

# 2025年度光伏设备行业策略报告： 新技术推进利好龙头设备商， 关注国内政策边际变化+装备出海

首席证券分析师：周尔双

执业证书编号：S0600515110002

[zhouersh@dwzq.com.cn](mailto:zhouersh@dwzq.com.cn) 13915521100

证券分析师：李文意

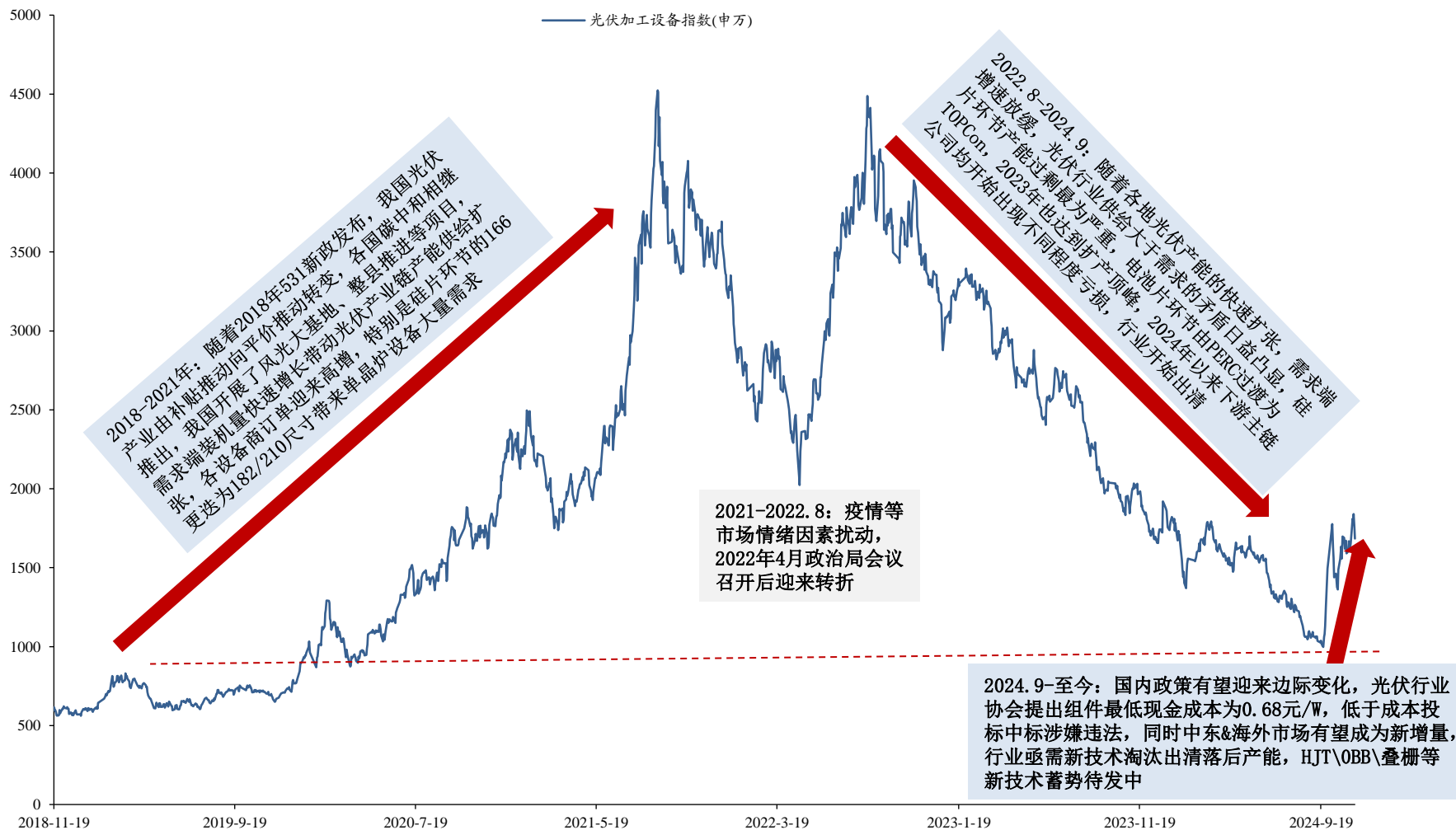
执业证书编号：S0600524080005

[liwenyi@dwzq.com.cn](mailto:liwenyi@dwzq.com.cn) 18867136239

2024年11月22日

- 2024年以来由于供需问题恶化、主链公司开始出现不同程度的亏损，行业进入下行期，但我们认为，头部光伏设备商的商业模式优于主链公司，能够抵抗风险，持续受益技术迭代逻辑。从光伏下游装机量和行业名义产能来看供需矛盾突出，2024年预计全球新增光伏装机490GW，同增21%，但硅片/电池片/组件名义产能均达到800-1000GW，主链公司竞争恶化、出现大额亏损，行业进入下行期，但我们认为光伏设备商的商业模式最优，一方面各头部设备商市占率均为70-80%，具备一定话语权，能够及时调整收款模式，保证设备发货时收回成本，风险控制能力强；另一方面与锂电设备商相比，光伏设备商下游客户多元，设备商能够掌握一定know-how，在技术推动方面具备一定话语权。
- 降本增效的技术迭代是光伏行业永恒的主题，HJT、0BB、叠栅均在推进。不同于主产业链，设备的逻辑更加偏向于成长&技术迭代——光伏行业的每一轮周期核心驱动力都是技术迭代，技术成熟后盈利能力好，驱动行业进入大规模扩产阶段，随着产能集中落地，行业出现产能过剩&盈利能力下降，行业进入产能出清阶段，倒逼新技术的突破，实现降本增效，打开新一轮周期，HJT、0BB、叠栅等新技术均持续推进中。
- 国内迎来政策边际变化，工信部修订《光伏制造行业规范条件》和《光伏制造行业规范公告管理暂行办法》，利好先进产能龙头设备商。光伏行业面临阶段性供需失衡、产业链价格快速下滑、企业经营承压，工信部出台的该项政策能够优先支持先进产能&先进技术，避免行业低水平盲目扩张，我们认为是对供给侧倡导性的政策，虽然没有强势约束力，但会鼓励行业健康发展。随着先进技术替代落后产能，主链公司一方面盈利有望逐步修复，能够加速新技术投入，另一方面更加追求先进产能以获得差异化竞争优势，利好代表先进产能的新技术龙头设备商。
- 乘中东能源转型与美国加码制造业之风，国产设备商迎出海机遇。（1）中东：中东资源禀赋优势显著，是光伏装机的天然沃土，中东地区的光伏新增装机量将从2023年的21-24GW逐年提升到2027年的29-35GW，例如TCL中环在中东建设20GW光伏单晶硅片项目，晶科建设10GW高效电池及组件项目；（2）美国：2024年美国新增光伏装机预计43GW，同比增长34%，且集中式光伏装机占比60%-70%，同比增长30pct+，是高溢价优质市场，美国市场更注重低人工&小厂房&低运营成本，故HJT低温工艺、用电量节约30-40%、人工数量节约60%、用水量节约20%，是最适合美国本土扩产的。
- 投资建议：重点推荐晶盛机电、迈为股份、奥特维。

# 供给、需求及技术因素共振，光伏设备具备成长 and 周期双重属性



注：光伏加工设备指数（申万）十大权重股为晶盛机电、捷佳伟创、迈为股份、帝尔激光、奥特维、京山轻机、高测股份、微导纳米、金辰股份、拉普拉斯



■ 一、行业下行期龙头设备商业绩短期承压，整体风险可控

---

■ 二、HJT、0BB、叠栅等新技术持续推进

---

■ 三、关注国内政策变化&设备出口中东、美国等海外市场

---

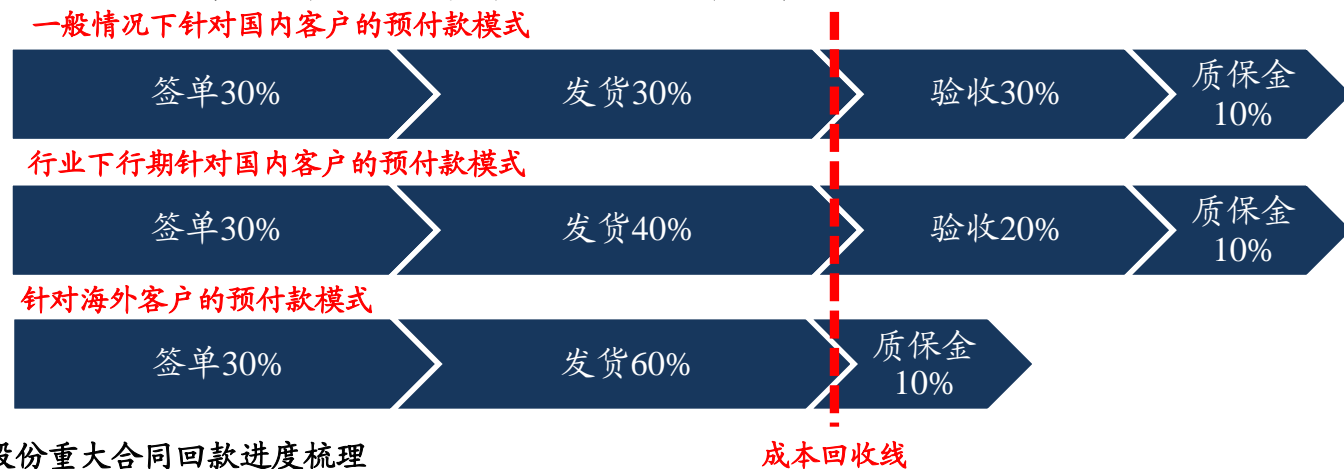
■ 四、投资建议与风险提示

---

# 1.1 头部设备商及时调整收款方式，风险控制能力强

- 通过及时调整收款模式，头部设备商能够保证设备发货时收回成本，风险控制能力强。一般情况下设备商针对客户的预付款模式为“3331”，即签单收取30%款项、发货收取30%款项、验收收取30%款项、质保收取10%款项，在行业下行期，头部设备商及时调整收款方式，国内采取“3421”的方式，海外采取“3610”的方式，考虑到设备商的毛利率一般为30-40%，故发货时即可实现成本的覆盖，控制风险。

◆ 图：不同情况下针对不同客户采取不同的收款模式来控制风险



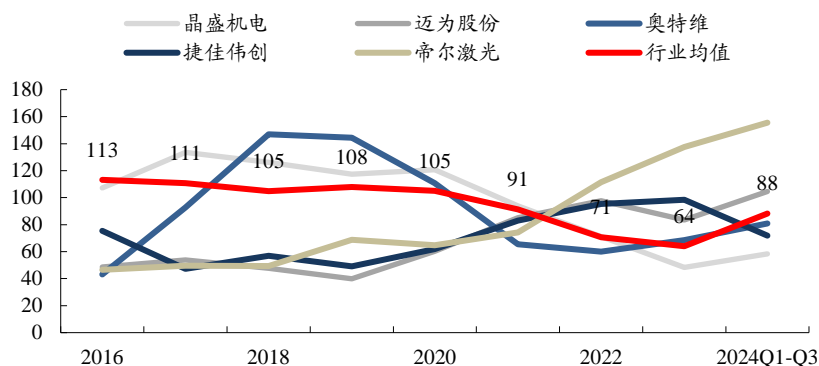
◆ 表：迈为股份重大合同回款进度梳理

合同订立公司	合同订立对方名称	合同履行的进度	累计确认的销售收入金额	应收账款回款情况
迈为自动化	通威股份及其控制的公司	全部出货完成	10.4亿元	已收到99%以上应收账款
新加坡迈为	Reliance Industries Limited	全部出货完成		尚未形成应收账款
迈为股份	大理华晟新能源科技有限公司、宣城华晟光伏科技有限公司	全部出货完成	21.3亿元	已收到77%应收账款
迈为股份	欧昊新能源电力（甘肃）有限责任公司、民生金融租赁股份有限公司	已出货3条，剩余5条未出货	3.4亿元	已收到70%应收账款
迈为股份	合肥华晟光伏科技有限公司、宣城华晟光伏科技有限公司	已出货9条，剩余4条未出货	7.1亿元	已收到全部应收账款

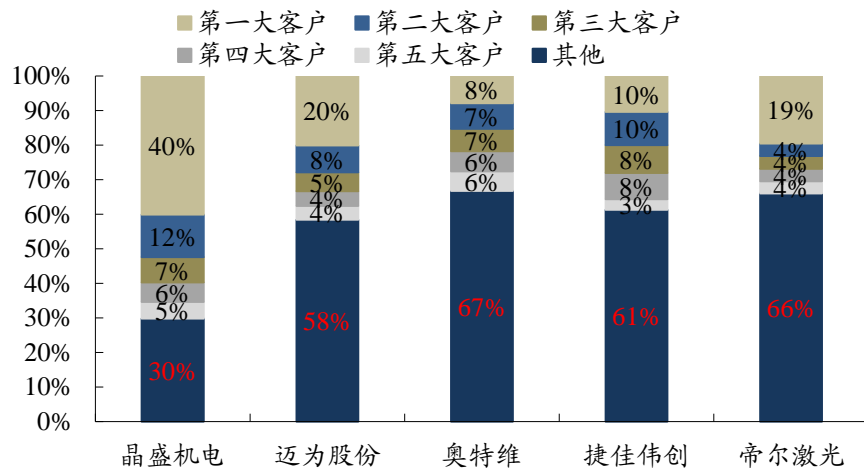
## 1.2 头部设备商应收账款前五大客户相对集中，长尾风险小

- 从龙头设备商应收账款和现金流来看，收款虽有所放缓（周转天数有所增加）；但截止2024H1末，应收的前五大客户占比较高尤其晶盛占比高达70%，表明多为下游头部企业，长尾风险小，同时现金流未出现连续几个季度为负的情况，Q3各家均有所改善。

◆ 图：受下游确收放缓光伏设备应收账款周转天数有所增加

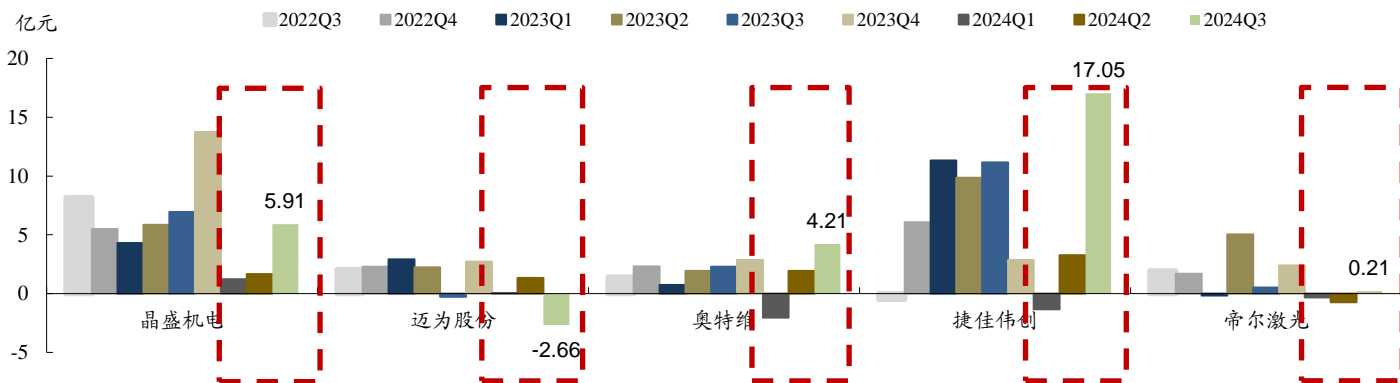


◆ 图：头部光伏设备商应收账款前五大客户占比（2024H1末）



注：行业均值选取了晶盛机电、迈为股份、罗博特科、奥特维、高测股份、捷佳伟创、连城数控、帝尔激光、金辰股份、双良节能、金博股份

◆ 图：2024Q1-Q2光伏设备头部企业经营性现金流承压，Q3环比显著改善



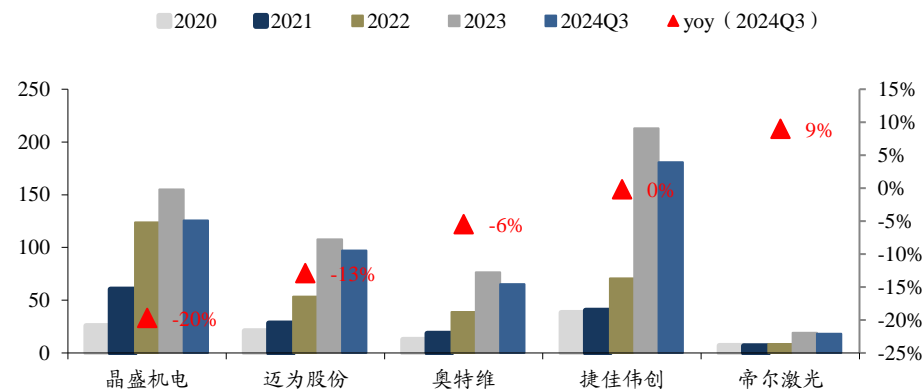
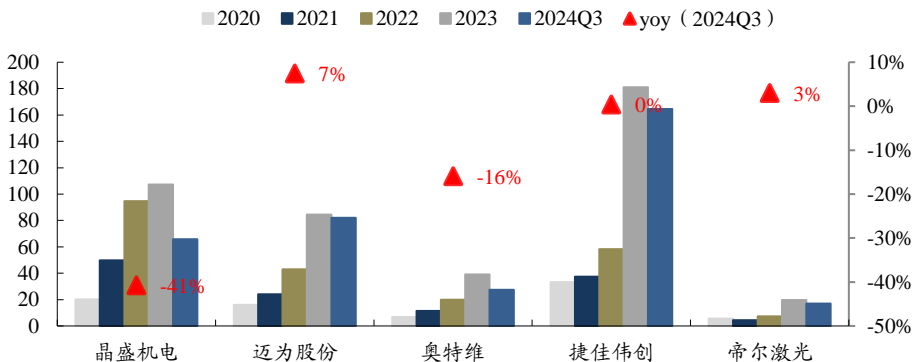


# 1.3 头部设备商合同负债&存货有所下滑，反映新签订单承压

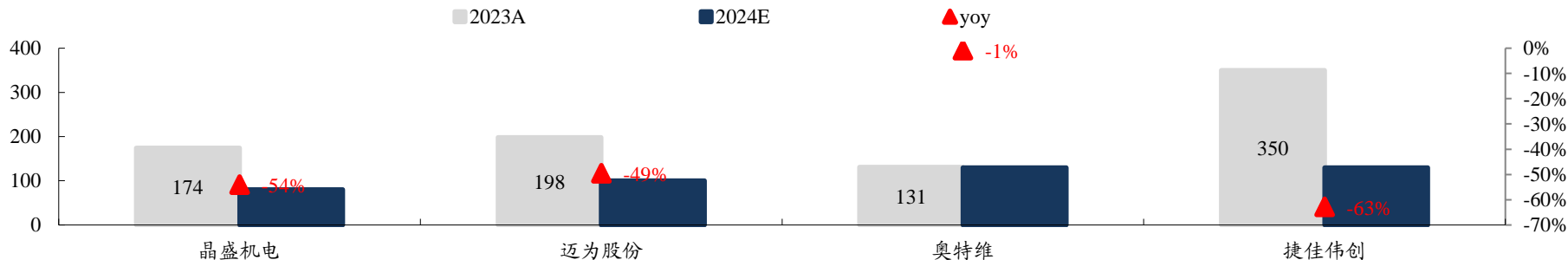
- 截止2024Q3末光伏设备龙头企业合同负债&存货同比有所下滑，反映新签订单承压。受光伏产业链供需影响，主链公司出现亏损，硅片、电池片、组件环节的产能扩张速度均有所放缓，反映到设备商端，光伏设备龙头企业合同负债&存货同比均出现不同程度的下滑，我们预计2024年光伏设备新签订单均有所下滑。

◆ 图：截至2024Q3末龙头设备商合同负债同比持平或下降

◆ 图：截至2024Q3末龙头设备商存货同比持平或下降



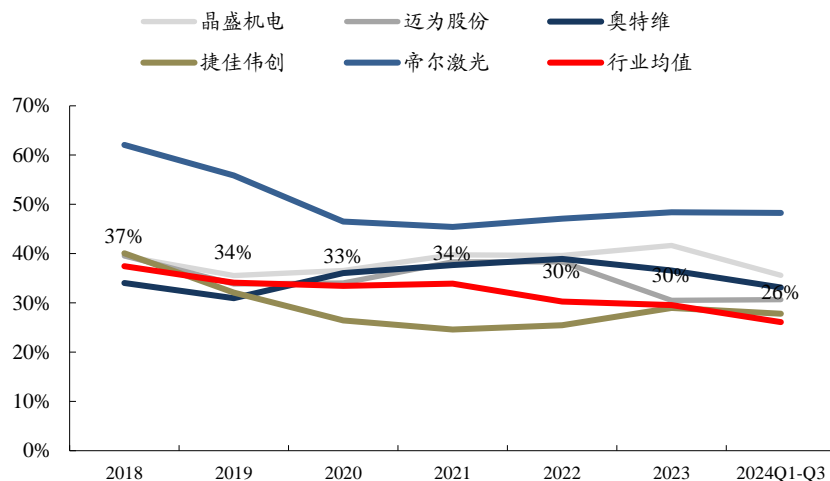
◆ 图：受下游需求影响，我们预计2024年光伏设备龙头企业新签订单均有不同程度的下滑



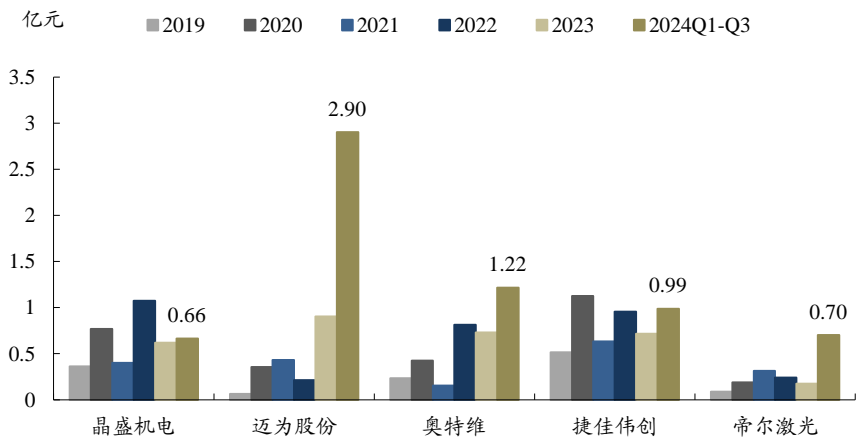
# 1.4 头部设备商盈利能力短期承压，仍高于行业平均水平

- ◆ 受行业下行期影响，头部设备商盈利能力均有所下滑，但仍高于行业平均水平。从毛利率来看，2024Q1-Q3行业平均毛利率约为20%，龙头设备商均能保持30%+的毛利率；行业归母净利率主要受存货跌价损失和信用减值损失计提影响，2024Q1-Q3行业均值在10%左右，头部设备商基本都能保持在10-25%左右的净利率。
- ◆ 值得关注的是信用减值损失，目前除了迈为Q2爱康计提的大额减值外，其它设备公司暂未出现针对某一客户的大额减值，整体风险可控。

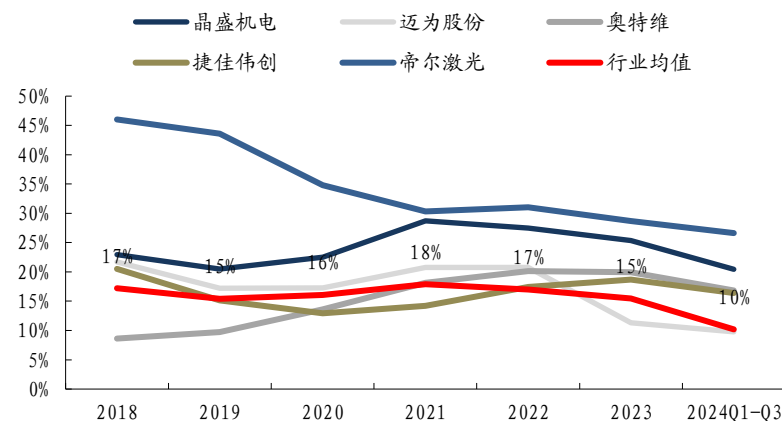
◆ 图：2024Q1-Q3龙头企业毛利率有所下降但高于行业平均水平



◆ 图：2024Q1-Q3行业龙头企业充分计提了信用减值



◆ 图：2024Q1-Q3龙头企业净利率受信用减值及存货跌价损失影响下滑，仍高于行业平均水平







■ 一、行业下行期龙头设备商业绩短期承压，整体风险可控

---

■ 二、HJT、0BB、叠栅等新技术持续推进

---

■ 三、关注国内政策变化&设备出口中东、美国等海外市场

---

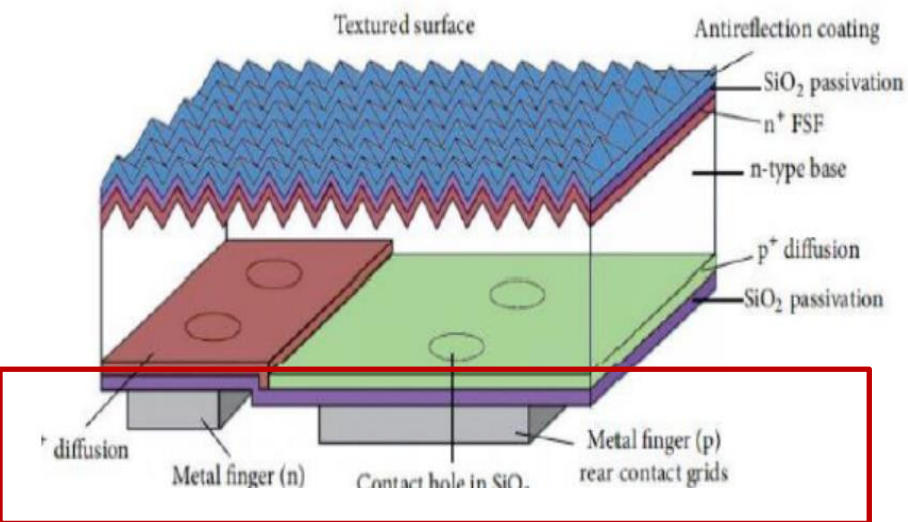
■ 四、投资建议与风险提示

---

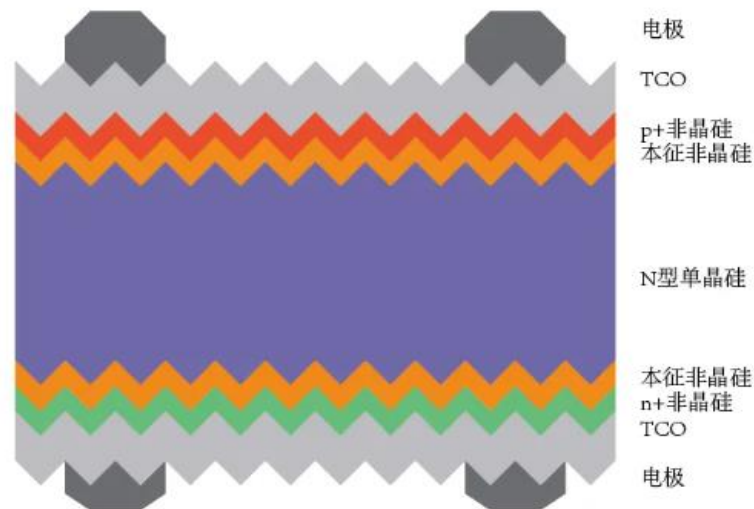
## 2.1 电池片环节：集中大电站为需求所趋，HJT适用于大电站

- ◆ 与BC路线相比，HJT更适合大电站，低双面率的BC更适合分布式电站，未来电力关键在于集中大电站。大电站模式更可能引领能源革命，逐步取代传统能源。分布式电站虽然在某种程度上解决了企业的限电问题，但长远来看，大电站才是满足未来电力需求的关键。BC由于低双面率的问题，并不适用于大电站模式，BC电池由于电极都在背面，牺牲了一定的双面率，BC双面率一般在50-60%左右，PERC可能有65%，TOPCon为80%+，HJT能够到97%，所以HJT大电站模式将是未来电力生产的主要方式。
- ◆ 目前行业分歧点主要在于下一代技术是HJT还是TBC，我们认为BC路线的问题在于双面率较低，而HJT钝化效果最优、采用0BB技术也能够实现低遮挡，同时其温度系数低和双面率高在大电站应用中更具优势。

图：BC电池由于电极都在背面，牺牲了一定的双面率



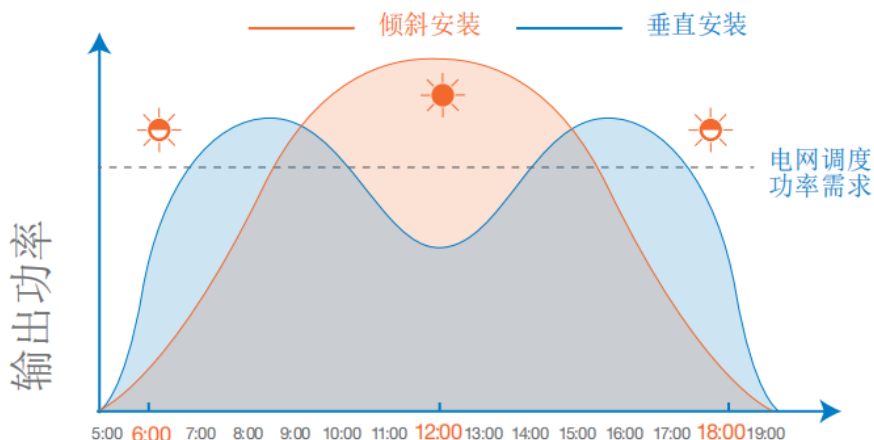
图：HJT对称式的结构编织工艺，是少有双面率接近100%的晶硅电池



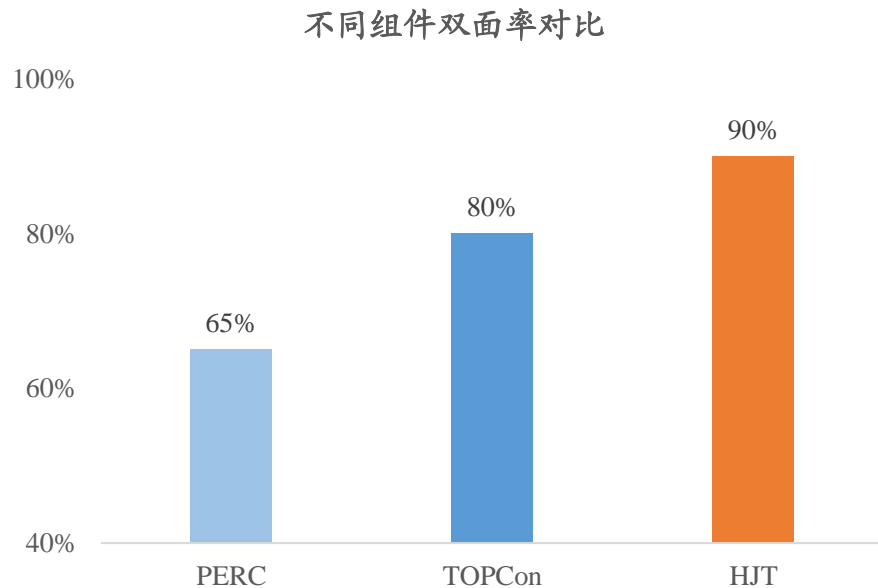
## 2.1 电池片环节：垂直安装应用前景广阔，HJT是最佳选择

- 高双面率的HJT组件是垂直安装的最佳选择。HJT具有完美对称的双面结构特性，双面率高达90%以上，远超PERC和TOPCon。从发电量角度看，HJT组件垂直安装比TOPCon组件垂直安装多发电10%~12%，比PERC多发电16%~20%。
- 垂直光伏项目可就地、就近消纳，更灵活，收益更高。据实证测算，HJT垂直安装场景下，相比倾斜安装首年发电小时数可提高11.12%，LCOE降低9.57%，电站收益率IRR高出1.38%。

图：垂直光伏的发电曲线呈现“双峰”特点，虽然发电量较低，但可错峰发电



图：高双面率的HJT可以最大化垂直安装的收益



## 2.1 电池片环节：央国企招标逐步倾向HJT，2024年出货量有望达20GW

- 2023年底以来国电投、华能、绿发、大唐、中广核、华电等电站合计公告了接近10GW的HJT产品招标，显示出对HJT技术的进一步认可，未来电站中标有望倾向高双面率、高功率的新技术。我们认为随着HJT组件的招标落地，10月开始许多HJT产线将进入满产状态，我们预计2024年HJT组件将有20GW出货量，其中安徽华晟将占据50%的市场份额，出货量将达到10GW。

2024年央国企HJT组件招标一览

央国企名称	招标规模	中标时间	中标企业
华能	500MW	2024-3	隆基、华晟、日升
绿发	3.5GW	2024-3	国晟、日升、华晟
中广核	400MW	2024-5	国晟
大唐	1GW	2024-5	日升、华晟、金刚
中核汇能	2GW	2024-7	日升、华晟、国晟、泉为、鸿钧
华能	500MW		
华电	500MW		
中国电建	1.5GW		

近年来央国企HJT电池产业投资一览

央国企名称	HJT产线规模	项目所在地	投产出片时间
晋能	150MW	山西晋中	2017 & 2020
国电投	100MW	江西南昌	2019
润海	1.8GW	浙江舟山	2023-8
国电投	600MW	浙江温州	2023-10
中建材	2.4GW	江苏江阴	2023-10
上海电气	1.2GW	江苏南通	2024-2

2024年8月以来地方政府对HJT的支持态度

时间	事件
2024-8-9	安徽省委书记梁言顺到宣城调研安徽华晟，走入展厅详细了解公司的业务、发展历程及研发团队情况，更是走进车间察看HJT这一新质生产力的生产工艺；梁书记勉励华晟加大在研发方面的持续投入，着力延伸产业链，提高附加值，不断升级技术产品、优化产业生态、锻造核心竞争力
2024-8-15	四川省委书记、省人大常委会主任王晓晖前往眉山市调研链升光伏，其走入公司产品展示区详细询问了产品性能、应用及产业链上下游配套情况，沿参观通道察看了HJT电池智能化数字化生产线的运行后强调：光伏产业是培育发展新质生产力的重要赛道，要聚焦行业前沿加大研发投入，推动产品在迭代升级中更好满足市场需求，不断把企业做大做强
2024-8-23	光势能异质结叠层电池及组件研发制造项目落户南通经济技术开发区，项目分三期建设，总投资46亿元

## 2.1 电池片环节：HJT现有降本增效技术有望于2025年集中导入量产

图：2025年有望迎来HJT多维降本增效技术的集中量产

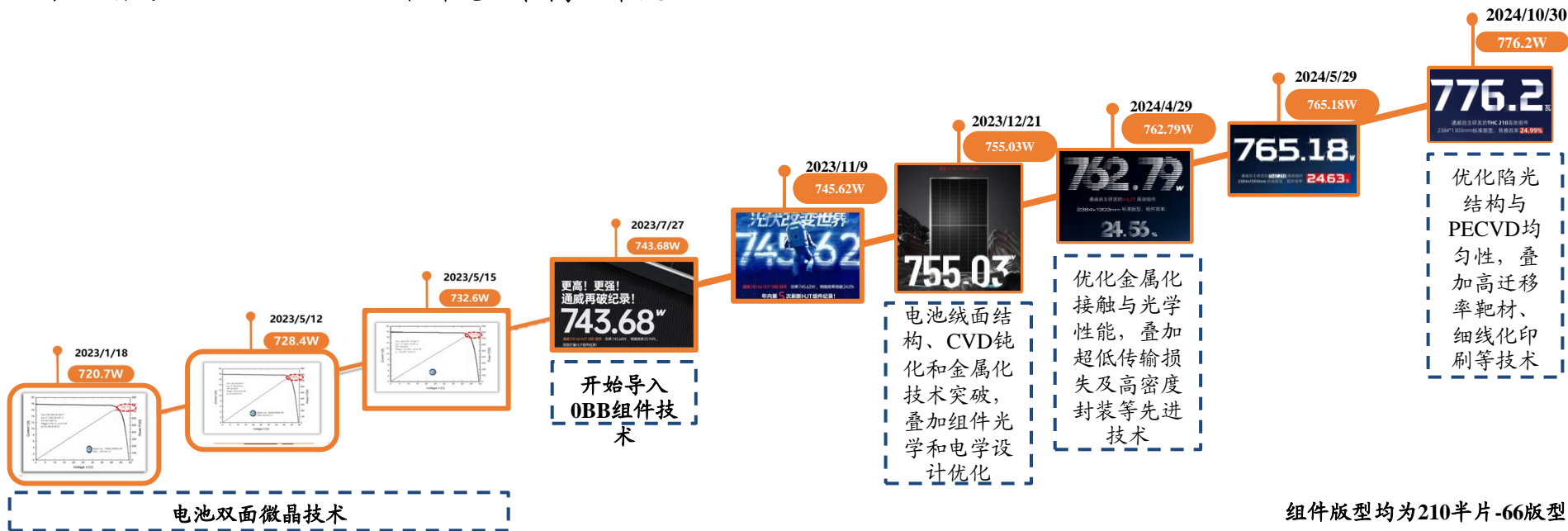
技术/指标	行业进展			技术迭代所需设备/材料及对应标的
	截至2024年8月底	2024年底预测	2025年底预测	
硅片薄片化	110μm厚度硅片全面导入量产	100μm薄片开始导入	100μm薄片全面导入	(钨丝)金刚线、切片机-高测股份
双面微晶	22Q4全面导入量产	全面导入量产	全面导入量产	PECVD-迈为股份
OBB	成为HJT组件高效新产品标配	开始导入量产	全面导入量产	OBB串焊机-奥特维
银包铜	50%银含量浆料全面导入量产 30%银含量浆料部分企业导入量产	浆料用量将低于12mg/w, 银含量将接近30%	20%银含量的浆料导入量产	光伏低温银浆-聚和材料、帝科股份
电镀铜	通威导入600MW中试	中试效率和良率进一步优化	开始导入量产	电镀铜设备-太阳井、迈为股份(在研)
光转胶膜	能够带来1%-1.2%的功率提升(对应7-8W), 价格降至5-6元/m <sup>2</sup> 。部分企业导入	价格进一步下降, 部分企业导入	价格进一步下降, 全面导入量产	光转胶膜-福斯特
背抛	首台套设备搬入通威	试产结果良好, 预计提效0.2%	部分导入量产	背抛设备-迈为股份
靶材少钨/无钨	首台套PED设备搬入通威	钨用量低于1mg/w, 可能出现完全无钨的HJT电池	50%钨叠层靶材全面应用	PED设备-迈为股份
全开口网版	少量导入研发	部分企业应用	全面导入量产	钢网/镍网印刷线-迈为股份
HJT组件平均功率(210/66片规格, 以通威1GW中试线为例)	744W	750+W	770-780W	
HJT电池量产效率	25.5-25.8%	26%	26.5%	
HJT电池非硅成本	0.25-0.26元/W (SMBB+细栅50%银包铜)	0.20-0.21元/W (OBB+40%银包铜)	0.17-0.18元/W (OBB+30%银包铜+全开口网版)	
HJT电池生产成本	0.38元/W (SMBB+细栅50%银包铜)	0.33元/W (OBB+40%银包铜)	0.30元/W (OBB+30%银包铜+全开口网版)	



## 2.1 电池片环节：通威HJT组件实验室最大功率突破775W

- ◆ 通威HJT组件在研发端的功率记录已突破775W，预计未来还有10W+的提升空间。截止2024年10月底，通威已将最新产品送入中试线测试，组件最高功率达776.2W，效率达24.99%，非硅成本降至0.2元/W以下，与TOPCon龙头企业相比相差仅0.03元/W，刨除设备折旧因素后基本与TOPCon成本持平。此外，公司小尺寸钙钛矿/HJT叠层电池效率达33.08%，可见未来HJT电池技术仍有较大提效潜力。

图：通威THC210型HJT组件研发端最大功率突破775W




组件版型均为210半片-66版型



## 2.1 电池片环节：HJT功效增益已经能够为组件价格带来溢价

- ◆ 以TOPCon的效率、功率、发电量作为基准线，目前普效/平均水平的HJT功率为710-720W，在组件功率上的增益达到2%，组件发电量增益在3%，综合发电量比TOPCon高5%，带来0.15元/W的溢价。而国内地面电站应用层面HJT与TOPCon度电成本的平均差距恰好是0.15元/W。在一些高温地区的电站项目，由于地面反射率更高或者系统成本高，HJT的度电成本已经远低于TOPCon。
- ◆ 通威的1GW产线HJT组件功率达到744W，发电量增益进一步提升到7%，溢价提升至0.2元/W。
- ◆ TBC的功率不低于HJT，但致命缺陷是双面率较低，导致其每W发电量增益明显低于HJT，综合导致TBC的溢价只有0.05元/W。

电池技术&组件产品	电池效率增益	组件功率增益	组件发电量增益	2项增益合计	销售价格溢价
高效HJT: 740W+ (2025年)	≈BL+1.1%+	≈4%+	≈3%	≈7%+	≥ BL+0.20元/W ?
普效HJT: 710-720W	≈BL+0.5%	≈2%	≈3%	≈5%	BL+0.15元/W
低效HJT: 695-705W	≈BL	≈0%	≈3%	≈3%	BL+0.09元/W
TBC: 不同电池尺寸与版型	≈BL+0.6%	≈2.5%	≈-1%	≈1.5%	BL+0.05元/W
TOPCon: 695-705W	BL	0%	0%	0%	BL
PERC: 665W	≈BL-1.2%	≈-5%	≈-3%	≈-8%	逐步退出市场



边际项目：  
等效IRR  
LCOE接近

注1：国内电站运营商收购资产的价格≈3元/W，故而：每1%功率或发电量增益的价值≈0.03元/W

注2：行业内关于功率标准及发电量增益的争论没有任何意义，电站运营商的采购价格溢价已经充分体现了HJT的功率和发电量增益

注3：对于边际客户而言，HJT的LCOE≈TOPCon；但对于温度高、地面反射率高、系统成本高的客户，HJT的LCOE远低于TOPCon

## 2.1 电池片环节：2025年HJT电池的非硅成本将与TOPCon持平

- ◆ 2024年TOPCon电池的生产成本在0.29-0.3元/W，非硅成本为0.17-0.18元/W；而0BB+50%银包铜应用下的HJT非硅成本为0.21元/W，相比TOPCon只有0.03-0.04元/W的差距。预计2025年随着0BB+30%银包铜+全开口网版的应用，HJT电池的非硅成本将与TOPCon持平。

图：2024-2025年HJT电池每W生产成本演变预测

SMBB细栅银铜生产成本：2024

项目	耗量	不含税单价	每W成本
硅片	1.01片/片	0.66元/片	0.123元/W
细栅浆料	80mg/片	4270元/kg	0.063元/W
主栅浆料	29mg/片	7345元/kg	0.039元/W
靶材	60mg/片	2783元/kg	0.031元/W
网版	0.00003块/片	1829元/块	0.010元/W
其他BOM			0.025元/W
人工			0.009元/W
折旧			0.036元/W
电力	0.33kWh/片	0.64元/kWh	0.041元/W
其他制费			0.005元/W
<b>合计</b>			<b>0.382元/W</b>

0BB银铜生产成本：2024

项目	耗量	不含税单价	每W成本
硅片	1.01片/片	0.66元/片	0.123元/W
背细浆料	43mg/片	4270元/kg	0.034元/W
正细浆料	21mg/片	4270元/kg	0.016元/W
靶材	60mg/片	2783元/kg	0.031元/W
网版	0.00003块/片	1829元/块	0.010元/W
其他BOM			0.025元/W
人工			0.009元/W
折旧			0.036元/W
电力	0.33kWh/片	0.64元/kWh	0.041元/W
其他制费			0.005元/W
<b>合计</b>			<b>0.330元/W</b>

0BB+30%银铜+GW设备生产成本：2025

项目	耗量	不含税单价	每W成本
硅片	1.01片/片	0.66元/片	0.123元/W
背细浆料	39mg/片	3606元/kg	0.026元/W
正细浆料	19mg/片	3606元/kg	0.012元/W
靶材	60mg/片	2783元/kg	0.031元/W
网版	0.00003块/片	1829元/块	0.010元/W
其他BOM			0.025元/W
人工			0.005元/W
折旧			0.028元/W
电力	0.33kWh/片	0.64元/kWh	0.030元/W
其他制费			0.005元/W
<b>合计</b>			<b>0.296元/W</b>

注1：本页均假设产线的产能利用率达95%

注2：HJT电池项目所在地假设为华东地区

注3：以上模型对应于ISFH效率25.5%及以上的电池片

**0BB技术：**

- (1) 100%节省主栅成本
- (2) 原本所提升的功率释放给细栅降湿重
- (3) 合计降本**0.052元/W**

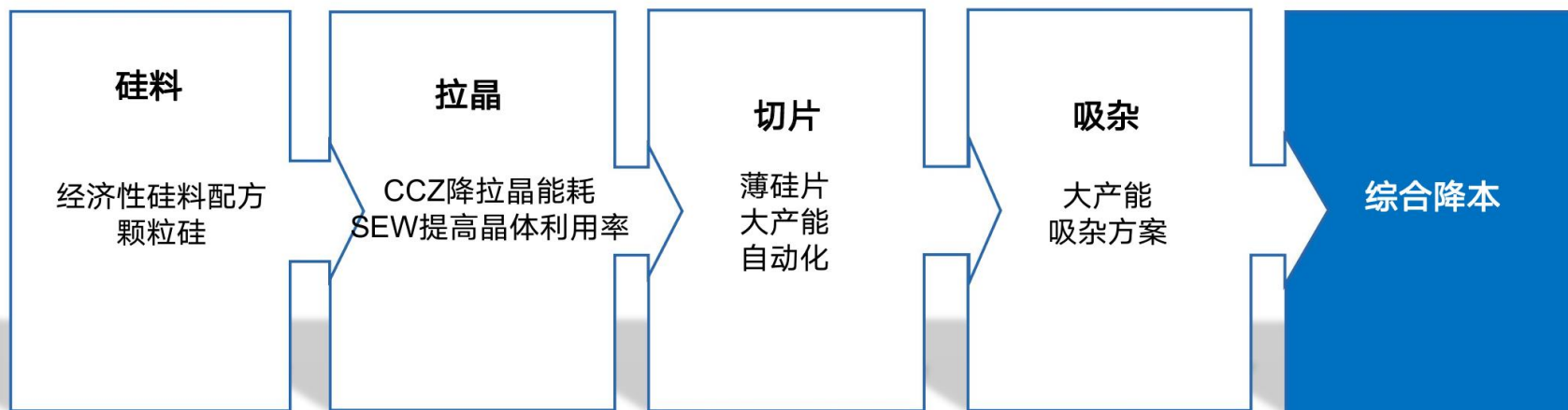
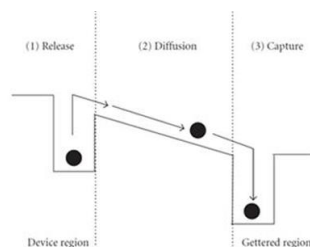
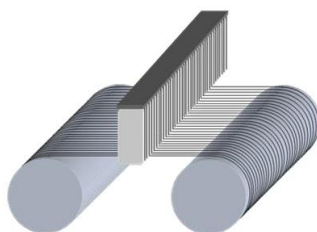
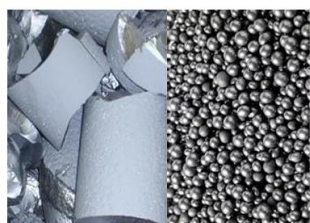
**30%银铜+全开口网版：**

- (1) 在不降效的情况下，降低湿重10%，同时降低浆料单价16%
- (2) 不提高网版的每W成本
- (3) 合计降本**0.014元/W**

## 2.1 电池片环节：HJT专用硅片降本途径

- 当前，业界普遍采用110微米厚度的硅片进行生产，而100微米厚度的硅片量产良率已无问题；但由于硅片价格倒挂，业界对薄片化的兴趣不大，否则还有望进一步节省0.02元的成本。
- HJT专用硅片降本四大核心技术包括：半棒半切（SE Ingot）、颗粒硅（FBR，硅烷流化床法）、连续直拉单晶（CCZ）、精准吸杂（Gettering）。
- 半棒半切：可以将硅片完全利用，每一小块都可以生产为光伏电池，从而提高光伏电池的产量。**FBR+CCZ**：FBR颗粒硅具有高品质、低成本、碳排放量低等优点，无需破碎环节，更利于生产过程自动化，CCZ（连续拉晶）生产效率较传统的RCZ（复投拉晶）增加40%以上。**精准吸杂**：吸杂是后续降本的基础，可以减少硅片的加工和工艺过程的污染、改善硅片的性能。

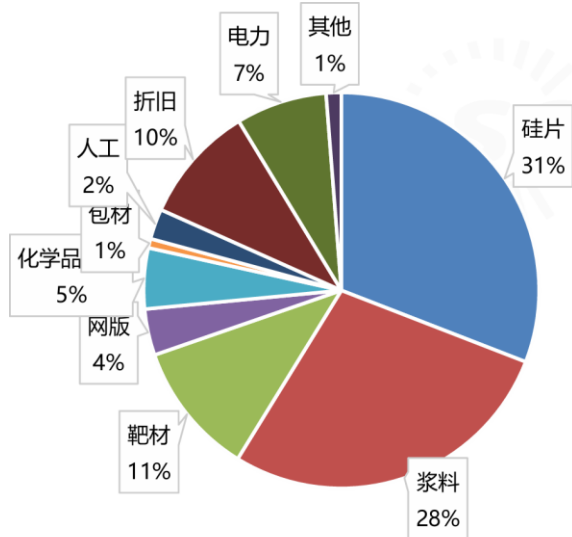
◆ 图：HJT专用硅片降本的主要方向



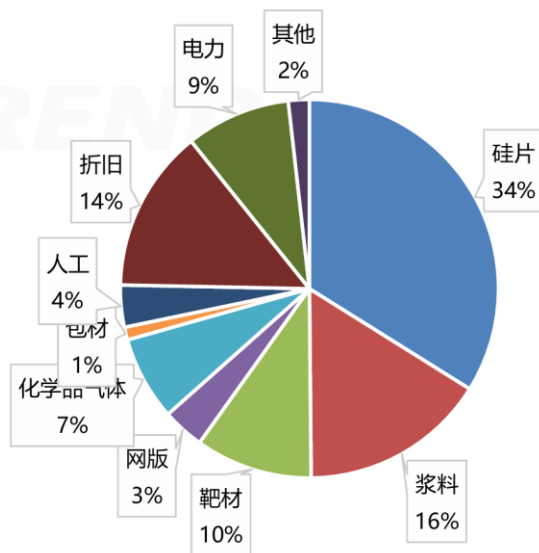
## 2.1 电池片环节：50%银包铜已批量应用，30%银包铜正快速导入

- 从当前HJT电池的成本结构来看，SMBB+细栅50%银包铜的电池成本约0.38元/W，其中硅片成本约0.12元/W，占比31%，与TOPCon基本无差异；非硅成本约0.26元/W，其中浆料和靶材占电池总生产成本的39%，占非硅成本的55%。
- 当前50%银包铜已相对成熟，批量验证，与纯银效率基本持平；30%银包铜+0BB降本效果明显。光势能预计24年底在0BB+30%银包铜技术的导入下，浆料成本占比将快速降至16%。

图：HJT电池成本构成-24M6



图：HJT电池成本构成-24年底（预测）

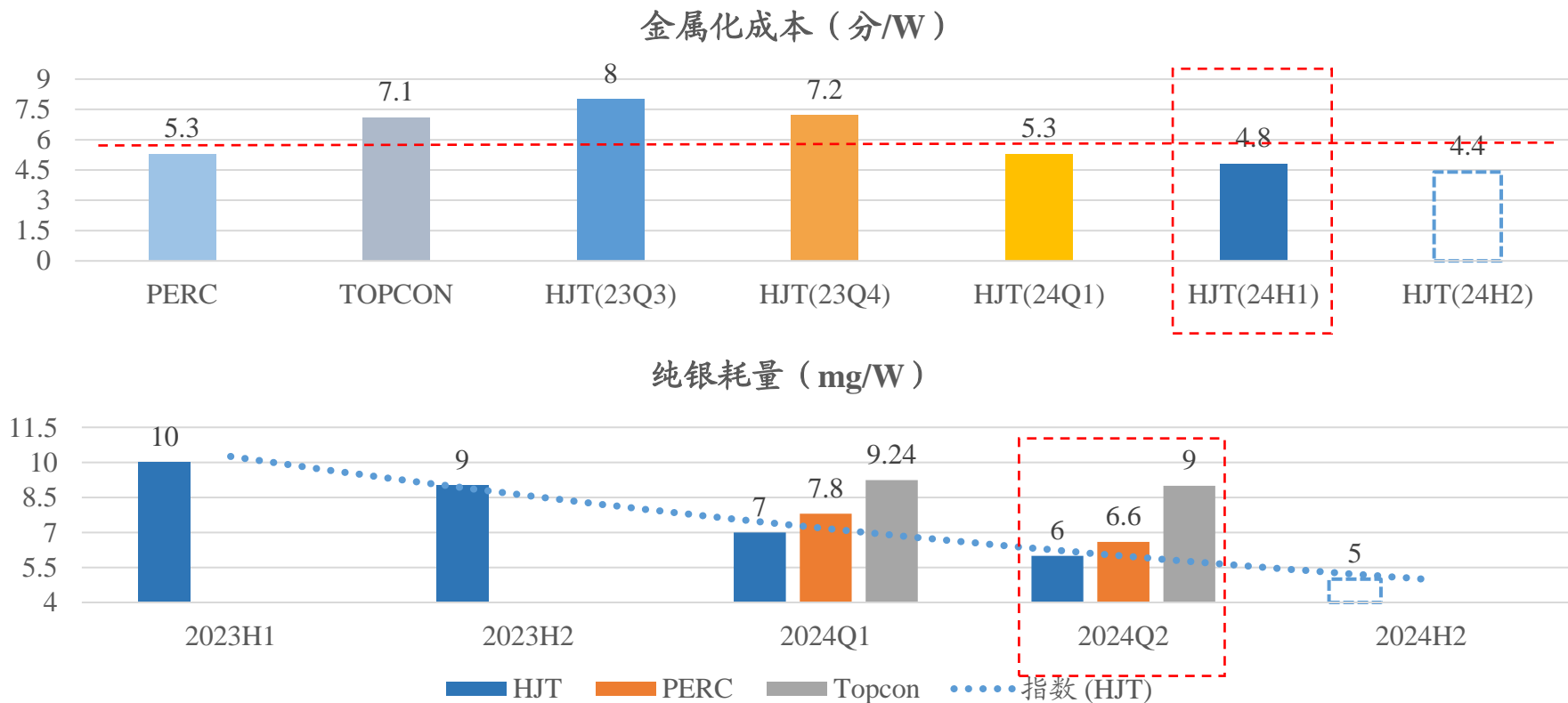


Remark	印刷图形	银含量	Uoc(mV)	Isc(mA)	FF (%)	Eff(%)	银耗量降幅
BL	SMBB	纯银	-	-	-	-	-
银铜	SMBB	50%	0.2	10	-0.14	0%	-30%
银铜	SMBB	30%	0	-8	-0.51	-0.18%	-44%
银铜	<b>0BB</b>	<b>30%</b>	-0.1	12	-0.18	-0.02%	-79%

## 2.1 电池片环节：目前日升浆料成本4.8分/W，年底有望降至4.4分/W

- 东方日升HJT电池满产产线24Q3的生产数据来看，电池非硅成本约为0.21元/W，其中低银含浆料成本4.8分/W（对应纯银耗量6mg/W），靶材成本约3分/W。24年底有望在更低银含量浆料与全开口网版应用下进一步降低至4.4分/W。

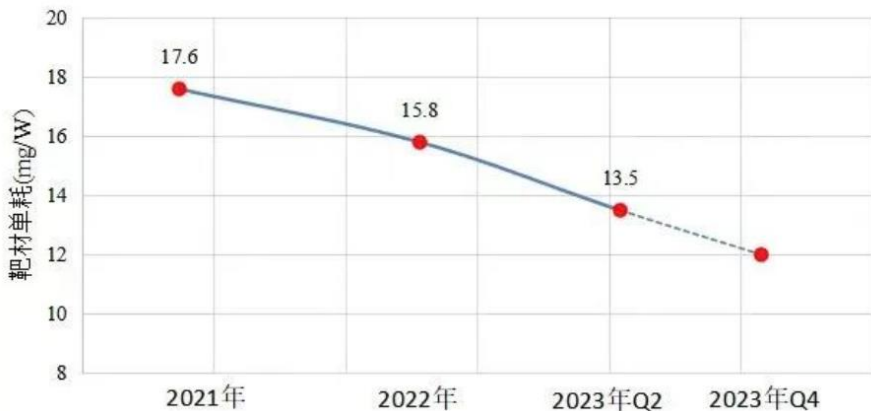
◆ 图：东方日升HJT电池金属化降本路线图



## 2.1 电池片环节：靶材降钨三部曲

- **设备优化降钨。** 迈为PVD设备对于100%钨基靶材的理论单耗已从近20mg/W降至13.5mg/W，旧设备亦可升级。在2023年末迈为提供的HJT电池整线解决方案中，对于100%钨基靶材的理论单耗可降低到12mg/W左右。
- **低钨叠层膜降钨。** 将低钨叠层膜方案（50%无钨）与上述设备改进方案相结合，钨基靶材理论单耗可降低至6mg/W左右。通过持续不断的工艺研发，迈为采用50%钨基+50%非钨基叠层TCO制备的异质结电池，其转换效率已可与全钨基TCO电池持平。同时，低钨基方案具备良好的可靠性与稳定性，与铜电镀以及银包铜等低成本方案亦可完美结合。
- **规模化钨回收。** 异质结产业的规模正日益扩大，钨材料的回收可进一步实现，结合无钨靶材的逐步深入，GW级HJT电池工厂的钨用量将有望降低至1mg/W。

图：迈为股份/HJT-PVD靶材单耗改善趋势图



图：低钨叠层膜方案（50%无钨）对电池效率无影响

TCO类型	Eff(%)	Voc(V)	Isc(A)	FF(%)
100%钨基TCO	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
50%钨基&50%非钨基叠层TCO	100.02%	100.00%	100.18%	99.84%



## 2.1 电池片环节：PED可大幅降钼的同时提升效率

- PED设备由PVD和RPD结合而来，性价比更高。PED可使用高迁移率的靶材，从而提效；还可使用无钼的靶材，从而降本。新型的采用独特的方式实现RPD和PVD的结合以制备HJT电池，电池片一侧的TCO薄膜采用PVD方式沉积制备，另一侧的TCO薄膜采用RPD+PVD的方式制备成复合膜，既提高了两侧PVD薄膜的能量转化效率，还实现了不对RPD设备过度依赖，避免了因RPD设备产能小而受限的问题。由下表可见采用RPD镀膜，在靶材迁移率和透过率方面均存在巨大优势。但RPD的设备成本高，且设备产能不高。采用RPD+PVD结合的方式镀膜，只需要RPD膜层占整体厚度的1/8(或以上)时，就能与全部采用RPD制备的薄膜性能相同甚至更优，同时兼顾到了性能和成本。

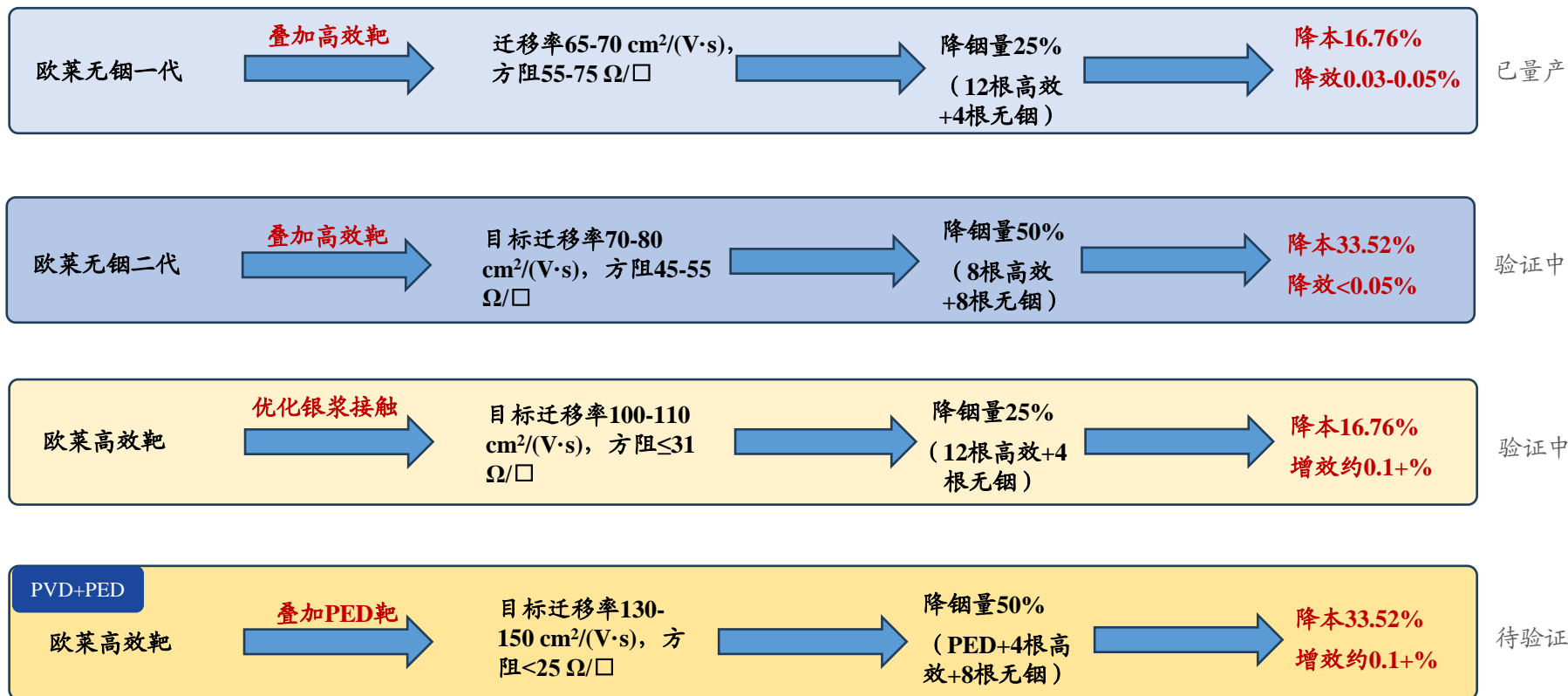
◆ 表：PED可保留RPD镀膜在靶材迁移率和透过率方面的突出优势

镀膜方式(膜厚)	迁移率(cm <sup>2</sup> /V·s)	透过率(%)
PVD(80nm)	40	80
<b>RPD (80nm)</b>	<b>150</b>	<b>92</b>
RPD+PVD (1nm+79nm)	80	85
RPD+PVD(5nm+75nm)	121	90
<b>RPD+PVD (10nm+70nm)</b>	<b>150</b>	<b>92</b>
RPD+PVD (40nm+40nm)	155	92
RPD+PVD (60nm+20nm)	155	92

## 2.1 电池片环节：PED可大幅降铜的同时提升效率

- 根据欧莱新材的光伏靶材降本规划，降铜量25%的一代靶材已经量产，虽然能够降低PVD环节的17%的生产成本，但会带来0.03-0.05%的效率损失。相比之下，采用PED靶材能够翻倍提高靶材的迁移率并翻倍降低铜用量，最终还能带来0.1+%的效率提升。我们认为，PED设备及靶材有望成为靶材降本的必由之路。

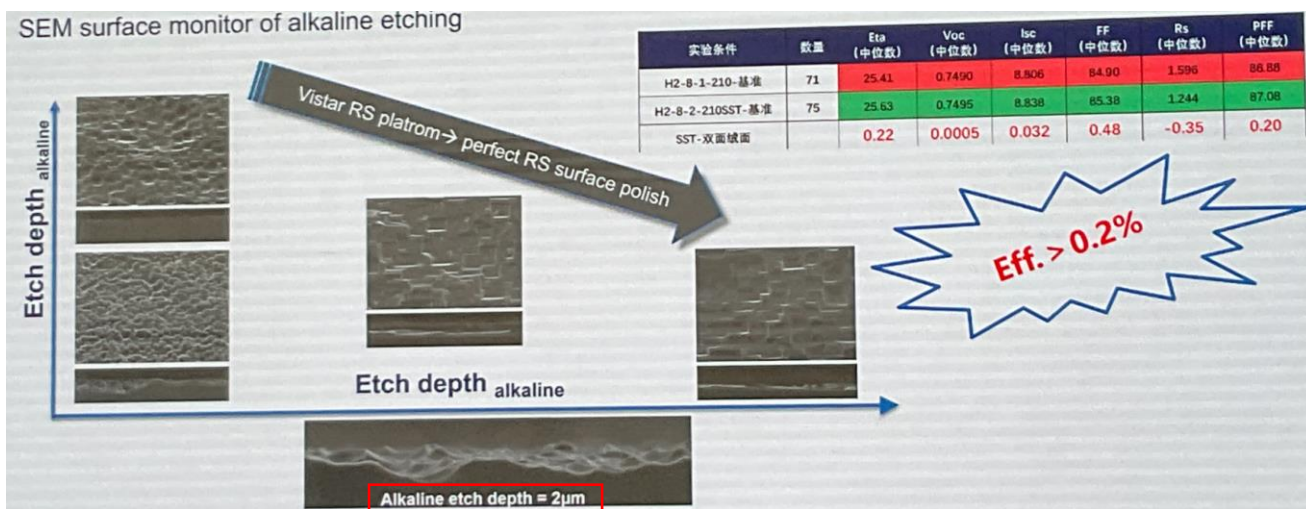
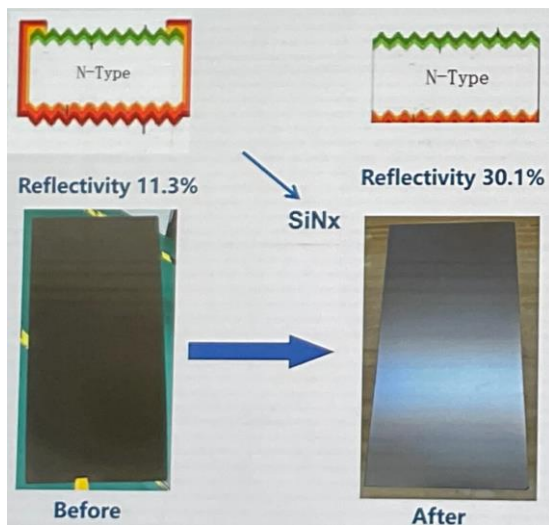
◆ 图：欧莱新材HJT靶材降本增效路线规划



## 2.1 电池片环节：背抛可提效0.2%-0.3%

- 背抛是将HJT背面改成平面结构的提效工艺，位于清洗制绒之后，CVD之前。背抛是一个侧重于正面提效的双面电池技术，常应用于屋顶分布式光伏、水面光伏发电项目等背面光线反射较差的场景，其本质是将HJT电池片背面的绒面金字塔结构改成平面结构。通过上述改变，背抛工艺一方面减小电池片背面比表面积，从而降低少数载流子的复合，提高开路电压，提高电池片效率；另一方面增强光在电池片背面的镜面反射，从而提高短路电流，提高电池片效率。
- 启威星的背抛设备基于HJT 3.0 1.2GW槽式平台开发，应用SiNx掩模工艺（相当于干法微刻蚀），能够减抛2nm，将HJT电池背面的反射率从11.3%提升至30.1%，综合提效0.2%+。

◆ 图：HJT背面抛光数据（启威星）



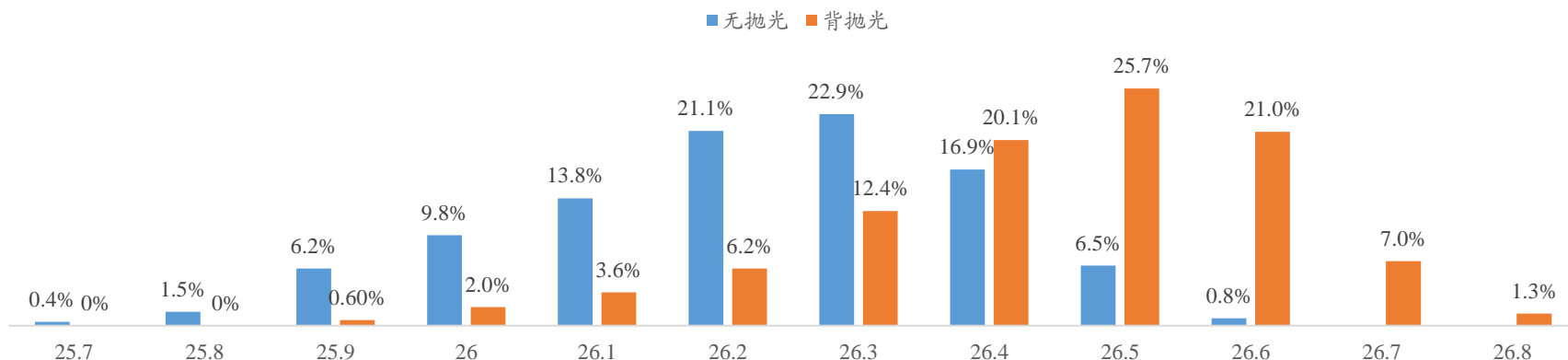
## 2.1 电池片环节：背抛可提效0.2%-0.3%

- 根据国晟科技的测试数据，HJT电池生产中应用背抛工艺可提升电池效率0.2%-0.3%，但会造成7%左右的双面率损失。考虑到背抛工艺需要增加全新设备，预计2024Q4 HJT背抛技术的工艺成熟及量产导入。

◆ 图：HJT背面抛光数据（国晟科技）

Remark	Uoc(mV)	Isc(mA)	FF (%)	Rs (Ω)	Eff(%)	双面率
BL	-	-	-	-	-	
背面抛光	2.6	15.5	0.16	-0.0005	+0.20%	-7%

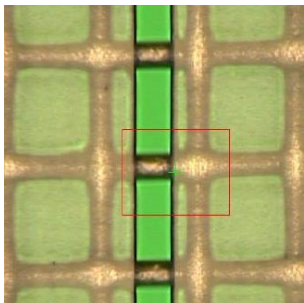
背抛光批量产出数据对比



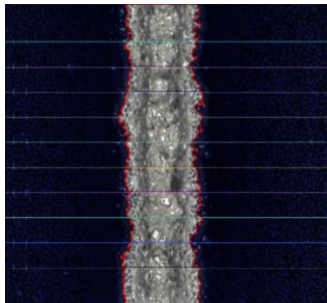
## 2.1 电池片环节：全开口网版既可降银，又可提效

- 全开口网版印刷将取代丝网印刷成为降低银耗新路线。与传统丝网印刷相比，钢板材料高强度、高稳定性、高耐磨性、高耐腐蚀性等特性，可以确保钢板网版尺寸的稳定性。对比钢板与常规网版的结构与印刷线型，钢板由于全开口的设计，印刷出的线型更平整，具有更好的高宽比，提高浆料的有效利用率，因此在更低的湿重下反而有更好的电性能表现。
- 0BB+全开口网版进一步降本：根据华晟实证结果，使用相同浆料进行测试，背面副栅钢板印刷效率提升0.06%，湿重降低15.2mg；双面钢制网版加特制银浆，预计总湿重下降超过25-30mg。
- 钢版印刷技术已日趋成熟，在钢板超窄栅线宽度的加持下，适量增加副栅数量，可显著提升电池效率。预计应用钢板印刷后HJT电池效率可在传统丝网印刷的基础上提升0.1%。

PI 无网结网版结构



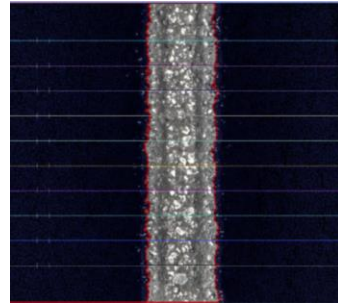
PI 无网结网版印刷线型



钢板结构



钢板印刷线型



差异	钢板网版	传统网版
材料	原材料是平整、超强材质的合金钢片	钢丝托底，上面覆着一层感光剂或PI（聚酰亚胺）膜的复合结构
结构	全开口钢板的细栅部分是100%的无遮挡结构，网版透浆料更顺畅、栅线更平整、均匀	传统网版的细栅附着在丝网上，丝网的网节或钢丝会阻挡网版透浆料
性能	电池栅线的形貌得以优化、电性能得以提升	印刷后栅线高低起伏、拓宽，影响电性能
栅线宽度 (低温浆料)	20-25μm	30-40μm

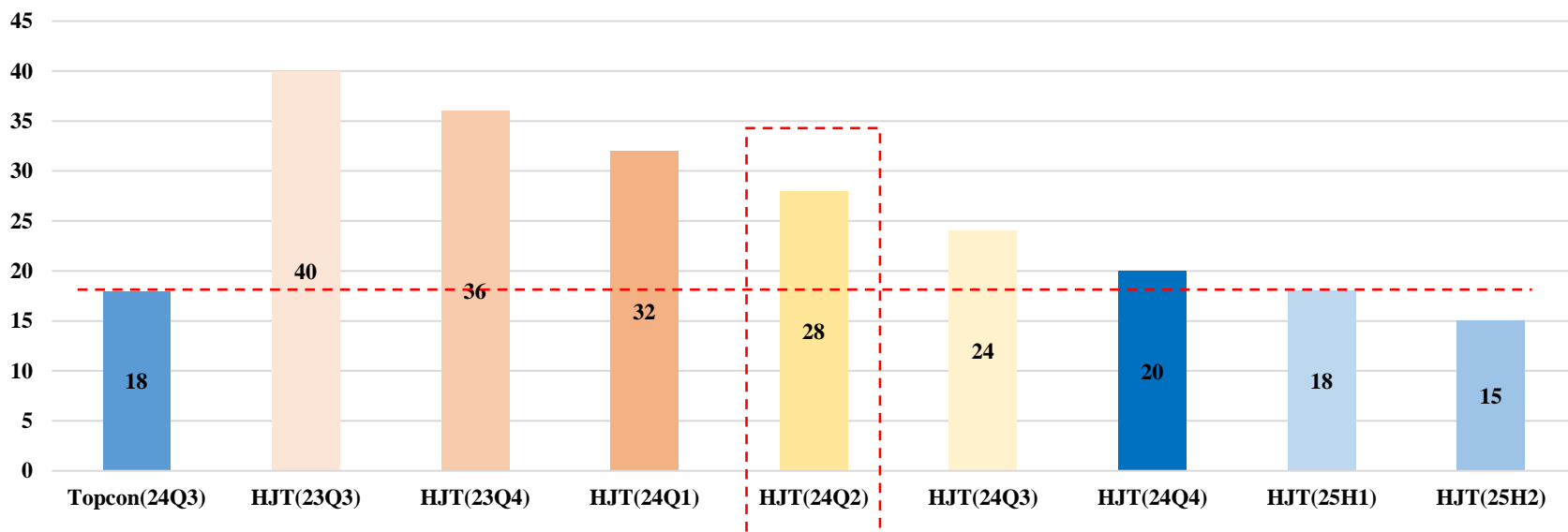


## 2.1 电池片环节：日升HJT电池正面细栅线宽稳步下降

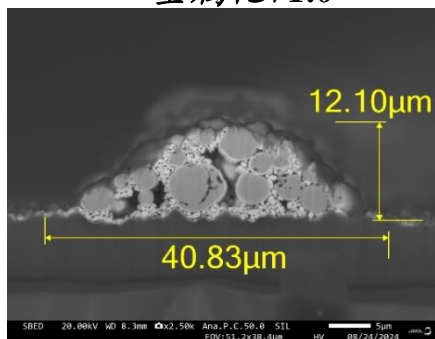
- 目前东方日升正处于金属化的2.0阶段，24Q2 HJT电池正面细栅的线宽可做到平均28 $\mu\text{m}$ ，到3.0阶段可实现18 $\mu\text{m}$ 。

◆图：东方日升电池细线金属化路线图

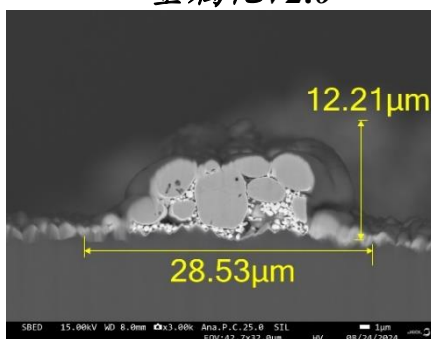
正细线宽对比 ( $\mu\text{m}$ )



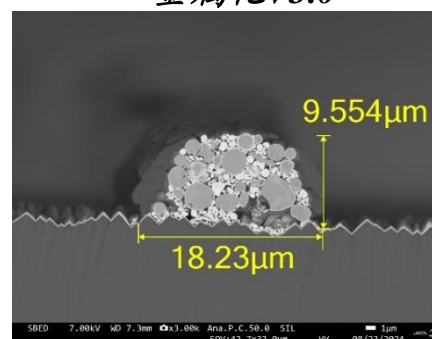
金属化V1.0



金属化V2.0



金属化V3.0



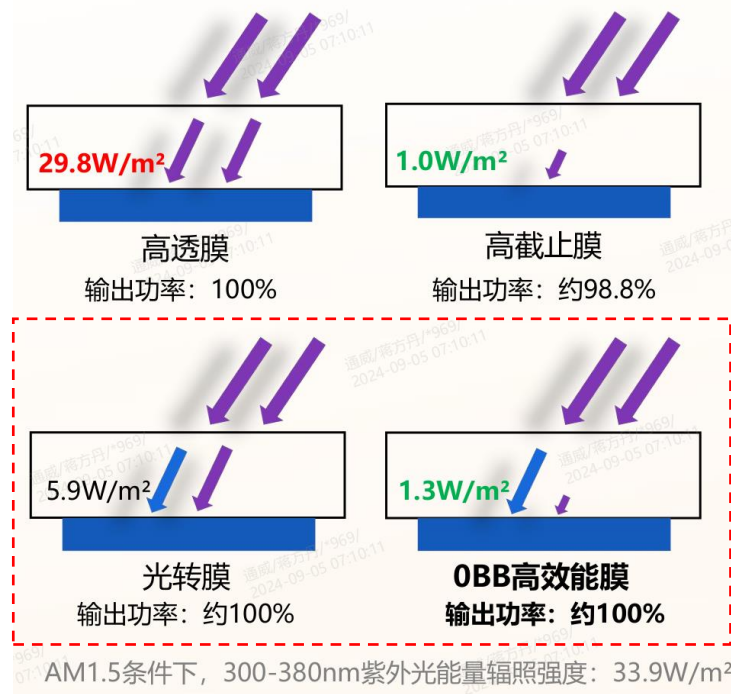
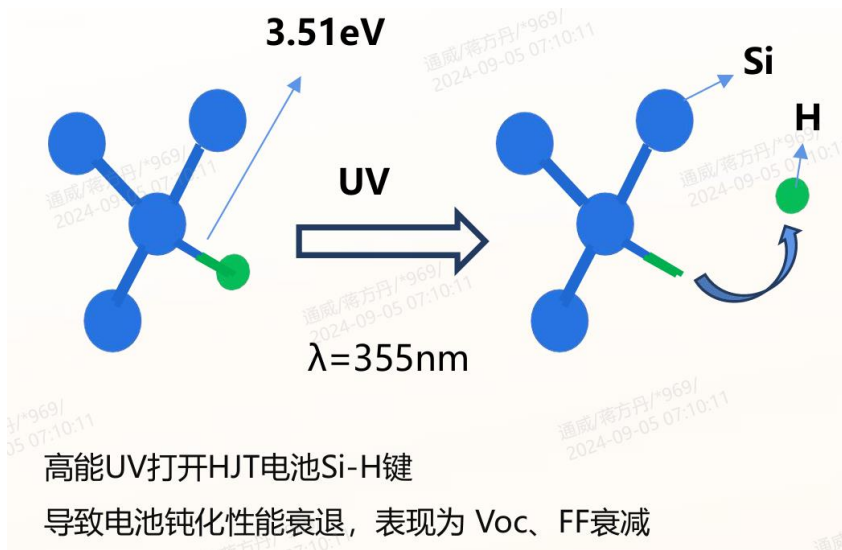


## 2.1 电池片环节：光转胶膜可提高组件功率1%~1.3%

- HJT电池表面存在非晶硅层（a-Si），作为钝化层的非晶硅层含有大量的Si-H键，而Si-H键容易遭受紫外线的破坏而发生断裂，造成电池片内部结构及内建电场的缺陷，进而导致组件功率衰减。
- 光转膜将紫外光转换为可发电的蓝光，在保证电池片不被紫外线破坏的同时，又能将紫外线的能量利用起来用于增效（可增加组件功率1%~1.3%）。
- 通威的OBB高效能膜（本质上也是光转膜）有更好的光转与更高的耐久。通威设计的OBB高效能膜相比于光转膜能够实现降低78%的紫外光受光量，并且保持输出功率不变。另外OBB高效能膜还有更好的耐久性。

◆ 图：光转膜将紫外光转换为可发电的蓝光提高效率

◆ 图：高能紫外线照射下HJT电池表面的 $\alpha$ -Si:H键容易被破坏



## 2.1 电池片环节：迈为4.0 HJT整线较上一代降低非硅成本2.5-3分/W

- HJT设备产能从1GW进一步放大至1.2GW，利于下游客户&设备商降本。从设备投资额来看，HJT设备目前约3.5-4亿元/GW，我们认为设备降本依靠单线产能放大&零部件国产化，有望降低至3-3.5亿元/GW。①HJT单线设备产能逐步放大：2018年HJT设备单线产能仅为100MW，2020年提升至400MW，2023年提升至600MW，2024年最新设备已提升至1.2GW级别，在1GW的设备基础上增加了几个腔体提高产能，且能够匹配VHF电源（更高功率），解决了大载版、大电源和均匀性方面的问题。

图：迈为4.0 HJT整线细分设备类型和单机产能

### 清洗制绒

源于日本，国产创新、高效低耗



### PECVD

迈为研制，大产能、易维护



### PVD

迈为研制，大产能、最多PU



### 印刷测试

迈为研制，平铺式固化，集成光注入



### 自动化

迈为研制，碎片低，良率高



### BCS系统

迈为研制，可实现量产片级跟踪

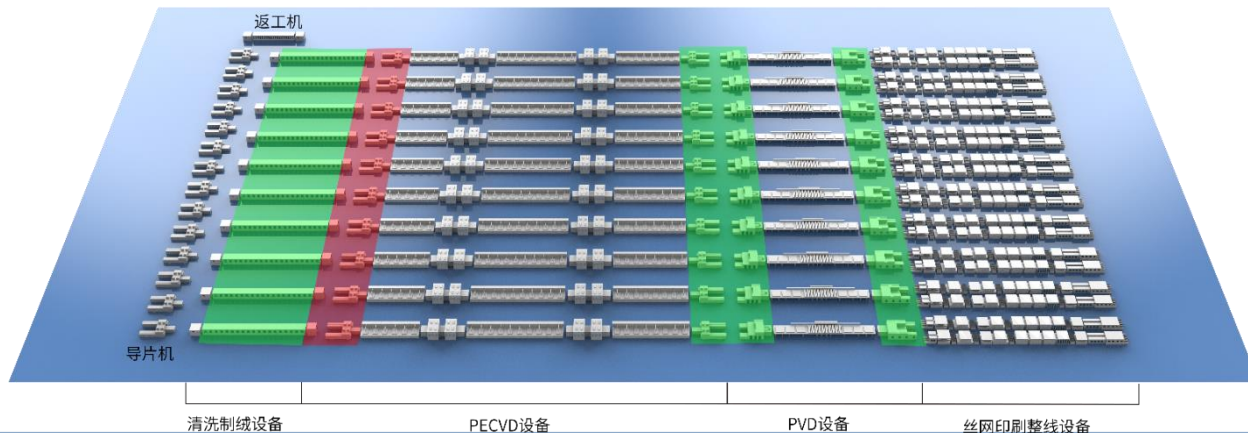


工序	设备名称	型号	单机产能@G12半片 (片/小时)
制绒清洗	制绒清洗自动上料机	HJ-TEX-210H	28800
	制绒清洗机		28800
	制绒清洗自动下料机		28800
PECVD	PECVD自动上料机	LH07K	28800
	背面PECVD (I)		28800
	PECVD自动翻片机#1		28800
	正面PECVD (IN)		28800
	PECVD自动翻片机#2		28800
	背面PECVD (P)		28800
	PECVD自动下料机		28800
PVD	PVD自动上料机	P7	28800
	PVD		28800
	PVD自动下料机		28800
丝网印刷	全自动双轨丝网印刷线	MX-HDL	14400

## 2.1 电池片环节：迈为4.0 HJT整线较上一代降低非硅成本2.5-3分/W

- 迈为1.2GW设备提升生产节拍，可降低客户CAPEX与OPEX。4.0整线较上一代3.0降低非硅成本2.5-3分/W，  
(1) 场地：1.2GW设备能够节省厂房空间约30%，在470m\*125m的厂房内，可以容纳12GW产线，同时由于产线中道均为真空环境，洁净厂房的需求减少到原来的1/3，大量节省产线耗电量，还降低洁净厂房维护费用。  
(2) 人工：预计整体降低30%，特别清洗制绒、PECVD、PVD等人工需求可以减少一半，印刷人工需求可降低80%。  
(3) 用电：整线设备用电降低20%-30%，厂房设施用电可降低40-50%。  
(4) 靶材：预计能够降低到1.5mg/W。

图：迈为4.0 HJT整线优势



### 4.0 整线较上一代 3.0 整线 降低非硅成本2.5-3分/W

- 设备占地（470m\*125m摆放12GW设备）面积节省 34%+
- 现场人员数量降低 25%+
- 设备用电量降低20%+，设施用电量降低30%+
- 厂务设施投资降低30%+
- 靶材消耗量降低1.5mg/W

## 2.2 组件环节：0BB可降本提效，存量串焊机向0BB改造的空间广阔

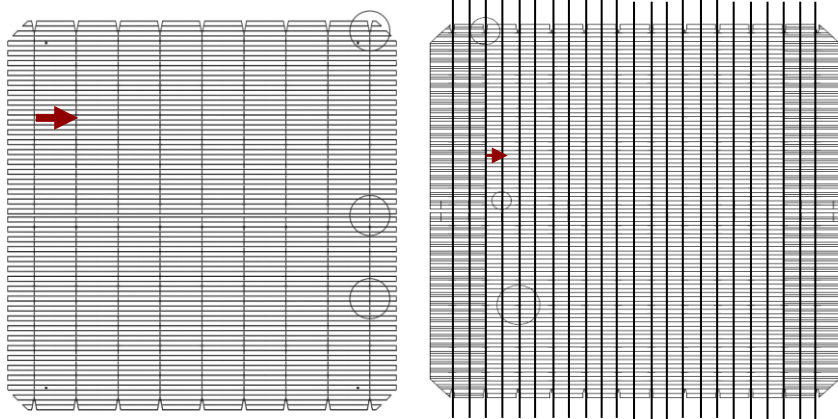
- **提效**：作为一项平台型技术，0BB能够减小遮光面积&缩短电流传输距离，提高组件功率。0BB通过更细、更多的焊带降低了遮光面积和电流从副栅到主栅的运输距离，理论上能够提高组件功率。
- **降本**：0BB能够带来更低的单瓦耗银、更少的焊带用量和更低的胶膜克重，降低组件成本。特别是在HJT领域，0BB搭配银包铜浆料或电镀铜技术均可显著降低HJT成本。
- **0BB改造市场空间超60亿元，2025年改造需求有望快速释放**。目前0BB的工艺类别在减少，特别是TOPCon领域正向焊接+印胶和印胶+焊接两种高温工艺路线趋同。而目前存量市场有4000+台TOPCon SMBB/MBB串焊机，按照150万元/台的改造价格估算，未来0BB的改造市场空间至少60亿元。我们认为随着技术路线趋同、银价提高以及组件价格修复，2025年有望迎来0BB改造需求的快速释放。

◆ 图：0BB能够减小遮光面积&缩短电流传输距离，提高组件功率

◆ 图：0BB能够带来更低的单瓦耗银、更少的焊带用量和更低的胶膜克重，从而降低组件成本

SMBB-12根主栅

0BB-24根焊带



功率损耗 ↓

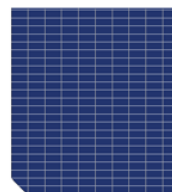
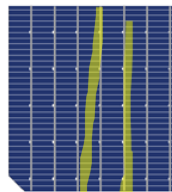
$$P_{rf} = \frac{1}{m} B^2 \rho_{amf} \frac{J_{mp}}{V_{mp}} \cdot \frac{S}{W_F}$$

副栅线距  
(载流子的  
传输距离)

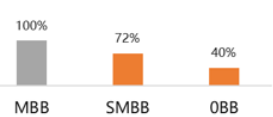
MBB

SMBB

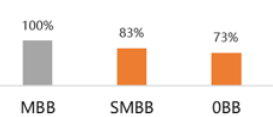
0BB



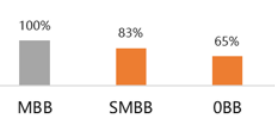
不同互联技术纯银单耗 (mg/W)



不同互联技术胶膜用量 (g/m²)



不同互联技术焊带用量 (kg/m²)



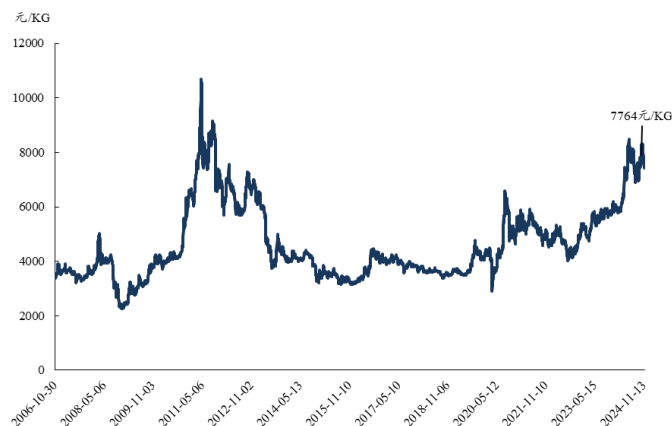
注：A、B 分别为单个电池的长度和宽度；J、V 为最大功率点对应的电流密度和电压；m 为常数；ρ 为栅线金属层电阻，S 为细栅线距；W 为栅线宽度



## 2.2 组件环节：白银价格持续上涨，利好0BB产业化

- 随着银价上涨，0BB和HJT的低银优势凸显。（1）0BB优势：我们测算银价上涨10%/30%/50%，HJT纯银节约幅度由0.026提升至0.039元/W，银包铜节约幅度由0.01提升至0.016元/W，TOPCon纯银节约幅度由0.012提升至0.018元/W；
- （2）HJT优势：相较于TOPCon的纯银，应用0BB后HJT的纯银节约幅度由0.018提升至0.026元/W，银包铜节约幅度由0.045提升至0.067元/W。

◆ 近期白银期货价格已经突破7764元/KG（截止2024年11月19日收盘价）



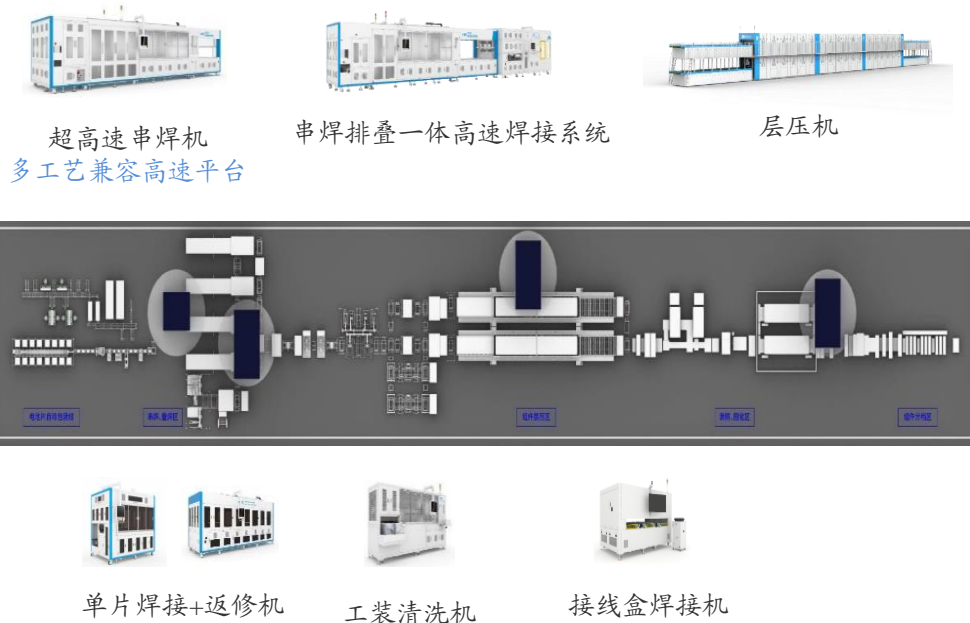
单W浆料成本(元)		白银价格(元/KG)	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000
HJT (210尺寸, 10.8W/片)	20BB+纯银浆料(1)		0.064	0.073	0.083	0.092	0.101	0.110	0.119
	0BB+纯银浆料(2)		0.041	0.047	0.053	0.058	0.064	0.070	0.076
	<b>0BB成本节约(3)=(2)-(1)</b>		<b>-0.023</b>	<b>-0.027</b>	<b>-0.030</b>	<b>-0.033</b>	<b>-0.037</b>	<b>-0.040</b>	<b>-0.043</b>
	20BB+50%银包铜浆料(4)		0.043	0.048	0.053	0.058	0.063	0.068	0.073
	0BB+50%银包铜浆料(5)		0.027	0.030	0.034	0.037	0.040	0.043	0.047
	<b>0BB成本节约(6)=(5)-(4)</b>		<b>-0.016</b>	<b>-0.017</b>	<b>-0.019</b>	<b>-0.021</b>	<b>-0.023</b>	<b>-0.025</b>	<b>-0.027</b>
	<b>50%银包铜成本节约(7)=(5)-(2)</b>		<b>-0.014</b>	<b>-0.016</b>	<b>-0.019</b>	<b>-0.021</b>	<b>-0.024</b>	<b>-0.027</b>	<b>-0.029</b>
	20BB+30%银包铜浆料(8)		0.034	0.037	0.040	0.043	0.046	0.049	0.052
	0BB+30%银包铜浆料(9)		0.021	0.023	0.025	0.027	0.029	0.031	0.033
	<b>0BB成本节约(10)=(9)-(8)</b>		<b>-0.012</b>	<b>-0.013</b>	<b>-0.014</b>	<b>-0.016</b>	<b>-0.017</b>	<b>-0.018</b>	<b>-0.019</b>
	<b>30%银包铜成本节约(11)=(9)-(5)</b>		<b>-0.006</b>	<b>-0.007</b>	<b>-0.008</b>	<b>-0.010</b>	<b>-0.011</b>	<b>-0.012</b>	<b>-0.014</b>
TOPCon (182尺寸, 8.2W/片)	16BB+纯银浆料(12)		0.075	0.086	0.097	0.108	0.119	0.131	0.142
	0BB+纯银浆料(13)		0.063	0.072	0.082	0.091	0.101	0.110	0.120
	<b>0BB成本节约(14)=(13)-(12)</b>		<b>-0.012</b>	<b>-0.013</b>	<b>-0.015</b>	<b>-0.017</b>	<b>-0.019</b>	<b>-0.020</b>	<b>-0.022</b>
HJT与TOPCon成本差距	<b>0BB纯银比较(15)=(2)-(13)</b>		<b>-0.022</b>	<b>-0.026</b>	<b>-0.029</b>	<b>-0.033</b>	<b>-0.037</b>	<b>-0.040</b>	<b>-0.044</b>
	<b>0BB+50%银包铜比较(16)=(5)-(13)</b>		<b>-0.036</b>	<b>-0.042</b>	<b>-0.048</b>	<b>-0.054</b>	<b>-0.060</b>	<b>-0.067</b>	<b>-0.073</b>
	<b>0BB+30%银包铜比较(17)=(9)-(13)</b>		<b>-0.042</b>	<b>-0.049</b>	<b>-0.057</b>	<b>-0.064</b>	<b>-0.072</b>	<b>-0.079</b>	<b>-0.087</b>



## 2.2 组件环节：0BB放量在即，奥特维作为龙头设备商将充分受益

- 目前奥特维0BB串焊机已通过TOPCon和HJT头部客户的批量验证，可满足大规模量产需求。目前奥特维已通过了TOPCon客户的改造验证和HJT头部客户的批量验证，2024年底公司有望获得HJT客户的0BB批量订单。BC方面0BB正处于测试和验证阶段。
- 2024年8月奥特维成功获得某龙头客户10+GW超高速0BB串焊机大额采购订单。奥特维于2024年年初推出TOPCon 0BB串焊设备，半年时间内又成功研发超高速0BB串焊设备，并在多家龙头企业完成工艺验证，产能可达10800半片/小时（G12），且兼容多种焊接工艺和电池技术。目前奥特维已推出基于0BB工艺的组件端完整解决方案，包括串焊排叠一体焊接机、层压机等多款产品。

图：奥特维0BB工艺组件端完整解决方案



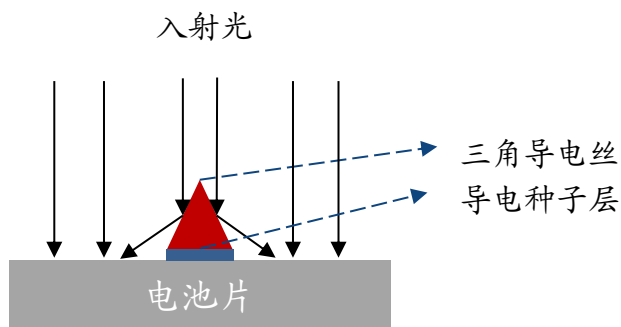
图：奥特维全面布局0BB的各种工艺路线

项目	覆片膜	印胶+固化	印胶+焊接	焊接+施胶
工艺方法概述	低温预固定焊带和皮肤膜，通过层压焊带与电池形成焊接合金化。	印胶粘结焊带至电池串联成电池串，通过层压焊带与电池形成焊接合金化。	印胶粘结焊带至电池片，通过红外焊接成串实现合金化。	焊带和电池片通过红外焊接成串实现合金化，再施胶加固互联强度。
可靠性	低温工艺 无助焊剂 无胶点固定 层压合金化	低温工艺 无助焊剂 有胶点固定 层压合金化	传统焊接工艺（高/中/低） 有助焊剂，利于锡银合金化 印胶+焊接 层前合金化	传统焊接工艺（高/中/低） 有助焊剂，利于锡银合金化 焊接+有胶点加固 层前合金化
制程管控	层后检测	层后检测	层前串检测	层前串检测
成本	皮肤膜/隔离膜 工艺成本高	胶水+胶膜 工艺成本中	胶水 工艺成本低	胶水 工艺成本低

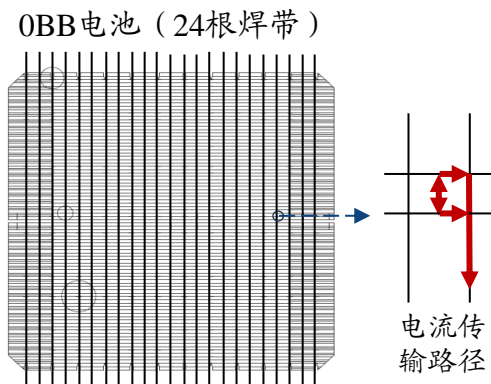
## 2.3 叠栅：可降银提效，看好叠栅设备商受益于新技术从0到1

- 叠栅作为一种平台型技术，其核心结构是在电池表面制备一层用于收集电池片表面电流的导电种子层，在种子层上叠放导电丝，导电种子层和导电丝通过银等导电材料形成导通。（1）降银：可节省组件75%-100%的银浆成本。叠栅结构对于种子层平行于电池表面方向的电阻要求大大降低，从而大幅降低银耗，未来可采用PVD镀铜等方式完全去银。叠栅不仅可应用于TOPCon，对银浆成本更高的HJT和BC降本更明显。（2）提效：时创的叠栅组件采用超高表面反射率的极细三角导电丝，使电池表面的等效遮光面积降低到1%以下。结合双Polo钝化等高效电池技术，较常规TOPCon SMBB技术，采用叠栅的单块组件功率可提高25-30W。
- 时创1GW 双Polo+叠栅TOPCon组件及三角焊带预计于24Q4量产，与大厂合作将加快产业化进程。2024年5月时创能源成功申请三角焊带专利；2024年6月SNEC展会上时创率先推出效率达24.1%、功率达650W的双面Poly+叠栅技术的TOPCon组件；8月时创与通威股份、晶盛机电签署《战略合作协议》；9月3日叠栅技术获得TÜV充分认可。目前时创已有一条叠栅组件试验线稳定运行，1GW 双Polo+叠栅TOPCon组件及三角焊带量产线建设也已启动，计划于24Q4量产，即将实现叠栅量产的从0到1；此次时创与通威签订《技术合作开发合同》，有望加快叠栅组件从1到10的产业化进程。我们认为时创通过技术授权的方式与大厂和设备商合作，在赢得市场竞争主动权的同时也有助于新技术的有序推广，保障未来叠栅设备与材料商充分受益于叠栅技术的规模化应用。

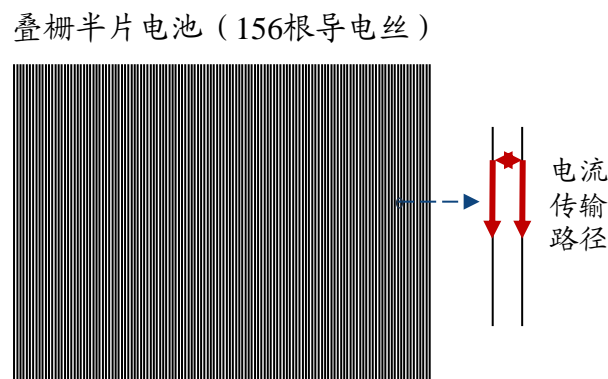
◆ 图：叠栅结构光路图



◆ 图：0BB电池的电流传输路径



◆ 图：叠栅电池的电流传输路径



## 2.3 叠栅：可降银提效，看好叠栅设备商受益于新技术从0到1

- 相较于现在大规模量产的SMBB和即将大规模量产的0BB技术，生产叠栅的TOPCon组件带来的成本改变主要是：（1）银浆成本降低；（2）叠栅需要三角导电丝，单W成本0.05元，未来规模化后降至0.03元；（3）丝印设备价值量由SMBB的4000万/GW下降至2000万/GW（过去SMBB技术需要4台丝印设备，正背面的主副栅各需要一台丝印设备，由于0BB和叠栅都不需要印主栅，因此0BB和叠栅的丝印环节只需要2台设备）；（4）叠栅需要购置新的叠栅设备，包含核心的金属化设备，以及裁剪修丝、检测等设备，小批量生产阶段金属化设备价值量约6000万元/GW，大规模量产有望下降到3000-4000万元/GW。传统的SMBB串焊机价值量为2000万/GW，0BB串焊机价值量目前为3000万/GW。

◆ 表：我们认为目前叠栅小批量生产的情况下材料&设备成本均偏高，未来量产后有望比SMBB、0BB单瓦成本降低3-4分

TOPCon 182*210 电池片	SMBB/0BB		叠栅	
	20BB（当前成熟工艺）	0BB（即将大规模量产）	小批量生产	大规模量产
电池片功率①（W）	9.5	9.65	9.9	9.9
浆料（纯银浆）				
单片耗量（mg/片）②	110	95		
单W耗量（mg/W）③=②/①	12	10	4	3
银浆价格（元/kg）④	8000	8000	8000	8000
<b>银浆单W成本（元/W）⑤=③*④/1000000</b>	<b>0.10</b>	<b>0.08</b>	<b>0.03</b>	<b>0.02</b>
<b>叠栅相较20BB单W银浆成本变化（元/W）⑥</b>			<b>-0.06</b>	<b>-0.08</b>
<b>叠栅相较0BB单W银浆成本变化（元/W）⑦</b>			<b>-0.05</b>	<b>-0.06</b>
材料				
三角导电丝单W成本（元/W）⑧	0	0	0.05	0.03
设备				
丝印设备价值量（万元/GW）⑨	4000	2000	2000	2000
串焊机价值量（万元/GW）⑩	2000	3000	0	0
叠栅设备价值量（万元/GW）⑪	0	0	8000	5000
丝印+串焊机+叠栅设备价值量合计（万元/GW）⑫=⑨+⑩+⑪	6000	5000	10000	7000
叠栅相较20BB设备价值量变化（万元/GW）⑬			4000	1000
叠栅相较0BB设备价值量变化（万元/GW）⑭			5000	2000
折旧年限⑮	5	5	5	5
<b>叠栅相较20BB设备变化对单W成本的影响（元/W）⑯=⑬/100000/⑮</b>			<b>0.008</b>	<b>0.002</b>
<b>叠栅相较0BB设备变化对单W成本的影响（元/W）⑰=⑭/100000/⑮</b>			<b>0.010</b>	<b>0.004</b>
<b>叠栅相较20BB银浆+材料+设备变化对单W成本的影响合计（元/W）⑱=⑥+⑧+⑯</b>			<b>-0.006</b>	<b>-0.044</b>
<b>叠栅相较0BB银浆+材料+设备变化对单W成本的影响合计（元/W）⑲=⑦+⑧+⑰</b>			<b>0.012</b>	<b>-0.026</b>



■ 一、行业下行期龙头设备商业绩短期承压，整体风险可控

---

■ 二、HJT、0BB、叠栅等新技术持续推进

---

■ 三、关注国内政策变化&设备出口中东、美国等海外市场

---

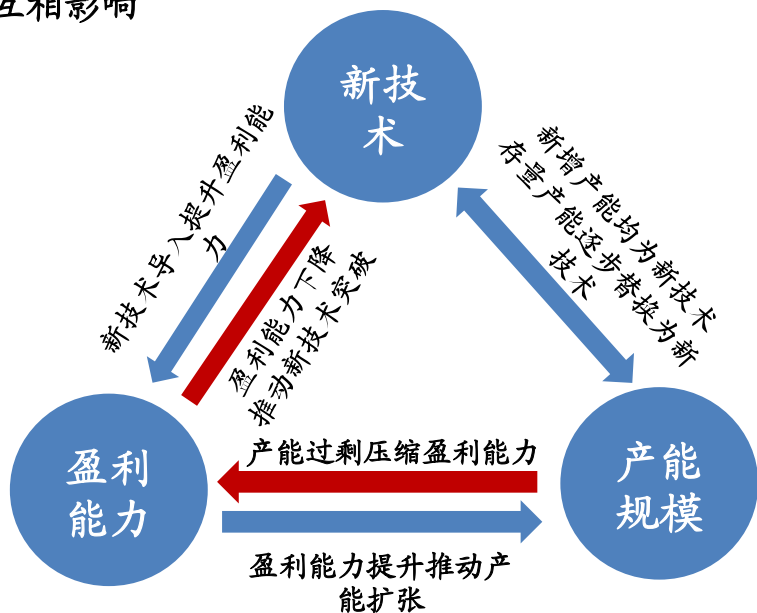
■ 四、投资建议与风险提示

---

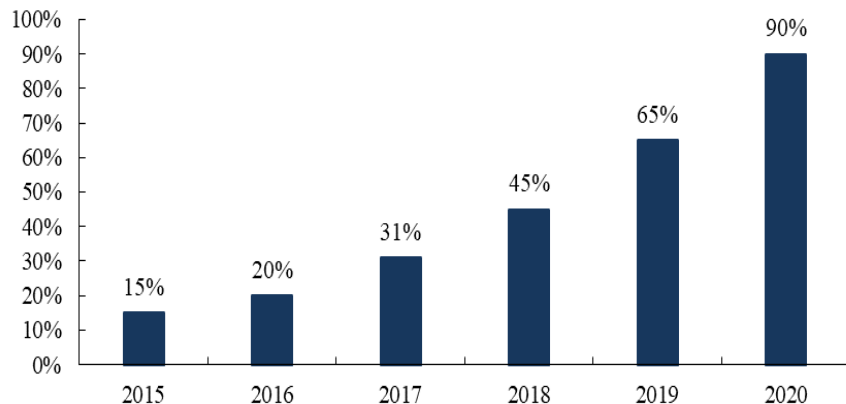
### 3.1 国内：历史上领跑者计划引导转向效率更高、成本更低的单晶路线

- 复盘光伏行业的每一轮周期，核心驱动力都是技术迭代。新技术能够进行差异化竞争，盈利能力好，驱动行业进入大规模扩产阶段，随着产能集中落地，技术逐步进入同质化竞争阶段，行业出现产能过剩，使得盈利能力下降，行业进入产能出清阶段，倒逼新技术的突破，实现降本增效，打开新一轮周期。
- 光伏技术迭代的本质是上一代技术效率达到极限时会追求下一代更高效率和更低成本的技术。以单晶替代多晶的技术迭代为例，过去市场上主流的技术路线是多晶硅，隆基作为后来者选择单晶硅路线，**(1) 单晶效率更高、成本下降空间大**：二者成本的差距可以通过技术改进来抹平，单晶杂质含量少，转化效率高，但缺点是生产成本较高，技术难度大，多晶虽然杂质多、转化效率低，但技术成熟、成本低；**(2) 光伏平价上网的需求**：2015年光伏领跑者计划的推出引导下游电站转向效率更高、度电成本更低的单晶路线。

◆ 图：光伏行业新技术、盈利能力、产能规模三者互相影响



◆ 图：2015-2020年中国单晶硅市场占比变化情况 (%)

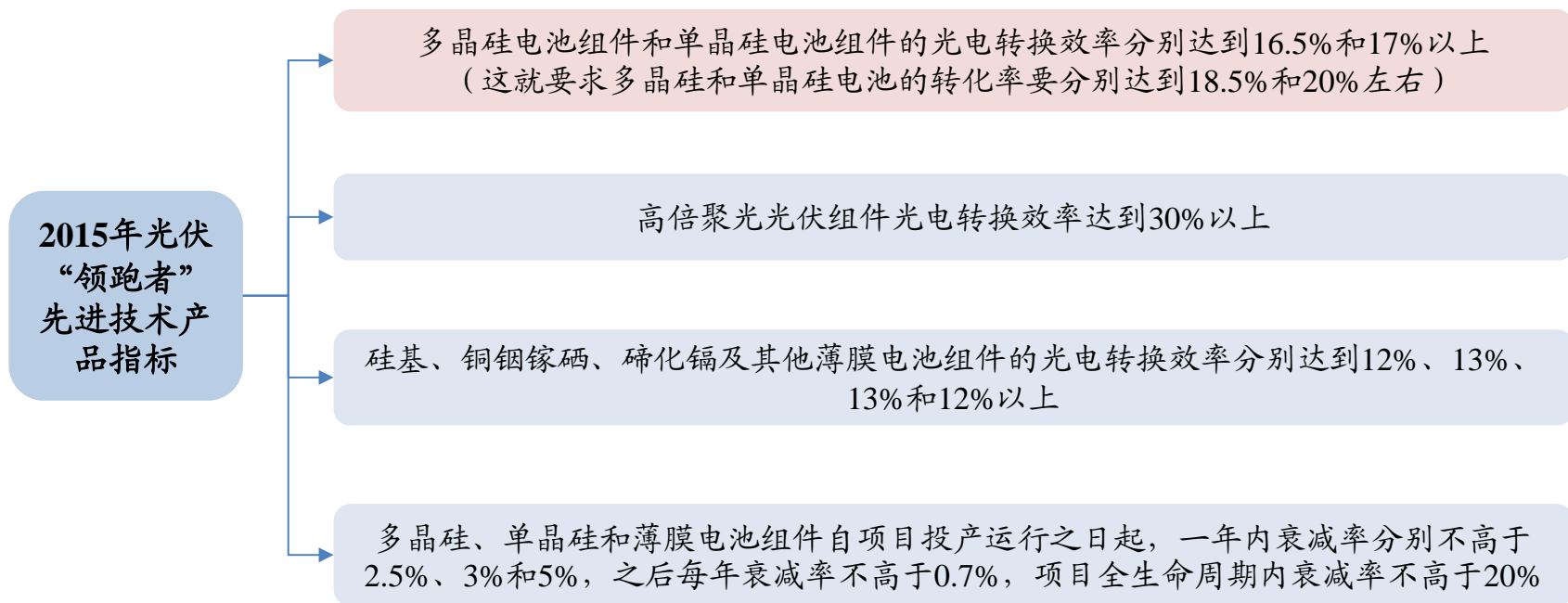




### 3.1 国内：历史上领跑者计划引导转向效率更高、成本更低的单晶路线

- 2015年，国家能源局推行光伏“领跑者”专项扶持计划，通过建设先进技术光伏发电示范基地、新技术应用示范工程等方式实施。根据2015年1月8日发改委等八部门发布的《能效领跑者制度实施方案》，所谓“能效领跑者”是指同类可比范围内能源利用效率最高的产品、企业或单位。发改委会同有关部门制定激励政策，鼓励能效“领跑者”产品的技术研发、宣传和推广。
- 具体到“领跑者”先进技术产品应达到以下指标：单晶硅光伏电池组件转换效率达到17%以上，多晶硅光伏电池组件转换效率达到16.5%以上。这就要求单晶硅和多晶硅电池的转化率要分别达到20%和18.5%左右，对于大多数企业而言都有很大挑战。

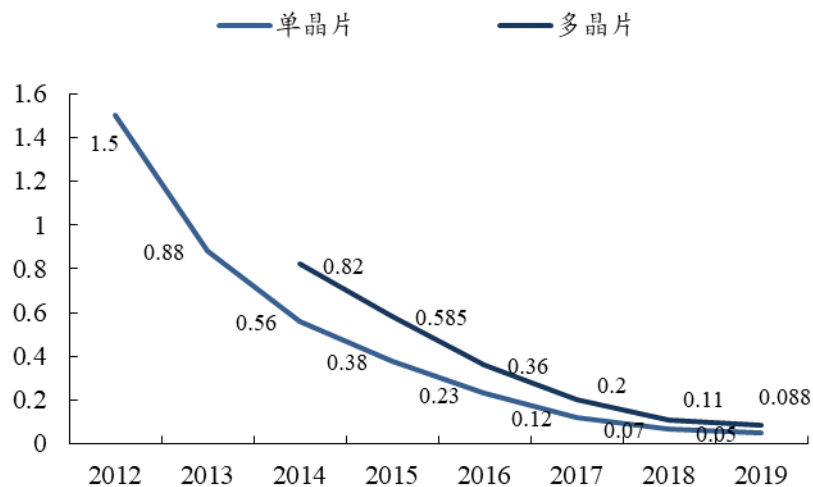
◆ 图：2015年光伏“领跑者”先进技术产品指标



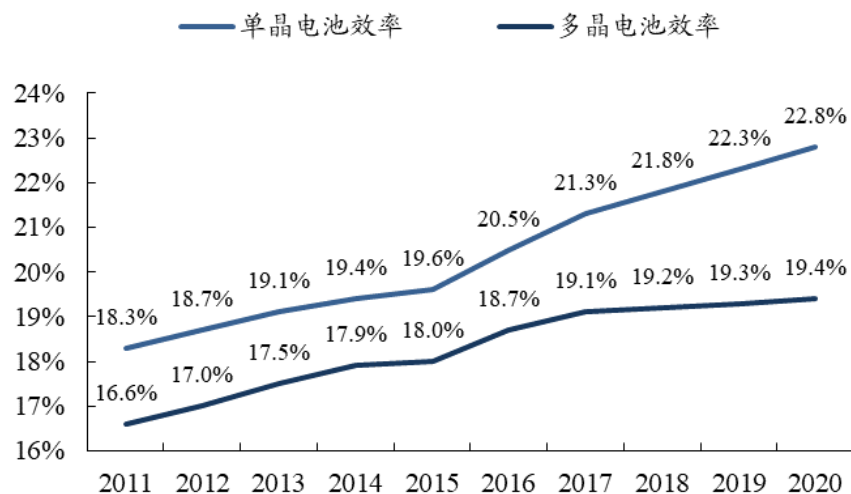
### 3.1 国内：历史上领跑者计划引导转向效率更高、成本更低的单晶路线

- **隆基单晶路线的胜出依靠金刚线切割技术突破+PERC电池技术路线配合。**
  - (1) 金刚线切割技术突破：**传统砂浆切割速度慢、出片率低、对硅料的损耗较大，金刚线切割速度是砂浆切割的4-5倍，出片率高出15%~20%，而由于晶体结构差异，金刚线切割只适用于单晶，不适用于多晶，但这项技术一度被日本“卡脖子”，隆基联合供应商攻克技术难关。
  - (2) PERC电池技术路线：**2014年隆基收购乐叶光伏，向中游电池片、组件环节延伸，并采用了当时最先进的PERC技术路线，对单晶更为友好，用在单晶电池上可提效0.8%-1.0%，而用在多晶上只能提效0.6%-0.8%。金刚线和PERC技术的成本优势叠加使得单晶路线胜出。

◆ 图：金刚线切割成本不断下降（元/片）



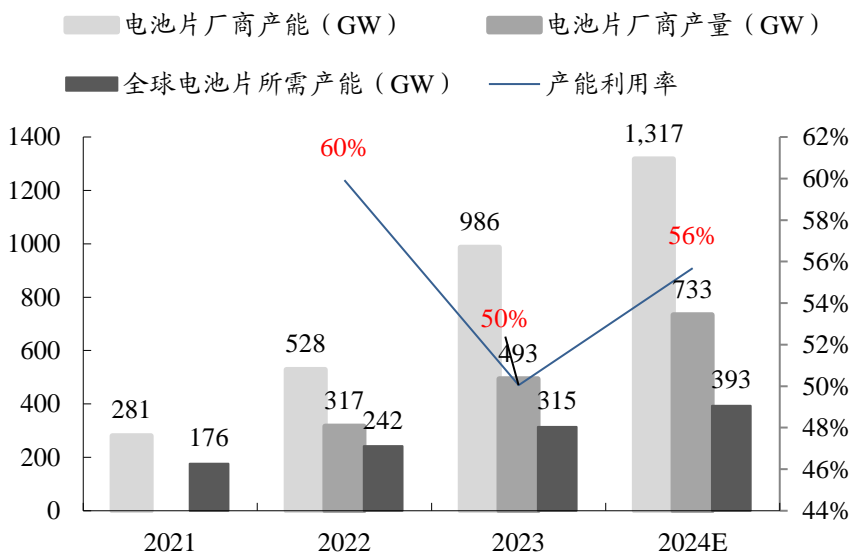
◆ 图：单晶电池 vs 多晶电池效率



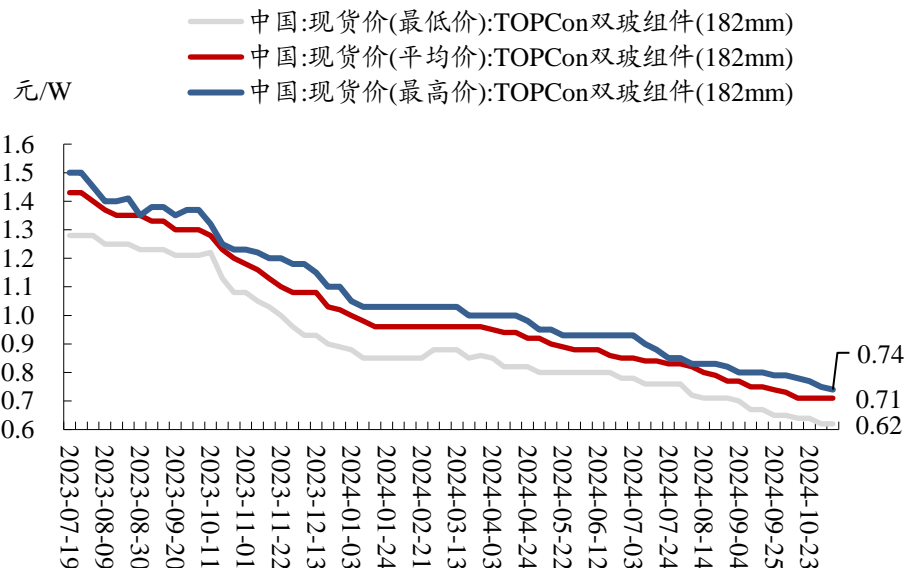
### 3.1 国内：亟需新一轮技术迭代推动产能重置

- **TOPCon扩产高峰下行业供需失衡，亟需切入下一代新技术进行差异化竞争，推动产能重置。**2023年电池总产能约为986GW，总产量约为493GW，产能利用率仅为50%。若按照新增光伏装机量容配比1.1倍，可以测算得到2023年全球电池片实际需求约315GW，仅为供给端总产能的三成。根据各上市公司披露的产能及扩产计划来看，TOPCon以48%市占率超越PERC 40%的市占率成为市场最主流电池技术，HJT和BC仍处于快速扩张前期，分别都以6%的市占率位居三四。2023年TOPCon电池产能规模达476.4GW，同比增长416%；PERC电池产能规模达389.6GW，同比减少4%；HJT/BC电池产能规模达62GW/58GW，同比增加392%/252%。
- **2023年TOPCon大规模扩产导致供需失衡后，带来的是组件价格与盈利性的大幅下滑。**目前182mm TOPCon双面双玻组件的均价已从2023年7月的1.43元/W一路下滑至0.84元/W，部分低价产品价格已跌至0.76元/W，TOPCon组件的盈利能力显著降低，从而加速行业产能出清，推动新技术导入使盈利能力得到修复。

◆ 图：光伏电池片已经严重供大于求



◆ 图：2023年下半年以来TOPCon组件价格快速下降



### 3.1 国内：亟需新一轮技术迭代推动产能重置

- 在光伏企业降本增效的需求驱动下，HJT电池技术凭借转换效率高、降本路线清晰等，有望成为下一代电池片主流路线。目前HJT的理论极限效率达到29.2%，高于TOPCon双面Poly路线的28.7%，另一方面HJT有清晰的降本路径，包括0BB、钢网印刷、银包铜等，均已有实质性进展。我们认为HJT满足组件功率与TOPCon差距25W、非硅成本打平两个条件后，大规模扩产在即。HJT取代TOPCon需要三个阶段，第一阶段为HJT能够盈利（收入>成本），目前已经实现；第二阶段为HJT单瓦收益与TOPCon打平，目前也已实现；第三阶段为HJT设备投资回报率跟TOPCon持平。

#### ◆ 图：HJT量产的三个阶段条件

- ✓ 对于跨界企业，Level 2甚至Level 1即达到门槛条件。
- ✓ 对于头部企业，尤其是已有较大规模TOPCon产线，Level 2甚至Level 3才达到门槛条件。

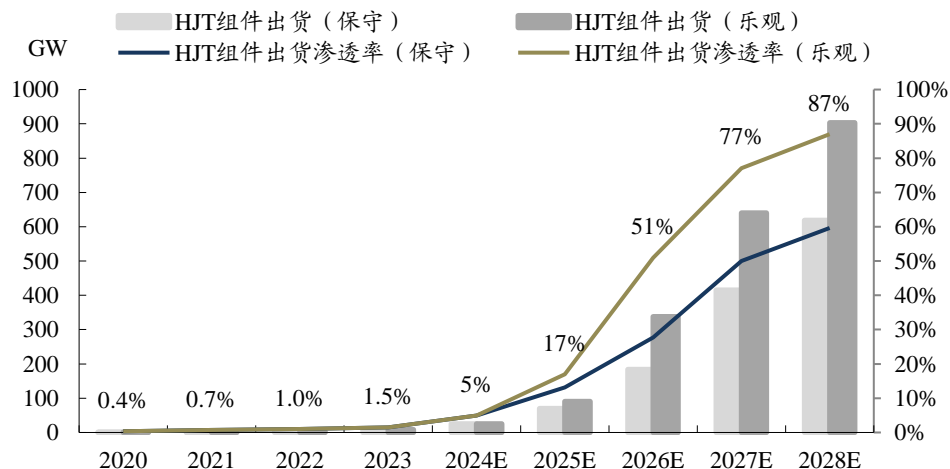
等级	产业化竞争力	提效 保证性能优势足够显著	降本 减少制造成本差异	价值变现 提高HJT产品价格
Level 3	投资回报不低于TOPCon	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Level 2	单瓦利润不低于TOPCon	● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ●
Level 1	可实现盈利	● ● ●	● ● ● ●	● ● ●

\*以上仅指毛利润，不含研发费用、管理费用等。

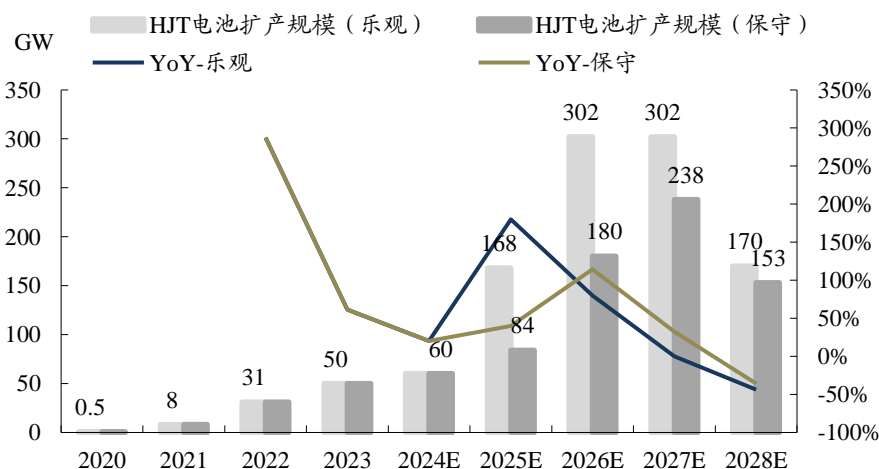
### 3.1 国内：HJT有望作为新质生产力引领技术迭代

- **禁止唯低价论&供给侧改革淘汰落后产能，利好先进产能龙头设备商。** 近日CPIA测算当前组件最低现金成本0.68元/W（含税），低于成本投标中标涉嫌违法；同时行业底部区间或正酝酿供给侧改革政策，高能耗环节如硅料等或以能耗控制作为抓手、逐步淘汰高能耗落后产能。随着落后产能出清，一方面主链盈利有望逐步修复，能够加速新技术投入，另一方面更加追求先进产能以获得差异化竞争优势，利好代表先进产能的新技术龙头设备商。从光伏各环节来看，硅片环节的新技术方向为低氧单晶炉；电池片环节的新技术方向为HJT等；组件环节新技术方向为0BB和叠栅。
- **HJT作为新质生产力，供给&需求端均获政策支持。**（1）供给端：安徽华晟、甬升光伏均有安徽、四川等政府支持，近期光势能46亿项目签约落地南通，表明政府对HJT这一新质生产力的认可。（2）需求端：2023年底以来国电投、华能、绿发、大唐、中广核、华能等能源电力巨头在电站应用端合计公告了接近10GW的HJT产品招标，显示出对HJT技术的进一步认可。未来电站招标有望倾向高双面率、高功率的新技术。我们认为随着HJT组件的招标落地，预计2024年国内HJT组件将有20GW出货量，HJT出货渗透率有望提升至5%。

◆ 图：全球HJT组件出货量预测



◆ 图：全球HJT电池扩产规模预测

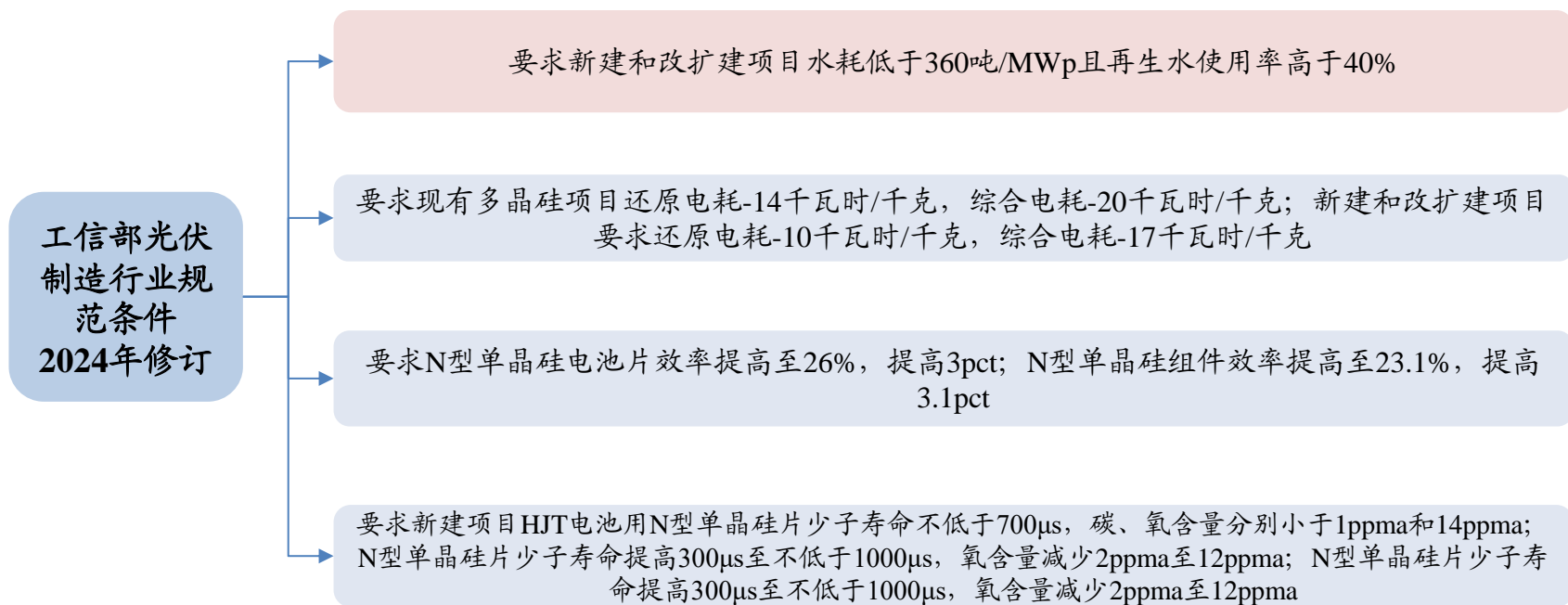




### 3.1 国内：工信部加强行业产能规范引导，利好先进产能&先进技术

- 2024年11月，工信部对《光伏制造行业规范条件》及《光伏制造行业规范公告管理暂行办法》进行了修订，旨在加强光伏行业的产能规范引导；从技术&产能&能耗等角度进行规范，引导行业健康发展。该项政策能够优先支持先进产能&先进技术，避免行业低水平盲目扩张，我们认为是对供给侧倡导性的政策，虽然没有强势约束力，但会鼓励行业健康发展。
- 工信部具体修订了以下指标：**1)** 要求新建和改扩建项目水耗低于360吨/MWp且再生水使用率高于40%、**2)** 现有多晶硅项目还原电耗-14千瓦时/千克，综合电耗-20千瓦时/千克；新建和改扩建项目要求还原电耗-10千瓦时/千克，综合电耗-17千瓦时/千克、**3)** N型单晶硅电池片效率提高至26%，提高3pct；N型单晶硅组件效率提高至23.1%，提高3.1pct、**4)** 提高硅片品质要求，要求N型单晶硅片少子寿命不低于1000 $\mu$ s，氧含量小于12ppma；HJT电池用N型单晶硅片少子寿命不低于700 $\mu$ s，碳、氧含量分别小于1ppma和14ppma、**5)** 新建项目最低资本金比例由20%提高至30%。

◆ 图：2024年11月工信部光伏制造行业规范引导指标



### 3.1 国内：工信部加强行业产能规范引导，利好先进产能&先进技术

- **增加新建项目水耗要求，利好低水耗的HJT。** 此次特别增加了新建和改扩建项目水耗低于360吨/MWp且再生水使用率高于40%，由于HJT工序很短仅有4道，而TOPCon、BC等为十几道工序，所以HJT水耗显著低于其它技术路线，故未来新建项目会倾向于低水耗的HJT方向。
- **新建项目的电池片&组件效率要求分别提高3pct和3.1pct。** 过去新建项目的N型单晶硅电池片效率要求为23%，此次N型单晶硅电池片效率要求为26%，提高3pct；过去新建项目的N型单晶硅组件效率要求为20%，此次N型单晶硅组件效率要求为23.1%，提高3.1pct。TOPCon的许多高效组件效率略超过23.1%，而HJT组件效率多在24%以上，故我们认为该项政策利好HJT等更高效率的新技术新产能。

◆ 表：工信部光伏制造行业规范2024vs2021版本（电池/组件端摘要）

项目	2024版要求	2024年版(征求意见稿)	2021年版要求	变化
资源综合利用及能耗				
晶硅电池	现有P型晶硅电池项目水耗低于 <b>400吨/MWp</b> ，N型晶硅电池项目水耗低于 <b>600吨/MWp</b> ； 新建和改扩建项目水耗低于 <b>360吨/MWp</b> ，且再生水使用率高于40%	P型晶硅电池项目水耗低于400吨/MWp，N型晶硅电池项目水耗低于600吨/MWp	P型晶硅电池项目水耗低于750吨/MWp，N型晶硅电池项目水耗低于900吨/MWp	<b>要求提高：</b> P型晶硅电池项目水耗-350吨/MWp，N型晶硅电池项目水耗-300吨/MWp； <b>新增：</b> 新建和改扩建项目水耗低于360吨/MWp且再生水使用率高于40%
新建及改扩建企业及项目产品				
晶硅电池	多晶硅电池、 <b>P型单晶硅电池</b> 和 <b>N型单晶硅电池</b> （双面电池按正面效率计算）的平均光电转换效率分别不低于 <b>21.7%、23.7%和26%</b>	多晶硅电池、 <b>P型单晶硅电池</b> 和 <b>N型单晶硅电池</b> （双面电池按正面效率计算）的平均光电转换效率分别不低于 <b>21.7%、23.7%和26%</b>	多晶硅电池和单晶硅电池（双面电池按正面效率计算）的平均光电转换效率分别不低手20.5%和23%	<b>要求提高：</b> 多晶硅电池平均光电转换效率+1.2%；细分单晶硅电池要求： <b>P型单晶硅电池+0.7%</b> ， <b>N型单晶硅电池+3%</b>
晶硅组件	多晶硅组件、 <b>P型单晶硅组件</b> 和 <b>N型单晶硅组件</b> （双面组件按正面效率计算）的平均光电转换效率分别不低于 <b>19.7%、21.8%和23.1%</b>	多晶硅组件、 <b>P型单晶硅组件</b> 和 <b>N型单晶硅组件</b> （双面组件按正面效率计算）的平均光电转换效率分别不低于 <b>19.7%、21.8%和23.1%</b> 。	多晶硅组件和单晶硅组件（双面组件按正面效率计算）的平均光电转换效率分别不低于18.4%和20%。	<b>要求提高：</b> 多晶硅组件平均光电转换效率+1.3%；细分单晶硅组件要求： <b>P型单晶硅组件+1.8%</b> ， <b>N型单晶硅组件+3.1%</b>

### 3.1 国内：工信部加强行业产能规范引导，利好先进产能&先进技术

- **新增HJT专用硅片要求，提倡低氧硅片利好低氧单晶炉。**此次政策专门针对HJT增加了新建项目HJT电池用N型单晶硅片少子寿命不低于700 $\mu$ s，碳、氧含量分别小于1ppma和14ppma的要求，此外对硅片品质要求也进一步提高，N型单晶硅片少子寿命提高300 $\mu$ s至不低于1000 $\mu$ s，氧含量减少2ppma至12ppma，利好低氧单晶炉技术迭代。
- **硅料明确能耗，有利于硅料产能出清。**针对现有多晶硅项目，此次政策要求还原电耗-14千瓦时/千克，综合电耗-20千瓦时/千克；针对新建和改扩建项目，此次政策要求还原电耗-10千瓦时/千克，综合电耗-17千瓦时/千克。对能耗要求的降低，利于产能出清、硅料价格企稳回升，各个环节回到合理盈利水平。

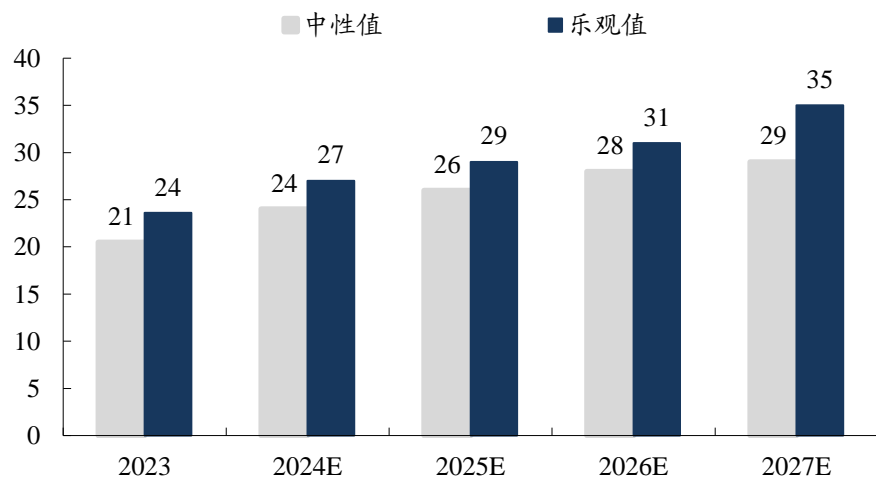
◆ 表：工信部光伏制造行业规范2024vs2021版本（硅片/硅料端摘要）

项目	2024版要求	2024年版(征求意见稿) 资源综合利用及能耗	2021年版要求	变化
硅料	现有多晶硅项目还原电耗小于 <b>46千瓦时/千克</b> ，综合电耗小于 <b>60千瓦时/千克</b> ；新建和改扩建项目还原电耗小于 <b>40千瓦时/千克</b> ，综合电耗小于 <b>53千瓦时/千克</b>	现有多晶硅项目还原电耗小于 <b>46千瓦时/千克</b> ，综合电耗小于 <b>60千瓦时/千克</b> ；新建和改扩建项目还原电耗小于 <b>44千瓦时/千克</b> ，综合电耗小于 <b>57千瓦时/千克</b>	现有多晶硅项目还原电耗小于60千瓦时/千克，综合电耗小于80千瓦时/千克；新建和改扩建项目还原电耗小于50千瓦时/千克，综合电耗小于70千瓦时/千克	<b>要求提高：</b> 现有多晶硅项目还原电耗 <b>-4千瓦时/千克</b> ，综合电耗 <b>-20千瓦时/千克</b> ；新建和改扩建项目还原电耗 <b>-10千瓦时/千克</b> ，综合电耗 <b>-17千瓦时/千克</b>
新建及改扩建企业及项目产品				
硅片	P型单晶硅片少子寿命不低于 <b>90<math>\mu</math>s</b> ，N型单晶硅片少子寿命不低于 <b>1000<math>\mu</math>s</b> ，碳、氧含量分别小于1ppma和 <b>12ppma</b> ，其中异质结电池用N型单晶硅片少子寿命不低于 <b>700<math>\mu</math>s</b> ，碳、氧含量分别小于1ppma和14ppma	P型单晶硅片少子寿命不低于 <b>10<math>\mu</math>s</b> ，N型单晶硅片少子寿命不低于 <b>1000<math>\mu</math>s</b> ，碳、氧含量分别小于1ppma和 <b>12ppma</b> ，其中异质结电池用N型单晶硅片少子寿命低于 <b>700<math>\mu</math>s</b> ，碳、氧含量分别小于1ppma和 <b>14ppma</b>	P型单晶硅片少子寿命不低于80 $\mu$ s，N型单晶硅片少子寿命不低于700 $\mu$ s，碳、氧含量分别小于1ppma和14ppma	<b>要求提高：</b> P型单晶硅片少子寿命 <b>+10<math>\mu</math>s</b> ，N型单晶硅片少子寿命 <b>+300<math>\mu</math>s</b> ，氧含量 <b>-2ppma</b> <b>新增：</b> 异质结电池用N型单晶硅片少子寿命不低于700 $\mu$ s，碳、氧含量分别小于1ppma和14ppma

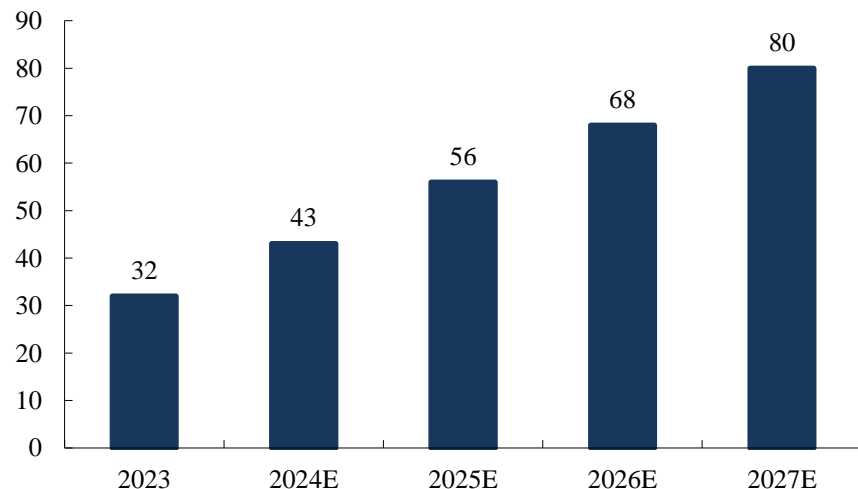
### 3.2 海外：乘中东能源转型与美国加码制造业之风，国产设备商迎出海机遇

- ◆ **中东资源禀赋优势显著，是光伏装机的天然沃土。**中东地区日照时间长、太阳辐射强度高，且沙漠面积大、用地成本相对低廉，使得中东发展光伏具有先天优势。例如沙特的年均光照强度高达2200-2400kWh/m<sup>2</sup>，约为我国大部分地区光照强度的1.5倍。中长期内中东地区的光伏装机增长和资本开支将保持强劲。在沙特、阿联酋、阿曼等国家提出的截至2030-2050年不等的能源转型规划下，Infolink预测中东地区的光伏新增装机量将从2023年的21-24GW逐年提升到2027年的29-35GW。从投资规模来看，预计中东光伏市场的累计资本开支将从2023年的69.3亿美元增长至2030年的377.1亿美元，CAGR达27.4%。
- ◆ **特朗普胜选将会加快美国本土制造业布局，加速自建光伏产能。**经济性叠加补贴政策双轮驱动，美国光伏市场成长空间明确。HJT美国光伏是经济性驱动市场，同时具备ITC（投资税收减免）等政策支持，其2024年新增光伏装机预计达43GW，同比增长34%，且集中式光伏装机占比60%-70%（HJT的高双面率+低温性更适合集中式装机），同比增长30%+。美国光伏市场是一个高溢价的优质市场，且美国设备订单通常伴随着长期服务收入。

图：2023-2027年中东新增光伏装机需求（GW）



图：2023-2027年美国本土新增光伏装机需求（GW）





## 3.2 海外：乘“一带一路”与中东能源转型之风，国产设备商迎出海机遇

- ◆ **中国光伏产业链加速中东地区产能布局。**在中东区域市场需求吸引和本土化发展趋势下，国内光伏企业纷纷开启了中东区域产能规划建设。2024年7月25日，中国电建宣布与阿吉班光伏项目控股有限公司签订1.5GW光伏电站EPC项目，合同金额约为7.55亿美元，折合人民币约54亿元。从目前各大光伏企业在中东的布局来看，已覆盖硅料、硅片、电池片、组件、光伏支架、逆变器和电站等全产业链环节，拟建硅料产能5万吨、硅片产能50GW、35GW的电池组件、6-8GW光伏支架和1.5GW的光伏电站，整体投资总额约350亿元人民币。
- ◆ **与上一轮出海东南亚显著不同的是，本轮中国光伏出海中东多采取合资公司的形式，如TCL中环与RELC、VI的合作。**我们认为，合资形式一方面减轻了中国光伏企业的资金压力，另一方面也为应对未来潜在的“双反”提供了有力保障。

表：近一年中国光伏企业中东项目梳理

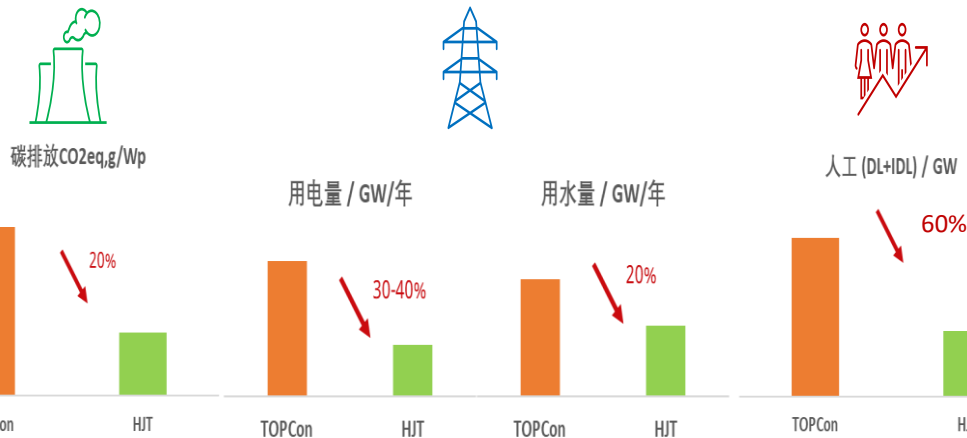
公告时间	公司	项目内容	地点	投资金额	股本结构	其他
2024.7.25	中国电建	PV3阿吉班1.5GW光伏EPC（工程总承包）项目	阿联酋	7.55亿美元（53.84亿人民币）	阿布扎比分公司、子公司华东院中东有限责任公司组成联合体	项目的主要工程内容为1500MW光伏电站和400KW升压站的设计、建设、采购、安装、调试、试运行，以及质保期24个月内的运维工作，总工期约为28个月。
2024.7.16	TCL中环	20GW光伏晶体晶片工厂项目	沙特	20.8亿美元	TCL中环 40%，RELC 40%，VI 20%	业务包括太阳能光伏晶体和晶片的制造、组装和销售，将成为沙特本土首个光伏晶体晶片项目，也是目前海外最大规模的晶体晶片工厂。
2024.7.16	晶科能源	10GW高效电池及组件项目	沙特	9.85亿美元	晶科 40%，RELC 40%，VI 20%	预计高效光伏电池及组件的年产能将分别达到10GW，或将成为中国光伏电池和组件行业海外最大的制造基地，也是迄今为止晶科能源最大的海外投资项目。
2024.7.16	阳光电源	全球最大储能项目，容量高达7.8GWh	沙特	-	-	三个站点分别位于沙特的Najran、Madaya和KhamisMushait地区，2024年开始交付，2025年全容量并网运行。
2024.7.4	协鑫科技	FBR颗粒硅项目	阿联酋	-	-	首个海外FBR颗粒硅项目，有望成为全球最大的多晶硅研发与制造基地。
2024.6.16	钧达股份	10GW的Topcon高效光伏电池产能，项目分两期实施，每期5GW	阿曼	7亿美元	-	项目分两期实施，每期5GW，具体合作细节有待进一步确定。
2023.10.18	天合光能	5万吨硅料、30GW晶体硅片和5GW电池组件项目，分三期建设	阿联酋	-	-	在哈利法经济区内投资建设垂直一体化大基地项目，包含硅料、硅片、电池组件在内的光伏全产业链。



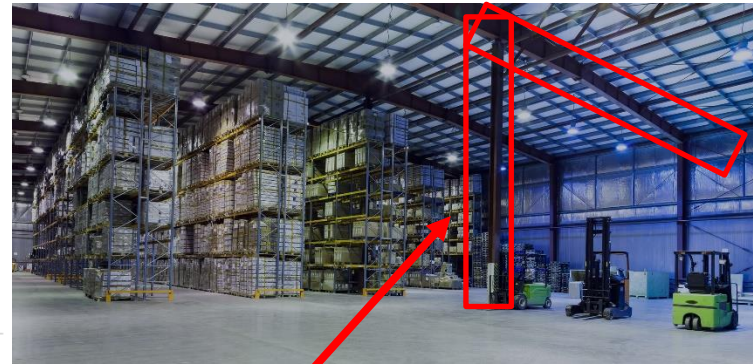
## 3.2 海外：HJT海外综合生产成本更低，是最适合海外生产的电池技术

- ◆ 中美光伏制造最大区别是成本要素不同，中国光伏制造环节pk的是渠道销售&成本控制&规模效应&政府关系，然而美国生产成本中人工成本是中国的15倍左右（同时考虑工人工资&生产效率），因此美国电池片厂商最重视的是低人工&小厂房&低运营成本。
- ◆ 相比较TOPcon，HJT可节约60%的人工数量（仅4道工序）、节约30-40%的用电量（工序少&低温工艺&洁净厂房需求少2/3）、节约20%的用水量、降低20%的碳排放（全流程低温工艺），因此是最适合美国本土扩产的光伏技术路线。同时，迈为股份自动化程度高的HJT整线设备有望抵消美国工人人效低的困境。此外TOPCon在美国面临专利问题，近期美国太阳能电池板制造商First Solar表示自身拥TOPCon晶体硅技术专利，并正在调查竞争对手的侵权行为，且这些专利的有效期限将延续至2030年，在此期间，任何未经授权使用该技术的行为都可能构成侵权。
- ◆ 因此我们看好HJT整线设备龙头迈为股份的出海新机遇，且在2025年5月31日之前，中国光伏设备出口均免关税（30%），我们认为今年年底前，美国本土扩产订单会加速，设备商海外订单有望在Q4加速落地。

图：相较于TOPCon，HJT可降低20%的碳排放、节约30-40%的用电量、节约60%的人工数量、节约20%的用水量



图：美国多数厂房不适合光伏生产。HJT产线改造成本较低，只需加固两端，而TOPCon需加固整个厂房，HJT能节省3000万美元/GW改造费用



仓储厂房结构无法支撑电池片产线所需设备

### 3.2 海外：乘中东能源转型与美国加码制造业之风，国产设备商迎出海机遇

- ◆ 随着海外装机需求释放以及我国光伏产业链海外布局兴起，国产设备商迎出海机遇。
- ◆ 电建与阿吉班光伏项目控股有限公司签订的1.5GW光伏电站EPC项目。一方面海外光伏企业推动本土产能建设，这种情况下，国产设备商可直接受益于海外光伏企业的设备招标采购，也可间接受益于中国EPC企业为海外客户从事光伏电站总包下的国产组件出口。
- ◆ 另一方面国内光伏企业为了应对贸易摩擦也在加速海外一体化产能建设，例如中环依托全球领先的G12硅片的技术优势、黑灯工厂制造优势与工业4.0柔性制造能力建设目前海外最大规模的晶体晶片工厂，晶科的沙特工厂为中国光伏电池和组件行业海外最大的制造基地，国产光伏设备商将直接受益于“借船出海”。
- ◆ 我们认为，不论是海外光伏企业本土建厂，还是国内光伏企业出海建设产能，选择中国设备商都是必然的，核心逻辑在于国产设备商竞争优势明显——技术水平高且迭代快、性价比高、交付能力强、售后响应速度快。

图：中国光伏设备商受益于海外光伏产能扩张的几种模式



国产光伏设备商能够充分受益的底层逻辑：技术水平高且迭代快、性价比高、交付能力强、售后响应速度快、出口关税豁免

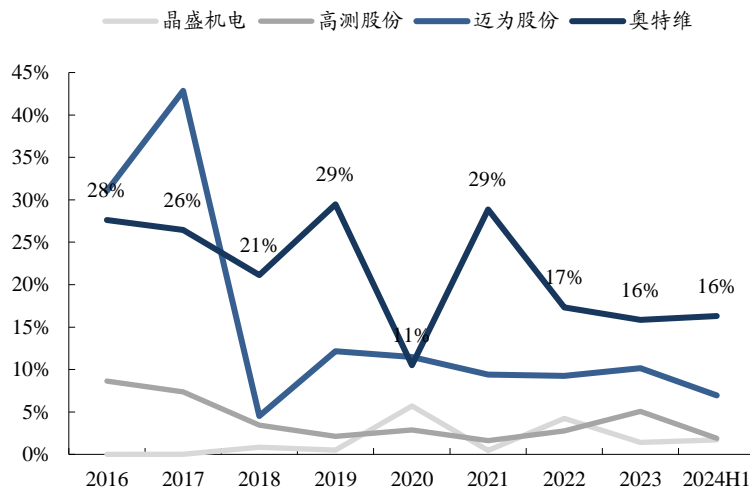
## 3.2 海外：乘中东能源转型与美国加码制造业之风，国产设备商迎出海机遇

- ◆ 在中国光伏企业出海建厂+海外企业自建产能背景下，中国光伏设备商正逐步走向全球。2019年以来，我国多家光伏企业加速在东南亚等地区建设一体化产能，同时美欧印等海外国家/地区纷纷重视自建产能，并开启了新一轮扩产潮，我国光伏设备制造企业获得大量海外订单，中国光伏设备在跟随国内光伏客户出海的同时，也在向欧美印等自建产能的国际客户销售设备，出海经验已十分丰富。
- ◆ 未来中国光伏设备商海外收入占比提升空间较多。从中国四大光伏设备商的海外收入占比来看，目前奥特维和迈为股份的出海步伐相对较快，但2024H1的海外收入占比仅为16%和7%，晶盛机电和高测股份海外收入占比均为2%。我们认为随着中东等地区的光伏产能快速扩张，未来国产设备商海外收入占比提升空间较大。

图：2016-2023年中国四大光伏设备商的海外订单梳理

时间	设备商	客户	设备类型	订单金额(万元)	设备实际使用地区
2016年	晶盛机电	/	单晶炉	17,600	/
2016年	晶盛机电	/	单晶炉	17,280	/
2017年	奥特维	越南光伏	串焊机	1,549.61	美国
2018年	奥特维	晶科能源	串焊机	3974.23	马来西亚
2019年	奥特维	越南光伏	/	9,266.41	/
2019年	奥特维	晶科能源	/	2,645.10	马来西亚
2019年	奥特维	晶科能源	/	1,330.40	美国
2019年	奥特维	天合光能	/	1,421.52	泰国
2020年	晶盛机电	Kalyon集团	500MW光伏全产业链EPC项目设备	/	土耳其
2021年	高测股份	晶科能源	切片机	9,100	越南
2021年12月	迈为股份	REC集团	400MW HJT整线设备	/	/
2022年	松瓷机电(奥特维)	Adani	SC-1600直拉式单晶炉	/	印度
2022年6月	迈为股份	印度信实工业	4.8GW HJT整线设备	/	印度
2022年	高测股份	Adani	磨抛机和切片机	6,000	印度
2022年8月	晶盛机电	Adani Solar	2GW单晶炉及加工设备,并助其建成印度首个单晶硅片工厂	/	印度

图：2016-2024H1中国四大光伏设备商海外收入占比





- 一、行业下行期龙头设备商业绩短期承压，整体风险可控
- 二、HJT、0BB、叠栅等新技术持续推进
- 三、关注国内政策变化&设备出口中东、美国等海外市场
- 四、投资建议与风险提示

## 4.1 投资建议

- 重点推荐硅片设备和叠栅设备龙头【晶盛机电】；电池片设备重点推荐HJT整线设备龙头【迈为股份】；组件设备重点推荐串焊机龙头【奥特维】。

◆表：可比公司估值（截至2024.11.18收盘价）

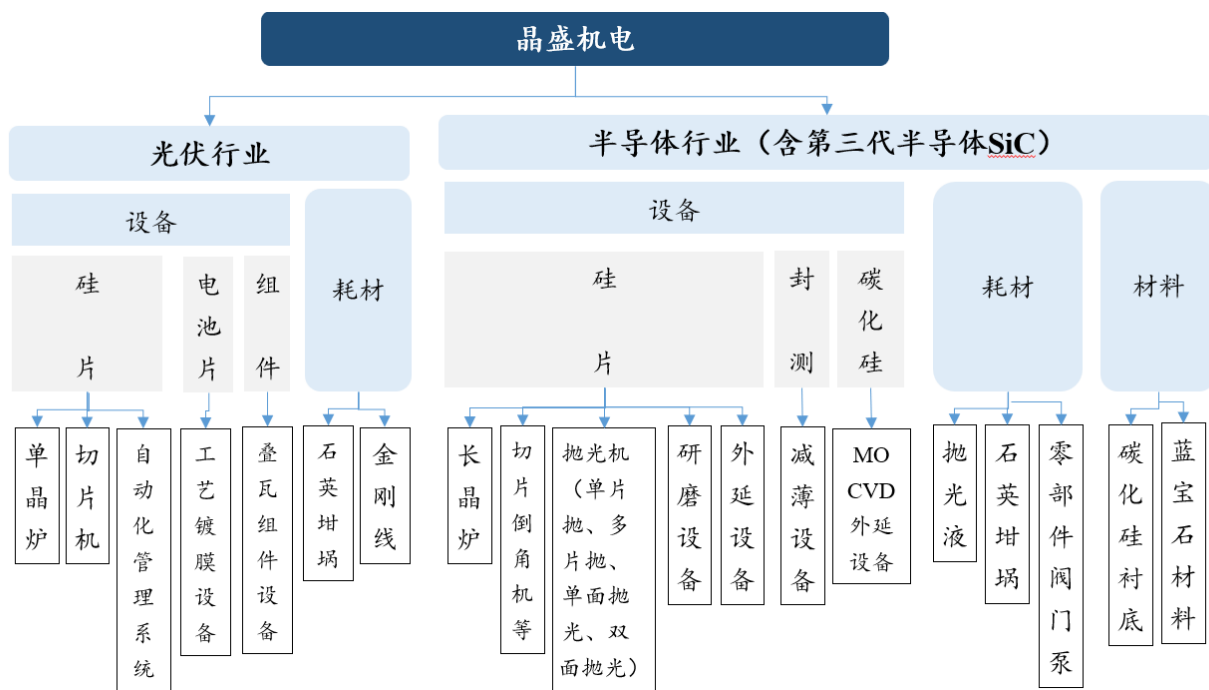
	股票代码	公司	市值 (亿元)	股价 (元)	归母净利润(亿元)					PE				
					2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
光伏设备	300316.SZ	晶盛机电	472.87	36.11	29.24	45.58	38.08	38.86	44.73	16	10	12	12	11
	300751.SZ	迈为股份	347.10	124.23	8.62	9.14	12.10	18.07	25.18	40	38	29	19	14
	300776.SZ	帝尔激光	207.55	76.00	4.11	4.61	5.83	7.39	9.10	50	45	36	28	23
	300724.SZ	捷佳伟创	251.73	72.30	10.47	16.34	26.18	35.31	39.91	24	15	10	7	6
	688516.SH	奥特维	151.42	48.07	7.13	12.56	16.80	18.89	20.48	21	12	9	8	7
	688598.SH	金博股份	61.41	30.08	5.51	2.02	2.63	3.56	4.47	11	30	23	17	14
	835368.BJ	连城数控	91.77	39.30	4.52	6.81	6.01	6.60	7.35	20	13	15	14	12
	688556.SH	高测股份	74.63	13.65	7.89	14.61	4.97	5.92	7.55	9	5	15	13	10
	603396.SH	金辰股份	43.83	31.63	0.64	0.90				49	35			
		平均									27	23	19	15

注：晶盛机电、迈为股份、捷佳伟创、奥特维、金博股份、高测股份为东吴预测，其他为wind一致预期（金辰股份无wind一致预期）



## 4.2 晶盛机电：光伏&半导体、设备&耗材多领域布局

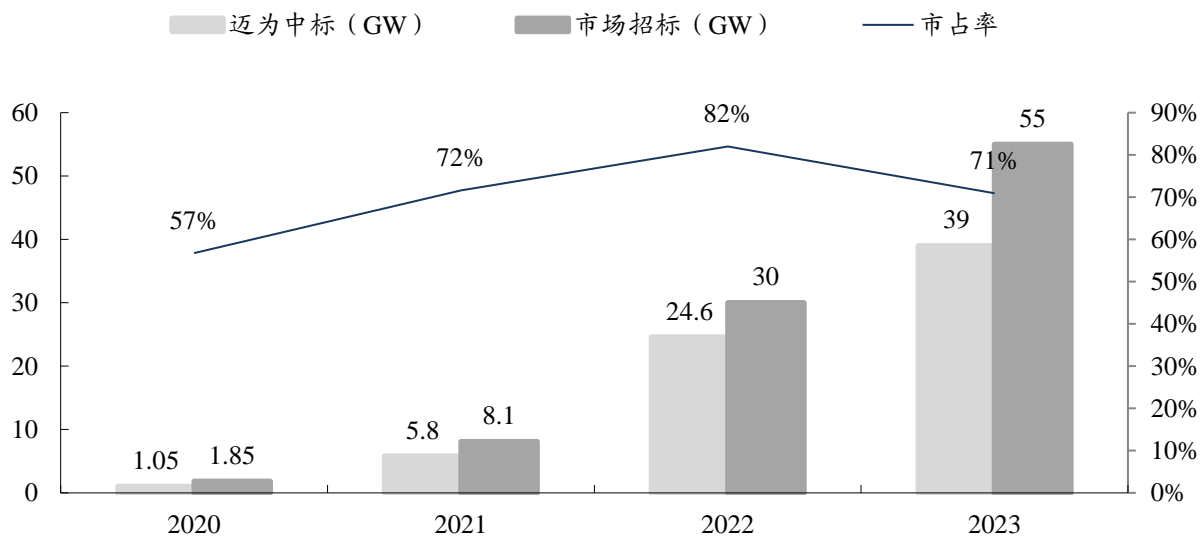
- 光伏&半导体、设备&耗材多领域布局。（1）光伏设备实现硅片、电池、组件设备全覆盖：硅片端推出超导磁场第五代低氧单晶炉，电池片端开发了兼容BC和TOPCon工艺的管式PECVD、LPCVD、扩散、退火、单腔室多舟ALD和舟干清洗等设备，组件端推出叠栅设备。（2）半导体设备定位大硅片、先进封装、先进制程、碳化硅：晶盛能够提供长晶、切片、研磨、抛光整体解决方案，先进封装已布局晶圆减薄机，先进制程开发了8-12英寸减压硅外延设备、LPCVD以及ALD等设备，碳化硅推出了外延设备、离子注入设备等。（3）材料布局碳化硅衬底&石英坩埚&金刚线：8英寸碳化硅衬底片已实现批量生产和销售，持续研发高品质超级坩埚，金刚线一期量产项目投产并实现批量销售，推动二期扩产项目快速提升钨丝金刚线产能。



## 4.2 迈为股份：HJT整线设备龙头，先发优势显著

- **行业龙头地位稳固，HJT设备市场占有率超70%**。2020年市场约1.85GW订单，公司中标量1.05GW，市占率57%；2021年市场约8.11GW订单，公司中标量为5.8GW，市占率72%；2022年市场30GW订单，公司中标量24.6GW，市占率82%；2023年国内市场招标量55GW，迈为股份中标量达39GW，市占率71%。未来我们认为随着TOPCon扩产大幅下滑影响公司丝网印刷新签订单，HJT扩产为关键。
- **(1) 量产经验充足，设备在客户端持续得到反馈并加以改进**。迈为客户主要包括华晟、REC、金刚玻璃、日升等HJT电池龙头企业。公司通过客户反馈以及产线数据不断积累经验，加速技术改进，形成专利壁垒。
- **(2) 迈为积极推进设备迭代优化**。清洗制绒环节推出背抛技术，CVD环节推出1GW大产能的设备，PVD环节推出RPD+PVD结合的PED设备，丝网印刷环节推出钢网印刷，并持续迭代至第三代。

图：迈为股份HJT电池设备市占率超七成



## 4.2 奥特维：看好0BB放量，光伏&锂电&半导体平台化布局

- **成长为横跨光伏&锂电&半导体的自动化平台公司：**（1）光伏：a.硅片2023年子公司松瓷机电低氧单晶炉已获晶科、天合等大单，合计31.8亿元。2024年9月公司获得合计13亿元单晶炉海外订单；b.电池片：子公司旭睿科技负责丝印整线设备，收购普乐新能源负责LPCVD镀膜设备，推出激光LEM设备；c.组件：主业串焊机龙头销售额市占率70%+，有望受益于0BB迭代。（2）半导体：键合机和AOI检测设备上半年订单增量明显，划片机取得首批订单，引入日本团队成立合资公司布局CMP设备，单晶炉已获韩国客户订单。（3）锂电：目前主要产品为储能的模组pack线，叠片机研发中。

	2018A	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E
新增装机量 (GW) ①	104	110	130	160	240	345	450	540
产销率 (考虑在途组件的影响) ②	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
产能利用率 ③	80%	80%	70%	65%	60%	60%	60%	60%
存量产能 (GW) ④=①/②/③	<b>186</b>	<b>196</b>	<b>265</b>	<b>352</b>	<b>571</b>	<b>821</b>	<b>1071</b>	<b>1286</b>
单GW串焊机数量 ⑤		17	17	8	7	7	7	7
串焊机单价 (万元/台) ⑥		150	150	250	250	280	280	280
单GW价值量 (万元) ⑦=⑤*⑥		<b>2550</b>	<b>2550</b>	<b>2000</b>	<b>1750</b>	<b>1960</b>	<b>1960</b>	<b>1960</b>
新增产能 (GW, 对应设备投资) ⑧=④当年减前一年			69	86	220	250	250	214
存量更新产能 (GW, 2020年前3年更新一次, 2020年后2年更新一次) ⑨			62	93	98	133	176	286
串焊机市场空间 (亿元) ⑩=⑦*(⑧+⑨)/10000			<b>33</b>	<b>36</b>	<b>56</b>	<b>75</b>	<b>83</b>	<b>98</b>
奥特维串焊机市占率 ⑪			<b>60%</b>	<b>76%</b>	<b>76%</b>	<b>77%</b>	<b>70%</b>	<b>70%</b>
奥特维新签串焊机订单 (亿元) ⑫=⑩*⑪			<b>20</b>	<b>27</b>	<b>42</b>	<b>58</b>	<b>58</b>	<b>69</b>
奥特维长晶炉订单 (亿元)			0	1.5	10	31	15	15
电池片设备 (镀膜、丝印、LEM等) (亿元)				0.8	5	21	30	40
奥特维硅片分选机订单 (亿元)			2	3.8	4	7	10	10
奥特维半导体铝线键合机订单 (亿元)			0	0.1	0.3	1	1	1
奥特维锂电设备订单 (亿元)			1	4	5	4	5	5
其他订单 (划片机、贴膜机、改造服务费等)			4	5.4	6	8	10	10
奥特维新签订单 (亿元)			<b>27</b>	<b>42.8</b>	<b>73</b>	<b>130</b>	<b>129</b>	<b>150</b>
yoy				<b>59%</b>	<b>69%</b>	<b>79%</b>	<b>0%</b>	<b>16%</b>
奥特维新签订单中串焊机占比			74%	64%	58%	45%	45%	46%
奥特维新签订单中光伏设备占比			96%	89%	86%	80%	72%	69%

备注1：硅片分选机在2021-2022年需求量较大，主要系尺寸变大导致，未来稳定状态下，硅片分选机市场空间为3-5亿元。

## 4.3 风险提示

- 1. 行业受政策波动风险：**光伏电价与发电侧的平上网仍有一定差距，因此该行业受政策及补贴影响较大，弃光限电和政府拖欠问题依然较为突出；其次，在未实现平价上网前，光伏行业对政府补贴仍有一定的依赖性。
- 2. 新技术研发不及预期：**光伏新技术，工艺成熟是一个多维度均达标的系统工程，量产取决于包括设备、耗材在内的多因素，由于技术创新受各种客观条件的制约，存在失败的风险。

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

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，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。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

## 东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所  
苏州工业园区星阳街5号  
邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>



# 东吴证券 财富家园