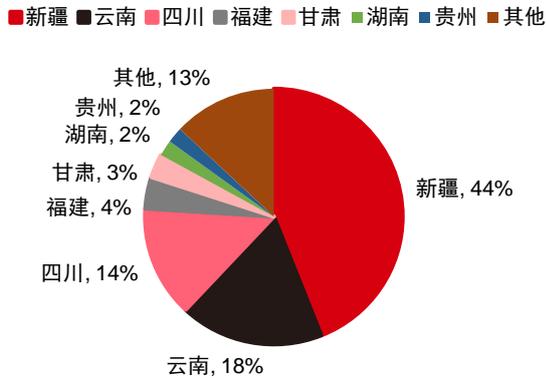
1) 电力供需

四川电力供需紧张，工业企业让电于民。2022 年 8 月 14 日，四川省经信厅和国网四川省电力公司发布《关于扩大工业企业让电于民实施范围的紧急通知》，通知指出，从 8 月 15 日起取消主动错峰需求响应，在全省(除攀枝花、凉山)的 19 个市(州)扩大工业企业让电于民实施范围，对四川电网有序用电方案中所有工业电力用户(含白名单重点保障企业)实施生产全停(保安负荷除外)，放高温假，让电于民，时间从 2022 年 8 月 15 日 00:00 至 20 日 24:00。

四川是我国工业硅和多晶硅的重要产地。工业硅是多晶硅生产的关键原材料。由于工业硅和多晶硅生产依赖电力，其产业分布具有向低电价区域集中的特征，2021 年新疆、云南、四川工业硅产量占全国的 44%/18%/14%，新疆、内蒙、四川多晶硅产量占全国的

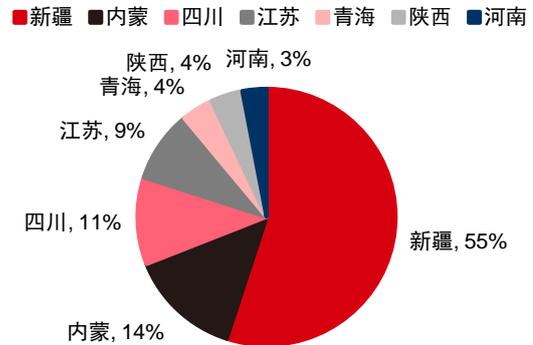
55%/14%/11%。

图 20: 2021 年我国各省份工业硅产量占比



资料来源: 百川盈孚, 中信证券研究部

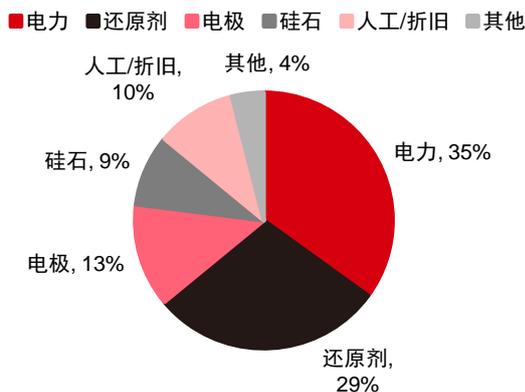
图 21: 2021 年我国各省份多晶硅产量占比



资料来源: 百川盈孚, 中信证券研究部

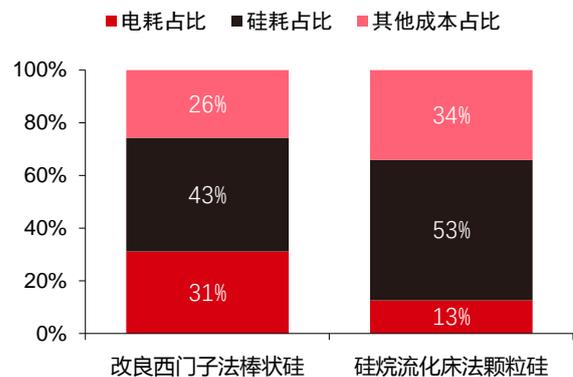
工业硅成本受电力影响较大, 多晶硅成本受电力和工业硅价格影响较大。针对工业硅, 根据合盛硅业环评书, 工业硅生产电耗约 12kWh/kg-Si。根据广州期货交易所测算, 2021 年工业硅生产成本中电力约占 35%。针对多晶硅, 根据通威股份与协鑫科技公告, 其改良西门子法与硅烷流化床法生产多晶硅时电耗分别为 45 kWh/kg-Si 和 14.8 kWh/kg-Si, 假设不含税电价为 0.31 元/kWh, 我们测算得到电力成本分别为 13.9 元/kg-Si 和 4.6 元/kg-Si, 占生产成本的比例分别为 31%和 13%; 另外, 按照 8 月 16 日工业硅含税价 20.8 元/kg, 测算得到工业硅占生产成本的比例分别为 43%和 53%。

图 22: 2021 年我国工业硅生产成本构成



资料来源: 广州期货交易所, 中信证券研究部

图 23: 改良西门子法与硅烷流化床法成本构成



资料来源: Wind, 通威股份、协鑫科技公告, 中信证券研究部测算

面对极端天气与双碳要求能源结构转型, 预计长期内电价中枢上移, 建议关注电力成本对多晶硅企业竞争的影响。回顾去年, 2021 年 8-9 月, 由于能耗双控与煤炭短缺, 云南等地对工业企业采取“拉闸限电”, 工业硅短期产量受限, 导致价格从 1.5 万元/吨冲高至 6 万元/吨; 当前, 四川由于极端高温天气增加用电需求同时水电供给减少, 拉开电力供需矛盾序幕, 后续演变或与气温变化有关。

向后展望，一方面，根据 IPCC 报告，气候变化导致全球范围内极端天气事件发生率增加，另一方面，双碳目标要求减少化石能源依赖，而风光水等非化石能源在短期内仍面临发电不稳定的限制，因此电力供需在短期内可能面临“转型阵痛期”。去年工业硅价格异常波动后，政府已经出台一些政策，缓解地方考核目标对工业企业用电及生产的影响；但是从长期来看，新能源在电力结构中占比提升，势必将增加电网调峰调频等成本，因此在长期内电价中枢有上移的趋势。对于工业硅及多晶硅产业，电价上升将进一步扩大不同能耗水平企业之间的成本差异。

图 24：工业硅价格曾受电力政策影响大

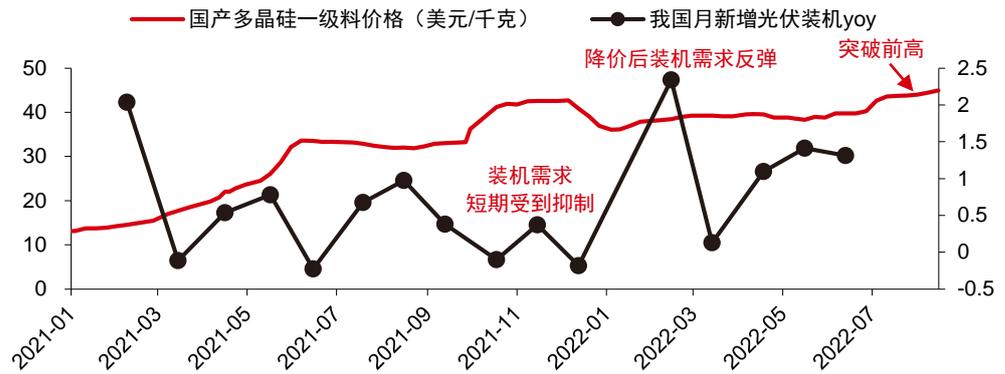


资料来源：Wind，中信证券研究部

2) 新增投产

本轮多晶硅价格上涨的主要原因是需求增长超预期。2020年，多晶硅供给端受到2018年以来价格持续走低的影响，新增产能有限，而需求端则因2020年9月我国正式提出“2030年碳达峰、2060年碳中和”的目标而走强。2021年，我国新增光伏装机54.93GW，同比增长14.0%，年底多晶硅价格上涨至269元/kg，装机需求受到高价影响有所下滑，而在2022年1月多晶硅价格回落至230元/kg后再次启动，1-6月我国光伏新增装机达30.88GW，同比增长137.4%。同时，2022年2月俄乌冲突推高欧洲地区能源价格，加剧全球能源危机，促进海外光伏需求。国内与海外需求共振，使得硅料价格持续上涨至8月的300元/kg（含税），创近两年新高。

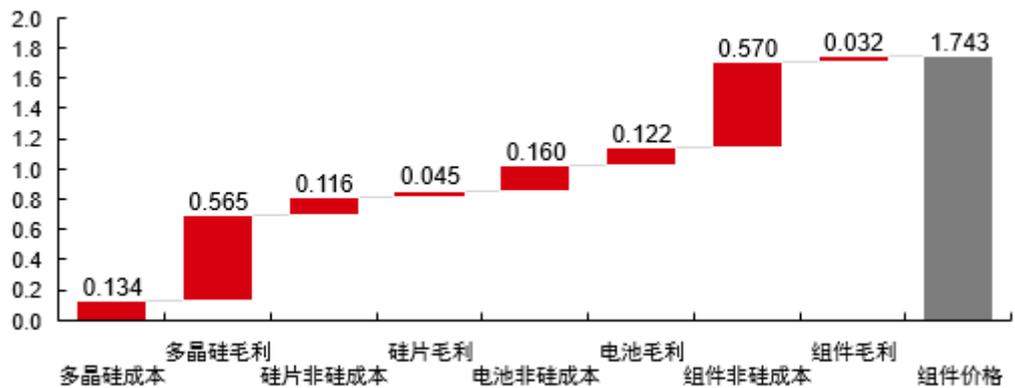
图 25：2021 年至今多晶硅价格走势



资料来源：Wind，国家能源局，中信证券研究部

当前多晶硅占据产业链 74% 的利润。从产业链利润分配来看，由于上游多晶硅环节阶段性供给不足，导致该环节议价权显著上升，根据 8 月 11 日价格测算，多晶硅占据产业链 74% 的利润，单位毛利达 0.565 元/W，而下游硅片、电池、组件环节盈利空间受到压缩。

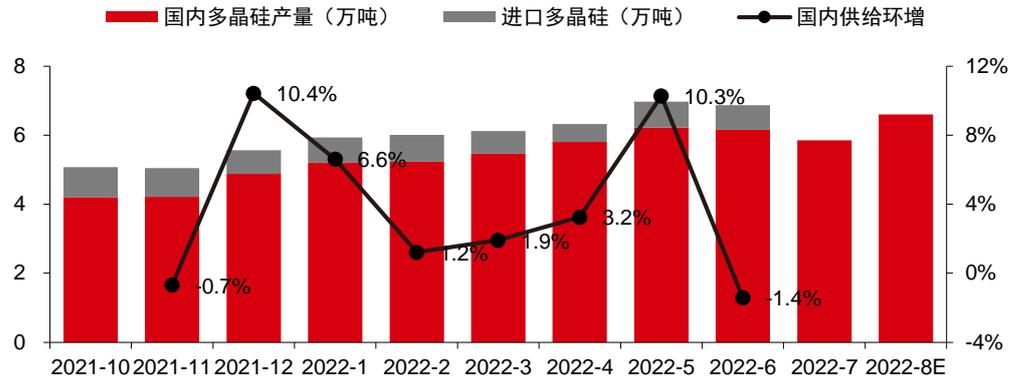
图 26：当前多晶硅占据产业链 74% 的利润 (元/W，不含税)



资料来源：PV InfoLink，中信证券研究部测算 注：根据 2022 年 8 月 11 日价格测算

7 月国内多晶硅产量环降 5.0%，预计 8 月环增 12.8%。2022 年 7 月国内多晶硅产量约 5.85 万吨，环比下降 5.0%，导致供不应求加剧。部分原因在于，6 月东方希望在新疆准东的多晶硅一期项目因氢化装置泄露引发火灾，提前进入检修期。根据中国有色金属工业协会硅业分会统计，8 月至少有 5 家国内多晶硅企业处于检修状态，但是协鑫科技乐山项目、新特能源包头项目、通威股份包头项目等新增产能逐步释放，带动多晶硅有效供给上升。中国有色金属工业协会硅业分会预计 8 月国内多晶硅产量有望达到 6.6 万吨，同比增长 12.8%。

图 27：7 月国内多晶硅产量环降 5.0%

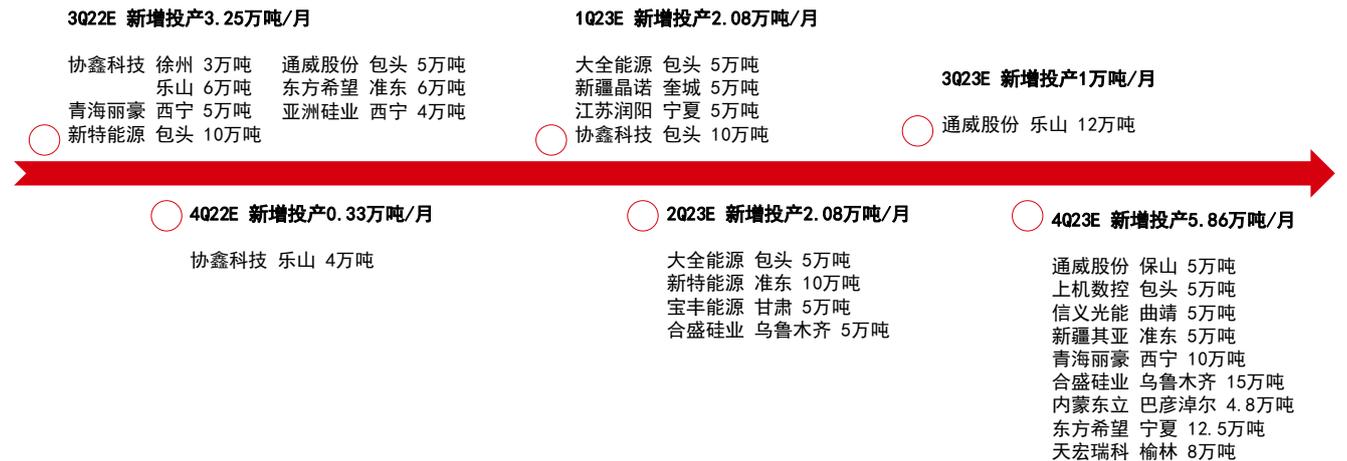


资料来源：中国有色金属工业协会硅业分会（含预测），海关总署，中信证券研究部

3Q22 多晶硅企业集中投产，或将冲击后市价格。根据各公司规划，3Q22 至少有 6 家多晶硅企业投放新产能，预计满产后将新增行业有效月产能 3.25 万吨（年化产能 39 万吨），相当于 7 月我国多晶硅产量的 55.6%。一般情况下，新产能自投产至满产需 3-6 个月时间，考虑到 3Q22 投产企业中，大部分企业属于多晶硅行业头部公司，仅有青海丽豪为新玩家，因此产能落地进程有望快于预期。我们预计多晶硅价格拐点可能在 2023 年到来。

从后续投产节奏来看，预计 1Q23 与 2Q23 我国分别新增产能 2.08 万吨/月（年化产能 25 万吨），4Q23 新增产能 5.86 万吨/月（年化产能 25 万吨），或将进一步增加多晶硅价格下行压力。

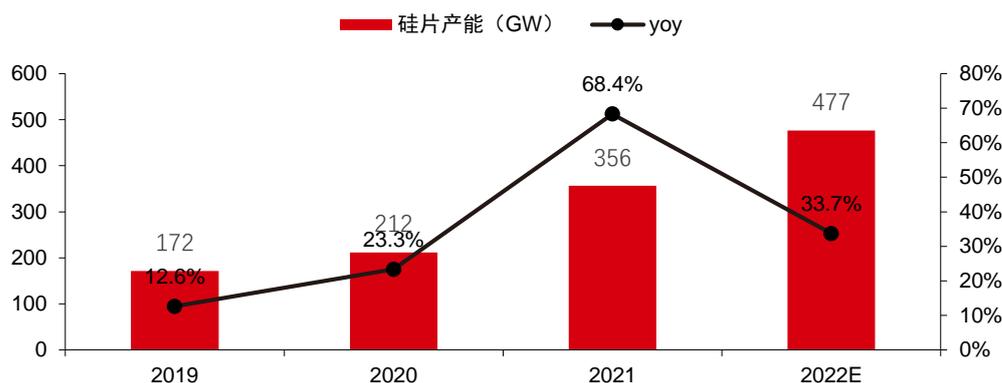
图 28：3Q22 多晶硅企业集中投产，或将冲击后市价格



资料来源：各公司公告，中信证券研究部

除了多晶硅扩产对价格造成向下压力，下游企业扩产更甚，一定程度上支撑硅价。光伏硅片行业长期由隆基绿能和 TCL 中环两家龙头企业引领，在本轮光伏行情中，不少二线企业与新玩家意欲加入竞争。2021 年底，硅片行业总产能达 356.4GW，同比增长 68.4%。2022 年初以来，仅国内企业公告拉棒新增扩产计划就超过 313.5GW、切片超过 310.5GW。虽然市场普遍预期多晶硅产能扩张规模大于光伏装机需求，但考虑到下游硅片扩产规模更甚，电池、组件环节新建产能周期更短，使得短期内多晶硅仍可能维持产业链中相对紧缺的地位，我们预期未来硅料价格下跌速度可能不会过快。

图 29：2020-22 年硅片产能高增



资料来源：PV InfoLink（含预测），中信证券研究部

表 12：2022 年以来公告的硅片扩产项目

企业	公告日期	项目类型	规模 (GW)	投资金额 (亿元)	地点
双良节能	2022-1	拉棒及切片	20	62.00	内蒙古包头
晶澳科技	2022-2	拉棒及切片	2.5	12.03	越南
宇泽半导体	2022-2	拉棒及切片	20	60.00	云南曲靖
宝丰集团	2022-2	拉棒及切片	50	-	甘肃酒泉
晶科能源	2022-3	拉棒	30	100.00	青海西宁
隆基绿能	2022-3	切片	10	-	云南曲靖
隆基绿能	2022-3	拉棒及切片	20	-	内蒙古鄂尔多斯
晶品新能源	2022-3	拉棒及切片	12	35.00	新疆克拉玛依
宇泽半导体	2022-3	拉棒及切片	30	-	云南文山
清电能源	2022-3	拉棒及切片	60	-	新疆哈密
东方希望	2022-3	拉棒及切片	10	-	宁夏银川
中成榆能	2022-3	拉棒及切片	4	-	内蒙古伊金霍洛旗
江苏阳光	2022-4	拉棒及切片	10	-	内蒙古乌拉特前旗
高测股份	2022-4	切片	12	6.31	江苏盐城
宇晶股份	2022-4	切片	25	25.00	江苏盐城
天合光能	2022-6	拉棒	35	-	青海西宁
		切片	10	-	
东方希望	2022-7	拉棒及切片	10	-	内蒙乌海
晶澳科技	2022-7	切片	5	-	河北宁晋
拉棒合计			313.5		
切片合计			310.5		

资料来源：各公司公告，中信证券研究部

价格中枢测算：未来成本影响扩大

本轮多晶硅涨价阶段性缓解成本差异。多晶硅乃至光伏产业的竞争关键在于成本，但是 2021 年至今多晶硅价格持续上探，导致部分在上一轮周期中几近退出的产能又重新回归市场，例如 REC 计划重启的美国摩西湖工厂、南玻于 1Q22 复产的宜昌产能。

我们判断多晶硅行业将先经历阶梯式降价，后面临全面供过于求。以下分情况探讨多晶硅价格中枢：

1) 短期价格中枢：回顾历史，2011 年和 2018 年多晶硅价格暴跌的主要原因是需求端受补贴政策下调的负面影响，次要原因是供给端新增产能释放。因此，展望后续多晶硅价格走势，如果不出现地缘政治突发因素对光伏需求的影响，当前光伏下游需求弹性较大，我们预期后续多晶硅价格在下行初期会经历阶段性均衡，此时对价格中枢的判断基于组件价格和产业链下游利润增厚水平。

假设组件含税价 1.75 元/W、下游利润增厚 0.12 元/W，预期多晶硅价格中枢为 162.3 元/kg。根据中国有色金属工业协会硅业分会数据，8 月 3 日国内多晶硅致密料价格（含税）达 300 元/kg，182mm 单晶 PERC 组件价格（含税）为 1.97 元/W。为了测算短期多晶硅价格中枢，我们假设 1.7-1.8 元/W 的组件价格（含税）可以满足电站投资方的收益率要求，从而形成阶段性均衡，该情形下产业链下游硅片、电池、组件环节利润增厚 0.08-0.16 元/W，测算结果显示，中性场景下多晶硅价格中枢为 162.3 元/kg。

表 13：多晶硅价格中枢测算

（含税）	单位	价格	场景 1	场景 2	场景 3
当前价格					
多晶硅	元/kg	297			
182mm 单晶 PERC 组件	元/W	1.97			
场景假设					
硅耗	g/W		2.64	2.64	2.64
182mm 单晶 PERC 组件价格	元/W		1.8	1.75	1.7
硅片、电池、组件环节利润增厚	元/W		0.08	0.12	0.16
测算结果					
多晶硅价格中枢	元/kg		198.4	162.3	126.2

资料来源：PV InfoLink，中信证券研究部测算

2) 长期价格中枢：由于多晶硅项目启停难度大，生产具有一定刚性，因此名义产能扩张带来的供过于求压力较大，如果后续多晶硅产能超过下游光伏装机趋势已现，则多晶硅价格可能回落至边际最高成本，超出需求部分的落后产能面临关停、淘汰。

多晶硅价格回落叠加能源成本上升，将导致成本差异凸显。多晶硅产业的发展始终以降本为主线，站在当前时点，预计多晶硅价格即将迎来触顶回落，同时海外能源价格大幅上涨，国内对高耗能企业用电相关政策亦有收缩趋势，从双碳目标的发展逻辑来看，长期用电成本上升或许是大势所趋。届时，预计在价格下行和成本上升两方面因素的叠加影响下，多晶硅行业利润收窄，由于生产过程能耗和自动化、碳排放的差异，多晶硅企业间的盈利分化可能加剧。

■ 投资策略：建议关注颗粒硅路线

光伏产业竞争的关键已从单一成本维度拓展至自动化、低碳化，在未来地缘政治因素更加复杂的背景下，将共同决定一家光伏企业的盈利能力和综合实力。针对多晶硅环节，我们建议从以下几方面把握行业发展主线：

1) 从市场空间来看，预计 2025 年全球光伏级多晶硅需求有望达到 125.4 万吨，可支撑 420GW 光伏装机，2022-25 年 CAGR 约 19%，行业维持景气；

2) 从技术路线来看，改良西门子法 2021 年市占率达 96.2%，而由协鑫科技推动的硅烷流化床法凭借工艺优势，实现显著更低的电耗和生产成本，是值得关注的下一代技术，我们预计 2025 年底硅烷流化床法颗粒硅产能有望达到 73.1 万吨，2022-25 年 CAGR 约 74%；

3) 从价格趋势来看，短期内多晶硅生产成本受到电力供需偏紧的影响，此外预计 3Q22 国内产能新增投放 3.25 万吨/月，价格下行压力增加，而 2023 年起趋势更甚，考虑到下游产能扩张与全球光伏需求支撑，我们预计多晶硅行业可能先经历阶梯式降价，后面临全面供过于求，预计 2025 年供需比 302%；

4) 从后续竞争来看，硅烷流化床法具有自动化优势（生产过程连续、颗粒硅流动性好）和碳排放优势（生产电耗低、转化效率高、反应温度低、原料易处理），在能源价格和碳排放成本上升的大趋势下，硅烷流化床法有望提前锁定未来综合成本优势。

建议关注颗粒硅技术领先的协鑫科技，以及积极采购颗粒硅、应用比例高的硅片企业 TCL 中环、隆基绿能、上机数控。

根据我们的测算，中性情形下预计 2025 年全球颗粒硅产量占多晶硅总需求的比例仅 54.3%，说明颗粒硅技术在壁垒高、扩散慢的前提下，现有量产技术的企业具备至少 3 年以上的窗口期进行市场验证与品质提升，并且在这一阶段内有望享受存量替代的巨大空间以及低生产成本带来的超额利润。

表 14：协鑫科技颗粒硅及多晶硅总产量规模与市场占比预测

(万吨)	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
协鑫科技颗粒硅产量	0.9	7.0	20.5	39.8	55.5
占颗粒硅总产量的比	38.5%	79.5%	77.9%	78.0%	81.5%
占多晶硅总需求的比	1.5%	9.5%	22.2%	36.4%	44.3%
协鑫科技多晶硅总产量	10.5	17.5	29.5	46.5	61.5
占多晶硅总需求的比	17.9%	23.7%	31.9%	42.5%	49.1%

资料来源：协鑫科技公告，中信证券研究部预测 注：协鑫科技多晶硅总产量包括不并表的新疆 6 万吨项目

另外，市场担心当前多晶硅处于周期性价格高点，历史上多晶硅价格曾跌破现金成本，对企业盈利能力影响较大。我们认为，多晶硅行业的周期本质更强调了生产成本的重要性，而先进产能有望在周期变化中获得超越行业平均的收益。

颗粒硅可帮助下游硅片企业降本提效，积极布局、采购、应用颗粒硅的硅片企业有望占据先机。在拉棒过程中应用颗粒硅可缩短装料与化料时间、增加单炉熔料量，从而提高拉棒效率，是未来硅片企业降低非硅成本、提高自动化水平的重要途径之一。目前，下游客户中 TCL 科技（TCL 中环的大股东）与上机数控已参股协鑫科技的颗粒硅产能，TCL 中环、隆基绿能分别与协鑫科技签订较大规模采购长单。我们预计 2023 年协鑫科技多晶硅总产量中颗粒硅占比约 69.5%，预计长单客户销售结构也将以颗粒硅为主。

表 15：协鑫科技颗粒硅产能与下游客户合作情况

合作对象	公告日期	合作项目	协鑫持股	对方持股
TCL 科技（TCL 中环的大股东）	2022/4/19	呼和浩特 10 万吨颗粒硅	60%	40%
上机数控	2021/2/28	包头 30 万吨颗粒硅	57%	27%

资料来源：协鑫科技公告，中信证券研究部

表 16：协鑫科技签订的多晶硅销售长单

客户	公告日期	合同时间	采购量（万吨）	年均采购量（万吨）
上机数控	2021/11/19	2022.1-2026.12	9.8	2.0
双良节能	2021/9/23	2021.9-2026.12	5.3	1.0
晶澳科技	2021/5/27	2021.7-2026.6	14.6	2.9
上机数控	2021/5/18	2021.6-2023.12	3.1	1.2
隆基绿能	2021/2/2	2021.3-2023.12	9.1	3.2
TCL 中环	2021/2/2	2022.1-2026.12	35.0	7.0
			合计	17.3

资料来源：协鑫科技公告，中信证券研究部

■ 风险因素

颗粒硅技术升级不及预期；多晶硅价格下行超预期；地缘政治影响光伏竞争格局；全球光伏新增装机规模不及预期；钙钛矿电池技术发展超预期。

■ 相关研究

新材料行业光伏材料专题报告之二——光伏银浆三期叠加，银粉+银包铜粉前景广阔

(2022-07-26)

新材料行业光伏材料专题报告之一——金刚线细线化延续，钨丝母线替代正当时

(2022-06-06)

分析师声明

主要负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此声明：(i) 本研究报告所表述的任何观点均精准地反映了上述每位分析师个人对标的证券和发行人的看法；(ii) 该分析师所得报酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来均不会直接或间接地与研究报告所表述的具体建议或观点相联系。

一般性声明

本研究报告由中信证券股份有限公司或其附属机构制作。中信证券股份有限公司及其全球的附属机构、分支机构及联营机构（仅就本研究报告免责条款而言，不含 CLSA group of companies），统称为“中信证券”。

本研究报告对于收件人而言属高度机密，只有收件人才能使用。本研究报告并非意图发送、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。本研究报告仅为参考之用，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。中信证券并不因收件人收到本报告而视其为中信证券的客户。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并自行承担投资风险。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但中信证券不保证其准确性或完整性。中信证券并不对使用本报告或其所包含的内容产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失承担任何责任。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、价值及收益可跌可升。过往的业绩并不能代表未来的表现。

本报告所载的资料、观点及预测均反映了中信证券在最初发布该报告日期当日分析师的判断，可以在不发出通知的情况下做出更改，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中信证券其它业务部门、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。中信证券并不承担提示本报告的收件人注意该等材料的责任。中信证券通过信息隔离墙控制中信证券内部一个或多个领域的信息向中信证券其他领域、单位、集团及其他附属机构的流动。负责撰写本报告的分析师的薪酬由研究部门管理层和中信证券高级管理层全权决定。分析师的薪酬不是基于中信证券投资银行收入而定，但是，分析师的薪酬可能与投行整体收入有关，其中包括投资银行、销售与交易业务。

若中信证券以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构为此发送行为承担全部责任。该机构的客户应联系该机构以交易本报告中提及的证券或要求获悉更详细信息。本报告不构成中信证券向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议，中信证券以及中信证券的各个高级职员、董事和员工亦不为（前述金融机构之客户）因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：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；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准；韩国市场以科斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上

特别声明

在法律许可的情况下，中信证券可能（1）与本研究报告所提到的公司建立或保持顾问、投资银行或证券服务关系，（2）参与或投资本报告所提到的公司的金融交易，及/或持有其证券或其衍生品或进行证券或其衍生品交易。本研究报告涉及具体公司的披露信息，请访问 <https://research.citicsinfo.com/disclosure>。

法律主体声明

本研究报告在中华人民共和国（香港、澳门、台湾除外）由中信证券股份有限公司（受中国证券监督管理委员会监管，经营证券业务许可证编号：Z20374000）分发。本研究报告由下列机构代表中信证券在相应地区分发：在中国香港由 CLSA Limited（于中国香港注册成立的有限公司）分发；在中国台湾由 CL Securities Taiwan Co., Ltd. 分发；在澳大利亚由 CLSA Australia Pty Ltd.（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）分发；在美国由 CLSA（CLSA Americas, LLC 除外）分发；在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.（公司注册编号：198703750W）分发；在欧洲经济区由 CLSA Europe BV 分发；在英国由 CLSA（UK）分发；在印度由 CLSA India Private Limited 分发（地址：8/F, Dalamal House, Nariman Point, Mumbai 400021；电话：+91-22-66505050；传真：+91-22-22840271；公司识别号：U67120MH1994PLC083118）；在印度尼西亚由 PT CLSA Sekuritas Indonesia 分发；在日本由 CLSA Securities Japan Co., Ltd. 分发；在韩国由 CLSA Securities Korea Ltd. 分发；在马来西亚由 CLSA Securities Malaysia Sdn Bhd 分发；在菲律宾由 CLSA Philippines Inc.（菲律宾证券交易所及证券投资者保护基金会）分发；在泰国由 CLSA Securities (Thailand) Limited 分发。

针对不同司法管辖区的声明

中国大陆：根据中国证券监督管理委员会核发的经营证券业务许可，中信证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

中国香港：本研究报告由 CLSA Limited 分发。本研究报告在香港仅分发给专业投资者（《证券及期货条例》（香港法例第 571 章）及其下颁布的任何规则界定的），不得分发给零售投资者。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，CLSA 客户应联系 CLSA Limited 的罗鼎，电话：+852 2600 7233。

美国：本研究报告由中信证券制作。本研究报告在美国由 CLSA（CLSA Americas, LLC 除外）仅向符合美国《1934 年证券交易法》下 15a-6 规则界定且 CLSA Americas, LLC 提供服务的“主要美国机构投资者”分发。对身在美国的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所持任何观点的背书。任何从中信证券与 CLSA 获得本研究报告的接收者如果希望在美国交易本报告中提及的任何证券应当联系 CLSA Americas, LLC（在美国证券交易委员会注册的经纪交易商），以及 CLSA 的附属公司。

新加坡：本研究报告在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.，仅向（新加坡《财务顾问规例》界定的）“机构投资者、认可投资者及专业投资者”分发。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，新加坡的报告收件人应联系 CLSA Singapore Pte Ltd，地址：80 Raffles Place, #18-01, UOB Plaza 1, Singapore 048624，电话：+65 6416 7888。因您作为机构投资者、认可投资者或专业投资者的身份，就 CLSA Singapore Pte Ltd. 可能向您提供的任何财务顾问服务，CLSA Singapore Pte Ltd 豁免遵守《财务顾问法》（第 110 章）、《财务顾问规例》以及其下的相关通知和指引（CLSA 业务条款的新加坡附件中证券交易服务 C 部分所披露）的某些要求。MCI (P) 085/11/2021。

加拿大：本研究报告由中信证券制作。对身在加拿大的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所持任何观点的背书。

英国：本研究报告归属于营销文件，其不是按照旨在提升研究报告独立性的法律要件而撰写，亦不受任何禁止在投资研究报告发布前进行交易的限制。本研究报告在英国由 CLSA（UK）分发，且针对由相应本地监管规定所界定的在投资方面具有专业经验的人士。涉及到的任何投资活动仅针对此类人士。若您不具备投资的专业经验，请勿依赖本研究报告。

欧洲经济区：本研究报告由荷兰金融市场管理局授权并管理的 CLSA Europe BV 分发。

澳大利亚：CLSA Australia Pty Ltd（“CAPL”）（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）受澳大利亚证券与投资委员会监管，且为澳大利亚证券交易所及 CHI-X 的市场参与主体。本研究报告在澳大利亚由 CAPL 仅向“批发客户”发布及分发。本研究报告未考虑收件人的具体投资目标、财务状况或特定需求。未经 CAPL 事先书面同意，本研究报告的收件人不得将其分发给任何第三方。本段所称的“批发客户”适用于《公司法（2001）》第 761G 条的规定。CAPL 研究覆盖范围包括研究部门管理层不时认为与投资者相关的 ASX All Ordinaries 指数成分股、离岸市场上市证券、未上市发行人及投资产品。CAPL 寻求覆盖各个行业中与其国内及国际投资者相关的公司。

印度：CLSA India Private Limited，成立于 1994 年 11 月，为全球机构投资者、养老基金和企业提供股票经纪服务（印度证券交易委员会注册编号：INZ000001735）、研究服务（印度证券交易委员会注册编号：INH000001113）和商人银行服务（印度证券交易委员会注册编号：INM000010619）。CLSA 及其关联方可能持有标的公司的债务。此外，CLSA 及其关联方在过去 12 个月内可能已从标的公司收取了非投资银行服务和/或非证券相关服务的报酬。如需了解 CLSA India “关联方”的更多详情，请联系 Compliance-India@clsa.com。

未经中信证券事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

中信证券 2022 版权所有。保留一切权利。