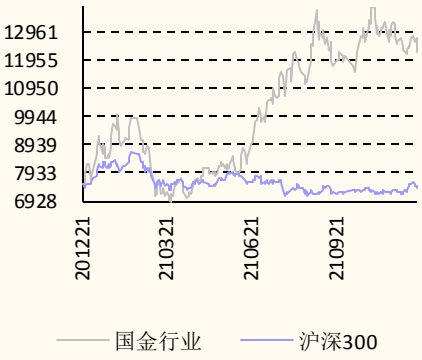
新能源与汽车研究部

太阳能行业研究　买入（维持评级）　　行业深度研究

市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金太阳能指数	12260
沪深 300 指数	4955
上证指数	3632
深证成指	14868
中小板综指	14232



相关报告

1.《“拥硅为王”再现，平价时代硅料逻辑重塑-探寻光伏行业“确定性...》，2021.11.1

2.《政策正式落地，储能行业发展有望提速-关于加快推动新型储能发展...》，2021.7.25

3.《政策正式稿落地，光伏压延玻璃扩产受控放开-光伏压延玻璃政策正...》，2021.7.21

4.《看淡短期博弈，重视技术变革和竞争格局变化-光伏 2021 中期策...》，2021.6.7

姚遥　分析师 SAC 执业编号：S1130512080001
(8621)61357595
yaoy@gjzq.com.cn

宇文甸　联系人

看好供给瓶颈、受益放量、格局改善、技术迭代
——光伏行业 2022 年度策略

行业观点

- **平价时代光伏板块投资的重大逻辑变化——从边际产能成本定价向边际需求成本承受力定价切换**：摆脱补贴和规划束缚的光伏需求弹性得到释放，中短期光伏新增装机上限由供应链瓶颈产能决定，在潜在需求大于有效供给的情况下，产品价格将由边际需求的成本承受力决定。全球双碳目标背景下，电价上行、收益率要求降低、技术进步、利率维持低位，共同驱动需求曲线上移，使新增装机量的高增长未必需要以系统价格的大幅下跌为必要前提。
- **2022 年瓶颈环节硅料产量定装机，预计全球新增装机 230GW 以上**：我们预计 2022 年硅料、EVA 粒子、压延光伏玻璃有效供给分别为 83~85 万吨、95~100 万吨、5.5~5.7 万吨/日，分别可满足 278~290GW、280~302GW、360~380GW 组件生产。由于光伏级 EVA 粒子供应量随产品价格变化具有一定向上弹性，预计明年硅料大概率仍是供应链刚性瓶颈，其产量将决定全年装机上限（对应交流侧 230GW 以上）。
- **硅料高景气持续，电池片边际修复，重视组件中长期格局**：硅料继续攫取超额利润，预计全年均价 15 万/吨以上；硅片环节随新产能加速释放及低价存货效应消失，预计将出让部分利润，下游长单存双刃剑效果；电池环节阶段性扩产放缓令供需边际改善，盈利底部修复逻辑扎实；组件期货属性削弱，看淡原材料价格下行周期中的盈利修复，重视技术变革对组件环节长期格局的影响。
- **逆变器及辅材确定性受益放量，关注格局及利润率改善**：2022 年 IGBT 供给继续紧张，逆变器头部企业供应链优势维持，储能第二曲线放量；胶膜 2022H2 盈利具备向上弹性；玻璃双寡头格局清晰，整体供需偏松，大尺寸续享溢价；跟踪支架 2022 年外部环境全面边际改善，量/利修复弹性大。
- **N 型迈入量产元年，孕育设备新机遇**：市场焦点将从电池效率向量产稳定性、规模组件订单落地、实证运行数据验证切换，2022 年 TOPCon 放量确定性更高，技术细节方面金属化工艺环节值得重点关注。
- **发电侧大基数+用户侧高弹性，2022 年储能确定性高增长**：根据各省已公布的风光配储要求，2022 年国内仅发电侧储能潜力市场就达到 27GWh；同时，在峰谷价差全面扩大背景下，工商业储能逐步具备经济性；海外市场在终端电价高企、自发自用需求增长、风光渗透率提升、辅助服务需求增加的合力作用下，表前/表后市场加速发展；2022 年全球储能市场高增确定。

投资建议

- 结合基本面判断和当前市场预期：建议沿两条主线布局：1）业绩兑现确定性强：如供给瓶颈的硅料，受益放量且利润率有望持稳甚至提升的逆变器、核心辅材及其上游原料、跟踪支架等；2）中长期格局趋势性改善、有望受益技术变化带来的超额增长：新技术布局领先的一体化组件龙头、电池/组件先进设备商。
- 估值方面，尽管板块已经涨了三年，但在行业规模增长、集中度提升驱动的业绩增长下，大部分核心标的 2022 年 PEG 仍位于 1x 附近，在成长行业中处于相对低位。2022 年随着企业业绩增长兑现和龙头领先优势逐步验证，板块仍有较大概率的整体提估值机会，龙头更有望逐步享有估值溢价。
- 重点推荐：通威股份、阳光电源、隆基股份、晶澳科技、福斯特（完整推荐组合详见正文）。

风险提示：国际贸易摩擦风险；疫情超预期恶化风险；行业非理性扩产风险。

内容目录

1、平价时代产业链定价逻辑重塑，边际需求成本承受力决定价格 4
2、硅料高景气持续，电池组件边际改善，辅材逆变器受益放量.....7
2.1 硅料大概率为供应链刚性瓶颈，EVA 粒子供需偏紧但存供给弹性.....7
2.2 主产业链各环节利润分布动态：硅料继续攫取超额，硅片回吐，电池修复，组件重视技术变革对中长期格局的影响.....9
2.3辅材与逆变器受益终端需求放量，跟踪支架边际改善确定性高 13
3、N型量产元年来临，新技术孕育设备新机遇.....17
3.1 电池转换效率持续提升，N型发展迎来加速期 17
3.2 细分市场竞争力初显，量产线降本提效持续推进.....18
3.3 电池技术迭代期，宏微观技术/工艺变化多，设备企业最直接受益 19
4、发电侧大基数+用户侧高弹性，2022 年储能确定性高增长 20
4.1 国内：发电侧储能星辰大海，工商业储能经济性凸显.....20
4.2 海外：户用储能市场火热，发电侧及辅助服务市场持续增长 21
4.3 储能产业链及相关标的梳理 22
5、投资建议：注重业绩兑现确定性，看好供给瓶颈、受益放量、格局改善环节，板块整体估值仍有提升空间 23
6、风险提示 24

图表目录

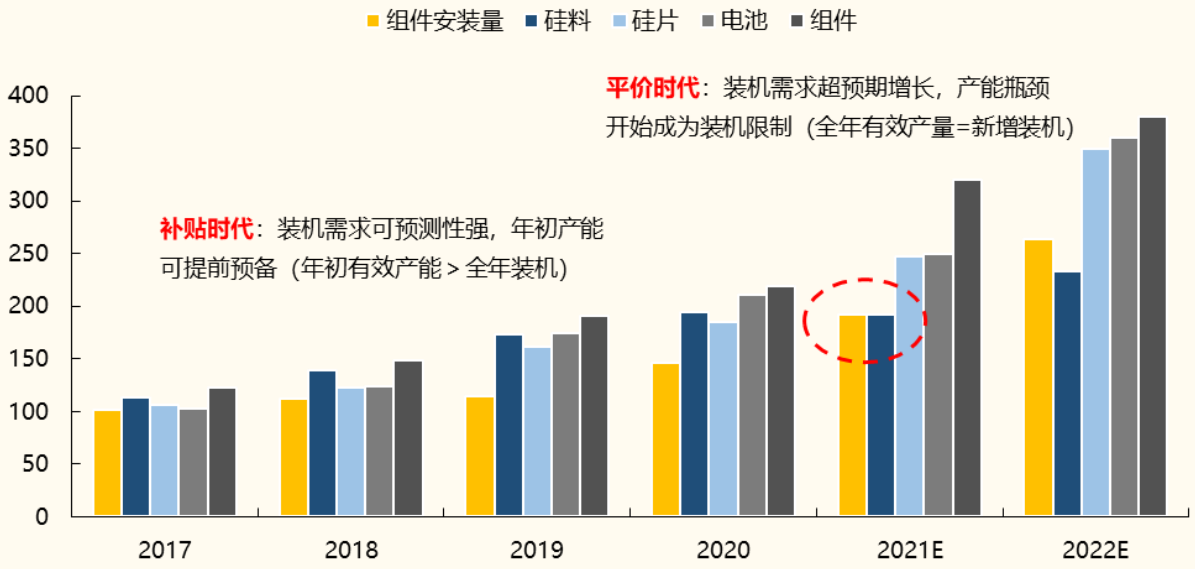
图表 1：2017-2022E 光伏组件安装量与主产业链各环节当年初有效产能对比（GW）.....4
图表 2：平价时代，边际需求成本承受力决定产业链价格.....4
图表 3： 2021 年国内分布式装机占比扩大 5
图表 4：2021 年组件价格走势（元/W）.....5
图表 5：欧洲电力现货价格（欧元/MWh）.....5
图表 6：2019 年至今欧美主要国家十年国债利率.....5
图表 7：近年来海外光伏 PPA 电价企稳上涨，驱动需求曲线上移.....6
图表 8：国内第一批 100GW 风光大基地部分项目名单（已开工 48GW+）.....6
图表 9：国内电价市场化改革及碳排放“双控”政策间接提升新能源投资吸引力.7
图表 10：硅料、粒子及玻璃供给预测（保守假设）.....7
图表 11：硅料、粒子及玻璃供给预测（乐观假设）.....7
图表 12：2022 年硅料供给预测（保守假设）.....8
图表 13：2022 年光伏玻璃供给预测（保守假设）.....8
图表 14：2022 年光伏级 EVA 粒子供给预测（保守假设）.....8
图表 15：2022 年光伏级 EVA 粒子需求测算.....9

图表 16：产业链利润分配变化（单 W 毛利，元/W）.....9
图表 17：产业链利润分配变化（毛利率）.....10
图表 18：2017-2022E 年硅料、硅片产能对比.....10
图表 19：2022 年硅料企业销售长单依旧保持高覆盖率.....11
图表 20：2022 年硅片企业销售长单签订情况.....11
图表 21：2021 年央企组件集采大尺寸需求占比.....12
图表 22：2014-2021E 电池片及组件环节 CR4.....13
图表 23：2020-2021Q3 光伏胶膜企业毛利率.....13
图表 24：2021 年 EVA 粒子价格走势.....13
图表 25：2022 年胶膜各季度有效产能预测（亿平）.....13
图表 26：2020-2021Q3 光伏逆变器企业毛利率.....14
图表 27：2020-2021 光伏逆变器企业储能收入占比.....14
图表 28：4Q21-4Q22E 福莱特、信义光能各季度末时点产能预测（t/d）.....14
图表 29：2021 年光伏玻璃行业 650t/d 以上窑炉新点火情况及行业新进入者最新进展梳理.....15
图表 30：1Q20-3Q22 国内地面电站新增装机（GW）.....15
图表 31：2021 年 1-9 月国内光伏装机结构.....15
图表 32：2021 年国内钢材价格走势.....16
图表 33：2021 年国内铝、锌价格走势.....16
图表 34：2021 年波罗的海货运指数走势.....16
图表 35：2020-2022Q3 中信博毛利率及净利率.....16
图表 36：2020-2022Q3 中信博营业收入及同比增速.....16
图表 37：2020-2022Q3 中信博净利润及同比增速.....16
图表 38：2021 年 PERC、TOPCon、HJT 电池的实验室及量产平均效率.....17
图表 39：2021 年 N 型组件产品一览.....17
图表 40：当前价格水平下 182 尺寸 PERC、TOPCon、HJT 成本结构对比.....18
图表 41：HJT 量产效率提升路径.....18
图表 42：N 型设备企业最新进展.....19
图表 43：2021-2025 年 N 型产能及设备市场空间测算.....19
图表 44：2021 年各省风光配储要求梳理.....20
图表 45：2021 年各省发布的分时电价政策梳理.....21
图表 46：2021 年 12 月各省谷、平、高峰、尖峰电价一览（元/kWh）.....21
图表 47：2020 年新增电化学储能应用占比.....22
图表 48：2020 年各国家/地区新增电化学储能占比.....22
图表 49：全球主要国家居民用电价格（美元/kWh）.....22
图表 50：家用锂电储能系统成本（美元/kWh）.....22
图表 51：储能产业链梳理.....23
图表 52：储能产业链部分上市公司梳理.....23
图表 53：主要推荐标的盈利预测及估值（截至 2021 年 12 月 17 日收盘价）24

1、平价时代产业链定价逻辑重塑，边际需求成本承受力决定价格

- **补贴时代产业链价格由供给端各环节边际成本决定。**在光伏实现平价上网前，每年的新增装机上限受各国当年补贴预算规模、行政规划等因素限制，存在“刚性天花板”且可预测性较强，产业链企业可根据预测提前准备好产能。因此，从近几年数据看，每年年初的各环节有效产能均已普遍高于当年最终实际完成的组件安装量（即常态化过剩），此时产业链产品价格由总需求对应的边际产能成本决定（最典型的如 2020 年之前的多晶硅边际成本定价逻辑），光伏板块投研的侧重点在于供给曲线上各家企业的产能和成本水平，产品价格的波动区间/中枢也相对容易量化预测。

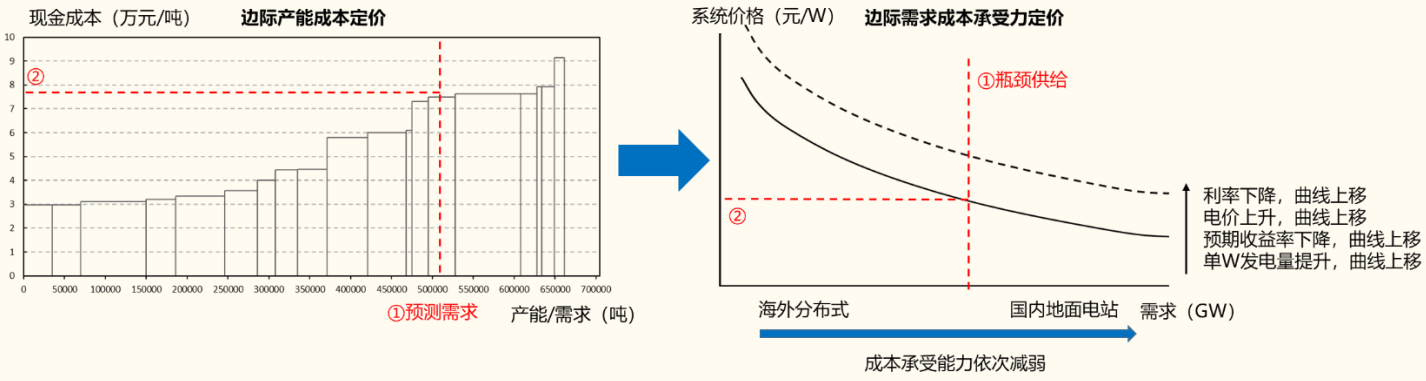
图表 1：2017-2022E 光伏组件安装量与主产业链各环节当年初有效产能对比（GW）



来源：CPIA，国金证券研究所整理

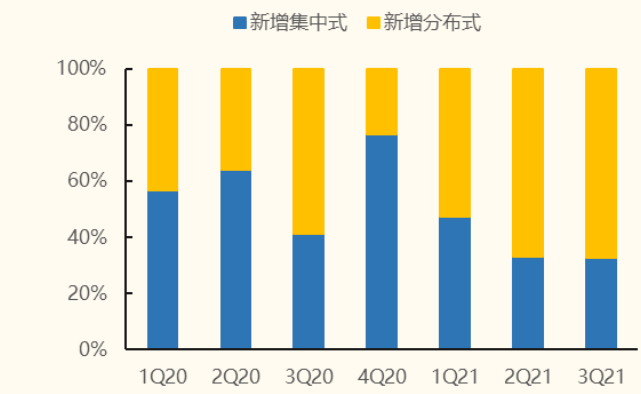
- **平价时代终端需求的边际购买力决定产品价格。**光伏平价之后，由于规划约束和补贴限制的消除，需求弹性大增且呈现多样性，中短期新增装机上限取决于供给瓶颈环节的产能，在潜在需求（储备项目）大于有效供给的情况下，产品价格将由边际需求的成本承受力极限决定，即不同需求根据购买力高低排序，达到供给上限时对应的需求的成本承受力决定市场价格。
- 全球范围内来看，不同地区、应用场景、业主的项目，对光伏系统成本的承受力/敏感性均不同：海外分布式及部分集中式需求受到高电价及电价持续上涨的影响，对光伏成本上升承受力最强且仍可能动态上升；国内分布式需求受到补贴政策、电价市场化改革的刺激，对成本承受力持续增强，仅次于海外高电价市场；国内集中式平价电站项目因电价锚定“火电基准价”，且存在收益率要求红线，对成本最为敏感，购买力排序相对靠后。

图表 2：平价时代，边际需求成本承受力决定产业链价格



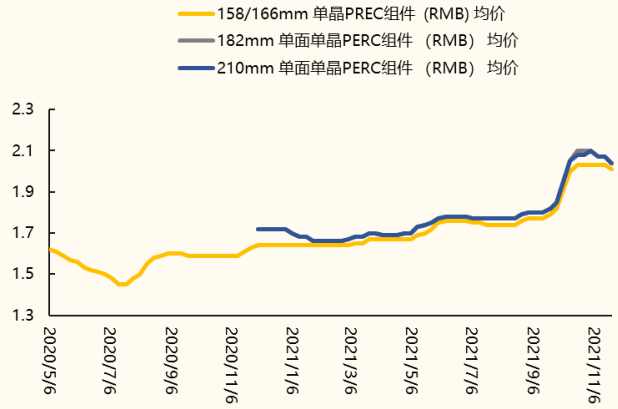
来源：国金证券研究所绘制

图表 3：2021 年国内分布式装机占比扩大



来源：国家能源局，国金证券研究所

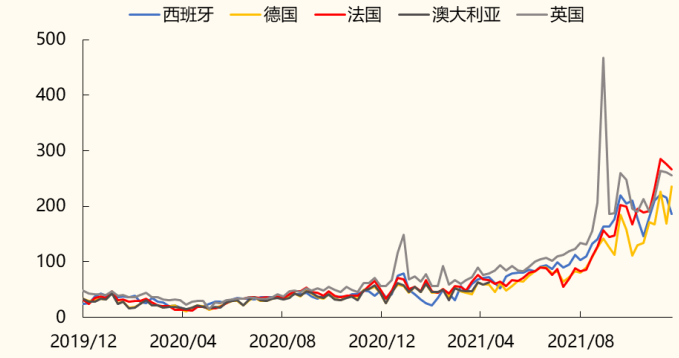
图表 4：2021 年组件价格走势（元/W）



来源：PVInfoLink，国金证券研究所

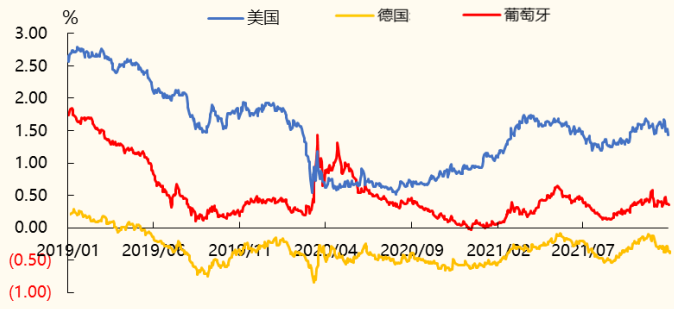
- **长期来看，特定地区（假设日照条件一定）的光伏项目，对系统成本的承受力主要与项目电价、融资利率及预期收益率目标等“外部因素”及组件/系统技术进步的“内部因素”相关。**当电价上升、或利率下降、或预期收益率目标下调时，需求对成本承受力提高，需求曲线将上移，反之则曲线下降；此外，当组件及系统端先进技术的应用令单 W 发电量提升时，需求曲线也将上移（如采用双面、N 型、跟踪支架设备的项目可享有单 W 溢价）。

图表 5：欧洲电力现货价格（欧元/MWh）



来源：Bloomberg，国金证券研究所

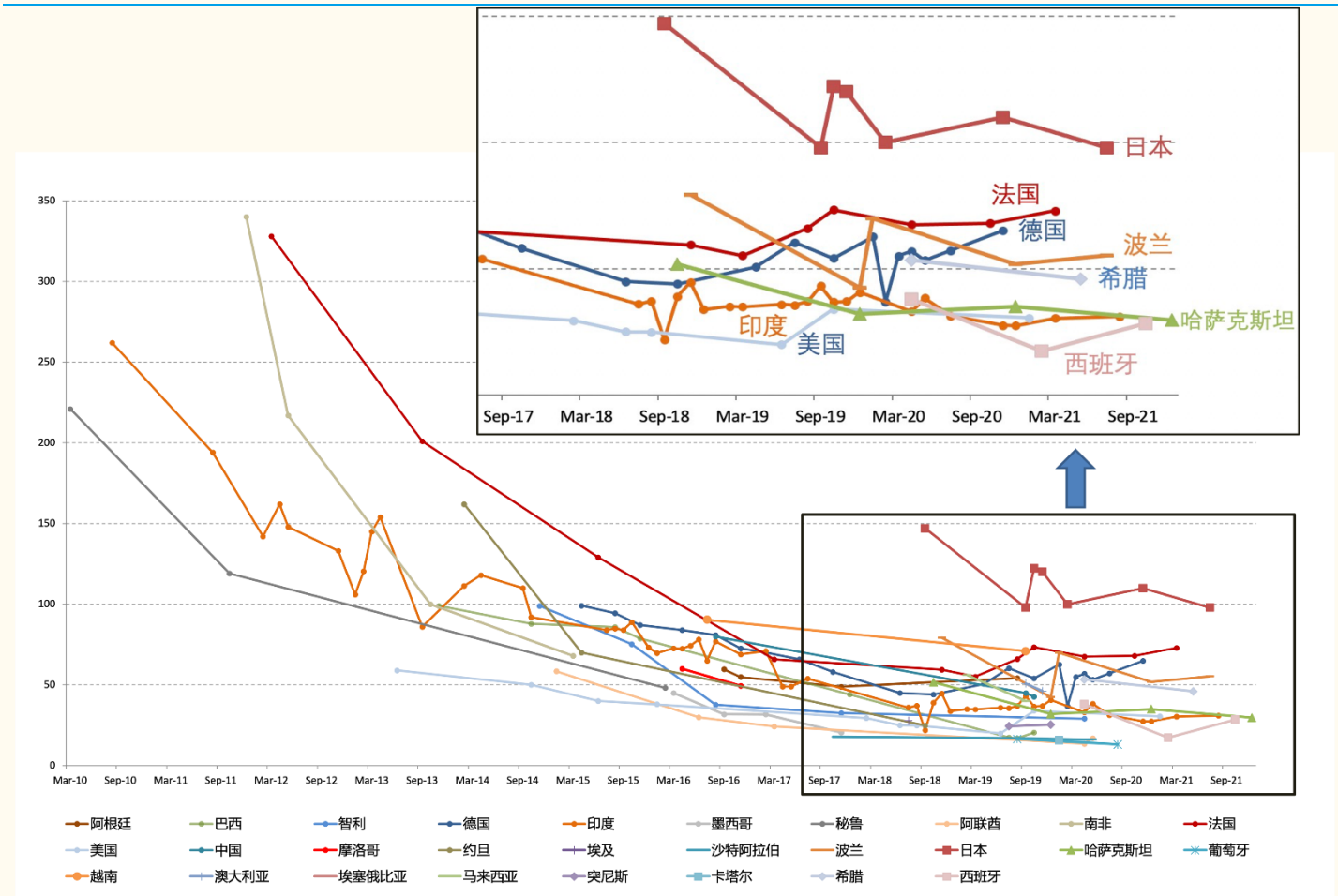
图表 6：2019 年至今欧美主要国家十年国债利率



来源：Wind，国金证券研究所

- **今年以来，**随着传统化石能源电价的持续上涨，以及市场逐步预期天然气供应紧张局面将在未来较长一段时间内维持，部分地区新增光伏项目 PPA 电价出现上涨，叠加全球“双碳”背景下对项目预期收益率要求的降低，需求对成本承受力曲线不断上移。
- **展望明年，**终端需求潜力仍然巨大，国内外各类项目储备（pipeline）极度丰富。随着硅料新增供给的释放，为了消化新增产能、刺激更多需求释放，边际需求与系统价格的交叉点势必将沿着曲线向右下方向移动，但**在需求曲线整体上移的趋势下，将使得装机量的高增长未必需要以系统价格/装机成本的大幅下跌为必要前提。**

图表 7：近年来海外光伏 PPA 电价企稳上涨，驱动需求曲线上移



来源：各国能源主管部门，国金证券研究所整理

图表 8：国内第一批 100GW 风光大基地部分项目名单（已开工 48GW+）

开工时间	省份	基地名称	规模（万千瓦）
2021年10月15日	青海	青海海南、海西新能源基地	1090
2021年10月15日	甘肃	甘肃省新能源基地项目	1285
2021年10月20日	内蒙古	内蒙古托克托200万千瓦外送项目	200
2021年10月16日	内蒙古	蒙西基地库布其200万千瓦光伏治沙项目	200
2021年10月20日	宁夏	国能电力宁夏公司200万千瓦光伏项目	200
2021年10月25日	广西	横州160万千瓦风光储一体化大型基地示范项目	260
2021年10月28日	山东	鲁北盐碱滩涂地千万千瓦风光储一体化基地	200
2021年10月28日	吉林	鲁固直流白城外送项目	140
2021年11月12日	陕西	陕武直流一期外送新能源项目	600
2021年11月12日	陕西	渭南市新能源基地项目	353
2021年11月12日	陕西	神府-河北南网特高压通道配套新能源项目	300
-	内蒙古	蒙西鄂尔多斯外送项目风电光伏基地	340
		合计	**5168**

来源：各地方政府、能源局，国金证券研究所整理

图表 9：国内电价市场化改革及碳排放“双控”政策间接提升新能源投资吸引力

发布时间	文件	内容
2021年10月12日	国家发改委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。
		将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。
		推动工商业用户全部进入电力市场，取消工商业目录销售电价。
2021年12月6日	陕西省《2022年电力直接交易实施方案》	鼓励购售双方在中长期合同签订中明确交易电价随燃料成本变化合理浮动条款，实行交易电价与煤炭价格挂钩联动，促进购售双方长期稳定利益共享。
2021年12月10日	《中央经济工作会议》	新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。

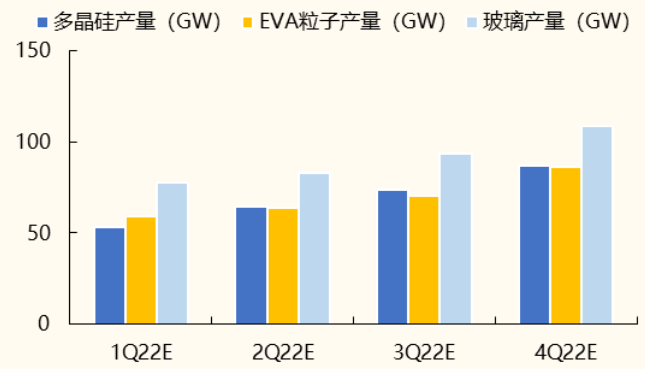
来源：国家发改委、新华社，国金证券研究所整理

2、硅料高景气持续，电池组件边际改善，辅材逆变器受益放量

2.1 硅料大概率为供应链刚性瓶颈，EVA 粒子供需偏紧但存供给弹性

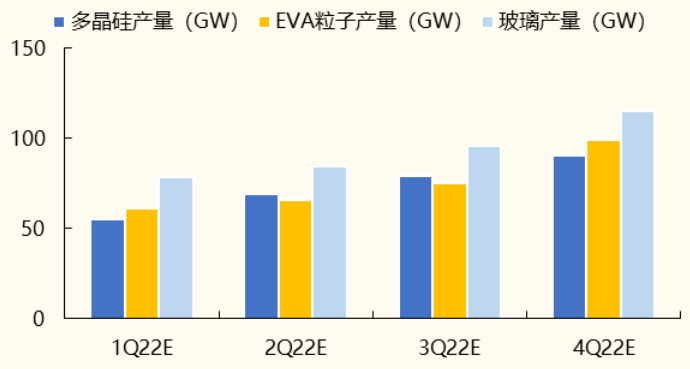
- **长期来看，光伏供应链瓶颈大概率出现在硅料、胶膜粒子、玻璃这类扩产周期较长的环节。**光伏产业链中硅片、电池片、组件及胶膜等环节扩产周期较短（3-6 个月），且名义产能已经相对过剩，而逆变器、支架等环节产能弹性大，都难以成为光伏装机的限制因素。长期来看最有可能成为光伏供给瓶颈环节的特征一般为扩产周期较长、产能相对刚性、且短时间内难以被新技术替代。硅料和玻璃扩产周期 18 个月以上，EVA 粒子扩产周期 3~5 年，具备成为供给瓶颈的基本特征。
- **2022 年硅料大概率仍为产业链刚性瓶颈，EVA 粒子供需偏紧但存供给弹性。**根据我们统计，2022 年硅料、光伏级 EVA、玻璃有效供给分别为 83~85 万吨、95~100 万吨、5.5~5.7 万吨/日，分别同比增长 45~50%、30~36%、56%~61%。按照硅耗 2.9~3g/W、胶膜克重 0.5~0.51kg/平米、双玻占比 50~55%测算，预计硅料、EVA/POE、光伏玻璃分别可满足 278~290GW、280~302GW、360~380GW 组件生产。
- 与硅料和玻璃相比，EVA 粒子可以通过拉大光伏料溢价增加供应（以“光伏料涨、其他稳”或“光伏料稳、其他跌”的形式），同时随着胶膜厂商工艺提升，对粒子原料的兼容性也在逐步提升，或将使得可用于光伏胶膜生产的 EVA 粒子产能范围被动增加，即使不考虑新产能爬产进展超预期的可能，2022 年光伏级 EVA 的有效供给也将大概率略高于硅料，或基本与硅料供应持平。**预计明年硅料大概率仍是供应链刚性瓶颈，其产量将决定全年装机上限（对应交流侧装机 230GW+）。**

图表 10：硅料、粒子及玻璃供给预测（保守假设）



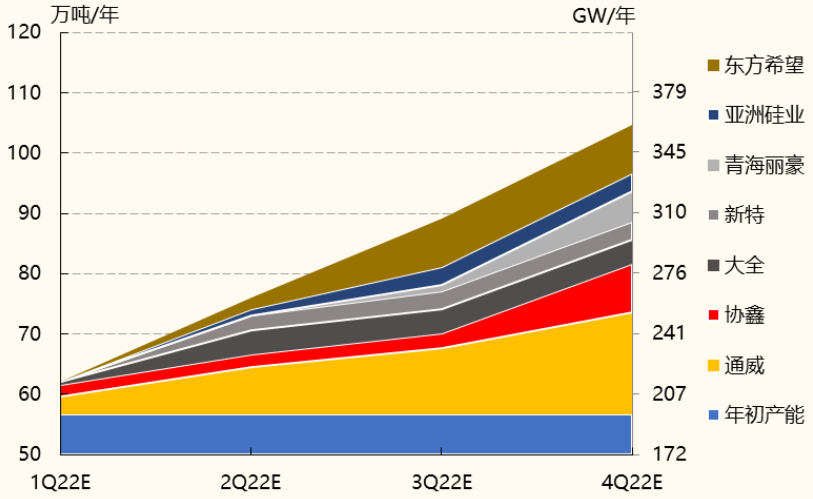
来源：国金证券研究所测算（各环节产能预测取下限，单瓦耗量取上限）

图表 11：硅料、粒子及玻璃供给预测（乐观假设）



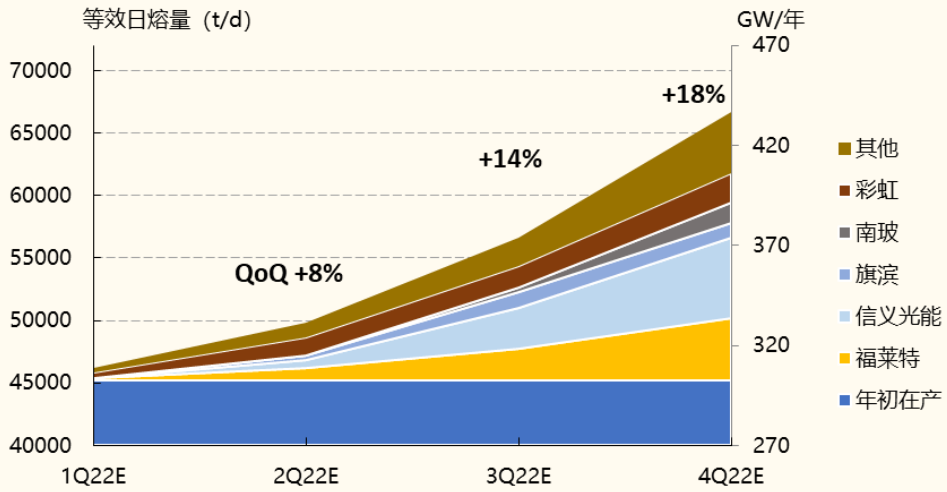
来源：国金证券研究所测算（各环节产能预测取上限，单瓦耗量取下限）

图表 12：2022 年硅料供给预测（保守假设）



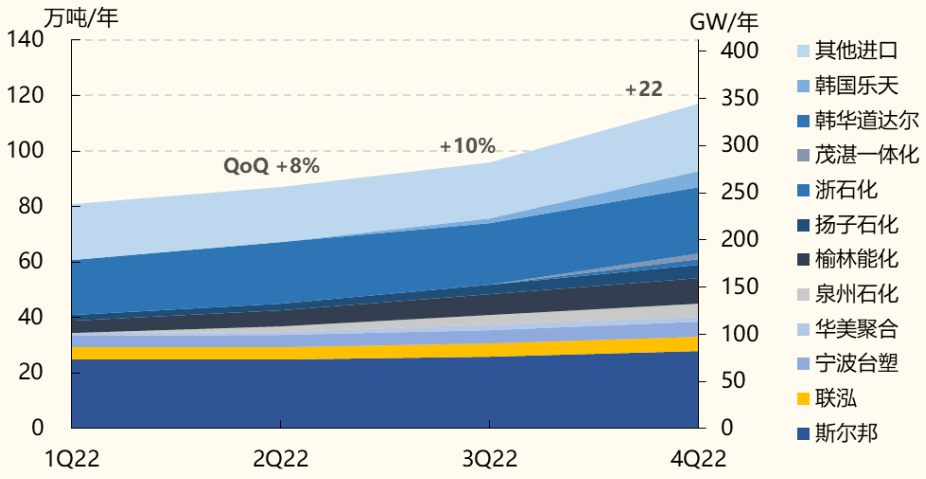
来源：各公司公告，国金证券研究所绘制

图表 13：2022 年光伏玻璃供给预测（保守假设）



来源：卓创资讯，国金证券研究所绘制

图表 14：2022 年光伏级 EVA 粒子供给预测（保守假设）



来源：卓创资讯，国金证券研究所绘制

图表 15：2022 年光伏级 EVA 粒子需求测算

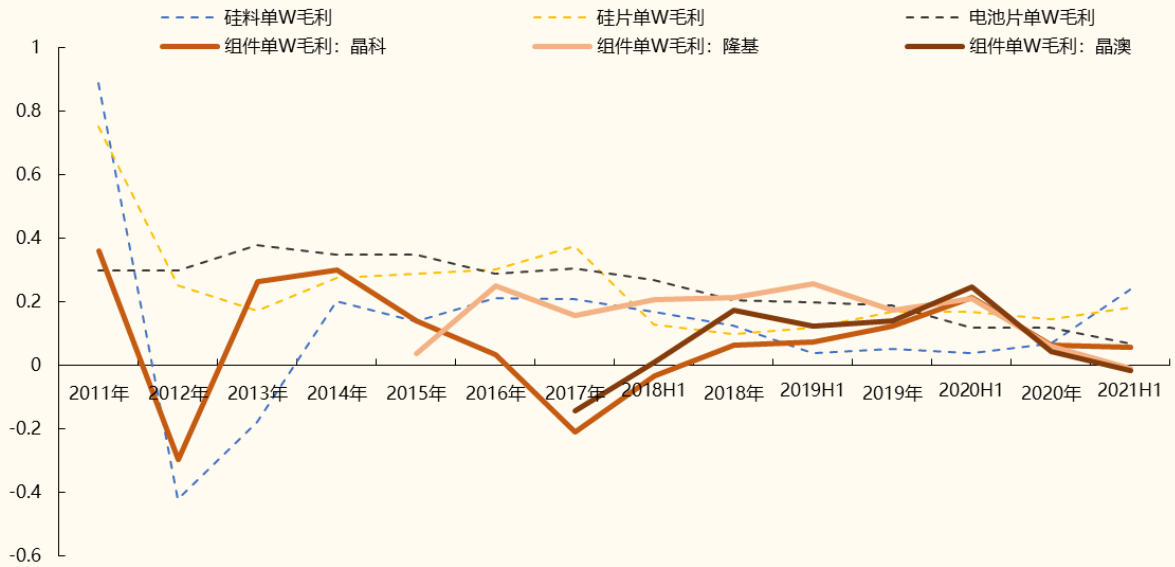
		2019	2020	2021E	2022E
装机需求	全球装机（GW）	99	127	160	230
	容配比	1.2	1.2	1.2	1.2
	组件需求（GW）	119	153	192	276
	胶膜需求（亿平）	11.9	15.3	19.2	27.6
	双面组件占比	15%	30%	40%	50%
不同类型胶膜市场份额	透明EVA胶膜	70%	57%	54%	50%
	白色EVA胶膜	16%	18%	18%	20%
	POE胶膜	12%	16%	14%	12%
	共挤POE胶膜	3%	10%	14%	18%
不同类型胶膜需求量（亿平）	透明EVA胶膜	8.3	8.7	10.4	13.8
	白色EVA胶膜	1.8	2.7	3.5	5.5
	POE胶膜	1.4	2.5	2.6	3.3
	共挤POE胶膜	0.3	1.5	2.7	5.0
胶膜平均克重（克/平）		480	490	500	510
不同种类粒子需求（万吨）	**光伏级EVA粒子**	**40.9**	**48.3**	**63.0**	**91.5**
	白色EVA粒子	8.9	13.2	17.3	28.2
	POE粒子	7.1	13.7	15.6	22.0
粒子总需求	EVA粒子	49.8	61.5	80.3	119.6
	YOY		23.6%	30.6%	49.0%
	POE粒子	7.1	13.7	15.6	22.0
	YOY		91.3%	14.6%	40.3%

来源：CPIA、卓创资讯，国金证券研究所测算

2.2 主产业链各环节利润分布动态：硅料继续攫取超额，硅片回吐，电池修复，组件重视技术变革对中长期格局的影响

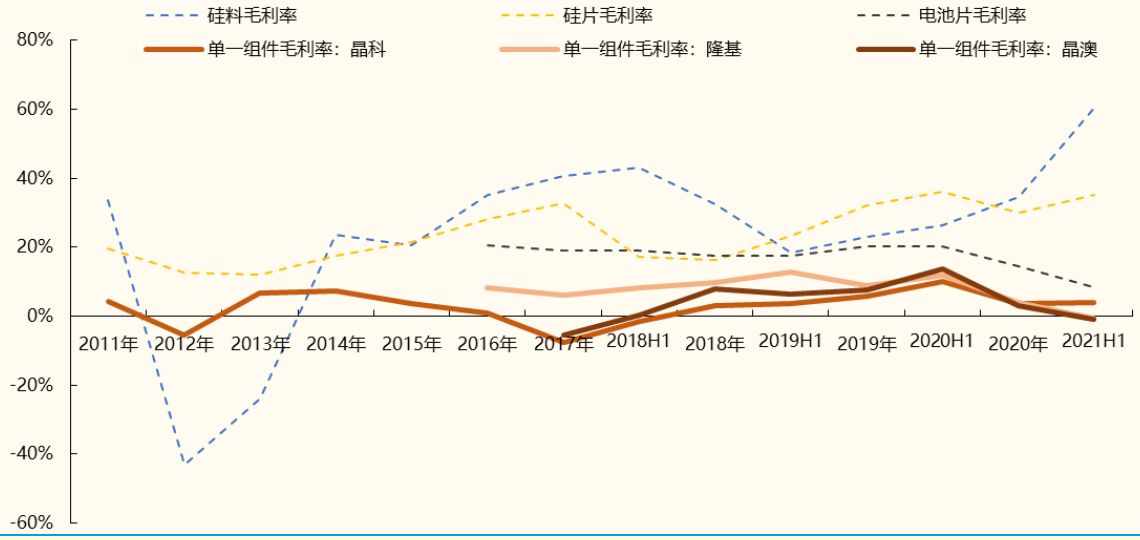
- **光伏产业链的利润分配：长期看竞争壁垒，中短期动态看各环节与上下游供需关系的边际变化，此外，技术进步也有影响。**光伏主产业链上的利润分配，长期看是由各环节的进入壁垒和竞争格局决定，但从中短期的动态变化趋势看，则通常由各环节相对其上下游的供需关系边际变化决定，体现为环节利润的压缩或放大。例如 2020H2 的光伏玻璃和 2021 年的硅料，作为产业链显著的供应瓶颈环节，通过不断涨价攫取了显著的超额利润。此外，产业技术进步也会在一定阶段内影响环节利润分配，例如 2015-2016 年金刚线切割技术在单晶硅片领域的推广应用，使硅片环节在降价的过程中实现了单瓦利润的扩张；PERC 电池在对 BSF 的替代阶段，也享受了 2-3 年的相对高盈利。

图表 16：产业链利润分配变化（单 W 毛利，元/W）



来源：Wind，国金证券研究所绘制

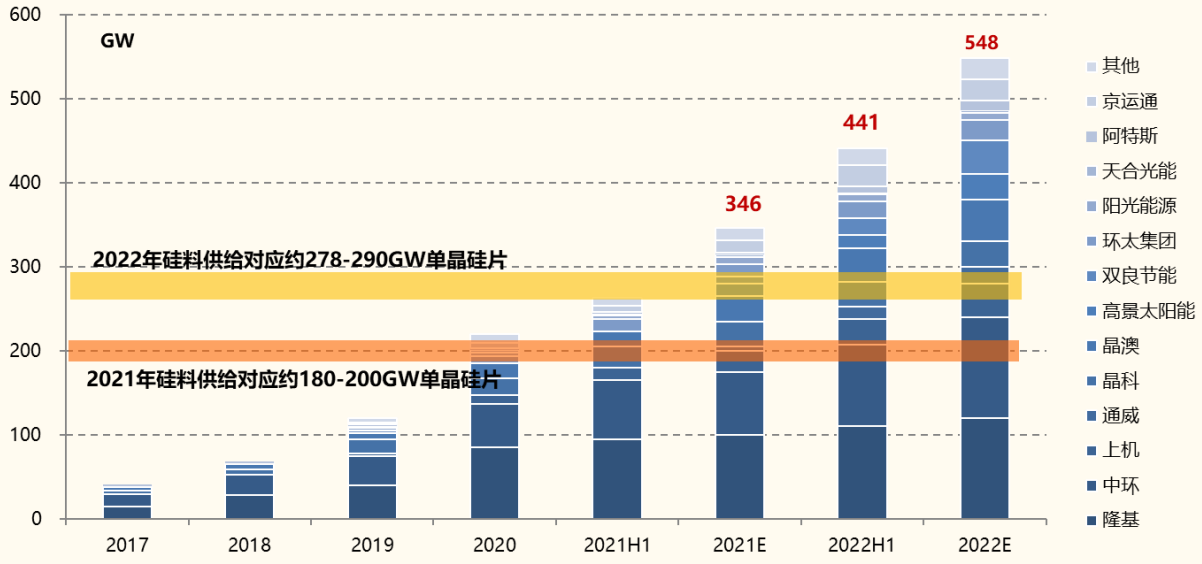
图表 17：产业链利润分配变化（毛利率）



来源：Wind，国金证券研究所绘制

- 2021H1 主产业链的利润分配，表现为硅料和硅片挤压中下游利润，下半年随着硅片新玩家产能的释放，硅片环节盈利从 Q4 开始承压。当前时点看，明年产业链利润分配的趋势大概率将延续今年底的情况：**供给瓶颈环节的硅料继续攫取超额利润，今年虽整体过剩但仍维持较高盈利的硅片环节将出让部分利润，下游电池及组件环节明年盈利有望边际改善。**
- 今年以来，**硅片环节**虽然在年初的表观产能统计上就已显著过剩于硅料，但仍超预期地维持了近一年的高盈利，我们认为主要源于三点：1）新进入者的产能爬坡慢于预期；2）大尺寸产品产能存在结构性紧张；3）硅料/硅片持续涨价趋势中始终动态获益于部分“低价原料库存”。
- 然而随着新玩家的加入，主要的单晶硅片生产企业从原来的 5~6 家迅速拓展到仅 15GW 以上产能企业就有近 10 家，而目前国内拥有 4 万吨以上（对应 15GW 左右）产能规模的硅料企业仅 5 家，硅料和硅片上下游的格局逐渐发生转变，产业链利润将逐步从“相对过剩”环节（硅片）流向“相对紧缺”（硅料）环节。
- 由于硅料和硅片扩产周期的不同，当前上下游之间这种供需错配的局面可能将一直持续，即使假设 2019 年及之前的存量产能（约 120GW）因不具备改造成大尺寸的经济性，在 2022 年全部停产退出市场，2022 年硅片的有效产能仍大于硅料，大部分硅片企业开工率不足 100%或将成为新常态。

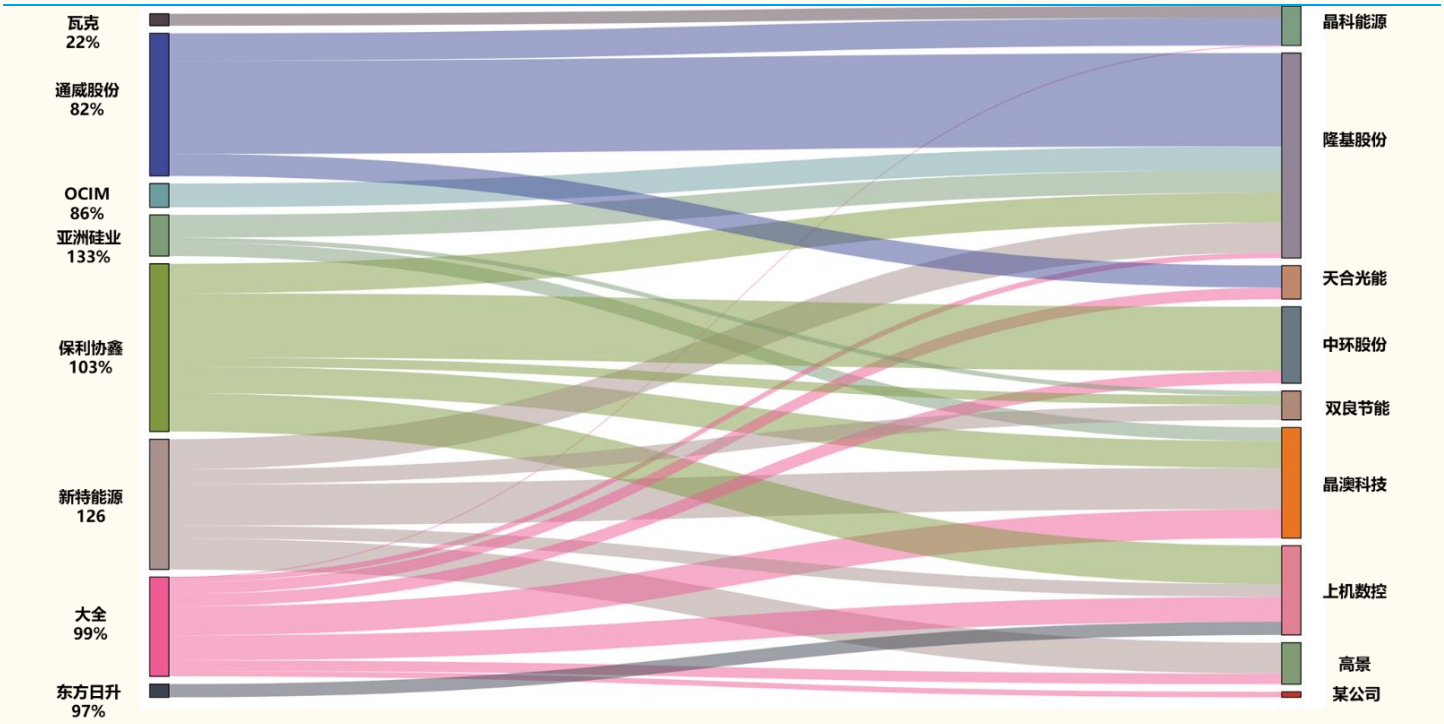
图表 18：2017-2022E 年硅料、硅片产能对比



来源：各公司公告，国金证券研究所整理

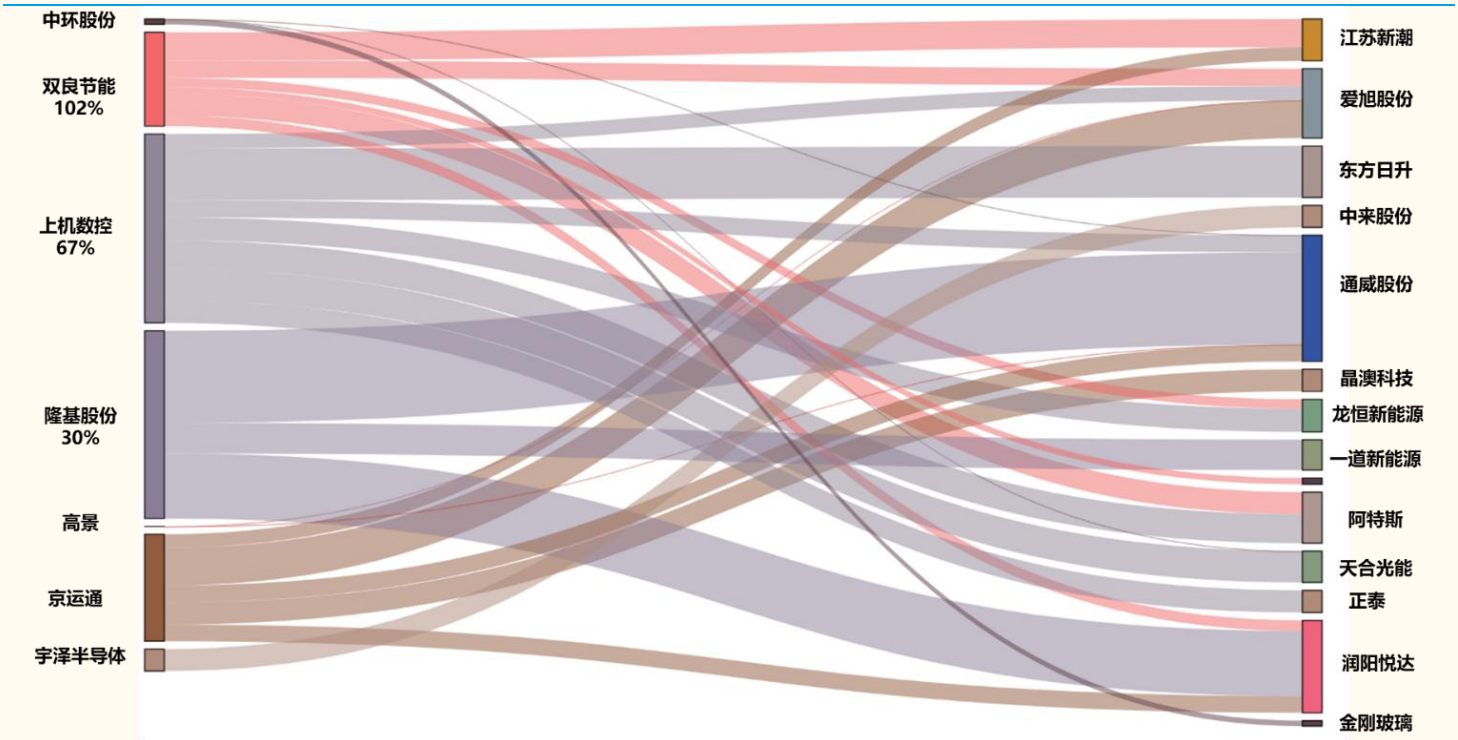
- **硅片企业的销售长单存双刃剑效果：**近两年硅片生产企业与上游硅料和下游客户之间签署了大量原材料/产成品的定量不定价购销长单，对硅片企业而言，硅料采购长单一定程度上保障了原材料供应，但硅片销售长单在提供产能消化保障的同时，其履约责任也将一定程度上成为其采购硅料的压力来源，在硅片产能相对过剩的背景下，可能加剧其盈利压缩。

图表 19：2022 年硅料企业销售长单依旧保持高覆盖率



来源：各公司公告，国金证券研究所绘制（图中百分比为该公司硅料销售长单占当年有效产能的比例；以上数据均基于企业公开信息整理）

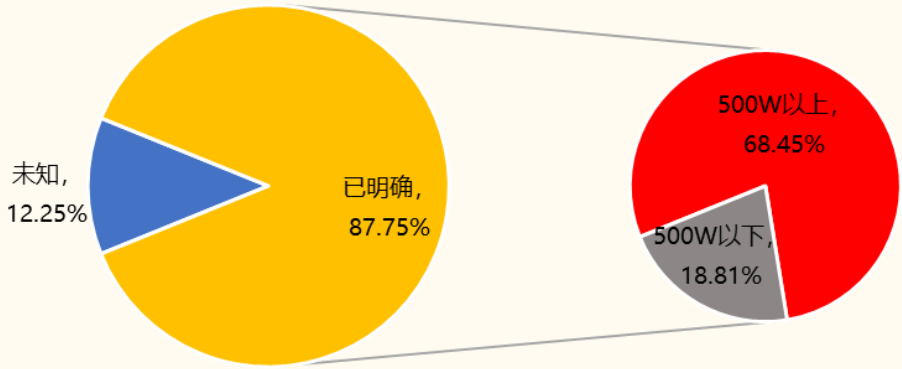
图表 20：2022 年硅片企业销售长单签订情况



来源：各公司公告，国金证券研究所绘制（图中百分比为该公司硅片销售长单占当年硅料采购长单的比例；以上所有数据均采用公开信息整理）

- 根据前文分析，在全球能源成本上涨和双碳目标背景下，终端需求对成本承受力有所提升，预计 2022 年组件均价在 1.7-1.8 元之间即能够有效激发交流侧 230GW 以上装机需求，基于当前辅材价格和一体化组件企业合理盈利水平，结合硅料与硅片的供需格局动态变化，**预计 2022 年硅料全年均价有望保持在 15 万元/吨以上，继续攫取产业链超额利润。**
- **电池片盈利达历史低点，叠加 N 型技术切换的窗口，PERC 扩产放缓，大尺寸电池片相对上下游供需边际改善，有望驱动盈利修复。**
- 2021 年是电池片环节盈利能力历史低点，大尺寸 PERC 产能实际扩张规模略低于预期，且在行业向 N 型技术路线切换的明确趋势下，预计明年将鲜有 PERC 新建产能投放，有限的产能增长将主要来自于存量产能的大尺寸改造。从终端需求来看，下游对大尺寸产品的接受程度超预期，随着明年硅料供给瓶颈缓解后，大尺寸电池片产能相对其上游硅片供应和下游组件需求的供需关系都将呈现边际改善局面，盈利能力有望同比改善。

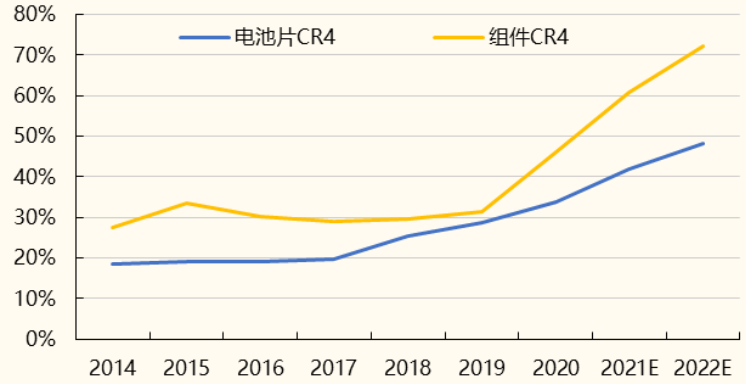
图表 21：2021 年央企组件集采大尺寸需求占比



来源：各企业公告，国金证券研究所

- **组件进入壁垒最高，但格局尚未稳定，头部企业竞争仍激烈；订单周期缩短及合同定价灵活条款的加入，令组件业务期货属性削弱；看淡原材料价格下行周期中的“盈利修复”，重视技术变革对组件环节长期格局的影响。**
- 组件从下订单（锁价）到生产、交货一般间隔 1~3 个月左右，海外地区甚至更长，使得组件市场具有一定期货属性，从历史上看，组件的超额利润/亏损通常来自组件生产商/客户对产业链价格变化趋势判断的偏差。近两年光伏玻璃和硅料价格的超预期上涨，使得组件利润急剧压缩，明年硅料价格下行趋势下，组件盈利有望修复，但考虑到产业链对硅料价格下降预期较为一致（降幅有分歧）、且组件在需求明显启动前将以传导降价为主，组件盈利修复的幅度和时点仍存在不确定性。
- 此外，在经历了近两年的原材料价格大幅波动后，即使在海外市场，组件销售的订单周期也在缩短，部分销售合同中也开始加入交货价格可根据原材料价格波动进行友好商议调整的灵活条款，或将令组件业务（尤其是海外销售部分）的期货属性趋于减弱。
- 目前头部企业之间的 P 型产品竞争力、市场份额差距较小，更多的是比拼企业的经营策略（渠道销售、供应链管控能力等），未来在光伏电池主流技术路线从 P 型向 N 型切换的过程中，企业在电池技术上布局的深度和广度可能将使得组件产品差异性拉大，头部一体化组件企业之间的竞争要素将一定程度上向“产品力”倾斜，并最终体现在公司的盈利能力（产品溢价、成本差异）和市场份额的变化上，或将对行业格局带来巨大的影响，优势企业有望凭借领先的技术布局提升超额利润。

图表 22：2014-2021E 电池片及组件环节 CR4



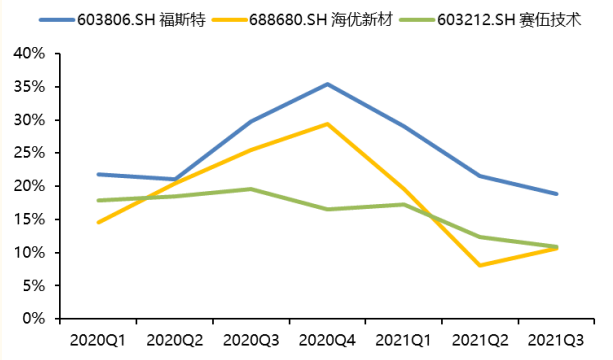
来源：各公司公告，国金证券研究所（含一体化厂电池片产能）

2.3 辅材与逆变器受益终端需求放量，跟踪支架边际改善确定性高

1）胶膜：2022 年受益终端需求放量，下半年盈利具备向上弹性

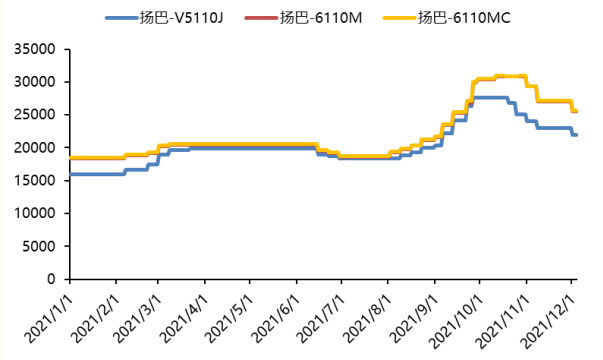
- 2021 年光伏组件环节开工率受硅料供应瓶颈限制维持低位，组件产量及胶膜需求均受到抑制，而胶膜环节自身产能保持增长，与主产业链的逻辑同理，导致胶膜企业难以完全、及时传导年内 EVA 粒子的涨价，盈利空间显著压缩。随着 2022 年硅料新产能逐步释放，组件产量的增长将拉动胶膜需求增长，胶膜无论是成本传导能力、还是出货量增速均有望提升。即使下半年 EVA 粒子因供不应求出现涨价，考虑到头部企业的供应链优势以及边际产能涨价拉动盈利水平，仍有望使胶膜盈利具备阶段性的向上弹性。

图表 23：2020-2021Q3 光伏胶膜企业毛利率



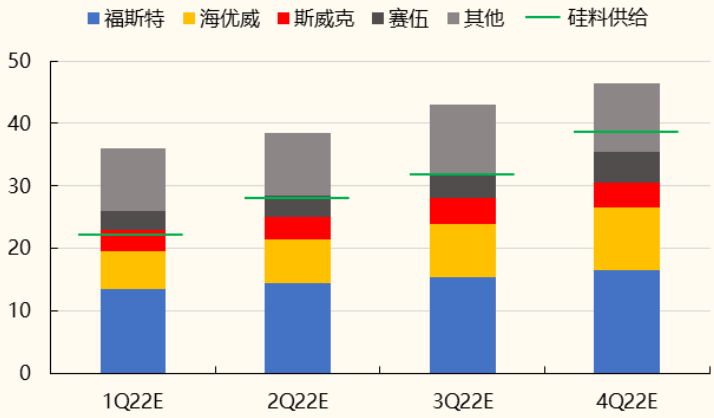
来源：Wind，国金证券研究所

图表 24：2021 年 EVA 粒子价格走势



来源：Wind，国金证券研究所

图表 25：2022 年胶膜各季度有效产能预测（亿平）

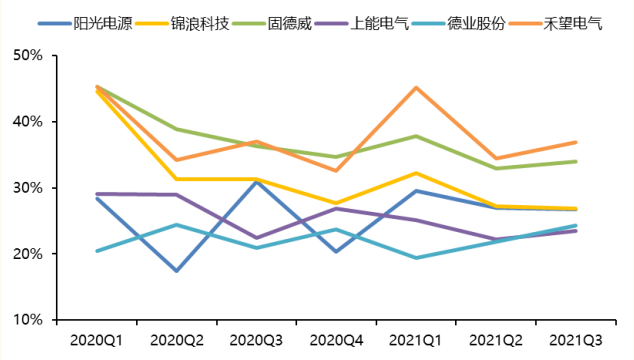


来源：各企业公告，国金证券研究所

2）逆变器：2022 年 IGBT 供给持续紧张，头部企业供应链优势继续维持

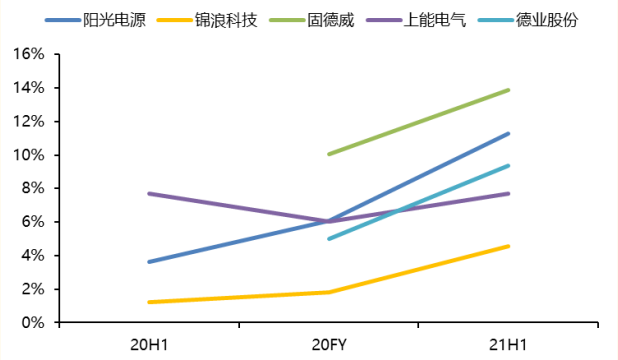
- 2021 年逆变器企业业绩出现分化，主要是供应链管理能力不同所导致的芯片供应情况差异所致。供应链保障好的企业不仅出货量保持高增长，同时受益于户用占比提升+芯片供应紧张带来的涨价，毛利率亦有所提升。2022 年全球新能源汽车、光伏、储能需求增速依然非常可观，IGBT 紧张的问题或仍将持续，建议坚守供应链能力强的优质企业。
- **储能业务或将为明年逆变器企业贡献业绩弹性。**海内外储能市场广阔且国内仍处于发展起步阶段，明年有望迎来翻倍以上增长。2020-2021 年国内主要逆变器企业储能业务收入占比持续提升，但差异较大，抢先布局的企业先发优势明显。

图表 26：2020-2021Q3 光伏逆变器企业毛利率



来源：Wind，国金证券研究所

图表 27：2020-2021 光伏逆变器企业储能收入占比

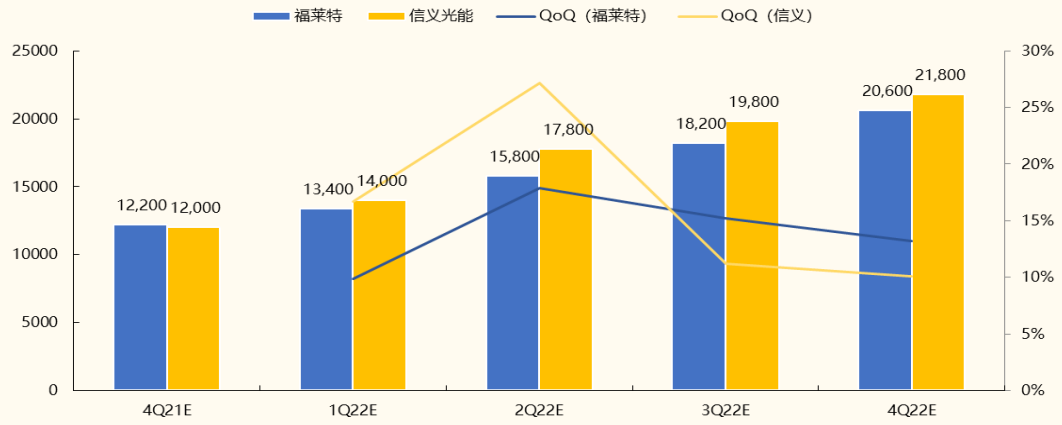


来源：Wind，国金证券研究所

3）玻璃：双寡头扩产领先，市占率持续提升

- 截至 2021 年 11 月底，国内超白压延玻璃在产产能 4.13 万吨/日，同比增长 44%，今年新点火的窑炉中约有 65%为信义光能（4000 吨/日）和福莱特（5800 吨/日）贡献，两大龙头市占率持续稳步提升。行业新进入者中，仅有金晶科技在 2021 年内投产，其他厂商新产能预计将在 2022 年及以后释放，中期看行业仍将维持双寡头领先的竞争格局。
- 根据各公司扩产计划，预计 2022 年光伏玻璃等效日熔量约为 5.5~5.7 万吨/日，同比增长 56%~61%，以双玻渗透率 50%~55%测算，对应组件产量可达 360GW 以上，玻璃的潜在供应显著大于预期硅料供应所限制的组件产量（278~290GW），**中短期看，光伏玻璃价格将持续处于边际产能出清的水平，上涨弹性较小。**
- 根据 2020 年及以后的窑炉点火情况，预计 2022 年宽幅玻璃有效供给约为 3.2~3.4 万吨/日，以双玻渗透率 50%~55%测算，约可满足 210~230GW 大尺寸组件生产，供需格局处于紧平衡状态，**新窑炉所生产的大尺寸玻璃有望在 2022 年继续享受溢价和超额利润空间。**

图表 28：4Q21-4Q22E 福莱特、信义光能各季度末时点产能预测（t/d）



来源：卓创资讯、各公司公告，国金证券研究所

图表 29：2021 年光伏玻璃行业 650t/d 以上窑炉新点火情况及行业新进入者最新进展梳理

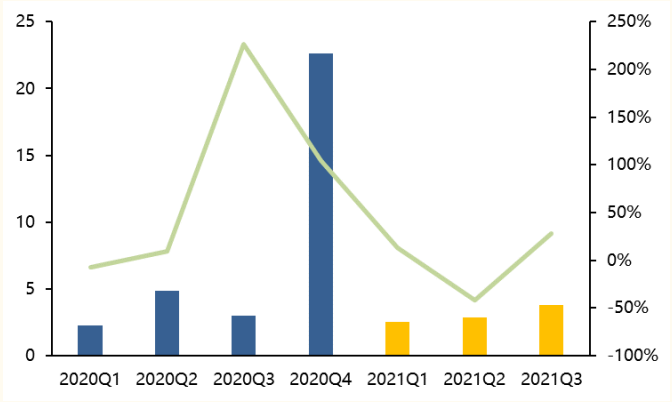
公司	地址	规划产能	技术路线	最新进展
福莱特	越南海防	1000t/d	超白压延	2021年2月16日已点火
	安徽凤阳	1200t/d	超白压延	2021年2月16日已点火
	安徽凤阳	1200t/d	超白压延	2021年5月30日已点火
	安徽凤阳	1200t/d	超白压延	2021年8月18日已点火
	安徽凤阳	1200t/d	超白压延	2021年10月13日已点火
信义光能	安徽芜湖	1000t/d	超白压延	2021年1月28日已点火
	安徽芜湖	1000t/d	超白压延	2021年3月18日已点火
	安徽芜湖	1000t/d	超白压延	2021年7月30日已点火
	安徽芜湖	1000t/d	超白压延	2021年9月10日已点火
亚玛顿	安徽凤阳	650t/d	超白压延	2021年5月1日已点火
	安徽凤阳	650t/d	超白压延	2021年8月16日已点火
凯盛新能源	四川自贡	650t/d	超白压延	2021年4月30日已点火
彩虹新能源	安徽合肥	800t/d	超白压延	2021年7月23日已点火
金晶科技	宁夏石嘴山	600t/d	超白压延	2021年8月31日已点火
旗滨集团	湖南郴州	1200t/d	超白压延	预计2022年3月点火，3-6个月爬产期
	福建东山	1200t/d	超白压延	预计2022年底前
	浙江绍兴	1200t/d	超白浮法	预计2022年底前
	浙江宁海	2*1200t/d	超白浮法	预计2022年底前
南玻	安徽凤阳	2*1200t/d	超白压延	预计2022年底前
海螺集团	安徽凤阳	-	-	12月3日与政府签订合作框架协议
蓝思科技	湖南	-	-	12月4日与凯盛科技签订战略合作协议

来源：卓创资讯、各公司公告，国金证券研究所整理

4）跟踪支架：2021 年需求&成本“双杀”，2022 年边际改善确定性高

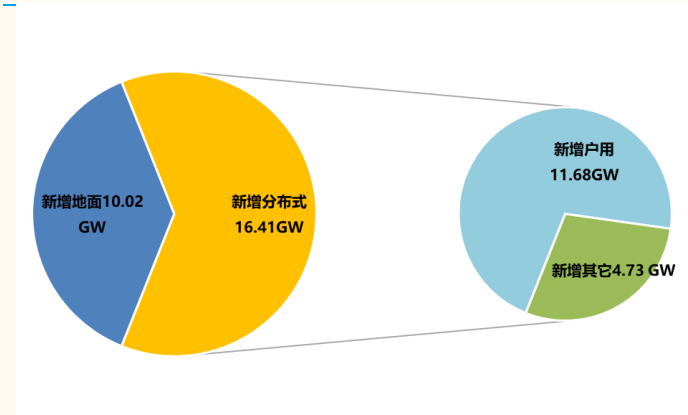
- **2021 年国内地面电站装机低迷拖累跟踪支架需求，2022 年大基地建设启动及组件维持相对高位有利跟踪支架性价比显现。**跟踪支架的需求主要来自集中式地面电站项目，2021 年组件价格持续上涨，使得对系统成本敏感的地面电站装机受到明显影响；此外，对某个特定项目而言，组件/系统成本绝对值越高（跟踪支架成本占比相对越低），越有利于跟踪支架性价比显现，而今年国内的地面电站项目普遍在 2020H2-2021H1 的组件低价阶段完成项目设计和产品选型（倾向于选择固定支架），也不利于今年跟踪渗透率的提升。在 2022 年，国内大基地建设将全面启动（大型集中式项目占比有望提升），且组件价格有望维持相对高位，均有利于跟踪支架性价比的显现，并驱动其渗透率和需求的双升。

图表 30：1Q20-3Q22 国内地面电站新增装机（GW）



来源：国家能源局，国金证券研究所

图表 31：2021 年 1-9 月国内光伏装机结构

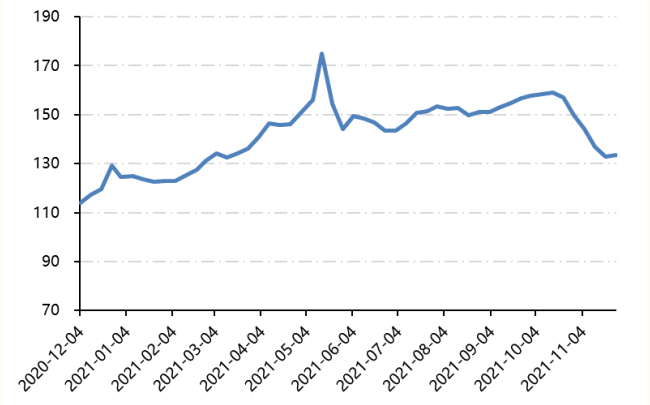


来源：国家能源局，国金证券研究所

- **大宗价格和海运费价格的上涨使今年支架环节利润承压。**光伏支架的原材料主要为钢材、铝材、锌锭等，今年大宗商品的大幅涨价使得支架成本不断增加，同时下游电站项目的大规模延期，导致前期锁价订单失效，进一步加重了企业盈利压力。运费在成本中占比虽然仅有 4%左右，但年内国际海运费价格翻倍增长，同时海外疫情不断反复，造成运输效率下降，进而增加成本支出。

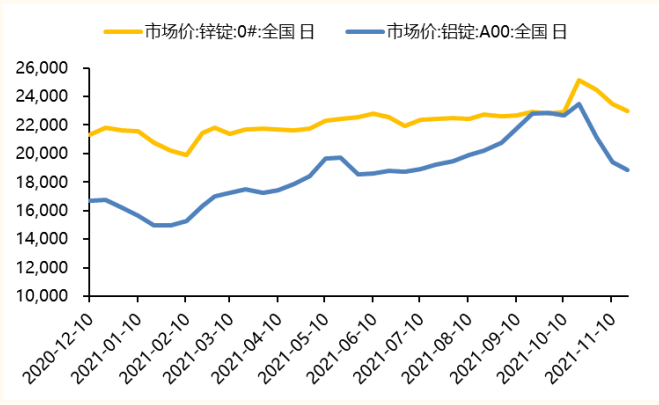
- **展望明年，跟踪支架环节量利有望迎来修复。**2021 年底硅料产能开始逐步释放，供应紧张的情况有望得到缓解，有助于产业链整体价格平稳下行，下游装机量有望恢复高增长。此外，国内的风光大基地开工叠加海内外延期电站恢复建设，将会进一步刺激地面电站装机需求。考虑到全球电价上涨背景下发电量增益的重要性将凸显，跟踪支架渗透率有望迎来明显提升。
- **钢材价格呈现下行趋势，海运费高位价格得到一定缓解。**根据国内钢材价格走势，2021 年底钢材价格呈明显下降趋势，已接近年初水平，较年内最高点已下降 20%左右。同时全球部分区域海运费价格出现一定程度的下降，并且总体价格开始趋于稳定。综上所述，我们判断明年光伏支架环节盈利情况将会迎来企稳回升。

图表 32：2021 年国内钢材价格走势



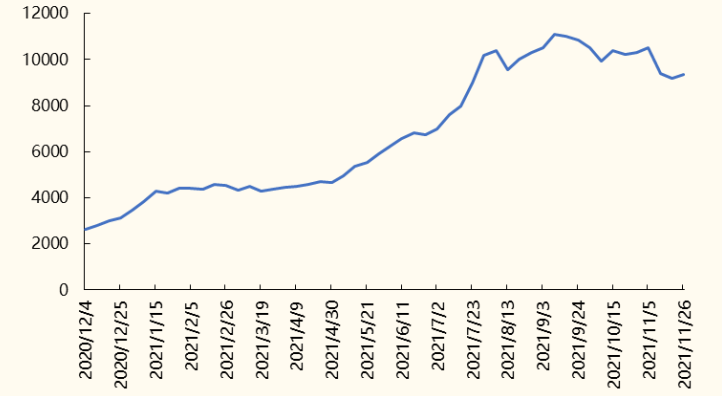
来源：Wind，国金证券研究所

图表 33：2021 年国内铝、锌价格走势



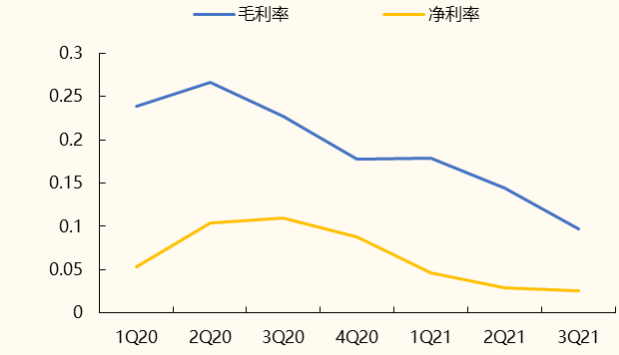
来源：Wind，国金证券研究所

图表 34：2021 年波罗的海货运指数走势



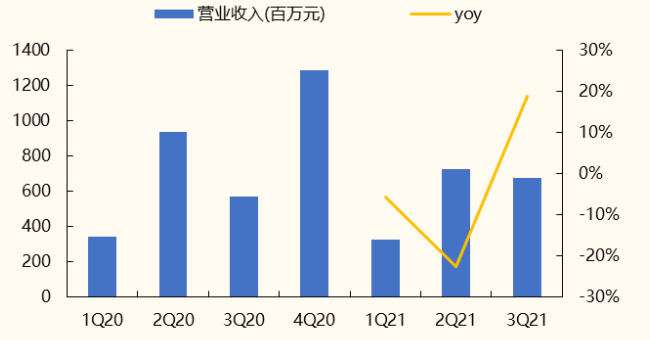
来源：Wind，国金证券研究所

图表 35：2020-2022Q3 中信博毛利率及净利率



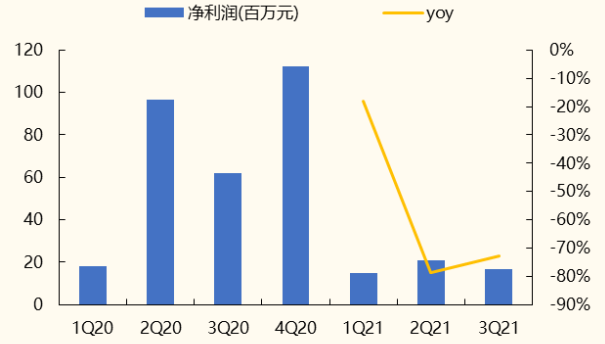
来源：Wind，国金证券研究所

图表 36：2020-2022Q3 中信博营业收入及同比增速



来源：Wind，国金证券研究所

图表 37：2020-2022Q3 中信博净利润及同比增速



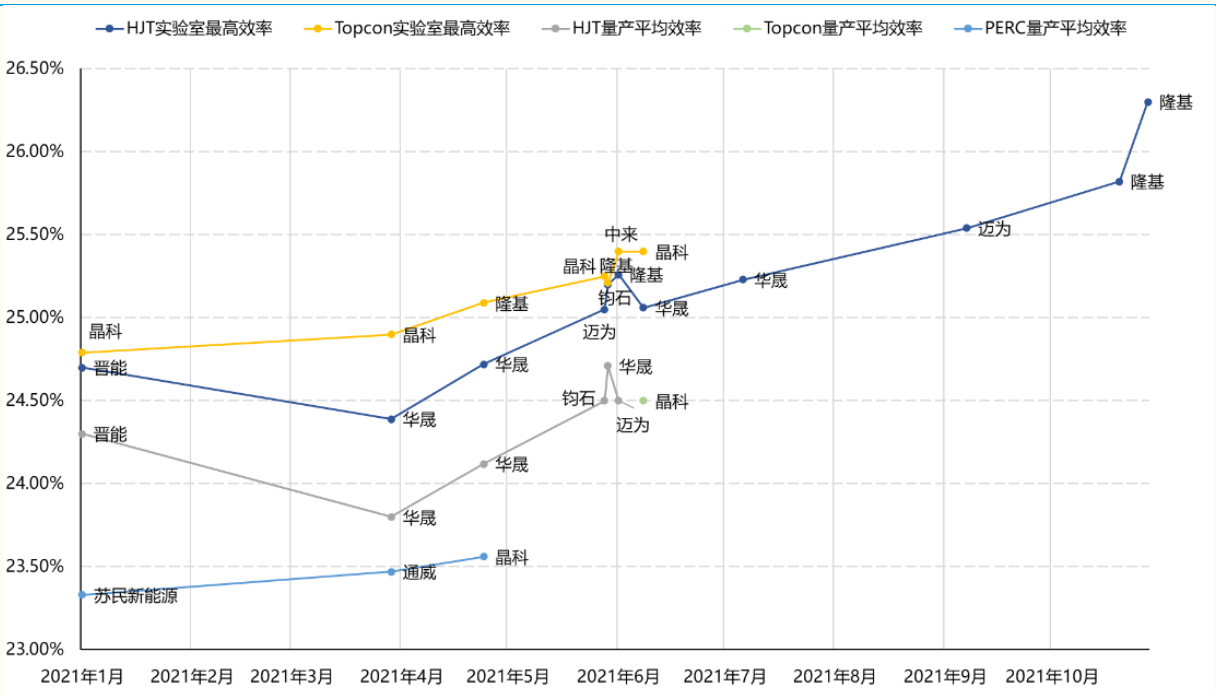
来源：Wind，国金证券研究所

3、N 型量产元年来临，新技术孕育设备新机遇

3.1 电池转换效率持续提升，N 型发展迎来加速期

- 目前 PERC 电池量产平均转换效率约在 23.2%~23.5%左右，从 ISFH 的实验室数据来看，PERC 转换效率极限约在 24.5%，考虑实现更高效率所需要付出的成本水平，量产 PERC 电池的提效潜力已有限，为 N 型发展提供了契机。2021 年 N 型 TOPCon 与 HJT 电池效率不断取得突破，量产效率与实验室效率“携手共进”，持续拉大与单晶 PERC 电池的效率差。

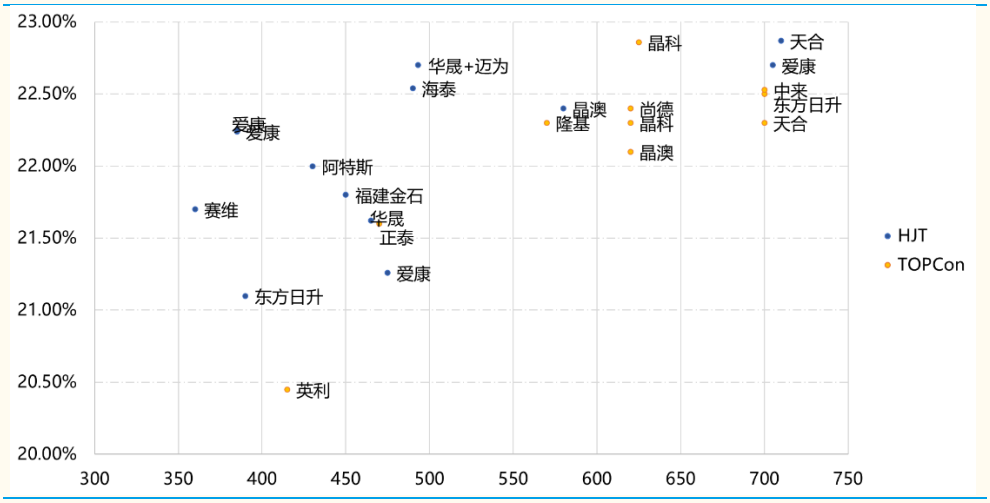
图表 38：2021 年 PERC、TOPCon、HJT 电池的实验室及量产平均效率



来源：各公司官网，国金证券研究所统计

- **2022 年产业化进程加速，主流企业积极布局 N 型量产产能。**2021 年 TOPCon 与 HJT 产业化持续推进，头部一体化组件企业与新进入者齐头并进，众多量产定型的 N 型组件产品也在 2021 年下半年密集发布，预计 2022 年将成为 N 型电池组件产品大规模量产并验证市场竞争力的真正元年。

图表 39：2021 年 N 型组件产品一览

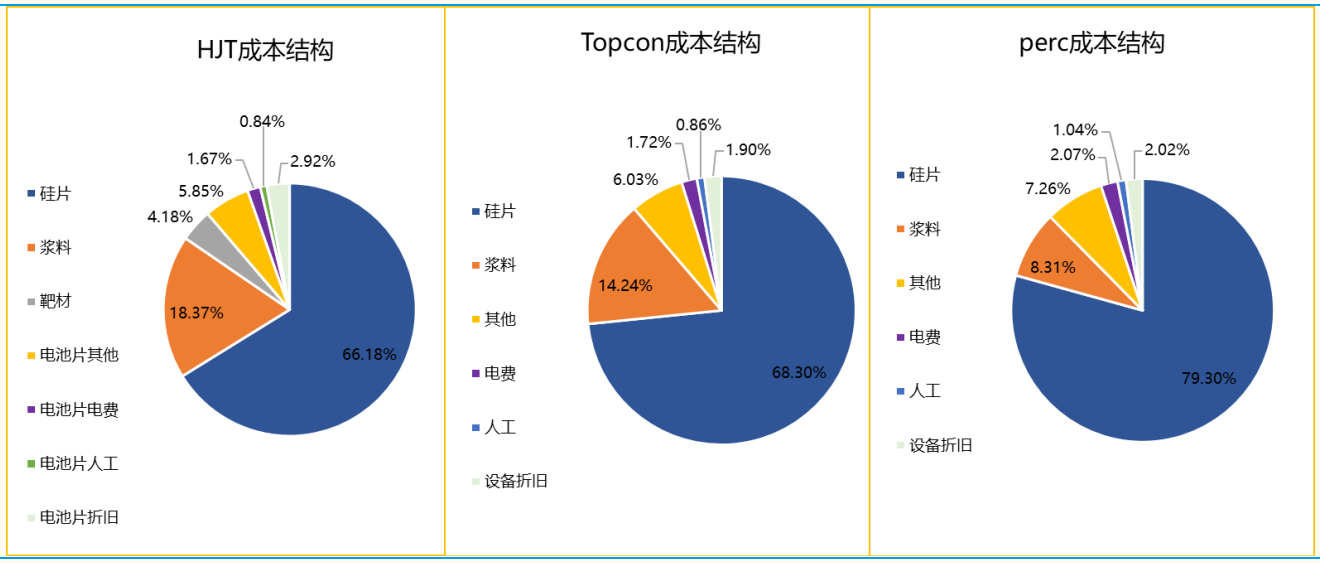


来源：SNEC 2021、各公司官网、国金证券研究所

3.2 细分市场竞争力初显，量产线降本提效持续推进

- 在量产起步阶段，N 型组件的成本仍比 PERC 稍高，主要与原材料成本、生产良率、设备投资有关。但考虑到光伏应用场景逐渐多元化，在一些对发电量要求高且电站面积有限的应用场景中（如用电成本高的工商业屋顶分布式等），N 型组件发电量高、衰减低的优势将使终端客户更愿意为其支付溢价，随着 N 型规模化产能的落地，量产线上持续的降本增效有望进一步提高 N 型产品的竞争力，解锁更多应用场景的经济性优势。

图表 40：当前价格水平下182 尺寸 PERC、TOPCon、HJT 成本结构对比



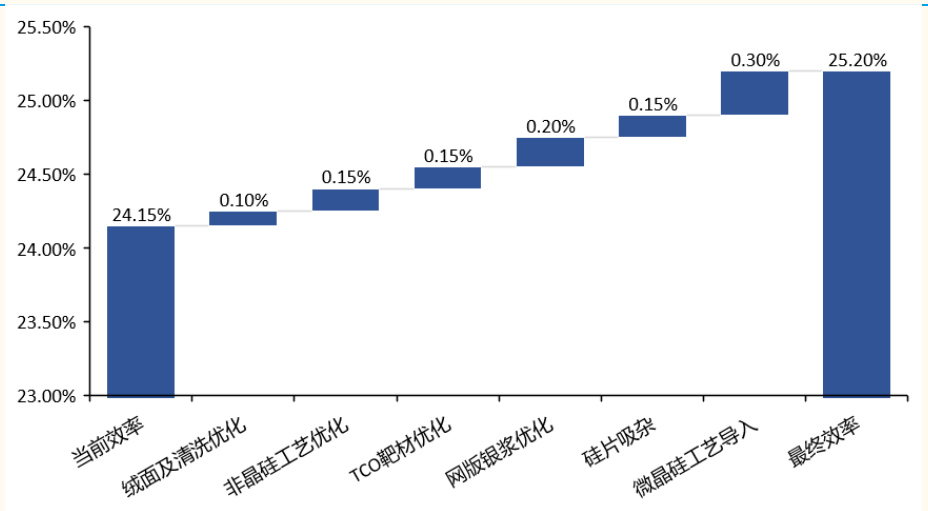
来源：国金证券研究所测算

- TOPCon 生产成本更加接近 PERC，且与现有产线兼容，是目前一体化组件龙头重点推进的方向，也是最有可能在中短期内实现规模量产的 N 型技术，预计明年有望实现 10GW 级产线的投产，未来降本路径主要包括：1）降低银浆用量：多主栅技术等；2）浆料国产化、降低单价；3）单台设备产能的提升：双面镀膜、三合一镀膜；4）量产良率和效率的持续提升。
- HJT 理论效率上限高，工艺流程短，是行业新入者的首选技术方案，目前已有数条 GW 级产线投产，未来的降本路径主要包括：

  1）材料端的直接降本。主要包括硅片薄片化、银包铜技术、低温银浆国产化、设备投资进一步下降等。

  2）效率和产能利用率的持续提升。提效手段包括微晶硅技术、退火吸杂技术、工艺与靶材的优化等，以及技术路线稳定之后生产稳定性的提升。

图表 41：HJT 量产效率提升路径



来源：迈为股份、国金证券研究所

3.3 电池技术迭代期，宏微观技术/工艺变化多，设备企业最直接受益

- 电池技术路线从 P 型向 N 型切换带来的各环节设备迭代，将是未来几年光伏企业资本开支的最主要方向，目前各大设备商几乎都已入局 N 型相关设备的研发、生产，进展比较快的企业包括迈为股份、捷佳伟创、拉普拉斯、金辰股份等，未来建议关注相关量产订单落地及实证运行数据的验证。
- 根据我们测算，2023 年底全球 TOPCon/HJT 电池产能有望分别达到 134/67GW，2025 年有望分别达到 206/140GW，预计 2022-2025 年 TOPCon、HJT 设备市场空间有望分别达到 303、409 亿元。

图表 42：N 型设备企业最新进展

公司	N型技术路线	N型设备客户	布局设备及技术特点	当下主要进展
迈为股份	HJT	通威、阿特斯、华晟、爱康 金刚玻璃、明阳智能、REC	HJT整线设备（集合链式退火吸杂、 前置半片工艺、SMBB、微晶技术）	HJT设备市场份额70%以上， 近期中标订单大部分为HJT整线设备
捷佳伟创	TOPCon	通威（三合一管式PECVD）、天合（LPCVD）、 晶科（硼扩等）、隆基（硼扩等）	TOPCon整线设备	已推出TOPCon关键设备：LPCVD和三合一管式PECVD
	HJT	隆基（RPD）、爱康（RPD）	HJT整线设备（CATCVD与PECVD二合一设备 ，大产能管式PECVD设备，RPD镀膜）	管式PECVD设备投资低至3亿元/GW
金辰股份	TOPCon	晶澳、晶科、东方日升	管式二合一PECVD	已进入商务合同签署阶段
	HJT	晋能	板式PECVD、丝印技术； 电加热层压机适用于HJT低温工艺	导入晋能中试，2022年上半年 大产能设备有望问世
京山轻机	HJT	-	制绒清洗、自动化设备，开始布局PECVD	与钧石合作，首台HJT清洗制绒设备实现交付
钧石/金石能源	HJT	通威、晶澳	HJT整线设备（低银耗技术、微晶技术）	银耗专利技术成功导入组件规模量产线，在钜能电力实现异质结组件
理想万里晖	HJT	隆基、通威、华晟、爱康	PECVD、微晶技术	PECVD设备助力隆基半年内三度刷新HJT电池效率世界纪录
拉普拉斯	TOPCon	隆基、晶科	TOPCon核心设备：LPCVD	TOPCon电池良率接近97%， LPCVD设备导入隆基
江苏微导	TOPCon	通威	硼扩、管式PECVD	与通威开展TOPCon相关技术合作
理想晶延	TOPCon	-	TOPCon核心设备：硼扩、管式PECVD	-
奥特维	TOPCon	晶科	LPCVD设备；串焊机储备小间距、 负间距、异型焊带技术	已获得晶科TOPCon组件用串焊机大规模订单
	HJT	华晟	SMBB、低温焊接、薄片化、无损划片技术	与华晟签订战略合作协议，华晟二期2GW异质结组件项目将全线选用奥特维串焊机
帝尔激光	TOPCon	-	激光硼掺杂、特殊浆料开槽技术、激光转印等	-
	HJT	-	LIA激光修复技术、激光转印等	已取得客户量产订单
	IBC	-	激光开槽技术	已取得量产订单并确认收入

来源：各公司公告、官网，国金证券研究所整理

图表 43：2021-2025 年 N 型产能及设备市场空间测算

	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
全球装机量预测（GW）	160	220	270	300	330
组件需求（GW）	192	264	324	360	396
电池需求（GW）	192	264	324	360	396
电池片产能利用率（GW）	65%	67%	66%	65%	64%
全球电池片产能预测（GW）	**295**	**394**	**491**	**554**	**619**
年内新增电池片产能（GW）	41	99	97	63	65
新增TOPCon产能占比	30%	35%	40%	40%	35%
年内新增TOPCon产能（GW）	12	35	39	25	23
年内升级TOPCon产能（GW）	10	13	25	20	5
年内TOPCon产能新建+升级共计（GW）	22	48	64	45	28
TOPCon产能测算（GW）			**134**		**206**
单GW TOPCon产线建设投资（亿元）	2.5	2.4	2.3	2.3	2.3
单GW TOPCon产线升级投资（亿元）	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3
TOPCon市场空间测算（亿元）	**36**	**88**	**97**	**64**	**54**
合计（亿元）			**220**		**338**
新增HJT产能占比	20%	25%	35%	55%	60%
年内新增HJT产能（GW）	8	25	34	35	39
年内HJT产能新增共计（GW）	8	25	34	35	39
HJT产能测算（GW）			**67**		**140**
单GW HJT产线建设投资（亿元）	4	3.5	3	3	3
HJT 市场空间测算（亿元）	**33**	**86**	**102**	**104**	**117**
合计（亿元）			**221**		**442**

来源：国金证券研究所测算

4、发电侧大基数+用户侧高弹性，2022 年储能确定性高增长

4.1 国内：发电侧储能星辰大海，工商业储能经济性凸显

- **2022 年国内新能源并网项目配储潜力规模 27GWh，政策推动下发电侧市场有望倍增。**根据各省发布的 2021 年风光建设方案规划，大部分省份要求风电、光伏并网需配置储能比例不低于 10%*2h，部分消纳压力大的省份要求配储比例达到 20%~30%。截至 2021 年 12 月中旬，我们根据各省已公布的、要求在 2022 年底前并网的风光项目规模，详细测算 2022 年国内发电侧储能潜力装机规模约 27GWh，截至 2020 年底国内电化学储能累计装机量 3.2GWh，即使考虑部分项目可能推迟，2022 年发电侧储能市场仍有望实现成倍增长。

- **国内峰谷价差扩大，工商业储能经济性凸显。**7 月 26 日，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求峰谷价差不低于 3:1，尖峰电价在高峰电价基础上至少+20%。目前国内工商业平均电价 0.66~0.69 元/kWh，按照峰谷电价浮动比例±50%、尖峰电价在高峰电价基础上+25%测算，峰谷价差最大可达到 0.86~0.9 元/kWh，与目前国内储能平均度电成本 0.5~0.6 元/kWh 相比，工商业储能经济性逐渐凸显，市场潜力巨大。

图表 44：2021 年各省风光配储要求梳理

省市	类型	风电最低配置比例	光伏最低配置比例	最低时长(h)	风光储能规模(GWh)	文件	关键细则（并网时间、并网规模、储能配置比例/储能规模、储能并网时间）
内蒙古	保障性	15%	15%	2	5.758	内蒙古能源局《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》、《关于2021年保障性并网集中式风电、光伏发电项目优选结果的公示》	列入2021年度计划的项目应于2022年12月31日之前并网。 风电项目蒙西地区总规模500万千瓦，蒙东地区总规模180万千瓦；光伏项目蒙西地区总规模335万千瓦，蒙东地区总规模50万千瓦。 风电共配置储能1990MW/3980MWh；光伏共配置储能889MW/1778MWh，合计2879MW/5758MWh。
湖北	共享储能				5.372	湖北能源局《关于公布2021年平价新能源项目的通知》	2021年全省安排集中式(共享式)化学储能电站(不含基地配置的化学储能电站)37个、容量2536兆瓦/5372兆瓦时。 2022年底前全部建成并网。
青海	市场化				5.2	青海省能源局《关于2021年市场化并网项目开发建设有关事项的通知》	青海省2021年重点推进20个首批市场化并网项目，电源规模总计42.13GW、配备储能规模约5.2GW。 （未明确并网时间）
甘肃	保障性	河西地区10% 其他地区5%	河西地区10% 其他地区5%	2	2.40	甘肃发改委《关于“十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知》	2021-2022年我省安排新增风电、光伏发电项目建设**规模1200万千瓦**。 **储能配置**：河西地区（酒泉、嘉峪关、金昌、张掖、武威）最低10%，其他地区最低5%。 （未明确并网时间）
河北	保障性	10%	10%	2	2.28	河北省能源局《关于做好2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》、河北省发改委《2021年风电、光伏发电保障性并网项目公示》	风电项目应于2023年12月31日前全容量建成并网，光伏发电目应于2022年12月31日前全容量建成并网。 河北省发改委公示2021年风电、光伏发电保障性并网项目名单，其中光伏项目78个，共1141.08万千瓦，风电项目7个，共120万千瓦。 南网、北网保障性并网项目分别由开发企业按照不低于项目容量10%、15%配置储能装置，连续储能时长不低于 2 小时。
山西	保障性	10%	10%	2	2.24	山西省能源局《关于下达山西省2021年风电、光伏发电保障性并网年度建设计划的通知》	风电项目应于2022年12月底前并网；光伏发电项目应于2022年6月底前并网。 2021年、2022年全省需新增风电、光伏发电并网规模1120万千瓦，
江西	保障性	10%	10%	1	1.225	江西省能源局《关于公布2021年首批光伏发电竞争优选结果的通知》、《关于公布2021年第二批光伏发电竞争优选结果的通知》	入围项目2022年4月底前建成电站和配套储能项目。 江西省能源局2021年首批光伏发电项目竞争优选项目结果：集中式项目2786MW，屋顶分布式项目243.05MW。2021年第二批光伏发电竞争优选结果，项目总规模约9.25GW。其中，一类分布式光伏项目99个，共计401.38MW，一类集中式光伏项目共56个，共计5.43GW；二类集中式光伏项目共36个，共计3.42GW。 配置储能标准不低于光伏电站装机规模的10%容量/1小时，储能电站原则上不晚于光伏电站同步建成。
陕西	保障性	10%	10%	2	1.214	陕西省能源局《关于陕西省2021年风电、光伏发电保障性并网项目竞争性配置结果的公示》	陕西省能源局公布2021年风电、光伏发电保障性并网项目竞争性配置结果，确定了55个项目共计6.07GW纳入2021年陕西省风电、光伏发电项目保障性并网规模（其中风电项目9个0.88GW，光伏项目46个5.19GW）
安徽	保障性	10%	10%	1.00	0.96	安徽省能源局《关于印发2021年风电、光伏发电开发建设方案的通知》	光伏电站项目应于2022年底前首次并网，2023年6月底前全容量并网；风电项目应于2023年底前首次并网，2024年6月底前全容量并网。 其中，光伏并网容量4574MW，要求配置电化学储能容量961.5MW。风电装机容量1426MW，要求配置电化学储能容量600.4 MW。且规定电化学储能电站连续储能时长为1小时。
山东	保障性	10%	10%	1	0.544	山东省能源局《关于2021年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》、山东省能源局发布《关于下达2021年保障性并网项目名单的通知》	2019和2020年国家公布的竞价、平价光伏发电项目，须在2021年底前全容量建成并网；其余项目须在2022年底前全容量建成并网。 2021年光伏保障性并网规模2.36GW，风电保障性并网规模3.08GW，规模总计5.44GW。（可能包含2021年并网项目）
合计					**27.19**		

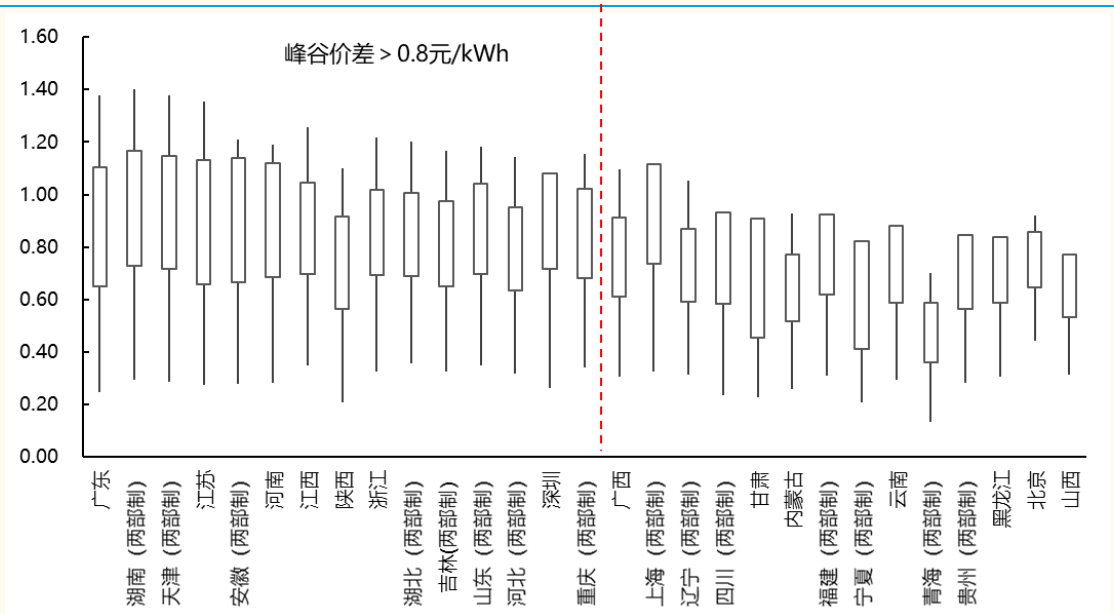
来源：各省发改委、能源局，国金证券研究所整理

图表 45：2021 年各省发布的分时电价政策梳理

发布时间	地区	开始执行时间	分时电价政策
11月30日	安徽	(征求意见稿)	季节性高峰（1、7、8、9、12月）+81.3%，其余月份高峰+71%，低谷时段-58.5%。
11月25日	山东	2022.1.1	高峰（9h）、平时（6h）、低谷（9h）；尖峰（夏季3h、冬季5h）。峰谷电价浮动比例±50%；尖峰电价在高峰基础上+50%。
11月19日	广西	2021.12.20	峰、平、谷时段各设8小时，峰谷分别在平段标准基础上±50%。
11月16日	青海	(征求意见稿)	峰、平、谷各8小时；春季、冬季各增设2小时尖峰时段。峰、谷电价浮动±63%；尖峰时段在高峰电价基础上+20%。
11月12日	陕西	2022.1.1	峰、平、谷各8小时；夏、冬工商业增设尖峰各2小时。峰谷在平段基础上±50%以上；尖峰电价在高峰电价基础上+20%。
11月11日	甘肃	2022.1.1	峰、平、谷时段各设8小时，峰谷分别在平段标准基础上±50%。
11月9日	湖南	2021.12.1	峰、平、谷各8小时；工商业划分季节性尖峰时段4小时。峰谷电价浮动±60%；尖峰时段电价在高峰电价基础上+20%。
11月3日	吉林	2022.1.1	优化调整高峰（8h）、平时（9h）、低谷时段（7h），峰谷电价在平时电价基础上浮动±50%；高峰时段中增设尖峰时段，尖峰电价在高峰电价基础上+20%。
11月1日	江西	2022.1.1	冬季、夏季尖峰时段各为2h，高峰时段4h；春季、秋季高峰时段6h；全年低谷时段6h，平谷时段12h。峰谷电价浮动±50%；尖峰电价在高峰电价基础上上浮50%。
11月1日	云南	2022.1.1	峰、平、谷各8小时，峰谷电价±50%。
10月29日	蒙东	2021.11.1	高峰8小时、平时9小时、谷时段7小时；6-8月实行尖峰时段2小时。峰谷电价浮动±50%；尖峰电价在峰段价格基础上+20%。
10月29日	蒙西	2021.11.1	大风季高峰（4h）、平时（11h）、低谷（9h）；小风季高峰（6h）、平时（13h）、低谷（5h）；6-8月实行尖峰时段，每日2h。大风季高峰时段在平段价格标准上+48%、谷段-21%；小风季高峰时段在平段价格标准上+48%、谷段-53%；尖峰时段在峰段价格基础上+20%。
10月15日	江苏	2021.10.15	大工业用电峰时电价+72%，低谷电价-58%；尖峰电价在高峰电价基础上+0.1元/kWh。
9月10日	浙江	2021.10.15	大工业峰谷时段调整为：尖峰4小时、高峰8小时、低谷12小时；夏季、冬季尖峰增加为6小时。提高大工业尖峰电价5.6分/kwh、高峰电价6分/kwh、低谷电价6.38分/kwh。
9月1日	贵州	2021.10.1	峰、平、谷时段各设8小时，峰谷分别在平段标准基础上±50%。
8月31日	广东	2021.10.1	高峰7h、低谷8h、平段9h。峰（+70%）、平、谷（-62%）；尖峰电价在峰段电价基础上上浮25%。
8月30日	宁夏	2021.10.1	峰、平、谷时段各设8小时，峰谷分别在平段标准基础上±50%。

来源：各省发改委，国金证券研究所整理

图表 46：2021 年 12 月各省谷、平、高峰、尖峰电价一览（元/kWh）

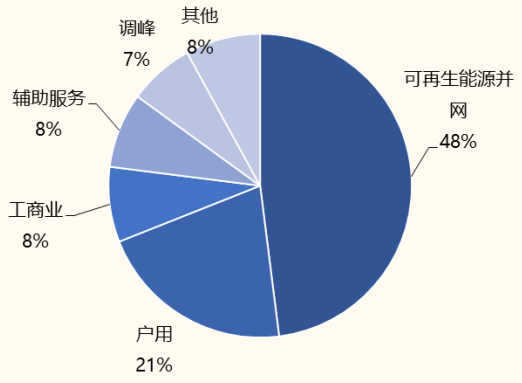


来源：各省发改委，国金证券研究所（以 1-10kV 大工业电价为基准）

4.2 海外：户用储能市场火热，发电侧及辅助服务市场持续增长

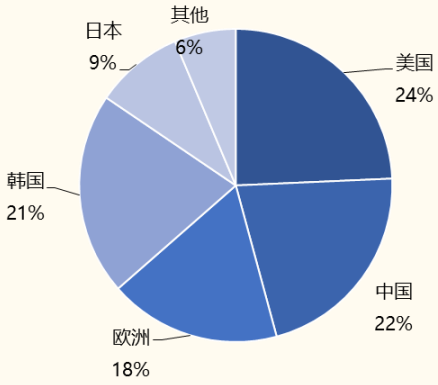
- **可再生能源占比提高，推动发电侧及辅助服务储能需求。**2020 年全球新增电化学储能中可再生能源并网应用占比达到 48%，位居首位，随着全球可再生能源占比的提高，新能源并网配储逐渐成为趋势，推动发电侧储能市场高速增长。在英国、美国、德国等电力市场成熟的国家，有丰富的辅助服务产品可供交易，经济性较好，已成为储能需求的重要来源之一。

图表 47：2020 年新增电化学储能应用占比



来源：BNEF，国金证券研究所

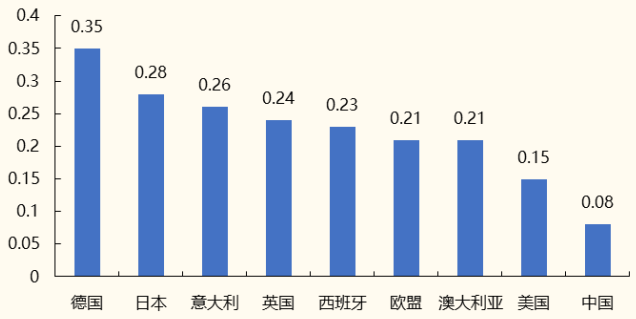
图表 48：2020 年各国家/地区新增电化学储能占比



来源：BNEF，国金证券研究所

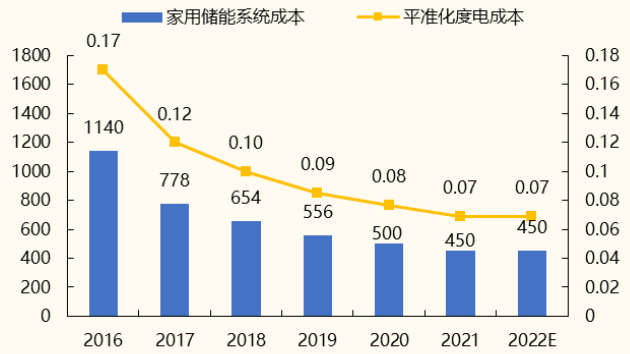
- **户用储能主要是为了满足用户电力自发自用、峰谷价差套利、节约容量电费、提升电能质量和供电可靠性的需求。**从地域分布上看，全球用户侧储能装机量排名前列的国家主要为韩国、日本、德国、美国和澳大利亚，大部分为居民用电成本较高的国家，在 FIT 补贴退坡、自发自用需求增长的推动下，户用储能市场蓬勃发展。此外，南非、巴西等深受停电困扰的的家庭用户也拉动了对户用储能的需求。

图表 49：全球主要国家居民用电价格（美元/kWh）



来源：派能科技招股书，国金证券研究所

图表 50：家用锂电储能系统成本（美元/kWh）



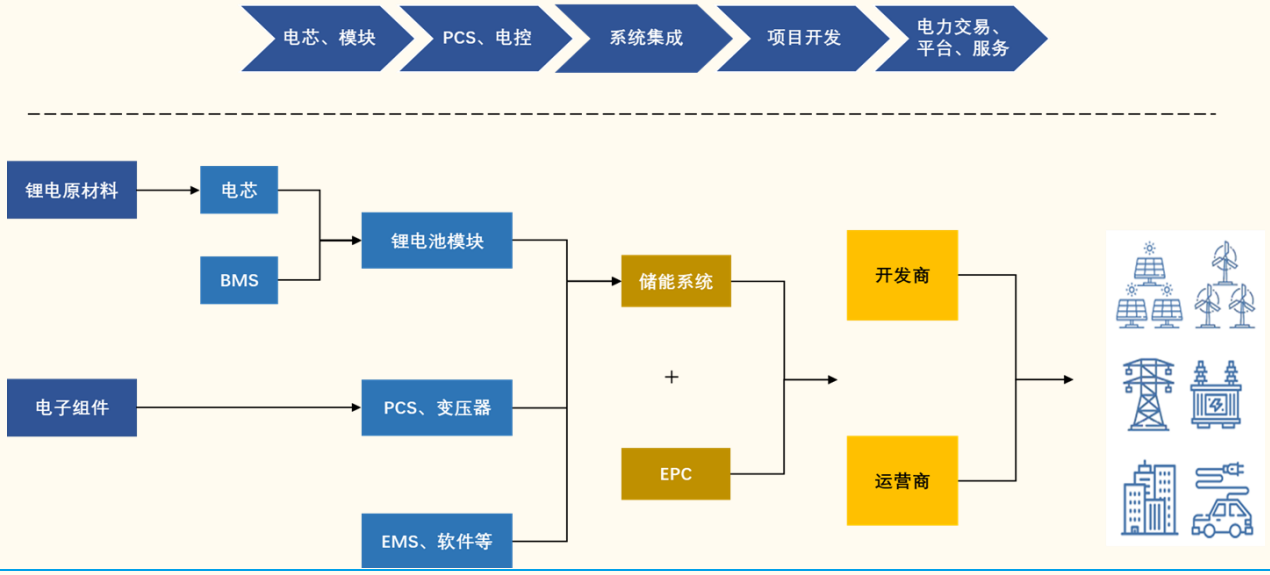
来源：派能科技招股书，国金证券研究所预测

4.3 储能产业链及相关标的梳理

- 储能产业链主要包括储能双向变流器（PCS）、电池、热管理等设备制造企业、以及下游系统集成企业。
- **储能变流器**是储能系统的核心电气设备之一，作用是进行电力转换，实现电网（交流电压）与储能电池（直流电压）之间的能量双向流动，其技术原理与逆变器相通，并在原料采购、终端销售上高度协同，因此逆变器企业进入储能行业具有先天优势，代表企业包括阳光电源、锦浪科技、固德威等。
- **储能电池**是电化学储能系统的核心，目前主流的储能电池材料包括磷酸铁锂电池、铅酸电池等，储能电池产业链与新能源汽车中上游产业链高度重叠，代表企业包括宁德时代、亿纬锂能等。
- **热管理**是储能电站安全的基石，目前热管理技术包括空冷、液冷、热管冷却等，供应商主要为汽车、电力、通信等行业的相关制冷、温控设备生产商，如高澜股份、同飞股份、英维克等，未来有望进入储能行业打开中长期成长空间。
- **储能系统集成**是指根据客户需求，为其提供整套储能解决方案，包括方案设计、设备选型、组装施工及售后运维等，难点在于集成商对新能源发电特性与电网需求的理解、系统配置与组合方式的选择等，将影响储能系统

的运行性能和成本。目前市场参与者众多，包括光伏风电企业、电池企业、电网子公司以及专门的第三方集成商等。

图表 51：储能产业链梳理



来源：Wind，国金证券研究所

图表 52：储能产业链部分上市公司梳理

代码	简称	储能相关环节	总收入（亿元）		储能收入（亿元）		储能收入占比		储能业务毛利率	
逆变器/变流器厂商			**20FY**	**21H1**	**20FY**	**21H1**	**20FY**	**21H1**	**20FY**	**21H1**
300274.SZ	阳光电源	PCS/系统集成	192.2	81.7	11.7	9.2	6.1%	11.2%	22.0%	21.2%
300763.SZ	锦浪科技	PCS	20.8	14.5	0.4	0.7	1.8%	4.6%	40%+	
688390.SH	固德威	PCS/系统集成	15.8	10.8	1.6	-	9.9%	10%+	50.8%	50%左右
300827.SZ	上能电气	PCS/系统集成	10.0	4.0	0.6	0.3	6.0%	7.7%	36.0%	36.1%
605117.SH	德业股份	PCS	30.1	19.2	-	1.8	-	9.4%	-	38.1%
300693.SZ	盛弘股份	PCS/系统集成	7.66	3.87	1.24	0.84	16.1%	21.6%	48.4%	38.8%
002121.SZ	科陆电子	PCS/系统集成	33.10	13.64	3.84	1.40	11.5%	10.2%	38.5%	38.2%
锂电池厂商										
300750.SZ	宁德时代	储能电池	500.24	438.27	19.4	46.9	3.9%	10.7%	36.0%	36.6%
688063.SH	派能科技	储能电池	11.16	6.80	10.4	6.4	93.3%	94.5%	39.6%	36.8%
铅酸电池厂商										
002580.SZ	圣阳股份	储能电池	16.93	9.02	11.10	5.76	63.0%	61.4%	17.2%	15.2%
300068.SZ	南都电源	储能电池/系统集成	100.13	64.36	3.97	3.25	3.9%	4.9%	24.6%	23.3%
热管理厂商										
002837.SZ	英维克	热管理系统	16.94	9.76	3.78	2.92	22.2%	29.7%	29.2%	35.9%
300499.SZ	高澜股份	热管理系统	12.17	6.39	2.55	1.16	20.9%	18.2%	18.7%	18.1%
300990.SZ	同飞股份	热管理系统	6.08	3.88	1.58	0.51	26.0%	13.1%	42.3%	41.0%

来源：Wind，国金证券研究所（因部分企业未单独披露储能收入，储能产品所在分类的收入用右上角标红表示）

5、投资建议：注重业绩兑现确定性，看好供给瓶颈、受益放量、格局改善环节，板块整体估值仍有提升空间

- 基本面角度，我们认为在目前板块热度及对主要企业的盈利预期均相对较高的大背景下，2022 年的光伏板块配置建议沿两条主线布局：1）业绩兑现确定性强：如供给瓶颈的硅料，受益放量且利润率有望持稳甚至提升的逆变器、核心辅材及其上游原料、跟踪支架等；2）中长期格局趋势性改善、有望受益技术变化带来的超额增长：新技术布局领先的一体化组件龙头、电池/组件先进设备商。

- 估值角度，尽管光伏板块经历了 2019 年以来的连续三年上涨，但在行业规模增长、集中度提升驱动的业绩增长下，龙头企业 2022 年 PEG 大部分仍处于 1 倍以下，在中长期确定性成长行业中处于相对低位。2022 年随着企业业绩增长兑现和龙头领先优势的逐步验证，板块仍有较大概率的整体提估值机会，龙头更有望逐步享有估值溢价。

主要推荐标的

- A 股：通威股份、阳光电源、隆基股份、晶澳科技、福斯特、大全能源、锦浪科技、固德威、禾迈股份、天合光能、海优新材、中信博、福莱特、金晶科技、迈为股份、捷佳伟创、金辰股份、奥特维 等；此外建议关注预计 2022 年将回 A 上市的一体化组件龙头：晶科能源、阿特斯。
- 港股：信义光能、福莱特玻璃、信义能源、保利协鑫能源、信义储电 等。

图表 53：主要推荐标的盈利预测及估值（截至 2021 年 12 月 17 日收盘价）

环节	股票代码	股票名称	货币	股价（元）	总市值(亿)	净利润(百万)			PE			PEG
						2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E	
硅料	600438.SH	通威股份	CNY	45.11	2,031	8,295	11,190	13,613	24	18	15	0.6
	688303.SH	大全能源*	CNY	64.98	1,251	6,567	7,549	7,850	19	17	16	1.8
	3800.HK	保利协鑫能源*	HKD	2.64	662	6,480	7,711	8,612	10	9	8	0.6
	1799.HK	新特能源*	HKD	14.18	203	5,282	5,625	5,841	4	4	3	0.7
逆变器	300274.SZ	阳光电源	CNY	146.5	2,176	2,828	4,507	6,186	77	48	35	1.0
	300763.SZ	锦浪科技*	CNY	241.5	598	571	900	1,267	105	66	47	1.4
	688390.SH	固德威*	CNY	462	407	405	638	871	100	64	47	1.4
	605117.SH	德业股份*	CNY	247.99	423	526	836	1,195	81	51	35	1.0
组件/硅片	601012.SH	隆基股份	CNY	81.9	4,433	11,126	16,242	20,656	40	27	21	0.8
	002459.SZ	晶澳科技*	CNY	92.95	1,486	1,966	3,371	4,387	76	44	34	0.9
	688599.SH	天合光能*	CNY	80.5	1,665	1,954	3,381	4,433	85	49	38	1.0
	002129.SZ	中环股份*	CNY	40.42	1,306	3,446	4,540	5,745	38	29	23	1.0
辅材/耗材	0968.HK	信义光能	HKD	13.72	1,220	5,218	6,400	8,516	23	19	14	0.7
	601865.SH	福莱特	CNY	49.13	1,055	2,374	3,289	4,281	44	32	25	0.9
	6865.HK	福莱特玻璃	CNY	29.94	643	2,374	3,289	4,281	27	20	15	0.6
	600586.SH	金晶科技	CNY	9.52	136	1,613	1,998	2,394	8	7	6	0.3
	002623.SZ	亚玛顿*	CNY	41.39	82	149	291	384	55	28	21	0.5
	603806.SH	福斯特	CNY	127	1,208	1,919	2,404	2,891	63	50	42	2.2
	688680.SH	海优新材	CNY	279.9	235	269	572	742	87	41	32	0.6
	300861.SZ	美畅股份*	CNY	72.3	289	769	986	1,206	38	29	24	1.2
	603688.SH	石英股份*	CNY	58.7	207	258	428	597	80	48	35	0.9
	688598.SH	金博股份*	CNY	373.3	299	450	640	829	67	47	36	1.3
	688408.SH	中信博*	CNY	210.37	286	266	657	966	107	43	30	0.5
设备	300751.SZ	迈为股份	CNY	704.76	762	594	839	1,203	128	91	63	2.1
	300724.SZ	捷佳伟创*	CNY	125.07	435	877	1,187	1,577	50	37	28	1.1
	603396.SH	金辰股份*	CNY	152.47	177	132	204	280	134	87	63	1.9
	688516.SH	奥特维*	CNY	246.29	243	311	451	593	78	54	41	1.4

来源：Wind，国金证券研究所（标*公司盈利预测采用 Wind 一致预期，其余公司采用国金证券预测值，净利润货币单位同公司财务报表货币；PEG=2022PE/未来两年复合增速）

6、风险提示

- **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）。
- **疫情反复造成全球经济复苏低于预期的风险：**疫情对电力需求及其增速的负面影响超预期，导致即使光伏成本已大幅下降，并成为最便宜的电源，但装机动力仍然不足以支撑需求持续快速增长。
- **行业产能非理性扩张的风险：**在明确的双碳目标背景下，光伏行业的产能扩张明显加速，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。
- **储能成本下降不及预期：**配置储能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或电池储能安全性未能获得认可，则有可能限制中期光伏在能源结构中的渗透率提升速度。

公司投资评级的说明：

买入：预期未来 6－12 个月内上涨幅度在 15%以上；
增持：预期未来 6－12 个月内上涨幅度在 5%－15%；
中性：预期未来 6－12 个月内变动幅度在 -5%－5%；
减持：预期未来 6－12 个月内下跌幅度在 5%以上。

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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、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，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。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。

本报告中的信息、意见等均仅供参考，不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。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。

本报告反映编写分析员的不同设想、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，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

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；非国金证券 C3 级以上(含 C3 级）的投资者擅自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。

此报告仅限于中国大陆使用。

上海

电话：021-60753903

传真：021-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号紫竹国际大厦 7 楼

北京

电话：010-66216979

传真：010-66216793

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100053

地址：中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳市福田区中心四路 1-1 号嘉里建设广场 T3-2402