



电力设备与新能源行业研究

买入 (维持评级)

行业中期报告

证券研究报告

新能源与电力设备组

分析师: 姚遥 (执业 S1130512080001)

yaoy@gjzq.com.cn

分析师: 宇文甸 (执业 S1130522010005)

yuwendian@gjzq.com.cn

联系人: 张嘉文

zhangjiawen@gjzq.com.cn

需求高增与技术创新共振, 优势龙头不惧过剩显成长

光储行业中期策略

行业观点:

需求: 光储平价时代来临, 需求弹性有望持续超预期。硅料供给释放带动组件价格下降显著提升光伏发电经济性, 前期各地积压的地面电站项目有望快速释放, 其中国内通过大基地就地消纳、特高压外送线路建设、大比例配储、市场化交易等手段多管齐下, 消纳改善弹性空间大, 新增装机增长大概率好于预期。同时, 大量分布式潜在需求在暂无配储压力的情况下, 将充分受益于组件价格下行而大规模释放, 在当前全球平均低值个位数的光伏发电渗透率背景下, 由于区域分布的广泛性和来源的多样性, 潜在分布式需求对价格的弹性释放有很大概率会持续超预期。我们预计 2023/2024 年全球光伏交流侧装机同比增长 58%/30%至 368/480GWac (对应组件需求 500GW+/600-650GW), 考虑到需求分散化、形式多样化趋势下需求的不可预测性增强, 组件价格低位背景下实际需求弹性或持续超预期。

光伏产业链: 常态“过剩”不足惧, 技术迭代等因素驱动龙头优势扩大。随着硅料价格触及底部, 行业整体供需关系正式由“短缺”切换至“过剩”状态, 各环节成本曲线、销售溢价、竞争格局等因素, 将成为决定各环节在供给过剩状态下不同企业盈利能力分布的关键。我们想要强调的是, 过剩才是光伏行业的常态, 甚至过剩本身就是驱动行业技术创新的核心动力之一, 我们判断产业链多数环节的龙头优势将呈现放大趋势, 而非目前主流预期的缩小。

下半年 N 型产品加速放量, 将驱动对材料端品质要求的提升, TOPCon 产业链超额利润重心将向硅料端转移, 企业间的盈利能力或将加剧分化。电池片环节存量 PERC 产能仍有至少一年以上生命周期, TOPCon 电池超额利润有望维持, HJT 产业化有望否极泰来。领先一体化产能盈利中枢 0.15 元/W 可期, 龙头凭借品牌、渠道、产品结构优势, 盈利领先幅度呈放大趋势。光伏玻璃、胶膜需求快速放量或阶段性推涨价格, 头部企业成本优势仍显著。

储能: 下半年大储订单、业绩催化将频发, 户储出货有望修复。目前价格下储能项目经济性已较之前有明显提升, 此前由于碳酸锂快速降价存在观望情绪的储能项目有望在下半年快速放量, 大储产业链将迎来业绩、订单持续催化。户储方面, 随着渠道商去库接近尾声, 下半年户储出货有望恢复环比增长。

新技术与设备: N 型替代驱动全产业链技术进步, 加速设备迭代更新。N 型产能的快速增长, 除带来巨量电池环节设备需求外, 对长晶、组件封装等环节也提出新的技术要求, 从而有望驱动全产业链设备加速迭代。电镀铜作为未来晶硅路线进一步降本提效的核心手段 (尤其是在银价上涨预期下), 随中试验证和大厂订单落地将进入快速发展期。

投资建议:

2023 年以来, 光储板块估值中枢持续下移, 核心标的对应 2023 年 PE 的均值/中位数仅为 18/15 倍, 当前板块处于情绪、估值、预期的三重低位。我们认为大部分龙头公司凭借新产品迭代、产业链延伸、集中度提升等超额增速来源, 仍将在 2024 年呈现显著成长性, 2023 年下半年都将是市场对目前极度悲观的板块预期开启修复的时间窗口。

行业全面过剩背景下, 建议重点布局 α 突出的环节/公司/主线: 1) 对中短期盈利维持能力和中长期竞争格局稳定性都存在低估的一体化组件龙头; 2) 抗光伏主产业链波动能力强的储能及运营商; 3) 凭借 α 突出的业务或产品线布局而具备穿越周期能力的强周期环节 (硅料/硅片/设备) 龙头; 4) 方向明确、催化不断的电镀铜 (HJT) & 钙钛矿新技术方向的设备/材料供应商龙头; 5) 盈利触底、随排产提升存在盈利向上弹性且龙头优势突出的辅材/耗材环节。

核心推荐组合: 阳光电源、通威股份、隆基绿能、晶澳科技、天合光能、晶科能源、阿特斯、盛弘股份、奥特维、高测股份 (完整组合请参见正文)。

风险提示

传统能源价格大幅 (向下) 波动, 行业产能非理性扩张, 国际贸易环境恶化, 储能、泛灵活性资源降本不及预期。



内容目录

1 光伏需求：光储平价时代来临，需求弹性有望持续超预期.....	6
1.1 全球：预计 2023-2024 年全球光伏新增装机约 370/480GWac，同比+58%/30%.....	6
1.2 中国：分布式遍地开花，地面电站迎爆发式增长，消纳空间弹性大.....	7
1.3 美国：公用事业储备项目丰富，装机有望翻倍增长.....	11
1.4 欧洲：建设力度有增无减，装机有望持续增长.....	11
1.5 巴西：配电补贴政策计划延期半年，23 年分布式装机有望超预期.....	13
1.6 印度：储备项目丰富，预计 2023 年新增装机 20GWac.....	14
1.7 中长期预测：2030 年前后达到年新增 1000GWac，存量替代持续驱动后续装机.....	14
2 光伏产业链篇：常态“过剩”不足惧，技术迭代等因素驱动龙头优势扩大.....	15
2.1 硅料：预计底部价格 6-7 万元/吨，N 型 TOPCon 产业链超额利润重心向硅料端转移.....	16
2.2 硅片：超额利润承压，N 型放量或放大品质差异.....	18
2.3 电池片：TOPCon 超额利润有望维持，HJT 产业化有望否极泰来.....	18
2.4 组件：领先一体化盈利中枢 0.15 元/W 可期，龙头优势呈放大趋势.....	21
2.5 光伏玻璃：需求快速放量或阶段性推涨价格，头部企业成本优势仍显著.....	23
2.6 胶膜：二线新产能释放及龙头竞争策略限制盈利改善弹性，龙头技术优势渐放大.....	24
3 储能篇：下半年大储订单、业绩催化将频发，户储出货有望修复.....	26
3.1 中国：上半年储能装机 16GWh+，原材料降价后部分地区经济性可观.....	26
3.2 美国：观望情绪致前期部分表前项目延迟，下半年装机增速有望向上.....	28
3.3 欧洲：户储库存压力逐步缓解，下半年出货有望修复.....	29
3.4 中东非地区：市场爆发初期，基数小增速高.....	29
3.5 逆变器及储能系统：大储业绩拐点将至，海外占比高公司受益最明显.....	30
4 新技术与设备篇：N 型替代驱动全产业链技术进步，加速设备迭代更新.....	31
4.1 单晶炉：TOPCon 放量驱动低氧硅片需求，关注成本增幅与销售溢价的平衡.....	31
4.2 电池设备：TOPCon 与 HJT 仍需设备迭代，有望打开效率天花板.....	32
4.3 退火炉：N 型电池产线标配，辅助设备也有大舞台.....	34
4.4 串焊机：技术迭代快+单位投资低，具备穿越周期的能力.....	35
4.5 电镀铜：HJT 产业化的前提、先决条件，看好下半年出现实质性进展.....	35
4.6 钙钛矿：产业化进程加速，需关注催化性事件.....	36
5 投资建议：板块 β 有显著修复空间， α 企业迎来闪光时刻.....	37
5.1 板块情绪、估值、预期三重低位，下半年 β 修复空间大.....	37
5.2 行业全面过剩背景下，重点布局 α 突出的环节/公司/主线.....	38
6 风险提示.....	40



图表目录

图表 1: 全球光伏新增装机及预测 (GW, 交流侧)	6
图表 2: 全球光伏新增装机增速及预测 (GW, 交流侧)	6
图表 3: 2024E 全球大型公用事业项目分布 (GW, 占比)	6
图表 4: 央国企大型组件集采月度招标量 (GW)	7
图表 5: 央国企大型组件集采月度定标量 (GW)	7
图表 6: 中国大型公用事业项目库 (GW)	7
图表 7: 2024-2025E 年光伏储备项目区域分布	7
图表 8: 2022 年主要省份新能源及光伏发电占比	8
图表 9: 新疆、广西、四川将成为 24-25 年增速最快市场	8
图表 10: 风光大基地项目规模 (GW)	8
图表 11: 第二批大基地项目已落实消纳办法	8
图表 12: 1Q23 国内新增装机类型	9
图表 13: 国网区域新增装机类型 (万千瓦)	9
图表 14: 1Q23 各省装机分布 (GW)	9
图表 15: 中国户用分布式光伏市场空间测算	10
图表 16: 中国工商业分布式光伏市场空间测算	10
图表 17: 国内光伏新增装机测算 (GWac)	10
图表 18: 美国光伏新增装机分布 (MWdc)	11
图表 19: 2023 年美国计划并网公用事业光伏项目 (MWac)	11
图表 20: 2022 年下半年以来欧洲主要可再生能源支持政策	11
图表 21: 欧洲大型公用事业项目库 (GW)	12
图表 22: 德国居民电费仍维持高位	12
图表 23: 受挪威天然气工厂关闭影响, 6 月欧洲天然气期货价格反弹	13
图表 24: 2023 年 1-5 月国内组件出口欧洲超 43GW	13
图表 25: SPE 对欧洲光伏新增装机的预测 (偏保守)	13
图表 26: 巴西光伏新增装机预测	14
图表 27: 过渡期后并网的分布式项目配电费将逐年递增	14
图表 28: 印度光伏新增装机预测	14
图表 29: 光伏中长期新增装机需求预测	15
图表 30: 主产业链各环节单位毛利趋势 (测算, 截至 2023 年 6 月 30 日)	15
图表 31: 2023 年硅料环节成本曲线 (按 23 年 6 月产能、工业硅价格 1.5 万元/吨测算)	16
图表 32: 2023 年硅料供给释放节奏 (季度有效供应, 考虑爬坡及部分产能推迟投产)	17
图表 33: 多晶硅行业价格、产能、利润关联性解析	17



图表 34:	不同品质硅料价格及价差 (元/kg)	17
图表 35:	硅片环节名义产能及需求 (GW, 700GW 以上部分标灰)	18
图表 36:	年初至今 TOPCon 较 PERC 溢价水平维持在 0.1 元/W 左右	19
图表 37:	2023 年 TOPCon/HJT/xBC 分季度落地产能预测 (GW)	20
图表 38:	2023 年 TOPCon/HJT/xBC 分季度产量预测 (GW)	20
图表 39:	TOPCon 及 HJT 与 PERC 成本对比 (元/W)	20
图表 40:	BC 组件拥有较高的组件效率	21
图表 41:	BC 电池美观性突出	21
图表 42:	2023-2024E 最优一体化产能单位盈利趋势展望 (元/W, 测算)	22
图表 43:	一体化组件企业盈利差异来源	22
图表 44:	光伏玻璃产能规划 (吨日熔) 及对应组件 (GW)	23
图表 45:	1H23 光伏玻璃价格处于历史中低水平	23
图表 46:	光伏玻璃企业毛利率差距	24
图表 47:	福莱特光伏玻璃成本拆分 (元/平)	24
图表 48:	彩虹新能光伏玻璃成本拆分 (元/平)	24
图表 49:	光伏胶膜价格 (元/平)	25
图表 50:	光伏 EVA 树脂价格 (元/吨)	25
图表 51:	主要胶膜企业产能规划 (亿平)	25
图表 52:	光伏胶膜企业历史毛利率	25
图表 53:	光伏胶膜企业单位成本 (元/平)	25
图表 54:	2023 年 1-6 月国内新型储能新增装机规模	26
图表 55:	储能系统月度中标量 (MW)	26
图表 56:	储能系统加权平均中标价格 (元/Wh)	26
图表 57:	2023 年上半年新增储能项目 (含规划、建设和运行) 排名前十省份 (GW)	27
图表 58:	部分省份独立共享储能项目收益率测算	27
图表 59:	2022 年国内工商业光伏装机分布	28
图表 60:	国内工商业储能经济性测算	28
图表 61:	2023 年国内多地区峰谷价差较 2022 年呈现扩大趋势 (元/kwh)	28
图表 62:	美国储能季度装机量 (MWh)	28
图表 63:	美国储能年度装机量	28
图表 64:	截至 2023 年 5 月, 美国储能项目每月并网更新	29
图表 65:	欧洲天然气期货价格企稳反弹	29
图表 66:	2023 年欧洲各国最新能源政策梳理	29
图表 67:	中东非地区大型电池储能储备项目 (MW)	30
图表 68:	南非逆变器月度出口金额及同环比增速	30



图表 69: 豫能 400MWh 储能系统采购项目一标段中标结果 (元/Wh)	30
图表 70: 华电 5GWh 储能系统框采中标结果 (元/Wh)	31
图表 71: 大储相关公司储能业务毛利率有望触底反弹	31
图表 72: 2023 年上半年国内储能中标企业分布	31
图表 73: 2022 年中国储能系统集成商北美出货排名	31
图表 74: 各公司单晶炉参数对比	32
图表 75: 绕镀及双插示意图	33
图表 76: 双面 poly 工艺流程图	33
图表 77: 各 HJT 厂商双面微晶导入情况	34
图表 78: 电注入原理	34
图表 79: 光注入原理	34
图表 80: 光注入可提效 0.3%	35
图表 81: OBB 串焊技术路线图对比	35
图表 82: 太阳井电镀铜产线验收参数	36
图表 83: 钙钛矿电池仅用十年效率突破 25%	36
图表 84: 全球钙钛矿产业化进程加速	37
图表 85: 光储板块核心标的估值表	39



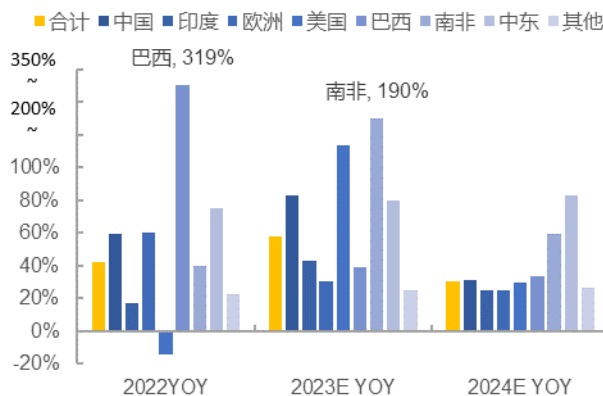
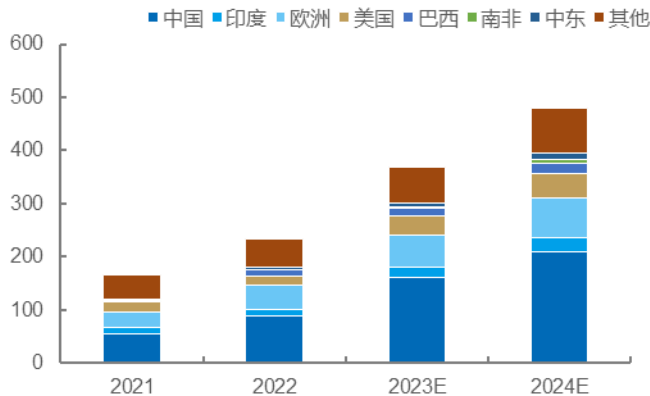
1 光伏需求：光储平价时代来临，需求弹性有望持续超预期

1.1 全球：预计 2023-2024 年全球光伏新增装机约 370/480GWac，同比+58%/30%

随着硅料供给释放带动组件价格下降，2023 年上半年光伏需求维持高景气。考虑到组件价格下降提升光伏发电经济性，前期各地积压的地面电站项目有望快速释放，同时大量分布式潜在需求在暂无配储压力的情况下，也将充分受益于组件价格下行而大规模释放，我们预计 2023 年光伏交流侧装机同比增长 58%至 368GWac（对应组件需求 500GW+）。其中，中国、美国、巴西、南非等地前期积压的地面电站项目显著放量，欧洲维持较快增速。

图表1：全球光伏新增装机及预测（GW，交流侧）

图表2：全球光伏新增装机增速及预测（GW，交流侧）



来源：各国能源主管部门，国金证券研究所预测

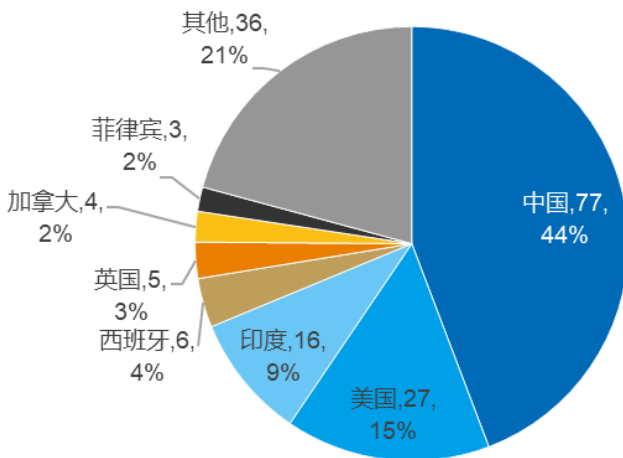
来源：各国能源主管部门，国金证券研究所预测

根据 Rystad Research 统计，截至 6 月 30 日全球大型公用事业项目库中计划 2024 年并网的项目规模达到 173GWac，其中中国、美国、印度计划并网规模仍然保持前三，合计共占全球计划装机的 69%，英国、西班牙增速亮眼。随着下半年各国能源部门审批流程逐步推进，预计 2024 年实际并网的大型公用事业项目将显著超过 200GWac。

考虑全球终端电价水平大概率维持高位，在较低的组件价格下，即使考虑部分存在并网压力地区的少量配储需求，工商业及居民分布式项目的经济性/投资回报率预计仍将保持在具有较高吸引力的水平，分布式项目需求在 2024 年将仍有较强的增长动力。

综合对 2024 年全球公用事业/集中式项目和分布式项目需求的整体判断，预计 2024 年全球光伏新增交流装机增长 30%至 480GWac（对应组件需求 600-650GW），其中，中东、非洲地区因光照资源优势、基数较低装机快速增长，其余地区维持 20%-30%增速。

图表3：2024E 全球大型公用事业项目分布（GW，占比）



来源：Rystad Research，国金证券研究所，统计时间截止 2023/6/30



1.2 中国：分布式遍地开花，地面电站迎爆发式增长，消纳空间弹性大

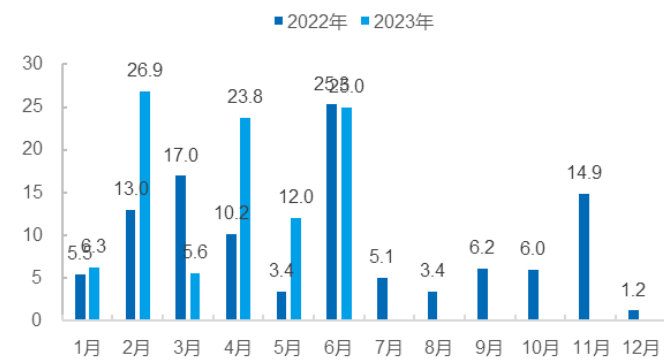
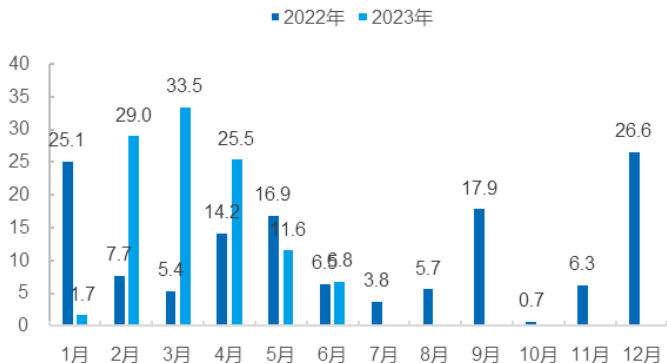
2023年1-5月国内新增光伏装机61.2GW，同增158%，整体维持高景气。综合对分布式及地面电站项目增长动力的分析，预计2023年国内新增装机160GWac，同比增长83%。

集中式：储备项目持续增长，消纳压力或好于预期。

据我们不完全统计，2023年上半年央企大型组件集采招标/开标/定标量分别为108/96/100GW，同比增长42%/48%/34%（统计口径说明：招标-业主公布招标信息，开标-公布投标价格，定标-确定中标人/入围名单），从组件招标集采规模看，以央企参与为主的集中式地面电站项目储备和业主建设积极性都非常充足。

图表4：央企大型组件集采月度招标量 (GW)

图表5：央企大型组件集采月度定标量 (GW)



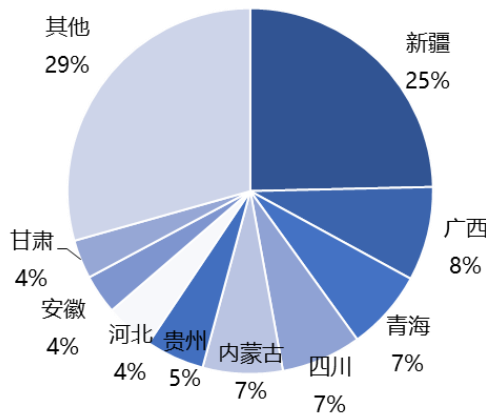
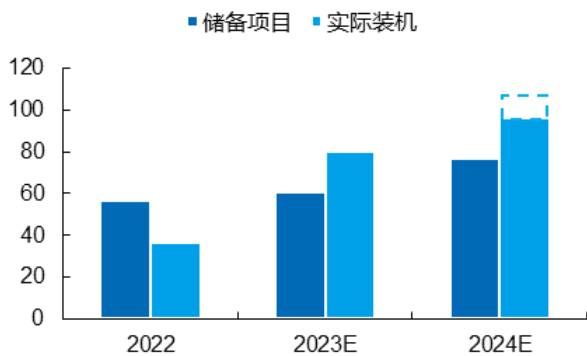
来源：央企招标投标网站，国金证券研究所绘制；截至2023/6/30

来源：央企招标投标网站，国金证券研究所绘制；截至2023/6/30

根据 Rystad Research 不完全统计，截至6月中旬，中国计划2023/2024年并网的大型公用事业项目分别有60/77GW，此外受疫情和供应链问题影响，2022年递延至2023年并网的大约有20GW，我们预测今年国内大型项目并网量将达到80GW以上，考虑到下半年新项目仍在持续增加以及年底并网顺延的影响，预计2024年潜在项目规模大概率将超过2023年。

图表6：中国大型公用事业项目库 (GW)

图表7：2024-2025E年光伏储备项目区域分布



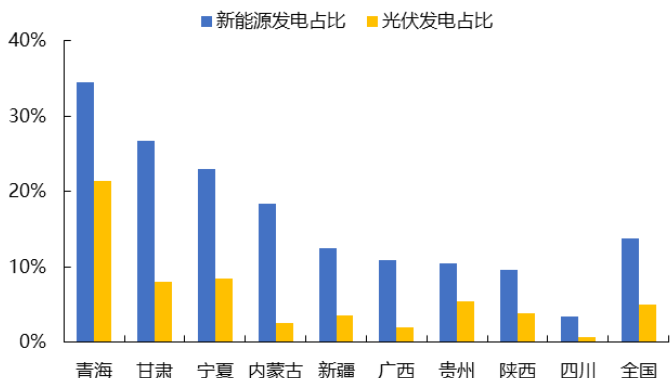
来源：Rystad Research、国家能源局，国金证券研究所

来源：Rystad Research，国金证券研究所

从储备项目分布区域来看，规划项目规模前五大省份分别为新疆（25%）、广西（8%）、青海（7%）、四川（7%）、内蒙古（7%），结合各省新能源发电情况分析，青海消纳压力最为突出，2022年新能源发电占比达到34.5%（光伏发电占比21.4%），24-25年装机增速或将出现下滑；新疆、广西、四川等地新能源发电占比低于全国平均水平，光伏发电渗透率低于5%，电网消纳压力相对较小，因此也将成为2024-2025年国内集中式光伏装机增长最快的几个地区。

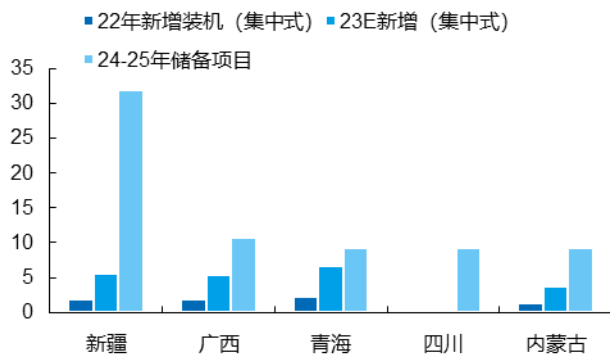


图表8: 2022年主要省份新能源及光伏发电占比



来源: 国家统计局, 国金证券研究所 (新能源发电占比为风、光伏发电占比之和)

图表9: 新疆、广西、四川将成为24-25年增速最快市场

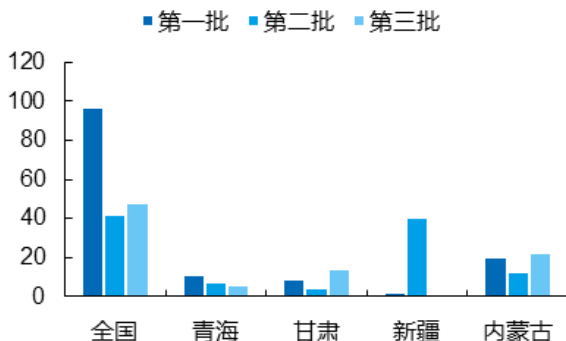


来源: Rystad Research, 国家能源局, 国金证券研究所 (假设23年集中式装机增速为200%)

目前已公布的大基地项目基本上已落实消纳方案, 从第二、三批风光大基地项目申报优先级来看, 源网荷储一体化、离网制氢等100%就地消纳项目逐步占据主流, 也导致部分消纳压力大的地区(如青海、甘肃)二、三批大基地规模较第一批有所下降。

根据第二、三批大基地项目清单, 青海第二、三批大基地项目全部采用就地消纳的方式, 主要为源网荷储一体化项目和光伏+光热项目, 内蒙古第二批大基地中唯一的光伏项目所配套的特高压直流工程已于2022年底投产, 新疆第二批需要电网消纳的大基地项目几乎全部配建4h电化学/8h光热储能, 大大缓解新能源出力高峰时的电网消纳压力。

图表10: 风光大基地项目规模 (GW)



来源: 各省能源局, 国金证券研究所 (新疆尚未公布第三批大基地项目清单)

图表11: 第二批大基地项目已落实消纳办法

省份	消纳办法
青海	第二批、第三批大基地项目(光伏5.4GW、4.6GW)全部配套电化学储能和光热设施, 可实现就地消纳
内蒙古	第二批大基地项目唯一光伏项目为4GW蒙西昭沂直流外送项目, 配套的±800千伏昭沂特高压直流已于2022年底投产
新疆	第二批电网消纳的大基地项目大部分配套4h电化学储能或8h光热储能

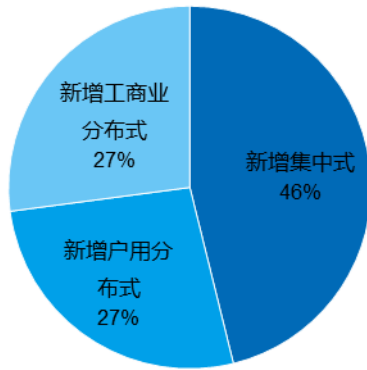
来源: 各省能源局, 国金证券研究所

分布式: 系统成本持续下降, 分布式释放需求弹性。

1Q23国内光伏新增装机中分布式占比54%, 1-5月国网区域新增分布式装机占比达59%, 上半年国内光伏新增装机中分布式的高占比, 一定程度上打消了市场对2023年分布式需求增长持续性的担心, 对于当前基本无需配储、无需承担电网调节成本的分布式项目而言, 每一分钱的成本下降都将激发增量需求的释放。

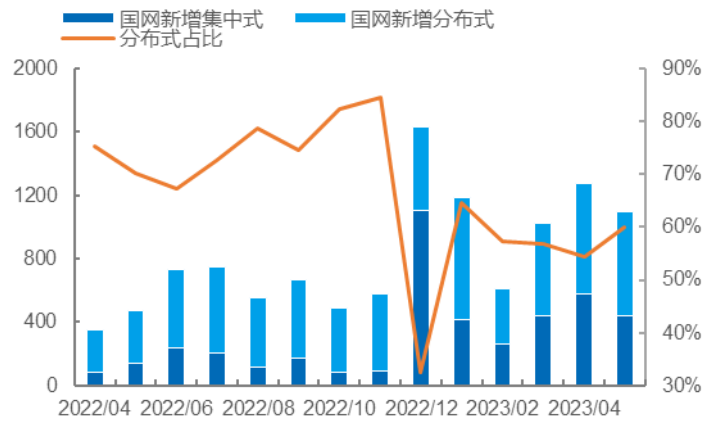


图表12: 1Q23 国内新增装机类型



来源: 能源局, 国金证券研究所

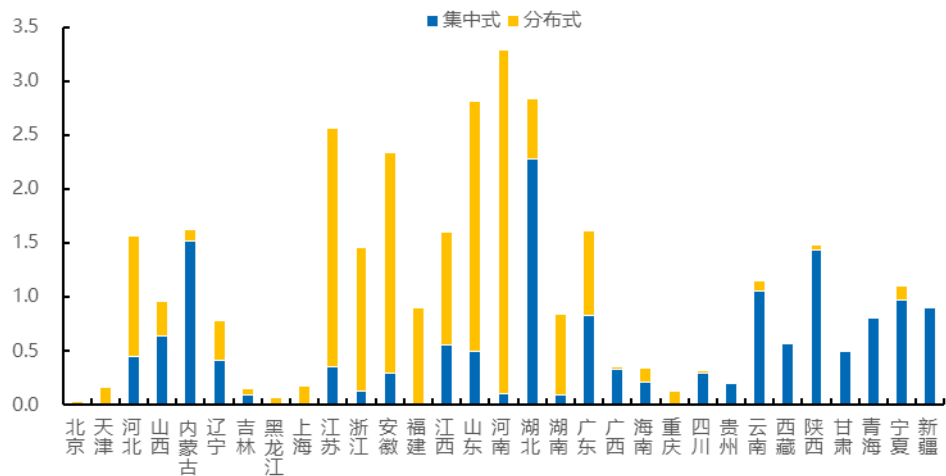
图表13: 国网区域新增装机类型 (万千瓦)



来源: 国网新能源云平台, 国金证券研究所

近两年国内分布式市场呈现此起彼伏、遍地开花的发展状态, 2021 年山东户用市场一枝独秀贡献了 30% 的分布式装机, 2022 年工商业市场异军突起, 以浙江、江苏、山东、广东等工业用电大省装机规模最大, 此外河南、河北的户用装机也在 2022 年超越山东; 2023 年上半年, 福建、湖南等南方地区分布式装机量快速提升。在当前全球平均低值个位数的光伏发电渗透率背景下, 由于区域分布的广泛性和来源的多样性, 潜在分布式需求对价格的弹性释放有很大概率会持续超预期。

图表14: 1Q23 各省装机分布 (GW)



来源: 能源局、全国新能源消纳监测预警中心, 国金证券研究所

随着户用光伏并网规模增长, 山东、河南等地出现消纳困难的情况, 这主要是农村电网变压器扩容所导致, 随着农网扩容增压、升级改造工程的推进、新能源汽车下乡政策的落地、以及光储充的应用, 我们认为分布式消纳的天花板将进一步打开。现阶段变压器扩容成本约 0.2 元/W, 主要由电网公司承担, 未来随着光伏系统成本的下降, 变压器扩容成本或将逐步疏导至电站业主方。

截至 2023Q1 全国户用光伏累计装机 72GW, 我们测算我国户用光伏市场潜在在 1346GW 以上, 当前户用光伏渗透率仅为 5%, 随着组件成本下降, 更多上网电价较低地区经济性将提升, 国央企的加入进一步加快户用光伏开发速度, 我们预计户用光伏重点开发区域将从东部省份逐步向西部省份转移。假设 2025 年全国平均户用光伏渗透率达到 20%, 对应 2023-2025 年国内户用装机潜力约 197GW, 年均装机量 66GW, 预计 2023-2025 年分别为 40+/60+/80+GW, 复合增速 40% 以上。



图表15: 中国户用分布式光伏市场空间测算

	河南	山东	四川	广东	河北	湖南	安徽	云南	广西	湖北	全国
农村人口 (万人)	4304	3667	3533	3218	2894	2668	2482	2296	2263	2094	49834
每户人数 (人/户)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
农村户数 (万户)	861	733	707	644	579	534	496	459	453	419	9967
每户平均安装功率 (kw/户)	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
可安装屋顶占比	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
理论市场空间 (GW)	116	99	95	87	78	72	67	62	61	57	1346
累计装机量 (GW)	14	17	0.07	0.9	12.9	1.4	5.2	0.04	0.06	0.7	72
户用光伏渗透率	12%	17%	0%	1%	17%	2%	8%	0%	0%	1%	5%
23-25 年装机潜力	假设 2025 年全国平均户用光伏渗透率达到 20%，对应 23-25 年国内户用装机潜力约 197GW，年均装机量 66GW，预计 23-25 年分别为 40+/60+/80+GW										

来源: 国家统计局、各省能源局, 国金证券研究所测算

根据中国建筑业协会数据, 目前我国存量工业、商业竣工面积分别为 60、31 亿平米, 每年新增工业、商业竣工面积分别为 5、2.5 亿平米, 按照工业屋顶面积=竣工面积/2、商业屋顶面积=竣工面积/5 测算, 我们预计国内工商业光伏市场潜力在 800GW 以上, 现阶段工商业光伏渗透率仅为 6%。根据整县推进政策要求, 到 2025 年党政机关建筑、公共建筑、工商业厂房、农村居民屋顶总面积安装光伏发电比例分别不低于 50%、40%、30%、20%, 假设 2025 年全国存量工商业光伏渗透率达到 25%、新增工商业光伏渗透率达到 50%, 对应 2023-2025 年国内工商业光伏新增装机潜力约 205GW, 年均装机量 68GW, 预计 2023-2025 年分别为 40+/60+/80+GW, 复合增速 40% 以上。

图表16: 中国工商业分布式光伏市场空间测算

	每平方米可安装光伏组件功率 (W/平米)	0.23
存量工业屋顶	2011-2022 年厂房及建筑物竣工面积 (亿平米)	60
	理论市场空间 (GW)	699
新增工业屋顶	每年新增厂房及建筑物竣工面积 (亿平米)	5
	理论市场空间 (GW)	58
存量商业屋顶	2011-2021 年厂房及建筑物竣工面积 (亿平米)	31
	理论市场空间 (GW)	144
新增商业屋顶	每年新增厂房及建筑物竣工面积 (亿平米)	2.5
	理论市场空间 (GW)	29
	工商业光伏累计装机量 (GW)	50
	工商业光伏渗透率	6%

假设 2025 年全国存量工商业光伏渗透率 25%、新增工商业光伏渗透率 50%，对应 23-25 年国内户用装机潜力约 205GW，年均装机量 68GW，预计 23-25 年分别为 40+/60+/80+GW

来源: 国家统计局、各省能源局、中国建筑业协会, 国金证券研究所测算 (工业屋顶面积=竣工面积/2、商业屋顶面积=竣工面积/5)

国内装机结论: 预计 2023/2024 年国内新增装机 160/210GWac, 同比增长 83%、31%。

考虑到国内地面电站储备项目丰富且持续增长, 目前已公布的大基地项目基本上已落实消纳方案, 消纳压力或好于预期; 户用、工商业分布式光伏市场空间广阔, 分布式系统成本下降后需求弹性或超预期。综合对地面电站及分布式需求的预测, 我们预计 2023/2024 年国内新增光伏装机 160/210GWac, 同比增长 83%、31%。

图表17: 国内光伏新增装机测算 (GWac)

	2020	2021	2022	2023E	2024E
国内装机	48.2	54.9	87.4	160	210
YOY		13.9%	59.3%	83.1%	31.3%



	2020	2021	2022	2023E	2024E
集中式	32.7	25.6	36.3	80	90
YOY		-21.7%	41.8%	120.4%	20.0%
分布式	15.5	29.3	51.1	80	120
YOY		88.7%	74.6%	56.5%	50.0%
户用分布式			25.3	40	60
YOY				58.4%	50.0%
工商业分布式			25.9	40	60
YOY				54.7%	50.0%

来源：国家能源局，国金证券研究所测算

1.3 美国：公用事业储备项目丰富，装机有望翻倍增长

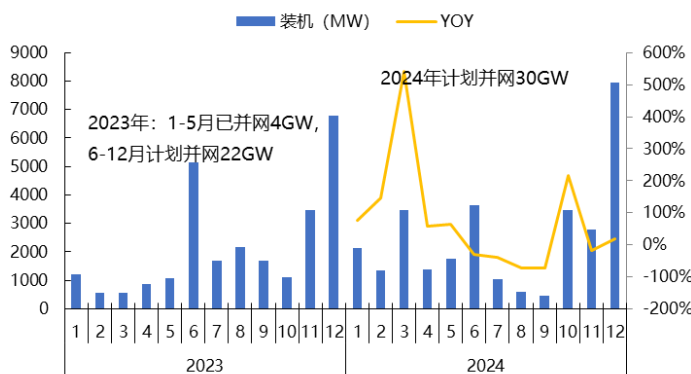
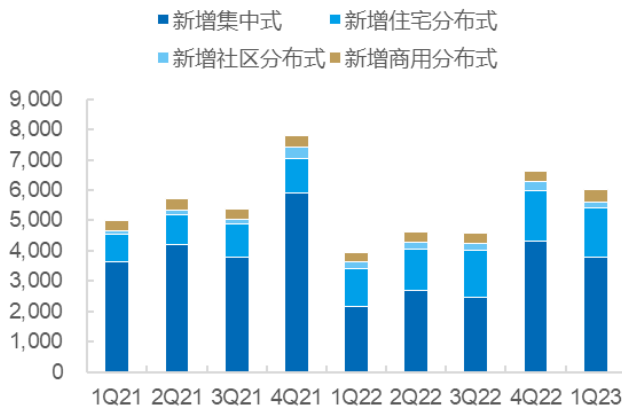
据 SEIA，2023 年 1-3 月，美国新增光伏直流侧装机 6GWdc，同比增长 53%；2023 年 1-4 月，美国进口组件 18GW，同比增长 59%。考虑到美国未通过国会审查法废除拜登东南亚免关税的总统令，即东南亚组件出口美国仍具有近一年免关税期，且 5 月 12 日 IRA 本土制造补贴细则落地，预计此前积压的储备项目有望放量。

从计划 2023 年并网的公用事业级项目来看，据 EIA 数据，截至 2023 年 5 月，计划 2023 年 6-12 月并网的光伏电站项目达 22GWac（仅统计装机容量大于 1MW 项目），计划 2024 年并网的项目达 30GWac，随着时间推移，预计这一数字还将继续增长，储备项目将成为支持美国装机翻倍增长的最大动力。

考虑美国积压的丰富储备项目将陆续释放，预计 2023/2024 年美国新增光伏装机 36/47GWac，同比+114%/30%。

图表18：美国光伏新增装机分布 (MWdc)

图表19：2023 年美国计划并网公用事业光伏项目 (MWac)



来源：SEIA，国金证券研究所

来源：EIA，国金证券研究所（仅统计装机容量大于 1MW 的光伏电站）

1.4 欧洲：建设力度有增不减，装机有望持续增长

俄乌冲突导致欧洲居民电价大幅上涨，刺激了以户用为主的中小型光伏和储能系统的安装。即使经历了整整一年的高增长，光伏仍难以满足欧洲因俄气退出而导致的电力供应缺口，为了加快可再生能源部署、降低通货膨胀压力，欧洲各国在 2022 年底通过了一系列提高补贴、减少税收、简化审批流程以进一步鼓励屋顶光伏装机的措施，同时计划将集中式电站的审批时限缩短至 6 个月以内，将大幅改善因审批周期过长而导致建设进度不及预期的情况，有望推动 2023 年及以后欧洲光伏需求继续高速增长。

图表20：2022 年下半年以来欧洲主要可再生能源支持政策

发布时间	国家	政策要点
2022 年 9 月	法国	法国政府宣布新措施支持太阳能自用项目，包括退税以促进前期投资，在向电网出售电力的价格中考虑通货膨胀因素，以及促进能源社区的集体自我消费。



发布时间	国家	政策要点
2022年9月	德国	2023年起所有30kW及以下的家庭或商业光伏系统都无需针对发电量支付任何所得税，此外，针对光伏系统和储能系统的采购、进口和安装也不再征收任何增值税（19%）。
2022年10月	芬兰	2023年开始净计量政策将推广至所有光伏系统。
2022年11月	欧盟	加快可再生能源的审批程序，分布式光伏审批时限不超过1个月，集中式电站审批时限不超过6个月。
2022年11月	荷兰	2023年起将住宅光伏系统的增值税（VAT）从21%降至0%。
2022年12月	波兰	2022年12月15日起波兰政府将住宅屋顶光伏的补贴从PLN4,000提高到PLN6,000，规模在2-10kW；同时对储能的补贴将翻倍，由原先的PLN7,500提高至PLN16,000，规模从2kWh起。
2022年11月	法国	立法要求400个车位以上的大型停车场在3年内安装覆盖面积达到一半以上的光伏系统，80-400个车位的中小型停车场则需在5年内完成光伏系统覆盖。
2023年2月	英国	从2022年4月1日起，住宅应用中使用的热泵和太阳能组件的增值税（VAT）从5%降至0%，持续5年。
2023年2月	罗马尼亚	政府今年将为绿色光伏家庭计划拨款6.7亿美元以支持住宅太阳能安装。
2023年3月	欧盟	目标到2030年，欧洲的整体战略净零技术制造能力达到或者接近年度部署需求的40%，其中光伏产能建设目标为30GW
2023年3月	欧盟	至2028年，所有新建筑必须使用太阳能屋顶系统；至2032年，翻新的户用建筑必须使用太阳能屋顶系统。
2023年4月	爱尔兰	将户用光伏组件增值税从13.5%降至0%。
2023年4月	意大利	对符合条件的具有垂直安装结构或高效创新光伏组件的农业光伏项目进行最高40%的光伏系统采购与安装初始成本补贴。
2023年6月	德国	1) 2023/2024/2025/2026年德国光伏新增装机9GW/13GW/18GW/22GW；2) 将小型光伏系统并网免审批容量上限由600瓦提升至800瓦；3) 100kW以上光伏系统可以将余电免费售给电网同时免征过网费。
2023年6月	罗马尼亚	简化在可建设用地上开发可再生能源项目的许可流程

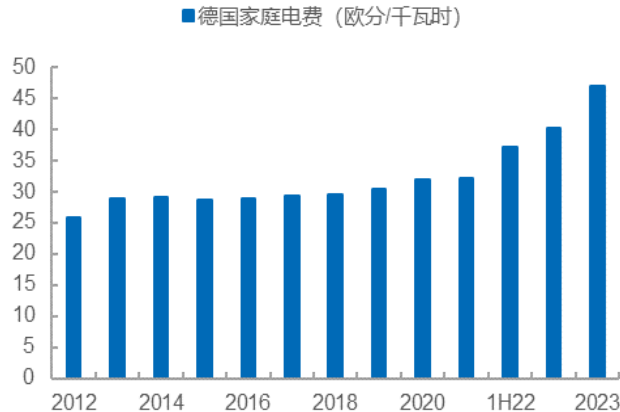
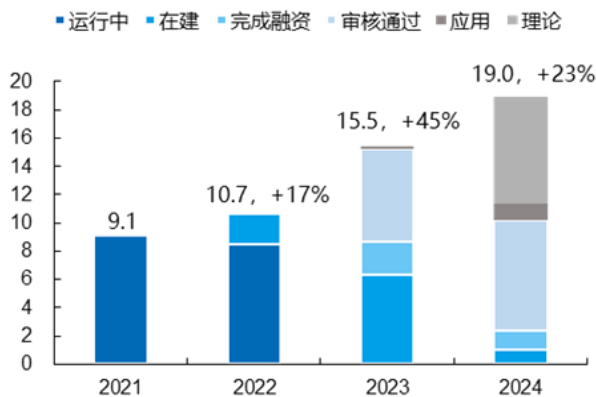
来源：各国能源部门，国金证券研究所整理

组件价格高、审批时限长等因素导致2022年欧洲地面装机增速远低于户用，但据Rystad Research最新的大型公用事业项目库显示，2023年欧洲地面电站装机将显著加速。

尽管今年上半年欧洲天然气价格中枢已较去年下降超60%，但欧洲天然气供应仍面临紧平衡下供应不稳定的脆弱性问题，受挪威天然气加工厂停工计划影响，今年年初起逐步恢复正常的天然气价格在6月上涨超50%，且欧洲核心国家的实际居民电价仍保持高位，考虑各国补贴、退税政策的支持及2023年系统成本下降，预计2023年的家庭光伏系统实际安装成本将较2022年节省30%以上，且安装光伏系统可大幅降低家庭电费的超额支出部分，性价比依然显著，预计2023年欧洲户用光伏装机将继续保持增长。

图表21：欧洲大型公用事业项目库（GW）

图表22：德国居民电费仍维持高位

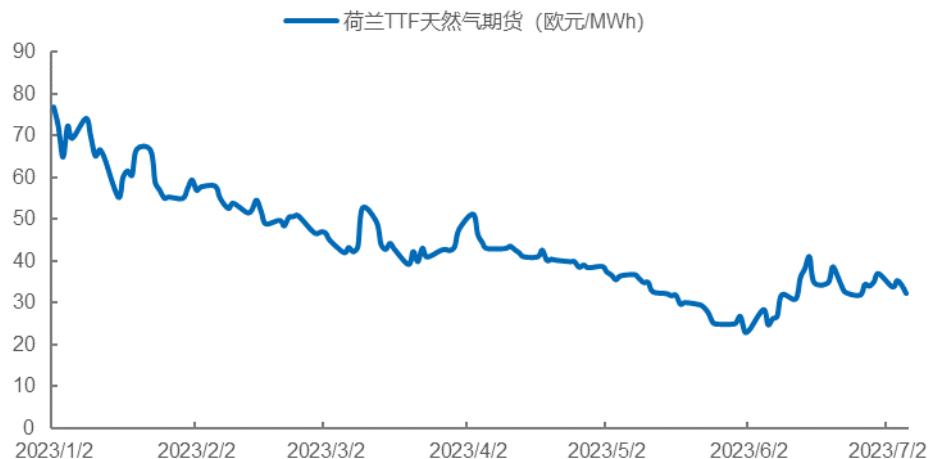


来源：Rystad Research，国金证券研究所

来源：BDEW，国金证券研究所



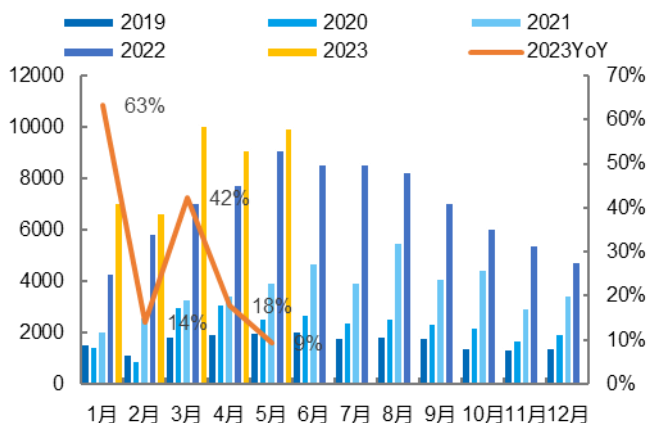
图表23: 受挪威天然气工厂关闭影响, 6月欧洲天然气期货价格反弹



来源: Dutch TTF, 国金证券研究所

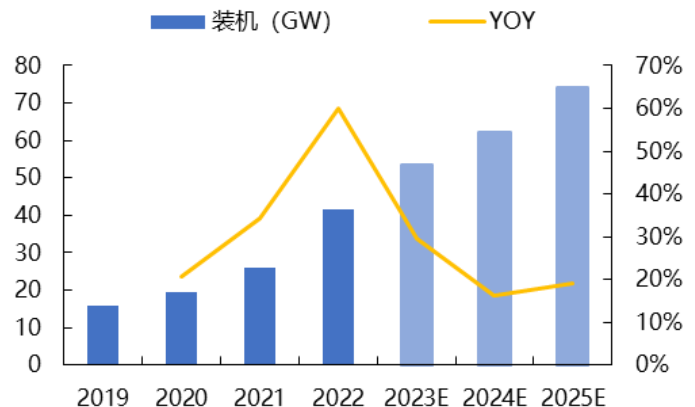
2023年1-5月国内组件累计出口欧洲超43GW, 同比+26%, 欧洲需求仍维持强劲。考虑到欧洲需求景气度的延续, 以及2022年装机数据统计滞后的影响, 预计2023年欧洲光伏新增装机有望达到60GWac, 同比增长33%。考虑到光伏组件价格下降持续提升光伏发电经济性, 及欧洲中长期能源规划, 预计2024年欧洲光伏新增装机有望达到75GWac, 同比增长25%。

图表24: 2023年1-5月国内组件出口欧洲超43GW



来源: 海关总署、盖锡咨询, 国金证券研究所

图表25: SPE对欧洲光伏新增装机的预测(偏保守)



来源: Solar Power Europe, 国金证券研究所

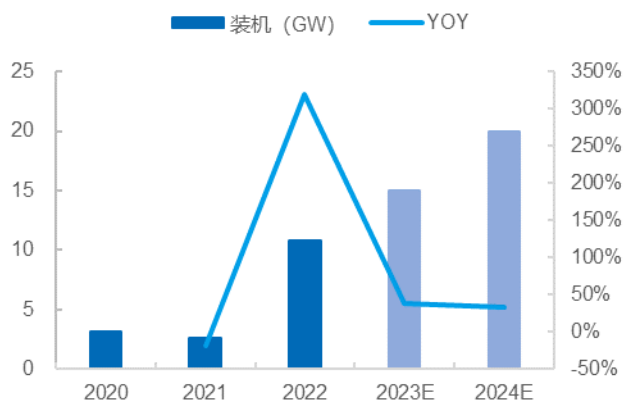
1.5 巴西: 配电补贴政策计划延期半年, 23年分布式装机有望超预期

2022年1月6日巴西发布的14.300号法律正式立法明确分布式光伏可在2045年及之前享受净计量电价, 且在随后的12个月过渡期内安装的用户可在2045年及之前享受免征配电网电费的优惠政策, 刺激2022年分布式装机大幅增长。12月7日, 巴西众议院批准法案计划将该过渡期延长6个月, 即截止日期从2023年1月7日推迟至2023年7月7日, 为2023年分布式光伏的抢装预留了充足的时间。

2023年1-5月国内出口至巴西组件7.43GW, 同比持平, 根据巴西太阳能协会(ABSOLAR)数据, 1-5月巴西新增光伏装机6.6GWac, 同增超179%, 我们预计2023年装机量有望达到15GWac, 同比增长39%, 预计2024年维持约30%增速。

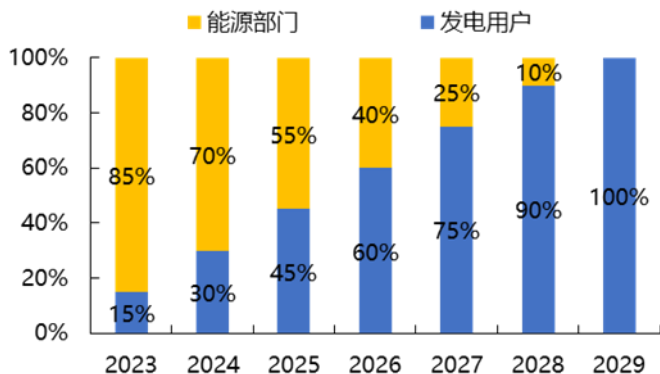


图表26: 巴西光伏新增装机预测



来源: ABSOLAR, 国金证券研究所

图表27: 过渡期后并网的分布式项目配电费将逐年递增



来源: 14.300号法律文件, 国金证券研究所

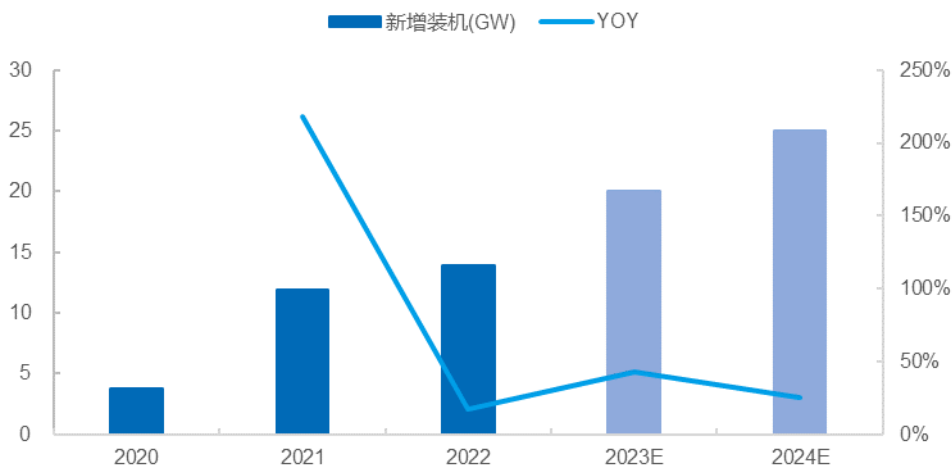
1.6 印度: 储备项目丰富, 预计2023年新增装机20GWac

2022年4月, 印度开始对进口光伏组件和电池分别征收40%和25%的关税, 印度本土产能的不足严重影响印度新增装机, 据JMK Research, 2023年1-5月印度光伏装机4.52GWac, 同降54%。

2023年2月, 印度联邦电力和新能源可再生能源部部长R.K.Singh表示政府已决定将已经批准的组件型号和制造商清单(ALMM)豁免两年, 此前只有在该清单中包含的组件制造商才有资格用于公用事业太阳能项目、开放接入及屋顶光伏项目, 而该名单中没有国内组件公司被列入。Singh表示此次豁免ALMM两年主要系当前印度有70GW的光伏项目正在实施, 但本土超500W的组件制造能力仅10GW, 豁免ALMM显示了印度对光伏装机的迫切性。

BCD(组件基本关税)和ALMM是影响组件出口印度的重要因素, 考虑到印度本土旺盛的光伏需求, 及相关政策有放松可能, 预计2023年印度光伏新增装机有望达到20GWac左右, 同比增长43%。

图表28: 印度光伏新增装机预测



来源: MERCOS, 国金证券研究所

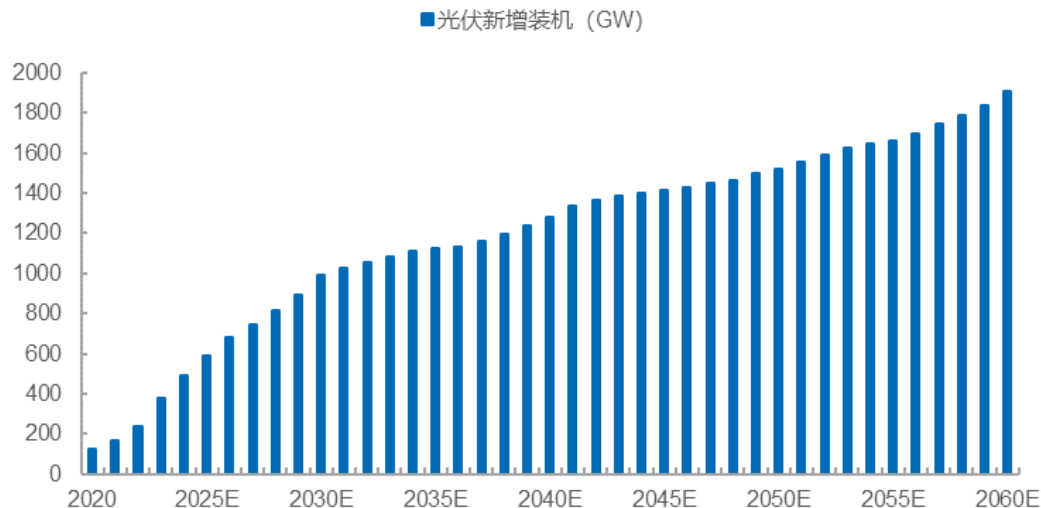
1.7 中长期预测: 2030年前后达到年新增1000GWac, 存量替代持续驱动后续装机

随着全球经济增长、电气化比例提升、可再生能源电量占比提升, 光伏作为最平价的可再生能源电力, 预计2030/2040/2050年光伏发电量占比提升至20.5%/40.4%/45%, 我们预计光伏发电量占比提升至40%以上后增速放缓, 后稳定在45%左右, 考虑后期光伏组件逐步产生替换需求(光伏组件使用寿命约20-25年, 但通常10年左右即可收回成本, 若届



时新组件效率相比原有组件具有显著提升,对于部分项目而言提前更换组件会有更好的经济回报), 预计光伏新增装机将在 2030 年左右达到约 1000GWac, 后产生大规模存量替换需求, 支撑光伏新增需求缓慢增长, 预计 2030/2040/2050/2060 年光伏新增装机提升至 994/1281/1521/1904 GWac。此外, 技术进步也会影响装机增速, 若在某个时点出现突破性技术进步(如转换效率大幅提升), 可能导致阶段性光伏装机需求爆发, 下游运营商或因经济性考量提前替换存量组件。

图29: 光伏中长期新增装机需求预测

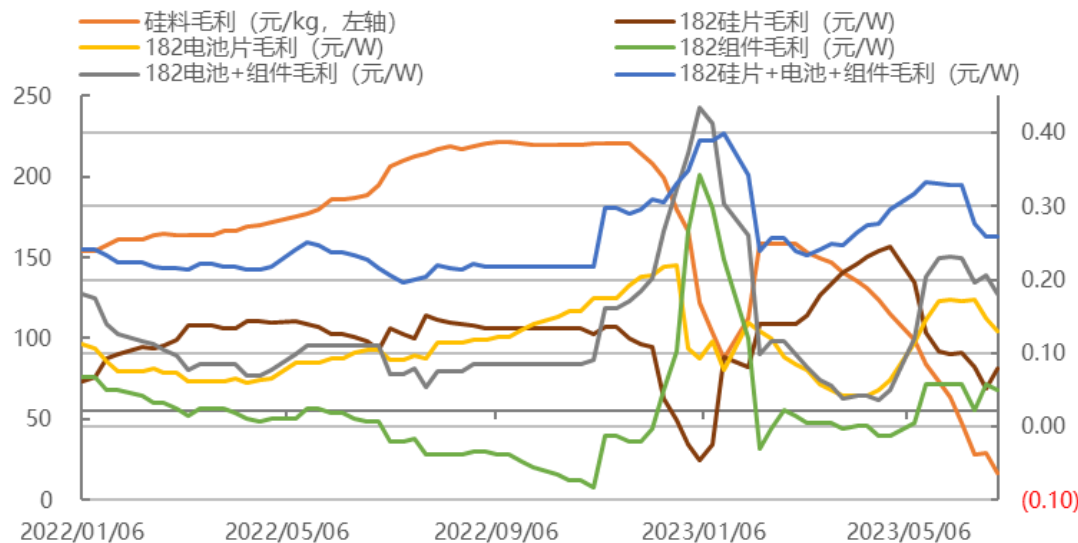


来源: EIA, 国金证券研究所测算

2 光伏产业链篇: 常态“过剩”不足惧, 技术迭代等因素驱动龙头优势扩大

随硅料供给释放, 2023 上半年光伏产业链价格整体处于下降趋势中, 其中供给快速增加的硅料、硅片环节价格降幅较大且盈利承压, 电池片(尤其是 N 型/高效电池片)因供给相对紧张盈利维持较高水平, 组件由于期货属性降价速度稍缓于上游环节、盈利能力略有提升, 一体化组件(硅片+电池片+组件)盈利维持相对高位。

图30: 主产业链各环节单位毛利趋势(测算, 截至 2023 年 6 月 30 日)



来源: PVInfoLink, 国金证券研究所测算; 注: 单位毛利为测算值, 实际因各家企业库存及技术水平不同有所差异, 建议关注“变化趋势”为主



随着硅料价格触及底部（以边际产能亏现金停产、新建产能推迟投产为信号事件），行业整体供需关系正式由“短缺”切换至“过剩”状态，各环节成本曲线、销售溢价、竞争格局等因素将较大程度决定各环节在供给过剩状态下不同企业的盈利能力分布。

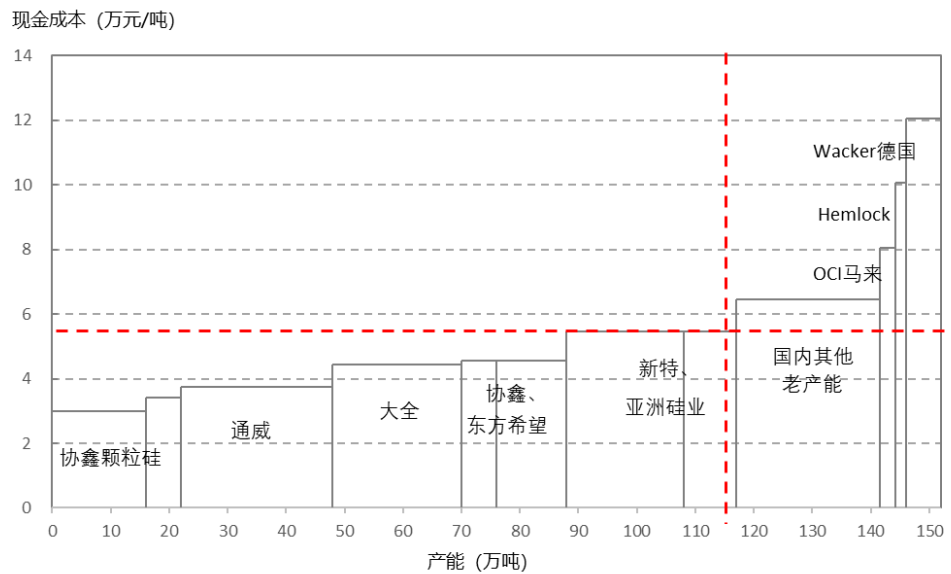
需要强调的是，2019年以前的十几年中，光伏行业绝大部分时间处于全环节过剩状态，期间并不妨碍龙头公司凭借更快的降本速度、对技术迭代更前瞻准确的把握等途径实现超额利润的兑现和股价的表现。过剩才是光伏行业的常态，甚至“过剩”本身才是驱动行业技术创新核心动力之一，越是过剩的状态下，具有创新精神的企业才越能体现他的α价值和长期生存能力，随着N型逐渐渗透驱动的对材料端品质要求的提升、组件端对售价/成本影响因素的增多，我们判断：产业链多数环节的龙头优势将呈现放大趋势，而非目前主流预期的缩小。

2.1 硅料：预计底部价格6-7万元/吨，N型TOPCon产业链超额利润重心向硅料端转移

目前多晶硅产能合计约152万吨/年，其中10.5万吨高成本海外硅料(OCI, Hemlock, Wacker)主要用于满足美国市场的终端需求，价格体系将具有一定的独立性。预计2023年光伏组件需求约500GW，按照硅耗2.5g/W测算硅料需求约125万吨，扣减海外硅料后国内硅料需求约115万吨，在硅料成本曲线上对应的产能交点落在以现金成本约为5.5万元/吨的边际产能附近。

预计2024年光伏需求增速30%，对应硅料需求增长约40万吨，考虑到计划2023-2024年龙头通威、协鑫、新特在建及规划产能超40万吨，且龙头企业具有雄厚资金实力完成产能扩张计划，预计中长期供需均衡对应现金成本为5.5万元/吨。

图表31：2023年硅料环节成本曲线（按23年6月产能、工业硅价格1.5万元/吨测算）



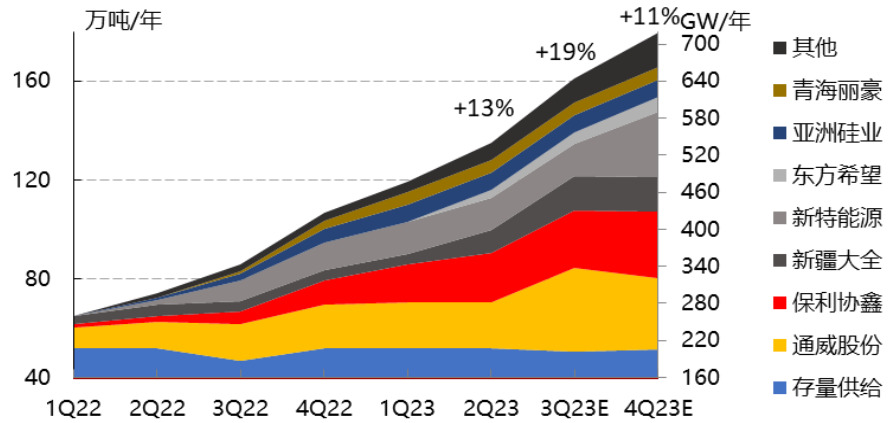
来源：各公司公告、BNEF，国金证券研究所测算

此外，下半年的硅料供应和价格仍存两个潜在变数，或影响硅料价格波动范围：

- 1) 区域性限电可能导致的预期外供给收缩：目前看，今年夏季全国电力系统迎峰度夏保供压力丝毫不小于去年，由于22Q3多晶硅盈利处于极端高位，四川、云南、内蒙等地多晶硅产能都享受了工业用电的最高优先级保障，但今年价格和盈利水平大幅回落之后是否仍有相同待遇有待观察。
- 2) 在建项目投产时间是否推迟：近期硅料价格快速下跌的主要原因并不是终端真实需求的减弱，而是受到产业内对下半年硅料供应加速释放的“一致预期”所驱动，考虑到大部分新建产能（尤其是新玩家）爬坡期成本偏高、产品品质不稳定等因素，在6-7万元/吨的市价下，此类产能可能面临投产即亏损，甚至投产即亏现金的窘境，因此不排除主动推迟投产时间的可能。



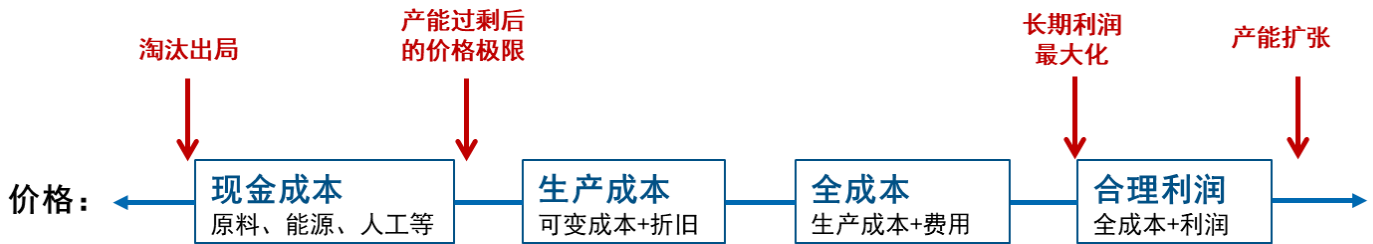
图表32: 2023年硅料供给释放节奏(季度有效供应, 考虑爬坡及部分产能推迟投产)



来源: 各公司公告、官网, 国金证券研究所测算

中长期看, 产能过剩后理性价格应维持在供需均衡状态下边际产能的现金成本附近, 同时考虑到边际产能在价格低位时可能因成本控制、现金管理、费用摊销等因素造成成本上升, 我们预计硅料价格“理性底部区间”为致密料含税价 6-7 万元/吨。虽然不排除阶段性非理性抛库等行为可能会短时间击穿该价格区间, 但我们认为 6 万元/吨以下不是一个可以长期维持的价格。

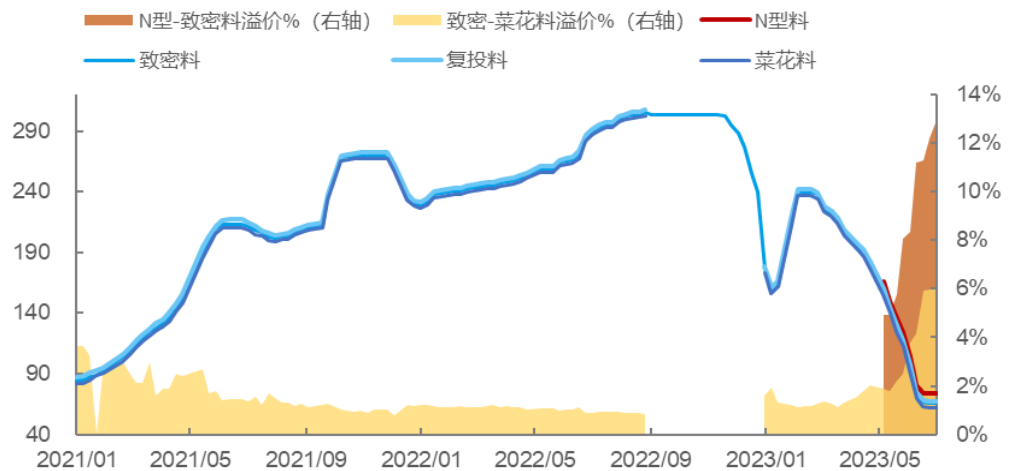
图表33: 多晶硅行业价格、产能、利润关联性解析



来源: 国金证券研究所绘制

考虑到头部企业的成本优势, 同时考虑到电池效率持续进步驱动的对材料端品质要求的提升(N型硅料品质要求更高), 头部企业高品质产品或将具有显著的价格优势, 并且随下游N型电池产能释放及硅料供应整体趋于宽松, 这种品质溢价幅度或将持续扩大, 预计头部硅料企业平均单位盈利低点约 0.5-1 万元/吨。

图表34: 不同品质硅料价格及价差(元/kg)



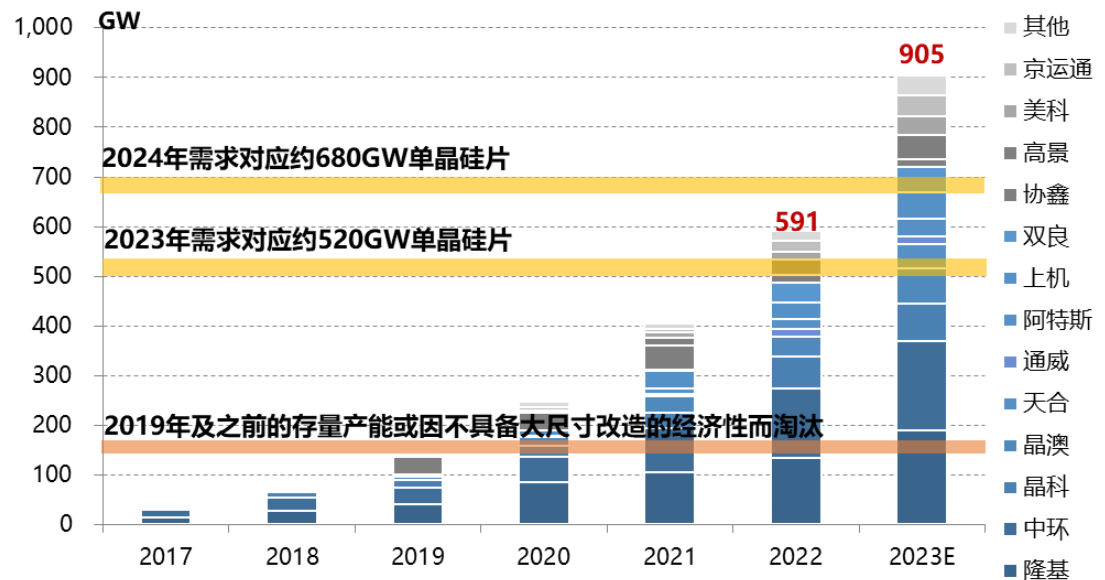
来源: 硅业分会, 国金证券研究所



2.2 硅片：超额利润承压，N型放量或放大品质差异

上半年硅料价格快速下降带动硅片价格快速调整，硅片环节库存减值压力较大，环节整体盈利承压。展望后续，硅片环节产能充足且仍持续增加，预计2023年底单晶硅片名义产能将超过900GW（包含部分小尺寸/低效产能），随硅料逐步进入过剩状态，二三线硅片企业开工率攀升，驱动价格竞争及硅片环节超额利润压缩，边际产能盈利或将逐渐压缩至成本线附近。

图表35：硅片环节名义产能及需求（GW，700GW以上部分标灰）



来源：各公司公告、官网，国金证券研究所

但企业之间的盈利能力或将呈现分化加剧的态势（价格差异放大+成本曲线趋于陡峭）：

- 1) 品质差异：随N型产品放量及电池效率持续提升，行业对硅片品质的要求将逐步提升（如少子寿命、含氧量等），将令不同品质硅片价格的价差逐步放大，头部高品质硅片将获得溢价。
- 2) 高纯石英砂/石英坩埚供给：高纯石英砂供给持续紧张，最高品质的内层砂供应或面临缺口，硅片企业或将妥协使用内层砂占比较低的低品质坩埚以维持开工率，但付出的代价是降低单只坩埚的使用时长，从而导致坩埚成本、拉晶电耗、单位折旧等非硅成本上升，龙头相对优势将因进口高纯石英砂的供应保障优势而扩大。
- 3) 库存策略：随产业链价格下跌，原材料、产成品库存对企业盈利的影响或阶段性放大，周转效率较高的企业相对优势有望放大。

龙头硅片企业的相对优势因品质优势、高纯石英砂的供应保障优势而扩大（测算单位盈利差距拉开2~3分/W），当前头部与边际产能单W盈利差距预计5分/W左右，即边际产能盈利压缩至0时，头部仍有7~8分/W的单位净利（较1H23水平压缩3~4分/W），考虑硅料趋于宽松和价格差异放大、石英坩埚趋于紧张的对冲效果，预计头部企业市占率有望基本持稳。

背景假设（需跟踪验证）：二线硅片企业因无法获得足够的标准坩埚（内层使用足够厚度的进口高纯砂），转而使用品质要求降低的“劣等”坩埚，从而付出非硅成本升高或硅片品质下降的代价。

2.3 电池片：TOPCon 超额利润有望维持，HJT 产业化有望否极泰来

2022年是N型电池真正大规模量产的元年，TOPCon、HJT、xBC扩产规模均超预期。2023年年初至今，N型技术加快前进步伐，在效率上持续进步、成本上持续下降、良率上持续优化，尤其是TOPCon技术，已成为各头部厂商的主流扩产选择。

- 1) 存量PERC产能：仍有至少一年以上生命周期



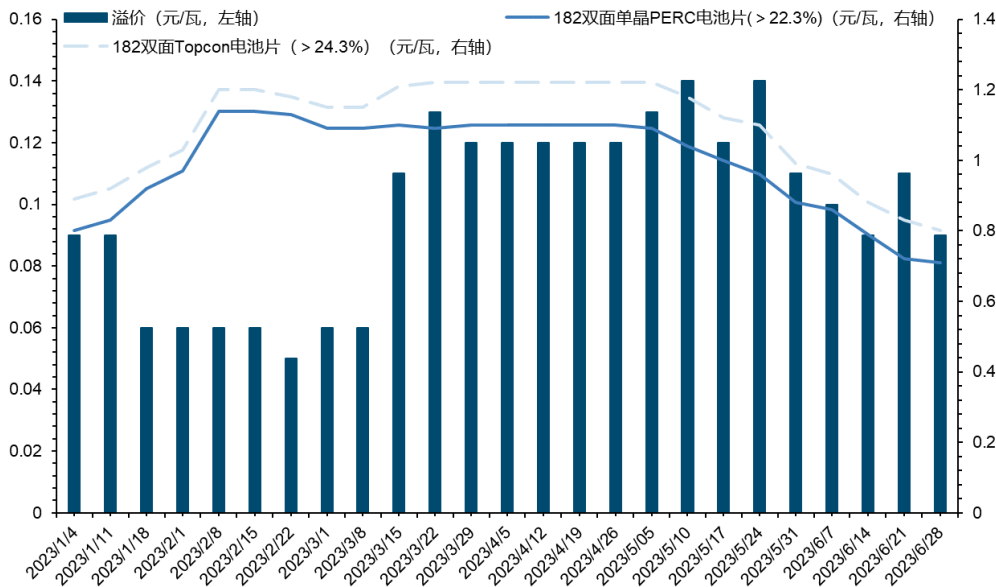
根据我们对在建及规划电池片产能的梳理及测算，预计 2023 年新技术电池产能贡献供给增量可达 184GW（TOPCon/HJT/xBC 等，详见后文分析），考虑实际建设进度，及新进入厂商技术掌握及产能释放的不确定性，即使预期下半年 N 型供应量将会大幅增加，预计全年渗透率仍<30%（基于 2023 年组件需求超 500GW 的假设）。展望 2024 年，在预期需求增速 25%-30% 的假设下，预计 TOPCon 等新型技术渗透率也仅提升至 50%-70% 左右，存量 PERC 产能仍有至少一年以上生命周期。

2) TOPCon: 工艺渐入佳境，溢价和超额利润有望维持 0.1 元/W 左右的水平

根据我们统计，2023 年 TOPCon 扩产有望达到 350GW，实际年内落地的 TOPCon 产能有望达到 330GW，实际产出有望超过 130GW，成熟度有目共睹。

截至目前，TOPCon 技术实际渗透率仍处于较低水平，由于 TOPCon 电池的高性价比，年初至今 TOPCon 较 PERC 电池溢价维持在 0.1 元/W 左右水平。后续随着大批量 TOPCon 产能的释放，尽管溢价可能会逐步下降，但是考虑到 TOPCon 工艺仍有进一步改良的空间，效率和成本仍有后续优化方案，TOPCon 溢价和超额利润有望维持在当前水平，直至 PERC 电池基本退出市场（可参考单多晶替代过程中，单晶硅片超额利润的维持能力）。

图表36: 年初至今 TOPCon 较 PERC 溢价水平维持在 0.1 元/W 左右



来源：盖锡咨询、国金证券研究所

3) HJT: 产业化有望否极泰来

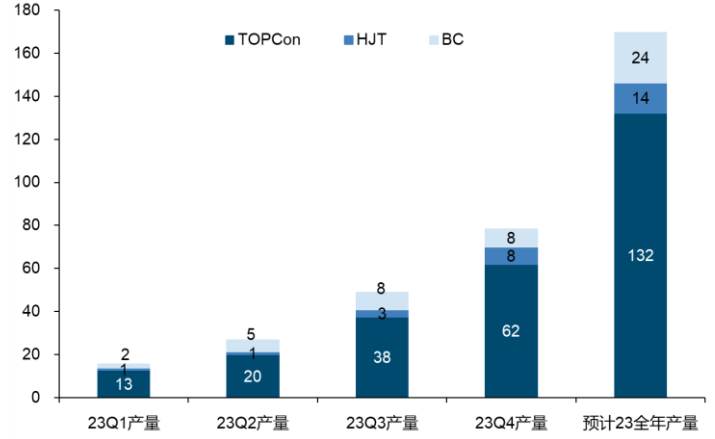
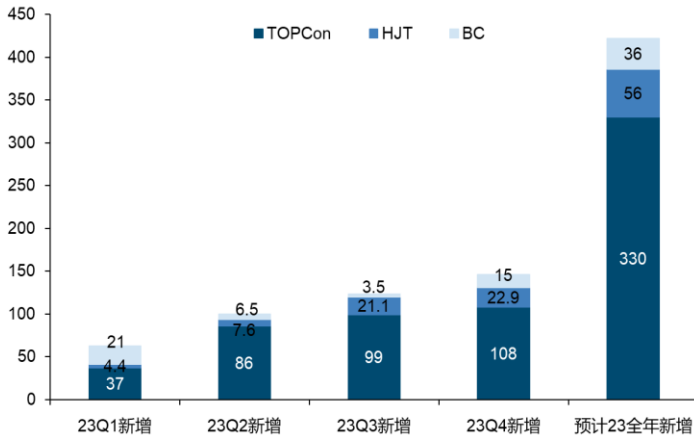
尽管有观点认为 TOPCon 的快速发展会对 HJT 形成一定的压制，导致后续 HJT 工艺发展空间受限甚至成为 TOPCon 到钙钛矿的“居中路线”，但不可否认的是，从第一性原理出发，HJT 所特有的低温工艺加极简的工艺步骤，使其理论上可实现更高的良率及量产转换效率。据最新的理论更新，HJT 的理论极限效率可达 28.9%，高于基于双面 Poly 路线 TOPCon 的 28.7%。从产业化的角度看，年内 OBB、双面微晶、电镀铜等针对 HJT 的提效降本工艺目前均已看到实质性进展，路径清晰。从总量的角度看，HJT 在 2023 年的有效产出将达到 10GW 以上，到年底实际落地产能有望超过 60GW，规模效应的进一步提升势必将会带来 HJT 全产业链的愈发成熟。

根据当前行业内实际规划，主流组件厂、电池厂大部分尚未完全决定未来 2-3 年的电池技术路线，且落实到各个公司来看，2023 年 N 型组件出货目标占总体出货目标比重仍相对较小，存量 PERC 产能尚未开始被大量替代。大厂的扩产将是催化 HJT 行情最重要的信号。



图表37: 2023年TOPCon/HJT/xBC分季度落地产能预测 (GW)

图表38: 2023年TOPCon/HJT/xBC分季度产量预测 (GW)



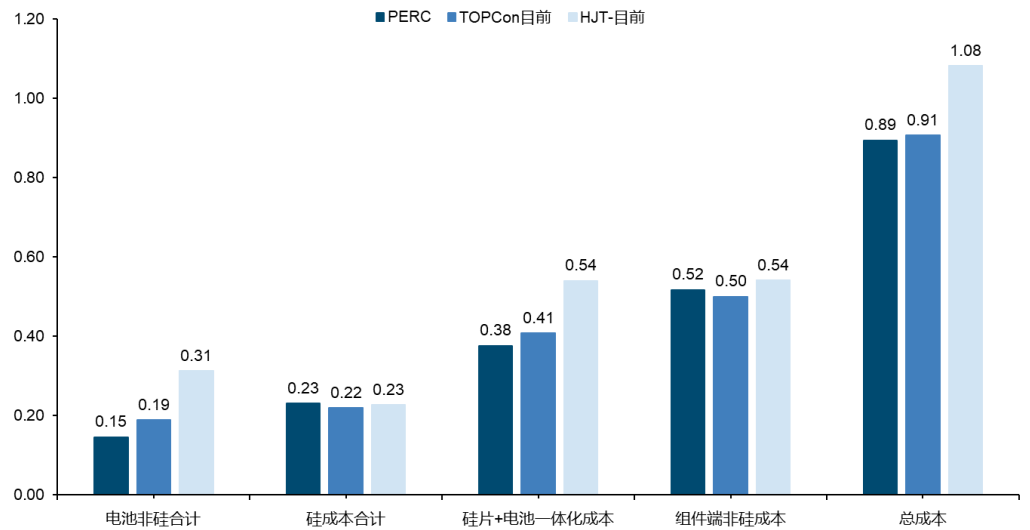
来源: 各公司官方公众号、wind、国金证券研究所测算

来源: 各公司官方公众号、wind、国金证券研究所

成本方面, 我们根据硅业分会6月28日最新N/P型硅料价格73.7/67.5元/kg进行测算, 显示TOPCon硅成本约0.22元/W, 较PERC低1分/W, 高银耗及低良率带来TOPCon电池非硅端约4分/W左右成本上升; 组件端, TOPCon功率更高, 摊薄到组件端的非硅成本约0.5元/W; 总成本计算下, TOPCon仅高出PERC2分/W, 而随着技术以及产业化的推动, TOPCon电池提效进程有望使其成本在年内持平或低于PERC。

HJT电池在不考虑OBB、银包铜、边皮切割等降本手段导入的情况下, 电池非硅成本端仍达到TOPCon和PERC约1.5~2倍, 组件端非硅成本也要高出2~4分/W, 总成本看, HJT电池降本仍然任重道远。

图表39: TOPCon及HJT与PERC成本对比 (元/W)



来源: 国金证券研究所测算

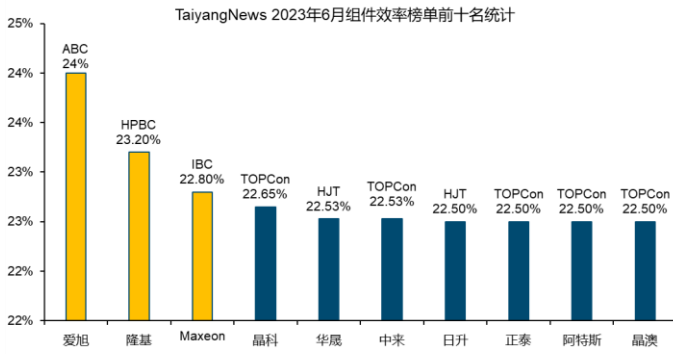
4) BC: 差异化竞争优势明显

xBC电池是各类背接触结构光伏电池的统称, 包括IBC、HBC、PBC、ABC等。BC电池正负极金属接触均位于电池背面, 正面无栅线遮挡, 100%有效光照面积, 背面允许较宽栅线来降低串联电阻, 在提升电池转换效率的同时, 视觉美观性也大幅提升。BC电池的单元电极结构使其可兼容其他电池结构, 提效空间巨大。在效率和外观优势的双重加持下, 目前市场上BC电池相比PERC有明显溢价。今年国内xBC电池落地产能预计达到44GW, 出货量约20GW。



图表40: BC 组件拥有较高的组件效率

图表41: BC 电池美观性突出



来源: TaiyangNews、国金证券研究所

来源: 爱旭公众号、国金证券研究所

2.4 组件：领先一体化盈利中枢 0.15 元/W 可期，龙头优势呈放大趋势

降价周期中组件环节将最先感受到终端价格压力，但纯组件环节利润几无压缩空间（2022 年普遍亏损 1-3 分/W），在原材料降价时将以传导降价、保证出货为主，预计整体盈利维持稳定。组件环节期货属性的超额利润和库存减值形成对冲，短期盈利变化方向与幅度取决于硅料降价斜率及企业库存策略。

一体化企业盈利由硅片、电池片、组件三个环节的盈利累加构成，渠道销售利润、新产品溢价等因素将在各环节基本供需关系之外对盈利能力产生额外影响：

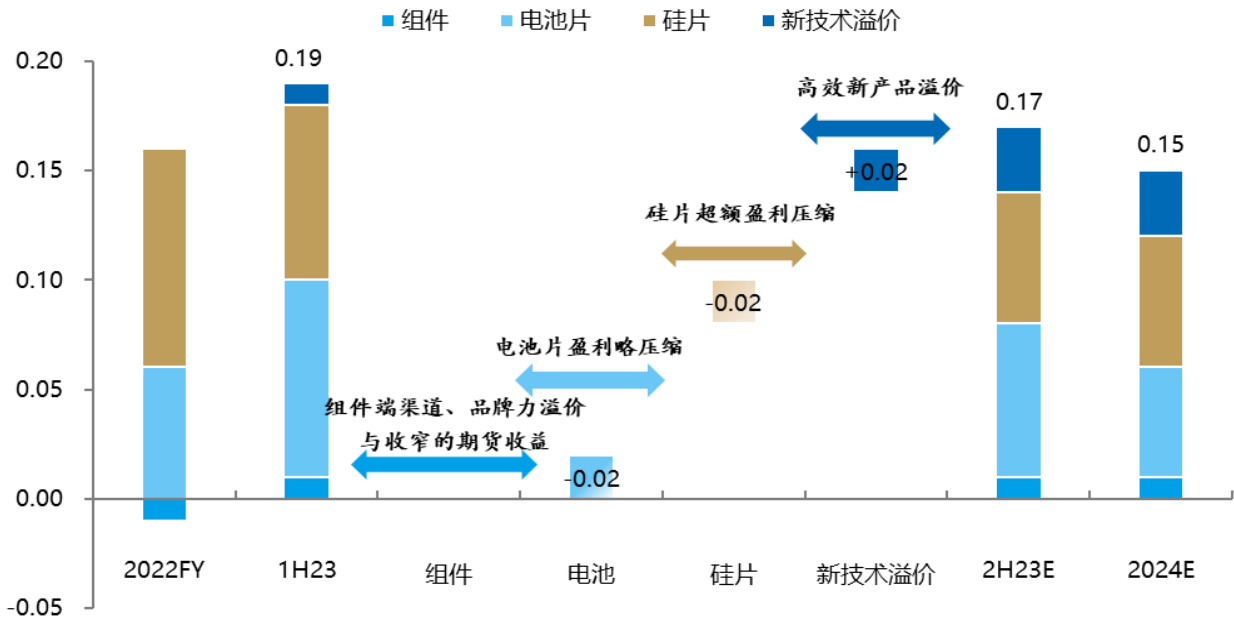
- 1) 根据上文对各环节供需关系及竞争格局的分析，我们预计 2H23 一体化组件企业三大核心环节的盈利趋势（在不考虑一体化比例及新产品占比的情况下）将呈现为：硅片、电池片环节盈利略压缩，纯组件环节盈利持稳。
- 2) 在产业链降价趋势中，由于组件渠道销售市场调价的滞后性以及较招标市场相对温和的竞争环境，将实现“期货利润”的阶段扩张，在原材料价格触底并在底部维持 1-2 个季度之后，随组件厂“高价订单”消化完毕，这种“期货利润”将逐渐消失。
- 3) 头部一体化企业下半年均有较大规模新技术产能放量，以及不同程度的一体化比例提升，考虑到 TOPCon、HPBC 所带来的产品功率增益以及作为高效/高端新产品的定位，有望综合实现 0.05-0.1 元/W 的一体化超额利润。

上半年组件环节由于期货属性降价速度稍缓于上游环节，盈利能力略有提升。展望后续，我们预计头部一体化企业 2H23 单位盈利略有收缩（硅片↓、电池↓、组件→、渠道/产品超额↑），各企业的盈利情况将很大程度上取决于产能结构、新品放量速度、采购及库存策略。此外，头部组件企业在经销商覆盖范围、第三方评级、国际化产能布局方面的优势突出，将确保其在行业需求持续增长的背景下实现出货、市占率、盈利规模的持续提升。

考虑到头部一体化企业在海外渠道、分销渠道、品牌、新技术产品放量等方面的领先优势，预计 2H23 年一线头部企业份额基本稳定，通威股份或凭借其品牌、供应链及精益管理优势逐步提升市占率，预计组件环节头部企业集中度持续提升。



图表42：2023-2024E 最优一体化产能单位盈利趋势展望（元/W，测算）

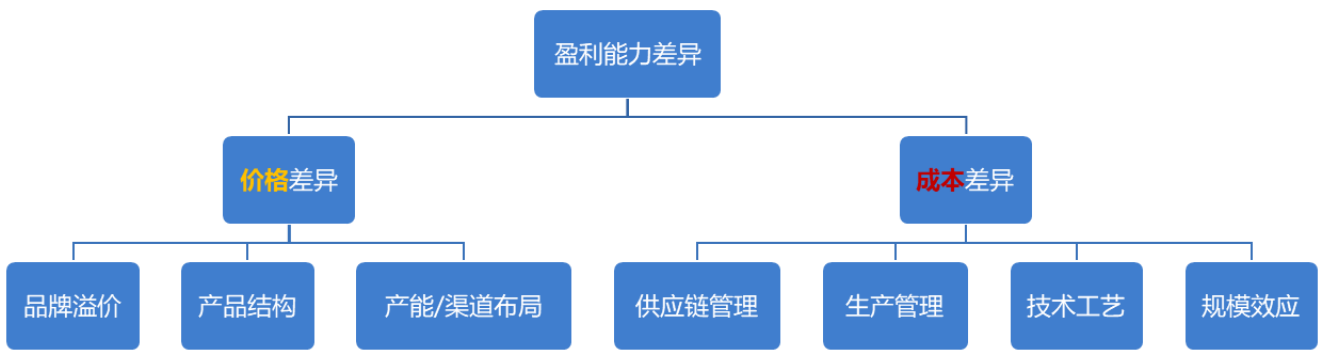


来源：各公司公告、官网，国金证券研究所

中长期看，光伏制造业作为典型的“持续投入型制造业”，合理的预期投资回报，是保证行业能够持续发展、企业能够形成长期竞争力的核心基础。

以当前光伏一体化组件产能（仅计算 硅片-电池-组件）0.7-0.8 元/W 的综合资本开支（含厂房），考虑大比例流动资金沉淀、持续高强度研发投入、技术迭代带来的高比例资产减值、对核心原辅材料的参股布局等因素，同时考虑头部企业在品牌、渠道、产品结构等方面的优势带来的价格溢价，我们认为头部企业实现 0.15 元/W 左右的单位盈利中枢是较为合理的，或者说是“被需要的”，并且头部与二三线企业之间的盈利能力差距或将进一步扩大。

图表43：一体化组件企业盈利差异来源



来源：国金证券研究所

从成本端看，近年来先后出现的玻璃、硅料、石英坩埚的短缺/供应紧张，对企业的供应链管理提出了新的挑战，如果无法提前准确预判并通过长单甚至参股进行原材料保供，则生产经营将显著受限。

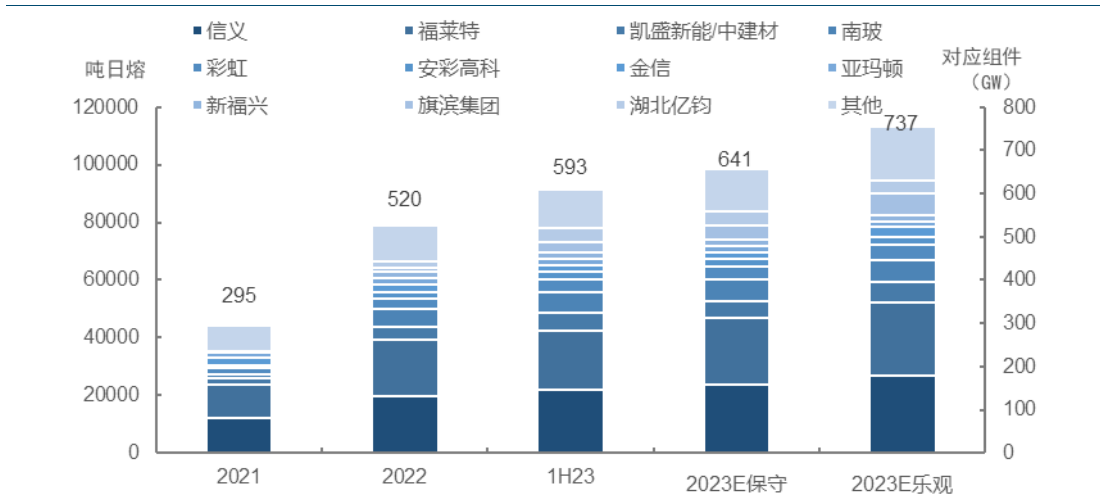
从售价端看，以国内央企组件集采为例，二三线企业的中标价格较一线已普遍低达 3-5 分/W；前瞻、全面的海外渠道及海外产能布局则是头部企业能够在全世界范围内获取盈利能力最强订单的前提；在新技术产品的扩产、爬坡方面，头部企业通常也具有一定优势。



2.5 光伏玻璃：需求快速放量或阶段性推涨价格，头部企业成本优势仍显著

2023年5月工信部、发改委发布《关于进一步做好光伏压延玻璃产能风险预警的有关通知》，随后甘肃、河北、山西、河南、重庆、浙江、安徽、江苏等地发布了本省光伏玻璃生产线预警信息处理意见，其中超4万吨日熔量玻璃产能收到风险预警。据企业扩产规划，乐观预计2023年底光伏玻璃名义产能将达到11.3万吨日熔化量，若考虑新增产能点火推迟，保守预计2023年底光伏玻璃名义产能9.9万吨(对应可满足约737/641GW组件需求，按照双玻占比55%测算)，预计光伏玻璃供需整体偏宽松，考虑到风险预警政策，行业头部企业的扩产确定性相对高于二线及新进入者。

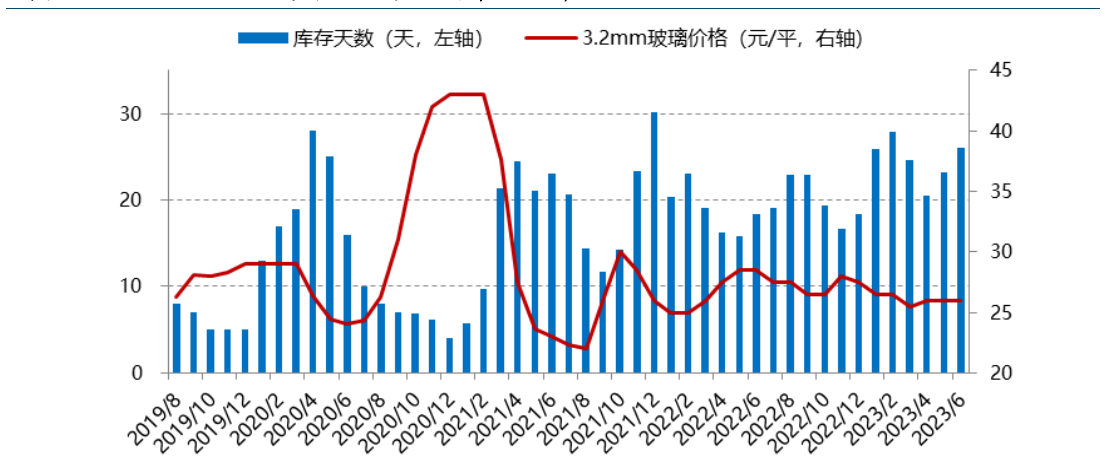
图表44：光伏玻璃产能规划(吨日熔)及对应组件(GW)



来源：各公司公告、卓创资讯，国金证券研究所

一季度光伏玻璃盈利处于历史较低水平(除龙头外二线微利或已经亏损)，二季度成本端纯碱、天然气价格下降，盈利有望改善。基于当前可预见的2023年光伏玻璃供需判断，预计下半年光伏玻璃价格较难出现显著的趋势性上行，但考虑到目前光伏玻璃盈利已处于历史中低水平，部分新进入者扩产进度存在一定的不确定性，价格向下空间亦有限，考虑产业链价格触底企稳后组件端排产的提升、地面电站建设启动拉动双玻需求，预计下半年光伏玻璃价格或呈现小幅上涨趋势，涨幅大小则将取决于下半年新建窑炉的点火节奏。

图表45：1H23光伏玻璃价格处于历史中低水平



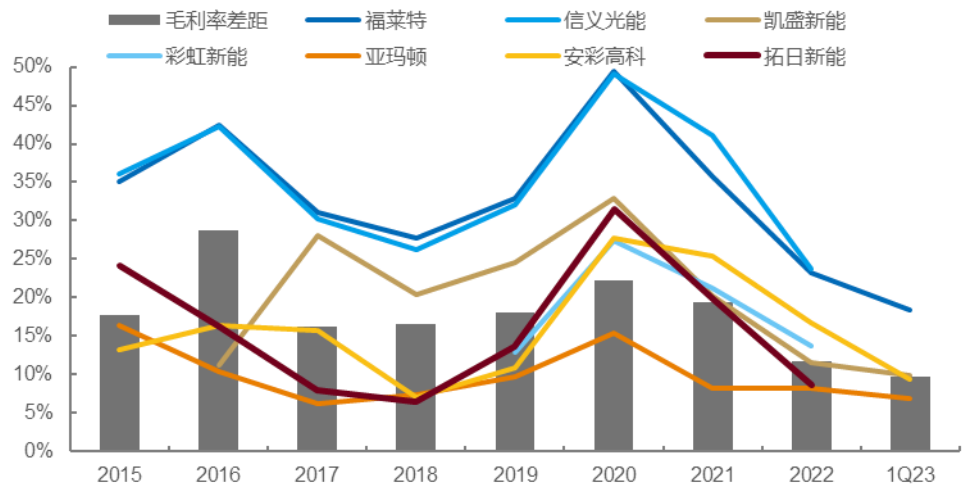
来源：卓创资讯，国金证券研究所

历史上光伏玻璃环节头部企业(信义、福莱特)毛利率显著领先二线企业，差距长期维持在10PCT以上。光伏玻璃产品同质化程度较高、价格差异较小，盈利差异主要源自成本差距。典型头部玻璃企业与二线企业单位成本差距约1.5-2元/平，其中主要为原材料自供及集中采购差异、大窑炉及技术带来的能耗及良品率差异。

近年光伏玻璃环节成本差距呈现一定的收窄趋势，主要由于二三线企业开始使用大窑炉、提高石英砂自供比例。考虑到头部企业原材料采购规模优势较难复制、二三线良品率进一步提升难度较大，预计后续成本差距进一步缩小空间有限，预计头部光伏玻璃企业单位盈利低点约2元/平。

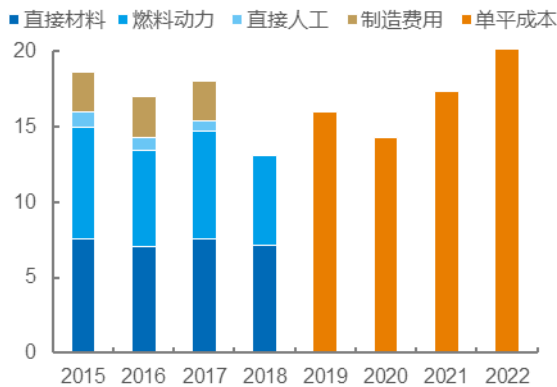


图表46: 光伏玻璃企业毛利率差距



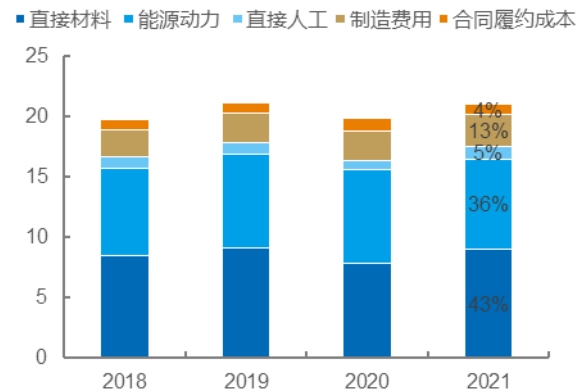
来源: Wind, 国金证券研究所

图表47: 福莱特光伏玻璃成本拆分 (元/平)



来源: Wind, 国金证券研究所

图表48: 彩虹新能光伏玻璃成本拆分 (元/平)



来源: Wind, 国金证券研究所

2.6 胶膜: 二线新产能释放及龙头竞争策略限制盈利改善弹性, 龙头技术优势渐放大

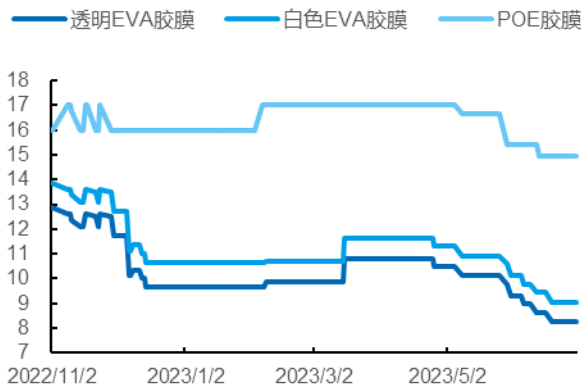
2022 年底光伏下游需求较为平淡, 胶膜价格弱势延续至 1Q23, 2Q23 产业链价格快速下降导致需求观望, 组件排产及胶膜订单持续偏弱, 叠加 EVA 树脂整体需求偏弱、价格下行, 胶膜环节盈利承压。7 月组件及胶膜排产显著改善, 随下游需求逐步启动, 预计 Q3 胶膜盈利有望修复。

展望全年, 硅料价格触底促进前期观望需求释放, 组件产量增长将拉动胶膜需求增长, 胶膜环节产能过剩程度有望缓解, 带动成本传导能力、出货量增速提升。下半年 EVA 树脂新增供给较少, 目前 EVA 树脂价格处于历史较低水平, 光伏下游需求快速放量时光伏 EVA 树脂价格有望改善, 考虑到头部企业的供应链优势以及边际产能涨价动力, 有望驱动胶膜盈利阶段性向上。

但同时考虑到随海优新材、斯威克、百佳年代等企业新增产能加速释放, 下半年二线胶膜厂具备强烈的市占率提升诉求, 结合龙头企业坚守市占率的竞争/价格策略, 下半年胶膜盈利修复弹性空间或受到一定限制。

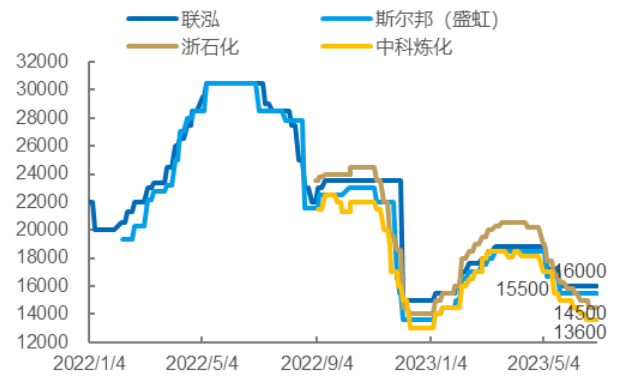


图表49: 光伏胶膜价格 (元/平)



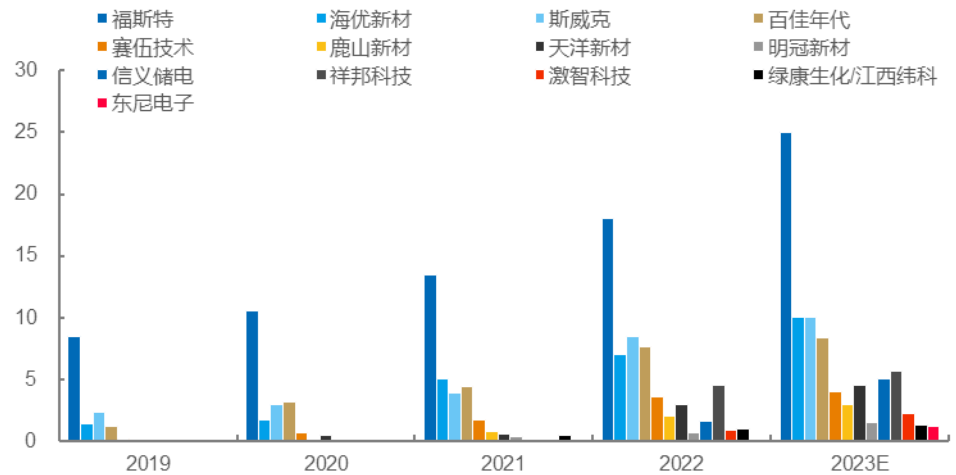
来源: SMM, 国金证券研究所

图表50: 光伏EVA树脂价格 (元/吨)



来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

图表51: 主要胶膜企业产能规划 (亿平)

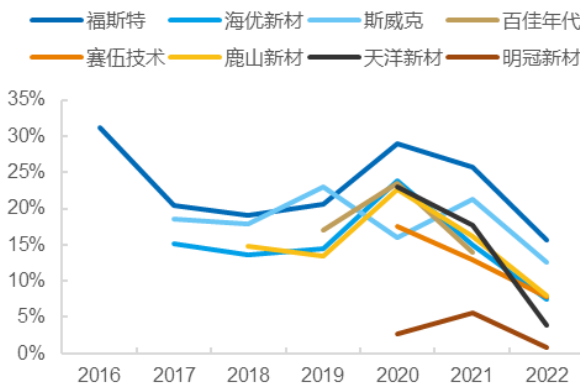


来源: 各公司公告, 国金证券研究所梳理

光伏胶膜头部企业(福斯特)毛利率持续领先行业,主要源自多年工艺积累和规模效应带来的成本优势,以及持续引领行业的新产品迭代能力。近年来福斯特与二三线胶膜企业维持0.5-1.5元/平的盈利差距,考虑到其较为稳固的龙头地位,预计盈利差距有望维持在0.5-1元/平,对应头部企业单位盈利低点约0.5-1元/平。

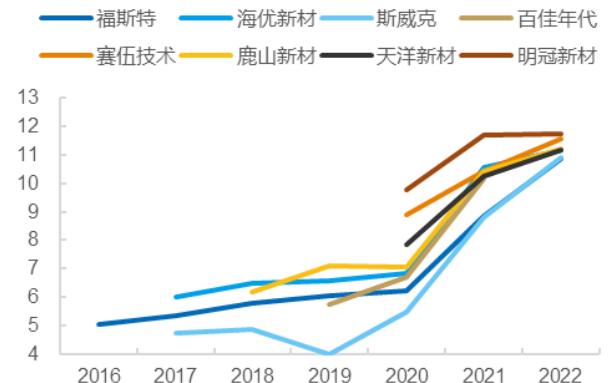
长期来看,胶膜技术路线相对稳定、N型及薄片化趋势带来克重、性能要求提升,新产品研发实力、产品质量及稳定性、原材料供应保障等将成为胶膜企业重要的竞争要素,头部企业仍具备较突出的竞争优势和成长能力。

图表52: 光伏胶膜企业历史毛利率



来源: Wind, 国金证券研究所

图表53: 光伏胶膜企业单位成本 (元/平)



来源: Wind, 国金证券研究所

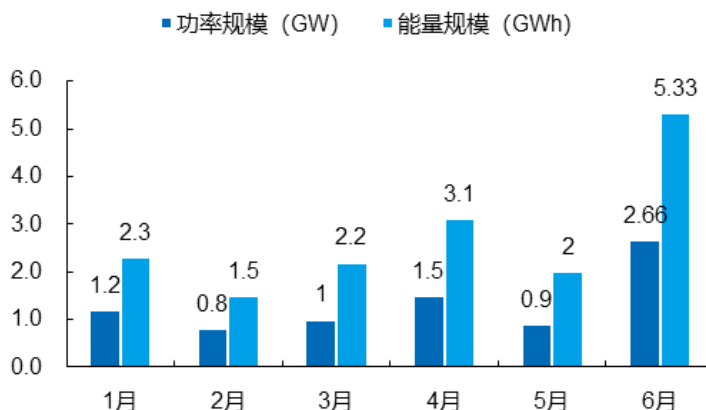


3 储能篇：下半年大储订单、业绩催化将频发，户储出货有望修复

3.1 中国：上半年储能装机 16GWh+，原材料降价后部分地区经济性可观

根据中关村储能产业技术联盟不完全统计，2023 年上半年国内共发布 70GW/165GWh 电力储能项目（含规划、建设和运行），锂电池储能项目规模约 50GW/117GWh，其中 70%左右为独立共享储能。2023 年 1-6 月国内新型储能新增装机约为 8.1GW/16.4GWh，半年装机量已达到去年全年装机规模。

图表54：2023 年 1-6 月国内新型储能新增装机规模

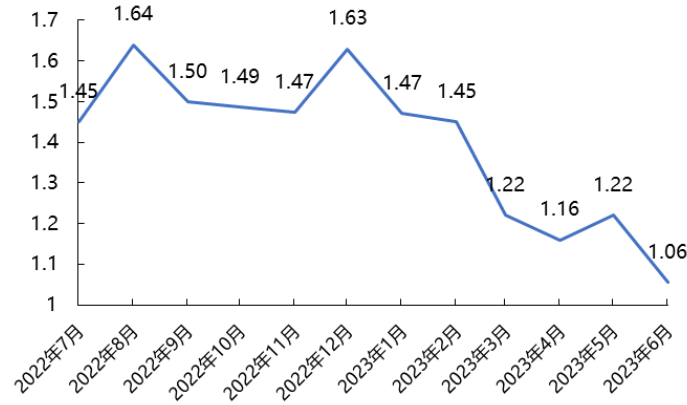
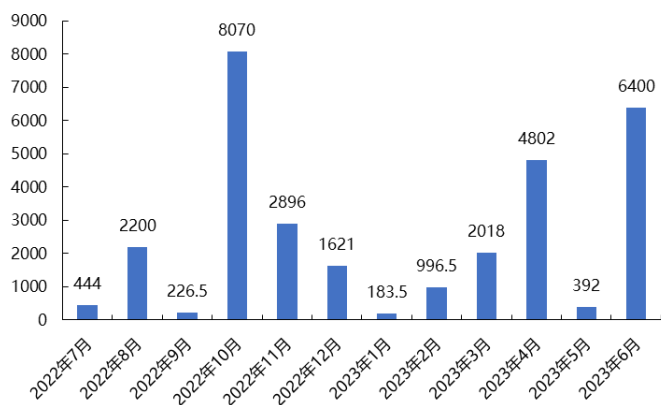


来源：中关村储能产业技术联盟、储能与电力市场，国金证券研究所

截至 2022 年 6 月底，国内磷酸铁锂电池储能系统中标量 15GWh 以上，其中 6 月中标规模 6.4GWh，6 月 2 小时磷酸铁锂电池储能系统中标均价 1.06 元/Wh，环比下降 12%，较 1 月份下降 28%，随着下半年装机旺季的到来，我们预计未来 3~4 个月储能中标量将继续持续增长。

图表55：储能系统月度中标量 (MW)

图表56：储能系统加权平均中标价格 (元/Wh)



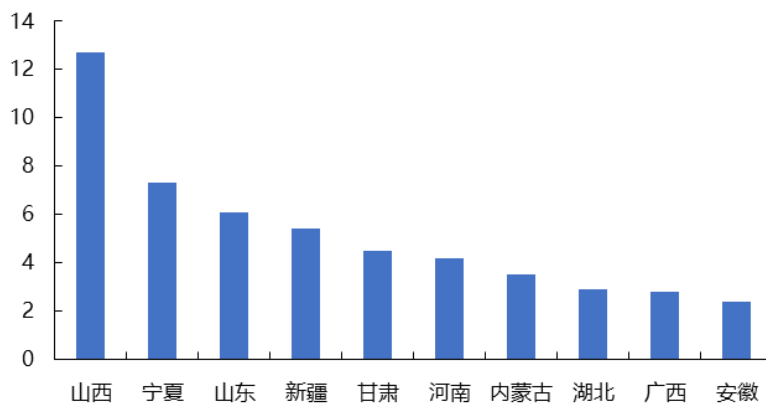
来源：央国企招标投标平台，国金证券研究所

来源：央国企招标投标平台，国金证券研究所

今年以来越来越多省份出台文件明确独立共享储能的盈利机制，新增规划/在建/投运的储能项目也主要集中在盈利模式清晰的地区。按照储能电站的容量租赁比例为 50%，同时调峰、调频收入不与容量租赁方共享，当储能单位投资额为 1.3 元/Wh 时，我们测算宁夏、山东、新疆独立共享储能项目税前全投资 IRR 分别为 12%、12%、9%，即使不考虑组件降价带来的让利空间，这些地区的独立储能项目收益率也已经具备竞争力。



图表57: 2023年上半年新增储能项目(含规划、建设中和运行)排名前十省份(GW)



来源: 中关村储能产业技术联盟, 国金证券研究所

图表58: 部分省份独立共享储能项目收益率测算

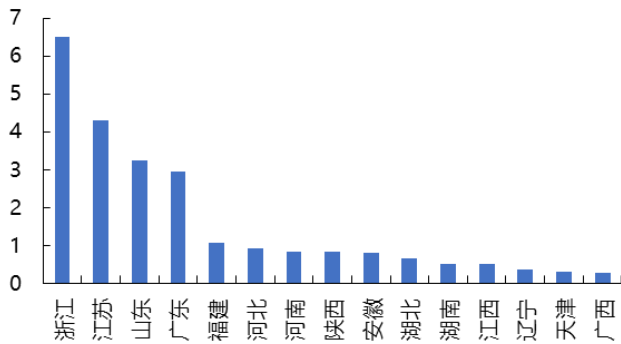
	宁夏	山东	新疆	单位
储能电站容量	100	100	50	MW
	200	200	200	MWh
峰谷价差	0.5	0.5	0.8	元/kwh
每年充放次数	300	250	150	次/年
充放电深度	90%	90%	90%	
每年衰减	1.5%	1.5%	1.5%	
工作寿命	15	15	15	年
残值	5%	5%	5%	
容量租赁费用	0.2	0.3	0.3	元/W
容量租赁比例	50%	50%	50%	
一次性收入	-	-	1464	万元
一次调频、容量补偿等收入	-	300	-	万元/年
运维成本	2%	2%	2%	
税前全投资 IRR (2h 单位投资 1.5 元/Wh)	8%	8%	5%	
税前全投资 IRR (2h 单位投资 1.3 元/Wh)	12%	12%	9%	

来源: 各省能源局, 国金证券研究所测算 (假设调峰、调频收入全部给储能电站, 不与容量租赁方共享)

国内工商业储能主要集中在经济发达的浙江、广东、江苏等地, 其中浙江、广东的峰谷时段设置可以实现一天内“两充两放”, 经济性更高。我们分别测算“一充一放”、“两充两放”两种商业模式下, 储能项目税前全投资 IRR 分别为 8%、16%，“两充两放”地区经济性更具吸引力, 若考虑部分地区的补贴优惠政策, 则收益率将进一步提升。此外, 今年全国峰谷价差相较于去年呈现持续扩大的趋势, 特别是近期进入夏季用电高峰后, 共有 20 省市 (去年同期 15 省市) 开始执行尖峰电价, 超九成地区峰谷价差环比增大, 其中广东、湖南、海南、重庆、上海峰谷价差超过 1 元/kWh, 进一步扩大工商业储能盈利空间。



图表59: 2022年国内工商业光伏装机分布



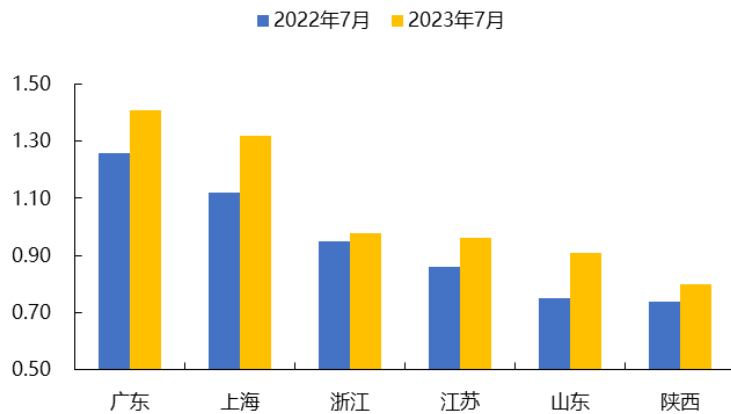
图表60: 国内工商业储能经济性测算

	一充一放	两充两放	
储能电站容量	500	500	kw
	1000	1000	kwh
储能单位投资	1700	1700	元/kwh
每日充放次数	1	2	次/天
每年充放次数	300	600	次/年
放电深度	90%	90%	
工作寿命	15	10	年
残值	5%	5%	
每年衰减	1.5%	3.0%	
运维成本	1.5	3	万元
峰谷价差	0.8	0.65	元/kwh
税前全投资IRR	8%	16%	

来源: 国家能源局, 国金证券研究所

来源: 各省能源局、电网公司公告, 国金证券研究所测算

图表61: 2023年国内多地区峰谷价差较2022年呈现扩大趋势(元/kwh)

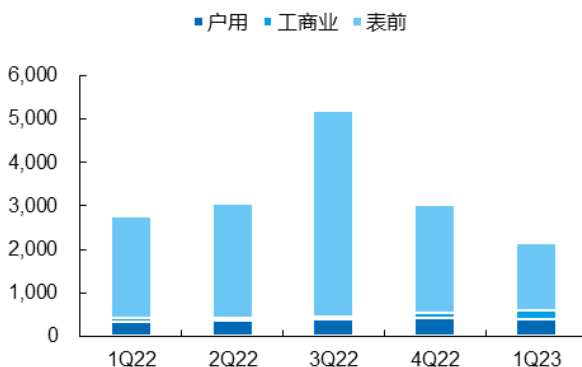


来源: 各省电网公司公告, 国金证券研究所

3.2 美国: 观望情绪致前期部分表前项目延迟, 下半年装机增速有望向上

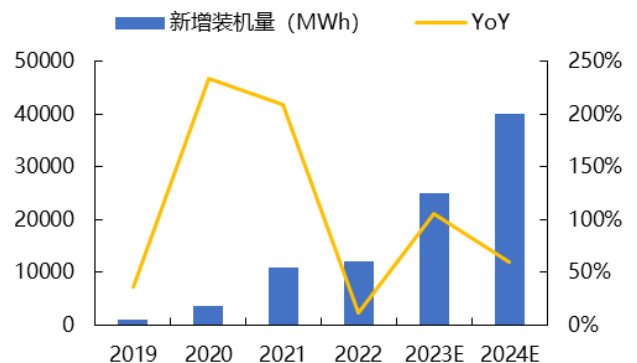
美国1Q23储能新增装机779MW/2145MWh, 同比下降11%/22%, 户用/工商业/表前装机分别为388/203/1553MWh, 同比+36%/+145%/-33%。表前储能装机连续两个季度出现同环比下滑, 主要是因为美国大储并网确认流程较长, 导致其与光伏装机同比增速出现较大偏差(22H2光伏降储能增、23H1光伏增储能降), 再加上原材料价格大幅波动导致观望情绪加重、项目延迟并网, 而户用/工商业系统由于并网手续相对简单、投资金额相对较低受此影响较小, 随着碳酸锂价格逐步回落、企稳, 下半年电网规模储能项目并网速度有望加快。

图表62: 美国储能季度装机量(MWh)



来源: Wood Mackenzie, 国金证券研究所

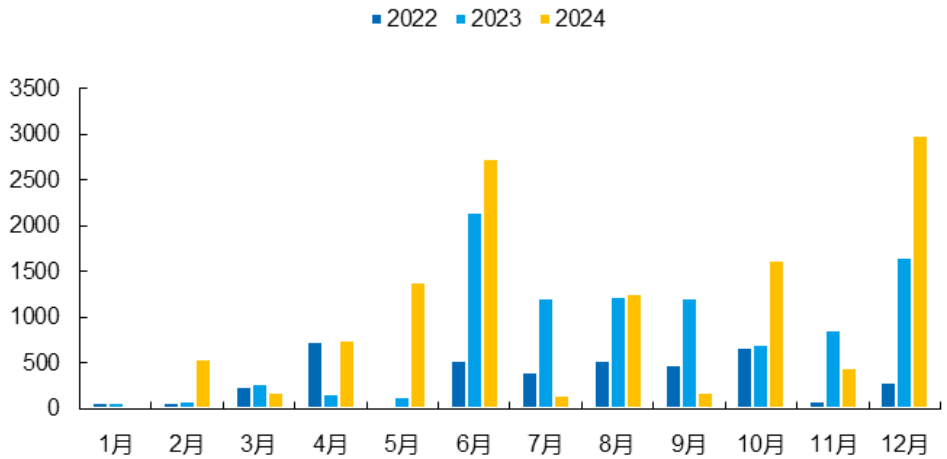
图表63: 美国储能年度装机量



来源: Wood Mackenzie, 国金证券研究所



图表64: 截至 2023 年 5 月, 美国储能项目每月并网更新

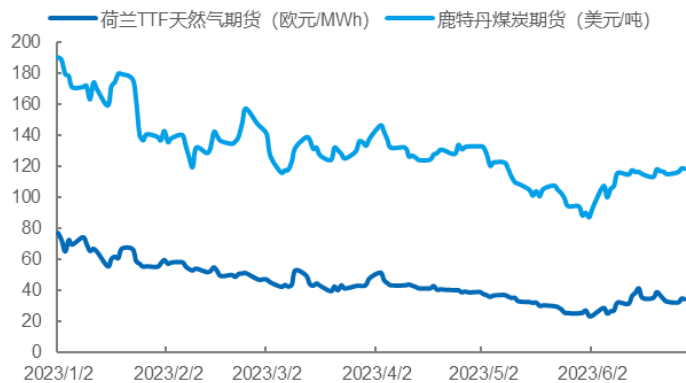


来源: EIA, 国金证券研究所 (仅统计已并网且装机容量大于 1MW 的项目, 2023 年 6 月及以后为计划并网规模)

3.3 欧洲: 户储库存压力逐步缓解, 下半年出货有望修复

2023 年上半年受到居民电价下降、渠道高库存的影响, 欧洲户储出货增速有所放缓, 经过几个月的库存消化, 我们预计下半年户储出货将恢复环比增长。此外, 近期欧洲天然气期货价格企稳反弹以及德国 800 瓦阳台光伏免审批政策也有望成为基本面和板块企稳向上的催化。

图表65: 欧洲天然气期货价格企稳反弹



来源: Dutch TTF, 国金证券研究所

图表66: 2023 年欧洲各国最新能源政策梳理

国家	2023 年最新能源政策
保加利亚	发布 1.34 亿美元退税计划支持家庭安装光伏
希腊	为家庭光伏提供总预算为 2.38 亿欧元的补贴计划
德国	拟将德国小型光伏系统并网免审批容量上限由 600 瓦提升至 800 瓦
爱尔兰	对家庭和公共建筑安装太阳能板的供应和安装征收的增值税将被取消, 23% 的增值税率将降至 0%, 预计将为家庭节省额外的 1000 欧元, 并将投资回收期缩短近一年。

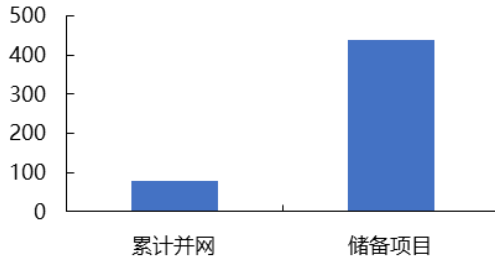
来源: EnergyTrend, 国金证券研究所

3.4 中东非地区: 市场爆发初期, 基数小增速高

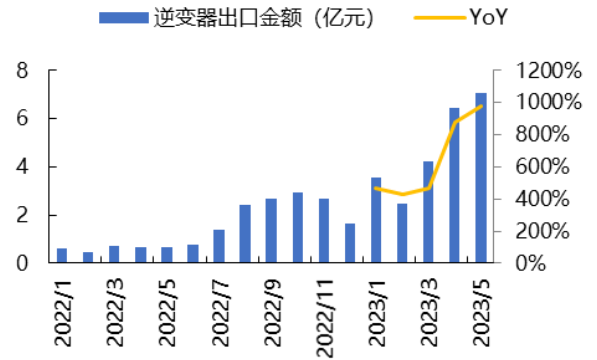
随着硅料、碳酸锂价格下跌, 中东、非洲等对成本敏感地区的储备项目大规模放量, 截至 2023 年 6 月中东非地区大型电池储备项目规模达到 439MW, 相当于累计装机量 5.5 倍。同时今年南非受到缺电影响严重, 为尽快摆脱电力危机, 南非政府宣布到 2030 年将可再生能源的发电占比从 7% 提高至 40%, 并计划推出包括贷款担保在内的“反弹措施”, 以支持家庭式屋顶太阳能发电、扩大企业可再生能源税收优惠, 预计中东非市场将成为未来两年储能装机增速最高的市场。



图表67: 中东非地区大型电池储能储备项目 (MW)



图表68: 南非逆变器月度出口金额及同环比增速



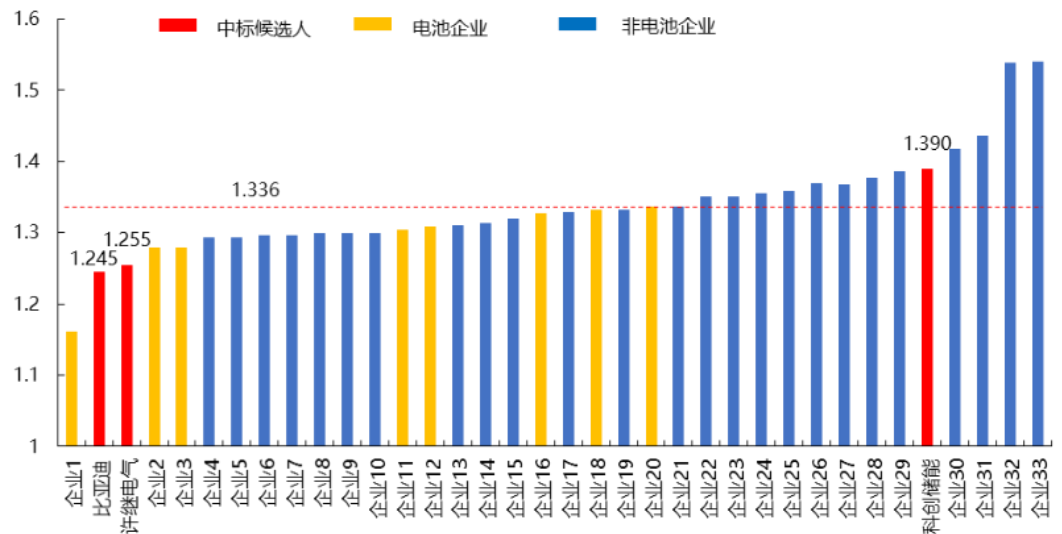
来源: Rystad Research, 国金证券研究所

来源: 海关总署, 国金证券研究所

3.5 逆变器及储能系统: 大储业绩拐点将至, 海外占比高公司受益最明显

2023 年上半年国内大储招标规模井喷, 随之而来的是参与投标企业数量的增长, 尤其是宁德、海辰、亿纬等电池生产商的加入, 使得储能系统报价加速下降, 竞争十分激烈。从盈利能力和投标的竞争力来看, 具有电池或 PCS 制造能力的系统集成商 > 单一储能系统集成商, 整体来看电池生产商报低价的比例高于 PCS 生产商, 当然头部 PCS 厂商如阳光电源通过其领先的供应链管理和系统集成能力在近期华电 5GWh 的框采项目中亦拔得头筹。

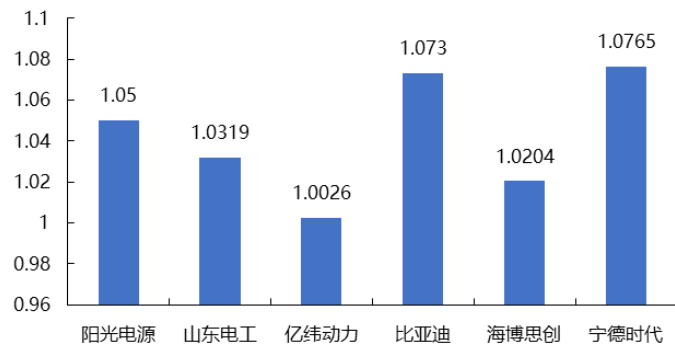
图表69: 豫能 400MWh 储能系统采购项目一标段中标结果 (元/Wh)



来源: 储能与电力市场, 国金证券研究所

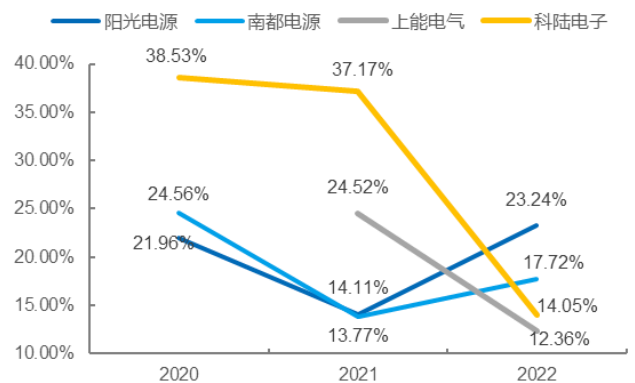


图表70：华电 5GWh 储能系统框采中标结果（元/Wh）



来源：储能与电力市场，国金证券研究所

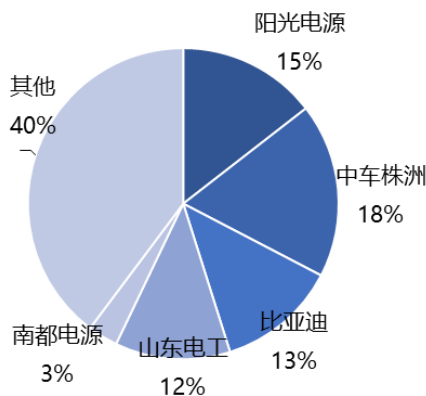
图表71：大储相关公司储能业务毛利率有望触底反弹



来源：各公司公告，国金证券研究所

目前原材料价格下储能项目经济性已较之前有明显提升，此前由于碳酸锂快速降价存在观望情绪的储能项目有望在下半年快速放量。此外，考虑到海外大储订单从签署到确认周期长达半年以上，存在一定期货属性，再加上海外客户对成本承受能力较强，随着下半年进入大储订单确认高峰，相关系统集成商公司有望充分享受原材料降价的红利，大储产业链将迎来业绩、订单持续催化，重点推荐阳光电源、盛弘股份、禾望电气、上能电气、科华数据、南都电源、阿特斯、科陆电子。

图表72：2023 年上半年国内储能中标企业分布



来源：中关村储能产业技术联盟，国金证券研究所

图表73：2022 年中国储能系统集成商北美出货排名

排名	企业
1	阳光电源
2	比亚迪
3	双一力（东方日升）
4	阿特斯
5	科陆电子

来源：EnergyTrend，国金证券研究所（不包括户储）

4 新技术与设备篇：N 型替代驱动全产业链技术进步，加速设备迭代更新

4.1 单晶炉：TOPCon 放量驱动低氧硅片需求，关注成本增幅与销售溢价的平衡

随着 N 型电池的趋势日益明确，降低晶硅中的氧含量对电池效率提升的意义更大也更为迫切。N 型的优势在于效率极限更高，主要表现为少子寿命更长、光致衰减现象几乎不存在。而氧的存在削弱了 N 型晶硅的少子寿命优势，影响光电转换效率。



在 N 型技术中，不同的路线对氧含量的容忍度也不同。TOPCon 的高温工艺会导致氧沉淀的大量形成，因此要求晶硅中的氧含量 < 9ppma，以保证电池最终的转换效率。而 HJT 使用低温制程，对氧含量的要求小于 14ppma 即可。而现有普通的 Cz 拉晶工艺氧含量约 12.5ppma，并不能满足 TOPCon 电池的生产工艺要求，因此在技术上需要进一步优化。

目前主流单晶炉厂商如晶盛机电、松瓷机电、连城数控均针对此问题推出了新一代的单晶炉。晶盛机电和连城数控已推出基于 MCZ 工艺的低氧型单晶炉，奥特维最新推出的 SC-1600-LO2 低氧型单晶炉使用“真空泵+机械改造+炉道优化+软控算法改进”的路线。根据了解，当前常规的拉晶设备单台售价约 120 万元，配套超导磁场需额外增加 100-150 万元左右的成本。从 TOPCon 大量扩张的当下时点看，磁控拉晶技术可进一步释放其提效潜力；但从电池技术的长远发展看，HJT 电池对低氧硅片的需求并不强烈，如果 HJT 后续技术进步和渗透提速，或不利于 MCZ 投资回收。MCZ 能否大批量推广，仍需比较硅片品质



提升所创造的“性能溢价”能否显著覆盖 CapEx 和 OpEx 上的增加。

图表74：各公司单晶炉参数对比

	晶盛机电	奥特维	连城数控
产品	TDR M160	SC-1600-L02	KX360MCZ
低氧工艺	MCZ	真空泵+机械改造+炉道优化+软控算法改进	MCZ
磁场	超导磁场		CUSP 磁场、超导磁场
氧含量 (ppm)	7	9	
坩埚转速 (rpm)	>0.5	0-20	0-30
晶升速度 (mm/min)		0-1000	0-400
其他增益	成晶率提高 10% 产量提升 6kg/天 效率提升 0.1%	同心圆比例降低 50% 效率提升 0.1%	能耗降低 20% 成品率提高 30%
示意图			

来源：SNEC 展会 2023，各公司官方公众号、国金证券研究所

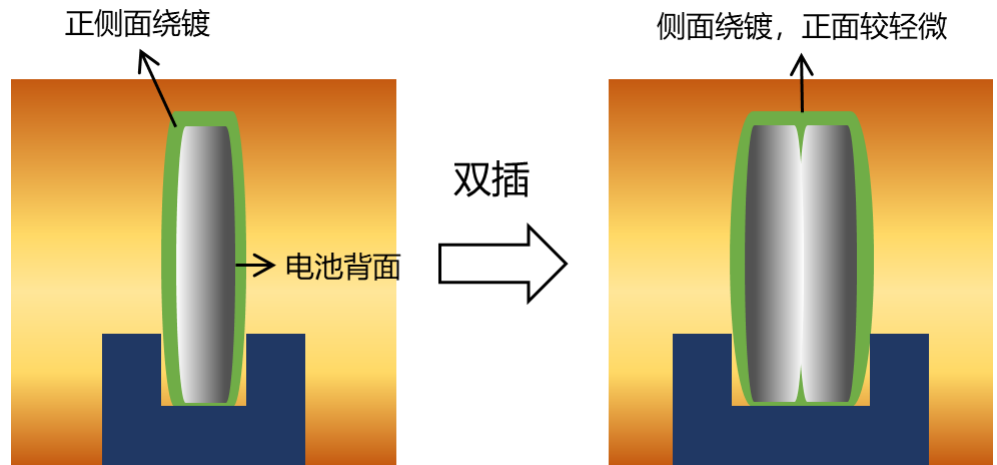
4.2 电池设备：TOPCon 与 HJT 仍需设备迭代，有望打开效率天花板

从电池制造端看，TOPCon 工艺路线的差异主要体现在隧穿氧化层和掺杂多晶硅层的制备。根据多晶硅生长的设备不同可分为 LP 路线和 PE 路线，LP 设备后续主要关注点是如何降低去除绕镀问题的成本，PE 设备则是更多的被寄予后续双面 Poly 工艺的期望。

低压化学气相沉积法 (LPCVD)，将制备薄膜所需的气态物质在较低压力下 (27~270Pa，大气压强~101kPa)，用热能 (450~900℃) 激活，使其发生热分解或者化学反应，借助气相作用最终沉积在衬底表面，形成多晶硅薄膜。低压下薄膜生长速率能获得更好地控制，薄膜台阶覆盖性和均匀性较好，但精准控制的代价是 LPCVD 的成膜速率慢。LP 高温工艺下，硅片受热膨胀，绕镀现象不可避免，但去绕镀工艺控制难度较高，在实际生产中，很容易发生绕镀去除不完全或保护层被去除导致背面多晶硅功能层刻蚀，影响电池良率、效率等关键参数，还会增加额外的处理成本。考虑到 LPCVD 路线光伏电池的量产需求，拉普拉斯后续将推出 LPCVD 双插工艺，即在一个舟齿中放置两块硅片，实现单工序产能翻倍，提高电池单面性，进一步降低电池产线的生产成本。



图表75：绕镀及双插示意图

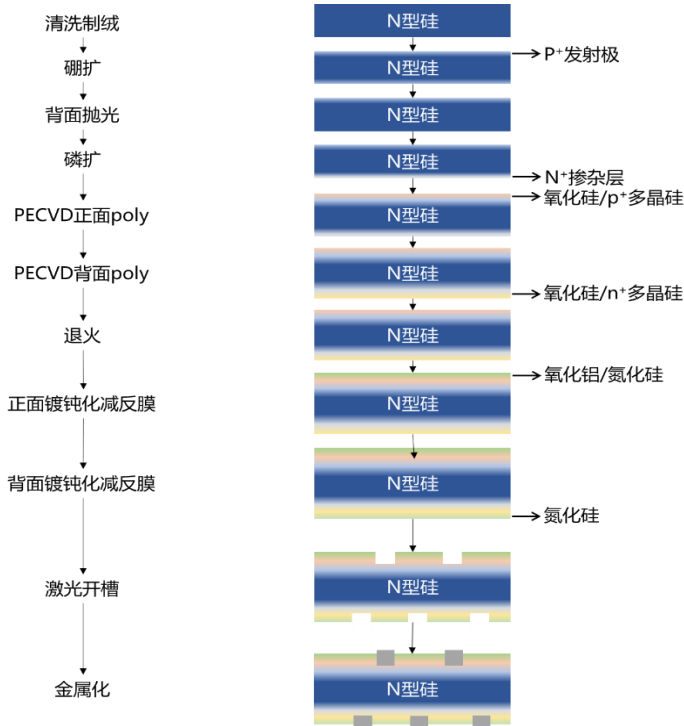


来源：爱邦光伏网，北方华创，拉普拉斯招股说明书（申报稿），国金证券研究所

等离子增强化学气相沉积法(PECVD)，借助微波或射频等使含有薄膜组成原子的气体电离，在局部形成等离子体，等离子体化学活性强，易发生反应，并在衬底上沉积出多晶硅薄膜。设备工艺环境低压低温（200~400℃），薄膜固化成膜速度较快，但成膜速度快的代价是可能造成薄膜质量降低，致密度和均匀性受到影响，还有几率发生爆膜问题。目前来看，上述问题仅发生在 PE 路线导入初期，现阶段已基本解决，同时，PECVD 采用的局部等离子体反应方法可以有效缓解绕镀问题。

PE 路线的原位优势也使其更为匹配 TOPCon 电池升级到双面多晶硅(poly)结构。双面 poly 工艺是在现有 TOPCon 电池正面发射极与氧化铝钝化层之间添加掺杂多晶硅层。受光面金属电极不再和硅基体直接接触，可以减小载流子复合几率，提升电池效率。预计双面 poly 技术有望将 TOPCon 电池量产效率提高至 26%以上。

图表76：双面 poly 工艺流程图



来源：光伏前沿，国金证券研究所

HJT 电池结构简单，工序简洁，在主要功能层——双面非晶硅的设备路线上公认使用 PECVD 方法。非晶硅层的作用：（1）具有良好的钝化效果；（2）避免电极与硅基体的直接接触。在 HJT 电池降本增效路径上，**非晶硅层微晶化已成为行业主流趋势**。晶化可以在能带层面减小非晶硅与单晶硅间的带隙失配，调整势垒高度帮助少数载流子顺利跃迁；缺陷层面可



以减少薄膜内部缺陷，提高透光率。HJT 电池非晶硅层约为 5~10nm，在非晶硅薄膜中镶嵌晶格尺寸约 1nm 的晶硅颗粒，形成最终的微晶硅层。微晶硅具有更高的掺杂效率，可提高导电率和开路电压，其电池稳定性和对光的利用率也更高。双面微晶的导入，预计使 HJT 电池效率提升 0.5% 左右。现阶段各厂商导入双面微晶后效率初期约为 25%，预期目标基本在 25.5%。随着各产线量产平均效率的逐步提升，预计年内可实现双面微晶技术的全面导入。

图表77：各 HJT 厂商双面微晶导入情况

项目/产品	尺寸	双面微晶效率
华晟新能源 宣城三期 2.4GW	182 半片	首批 25%，目标 25.5%
金刚光伏 酒泉 4.8GW	210 半片	首批 25%，目标 25.5%
通威股份 合肥产线	210 半片	比单面高 0.2~0.3%，目标 25.5%+
东方日升 伏羲	210 半片	首批 25.4%，已实现 25.5%
爱康科技		目标 25.5%

来源：各公司公众号，国金证券研究所

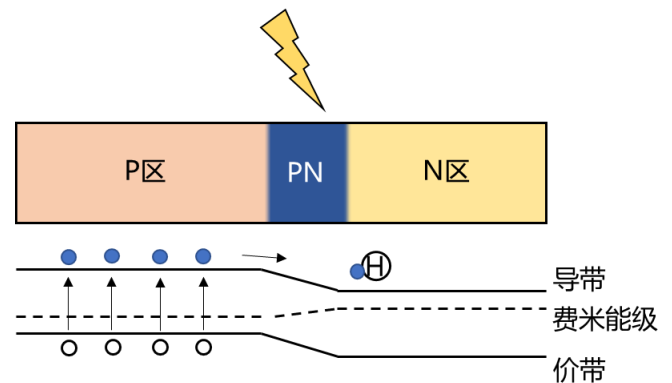
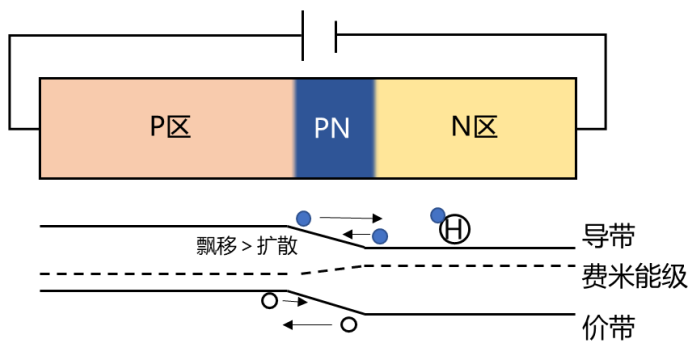
4.3 退火炉：N 型电池产线标配，辅助设备也有大舞台

TOPCon 电池和 HJT 电池虽然结构不同，但都具有氢化层。TOPCon 电池中的减反层具体材料为氢化的氮化硅薄膜，HJT 电池中的非晶硅层皆为氢化薄膜。实验结果表明，氢在晶硅中可与多种杂质缺陷复合，有利于减少薄膜内部缺陷密度，提高钝化效果，形成更稳定有序的微观结构。然而氢原子自身的扩散能力比较有限，且必须以离子形式存在才能实现预期的钝化效果。因此提高氢的钝化能力是光伏电池增效的一个重要途径。

氢钝化是在一定温度下注入氢并控制电性的过程。目前实现氢钝化的方法有：(1) 光注入；(2) 电注入。光注入基于光伏效应，使半导体中的载流子在光照下获得能量并激发。电注入基于 PN 结，通过电场控制半导体内部载流子运动，影响氢的电性。

图表78：电注入原理

图表79：光注入原理



来源：《2020 年中国光伏技术发展报告》，国金证券研究所

来源：《2020 年中国光伏技术发展报告》，国金证券研究所

由于国内设备厂商率先实现了电注入退火炉的国产化，在光伏产业早期产线上均使用电注入方法。考虑到光伏的量产需求，电注入在实际生产中对几百片电池同时施加相同的电场，但由于每片电池内部载流子的被调控能力和数量不同，处理后的电池均匀性不好，良率下降。

自 2020 年起，光注入退火设备逐步进入市场。载流子在光照下自驱动，与接触电极无关，电池的均匀性也更好。使用强光和高温可以缩短工艺时长，提高工艺效率和良率。根据奥特维 2022 年年报，光注入退火炉可使 N 型电池效率提高 0.3% 以上。



图表80：光注入可提效 0.3%

产品	参数
烧结退火一体炉	1、 产能：9000 片/小时；
	2、 电池片尺寸：166-230mm
	3、 电池片厚度：≥110um
	4、 带速：2-17m/min
	5、 炉带稳定性：±0.5%
	6、 电池片提效：N 型电池 0.3%以上
	7、 稼动率：≥99%
	8、 碎片率：≤0.02%
	9、 LED 灯源寿命：≥2 万小时

来源：奥特维 2022 年年报，国金证券研究所

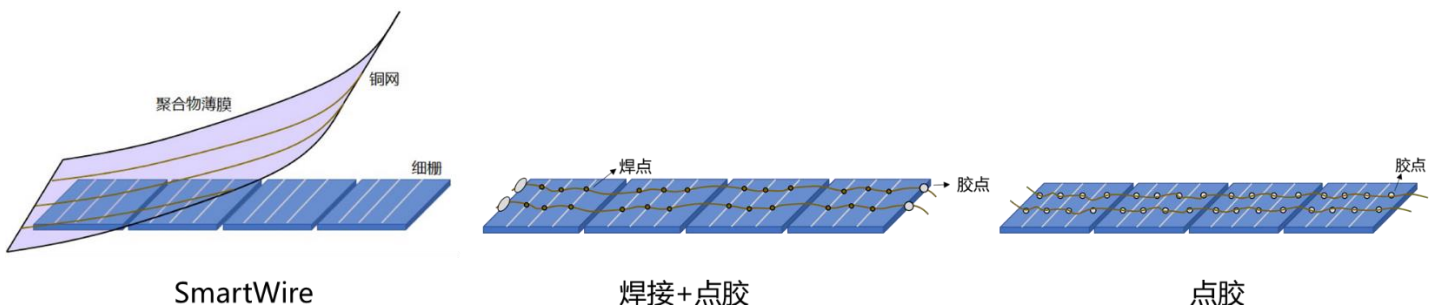
4.4 串焊机：技术迭代快+单位投资低，具备穿越周期的能力

不管电池端的工艺如何变化，组件封装的工序都不可或缺。串焊机是光伏组件封装生产线的核心设备，需要同时适配电池片、焊带、浆料端工艺及材料的变化，具备较强的工艺属性。近几年，电池片和组件封装工艺不断导入新材料和新技术，以降低成本和提升光电转换效率，串焊机的性能也需随之不断提升和改进，因此，串焊机是晶体硅光伏组件环节中升级较快的设备。

从产能角度，串焊机的迭代思路为增加轨道数量，提高运行速度，提高自动化、智能化程度；从功能角度，串焊机迭代思路是尽量将前、后道工艺和焊接功能进行集成，如划焊一体；从电池角度，串焊机的迭代思路是多尺寸兼容；从组件角度，串焊机在增加焊带数量，减小焊带宽度，改变焊带形状等方面的迭代需求对设备的精度、焊接能力以及稳定性都提出了较高要求。目前行业内主流串焊机仍为 MBB 工艺，SMBB 工艺正处于加速渗透的过程中，下一代 OBB 工艺也开始崭露头角，技术的加速迭代为串焊机带来了巨大的市场空间。

目前市场的主要关注点在于无主栅技术，即 OBB。可以在 SMBB 基础上进一步减少栅线遮挡面积，降低银浆耗量，是 HJT 电池降本增效的一个重要方向，也可用于 TOPCon 电池。OBB 串焊机与 MBB、SMBB 串焊机在技术工艺上完全不同，其主要方案有：(1) Smartwire；(2) 焊接+点胶；(3) 点胶。Smartwire 路线是在细栅制作完成后，将嵌有铜网的聚合物薄膜整面覆盖在电池片上；焊接+点胶路线是先将焊带与细栅焊接成串，再在电池串顶部和底部用胶固定；点胶路线是在每根细栅之间点胶，固定焊带。目前市场上可生产 OBB 串焊机设备的奥特维在三种路线上均有布局、迈为股份聚焦焊接+点胶方案。根据市场调研情况，OBB 串焊机价值量会比常规 MBB 串焊机提升 30%-50%，新增+存量市场空间巨大。

图表81：OBB 串焊技术路线图对比



来源：梅耶伯格，CN116111004A，CN217280819U，国金证券研究所

4.5 电镀铜：HJT 产业化的前提、先决条件，看好下半年出现实质性进展

HJT 电池技术及市场的推进仍充满挑战。设备端看，HJT 设备的性能要求和实现难度远高于 TOPCon 设备，通过设备价格的降低，达到这一成本项与 TOPCon 略高甚至持平的预期完全不现实。从材料端看，TCO 靶材在技术路线上属于纯增量，目前普遍使用的氧化铟锡 (ITO) 虽然光电性能优异、在其他行业发展较为成熟，但应用于光伏，仍存在成本、安全性和工



艺性上的问题；低温银浆为匹配技术路线的迭代产品，但本质上该产品的开发思路是背离银浆材料自身特性的，代价是最终产品成本高、电导率低、塑型性差、接触电阻差，是进一步降本增效的主要限制因素。

电镀铜工艺的成熟是 HJT 技术大规模产业化的先决条件。(1) 相比含有机物、氧化物的银浆，纯铜栅线电阻率低，可减小电池串联电阻，提高输出功率，从而有效提高电池效率；(2) 铜成本低廉，可大幅节省传统金属化的银浆成本；(3) 基于图形化，铜栅线线宽更细，高宽比高，可以降低遮光面积及栅线电阻。

图表82: 太阳井电镀铜产线验收参数

主要技术指标	目标值	实际值
效率提升	≥0.2%	0.2%
金属化全成本	≤0.1 元/W	0.1 元/W
铜互联工艺段 A 级品率	≥95%	95% (150um 硅片) 91.2% (130um 硅片, 2023 年 4 月导入)
工艺设备及自动化 (台/套) 稼动率 (Uptime)	≥92%	92%
铜互联栅线焊接拉力	≥1.2N	1.8-2.5N

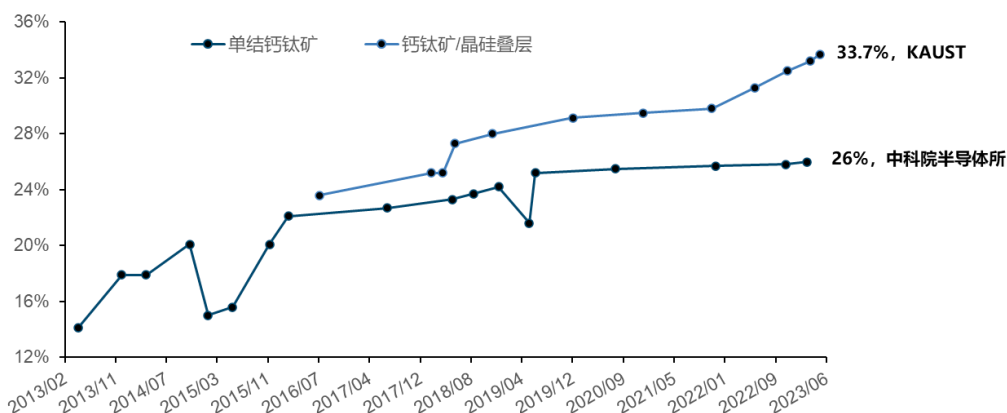
来源: 太阳井技术说明会, 国金证券研究所

效率上, 导入电镀铜技术后, HJT 可实现 0.3~0.5% 的提效, 且有进一步提升的空间。设备成本上, 电镀整线价值量现在仍在 1~1.5 亿元/GW, 但根据我们对于电镀铜整线设备供应链的追踪, 达到量产级别以后, 整线价值量有望下降到 6000 万元/GW, 基本与丝网印刷形成平替。耗材方面, 根据调研口径, 目前电镀铜湿膜成本约为 0.03 元/W, 添加剂成本为 0.02-0.03 元/W, 后续仍可通过上下游合作研发进一步下降。在太阳井融资推介暨技术说明会上, 公司于 2021 年交付的 200MW 级电镀铜中试线已经可以完成效率提升 0.2%, 金属化全成本下降至 0.1 元/W, 良率及稼动率超过 90%, 并且被光伏电池龙头企业通威股份成功验收。此条电镀铜产线验收仅仅是电镀铜产业化的起点, 在电镀铜工艺加成下, 随着先发企业在 HJT 电池上表现出更明显的效率优势、设备企业在电镀铜工艺及产线推动上进展加速, 下半年会有更多的催化密集来临。

4.6 钙钛矿: 产业化进程加速, 需关注催化性事件

钙钛矿是光伏行业史上发展最快的技术。理想情况下, 单结钙钛矿电池理论极限效率 31%, 目前实验室最高转换效率 26% (中科院半导体所), 晶硅/钙钛矿叠层电池理论极限 35%, 目前实验室最高效率 33.7%。从技术提出到实验室效率突破 25%, 钙钛矿电池仅用了十年, 而晶硅电池足足经过了 60 年的研发。

图表83: 钙钛矿电池仅用十年效率突破 25%



来源: NREL, 国金证券研究所

大面积下电池的效率衰减是一个阻碍产业化的重要因素, 目前晶硅电池最高转换效率 26.81%是在 274.4cm² 的电池片上实现的, 而当前实验室钙钛矿电池面积仅~1cm²。晶硅电池通常通过串焊、封装等手段将小面积的子电池串联形成组件, 而对于钙钛矿电池, 想使用相同的方式组装就要求每片电池上钙钛矿薄膜的均匀性、致密性保持一致, 因此钙钛矿



层的薄膜质量对转换效率至关重要。

目前钙钛矿薄膜主要的制备方法分为干法和湿法。干法使用真空蒸镀设备，在高真空环境下，加热升华有机/无机材料，使其沉积在衬底表面形成薄膜。湿法使用涂布成膜技术，将有机/无机材料配制成前驱体溶液，涂敷在衬底表面，再通过加热成膜、结晶。真空蒸镀下，薄膜晶化质量高，但产能小，设备投资大；涂布法操作简单，成膜速度快，但结晶过程不可控，实现大面积均一性有一定难度。在核心设备的选型方面，仍有较多的探讨空间。

钙钛矿电池产业化进程自去年开始，预计今年将有明显提速。2023年4月，极电光能启动全球首条1GW钙钛矿光伏生产线，预计2027年全面达产；2021年9月，协鑫光电建成全球首条100MW钙钛矿电池量产线，组件尺寸1m*2m，预计今年年底实现18%以上的转换效率；2020年7月，纤纳光电5GW钙钛矿生产线投产，2022年5月，发布全球最大的百兆瓦级商业化产品纤纳α钙钛矿组件，尺寸1.2m*0.6m，产品通过IEC61215/61730认证；2023年2月，仁烁光能全球首条全钙钛矿叠层光伏组件研发线正式投产，计划今年年底完成1.2m*0.6m组件出片。

尽管钙钛矿的大规模商业化仍有很长的路要走，但是目前能看的是钙钛矿电池在寿命、面积、效率等方面在持续取得突破，带给市场足够的信心。年内仍需关注行业内在钙钛矿布局领先的企业如协鑫光电、极电光能、纤纳光电、宝馨科技的设备招标、产能落地、产品实证验证等进展。

图表84：全球钙钛矿产业化进程加速

公司	效率	面积 (cm ²)	技术路线	产线进程	创新亮点
Oxford PV	28.60%	258.15	钙钛矿/晶硅叠层电池	100MW 钙钛矿-晶硅量产线正在建设中	两端电池
纤纳光电	21.80%	19.35	商业化量产型钙钛矿太阳能电池	20MW 中试线于2020年投产；200MW 产线于2021年底基本建设完成；全球首个钙钛矿集中式电站于2023年并网运行，装机容量97.2kW	七次刷新钙钛矿组件效率世界纪录；现阶段四端钙钛矿/晶硅叠层组件效率全球最高；有机小组件效率世界记录创造者；全球首个且唯一通过 IEC61215/61730 稳定性认证的钙钛矿机构
极电光能	17.18%	7200	商用尺寸钙钛矿组件	150MW 钙钛矿生产线于2022年底建成投产	第三方机构检测的商用尺寸钙钛矿组件全面效率首次突破17%。
协鑫光电	16.02%	20000	商用尺寸钙钛矿组件	10MW 中试线于2019年建成，100MW 产线2021年建成，2023年底预计实现18%以上的转换效率	全球首个钙钛矿小屋应用
仁烁光能		1200	全钙钛矿叠层光伏组件	10MW 研发中试线于2023年全线跑通，预计2023Q4投产150MW中试线	全钙钛矿叠层
曜能科技	31.46%	25	钙钛矿/晶硅两电极叠层电池	2MW 中试线	2023年上半年大面积电池效率提升1.89pct
Panasonic	17.90%	900			喷墨印花法
Saule Technologies	>10%	100	柔性钙钛矿轻质、商业化电池	100MW 柔性钙钛矿量产线建设中	柔性钙钛矿、喷墨印花法
Sekisui	8-10%	900	柔性钙钛矿光伏电池		柔性钙钛矿

来源：中国光伏行业协会、各公司公众号、国金证券研究所

5 投资建议：板块β有显著修复空间，α企业迎来闪光时刻

5.1 板块情绪、估值、预期三重低位，下半年β修复空间大

2023年以来，尽管光伏行业的装机、招标、出口等数据持续超预期，但因市场对光伏行业周期性的深深恐惧，令上半年板块始终沉浸于“对下半年及2024年行业在过剩状态下竞争加剧所可能导致的各环节盈利严重压缩”这一短期内无法证伪的深深担忧情绪中，并体现为季度业绩持续同比高增背景下股价的一路下行。



截至7月12日，光伏板块核心标的对应2023年PE的均值和中位数分别仅为18/15倍，其中最具行业代表性、且具备较高竞争壁垒的头部一体化组件公司2023PE普遍不足15倍，部分公司甚至一度跌至10倍附近，这一估值水平与2018年531之后市场按照“中国将不再支持光伏产业发展”进行板块定价时的估值水平相当。

市场把板块估值杀到目前这一水平，我们认为本质上是出于对大部分公司可能在2024年（甚至2023H2开始）出现显著的单位盈利压缩并导致业绩大幅负增长的担忧，从而将这种“杀EPS”的预期，提前通过“把PE杀过头”的方式来反应。

尽管我们不否认产业链部分环节确实存在一定的单位盈利下行的压力，但在2024年全球新增装机仍有30%增长的预期下，且各环节龙头公司仍有新产品迭代、产业链延伸、集中度提升等超额增速来源的背景下，大部分龙头公司在2024年出现大幅业绩负增长的概率其实非常低。

伴随2023中后期硅料价格逐渐触底，行业正式确认进入绝对过剩状态（即不存在供应链绝对短板），但我们并未看到市场担心的中下游恶性价格竞争和剧烈的盈利压缩发生，因此我们认为，整个2023H2都将是市场对目前极度悲观的板块预期进行修复的时间窗口。

5.2 行业全面过剩背景下，重点布局 α 突出的环节/公司/主线

当一个行业从“供不应求”转向“供过于求”时，除了所有人都容易想到的竞争加剧之外，还有一项影响不容忽视，那就是：（品质或品牌）逊色一点的货品会变得更难卖了。

这一点，从前文分析的不同品质硅料价差百分比的扩大、二线组件企业需要更大幅度的折价才能中标央企集采订单等现象已经可见一斑。

这种影响，本质上起到了类似于令许多产业链环节“成本曲线变陡峭”的效果，即：在过剩状态下以边际产能亏损/亏现金为锚的盈利分析框架下，能够支撑头部优势企业实现相对更高的盈利水平。

基于“ β 可修复， α 更可贵”的基本假设，综合考虑各环节长期竞争壁垒、未来景气周期波动中的盈利维持能力、以及当前的市场预期差和后续基本面边际变化，我们建议重点布局以下主线：

- 1) 对中短期盈利维持能力和中长期竞争格局稳定性都存在低估的一体化组件龙头：隆基绿能、晶澳科技、天合光能、晶科能源、阿特斯、通威股份。
- 2) 抗光伏主产业链波动能力强的储能及运营商。下半年量利催化密集的大储：阳光电源、盛弘股份、禾望电气、上能电气、科华数据、南都电源、阿特斯、科陆电子；出货有望恢复环比增长的户储：科士达、德业股份、固德威、锦浪科技、禾迈股份、昱能科技；受益地面电站建设提速及交易活跃的民营运营商：信义能源。
- 3) 凭借 α 突出的业务或产品线布局而具备穿越周期能力的强周期环节（硅料/硅片/设备）龙头：通威股份、大全能源、协鑫科技、TCL中环、双良节能、奥特维、捷佳伟创、高测股份等。
- 4) 方向明确、催化不断的电镀铜（HJT）&钙钛矿新技术方向的设备/材料供应商龙头：迈为股份、苏大维格、东威科技、芯碁微装、罗博特科、京山轻机、金晶科技、奥莱德、曼恩斯特等。
- 5) 盈利触底、随下半年组件排产提升存在盈利向上弹性且龙头优势突出的辅材/耗材环节：福斯特、信义光能、福莱特、金博股份、美畅股份等。



图表85: 光储板块核心标的估值表

环节	证券代码	名称	货币	股价	总市值 (亿元)	2022年归 母净利	2023E		2024E		2025E		2023-24年 复合增速
							归母净利	PE	归母净利	PE	归母净利	PE	
硅料	600438.SH	通威股份	CNY	34.66	1,560	257.3	216.2	7	183.0	9	251.6	6	-16%
	688303.SH	大全能源*	CNY	40.30	861	191.2	130.2	7	102.6	8	112.1	8	-27%
	3800.HK	协鑫科技*	HKD	1.68	453	160.3	136.9	3	140.6	3	152.1	3	-6%
	1799.HK	新特能源*	HKD	15.82	226	134.0	99.2	2	55.9	4	63.2	4	-35%
	600089.SH	特变电工*	CNY	22.90	891	158.8	148.8	6	137.7	6	130.1	7	-7%
硅片/电池	002129.SZ	TCL中环	CNY	31.12	1,258	68.2	100.7	12	127.2	10	153.1	8	37%
	600481.SH	双良节能	CNY	13.17	246	9.6	27.1	9	36.6	7	44.1	6	96%
	603185.SH	上机数控*	CNY	52.59	304	30.3	43.4	7	54.6	6	65.1	5	34%
	002865.SZ	钧达股份*	CNY	127.25	288	7.2	22.6	13	31.1	9	34.9	8	108%
	600732.SH	爱旭股份*	CNY	28.70	524	23.3	34.0	15	46.5	11	61.8	8	41%
组件	601012.SH	隆基绿能	CNY	30.55	2,316	148.1	196.2	12	261.7	9	325.1	7	33%
	688599.SH	天合光能	CNY	38.59	839	36.8	73.0	11	99.7	8	126.4	7	65%
	002459.SZ	晶澳科技	CNY	35.46	1,173	55.3	105.5	11	135.1	9	169.6	7	56%
	688223.SH	晶科能源	CNY	12.90	1,290	29.4	69.9	18	91.3	14	119.0	11	76%
	688472.SH	阿特斯	CNY	16.76	618	21.6	47.0	13	62.9	10	82.3	8	71%
逆变器	300274.SZ	阳光电源	CNY	118.36	1,758	35.9	75.5	23	94.6	19	115.3	15	62%
	688348.SH	昱能科技	CNY	193.01	216	3.6	9.6	22	16.4	13	21.8	10	113%
	300763.SZ	锦浪科技*	CNY	113.59	451	10.6	21.0	21	31.4	14	41.8	11	72%
	688390.SH	固德威*	CNY	178.50	308	6.5	17.3	18	25.5	12	35.2	9	98%
	688032.SH	禾迈股份*	CNY	375.49	313	5.3	11.2	28	19.3	16	29.2	11	91%
光伏玻璃	605117.SH	德业股份*	CNY	147.36	634	15.2	27.7	23	42.7	15	58.4	11	68%
	0968.HK	信义光能	HKD	8.37	745	38.2	51.3	15	68.6	11	84.3	9	34%
	601865.SH	福莱特	CNY	36.18	714	21.2	30.4	23	39.9	18	48.6	15	37%
	6865.HK	福莱特玻璃	HKD	24.25	521	21.2	30.4	16	39.9	12	48.6	10	37%
	600586.SH	金晶科技	CNY	7.73	110	3.6	8.1	14	11.2	10	14.2	8	77%
辅材	002623.SZ	亚玛顿*	CNY	28.18	56	0.8	1.5	38	2.2	25	3.2	17	62%
	603806.SH	福斯特	CNY	35.34	659	15.8	31.0	21	42.9	15	54.2	12	65%
	688680.SH	海优新材	CNY	108.52	91	0.5	6.5	14	9.0	10	11.5	8	324%
	003022.SZ	联泓新科	CNY	24.75	331	8.7	11.7	28	14.8	22	18.9	18	30%
	603212.SH	赛伍技术*	CNY	19.74	87	1.7	5.2	17	8.3	10	10.2	9	120%
耗材	688408.SH	中信博*	CNY	83.55	113	0.4	3.3	34	5.4	21	7.0	16	249%
	002897.SZ	意华股份*	CNY	44.38	76	2.4	3.9	19	5.1	15	6.3	12	46%
	001269.SZ	欧晶科技	CNY	70.66	136	2.4	9.9	14	13.3	10	17.2	8	136%
	300861.SZ	美畅股份	CNY	43.65	210	14.7	21.0	10	24.4	9	28.5	7	29%
	688598.SH	金博股份	CNY	113.92	159	5.5	7.1	22	10.5	15	14.1	11	38%
设备	603688.SH	石英股份*	CNY	105.92	383	10.5	37.0	10	59.0	6	79.8	5	137%
	688516.SH	奥特维	CNY	190.20	294	7.1	12.5	24	17.5	17	20.5	14	56%
	300751.SZ	迈为股份	CNY	173.10	482	8.6	15.4	31	28.6	17	39.7	12	82%
	688556.SH	高测股份	CNY	50.73	172	7.9	12.5	14	17.6	10	24.9	7	50%
	603396.SH	金辰股份*	CNY	63.52	74	0.6	1.9	39	3.4	22	5.4	14	131%
运营商	300724.SZ	捷佳伟创*	CNY	107.04	373	10.5	15.7	24	23.9	16	32.2	12	51%
	3868.HK	信义能源	HKD	2.41	197	9.7	14.8	13	17.7	11	20.8	9	35%
储能	002518.SZ	科士达	CNY	40.25	236	6.6	11.6	20	16.0	15	20.5	12	56%
	601222.SH	林洋能源	CNY	8.15	168	8.6	11.5	15	17.5	10	20.8	8	43%
	300693.SZ	盛弘股份	CNY	43.60	135	2.2	3.3	41	4.7	29	6.4	21	45%
	300068.SZ	南都电源*	CNY	20.75	179	3.3	8.7	21	12.9	14	17.9	10	97%
	688063.SH	派能科技*	CNY	196.99	346	12.7	24.7	14	34.8	10	44.3	8	65%
平均值								18		13		10	60%
中位数								15		11		9	56%

来源: Wind, 国金证券研究所(带“*星号”公司采用 wind 一致盈利预期, 其余公司采用国金证券盈利预测, 股价采用 2023.7.12 收盘价)



6 风险提示

传统能源价格大幅（向下）波动风险：近年来全球各国的双碳目标诉求及地缘政治动荡等因素造成的传统能源价格大幅飙升，是新能源需求超预期高增的一大驱动因素，若传统能源价格及对应电价在未来出现趋势性、大幅下跌，将边际削弱光储系统的相对经济性，并可能对板块投资情绪产生负面影响。

行业产能非理性扩张的风险：在持续超预期的终端需求驱使和资本的助力下，光伏行业的产能扩张明显加速，除业内企业积极扩产外，行业再次出现跨界资本大量进入的迹象，可能导致部分环节出现阶段性竞争格局和盈利能力恶化的风险。

国际贸易环境恶化风险：随着光伏在各国能源结构中的比例持续提升，中国作为在光伏制造业领域一家独大的存在，仍然可能面临其他国家更严苛的贸易壁垒限制（尽管这种壁垒可能导致该国使用清洁能源的成本上升）。

储能、泛灵活性资源降本不及预期风险：配置储能（或其他泛灵活性资源）是未来电源结构中光伏实现高比例渗透的必经之路，如果储能成本下降速度不及预期，则有可能限制中期光伏在能源结构中的渗透率提升速度。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话: 021-60753903	电话: 010-85950438	电话: 0755-83831378
传真: 021-61038200	邮箱: researchbj@gjzq.com.cn	传真: 0755-83830558
邮箱: researchsh@gjzq.com.cn	邮编: 100005	邮箱: researchsz@gjzq.com.cn
邮编: 201204	地址: 北京市东城区建国内大街26号	邮编: 518000
地址: 上海浦东新区芳甸路1088号	新闻大厦8层南侧	地址: 深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心
紫竹国际大厦7楼		18楼1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究