光伏产业链研究

目录

摘要.....3

一．光伏发电原理.....3

1.1 P 型与 N 型半导体.....3

1.2 P-N 结.....4

1.3 光生伏特效应（光伏）.....5

二．太阳能电池片分类.....7

2.1 单晶硅.....7

2.2 多晶硅.....7

2.3 非晶硅.....7

2.4 多晶硅与单晶硅比较.....7

光致衰减.....8

老化衰减.....8

三． 从矿石到光伏系统.....10

3.1 硅石.....10

3.2 硅粉（工业硅、金属硅）.....11

3.3 多晶硅（硅料）.....14

3.4 硅片.....18

3.5 电池片.....23

3.5.1 普通电池.....23

3.5.2 PERC 电池.....24

3.5.3 PERT 电池.....25

3.5.4 TOPCon 电池 26
3.5.5 HJT 电池 26
3.5.6 电池片之间的对比 28
3.5.7 PERC 生产工序 29
3.5.8 TOPCon 生产工序 34
3.5.9 HJT 生产工序 36
3.5.10 串焊 37
3.6 光伏组件 38
3.6.1 双玻组件的优势 38
3.6.2 光伏玻璃 40
3.6.3 胶膜 42
3.6.4 边框 45
3.6.5 背板 46
3.6.6 接线盒 49
3.7 光伏电站 49
3.7.1 支架 51
3.7.2 汇流箱 54
3.7.3 逆变器 54
四．未来光伏装机预测 55

摘要

本文主要梳理了光伏行业的产业链全景，从发电原理到分类再到各个环节的基本原理与产业情况，梳理出各种技术的异同以及未来可能的突破点以及关注点。最后根据各大权威机构的需求预测以及当前的产能情况，给出部分环节可能产能过剩的判断，整体持谨慎态度。由于大部分环节都没有很强的壁垒，所以未来主要是周期投资和成本优势的逻辑，在低谷期能吃掉份额，在繁荣期就能获得更多的增长。因此关注点包括：供需关系的平衡、新技术带动度电成本下降、欧美关税调整、双碳政策支持等

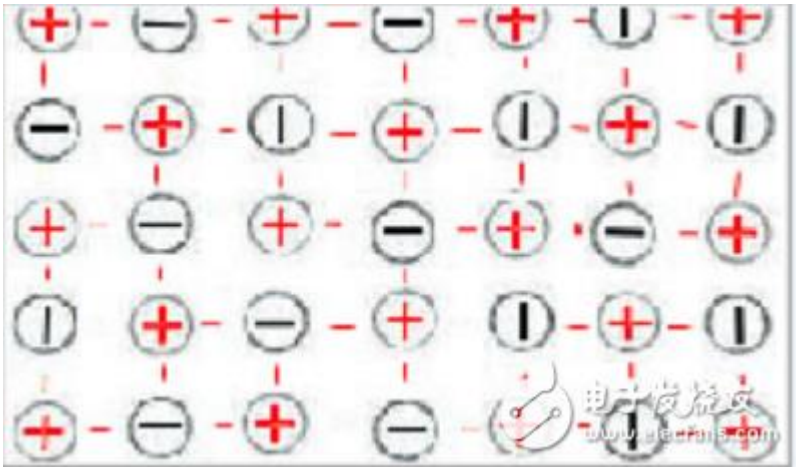
一．光伏发电原理

光伏发电的主要原理是半导体的光电效应。光子照射到金属上时，它的能量可以被金属中某个电子全部吸收，电子吸收的能量足够大，能克服金属内部引力做功，离开金属表面逃逸出来，成为光电子。光电效应就是光照使不均匀半导体或半导体与金属结合的不同部位之间产生电位差的现象。它首先是由光子（光波）转化为电子、光能量转化为电能量的过程;其次，是形成电压过程。

硅原子有 4 个外层电子，如果在纯硅中掺入有 5 个外层电子的原子如磷原子，就成为 N 型半导体;若在纯硅中掺入有 3 个外层电子的原子如硼原子，形成 P 型半导体。当 P 型和 N 型结合在一起时，接触面就会形成电势差，成为太阳能电池。当太阳光照射到 P-N 结后，空穴由 P 极区往 N 极区移动，电子由 N 极区向 P 极区移动，形成电流。

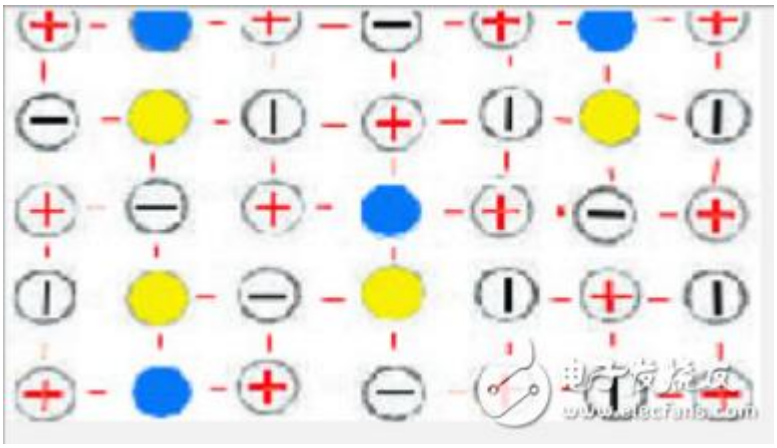
1.1 P 型与 N 型半导体

如图，正电荷表示硅原子核，负电荷表示围绕在硅原子核旁边的四个电子：



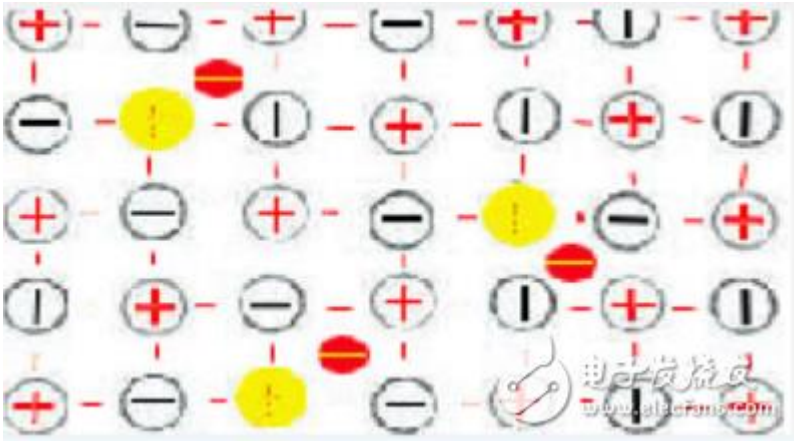
当硅晶体中掺入硼时（如下图），负电荷表示围绕在硅原子旁边的四个电子。而黄色的表示掺入的硼原子，因为硼原子周围只有三个电子，所以就会产生入图所示的蓝色的空穴，这个空穴因为没有电子

而变得很不稳定容易吸收电子而中和，形成 P 型半导体。



Si 是第 IV 族元素,当用第III族元素 B 掺杂时,杂质 B 原子的能级恰好处于 Si 的价带上方。由于每个 B 原子只有 3 个价电子，与相邻的 3 个 Si 原子形成电子对键，与第 4 个 Si 原子只能形成单电子键。然而，此时的价带电子容易激发至受体能级的一个 B 原子，形成一个不能移动的 B-离子，这里的 B 原子叫受体原子。这种情况下，价带产生了一个带正电荷的空穴，这类半导体的导电性主要依赖于带正电荷的空穴的移动，称为 P 型半导体。

掺入磷原子以后（如下图），因为磷原子有五个电子，所以就会有一个电子变得非常活跃，形成 N 型半导体。黄色代表掺入的磷原子，红色代表多出来的电子。

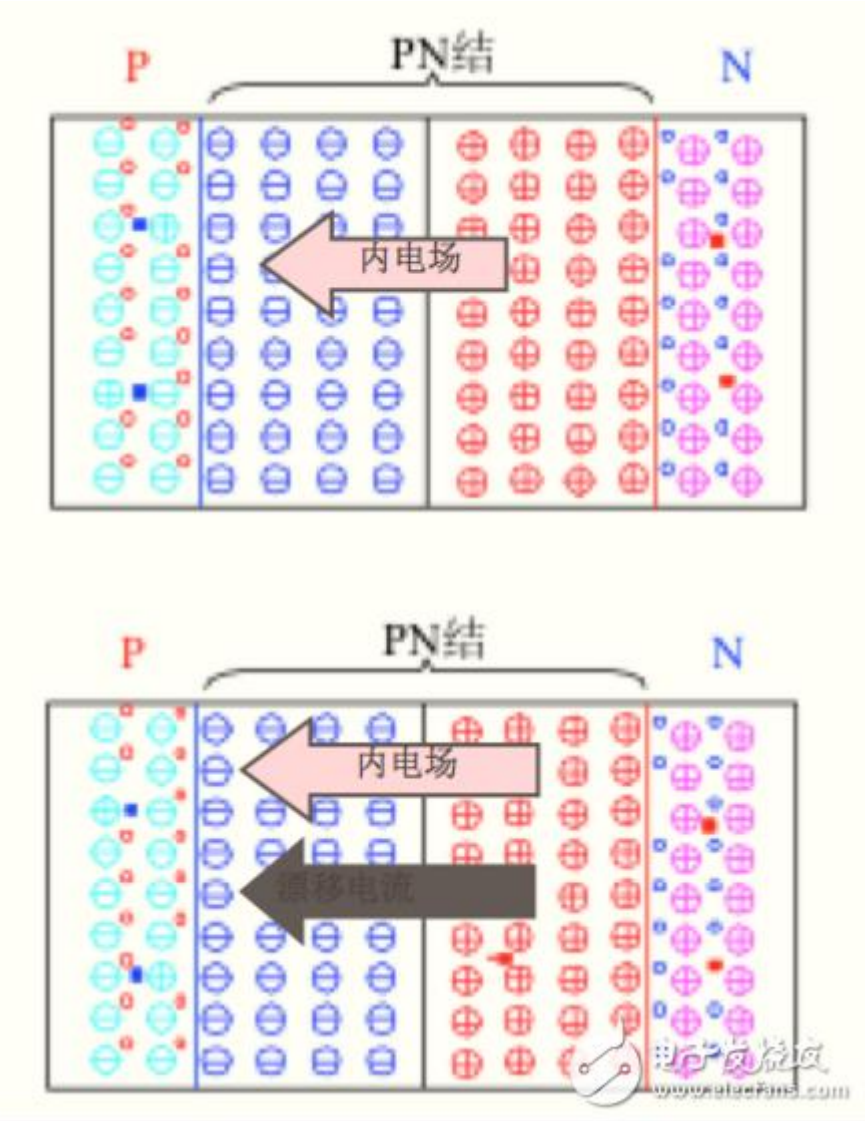


当用第 V 族元素 P 掺杂时,杂质 P 原子的能级恰好处于 Si 的导带下方。每个 P 原子使用其 5 个价电子中的 4 个与相邻的 4 个 Si 原子形成化学键，热能就足以将那个“额外”的价电子激发至导带，留下一个不能动的 P+离子。这个过程中，P 原子成为给体原子，这类半导体的导电性主要依赖于给体原子的电子在导带中的运动，被称作 N 型半导体，指载流子带负电荷。

1.2 P-N 结

将一块 P 型半导体和 N 型半导体紧密连接在一起，这种紧密连接不能有缝隙，是一种原子半径尺度

上的紧密连接。此时将在 N 型半导体和 P 型半导体的结合面上形成如下物理过程。值得注意的是太阳能电池片在现实当中，是不能够实现 P 型和 N 型两种类型电池接触而形成 P-N 结的，因为没办法做到分子级别拼接，实际生产过程中多为在 P 型硅的基础上单面扩散制得 N 型。在 P-N 结内，由于两边分别积聚了负电荷和正电荷，会产生一个由正电荷指向负电荷的电场，即由 N 区指向 P 区的电场，称为内建电场（或称势垒电场)。



1.3 光生伏特效应（光伏）

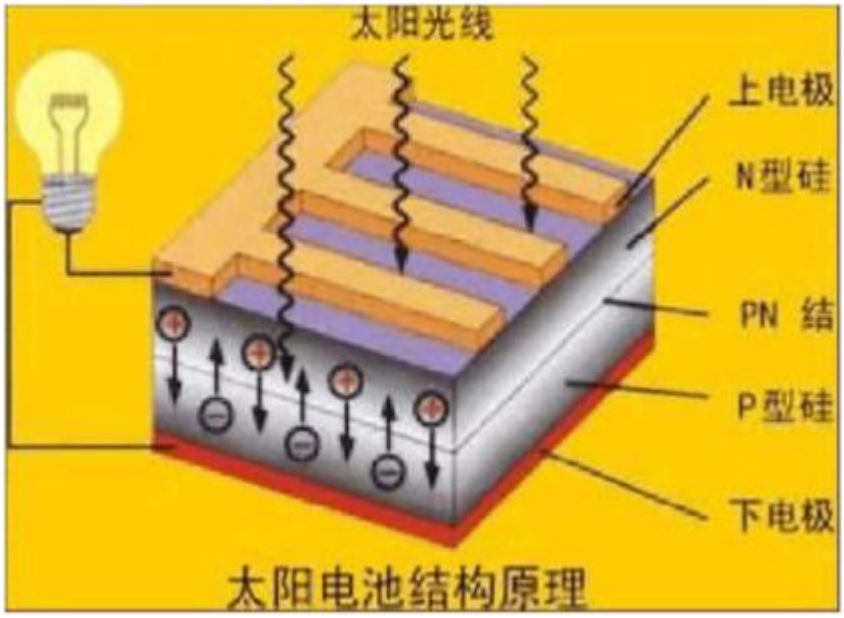
半导体在太阳光照耀下，原子的价电子受到激发而成为自由电子，形成光生电子-空穴对。在 P 区、空间电荷区和 N 区都会产生光生电子-空穴对，这些电子-空穴对由于热运动，会向各个方向迁移。在空间电荷区产生的与迁移进来的光生电子-空穴对被内建电场分离，光生电子被推进 N 区，光生空

穴被推进 P 区。

在 N 区，光生电子-空穴产生后，光生空穴便向 P-N 结边界扩散，一旦到达 P-N 结边界，便立即受到内建电场的作用，在电场力作用下作漂移运动，越过空间电荷区进入 P 区，而光生电子（多数载流子）则被留在 N 区。

同样，P 区中的光生电子也会向 P-N 结边界扩散，并在到达 PN 结边界后，同样由于受到内建电场的作用而在电场力作用下作漂移运动，进入 N 区，而光生空穴（多数载流子）则被留在 P 区。

因此在 P-N 结两侧形成了正、负电荷的积累，形成与内建电场方向相反的光生电场。这个电场除了一部分抵消内建电场以外，还使 P 型层带正电，N 型层带负电，因此产生了光生电动势。这就是“光生伏打效应”（简称光伏）。电池组件受照射时，输出电功率与入射光功率之比称为电池组件的效率也称光电转换效率。传统晶硅太阳能电池效率的理论极限为 28.8%（此处不包含硅基复合其他材料太阳能电池）。在聚光条件下有效率突破 30%的情况。下图是太阳能电池的原理：



二．太阳能电池片分类

2.1 单晶硅

在单晶硅材料中，硅原子在空间呈有序的周期性排列，具有长程有序性。这种有序性有利于太阳能电池的转换效率的提高，目前单晶硅太阳电池转换效率为 14%-17%，最高达 24%。单晶硅太阳电池生产工艺成熟，广泛应用在航天，高科技产品中。但单晶硅太阳电池制造过程复杂，制造需要的能耗大，成本高。光伏要求单晶硅的纯度是 4N-6N。单晶硅材料制造要经过如下过程：石英砂-冶金级硅-提纯和精炼-沉积多晶硅锭-单晶硅-硅片切割。

2.2 多晶硅

多晶硅材料则是由许多单晶颗粒（颗粒直径为数微米至数毫米）的集合体。各个单晶颗粒的大小，晶体取向彼此各不相同，其转换效率约 13%至 15%，最高达 20%。多晶硅太阳电池比单晶硅太阳电池生产时间短，制造成本低，在市场上有重要地位。多晶硅可以用作拉制单晶硅的原料，多晶硅和单晶硅之间的差异主要表现在物理性质上。例如，就机械性能，光学性能和热性能的各向异性而言，它比单晶硅更不明显;

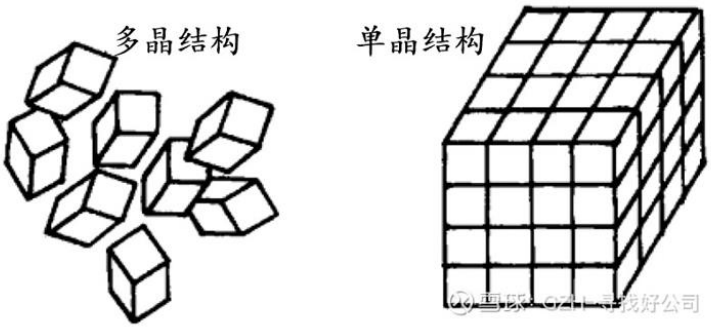
2.3 非晶硅

非晶硅采用很薄的非晶硅薄膜（约 1 mm 厚）制造，硅材料消耗很少，可直接在大面积的玻璃板上淀积生成硅半导体薄膜，制备非晶硅的工艺和设备简单，制造时间短，能耗少，适于大批生产。

非晶硅太阳电池的转换效率 5%-8%，最高达 13%，特点是在弱光下也能发电。非晶硅太阳电池的主要缺点是稳定性稍差。但价廉与弱光发电使它广泛用在民用产品中，比如计算器。

根据 IHS 的数据，当前硅基太阳电池占据市场份额的 95%以上。

2.4　多晶硅与单晶硅比较



单晶硅的效率更高，但是生产单晶硅的工艺复杂，所以成本更高。但是多晶硅的衰减速度更快。

目前的成熟理论认为衰减主要存在两种情况：

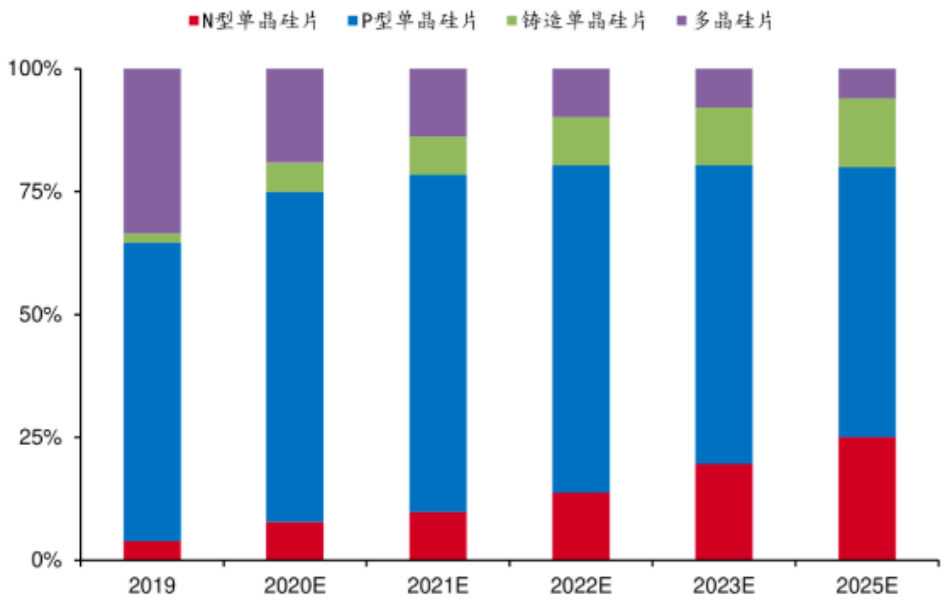
光致衰减

光照或电流注入导致硅片中的硼与氧结合形成硼氧复合体，导致硅片中少子寿命降低，使光伏组件效率下降，硅片中的硼氧成分越高，在光照或电流注入条件下硼氧复合体越多，复合体越多组件功率衰减量越大，因此低氧，低硼，掺稼，掺磷（即 N 型硅替代 P 型硅），用稼磷替代硼能有效降低光伏组件衰减。

老化衰减

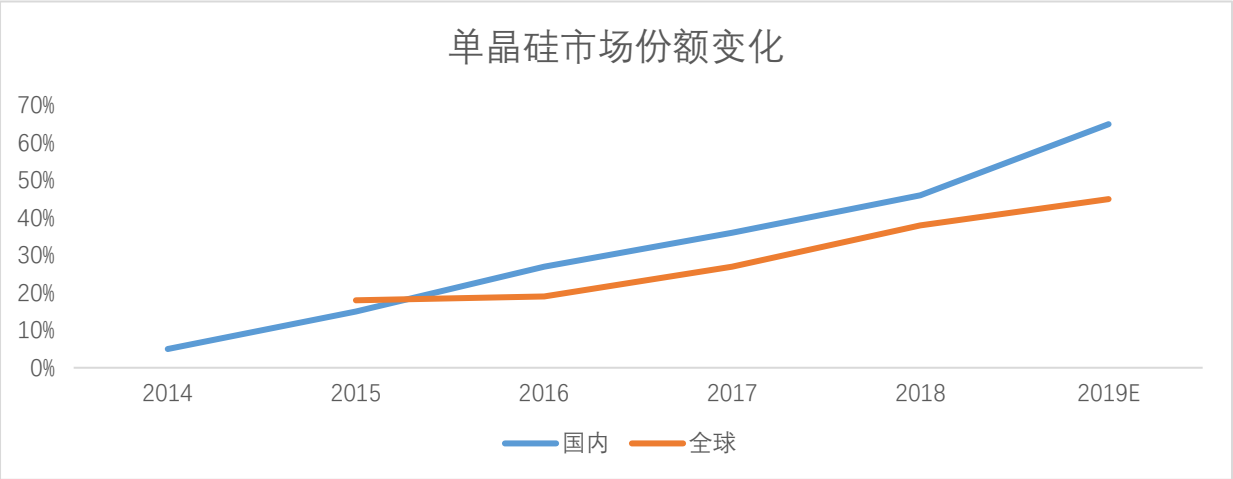
在光伏电站中光伏组件长期应用中出现的及缓慢的衰减，此衰减与光伏电池组件内电池缓慢衰减有关，一般看来光伏组件的衰减速度与光伏组件生产工艺和组件封装材料，组件应用地环境成正相关。其中常见开裂，外观变黄，风沙磨损，热斑，组件老化都可以加速组件功率衰减。对于光伏组件老化衰减问题主要从光伏组件的工艺和材料及常见质量问题入手。

目前我国以单晶硅电池为主（见下图）。因为单晶晶面取向相同、无晶界，在晶体品质、电学性能、机械性能等方面具备优异品质和更高的转换效率。

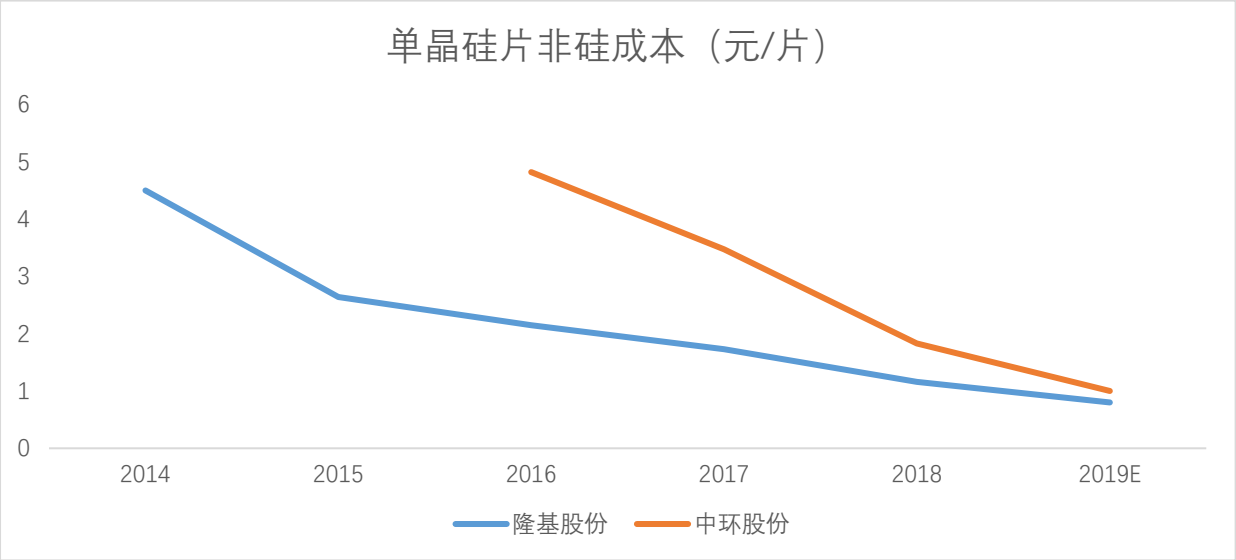


来源：中国光伏行业协会，国联证券研究所

上文提到单晶硅比多晶硅性能好但是成本高，过去多晶硅份额更多，但是近几年单晶硅的非硅成本下降，单晶硅进入了爆发期



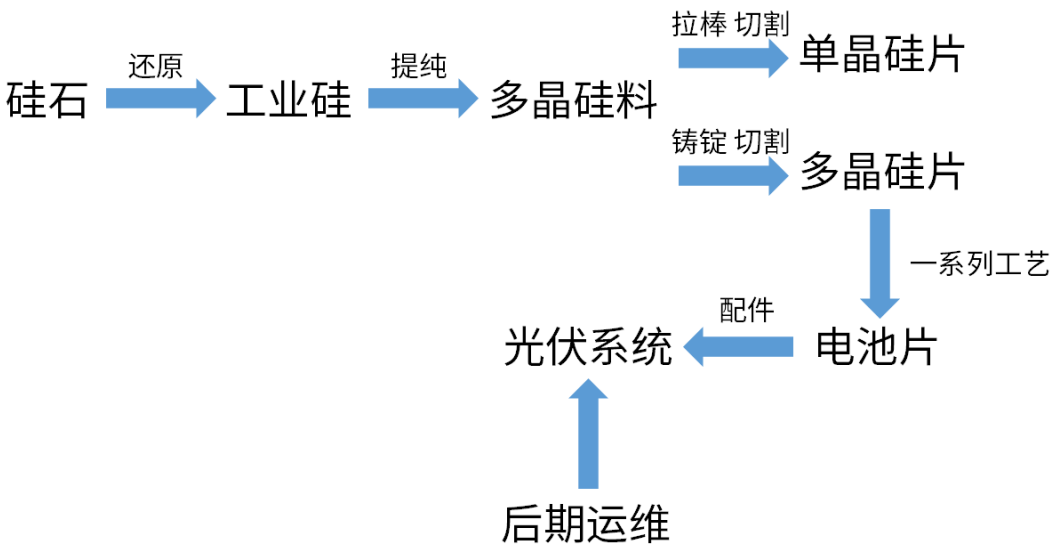
数据来源：Energy Trend、华经情报网



数据来源：公司公告

三． 从矿石到光伏系统

首先看光伏行业的产业链：



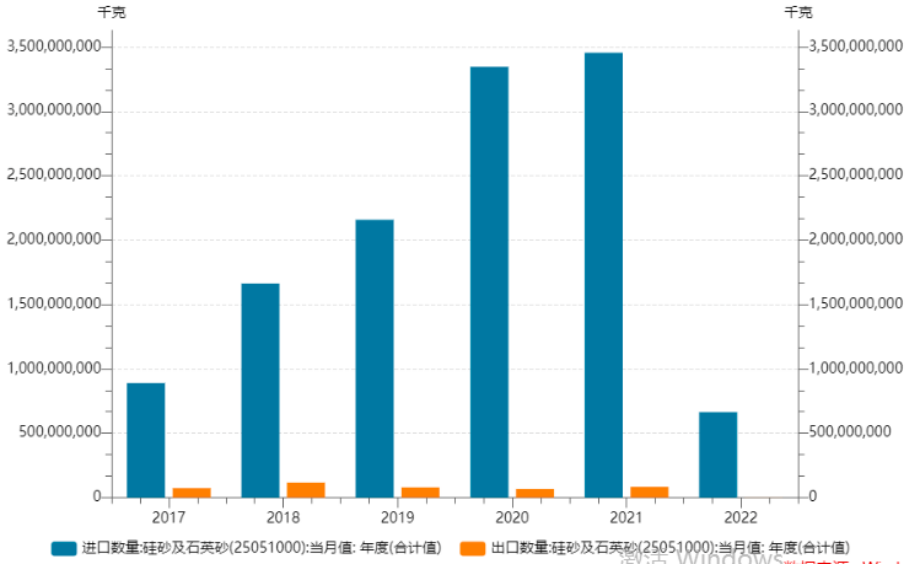
3.1 硅石

硅石是脉石英、石英岩、石英砂岩的总称。化学式 SiO2。SiO2 中 Si—O 键的键能很高，熔点、沸点较高。

我国的水晶、石英、天然硅砂除上海、天津市以外，其它省、市、自治区均有产出。质量较好的广东、广西、青海、福建、云南、四川、黑龙江等省区；质量最好的有海南、江苏。

国内有硅矿开采权的上市公司：

- 三峡新材：主营玻璃和电商，有 3000 万吨的硅矿储量（来自股吧）。主要通过控股当玻硅矿 95% 的股权获得硅矿，该公司 2020 年营收 1.28 亿，但是合并报表营收 26 亿。
- 新安股份：主营农化产品和硅基材料。硅矿储量 8000 万吨。
- 云图控股：主营化肥，硅矿储量 1957.7 万吨。
- 东岳硅材：主营有机硅，但是硅矿储量未披露



虽然产地和上市公司很多，但是很多硅砂石英砂需要进口。所以这个环节集中度比较低，很多公司有一定硅矿储量的公司主营业务中也没有提到硅。

3.2 硅粉（工业硅、金属硅）

开采出矿石二氧化硅后，需要通过还原等方法提炼出单质硅。由于 Si-O 化学键很稳定，所以需要很高的能量才能让它断裂，因此在工业硅的生产成本中，很大一部分是电力。

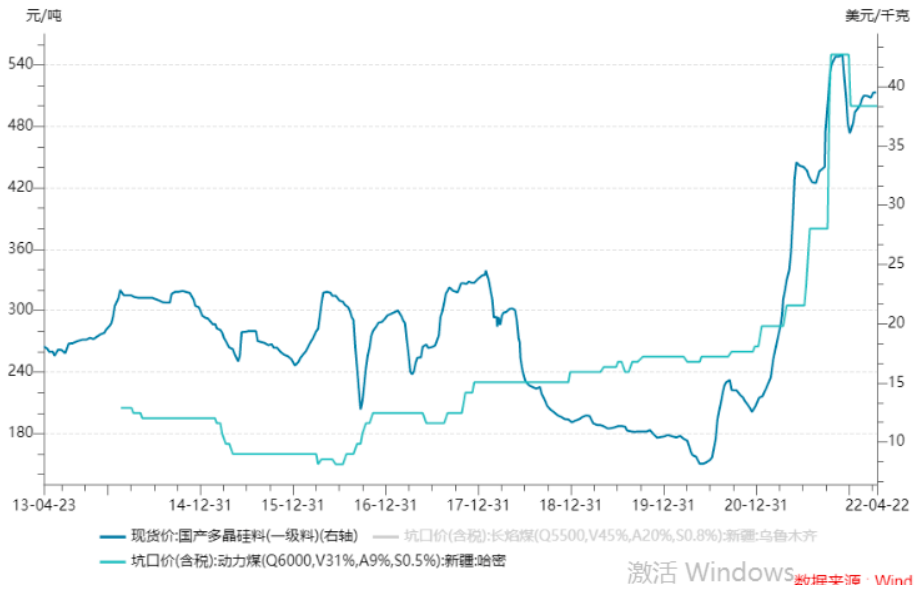
工业硅龙头合盛硅业 2016 年生产成本明细：

	成本占比
矿石	8.9%
石油焦	5.0%
工业硅厂用煤	9.6%
电厂用煤	11.0%
木炭	0.6%
甲醇	4.1%
氯甲烷	2.5%
白炭黑	0.4%

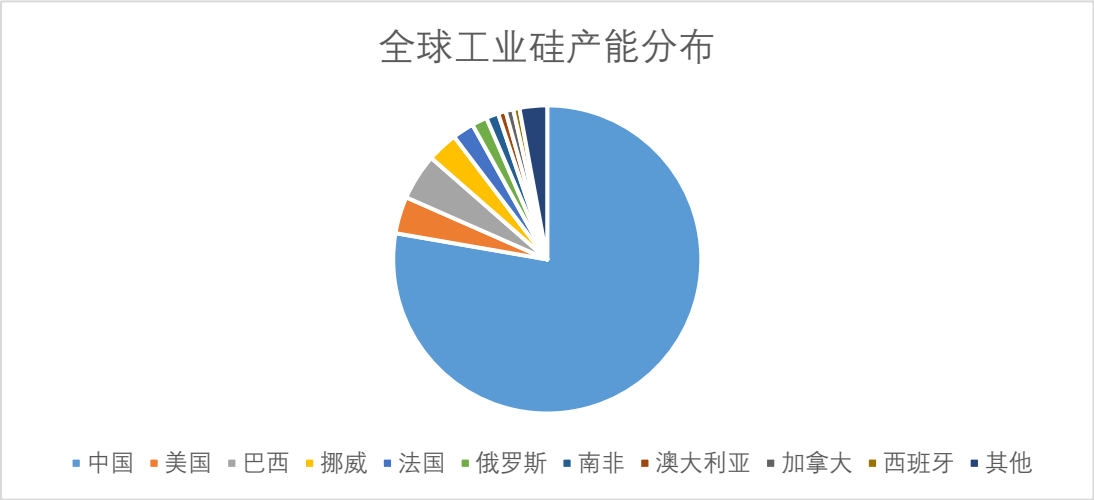
数据来源：合盛硅业招股说明书

所以今年硅料价格上涨部分原因是因为新疆的煤炭价格上涨，还有部分原因是下游需求太旺盛。（*新*

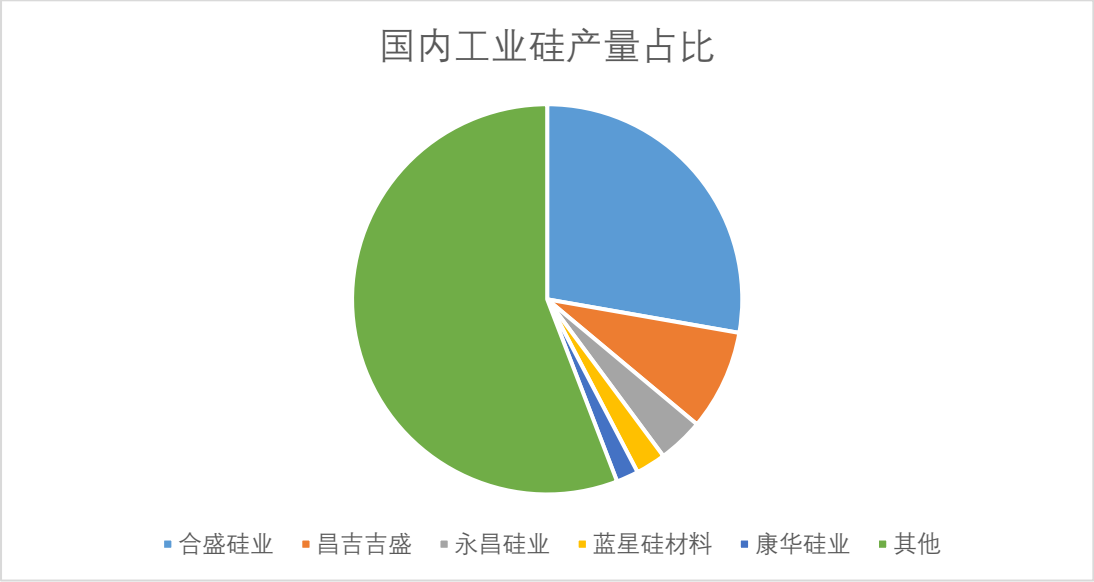
疆煤炭交易中心预计：五、六、七月份，随着企业工业用电的恢复及天气升温导致民用电负荷增加，煤炭市场将强势回归。届时，宏观经济的强劲恢复，钢材、建材需求量将达到顶峰，全社会用电量将保持较快的增长，对煤炭需求形成有效支撑。煤炭市场将出现供需两旺，煤价将在七月出现年内新高。）



中国工业硅占全球市场约 70%，合盛硅业占中国市场约 25－30%（见下图），合盛硅业供应了全球近 20%的工业硅。在太阳能光伏产业，几乎一半的硅都来自合盛硅业（来自 Ofweek 维科网）



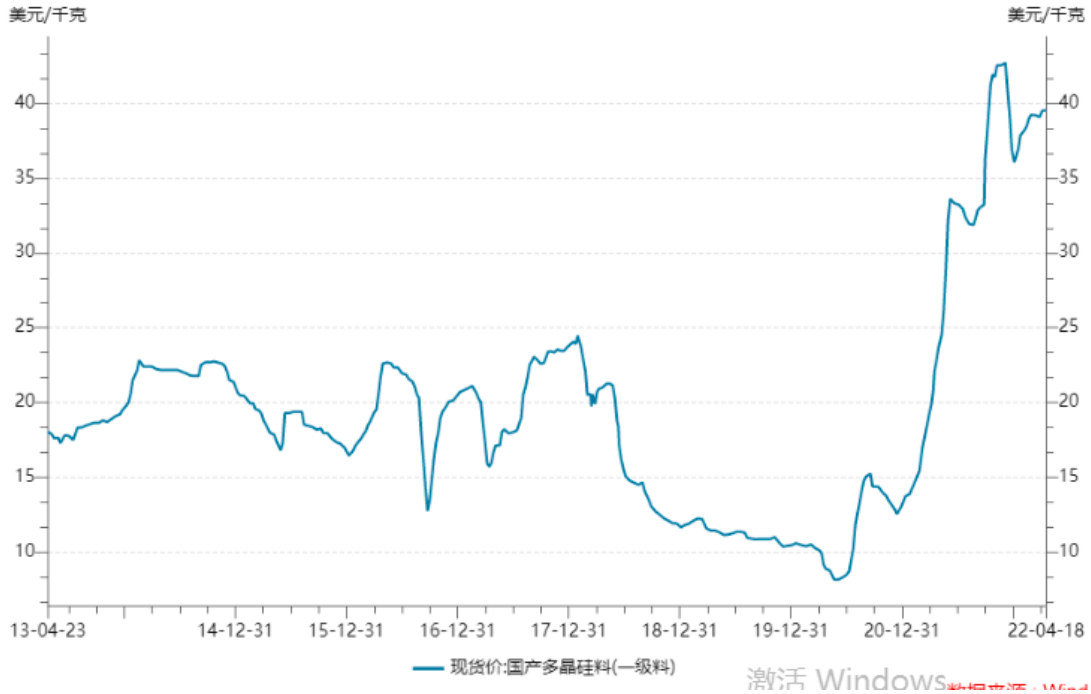
数据来源：硅业分会



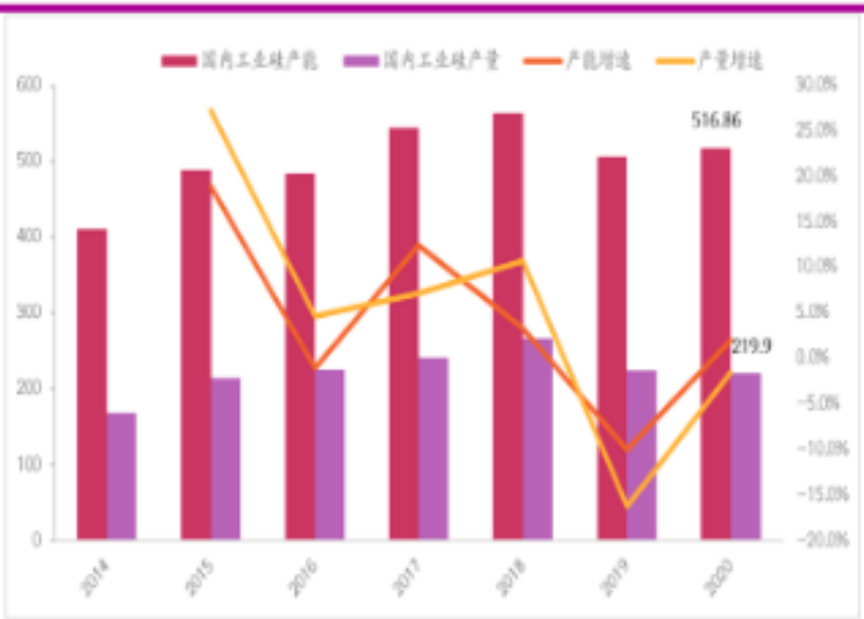
数据来源：铁合金在线

从这个环节开始，就逐渐有一定的集中度了。主要是三个原因：

- 还原过程是重资产，有较高的资金壁垒。
- 由于该过程需要大量的电，所以很多产能集中在新疆四川等电、煤价便宜的地方。如果下游不景气，那么开工率就会很低（硅不景气以及枯水期的时候，该行业的开工率不足 50%）。小企业可能会在不景气的时候破产。如下图，2019 年下游多晶硅价格低迷，很多小厂退出产能，整个行业增速为负。

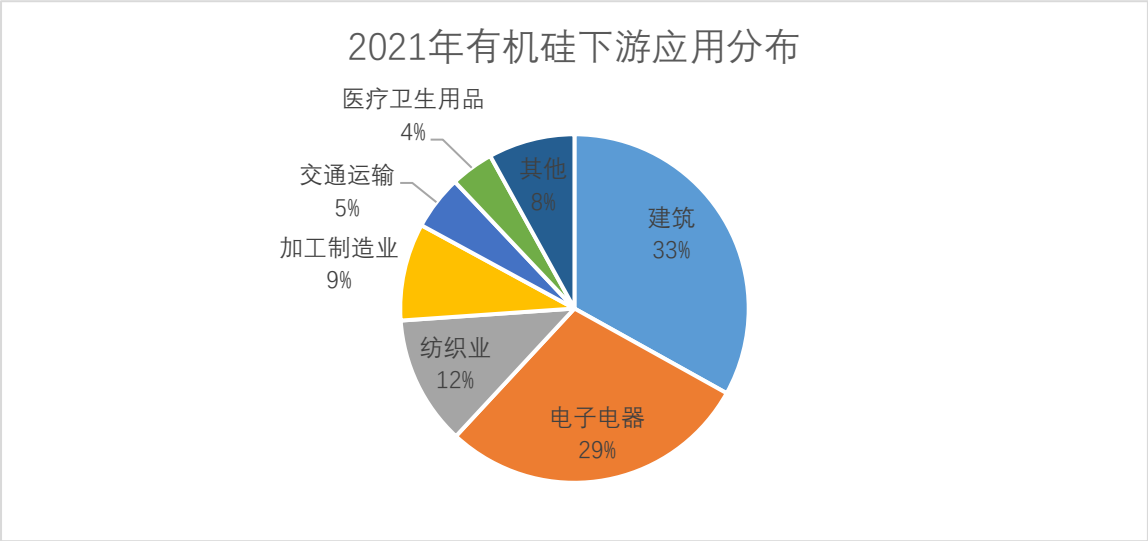


图表 7：中国工业硅产能产量及增速（单位：万吨）



- 企业要有矿石供应，需要和矿山稳定合作。

合盛硅业的产品包括工业硅和有机硅。有机硅下游是硅胶硅烷等有机物，应用很广。



数据来源：百川盈孚

工业硅包括冶金级和化学级，不过合盛没有公布两种产品的占比。冶金级的纯度在 98%左右，主要用来进一步提纯，生产多晶硅。化学级的硅纯度在 99%以上，主要用来做有机硅，也可以做纯度更高的多晶硅，但是很浪费。

3.3 多晶硅（硅料）

从上游企业拿到工业硅之后，目前的纯度是 98%，要想制作光伏需要的多晶硅，需要把纯度提升到

4N-6N。主要的技术路径有改良西门子法和硅烷流化床法

- ***改良西门子法***

世界上绝大部分厂家均采用改良西门子法生产多晶硅，2020 年我国采用改良西门子法生产的棒状多晶硅占全年多晶硅总产量的 97.2%，是目前最成熟的主流技术路线。改良西门子法是用氯和氢合成氯化氢（或外购氯化氢），氯化氢和工业硅粉在一定的温度下合成三氯氢硅，然后对三氯氢硅进行分离精馏提纯，提纯后的三氯氢硅在氢还原炉内进行 CVD 反应生产高纯多晶硅。

- ***硅烷流化床法***

硅烷流化床法一般是以四氯化硅、氢气、氯化氢和工业硅为原料在流化床内（沸腾床）高温高压下生成三氯氢硅，将三氯氢硅再进一步歧化加氢反应生成二氯二氢硅，继而生成硅烷气。制得的硅烷气通入加有小颗粒硅粉的流化床反应炉内进行连续热分解，在流化床反应器内预先放置的硅籽晶上发生气相沉积反应，生成颗粒状多晶硅产品。随着生产进行，从流化床底部不断排出长大的颗粒硅产品，同时从顶部添加适量的纯硅籽晶。

- ***两种流程对比***

与改良西门子法相比，流化床法生产颗粒硅的生产能耗大幅降低，其连续运行的生产模式对于提高生产效率十分有利。另外，颗粒状产品利于下游使用。精馏、尾气处理工序简单，能耗和单体投资都能大大降低，反应转化率接近 100%，流化床电耗仅为改良西门子法的 10%~20%。

硅烷流化床法的缺点：

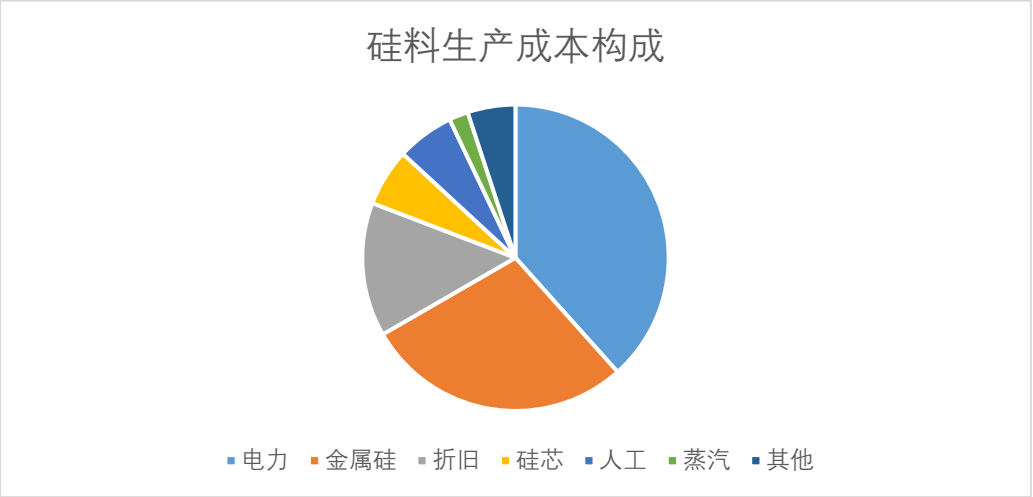
- *壁面沉积。由于流态化本身的特性，不可避免的在床层与装置接触面上发生气相沉积，甚至会发生尾气管道的堵塞。在内壁面上硅沉积会严重地降低流化床的传热效率，还可能诱发器壁的破裂，沉积严重时，流化床装置运行较短时间就需要停车进行清理，降低了生产效率。*
- *流态化控制。随着反应的进行，硅颗粒粒径逐渐增大，同时作为进料气的硅烷和氢气密度较小，在流化时容易产生极大气泡和节涌，操作稳定性不好，同时大气泡对于控制硅烷的均相沉积和增加气体与颗粒的接触面积都不利，进而会降低硅烷的转化率并产生更多硅粉，一旦控制不好很容易出现落床、节涌等异常情况，对设备和生产运行带来损害。*
- *产品纯度控制。这是流化床法具备如此大成本优势仍无法取代西门子法的主要原因。因为床内颗粒的长时间磨蚀，常用的金属材料会给反应体系带入大量的金属污染，较为常见的解决思路是运用石墨、碳化硅等材质作为反应器内衬或涂覆在金属壁面上。同时也需要防止高温气体腐蚀金属管道带入金属杂质影响多晶硅产品纯度。*

目前，国内市场仅有保利协鑫能源的子公司实现了硅烷流化床法多晶硅产业化生产。2017 年保利协鑫收购了美国 SunEdison, Inc.旗下的技术团队和专有技术设备，颗粒硅生产工艺终于得到重大技术

突破，产品质量上得到了数量级的优化和提升。

2020 年年底，硅烷流化床法颗粒硅的有效年产能从 6000 吨已提升至 1 万吨。目前硅烷流化床法的实际产量仅占全年多晶硅总产量的 2.8%。随着持续技术创新逐步攻克质量杂质控制难点，未来有替代改良西门子法成为主流技术路线的潜力。根据保利协鑫的数据显示，应用颗粒硅单晶成本是应用棒状硅单晶成本的 81%，**理论上颗粒硅生产成本有望较棒状硅低 30%**。

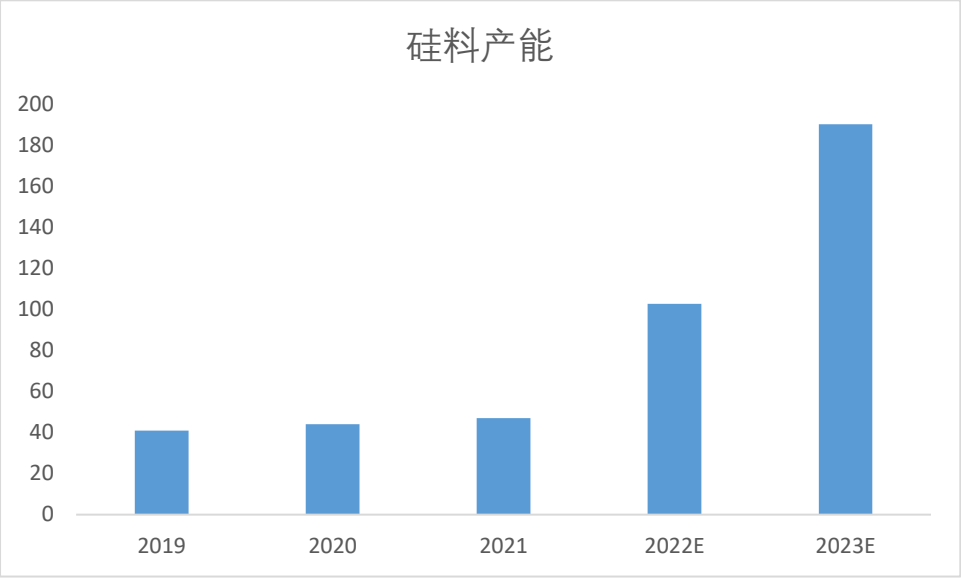
和工业硅类似，在生产中需要大量的能源进行反应，所以硅料的产能也集中在四川内蒙新疆等电价便宜的地方。



数据来源：SolarZoom

相比海外企业，本土企业在人工成本上更具优势。比如海外硅企的人工成本占比一般超过 20%，而中国企业的人工成本占比一般不超过 10%(2020 年通威股份为 4.41%，大全能源为 7%)。人工成本以及能源成本叠加中国企业的规模优势，海外硅企的竞争力近些年来持续下滑。截至 2020 年，中国企业产能和产量分别占全球的 75%和 76%，成为全球第一大硅料生产国。

目前，主要是国内的龙头企业进行硅料扩产，比如通威、保利协鑫、新特能源（特变电工子公司）、大全能源等。



数据来源：公开资料整理

硅料和光伏的关系大概是 1 万吨硅料大概可以满足 3.5GW 的装机，按这个关系算 2021 年的产能加净进口的数量和光伏新装机和出口量差不多能匹配上。**因此，2022 年国内硅料产量对应 350GW 左右的装机需求，2023 的规划产能对应 665GW 左右。**

硅料的扩张壁垒主要是规模和资金壁垒，目前一般 1 万吨产能需要 9-10 亿的资本开支。1 万吨正常年景只有不到 10 亿的营收。虽然现在的价格太高，基本 1 年就回本，**但是未来过剩之后会比较惨，2021 年的开工率在 90%左右，但是 2020 年只有 70%左右。**

硅料企业的固定成本占比大概在 45%左右(29%的折旧+8%的其他费用+7%的直接人工;其他费用主要为维修费、保险费和排污费;直接人工在一定产量范围内应视作固定成本)，与可变成本几乎相当。所以，对于硅料企业而言，生产规模对于单位成本的影响较大。

硅料的扩产周期是 18 个月，主要因为硅料厂房的设备，包括零部件多达数千种。仅仅关键设备，从定货到交货就需要 9-10 个月的时间，不同客户还会需要特殊订制的设备。不过目前的供应商有近千家，大多为国内企业，所以不会被卡脖子。

所以未来硅料产能集中释放的时候，硅料价格可能会大跌，部分企业甚至可能破产，利好下游硅片、电池企业。

无锡尚德，曾经是我国的光伏多晶硅龙头，全球最大的光伏产品制造企业。也是全球最大太阳能面板制造商，2005 年尚德电力成为中国大陆首家登陆纽交所的民营企业。在 2008 年，多晶硅的价格达到了 400 美元/KG，但是 2011 年下降到 50 美元，2013 年下降到 12 美元，尚德 2011 年的净利润下降 500%，最后 2013 年退

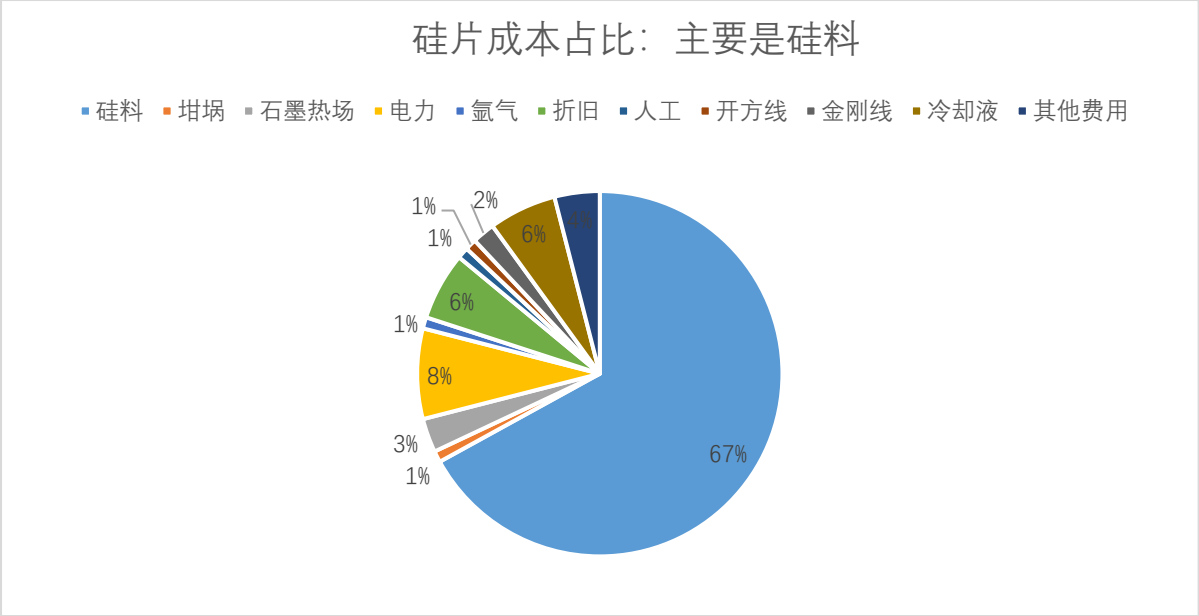
市。价格下跌的原因：进入 2011 年以来，由于欧债危机愈演愈烈，德国、意大利、西班牙纷纷削减对光伏产业的补贴，政策紧缩使得电站开发融资变得困难，欧洲光伏市场大幅缩水。2011 年，欧洲光伏市场仅占据全球市场 58%的份额，远低于去年同期的 78%。在国际需求下降的同时，多晶硅的产能却在不断释放。记者了解到，2011 年底，全球多晶硅的总产能将达 32 万吨以上，而市场需求则不足 20 万吨。产能过剩导致多晶硅价格迅速下跌。(源自中国产业经济信息网)

3.4 硅片

多晶硅料到单晶硅片还需要铸锭\拉晶、切片

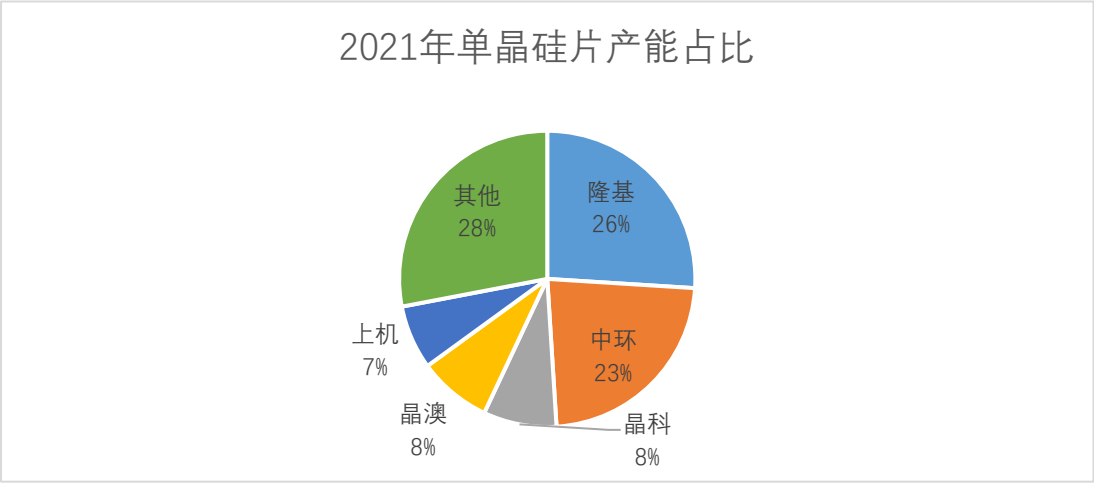
工艺流程		工艺解释
铸锭	坩埚准备	将坩埚喷涂氮化硅粉末，便于晶锭和坩埚脱离
	装料	将原生多晶装入坩埚
	装炉	将装好料的坩埚装入铸锭炉内，进行铸锭
	长晶	在坩埚内进行晶体生产
	拆锭	出炉后待铸锭冷却至常温，去除坩埚
切片准备	线开方	将铸锭切割为小方棒
	截断	估计IR检测结果，截去方棒不符合质量要求的部分
	磨面倒角	对截断后的方棒做磨面和倒角处理
切片		用切片机将方棒切割为硅片
清洗分选		对切割完成的硅片进行脱胶和清洗处理，并进行分选

从这一环节开始，硅料成本逐渐上升。但是厂家没办法控制硅料成本，所以主要从上文提到的非硅成本入手。



数据来源：SolarZoom

各厂家想通过折旧能耗等方式降低非硅成本，硅片环节很多厂家在扩产，达成规模效应。所以硅片环节集中度很高。



数据来源：SolarZoom

国内产能产量都是绝对优势

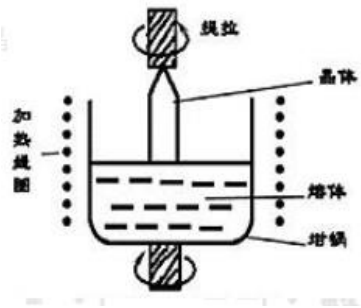
	多晶硅	硅片	电池片	组件
中国产能占比	75%	97%	81%	76%
中国产量占比	76%	96%	83%	76%

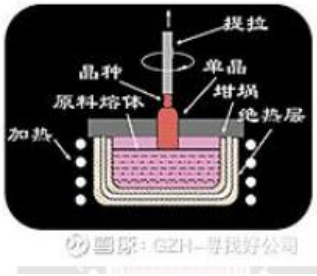
数据来源：中国光伏协会

在多晶到单晶的过程中，有两种不同的工艺：拉晶和铸锭。这两种工艺代表不同的路线，降本程度也不一样。

拉晶：

将硅料在坩埚中融化后，将籽晶伸入液体中，让硅在末端慢慢生长，然后向上拉籽晶，最后成品是一个硅棒：





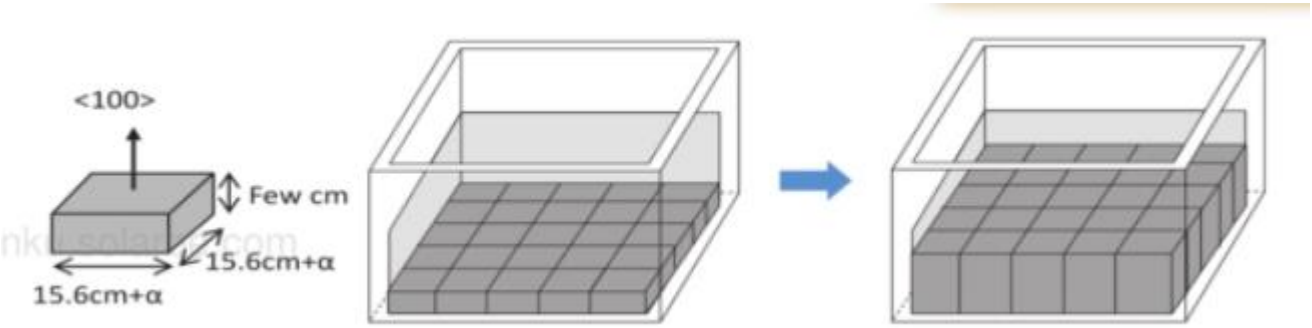
然后对硅棒进行切割，将边角切掉，最后做成圆角正方形柱。

将这些柱子切成片就可以做成单晶硅片。目前主要使用的是金刚石线技术，将金刚石镶嵌或涂覆到高碳钢丝上，然后高速切割。金刚石线技术在我国可以量产金刚石后大规模使用（2017 年左右）。

目前拉晶是非常成熟的技术，很多厂商都是用这个技术。但是**铸锭有可能会成为一项颠覆性的技术。**

铸锭：

原理是将晶硅融化成液体后，导入铺有籽晶的坩埚中，让单晶硅从籽晶方向慢慢向上生长。最后长成一块类似正方体的晶硅。



生长成的正方体晶硅可以直接开始用金刚石线切割，切割成的片也是正方形而不是圆角正方形：

目前来看，铸锭比拉晶有很多优势：

- 成本更低，理想情况下比直拉低 20%（来自新赛维的数据），主要是度电成本以及硅料容忍度的差异。市场上铸锭的报价也要小于直拉。
- 含氧量更少，所以铸锭的少子寿命更长
- 在电池中每个单元占得面积，铸锭更大，因为四个直角没有残缺。
- 铸锭的电阻率跨度更低，所以发电效率更高

综上，铸锭相比直拉有很多优势，但是目前铸锭的质量不行，首先是铸锭只能成为类单晶，因为在这个结构中有很多多晶，主要是生产过程中出现了错位，因此质量不能和直拉匹配。所以切片率来讲，单晶和多晶在 65%左右，但是很多铸锭只有 55%。（切片率可以看做最终良品率）。

所以目前铸锭是一项有前途的技术方向，并且产业中这些问题是可以解决的。目前保利协鑫投入了较多的铸锭产量。这项技术在 1973 年就已经理论功克了，并且在 21 世纪初就开始了实验，只不过质量不行。**考虑到单晶率和可切片率之后，目前直拉的成本低于铸锭。所以未来看企业能否突破铸锭的这两项指标限制。**

想降低成本，还可以走大尺寸的道路。目前想硅片企业在尺寸上出现了分歧，主要是 182 和 210 两个流派。

为什么大尺寸能降低成本？

在电池环节，电池产线生产速率以片计算，当硅片面积变大后，电池产能相应增加，带来人工、折旧、三项费用等的摊薄，M12（长度为 210 毫米）相比 M2（长度为 156.75 毫米）电池可节约 0.08 元/W，降幅 25.6%。组件环节类似，产能增加带来人工折旧的摊薄。

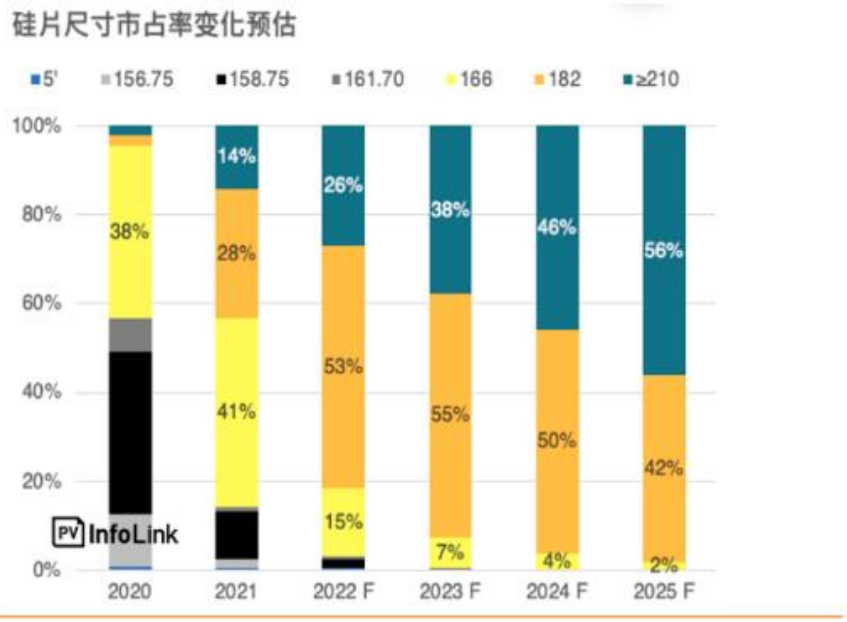
“面积周长增幅不一致”带来的降本效应主要体现在组件端及终端电站，即硅片和组件尺寸变大后，边框、焊带等的用量相应增加，但增幅小于尺寸面积增幅，而由此可带来每瓦成本的节省。该效应主要体现在组件端的边框、焊带，以及终端电站的支架等。

大硅片还可带来组件端的效率增加。由于采用更大的硅片及电池，组件中电池间距减少，使得电池占组件面积增加，进而在电池片效率相同的情况下，提高组件功率。根据测算，在电池效率相同的情况下，M12 硅片相比 M2 硅片在组件效率上可提升 0.7%。

但是硅片尺寸越大，也面临热斑、切片损失、裂片、支架及逆变器兼容等问题。同时，由于组件运输过程中采用集装箱上下两层摆放的方式，过大的硅片尺寸引起过大的组件尺寸，可能会导致组件摆放方式改变而增加运输成本。此外，产线兼容性也将影响大尺寸硅片的渗透速度。

对于大尺寸的选择，目前市场形成 182 和 210 两大阵营：182 阵营包括隆基、晶科、晶澳、阿特斯、江苏中宇光伏、潞安太阳能等企业；210 阵营包括中环、天合光能、通威、爱旭、爱康、东方日升等企业。

图 24：2021 年大尺寸硅片比例已达 42%



资料来源：PVInfoLink，天风证券研究所

对于 182 和 210 尺寸的选择，主要是成本、良率、产线改进、寿命等因素。

210 相对 182 的单炉拉棒产量提升 15%以上，单台切片机产量提升 5%以上，电池片设备投资下降 20%，电池生产效率提升 25%以上，电池生产成本降低 0.02 元/W，高密度封装提升组件效率 0.5%。

中环股份：硅片 210 对比 182 单瓦成本低 14%、对比 166 单瓦成本低 27%；电池组件 210 对比 166 低 0.08 元/瓦、182 对比 166 低 0.049 元/瓦，因此 210 相比 182 具备更强的降本能力；

两方对比发现 **210 比 182 的成本提高大概在 0.03 元/W**。

中环股份表示，公司目前 210 产品良率 97%以上。隆基没有公布自己的 182 硅片良率。不过隆基称

210 的良率会低于 182，但是中环否认了这样的问题。所以**猜测可能 182 和 210 的良率差距不大，只有 1%不到。**

要生产 166、182 尺寸硅片，只要对原有单晶炉和产线进行升级、改造。但要生产 210 尺寸以上的硅片，就需要投资建设新的单晶炉和产线。并且生产电池片的主要设备中 182 是在 166 的产能设计设备上升级改造就可以用，210 却要推倒重来，下游组件支架也有不兼容 210 的问题。

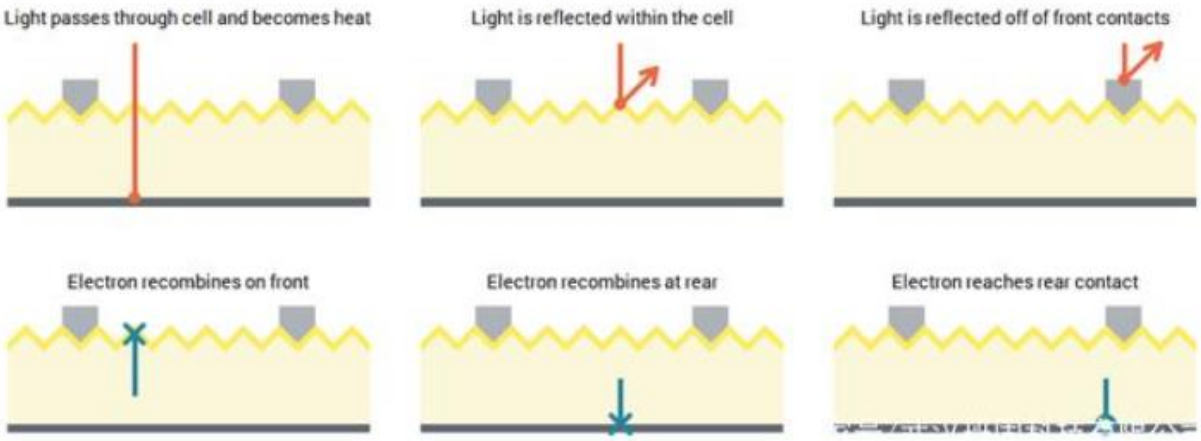
所以结论是 210 更省度电成本，但是需要大规模换新产线。所以未来如果 210 硅片发展迅速，那么硅片电池片生产设备相关企业会受益。

2021 年，硅片产能最大的是隆基和中环，隆基是 182 阵营的龙头。中环是 210 阵营的龙头。根据上面的图可以看出两家的市占率差不多，是寡头竞争。所以未来哪个尺寸能够成为主流，哪家企业就能更受益。

3.5 电池片

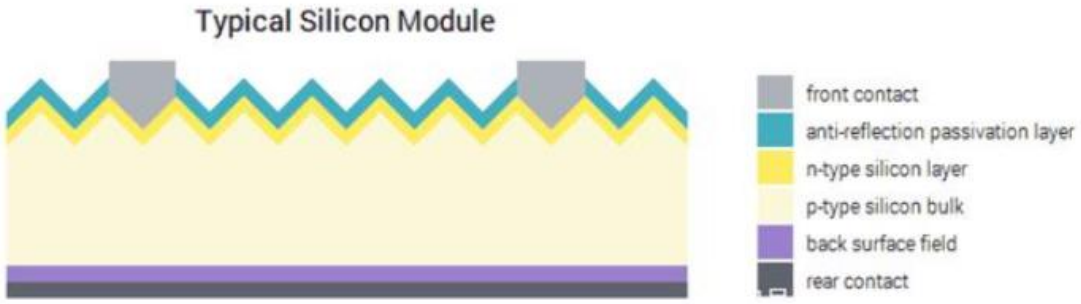
首先分析不同的技术路线：普通电池、PERC、PERT、TOPCon、HJT，目前是这几种路线为主，未来可能有新路线（如 IBC），但是目前占比太小。

3.5.1 普通电池



从上到下依次是电极、硅膜（P 或 N 型）、半导体（N 或 P 型，与硅膜对应）最下面是另一个电极。目前，这种电池有如下问题：光直达最底层生成热能、光未进入电池片就反射了、光在电极上反射、

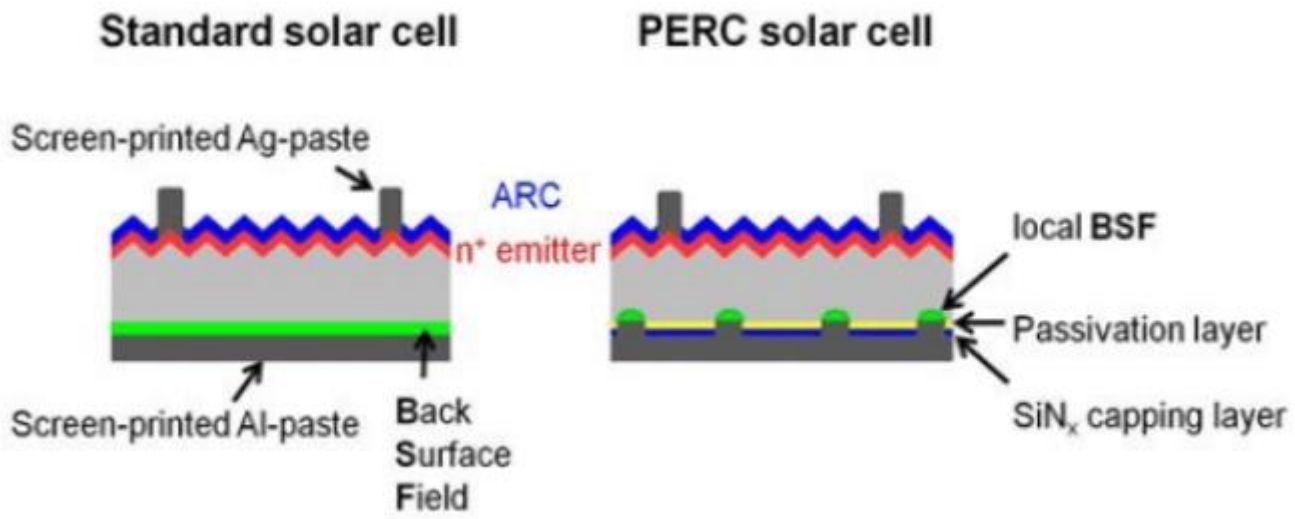
电子跟膜上的空穴直接结合、电子和背部（rear contact）结合等问题。所以有以下改进：



添加正面钝化层可阻止正面复合并防止某些反射。为防止不需要的电子运动通过电池到达背面触点，在生产过程中添加背面场层。

大多数电池片都有有助于避免损耗的层；前层减少了反射损失，还可以防止电子在前边缘丢失。背面场排斥电子，减少了使其与背面接触的数量。

3.5.2 PERC 电池

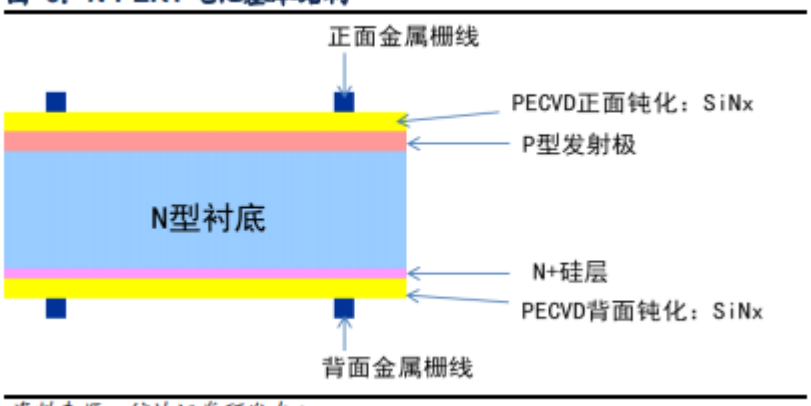


PERC 代表“钝化发射极和背面触点”或“背面电池”。用 PERC 电池制造的太阳能电池板在传统太阳能电池的背面有一个额外的层。这个额外的层可以捕获更多的阳光并将其转化为电能，从而使 PERC 电池比传统电池更高效，还能够减轻背面复合并防止较长波长的热量变成会损害电池性能的热量。采用局域金属接触，大大降低背面复合速度并提高开路电压。

氮化硅层的作用：作为背反射器，增加长波光的吸收，同时增大 P-N 极间的电势差，降低电子复合，提升光电转换效率，还可以做成双面电池。随着工艺成熟，设备国产化和成本降低，逐渐成为市场主流电池技术。

3.5.3 PERT 电池

图 3：N-PERT 电池基本结构



资料来源：信达证券研发中心

PERT 和 PERC 的技术路线以及产线差别不太大，区别一是同等条件下转换效率更高，二是对称结构，减少材料表面应力不对称造成的弯曲。但是目前**成本与双面 PERC 相比成本没有太大优势**。

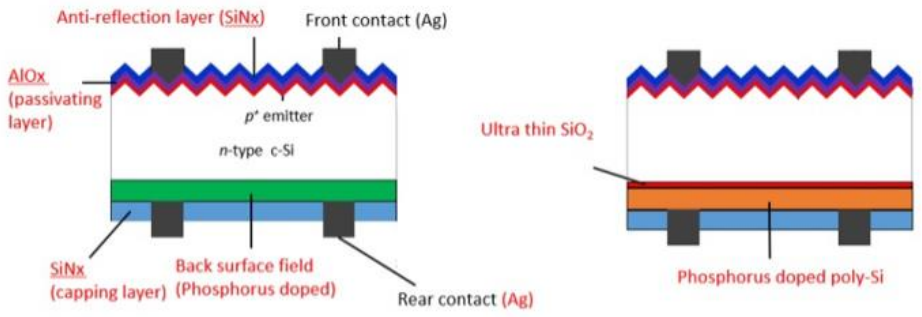
目前头部厂商扩产也是以 PERC 为主

图表 20：电池片头部厂家产能扩建情况

公司	项目	产能 GW	预计达产	技术路线	投资亿元
通威股份	眉山二期	7	2021 年		24
	金堂一期	7.5	2021 年	单晶	27
	金堂二期	7.5	2022 年	210PERC+，	—
	金堂三期	7.5	未来 3-5 年	TOPCon+HJT	—
	金堂四期	7.5	未来 3-5 年		—
隆基股份	西安一期	7.5	2020 年	210PERC+，	32.3
	西安二期	2.5		TOPCon	—
爱旭股份	义乌三期	4.3	2021 年	210PERC+，	19
	天津二期	1.6	2020 年	TOPCon	3.2
晶澳科技	宁晋	3.6	2020 年底	升级改造	11.3
	义乌一期	5	2021 年底	PERC	—
	义乌二期	5	2023 年底	—	—
晶科能源	上饶倍增项目	10	2021 年	—	—

来源：solarzoom，各公司公告，国联证券研究所

3.5.4 TOPCon 电池



(a) n-type PERT solar cell (b) n-type TOPCON solar cell

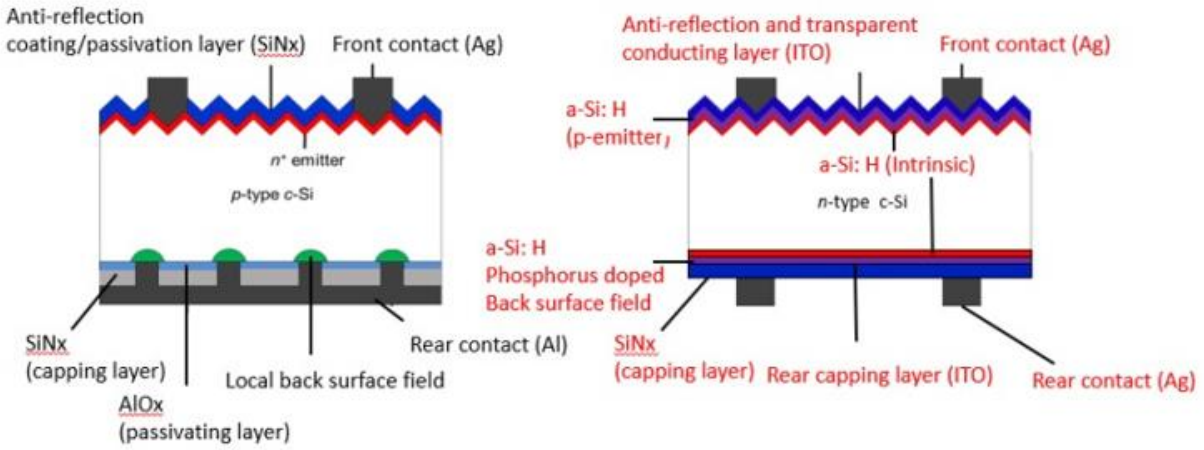
Topcon 就是在 Pert 的结构上多增加两层结构:

（b）图中橙色部分，超薄隧穿氧化硅层，也是 Topcon 电池片结构的精髓；利用量子隧穿效应，既能让电子顺利通过，又可以阻止空穴的复合。

（b）途中红色部分，掺杂多晶硅层，共同形成背面钝化接触效应。

这样做的好处：提升了开路电压，减少了金属电极和硅之间的界面处载流子复合造成的损失，最终提升了电池的转化效率。

3.5.5 HJT 电池



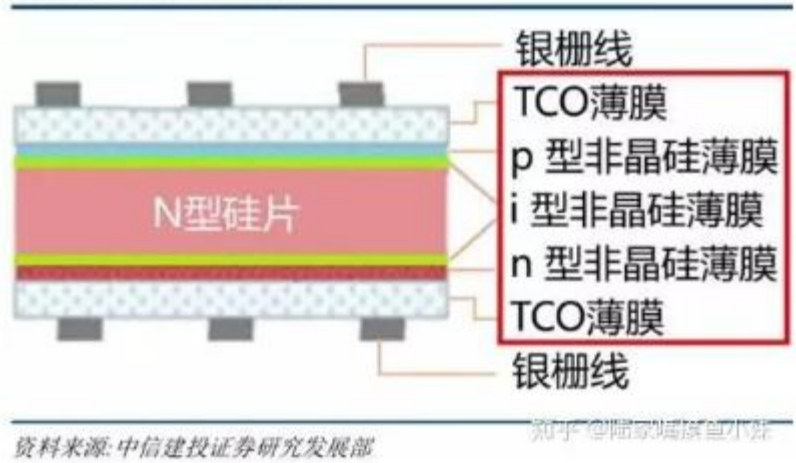
(a) p-type PERC solar cell (b) n-type HJT solar cell

本质上来说，异质结电池是一种薄膜太阳能电池。

一个典型的 HJT 电池是以 N 型硅片为基底，从内到外分别镀上 i 型非晶硅薄膜、P 型/N 型非晶硅薄膜、TCO 透明导电膜（表层可能再加镀抗反射膜），**两种不同的半导体材料形成的 PN 结被称为异质**

结。

图表15： HJT 电池结构



资料来源：中信建投证券研究发展部

TCO（透明导电氧化物）用来收集载流子并向电极传输。并且可以减少收集电流时的串联电阻，还能起到类似晶硅电池上氮化硅层的减反作用，从而形成较高的开路电压，提高转换效率。

非晶硅镀膜是异质结的核心工艺步骤，制备不同类型的非晶硅薄膜并镀膜，形成钝化效果。HIT 异质结电池采用的 N 型硅片具有较高的少子寿命，非晶硅钝化处理的对应结构同样也可以取得较低的表面复合型速率，以至于硅异质结太阳能电池的开路电压远高于传统式单晶硅太阳能电池，其效率潜力比当前利用 P 型硅片的 PERC 电池高达 2% 。该工艺措施改善了 PN 结的性能。因而使转换效率达到 25%以上，开路电压达到 729mV，并且全部工艺可以在 200℃以下实现。

3.5.6 电池片之间的对比

表 2：P 型 PERC 电池技术与 N 型高效电池技术比较

		P 型单晶 PERC	N-PERT	TOPCon	异质结	IBC
量产效率		22%-22.5%	22.5%-23.2%	23%-23.5%	23%-24%	22.8%-25%
已有产能		约 100GW	约 1.7GW	约 4GW	约 5GW	约 1.3GW
主要量产企业		爱旭股份、通威股份	中来股份、林洋能源	LG、中来股份	松下、晋能	Sunpower、LG
优点		从现有产线升级简单	可从现有产线升级	可从 PERT 再升级	工序少	效率高
情况比较	量产性	非常成熟	已可量产	已可量产	已可量产	国内未量产
	技术难度	容易	容易	难度高	难度高	难度极高
	工序	少	少	多	最少	非常多
	设备投资	少	少	设备贵	设备贵	非常贵
	与现有产线兼容性	已有许多现有产线	可用现有设备升级	可从 PERT 再升级	完全不兼容	几乎不兼容
	相较于单晶 PERC 的问题		与双面 P-PERC 比没有性价比优势	背面收光较差	与现有设备不兼容，设备投资贵	难度高，成本远高于前述技术陆续

资料来源：PVInfoLink，公司公告，中信证券研究部

目前 PERC 技术是最成熟应用最广的技术，并且很多头部厂商还在扩 PERC 的产能。但是光伏目前的核心问题是降度电成本，度电成本的核心点是转化效率，所以未来更高效率的 TOPCon 和 HJT 是目前主流的研究发展方向。

来比较一下 TOPCon 和 HJT:

低温银浆是 HJT 电池片的重要辅材。HJT 成本下不来，原因是低温银浆技术此前一直掌握在日本厂商手中。以及 HJT 技术中银浆用量大概在 300mg 左右，是 PERC 技术的 2 倍，导致每片电池成本远高于 PERC 电池。N 型 HJT 低温银浆尚依赖进口，国产供应商处于起步阶段，国产化程度仍较低，约为 20%左右。目前 HJT 低温银浆市占率最大的是日本的 KE。国内厂商中天盛、晶银、聚和、帝科都有一些较为稳定的产品（**帝科股份收购了杜邦浆料业务，可能会有机会**）。但是高温银浆作为光伏银浆市场主体，近年来已出现了明显的国产替代趋势。尺寸越大，对于单位瓦数耗银量会有一定的减少，所以 HJT 要争取大尺寸摊平成本。

HJT 优点是可以将电池片做得更薄。TOPCon 硅片的厚度约 150~155μm，而 HJT 硅片的厚度则可以减到 130μm，甚至更薄。从结构的对称性上来讲，异质结电池是一种上下对称结构。也正是因为这种对称结构，硅片上下表面受力均匀不易碎裂，可以实现硅片薄片化（从 170um 减薄至 120um）。

也就是说，由于等量的硅可以做出更多 HJT 电池片。

TOPCon 在投资门槛方面，暂时领先。根据相关数据，PERC 新建产能的成本的 1.6 亿元/GW；TOPCon 生产线可以在 PERC 线的基础上进行改造，其新建产能的成本约为 2.6 亿元/GW；HJT 生产线则需要另起炉灶，成本相应地也就更高，约为 4~4.5 亿元/GW，虽然只有 HJT 生产四步核心流程，但每一步难度都不小，而且和原有技术没有可继承性。

所以 HJT 的优点是高转化效率，双面发电，制备流程简化（每步难度增加），硅片薄片化。

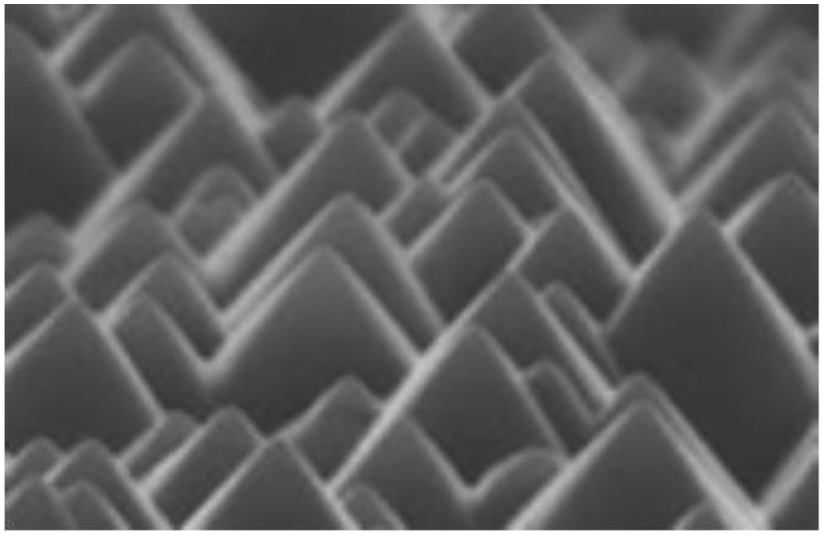
缺点是设备初始投资金额高、低温银浆、以及透明导电膜中的稀有金属铟（In）能不能实现大规模量产。

3.5.7 PERC 生产工序

捷佳伟创是国内唯一具备 PERC 设备整线供应能力的企业，综合市占率超 50%，其中核心的单晶制绒设备和刻蚀清洗设备市场占有率达 70%以上，扩散设备和 PECVD 设备市场占有率达 50%以上。

制绒

目的：去除机械损伤层——主要来自原片切割过程中的表面损伤；增加电池片表面面积——为扩散增加制结面积准备；陷光原理——大大降低电池片表面反射率；去除杂质——HF 可以去除电池片表面油污、HCL 去除金属杂质；主要是使用含有硝酸和氢氟酸的湿化学品进行操作



单晶绒面

扩散

扩散是太阳能电池片制造最核心的部分。扩散是利用 POCl3 磷扩散制 PN 结的过程。POCl3 分解产生的 P2O5 淀积在硅片表面，P2O5 与硅反应生成 SiO2 和磷原子，并在硅片表面形成一层磷-硅玻璃，然后磷原子再向硅中进行扩散，POCl3 液态源扩散方法具有生产效率较高，得到 PN 结均匀、平整和扩散层表面良好。

制 PN 结并非单纯的将两个不同的电池片(P 型硅和 N 型硅)叠加在一起，P 型硅和 N 型硅必须产生良好的内部接触，因此通常采用在 P 型硅片的一面扩散制成 N 型。

刻蚀

扩散过后的下一个工序是刻蚀，由于扩散采用背靠背扩散，硅片的边缘没有遮挡也被扩散上磷（边缘导通状态），太阳能电池 PN 结的正面所收集到的光生电子会沿着边缘扩散有磷的区域流到 PN 结的

背面，而造成短路，太阳能电池片会因此失效。所以刻蚀的目的就是把边缘的磷去除，避免短路。

沉积镀膜

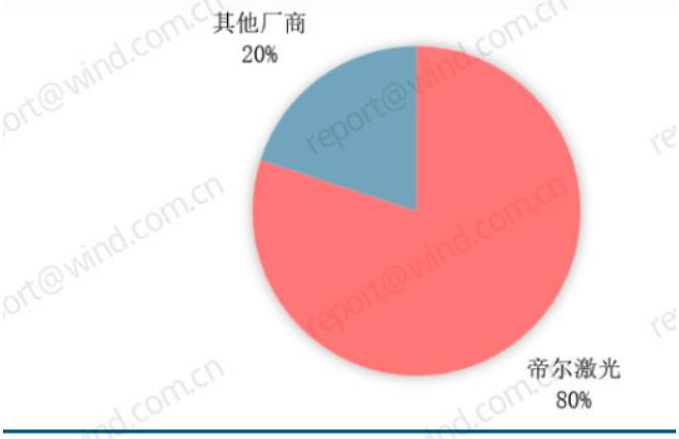
光在硅表面的反射损失率高达 35%左右，减反膜可以极高地提高电池片对太阳光的利用率，有助于提高光生电流密度，进而提高转换效率，同时薄膜降低了发射结的表面复合速率，减小了暗电流，提升了开路电压，提高了光电转换效率。

该过程中主要使用的是 PECVD 设备。PECVD 将硅烷 SiH4 和氨 NH3 在通电的情况下转化成存储在硅片上的氮化硅。该设备可以根据改变硅烷对氨气的比率，来得到不同的折射指数。

激光开槽

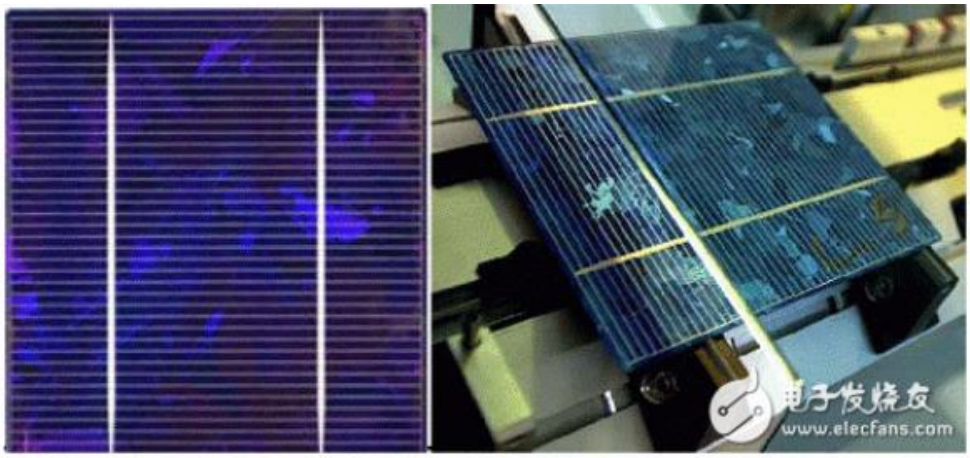
激光开槽是利用激光在硅片背面进行打孔或开槽，将部分 AL2O3 与 SiNx 薄膜层打穿露出硅基体，背电场通过薄膜上的孔或槽与硅基体实现接触。

图表5： 光伏激光设备由帝尔占据主要份额



资料来源：公司公告，中信建投

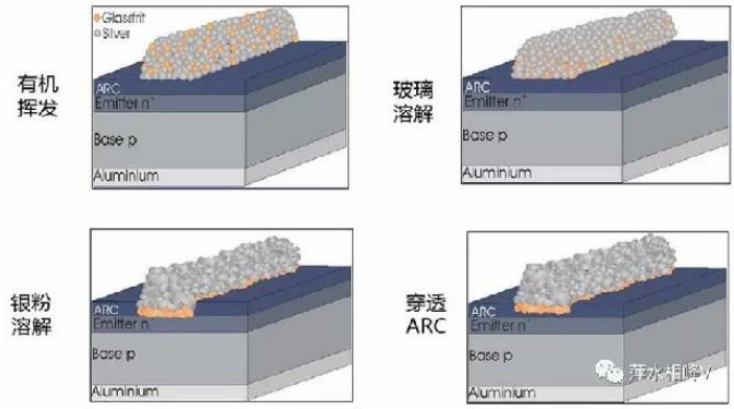
丝网印刷、烧结



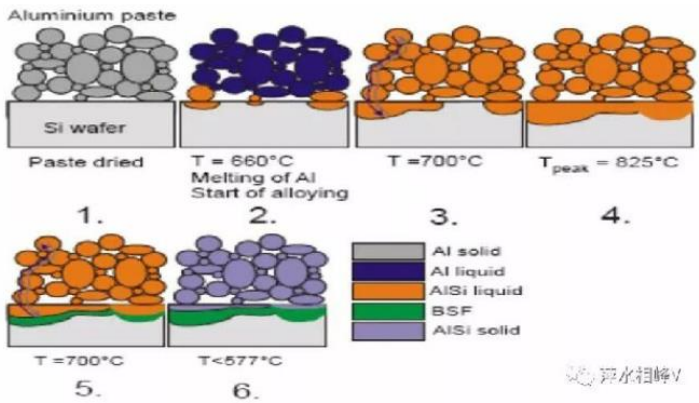
丝网印刷的作用是收集电流、引出电流、将单体电池焊接成串。

烧结的作用是燃尽金属浆料中的有机成分、烧穿绝缘的氮化硅膜，使浆料中的金属和硅熔融合金，形成欧姆接触、对经过等离子轰击的硅片退火，激活掺杂的原子，消除晶格损伤、激活氮化硅膜(SiNx.H)中的氢离子，使之钝化硅片内部晶格缺陷。

4.3 正银烧结效果图



4.4 背场烧结效果图



背面场经烧结后形成铝硅合金，杂质在铝硅合金中的溶解度要远大于在硅中的溶解度，通过吸杂作用可减少金属与硅交接处的少子复合，从而提高开路电压和短路电流，改善对红外线的响应(提高内量

子效应)，这一步生成了 BSF（铝背场）。

丝网印刷这一块国内的竞争比较少，迈为股份是这一块的龙头。2017 年公司的市占率就达到了 72%，但是在 2011 年之前主要是美国企业的份额高。迈为的优势是价格低，以及技术产量上有一定优势。

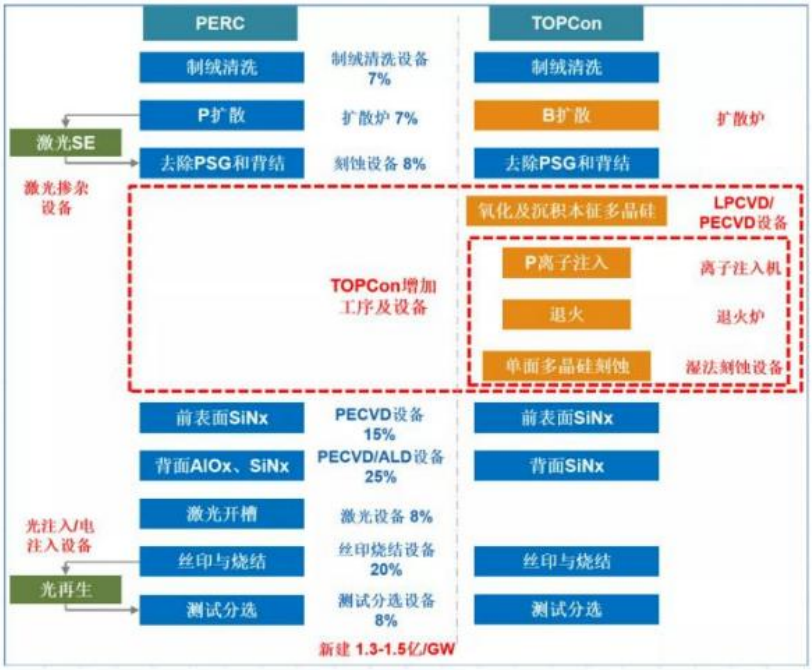
图 2：PERC 电池产线各个环节价值量

生产工序	关键设备	单价（万）	数量	小计（万）	占比	国外公司	国内公司
制绒	制绒设备	180	2	360	8%	德国Schmid、德国Rena等	捷佳伟创、江苏尚能、苏州聚晶、北方华创等
扩散制结	扩散炉	160	5	800	18%	荷兰 Tempress System、德国Centrothert Photovoltaics AG等	捷佳伟创、北方华创、中电科48所、青岛赛瑞达等
刻蚀	刻蚀设备	180	2	360	8%	德国Schmid、德国Rena等	捷佳伟创、北方华创等
激光SE 激光开槽	激光设备	250	2	500	11%	德国罗芬、InnoLas Solutions、AMAT等	帝尔激光、雷射激光、迈为股份等
制备减反射膜（正面）	PECVD	350	1	350	8%	德国Centrother Photovoltaics AG、德国Roth&Rau	捷佳伟创、北方华创、中电科48所、青岛赛瑞达、无锡江松等
制备钝化膜（背面：两种路线）	PECVD	350	2	700或750	16%左右	Meyer Burger、德国Centrother Photovoltaics AG、Semco	捷佳伟创、北方华创、中电科48所等
	ALD+PECVD	750	1			Solay Tec、Levitech等	江苏微导、理想能源等
印刷电极	丝网印刷设备、干燥炉等	600	2	1200	27%	应用材料旗下Baccini公司	迈为股份、东莞科隆威
烧结	快速烧结炉						
测试分选	自动分选机						
自动化	上下片机	25	2	50	1%	德国MANZ、德国JRT	捷佳伟创、罗博特科、无锡先导、无锡江松、南京卓胜
	装卸片机	35	2	70	2%		
清洗	清洗设备	30	2	60	1%	德国Schmid、德国Rena、日本三洋、日本石井表记等	捷佳伟创、上海思恩、张家港超声、上海釜川、北方华创
合计				4450	100%		

数据来源：北极星光伏网，东吴证券研究所整理

从整条产线的设备价值来看，占比最大的是 PECVD（薄膜沉积环节）以及丝网印刷烧结环节。PECVD 方面，国内厂商的参数和国外的相差不大，国内的在产量上有优势，国外的在膜厚均匀性上更高。

3.5.8 TOPCon 生产工序



Continuously Evolving Tech，民生证券研究院

TOPCon 工艺和 PERC 的兼容度很高，只有一部分工艺不同。

离子注入机

主要用于多晶硅的高剂量掺杂。采用离子注入不仅可以对多晶硅进行精确可控的掺杂，并且注入后形成的非晶硅层可以作为碱刻蚀的阻挡层，通过简单的碱刻蚀步骤即可去除绕镀到正面的多晶硅。

凯世通（万业企业控股）和中科信是我国唯二能提供离子注入机的国产厂商。公司披露的公告中，在太阳能离子注入领域，公司是全球仅有的三家厂商之一，市占率第一（根据万业企业公告，目前全球仅凯世通、美国 Intevac 和日本真空技术三家生产太阳能离子注入机，2017 年凯世通和 Intevac 分别销售 17 和 2 台离子注入机（日本真空技术未披露销量），因此凯世通占据着该细分市场较大的市场份额），同时也在研究集成电路的离子注入技术。

万业企业公告，目前我国光伏装备已基本实现产业化，太阳能电池生产设备国产化率达到 80%。**与国际先进水平相比，国产太阳能电池生产设备最关键的几种设备中，离子注入机、扩散炉、管式 PECVD、等离子刻蚀设备、清洗/制绒机等达到或接近了国际先进水平，占据了国内绝大部分市场，**

性价比优势十分明显。

退火炉

在一定高温条件下，通过氧气扩散工艺，在 P 型硅片上形成一定厚度的氧化硅膜,作为介质阻挡层同时起到表面钝化作用；主要是提高 N 型电池效率，同时可以兼容 P 型电池生产。

这一块国内的龙头是迈为股份、奥特维、科隆威

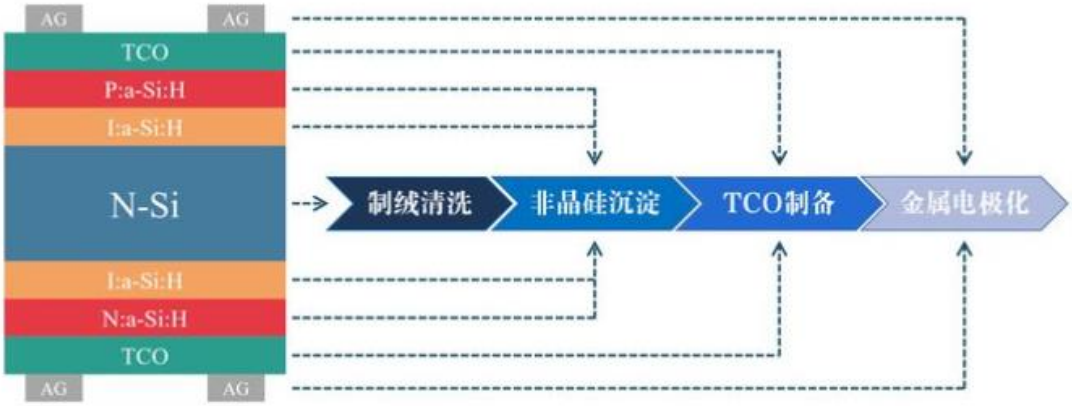
奥特维的投关：退火炉和烧结炉这两款设备均是电池端的辅助设备，去年合计确认收入有一千万，2021 年预计收入一、两千万。如后期 topcon 和 Hjt 发展起来的应该会取得不错的订单。单 GW 的价值量在 900 万左右。

湿法刻蚀设备

湿法刻蚀设备已实现了较高国产化，主要设备厂商均有解决方案。捷佳伟创、北方华创、拉普拉斯等均可供货。捷佳伟创的市占率处于领先地位。

3.5.9 HJT 生产工序

图 15：HJT 主要技术环节及主流设备厂商



设备价值占比	10%	50%	20-25%	15-20%
主流设备	RCA/臭氧	PECVD	PVD/RPD	丝网印刷等
主流厂商	YAC、捷佳伟创、Rena等	梅耶博格、应用材料迈为股份、捷佳伟创	冯阿登纳、梅耶博格应用材料、迈为股份捷佳伟创	Baccini、迈为股份捷佳伟创、钧石能源

数据来源：OFWEEK、钧石能源、梅耶博格、Solarzoom 等

知乎 @Edward

HJT 电池生产核心流程包括清洗制绒、非晶硅薄膜沉积、TCO 膜沉积和电极金属化（丝网印刷等），对应的设备价值量分别为 10%/50%/20%/20%。其中薄膜沉积和 TCO 膜沉积环节占比最高，对电池效率和生产稳定性的影响也最大，因此环节对应的 PECVD 和 RPD/PVD 设备是 HJT 产线的核心。在 HJT 四道工序中，国产设备均已取得突破性进展。

制绒清洗环节，捷佳伟创已开发出用于 HJT 的制绒清洗设备，在清洗方面市占率高。

非晶硅沉积环节设备国产化程度相对较低，但理想能源、苏州迈为、讯立光电、精曜科技、钧石等国产厂商通过自主研发已实现这一环节设备的成功开发，正稳步推进薄膜沉积设备的国产化。迈为发布的第 6 代 PECVD 设备，产能已经达到 8000 片/小时，是行业最高水平。目前非晶硅沉积主要采用 PECVD 设备，有量产供应能力的 PECVD 设备商有梅耶博格（自用）、应用材料、迈为股份、理想万里晖。目前 PECVD 国产设备的价格仅 2 亿/GW，价格为进口设备一半。国产设备成本低主要是生产效率较高，2018 年梅耶博格 PECVD 生产效率是 2400 片/小时，整线年产能只有 110MW，导致整线设备投资额高达 10 亿/GW。2019 年迈为给通威提供的设备将 PECVD 生产效率提升至 6000 片/

小时，整线年产能达 250MW，整线成本降至 6 亿/GW。PECVD 生产效率的提升可大幅降低设备成本，目前迈为 PECVD 设备生产效率可达 8000 片/小时，年产能提升至 400MW，整线成本降至 4 亿/GW 左右。相关设备最初是为平板显示行业设计的，技术难度并不大，如 CVD 设备沉积腔里都不需要变，只要将一些传输设备及机械进行优化，产能就可以翻倍，设备成本自然会摊薄；PVD 设备更不需要进行大的改进，设备国产化后就可以大幅降低成本。

TCO 制备环节，钧石、捷佳伟创已有相应产品开发。TCO 膜的生产采用 PVD 和 RPD 技术，PVD 工艺较为成熟，主要进口设备供应商包括冯阿登纳、梅耶博格、新格拉斯，国产厂商包括迈为、钧石能源、捷佳伟创、捷造光电等。冯阿登纳和新格拉斯 PVD 设备效率可达 6000-8000 片/小时，迈为 PVD 设备效率也达到了 8000 片/小时，未来有望提升至 10000 片/小时。RPD 方面，国内捷佳伟创已获得住友公司 RPD 授权，效率是每小时 5500 片。作为对比，国外厂商梅耶博格的效率是每小时 3000 片。

金属化环节，异质结丝网印刷设备相比于 PERC 的差别在于由于异质结采用低温工艺，需在低温下进行烘干和固化，印刷速度相对较低，降低了设备性能，且烘干时间延长，需采用与传统电池设计不同的烘箱，异质结丝网印刷设备国外厂商以 Baccini、Micro-tec 为主，国内迈为、捷佳伟创、科隆威等均有布局。目前业内也有部分企业尝试使用镀铜工艺来制作电极。因为在镀铜工艺中不会使用到银浆，成本较为低廉。但即便如此该工艺也并未被广泛应用，因为工艺非常复杂，且废液排放存在严重的环保制约，使其推广受到了限制。

2020 年 10 月通威规划 1GW 的 4 条招标线中，已经出现纯国产化的产线

3.5.10 串焊

串焊机是将光伏电池片通过焊带进行串联的设备，随着电池尺寸的增大和主栅数量的增加， 串焊机设备将迎来升级换代需求。多主栅电池对于设备的焊接能力、精度、稳定程度要求均有大幅的提 高，5BB 升级到 9BB 串焊机需要更换串焊机，并使用特殊的助焊剂，9BB 继续升级通过更换工装实现。

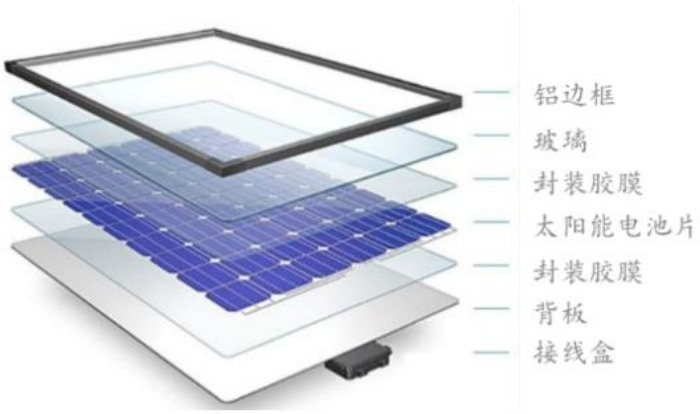
大尺寸影响：串焊机需升级成为 182、210 型号串焊机，设备需进行更换。182 串焊机可以通过改造

升级 为 210 串焊机，但无法在现场改造，且产能优势不明显，因此也以更换新机型为主。210 机型不仅可以满 足 210 电池生产，同时能够向下兼容，生产效率也相对更高。

奥特维的串焊机当前市场份额 60%-70%，产品性能优越比肩国际水平，且价格仅有进口产品的 1/4。公司现有串焊机技术可以覆盖 TOPCON、HJT 当前需求。

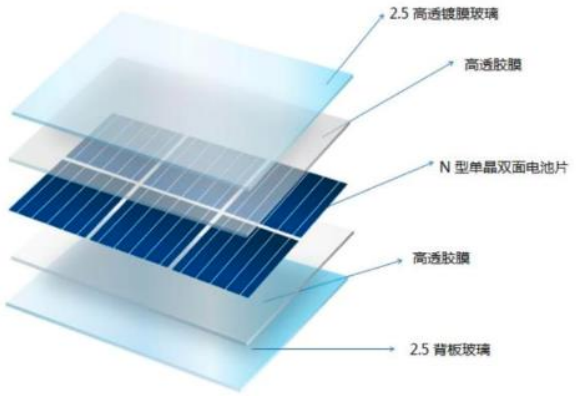
3.6 光伏组件

图表10： 单玻光伏组件结构



资料来源：Portal Solar、华泰研究

图 34： 双面组件结构



数据来源：：Wind，东北证券

双玻组件：正、反面都能发电的组件。当太阳光照到双面组件的时候，会有部分光线被周围的环境反射到双面组件的背面，这部分光可以被电池吸收，从而对电池的光电流和效率产生一定的贡献。

双玻组件以强化玻璃取代一般组件的背板（多为有机复合材料）与铝框，双玻组件与普通组件最大的区别在于组件的正面和背面均采用玻璃封装，从“3.2mm 玻璃+背板”转变为了“2.5mm 正面玻璃+2.5mm 背面玻璃”。单玻组件具有高耐候性，适应于沙漠、戈壁等环境恶劣地区。安装后的稳定性更高，因为正面玻璃厚度为 3.2mm,可以有效抵制冰雹等外力造成的隐裂及爆板

3.6.1 双玻组件的优势

生命周期较长：普通组件质保是 25 年，双玻组件提出的质保是 30 年。

具有较高的发电效率：比普通组件高出 4%左右。这里指的是相同时间内发电量的对比。

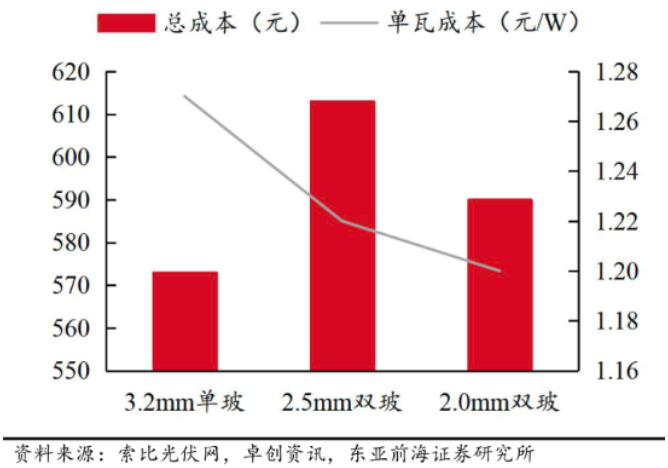
衰减较低：传统组件的衰减大约在 0.7%左右，双玻组件是 0.5%。玻璃的透水率几乎为零，不需要考

虑水汽进入组件诱发 EVA 胶膜水解的问题。传统晶体硅太阳能组件的背板有一定的透水率，导致组件内部发生电化学腐蚀，增加了出现 PID 衰减和蜗牛纹等问题发生的概念。双玻这一优势尤其适用于海边、水边和较高湿度地区的光伏电站。

双玻组件不需要铝框：即使在玻璃表面有大量露珠的情况下，没有铝框使导致 PID 发生的电场无法建立，其大大降低了发生 PID 衰减的可能性。

双玻组件的结构对称，重量一致性好，可有效提高机械强度，更好的保护电池片。使用材料更简单，五层结构只采用了三种材料，有利于后期降低成本和解决回收问题。双玻总成本比单玻要高一些，但是单瓦成本要低一些。

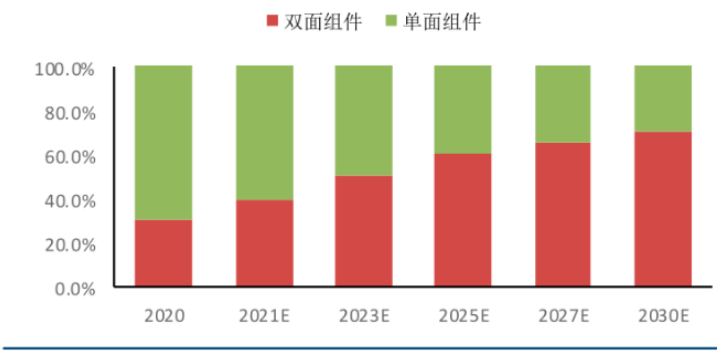
图表 31. 单玻、双玻组件的成本对比



资料来源：索比光伏网，卓创资讯，东亚前海证券研究所

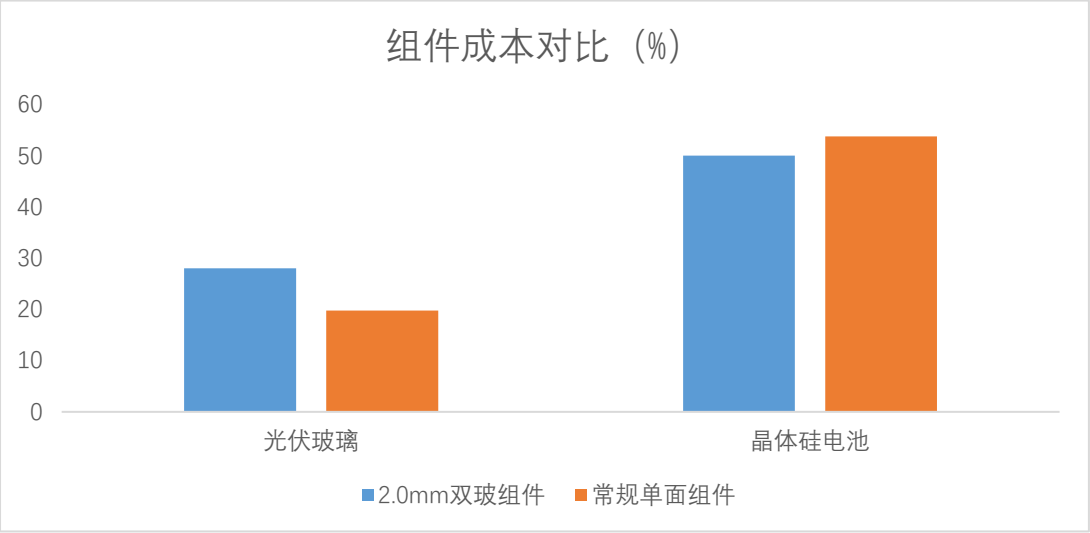
根据权威机构预测，未来是双玻组件增长更快。

图10：2020-2030 双面/单面组件市场份额预测



资料来源：中国光伏行业协会，东兴证券研究所

双玻组件比单面组件的总成本高主要是因为光伏玻璃的成本比较高



数据来源：华经产业研究院、PVINFOLINK

下面分别分析光伏玻璃、胶膜、接线盒、边框以及背板。

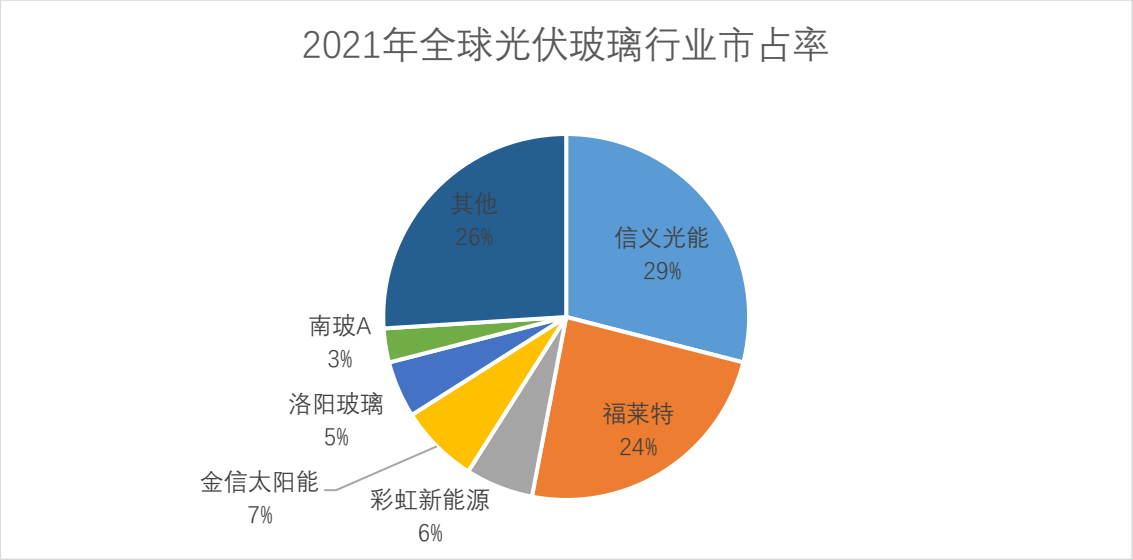
3.6.2 光伏玻璃

特性	光伏玻璃	普通玻璃
含铁量	0.015%--0.02%左右	一般0.2%以上
可见光透射比	≥91.5%，300-2500nm光谱范围内≥91.0%（折合3mm标准厚度）	相同厚度88-89%左右
耐高温性	可承受500度以上的表面高温	80度左右
耐腐蚀性	对雨水和环境中的有害气体具有一定的耐腐蚀性；可耐各种清洁剂清洗，耐酸、碱清洗剂之擦拭；长期暴露在大气和阳光下，性能不会发生严重恶化。	不耐酸碱腐蚀性，不耐恶劣天气及有害气体
抗冲击性	钢化处理，强度大，抗冲击好	抗冲击能力相对较弱

光伏玻璃和传统浮法玻璃产线无法轻易转换，导致其他玻璃企业难以快速切入光伏玻璃行业。两者的工艺上和产线结构差异较大，其他玻璃产线改造成本高，进度慢，转换壁垒明显。由于光伏玻璃对透光率有要求，而石英砂中的铁离子容易染色，因此光伏玻璃的含铁量需要在 150ppm 以下，因此必须使用低铁石英砂;而传统浮法玻璃的原料采用海沙、石英砂岩粉等，铁含量较高，因此在原料供应链及其品质稳定性筛选上，光伏玻璃厂商的要求更高。因此，尽管光伏玻璃本身属于玻璃的一种，价格受到原材料和燃料周期性波动影响;但由于光伏玻璃的特殊工艺和性能要求，相比其他玻璃又有更强的独立性。

需要较大的初始投资额， 900 吨/日容量的光伏玻璃窑炉需要初始投资 9 个亿人民币，550 吨的炉子投资大约需要 3-4 亿人民币，而大型的窑炉相对于普通窑炉有较低的制造成本(能耗能低 20%). 因此，光伏玻璃行业具备显著的规模效应，而大熔量的核心技术主要掌握在龙头企业手中，中小企业

相对缺乏技术实力和经济实力投建 1000 吨日熔量的窑炉。因为在生产中有壁垒，所以这个市场呈现出寡头竞争的格局。



数据来源：华经产业研究院

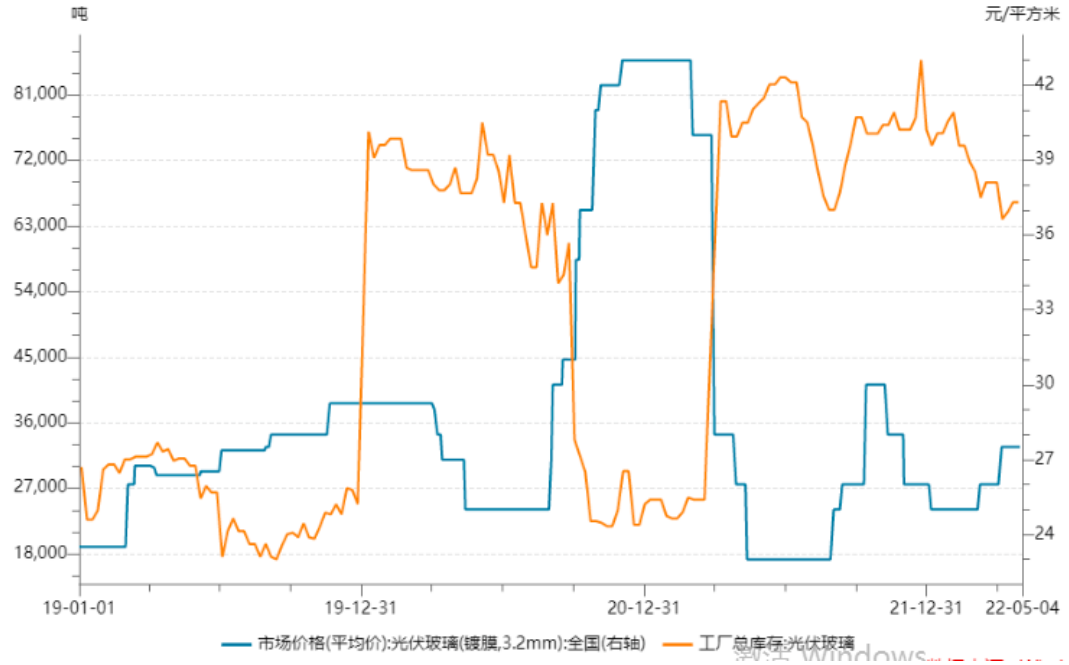
2020 年和 2021 年的光伏玻璃消费量大概是 700-800 万吨一年，但是各家都在扩产能。所以未来可能会呈现出周期性的价格走势。

图表 23：光伏玻璃头部企业加快扩产

公司	公告时间	产能	地点	建设周期
旗滨集团	2021/4/30	2 条 1200t/d 生产线	宁波	预计 1.5 年
	2021/4/30	1200t/d 生产线	福建漳州	预计 1.2 年
	2020/10/29	1200t/d 光伏高透背板材料及深加工项目	浙江绍兴	预计 1 年
	2020/9/25	1200t/d 生产线	湖南资兴	预计 1 年
福莱特	2021/3/30	6 条 1200 吨/日生产线	浙江嘉兴	根据建设进度及市场情况陆续投产
信义光能	2021/4/22	4 条 1000t/d 生产线	安徽	2021 年投产
	2021/4/22	4 条光伏玻璃生产线（产能未知）	张家港	2022 年投产

数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

上一轮价格大涨是因为库存不够，光伏装机扩展过快所以库存告急，价格大涨。



未来可以跟踪光伏玻璃库存或者开工率等指标来判断光伏玻璃价格走势来投资。

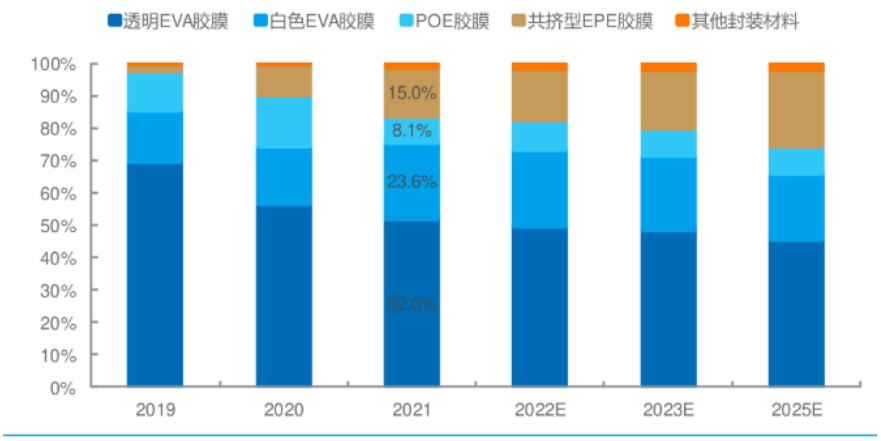
3.6.3 胶膜

封装胶膜作为光伏组件的核心材料，同时使阳光最大限度的透过胶膜达到电池片，提升光伏组件的发电效率。从成长空间看，主要跟随装机量增长。不过，随着双玻组件渗透率的提升，利好玻璃和胶膜目前市场上的光伏胶膜种类包括：透明 EVA 胶膜、白色 EVA 胶膜、聚烯烃(POE)胶膜、共挤型聚烯烃 POE(EVA-POE-EVA)胶膜与其他封装胶膜(包括 PDMS/Silicon 胶膜、PVB 胶膜、TPU 胶膜)等。**目前以上还是用透明 EVA 胶膜为主，但白色 EVA 胶膜的增益效果明显（根据福斯特公告，白色胶膜在单玻和双玻分别能提高组件发电功率 1~3 瓦和 7~10 瓦）。**

光伏封装胶膜有升级换代的需求主要来源是提升组件利用率、发电效率。聚烯烃(POE)胶膜具有高抗 PID 的特性。由于单晶 PERC 双面电池 的双面发电特性和特殊设计，导致电池的背面特别容易发生 PID 现象(电位诱发衰减效应，导致组件功率衰减)。**POE 胶膜与传统 EVA 胶膜相比，具有更高的水汽阻隔率、更强的抗 PID 性能，可提升组件长期可靠性**，是目前双面双玻组件及薄膜组件的主要封装胶膜。此外，还有多层共挤 POE 胶膜，透水率低，接近同等厚度 EVA 胶膜的 1/5、可大幅度提升组件耐候性能，主要应用于高效组件，利于保障高效组件的质量。随着光伏组件厂商对发电效率要求提升，高品质胶膜(以白色增效 EVA 胶膜、多层共挤 POE 胶膜为主)占比在逐步提升，与此同时双面

电池及双玻组件的使用，进一步推动高品质胶膜市占率提升

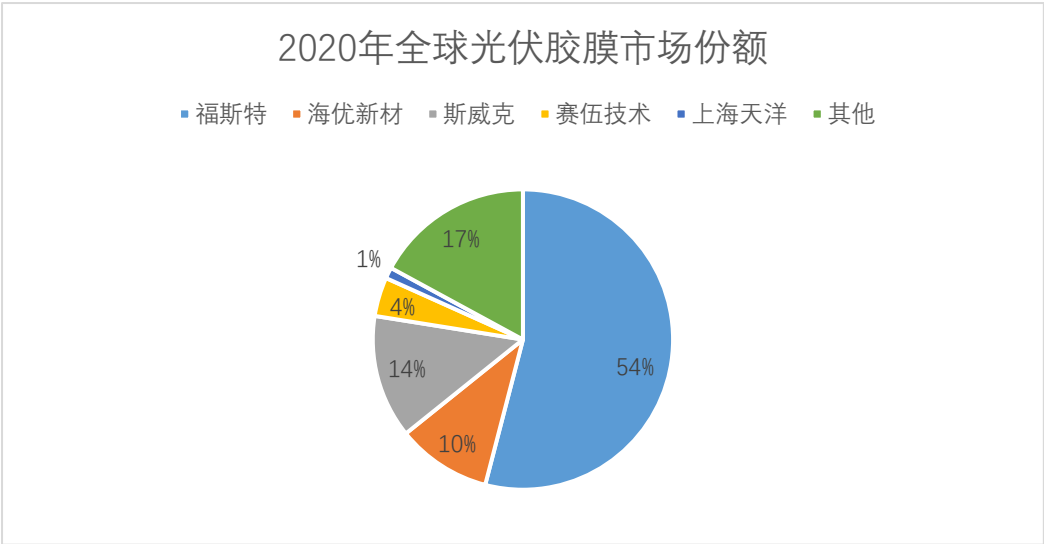
图表 23：2019-2025E 各类胶膜市占率趋势



来源：CPIA，国金证券研究所

目前阻碍高端胶膜替代 EVA 的还是成本问题。

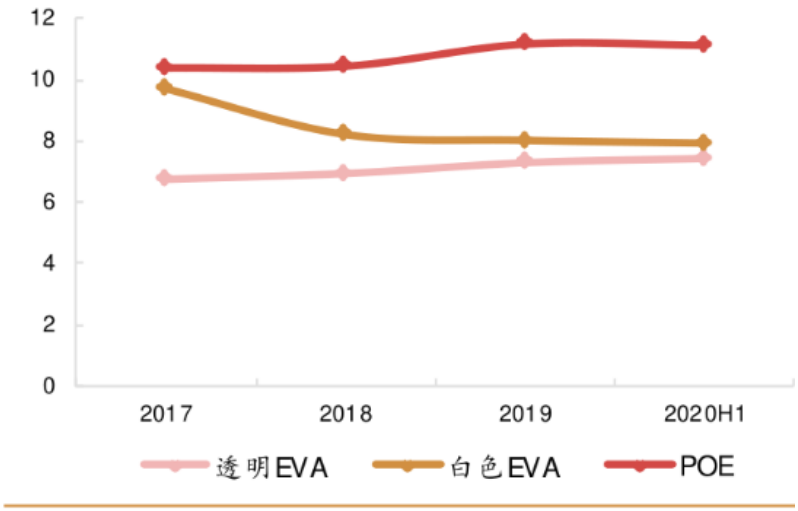
这个行业也是制造业壁垒比较强，需要较高的规模才能有成本优势。主要是福斯特和海优新材的份额较大。斯威克虽然是龙头，但是没上市。这几家企业的主营是 EVA，但是 POE 依赖进口，目前 POE 树脂主要以进口为主，国内尚未有成熟的 POE 树脂供应商（来自福斯特投关）。



数据来源：华经产业研究院

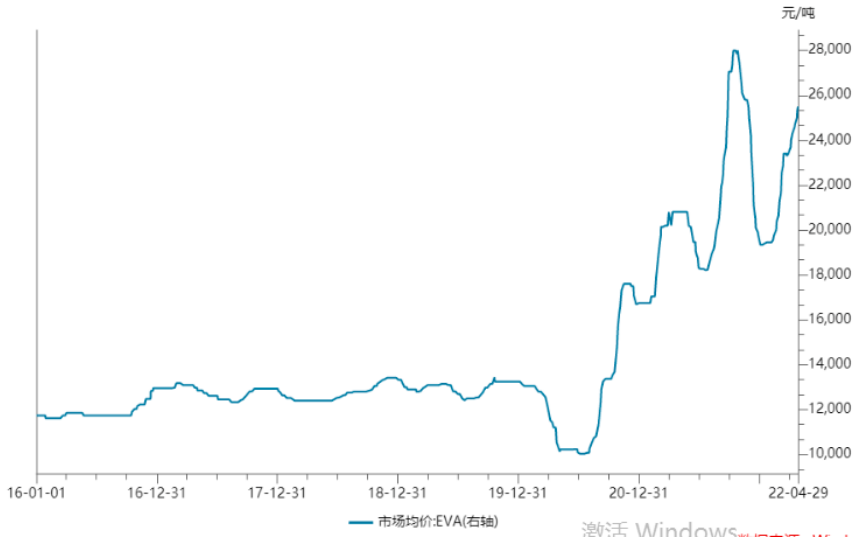
所以未来可以关注 POE 的国产化情况，目前 POE 比 EVA 的价格高比较多，如果能够突破这项技术，那么会有较大的投资机会

图 7：POE 胶膜单位售价更高（元/平方米）



数据来源：海优新材招股说明书，西南证券整理

虽然现在 EVA 的价格处于高位，但是各家都在扩产，所以这个价格可能不能维持较高水平。



1GW 组件大约需要胶膜面积 1100 万平方米的胶膜。从目前公布的产能数据来看，未来 2022 和 2023 年的胶膜产能大概在 400-500GW 之间。**所以胶膜环节也有可能会出现产能过剩的情况。**

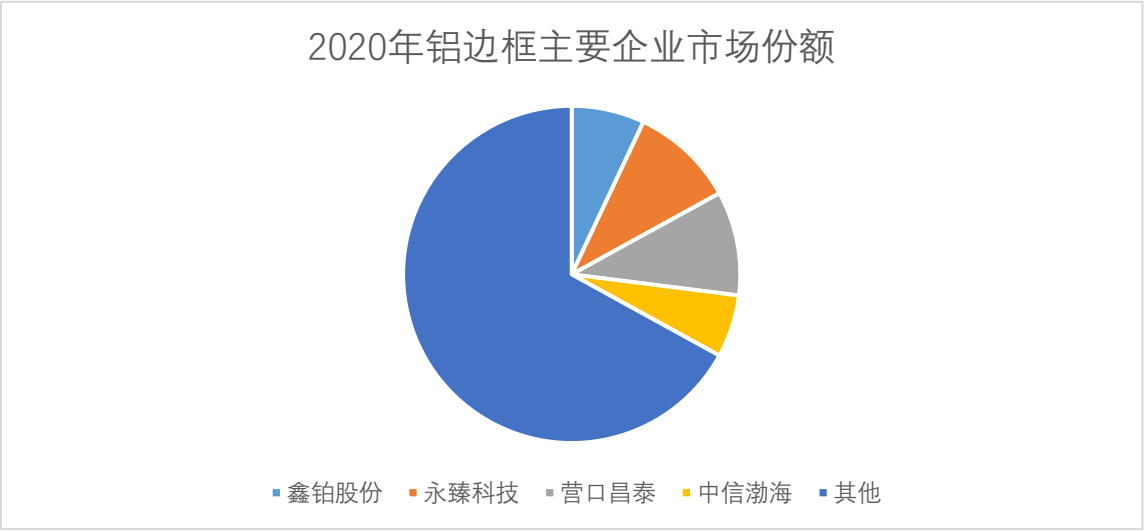
表 8：主要胶膜企业 2021-2024 年预计产能（亿平）

	2020A	2021E	2022E	2023E	2024E
福斯特	10.5	13	16.5	20	22
海优新材	1.7	6	9	10	11
斯威克	3	4.1	4.7	6.8	6.8
赛伍技术	0.6	3.6	3.6	3.6	3.6
上海天洋	0.4	0.67	2.17	5.17	5.17
鹿山	0.5	3	3	3	3
百佳	1.6	2.8	3.2	3.6	3.6
合计	**18.3**	**33.1**	**42.2**	**52.2**	**55.2**

资料来源：各公司公告，索比光伏网，北极星太阳能光伏网，华金证券研究所

3.6.4 边框

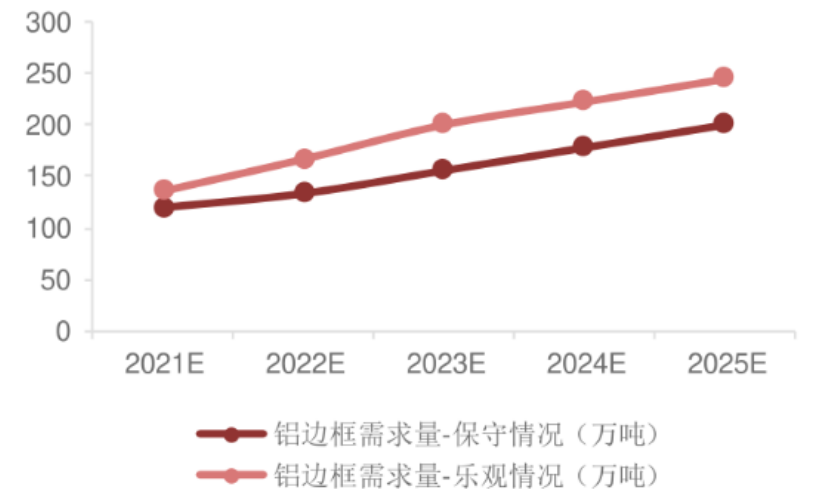
铝边框具有轻便、抗腐蚀、强度高、方便运输与安装、寿命长且残值高等特性，完美契合光伏组件边框固定、密封太阳能电池组件、增强组件强度、延长使用寿命，便于运输、安装的需求。所以铝是主要的原材料。因为没有太高的壁垒，所以集中度不高。



数据来源：公开资料整理

由于光伏都在走大尺寸的路线，所以机构预测未来单 GW 的铝用量是在往下走的，所以光伏边框的成长空间会小于光伏装机量。

图 12：全球铝边框市场需求持续增长



数据来源：中国光伏行业协会CPIA，西南证券整理

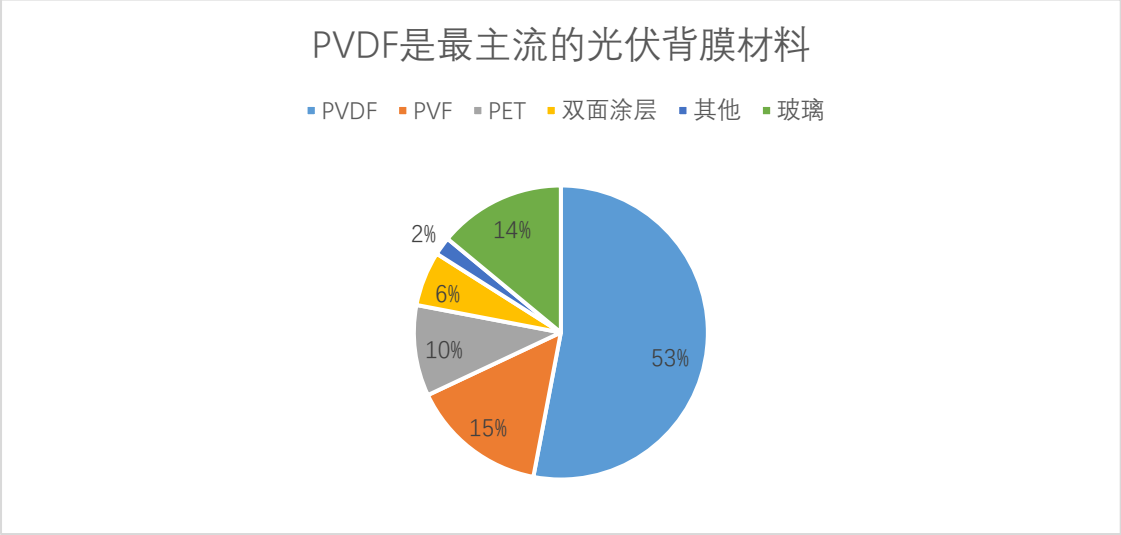
目前光伏边框的上市企业只有次新股鑫铂股份，并且市值小上市时间短。所以光伏的逻辑一条是吃份额走周期的逻辑，用规模优势在行业不景气产能过剩的时候吃掉小企业。

3.6.5 背板

光伏背板是组件背面的封装材料，处于光伏组件最外层，主要用于抵抗湿热等环境对电池片、EVA胶膜等材料的侵蚀，起到耐候及绝缘保护的作用，并在一定程度上提升光伏组件的光电转换效率。

目前主流产品为有机背板，有机背板又可以分为传统有机背板及透明背板。复合型工艺是目前光伏背板的主流技术，一般具有三层结构（PVDF/PET/PVDF），外层 PVDF 氟膜需具有良好的抗环境侵蚀能力，中间 PET 基膜具有良好绝缘性能，内层 PVDF 氟膜具备与光伏胶膜良好的粘接性能，而层与层之间需使用胶粘剂进行粘合，防止层间剥离，从而保证组件长期可靠性。

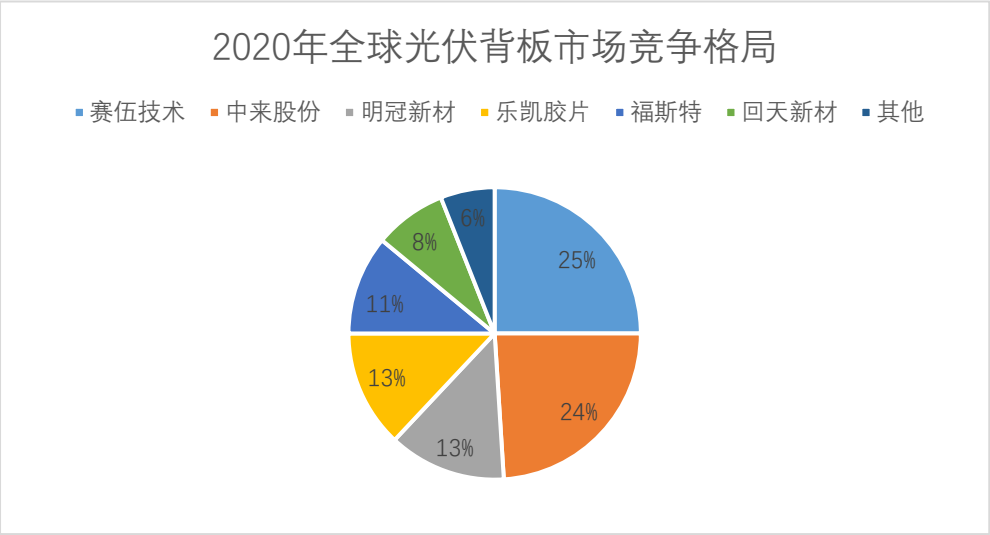
早期杜邦采用 PVF 制作光伏背板氟膜，后阿科玛将 PVDF 推广至光伏背板领域，目前主流氟膜材料为 PVDF。PVDF 含氟量高于 PVF，因此 PVDF 的抗紫外线能力和耐化学性更强，PVDF 的致密性更好，带来了更强的抗风沙能力，更适合恶劣的户外环境；PVDF 的阻燃能力更强，可降低火灾发生的概率。光伏电站通常需要使用 25 年，保护膜长期使用后的性能尤为重要，PV-Tech 通过实验发现，老化条件下 PVDF 膜的击穿电压高于 PVF 膜，耐磨性优于 PVF 膜



数据来源：TaiyangNews、行行查

国内背板市场向国产化集中。国外传统背板企业由于不适应快速降本的企业环境，利润率变薄，市场

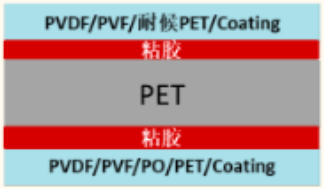
份额逐年降低，自 2016 年起，日本 3M、日本东丽、德国肯博等国外企业相继退出中国背板市场。只有部分组件产品招投标中指定采用进口 PVF（美国杜邦）或 PVDF（阿科玛）的氟膜材料生产的 KPK 或 TPT 结构背板。**国产化率超 90%，行业集中度高。**



数据来源：赛伍技术、中来股份、行行查

受双面电池及玻璃薄片化驱动，双玻组件占比不断提升，传统有机背板需求下降，透明背板凭借轻量化优势与光伏玻璃形成差异化竞争。根据赛伍的预测，能取代玻璃的使用场景是轻量化组件，主要是应用在屋顶和部分发达国家的地面电站，透明背板对玻璃替代的可能性在 20～30%之间。所以透明背板细分赛道值得关注。（中来在 2018 年年底成功开发出了透明网格背板产品，实现了 94%的透光率，高于玻璃，同时将创新的使用高反光的网格印刷在透明背板上，又进一步提升的双面组件的功率 5%。）

图表 8：透明背板结构及主要特点



	传统背板	透明背板
空气面	白色氟膜	透明氟膜
胶水	胶水	耐候透明胶水
内层	白色反射层	透明氟膜或涂层

来源：回天新材，国金证券研究所

PVDF 在光伏和锂电的应用占比都是 18%左右。但是锂电进展太快，导致 PVDF 的原材料 R142b 供不应求。所以虽然未来双玻组件会挤占背板的市场份额，但是近期可以关注 R142b 的产能情况。

原料 R142b 近一年暴涨 12 倍 明年锂电级 PVDF 缺口或增大 财联社

在锂电池制造，光伏背板及储能等领域应用需求持续扩张下，PVDF（聚偏氟乙烯）呈现出爆发式增长，R142b 作为氟化工产品 PVDF 的主要生产原料同向拉涨，最新价格已涨至 180000 元/吨，单月涨幅已超 10%，近一年累计涨幅达 12 倍。

业内人士认为，当前 R142b 供应紧俏，国内产能不足，叠加扩产难度较大，下游需求持续旺盛，多数电芯厂将 PVDF 视为未来最紧缺的材料，下半年以来 PVDF 价格涨势强劲，预计 R142b 供应紧张情况短期不会缓解，明年有望延续涨势创新高。供应短缺之下，目前联创股份（300343.SZ）、巨化股份（600160.SH）、东岳集团（00189.HK）、昊华能源（601101.SH）都在进行扩产计划。PVDF 生产中 90%以上的成本为 R142b。

3.6.6 接线盒

国内的接线盒龙头是通灵股份，全球市占率在 12%左右，其他公司没上市，并且净利润最高的只有通灵的一半左右。

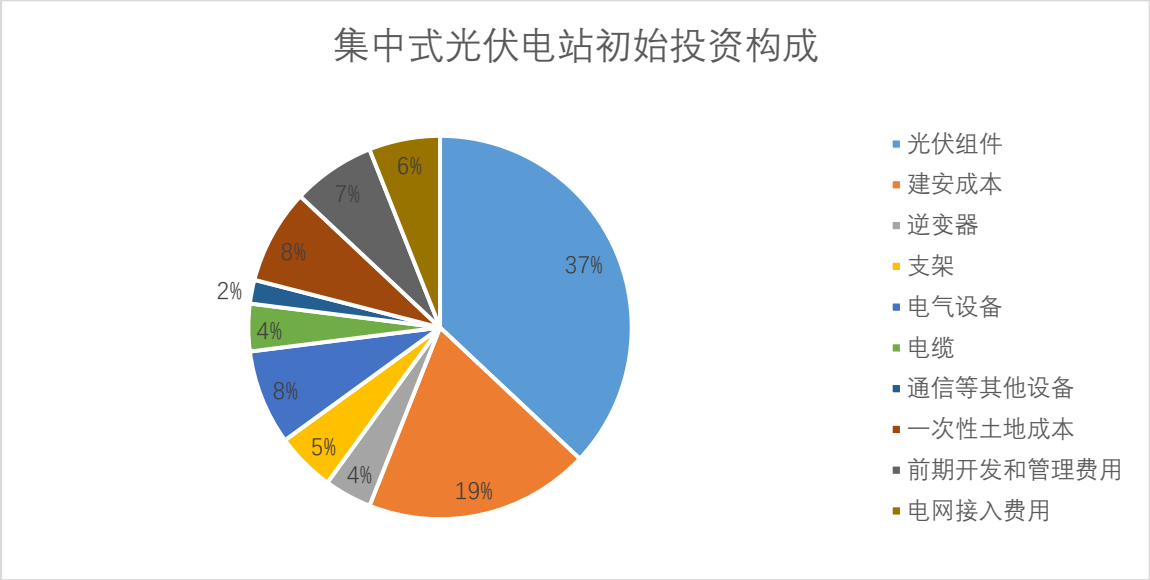
主要原材料为电缆线、二极管、塑料粒子、连接器和镀锡绞丝等。主要原材料市场上的供应商较多。不存在国外卡脖子的情况。

3.7 光伏电站

光伏电站分为两类，集中式和分布式。

集中式电站:

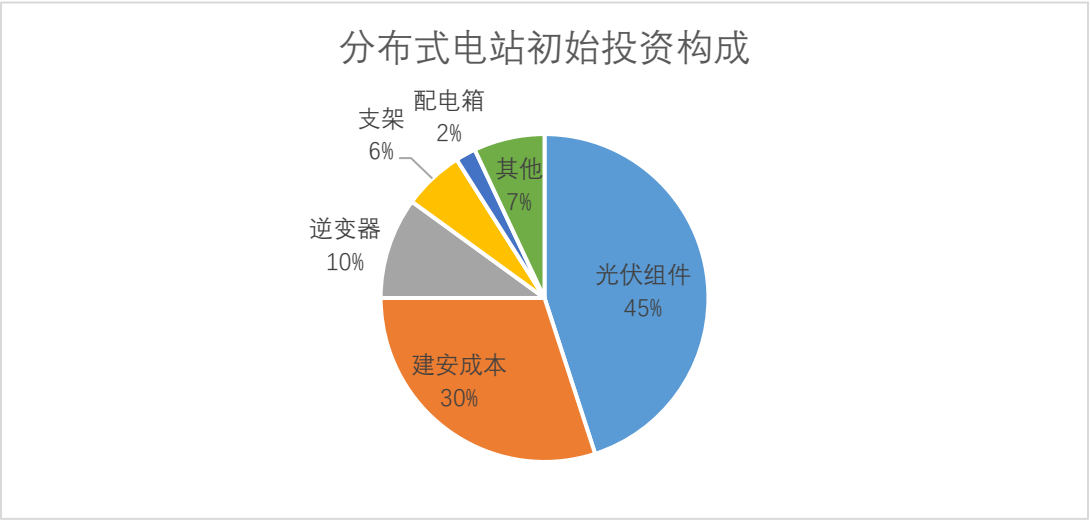
充分利用荒漠地区、荒山、塌陷矿区丰富和相对稳定的太阳能资源构建大型光伏电站和水上光伏电站，接入高压输电系统供给远距离负荷。



数据来源：KE 科日光伏网

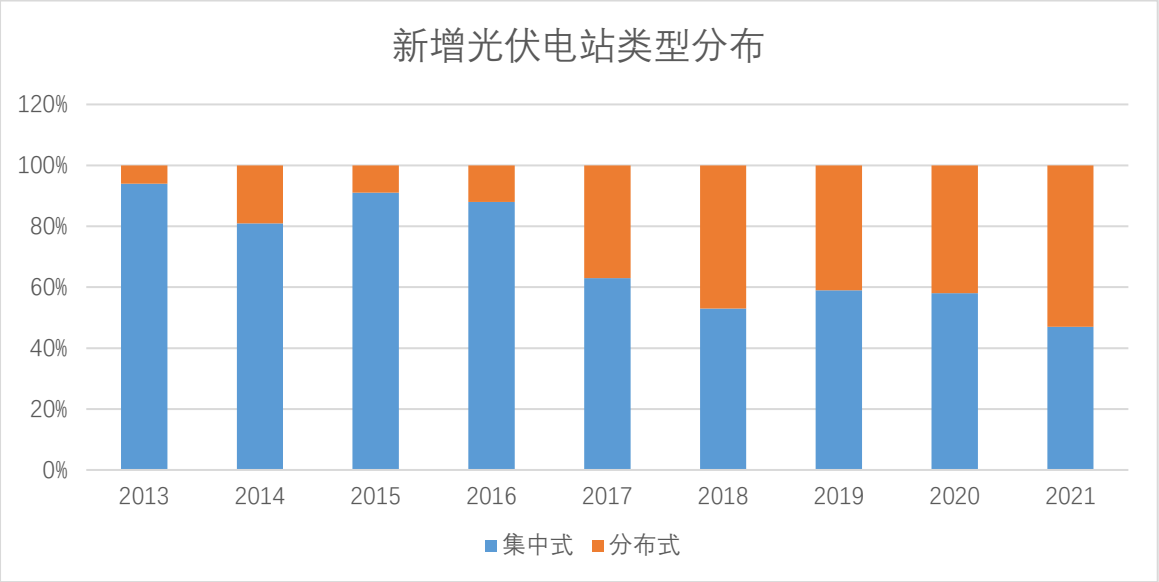
分布式电站：

主要基于建筑物表面，包括村镇居民住房屋顶太阳能电站和工商企业屋顶光伏电站，就近解决用户的用电问题和资源利用问题，通过并网实现供电差额的补偿与外送，以及企业和居民的自用电。



数据来源：北极星太阳能光伏网

最近分布式电站份额迅速扩张，2021 年当年新增的分布式电站超过了集中式。



数据来源：国家能源局

国家能源局提出，2023 年底，试点地区党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 50%，学校、医院、村委会等公共建筑屋顶不低于 40%，工商业厂房屋顶不低于 30%，农村居民屋顶不低于 20%。达成这些要求，将被列为整县（市、区）屋顶分布式光伏开发示范县。东吴证券报告显示，假设全国均为试点情况下，全国屋顶分布式光伏合计总空间超 600 GW。

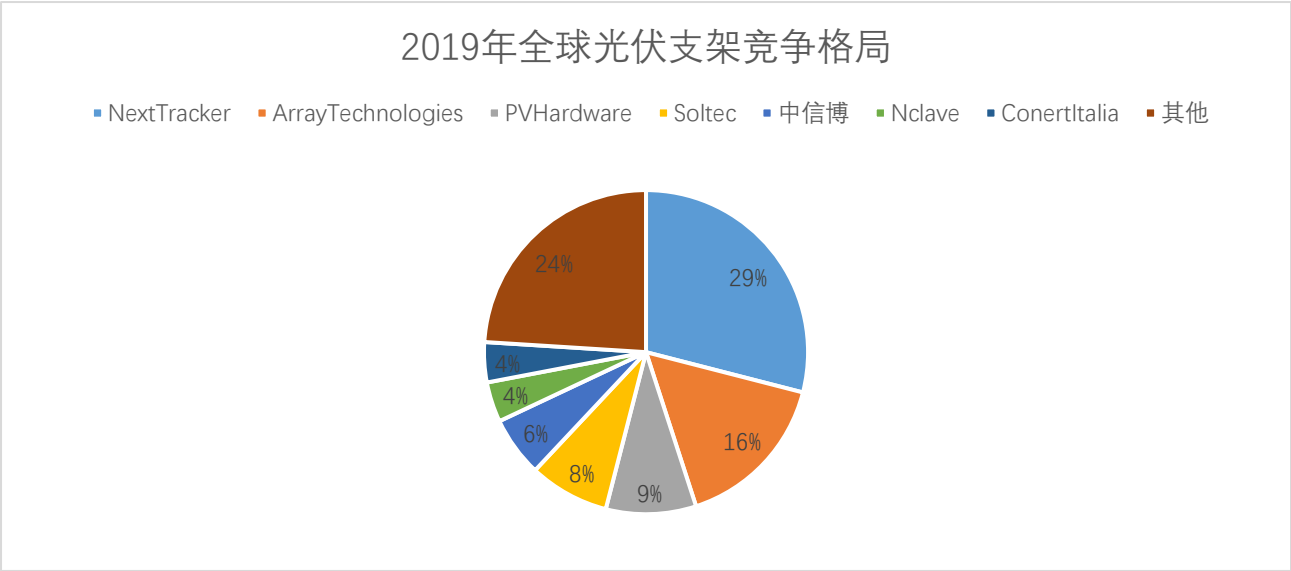
光伏电站除了组件、土地、安装等固定成本之外，还需要考虑的是汇流箱、逆变器和支架。

3.7.1 支架

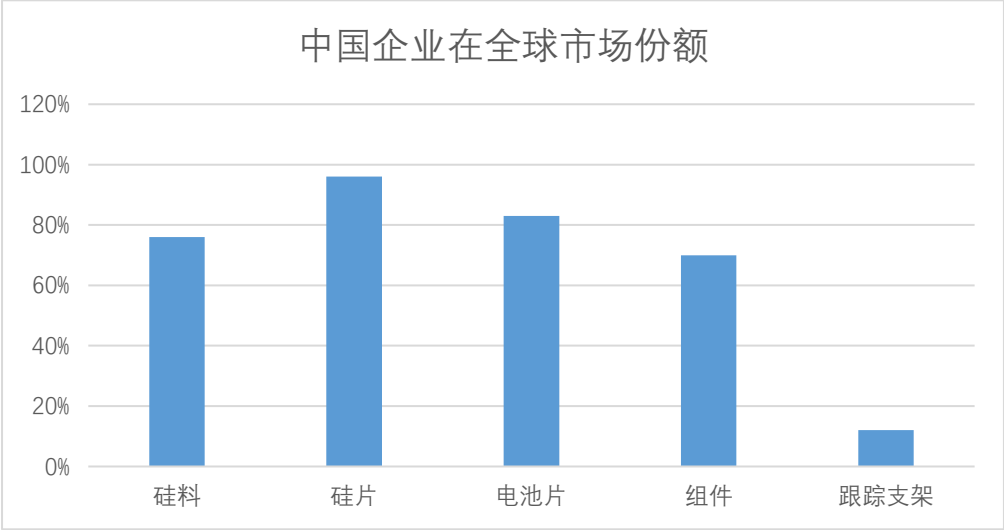
光伏支架是太阳能发电系统中为摆放、安装、固定太阳能面板而设计的，对光伏发电系统的寿命及发电效益均有重要影响。光伏支架可分为跟踪支架和固定支架，其中跟踪支架可随太阳入射角变化而调整角度，较固定支架通常可获得在 5%-35%发电量增益。在一些大型地面电站中，跟踪支架具有更好的经济性。

光伏支架的主要材料有钢和铝，钢更便宜但是铝耐腐蚀以及强度更高。

光伏支架主要是国外公司占优势。原因是海外公司较早进入这个领域，有技术积累的优势。国内仅中信博一家上市公司规模较大。

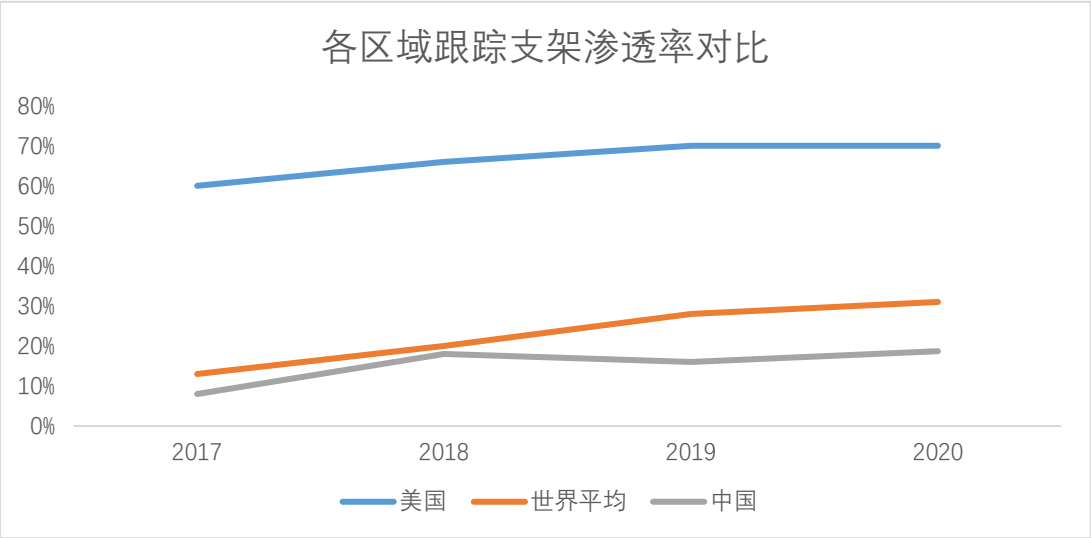


数据来源：中信博招股说明书



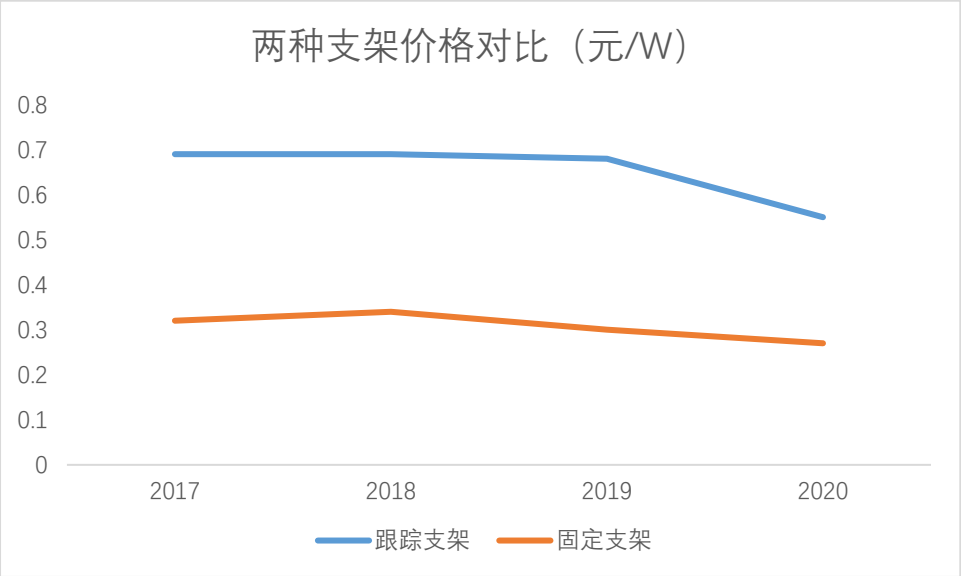
数据来源：wind

并且我国目前支架以固定式为主，跟踪式支架的渗透率和世界水平有较大差距。



数据来源：伍德麦肯锡

我国跟踪支架渗透率较低的原因是组件和逆变器都处于高价位，在资金有限的情况下，部分会选择缩减其他非必要的材料。但是美国市场的电价高，安装商的利润空间大，所以采用跟踪的较多。跟踪支架的成本是固定支架的两倍左右。



数据来源：公开资料整理

跟踪支架主要由三部分组成：结构系统（可旋转支架），驱动系统，控制系统（包括通讯控制箱，传感器，云平台，电气控制箱等部件），也就是说跟踪支架要随着阳光的照射变换角度，需要有驱动系统、传感器和控制系统。

所以如果对比国外的渗透率，跟踪支架的增长空间比较好，目前限制我国跟踪支架的原因是其他成本太高挤占了支架的购买预算。所以未来其他环节价格下降了之后可以看跟踪支架是否加速出货。

3.7.2 汇流箱

光伏汇流箱在光伏发电系统中是保证光伏组件有序连接和汇流功能的接线装置。用户可以将一定数量、规格相同的光伏电池串联起来，组成一个个光伏串列，然后再将若干个光伏串列并联接入光伏汇流箱，在光伏汇流箱内汇流后，通过控制器，直流配电柜，光伏逆变器，交流配电柜，配套使用从而构成完整的光伏发电系统，实现与市电并网。

这一块的信息比较少，目前只搜集到安科瑞和时代电气有这项业务。

3.7.3 逆变器

主要作用就是把光伏发的直流电转换成交流电并网。逆变器一般分为集中式、组串式、微型逆变器三种。

集中式逆变器：核心为先汇流，再逆变。体积大、功率高，一般常见 500kW 以上，成本较低，适用于光照均匀的集中性地面大型光伏电站等。代表企业有国内的阳光电源、上能电气、特变电工、科士达等企业。

组串式逆变器：核心为先逆变，再汇流。体积小、功率适中，常见 0-255kW，成本适中，具有 MPPT 模块，可调节多块组件系统达到最优，适用于户用、分布式系统等。代表企业有锦浪科技、固德威等。

微型逆变器：体积最小，功率最小，常见功率 1kw 以下，成本最高，适用于户用及小型分布式，代表企业为禾迈。

有遮挡或者局部故障情况下，组串式影响远小于集中式。组串式逆变器运维简单便利。从单价看，户用逆变器单价远高于商业和工业。

目前华为和阳光电源是逆变器龙头。

这个环节没什么技术含量，主要是 IGBT 芯片，这一块之前是国外主导，但是最近有国产化的趋势：

2021 年，阳光电源光伏 IGBT 有近 7 成产能锁定英飞凌，近 2 成产能有日系厂商罗姆、三菱、富士电机等供货，国产化比例在 10%左右；而华为受制于美国“黑名单”，主动积极试用国产 IGBT 厂商，给士兰微、斯达半导等厂商带来了较大的扶持和产能的预定。

进入 2022 年，阳光电源等厂商锁定英飞凌的 IGBT 产能比例大幅下降，给国产 IGBT 厂商释放了较大的空间；再加之，2 月底，英飞凌向供应商发出了涨价预警，预计 IGBT 此次涨价幅度约为 15-20%左右，可见在需求端旺盛的现况下，光伏 IGBT 国产替代的需求将会更为迫切。目前国产产品效率已经无限接近日企，并且阳光、

华为等头部厂商也正在加强与国内 IGBT 厂商的合作，推动国产 IGBT 厂商努力改进，希望今年可以超越日企产品平均 99%以上的效率水平。如果今年国产化稳定的话，明年可能产能就不会出现今年这么紧张的局面了。

由于这个环节没什么技术壁垒，所以各家主要靠价格优势出货。2021 年阳光电源营收增长了 25%，但是销售费用增长了 63%，最后净利润是负增长。

四．未来光伏装机预测

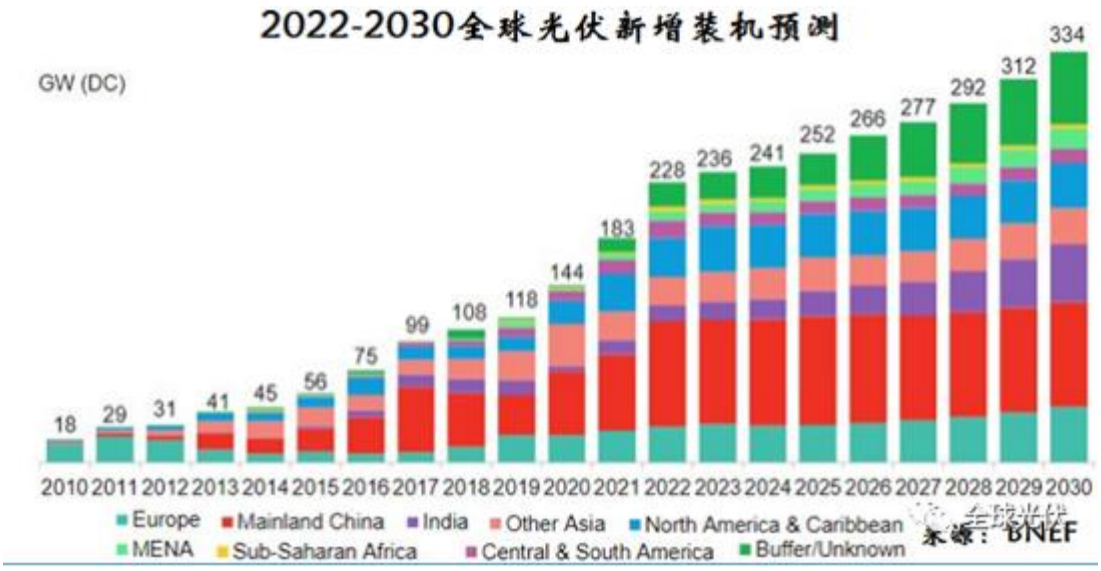
中国光伏行业协会名誉理事长王勃华表示，在巨大国内光伏发电项目储备量推动下，2022 年新增光伏装机规模或将增至 75GW 以上，大约在 75-90GW 左右。另外，预计 2022-2025 年，我国年均新增光伏装机将达到 83-99GW。

TrendForce 最新研究报告表明，2021 年受海外疫情的影响，在光伏产业链价格较高的情况下，装机求没有得到充分释放，预计 2021 年新增装机量约为 150-160GW。而在产业销有序发展下，2022 年预计光伏新增装机需求将同比增长 30%左右，达到 200-220GW。

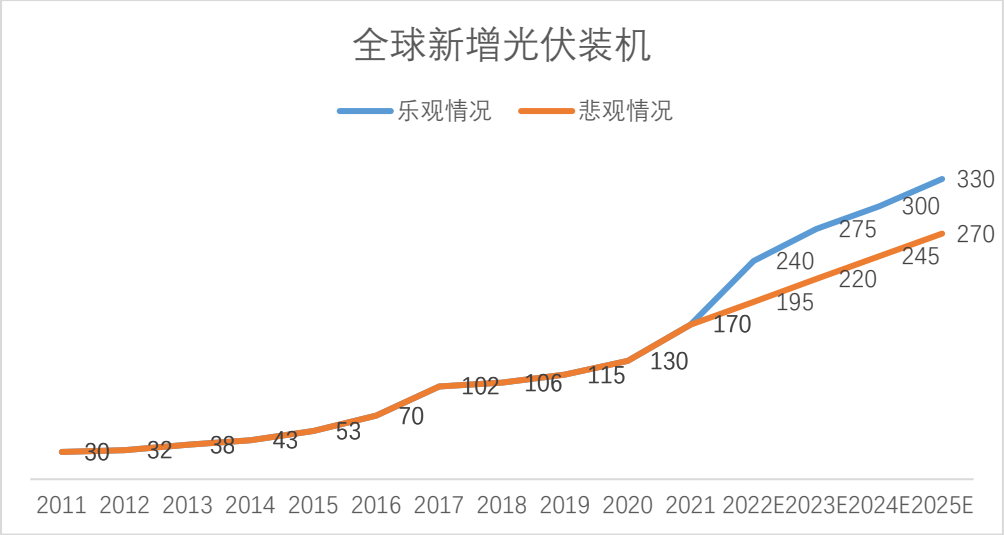
美国太阳能产业协会（SEIA）对太阳能行业工人和公司的调查显示，如果对被调查国家征收关税，2022 年和 2023 年美国太阳能装机将下调 46%，太阳能市场发展将越来越激烈。SEIA 预测，该案件将在未来两年内减少 24 吉瓦的太阳能容量。SEIA 进一步预测，到 2025 年，征收关税将使太阳能发电量比实现目标所需量低 75 吉瓦。

十四五规划整理：全国有 28 个省市区对“十四五”光伏装机做出了明确规划，计划新增光伏装机规划超 311GW。

BNEF 彭博新能源财经



中国光伏行业协会：



综合上述信息来看，未来几年光伏的装机量在 200-300GW 之间的可能性比较大，硅料的价格是比较大的限制因素。并且美国对他国的光伏征税也是不确定性因素。

2022 年 3 月 29 日，美国就光伏组件组装商 AuxinSolar 提交的请愿书，做出发起调查的回应。将要调查马来西亚、泰国、越南、柬埔寨四个东南亚国家，剑指中国太阳能生产商，是否存在通过在东南亚国家开展业务，来规避太阳能关税的情况。

2010 年，美国贸易代表办公室发出通告称，应美国钢铁工人联合会的申请，美方正式按照《美国贸易法》第 301 条款针对中国政府所制定的一系列清洁能源政策和措施展开调查。据悉，调查申请书指控中国政府为其风能、太阳能、电池及节能汽车等产品提供了不公平的支持，导致美国相关企业的利益受到了损害。

当前，美国对中国的光伏产品征收三类关税，包含：

反倾销与反补贴税，简称：双反税，每年都要复审，各企业不相同;201 税，双玻组件豁免，不用交 201 税，单面组件暂时交 15%, 明年到期后再谈;301 税, 税率为 25%;上述三种税收叠加征收, 当前的总税率在 40%+。

从光伏产业链来看：

硅料的产能是 50-60 万吨，跟工业硅的产能差不多。扩产周期是 18 个月，2022 年底的规划产能是 100 多万吨，对应 350 多 GW 的新增装机。

硅片产能 2020 年是 200 多 GW，2021 年是 300-400GW。

电池片产能 2020 年是 200 多 GW，2021 年是 400 多 GW。并且硅片和电池片没什么壁垒，扩产周期是 3-6 个月。

所以未来**光伏的风险是产能过剩以及美国竞争加剧**。

近两年来看，硅片电池片产能有些过剩，近期价格主要是跟着工业硅一起涨的，主要是为了覆盖成本而不是需求带动供不应求。从上市公司业绩来看，晶科能源发了 2021 年年报，主营业务光伏组件毛利率降了 9 个点、通威的太阳能电池及组件毛利率降了 6 个点、隆基的太阳能组件业务也降了 3 个点。相关上市公司的业绩在行业扩产情况下，毛利率下降趋势可能不是好的信号，未来的各环节价格走势值得关注。