

## 多晶硅行业深度：新兴厂商抢班夺权，成本领先者持续高盈利

### 报告摘要：

**(1) 国内多晶硅产能提升，进口替代加速进行：**2016 年末全球多晶硅产能约为 43.7 万吨；海外产能约为 22.7 万吨，国内产能约 21 万吨。2016 年全球产量约 37 万吨，整体产能利用率约 85%，但国内龙头企业基本维持满产状态。国内硅料产量全球占比刚过 50%，未来 2-3 年，国内硅料产能将继续提升，逐步取代海外高成本产能。

**(2) 新兴龙头成本优势显著，市场份额有望快速提升：**中能、OCI、Wacker 几大传统巨头产能巨大，但成本劣势，未来竞争力堪忧。国内后起之秀新特、永祥、大全三大厂商经过多年积累，技术层面已基本赶上传统巨头，而其后建产能的初始投资和技改成本都远低于传统龙头，目前普遍成本在 6 万元每吨以下，市场份额有望快速提升。

**(3) 绑定单晶硅片龙头的硅料企业率先受益：**单晶对于硅料品质的要求高，国内单晶硅片厂商目前使用的硅料以海外进口为主，国内只有新特、永祥、大全、中能等有产能符合要求。获得单晶硅片厂商参股的硅料厂商能够充分说明客户对硅料品质的认可。随着单晶企业的持续扩产，国内高品质硅料厂商对海外单晶硅料供给的替代有望率先打开。

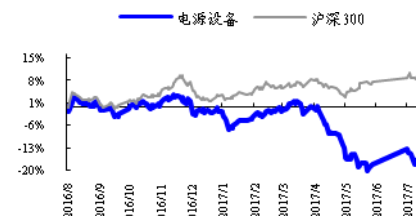
**(4) 电价并非决定成本唯一要素，精细化管理与综合技术能力制胜：**多晶硅成本包括能源动力、原材料、人工、折旧四大类，电价电耗并非评判成本决定性标准，新疆是新上产能最佳地点之一，但不是唯一地点。多晶硅项目比的是精细化管理水平及综合技术能力，新兴厂商永祥是最好例证。

**(5) 短中期多晶硅价格由高成本厂商边际供给决定，新兴厂商持续高盈利：**多晶硅行业需求逐步增长，国内新兴成本领先厂商将逐步蚕食国内及海外高成本厂商份额，同时多晶硅价格由边际供给决定，成本低廉厂商享受较高利润，即由高成本厂商为价格标准，直至全部取代完。从中期来看，新兴厂商永祥、新特、大全等将持续维持高盈利能力。

**(6) 长期来看，硅料最终寡头垄断，享受超额利润：**高初始投资和高技术壁垒决定了硅料行业的高集中度，未来有望形成国内几大技术和成本领先企业寡头垄断局面，享受超额利润。从目前到最终平价上网过程中，产能投资有序的国内多晶硅技术领先公司，其业绩持续丰厚且不断增长，同时谁能深谙国内单晶多晶合适比例趋势，深度绑定国内主流硅片客户，其业绩表现将更佳。综合各种因素，我们目前最看好的多晶硅投资标的是通威（永祥）、特变（新特）。

**(7) 风险提示：**多晶硅价格下降超预期；企业生产成本降低不及预期。

### 历史收益率曲线



涨跌幅 (%)	1M	3M	12M
绝对收益	5.18%	-2.03%	-13.56%
相对收益	3.09%	-13.15%	-28.96%

### 重点公司

通威股份  
隆基股份

### 投资评级

买入  
买入

### 相关报告

《通威股份 (600438): “光伏+饲料”双龙头，光伏板块将驱动业绩高增长》

2017-8-3

《隆基股份 (601012): 单晶龙头，业绩持续高增长》

2017-3-13

### 证券分析师：龚斯闻

执业证书编号：S0550513050002  
(021)20361173 gongsw@nesc.cn

### 研究助理：顾一弘

执业证书编号：S0550115100012  
(021)20361163 guyh@nesc.cn

### 研究助理：孙树明

执业证书编号：S0550115120052  
(010)63210897 sunsm@nesc.cn

## 目 录

正文之前，我们先自问几个问题，并简短回答.....	3
1. 多晶硅行业供需格局 .....	5
1.1. 全球多晶硅的供需格局.....	5
1.2. 国内多晶硅的供需格局.....	5
1.3. 全球光伏装机持续增长，中长期空间巨大.....	6
2. 国内多晶硅进口替代空间广阔 .....	10
2.1. 寡头竞争格局难以改变.....	10
2.2. 多晶硅为国内光伏产业链中薄弱环节.....	11
2.3. 扩产集中于国内龙头，海外龙头产能稳定.....	13
2.4. 国内单晶渗透率提高，上下游联合加强.....	14
3. 龙头开始替换，国内新兴厂商扩产成本优势显著 .....	16
4. 多晶硅价格短期坚挺，中长期稳中有降，迎接平价时代.....	21
4.1. 多晶硅短期中期价格判断.....	21
4.2. 全面平价时代，多晶硅享受超额利润.....	23
5. 无技术替代风险，改良西门子法仍将占主导地位 .....	25
6. 投资建议 .....	27
7. 风险提示 .....	28

## 正文之前，我们先自问几个问题，并简短回答

### (1) 目前多晶硅供求格局如何？

2016 年末全球多晶硅产能约为 43.7 万吨；海外产能约为 22.7 万吨，国内产能约 21 万吨。2016 年全球产量约 37 万吨，整体产能利用率约 85%（每年设备都有检修期）。2017 年上半年，全球产量为 21.2 万吨，同比增长 7.6%。其中国内产量约 11.8 万吨，国外产量约为 9.4 万吨，国内产量占比达到了 55.7%。需求来看，2017 年上半年全球光伏安装量大约 42GW，同比增长 40%，硅片产量为 43GW，同比增长 19.6%，对应光伏用多晶硅 19.6 万吨，再加上电子级多晶硅 1.5 万吨需求，上半年多晶硅的消费量约 21.1 万吨，供需基本维持平衡状态。

2016 年国内硅片、电池片、组件的产量分别达到 63GW、49GW 和 53GW，占全球总产量的比重分别达到 91.3%、71.0% 和 73.6%，而国内硅料产量全球占比刚过 50%，未来 2-3 年，国内硅料产能将继续提升，逐步取代海外高成本产能，行业整体呈现供略大于求局面。

### (2) 中期 2-3 年光伏市场需求能增长吗？国内多晶硅扩产计划很多，靠谱吗，市场在哪里？

中期光伏还不能在全球各地全面平价，但全球每年增长 10% 以上无疑，各国虽有政策起伏，但此消彼长，新兴市场不断涌现，我国作为全球第一大终端市场，虽然也有短期抢装，但总体政策基调近期又得到明确，光伏就是国家最支持的可再生能源。国内多晶硅厂商看到未来趋势，纷纷扩产，计划较大，但我们看到真正有竞争力的厂商，比如新特、永祥、大全等都是经过充分认证，扩产有序，目标是逐步取代高成本厂商。同时国内也存在一些貌似大干快上的项目，比如一些硅烷流化床法项目，又比如最新进入者抛出的宏伟计划，这些都需要观察，目前来看都大大低于预期。

### (3) 目前国内外几大传统巨头，竞争力如何？国内后起之秀能否逆袭？

中能、OCI、Wacker 是国内外几大传统巨头，合计产能约 20 万吨，占 2016 年全球产能比重约为 45%，成本每吨由低到高从 7 万到 10 万不等，产能巨大，但成本劣势，技改也意义不大，经济性差，未来竞争力堪忧，中能产能正逐步转移至新疆。未来属于国内后起之秀，即新特、永祥、大全，这些厂商经过多年积累，技术层面已基本赶上传统巨头，相对后建的产能成本低很多，之后改扩建成本也低，目前普遍成本在 6 万元每吨以下，后续更低，市场份额不断上升。

### (4) 单晶比率提高，单晶与多晶对硅料要求一致吗？硅料厂商都能符合要求吗？

有区别，单晶要求更高，硅料价格也高。目前国内硅料厂商大部分不符合要求，只有新特、永祥、中能等有产能符合要求，国内单晶硅片厂商传统上是倾向进口料的，比如隆基用 OCI，中环用 Wacker。如何验证国内厂商能力？单晶硅片厂商参股硅料厂商情况，最直接，正文有。提升单晶硅料供给能力也是国内硅料替代海外硅料重要逻辑之一。

### (5) 多晶硅成本构成真的这么简单吗？只能唯“电耗”“电价”论吗？

多晶硅成本分为四个大类即能源动力、原材料、人工、折旧，电耗及电价在能源动力中，但再细分，又分还原电耗、动力电耗、蒸汽、水、硅粉、氢气氯气、人员综合成本、折旧等等。以能源电力来看，不完全是电耗，不同项目按当地资源及

配套不同，电耗、蒸汽配比可以不同；以原材料来看，有些是就地取材，有些是循环经济，搭配 PVC、水泥等产业，成本又有不小差别；以人工来看，有别于常识，偏远落后地区人员综合成本可能更高，是需要高水平技术团队及技术工人，不全是普通劳动力，需要考虑留人成本。以折旧来看，不同地点气候环境不同，所需投资差别也很大。

（6）全球最合适布局产能的地点只能在新疆吗？

新疆是最佳地点之一，但不是唯一地点。如果只是认为这个厂在新疆，电价最低，那个厂不在，所以新疆厂成本一定低，但就太简单了。我们之前也是这么认为的，但是细拆各项成本后，并非一定如此。新疆电价便宜，但其余并不占优势，气候恶劣、配套薄弱是最大问题，人工、投资折旧等成本都要大。并不能简单以项目是否在新疆，作为成本评判决定性标准。

（7）不能单纯比项目地点，那比什么呢？

多晶硅项目比的是精细化管理水平及综合技术能力。下文会具体说道。

（8）会有其他技术路线，比如硅烷流化床法，赶超改良西门子法吗？

10 年之内都不会有优于改良西门子法的工程实践，理论可以的方法，实际工程生产未必可行。硅烷流化床法的突出优势是能耗低很多，但初始投资大，且其余环节的成本都偏高，实际生产技术仍不够成熟，原料易燃易爆、安全性较差，颗粒硅表面积大、容易引起玷污，炉壁温度较高、容易在炉壁产生沉积，硅料品质差，导致了最终实际成本更高。

（9）远期，平价上网来临，多晶硅市场是怎么样？

远期 5 年左右时间，光伏一定平价上网，无论是马上就要来临的用户侧平价，还是最后的发电侧平价。行业领先厂商在平价来临之前成本不断下降，最终淘汰大部分国内及海外高成本厂商。平价时代，多晶硅需求必定远超现在，供给方面，行业供给呈现 5 家左右寡头垄断局面，享受技术及产能壁垒带来的超额利润。按理论计算，平价时代来临需要产业链各环节降本增效，那时需要的多晶硅合理价格，还是大幅高于厂商生产成本，如果能形成寡头垄断格局，超额利润是存在的。

（10）多晶硅行业及公司的投资逻辑是怎么样的？

在全面平价上网来临之前，多晶硅行业需求逐步增长，新增有效产能不断释放，国内新兴成本领先厂商如新特、永祥、大全等，逐步蚕食国内及海外高成本厂商份额，同时多晶硅价格由边际供给决定，即由高成本厂商为标准，直至全部取代完。平价上网时代，需求大幅增长，供给端寡头垄断基本形成，国内几大厂商占据全球大部分份额，享受一定超额利润。我们可以看到，在这一过程中，产能投资有序的国内多晶硅技术领先公司，其业绩将是丰厚且不断增长的，同时谁能深谙国内单晶多晶合适比例趋势，深度绑定国内主流硅片客户，其业绩表现会更好。综合各种因素，我们目前最看好的多晶硅投资标的是通威（永祥）、特变（新特）。



## 1. 多晶硅行业供需格局

全球光伏装机增长带动了多晶硅产能与产量的不断提升。截至 2016 年末，全球多晶硅产能约为 43.7 万吨；其中海外多晶硅产能约为 22.7 万吨，国内的多晶硅产能约 21 万吨。2016 年全球多晶硅的产量约 37 万吨，整体产能利用率约 85%。其中国内龙头企业基本处于满产状态，而海外企业由于受生产成本和贸易政策的影响，产能利用率分化程度较高。

### 1.1. 全球多晶硅的供需格局

在供给端，2017 年上半年，全球多晶硅的产量为 21.2 万吨，同比增长 7.6%。其中国内的产量约 11.8 万吨，国外的产量约为 9.4 万吨，国内产量占比达到了 55.7%。需求端，2017 年上半年全球硅片产量为 43GW，同比增长 19.6%，对应的上半年光伏用多晶硅 19.6 万吨，再加上电子级多晶硅 1.5 万吨的需求，上半年多晶硅的消费量约 21.1 万吨，供需基本维持平衡状态。

预计 2017 年下半年全球的光伏新增装机量与上半年相比会有所下降，硅片的产量与上半年相比也会下滑，对于多晶硅的需求略有下降。从全球多晶硅的供给来看，下半年的新增产能主要包括部分中国企业的多晶硅新建项目和技改项目投产，预计 2017 年下半年国内的多晶硅产量为 12.6 万吨左右，假设海外多晶硅企业产量与上半年保持一致，则 2017 年下半年全球多晶硅的产量有望达到 22 万吨，全年的产量有望达到 43.2 万吨。因此全球多晶硅产业将在 2017 年下半年出现供给略大于需求的局面。

表 1: 2017 年全球多晶硅供需情况预测（万吨）

	光伏消费			半导体消费	需求合计	供应合计
	硅片产量（GW）	多晶硅需求	光伏装机（GW）	多晶硅需求		
2017-H1	43	19.6	42	1.5	21.1	21.2
2017-H2	40	18.2	32	1.5	19.7	22
2017	83	37.8	74	3	40.8	43.2

数据来源：东北证券，安泰科

### 1.2. 国内多晶硅的供需格局

2016 年，国内的多晶硅产能约 21 万吨，国内全年的多晶硅产量约 19.5 万吨，国内多晶硅企业基本保持满产状态，多晶硅行业景气度较高，国内多晶硅企业的盈利能力持续提升。截至 2017 年 6 月，国内多晶硅有效产能由 21 万吨增加至 24 万吨左右，企业扩产的节奏处于比较温和的状态，扩产的企业基本都具备较强的成本控制能力和盈利能力，而非盲目扩产状态。2017 年上半年新增产能包括：新特能源 1.4 万吨/年、洛阳中硅 3000 吨/年、新疆大全 8000 吨/年、四川永祥 5000 吨/年、河南恒星 5000 吨/年等。上半年江苏中能、新特能源、四川永祥的产能位居全国前三位，三家企业产量占全国总产量的 50% 以上。

2017 年上半年，国内多晶硅产量约 11.8 万吨，需求则延续了 2016 年的旺盛局面，主要原因为国内 2017 年上半年光伏装机形势大好，上半年全国新增光伏装机达 24GW，促使了多晶硅行业形成供不应求的局面。

2017 年上半年，国内共进口多晶硅 7.28 万吨，出口多晶硅 0.18 万吨，因此上半年多晶硅净进口约 7.1 万吨，加上国内多晶硅产量 11.8 万吨，上半年国内多晶硅的供给合计约 18.9 万吨。

在需求端，2017 年上半年国内硅片产量为 40GW，同比大幅增长 17.6%，对于多晶硅的需求约 18.4 万吨，预计国内电子级多晶硅需求基本稳定在 0.15 万吨，因此上半年国内多晶硅需求合计约 18.55 万吨，供需基本维持平衡。

2017 年下半年，国内的光伏装机没有出现类似 2016 年的三季度装机大幅滑坡，一方面是因为三季度“领跑者计划”需要完成装机并网，另一方面是国内分布式光伏装机快速发展，保证了下半年光伏需求的稳定。预计下半年国内光伏新增装机能够维持在 15GW 左右。下半年硅片的产量预计小幅下滑至 38GW，对于多晶硅的需求约 17.5 万吨，电子级多晶硅需求稳定在 0.15 万吨左右，因此下半年国内多晶硅需求合计约为 17.65 万吨，相较于上半年会有小幅下滑。全年的多晶硅需求合计约 36.2 万吨。

从供给端而言，国内 2016 年底的产能为 21 万吨，2017 年上半年产能达到 24.3 万吨，至 2017 年底产能有望达到 28 万吨左右，下半年的新增产能主要包括部分中国企业的多晶硅新建项目和技改项目投产，企业新增产能释放需要一定进程，因此预计 2017 年下半年国内的多晶硅产量会相对于上半年小幅增加，全年国内多晶硅产量预计为 24.4 万吨。过去几年中国内多晶硅的进口量在上半年和下半年基本保持稳定，下半年国内装机下滑，预计下半年多晶硅的进口小幅下滑至 7 万吨。因此预计全年国内多晶硅的供给合计约 38.3 万吨，会出现供给略大于需求的情况。

**表 2：2017 年国内多晶硅供需情况预测（万吨）**

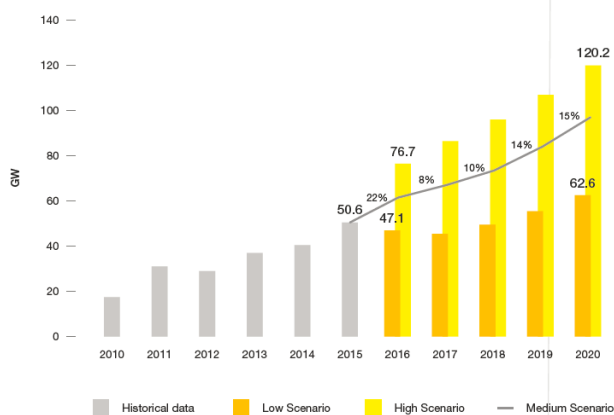
	光伏消费			半导体消费	需求合计	国内多晶硅供应		
	硅片产量 (GW)	多晶硅 需求	光伏装机 (GW)	多晶硅需求		产量	净进口	供应量
<b>2017-H1</b>	40	18.4	24	0.15	18.55	11.8	7.1	18.9
<b>2017-H2</b>	38	17.5	15	0.15	17.65	12.6	6.8	19.4
<b>2017</b>	78	35.9	39	0.3	36.2	24.4	13.9	38.3

数据来源：东北证券，安泰科

### 1.3. 全球光伏装机持续增长，中长期空间巨大

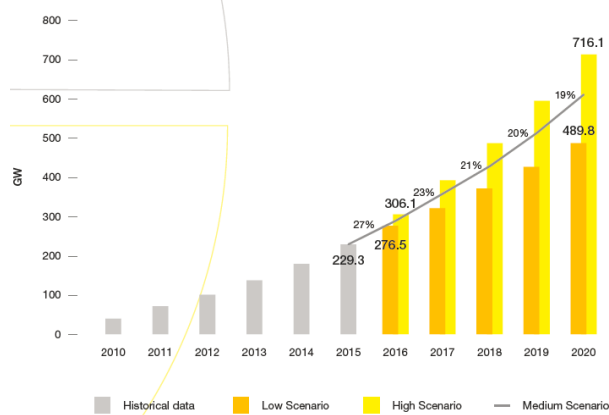
从全球来看，光伏装机将持续增长。2017 年中国新增装机超预期，带动全球 2017 年的装机稳定增长，预计国内 2017 年新增装机有望达到 40GW 左右，全球 2017 年新增装机有望达到 80GW 以上。美国在经历了 2016 年四季度的高增长后，预计 2017 年装机将略有下滑至 12GW 左右。印度计划 2020 年光伏累计装机达到 100GW，预计 2017 年全年新增 8GW 左右。传统装机较大的日本、欧洲区域的需求逐步萎缩，但是新兴市场由于成本下降带来的需求提升十分显著，将成为光伏新增装机的重要区域。

图 1: 至 2020 年全球光伏新增装机预测



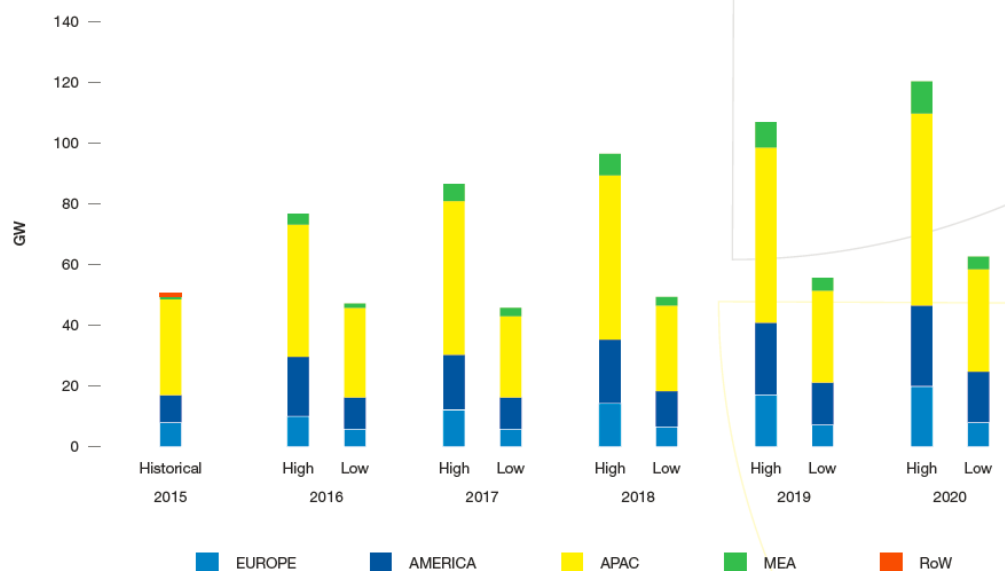
数据来源: 东北证券, EPIA

图 2: 至 2020 年全球光伏累计装机预测



数据来源: 东北证券, EPIA

图 3: 光伏新增装机区域预测



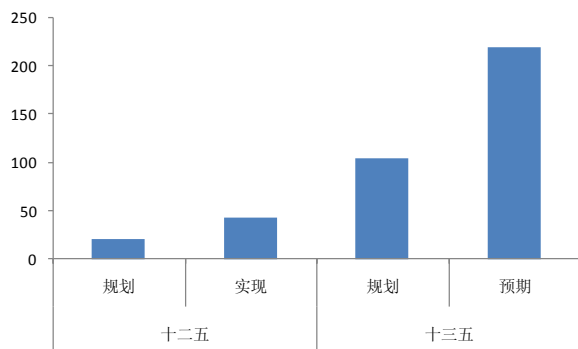
数据来源: 东北证券, EPIA

国内光伏装机预计 2017-2020 年间每年新增装机维持在 35GW 左右。从“十二五”光伏发展情况看，光伏装机增速远远超过国家能源局的规划。在《可再生能源发展“十二五”规划》中，2015 年的光伏并网装机预期目标仅为 21GW。而到 2015 年年底，光伏并网装机为 43.2GW，年均增长率为 122.0%，远远超出预期。同样，在《可再生能源发展“十三五”规划》中，2020 年的光伏并网装机预期目标为 105GW。但根据国家能源局公布的数据，2017 年上半年光伏装机达到 24.4GW，2016 年全年的新增光伏装机容量也达到了 34.2GW，“十三五”规划的 105GW 光伏装机目标仅用两年时间便基本完成，可以预见“十三五”光伏最终安装量也将大大超过最初预期目标。

国家能源局 7 月 28 日发布了《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》，下达 2017-2020 年光伏指导装机规模合计 86.5GW，分布式装机不受规模限制。2017 年上半年分布式新增装机 7GW，随着用户侧平价实现，分布式的市场

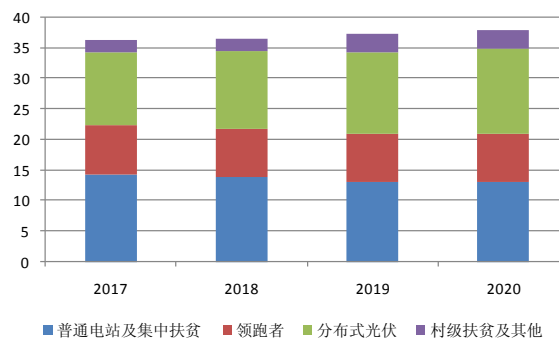
正在快速打开，预计未来每年能够维持 10GW 以上的新增装机。因此与指导装机规模合计，未来每年新增装机有望维持在 35GW 左右。村级光伏电站发展同样不受限制，2016 年下半年第一批村级光伏电站规划 2.2GW，由于村级光伏电站能发挥较强的扶贫和社会效益，预计这部分装机规模还将保持稳定增长。此外，如果 7 个红色预警地区的光伏电站能够顺利缓解弃光难题，再加上跨省跨区输电通道配套建设的光伏电站，预计未来每年新增装机有望维持在 35GW 左右，到 2020 年光伏装机规模有望超过 200GW。

图 4：国内光伏累计装机规划与实现情况（GW）



数据来源：东北证券，国家能源局

图 5：2017-2020 年我国新增光伏装机构成估计

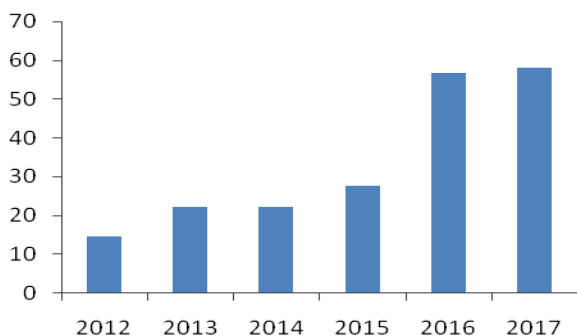


数据来源：东北证券，国家能源局

**美国新增装机稳定，201 法案为不确定因素。**美国 2016 年新增装机 14.76GW，相比 2015 年的 7.26GW 同比增长超过 100%。ITC 政策已经决定由 2016 年末延期至 2022 年，是保持光伏长期装机稳定的因素。但目前美国 201 法案正在调查中，如果最终针对光伏电池和组件的 201 法案得到通过，美国光伏产品价格可能上升一倍左右，新增装机大幅下滑。如果 201 法案未通过，预计美国每年新增装机将稳定在 10GW 左右。如果 201 法案通过，预计每年新增装机将降至 4GW 左右。

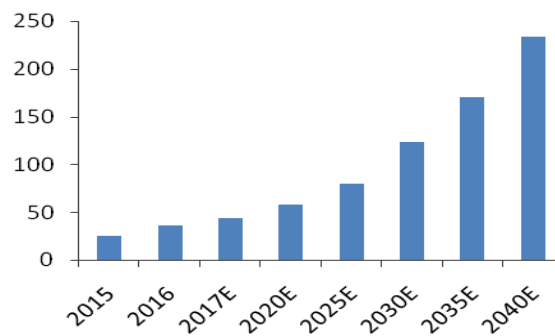
美国光伏产业发展前景可观。从历年公布的数据来看，美国能源局在不断上调光伏装机预期，对 2020 年光伏累计装机预期已经从 14.58GW(2012)上调至 57.98GW(2017)，光伏产业保持稳定发展。从对未来的规划来看，到 2040 年光伏累计装机规模预期达到 240GW，是现阶段装机规模的 6 倍的以上，美国对光伏产业发展有长远的目标和规划，光伏市场前景广阔。

图 6：对 2020 年美国光伏累计装机预期变化（GW）



数据来源：东北证券，美国能源局

图 7：美国光伏累计装机规模预期（GW）



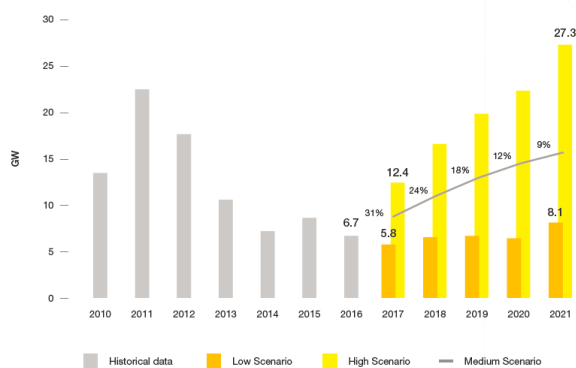
数据来源：东北证券，美国能源局



**欧洲市场成熟，新增装机将小幅回暖。**欧洲是光伏产业最先发展的区域，在欧债危机前欧洲各国大力扶持光伏产业发展，新增装机居于全球领先地位，2011 年欧洲新增装机达到顶峰 22.5GW，之后则逐年下滑，2016 年欧洲新增装机为 6.7GW。目前欧洲大部分地区光伏发电的成本已经低于零售电价，随着光伏发电成本的持续降低，欧洲的屋顶分布式装机有望保持稳定增长。除了德国、法国、意大利等传统光伏装机大国将保持稳定增长外，预计荷兰、土耳其等国在未来五年内的光伏新增装机将有强劲增长。目前欧盟整体用电量中光伏发电的占比已经达到 4%，其中意大利、德国和希腊的光伏发电量占比已经超过 5%，欧盟是全球清洁能源利用的领头羊。

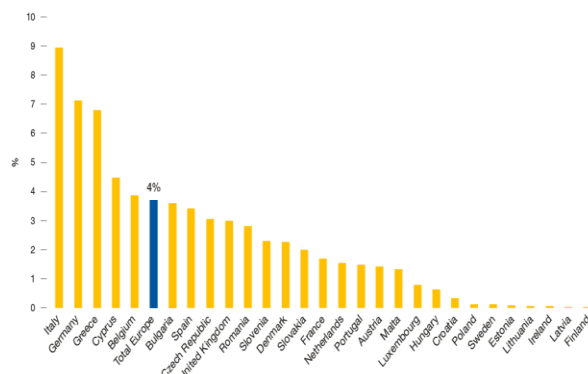
2017 年欧洲议会提出欧盟 2030 年可再生能源在全部能源消费中占比达到 35% 的目标，而 2015 年欧盟国家可再生能源消费平均占比为 16.7%，因此可再生能源的利用还存在很大的成长空间。不管从经济性角度还是从减排政策约束上，欧洲光伏装机均存在持续增长的空间，预计 2020 年前，欧洲年均光伏新增装机有望维持在 10-15GW 左右。

图 8：至 2020 年欧洲光伏新增装机预测



数据来源：东北证券，EPIA

图 9：欧洲各国光伏发电量占比



数据来源：东北证券，EPIA

**日本装机有所下滑。**对日本光伏产业发展影响最大的政策是 FIT（可再生能源固定价格收购制度），近年来收购价格不断下调，2017 年开始 2000KW 以上的电站收购价格要通过招标确定，运营商的投资收益不断被削减，投资热情下降。2016 年，日本的新增光伏装机规模已开始下降至 8.6GW，预计未来装机仍然将逐步下滑。

**印度市场增长强劲。**印度在 2015 年 7 月将太阳能发展计划中 2022 年末累计光伏装机目标由原先的 20GW 提高到 100GW，2016 年印度实际新增装机约 8GW 左右，截至 2017 年 4 月印度光伏累计并网装机容量为 12.5GW。印度整体电力设施建设薄弱，光照资源充足，对于电力的需求不断增长，因此光伏在印度具备良好的成长空间。预计 2017-2020 年印度每年光伏新增装机有望达到 10-15GW 的规模。

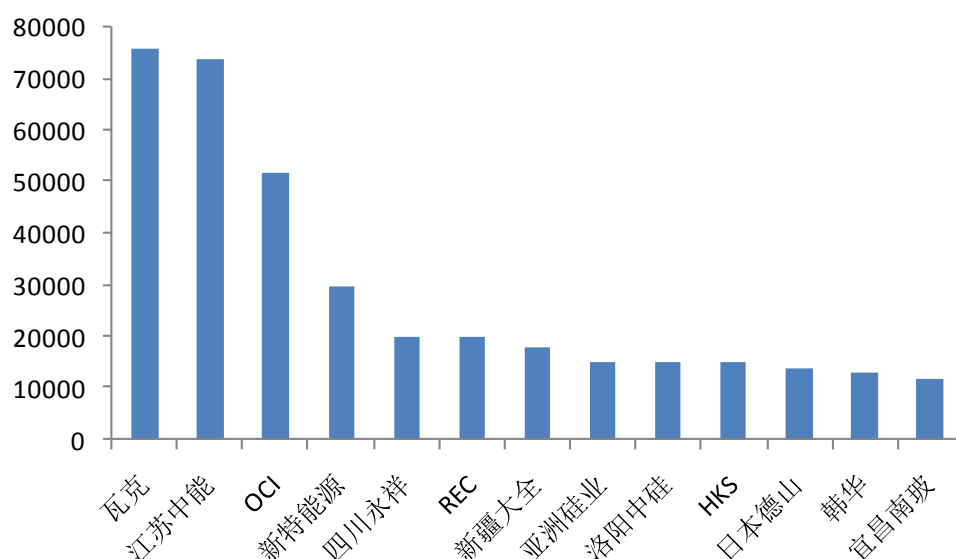
从全球整体装机来看，预计 2017-2020 年间每年光伏的新增装机有望达到 100GW 以上，按照平均每瓦组件的硅耗量在 4.6 克测算，预计 2017-2020 年间光伏新增装机对应的多晶硅料需求将保持在 46 万吨以上。

## 2. 国内多晶硅进口替代空间广阔

### 2.1. 寡头竞争格局难以改变

不论是从全球还是从国内来看，多晶硅的行业集中度高，龙头企业占据很高的市场份额。目前行业内产能达到 5 万吨以上的仅有德国瓦克，江苏中能和韩国 OCI 三家，全球行业前三家龙头企业合计产能超过 20 万吨，第二梯队企业的产能基本维持在 1-3 万吨之间。2017 年上半年全球多晶硅产量为 21.2 万吨，而全球前五大生产商的总产量达 12 万吨，占全球总产量的 56.6%，集中度持续提升。

图 10: 2017 年全球主要多晶硅企业产能（吨）

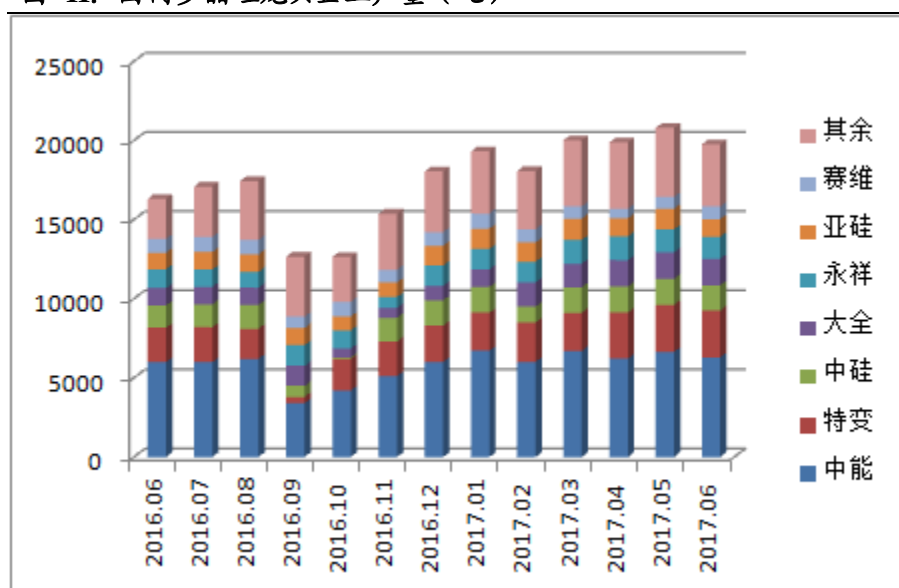


数据来源：东北证券，硅业分会

从国内来看，2017 年上半年中能、特变、中硅、永祥、亚硅、大全、赛维七家万吨级企业产量共计 9.4 万吨，占全国总产量的 79.4%。上半年平均产能利用率达到 97.1%。

多晶硅环节处于光伏产业链的最前端，拥有较高的资金要求和技术壁垒。不具备成本削减潜力、缺乏资源和资金优势、无化工生产经验或原料循环能力的企业难以获得竞争优势。只有具备充分的资金、技术和生产成本优势的企业才有能力去扩产，这使得行业寡头竞争的格局难以改变。

图 11: 国内多晶硅龙头企业产量(吨)

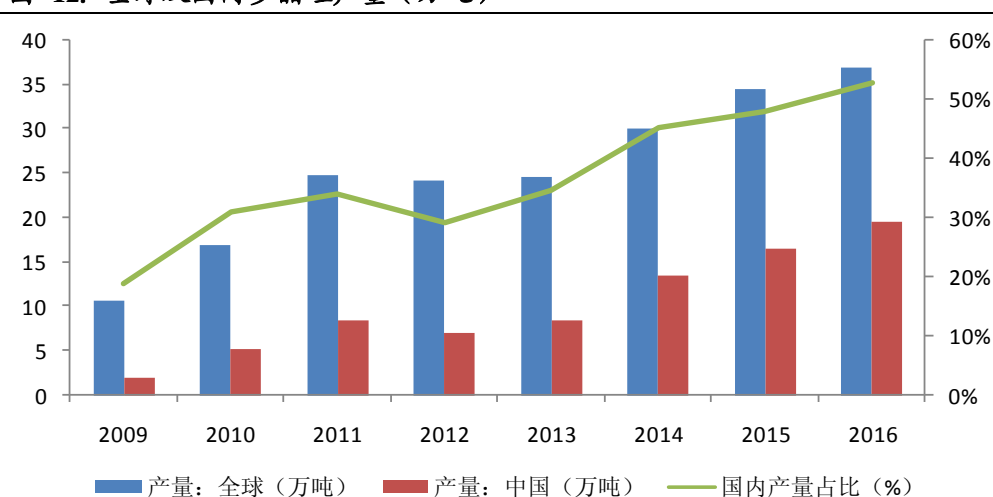


数据来源: 东北证券, 硅业分会

## 2.2. 多晶硅为国内光伏产业链中薄弱环节

2016 年全球多晶硅产量为 37 万吨, 同比增长 7.3%, 其中国内多晶硅产量为 19.4 万吨, 占全球总产量的比例的 52.7%, 首次达到 50% 以上的产量比例。2017 年上半年国内多晶硅产量为 11.8 万吨, 占全球总产量的比例为 55.7%, 在全球市场中的份额正在稳步提升。

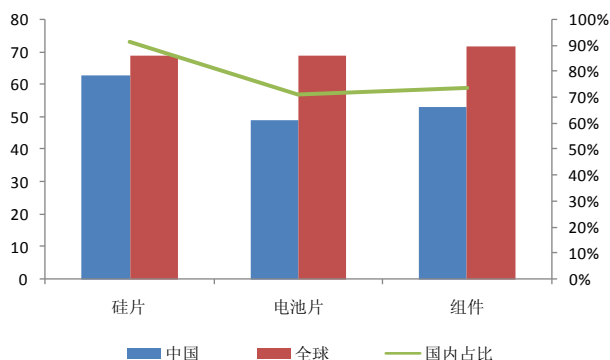
图 12: 全球及国内多晶硅产量(万吨)



数据来源: 东北证券, CPIA

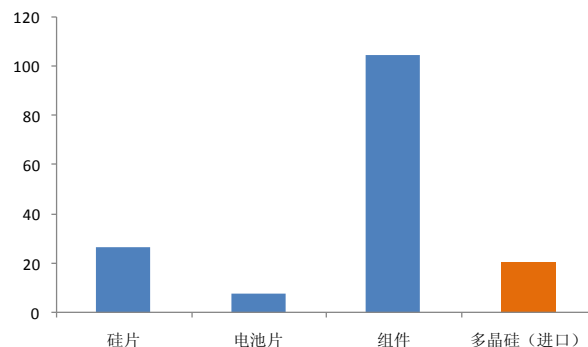
中国在光伏产业链中布局全面, 在硅片、电池片和组件领域均占据主导地位。根据中国光伏协会的数据, 2016 年国内硅片、电池片、组件的产量分别达到 63GW、49GW 和 53GW, 占全球总产量的比重分别达到 91.3%、71.0% 和 73.6%。但在最上游多晶硅料环节, 目前国内产量占比刚达到 50% 以上, 因此每年仍需从海外大量进口多晶硅料, 多晶硅料环节为国内在光伏产业链中发展相对滞后的环节。

图 13: 2016 年光伏产业链产量情况 (GW)



数据来源: 东北证券, CPIA

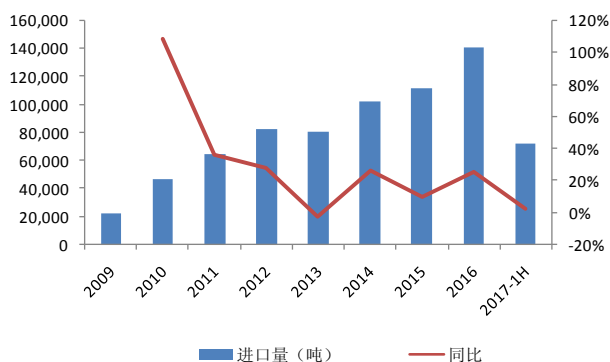
图 14: 国内光伏产品进出口情况 (亿美元)



数据来源: 东北证券, CPIA

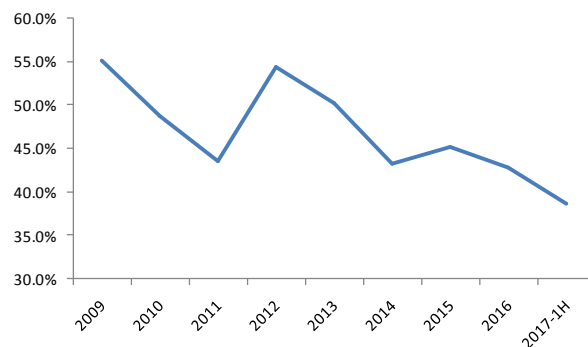
目前在光伏产业链各环节中, 国内仅有多晶硅是需要进口的, 其余各环节均为净出口状态。2016 年国内硅片、电池片和组件总计出口额为 140 亿美元, 多晶硅环节进口为 20.5 亿美元。

图 15: 国内历年多晶硅进口量 (吨)



数据来源: 东北证券, Wind

图 16: 国内多晶硅进口占比

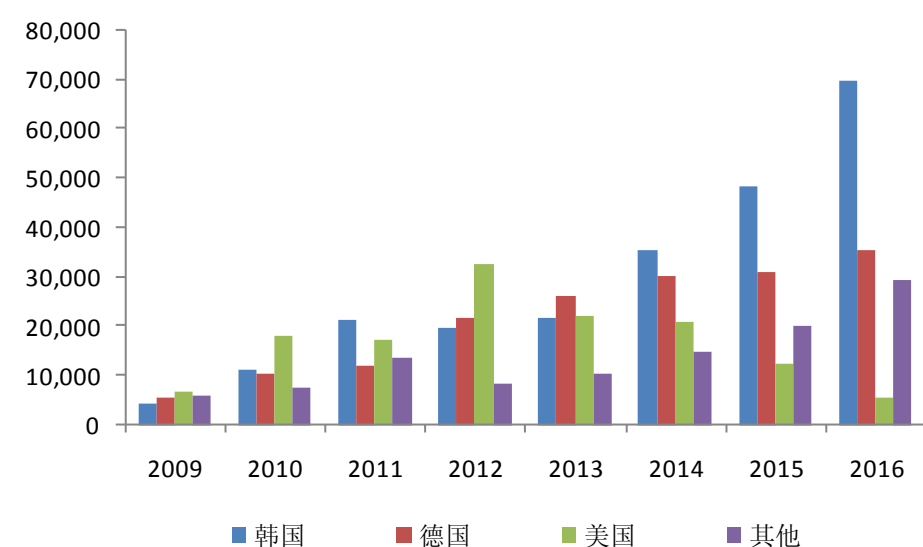


数据来源: 东北证券, Wind

随着国内多晶硅产能的不断扩张, 多晶硅的进口比例逐步下滑, 进口替代正在进行中。但从进口的绝对量来看, 由于国内光伏装机的大幅增长, 以及产业链各环节在国内的占比持续提升, 国内对于多晶硅的需求也在持续增长, 2013 年以来国内多晶硅进口量仍然呈现稳定增长的趋势。

多晶硅环节长期以来核心技术掌握于海外龙头企业手中, 因此国内企业在多晶硅环节的发展相对缓慢, 海外龙头企业对于行业的控制力较强。随着国内技术发展的逐步成熟, 特别是冷氢化技术在国内一线厂商开始普遍应用, 大幅降低了生产多晶硅的生产能耗并提高了生产效率, 目前国内一线厂商与海外龙头企业在技术上的差距已经不断缩小, 随着国内企业的陆续扩产, 未来多晶硅环节存在较大的进口替代空间。

图 17: 国内多晶硅主要进口区域 (吨)



数据来源: 东北证券, Wind

2016 年国内进口多晶硅 14.1 万吨, 同比增长 25.67%。其中, 从韩国进口 7.01 万吨, 同比增长 36.92%; 从德国进口 3.57 万吨, 同比增长 14.01%; 从美国进口 0.56 万吨, 同比减少 56.76%。

国内从韩国, 美国和德国和合计进口量占比长期维持在 80% 以上。其中从韩国的进口量呈现快速增长的态势, 2016 年起达到近 50% 的水平。2017 年上半年国内从韩国进口多晶硅 3.49 万吨, 占上半年进口总量的 48%, 韩国生产的多晶硅基本全部出口到中国。德国的进口量在过去几年间基本维持稳定, 2017 年上半年国内从德国进口多晶硅 2.15 万吨, 占上半年进口总量的 29.6%。美国由于国内贸易政策的影响, 国内从美国的进口量不断下滑萎缩。

### 2.3. 扩产集中于国内龙头, 海外龙头产能稳定

2016 年, 国内多晶硅的有效产能约为 21 万吨, 产量达到 19.5 万吨, 整体产能利用率达到 92.9%。全球多晶硅的整体有效产能约为 45 万吨左右, 去除国内 21 万吨产能后海外整体产能约为 24 万吨。2016 年全球的多晶硅产量约为 37 万吨, 去除国内的 19.5 万吨产量后海外多晶硅产量约为 17.5 万吨, 由此测算海外的多晶硅整体产能利用率约为 73%。除了德国瓦克、韩国 OCI 和韩国韩华产能利用率较高以外, 其余海外多晶硅企业均面临产能利用不足的问题。

表 3: 2017-2018 年多晶硅产能扩张规划 (万吨)

2017 年		2018 年	
新疆大全	0.6	四川永祥	5
新特能源	1.4	保利协鑫	4
四川永祥	0.5	东方希望	1.5
洛阳中硅	0.3	新疆大全	0.7
河南恒星	0.5		
天宏瑞科	1.9		
东方希望	1.5		



合计	6.7	合计	11.2
----	-----	----	------

数据来源：东北证券，硅业分会

从行业新增扩产分析，海外企业仅有德国瓦克 2016 年初在美国田纳西新增了 2 万吨产能，整体投资高达 25 亿美元。2016 年 9 月，韩国 OCI 购买了日本德山 16.5% 的股份，德山现有的产能为 2 万吨。其余海外多晶硅企业均未披露产能扩张计划。主要原因为海外人工成本较高，而在技术上的优势已经逐渐被国内企业赶上，因此扩产的经济性不强。2017 年国内企业的扩产也相对温和，主要为技术具备领先优势的企业进行技改增产，包括新特能源通过升级改造新增产能 1.4 亿吨，新疆大全改扩建新增产能 0.6 万吨，四川永祥技改新增产能 0.5 万吨，以及行业内的新进入者东方希望有望新增投产 1.5 万吨，河南恒星有望新增投产 0.5 万吨。天宏瑞科的流化床 1.9 万吨项目投资较高，项目进展缓慢，2017 年能否投产存疑。

2018 年国内龙头企业扩产进程加快，拥有成本和技术优势的四川永祥有望投产 5 万吨，投产后产能将达到 7 万吨，将一跃成为国内仅次于江苏中能的产能第二龙头。江苏中能则公告拟于 2018 年末新增多晶硅产能 4 万吨，首批 2 万吨预计于 2018 年第二季度投产，第二批 2 万吨以及在 2018 年末前完成，同时公司公告第三批徐州 2 万吨产能将于 2020 年前搬迁至新疆。

## 2.4. 国内单晶渗透率提高，上下游联合加强

单晶过去受制于成本高，国内市场较小，原先国内的单晶产品主要以供给海外市场为主。2015 年起，在单晶龙头隆基股份的主导下单晶硅片成本快速下降。目前从终端电站投资的角度测算，在单晶与多晶组件价差为 0.1 元/W 时，单晶电站的实际投资成本已经与多晶电站持平，而在发电量上有一定的额外增益，此外国内光伏领跑者计划对于组件的转换效率要求较高，多晶组件只有少部分能够满足转换效率要求，而单晶的转换效率优势得到充分体现，因此自 2015 年以来，国内单晶需求持续提升。EnergyTrend 的数据显示国内单晶市占率已由 2015 年的 15% 提升至 2016 年的 27%，预计 2017 年将超过 35%。

单晶硅片的拉棒环节对于多晶硅料的品质要求较高，目前国内单晶企业的硅料供应主要是以瓦克和 OCI 等海外厂商为主，国产多晶硅品质难以满足单晶生产需要。但随着国内多晶硅的技术进步，和国外企业在品质上的差距在不断缩小。在这样的背景下，单晶龙头企业开始和上游多晶硅企业联合，有利于多晶硅企业品质的持续提升，能够实现上下游的绑定关系，更好的满足自身的硅料需求。

2017 年 3 月，通威股份公告子公司四川永祥拟与隆基股份设立合资公司（永祥股份持股 85%，隆基股份持股 15%），在乐山建设年产 5 万吨高纯多晶硅及配套新能源项目，总投资预计为 80 亿元，将分两期实施（每期 2.5 万吨，预期投资 40 亿元）。一期项目目前已经开工建设，预计 2018 年建成投产。

隆基股份在 2017 年 1 月公告，隆基股份拟与天合光能、四川永祥共同出资设立合资公司（隆基股份持股 60%，天合光能持股 25%，四川永祥持股 15%），在云南丽江建设 5GW 单晶硅棒项目。硅料和硅片龙头实现互相参股，能够实现上下游的协同发展。

2017 年 6 月，保利协鑫公告称与天津中环达成股份认购协议，天津中环同意出资 1.5 亿元，收购由江苏中能持有的新疆协鑫 10% 的股份，收购完成后保利协鑫和天津中环将分别持有新疆协鑫 90% 和 10% 的股权。股权认购款主要用于保利协鑫在新疆新建的 4 万吨多晶硅制造项目。

隆基股份 2016 年底硅片产能为 7.5GW，预计 2017 年底将扩至 12GW，至 2019 年有望达到 25GW 的产能。中环股份 2016 年底硅片产能为 3.5GW，预计 2017 年底将扩至 10GW。光伏转换效率的提高是行业发展最重要的因素，预计未来高效单晶的市场份额将持续提升。仅根据隆基股份和中环股份两大单晶硅片龙头的产能扩张计划测算，2016 年两家单晶硅片的产能合计 11GW，2018 年两家单晶硅片的产能合计有望达到 34GW，至 2018 年的合计新增产能为 23GW，对应新增的优质多晶硅料需求预计将达 10 万吨以上，对优质多晶硅料的总需求预计为 16 万吨左右。

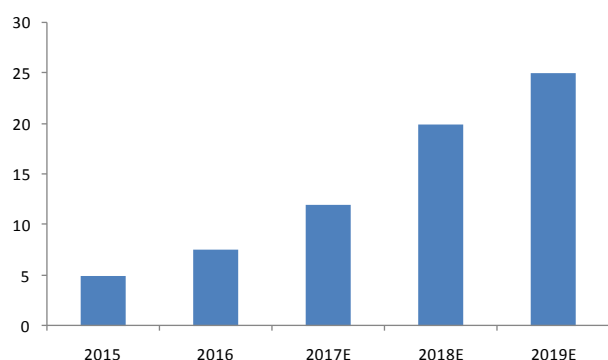
国内的硅料企业中，目前能够满足单晶硅片厂商品质要求的较少，仅有新特能源、四川永祥以及江苏中能部分产能能够满足单晶硅片的需求。从多晶硅整体的市场格局来看，可能在 2018 年就会出现一定程度供过于求的格局。但对于品质较高的单晶拉棒用硅料而言，在单晶企业产能大幅扩张，而海外多晶硅料企业没有扩产动力的背景下，供给处于相对紧张的状态。未来两年单晶硅片新增产能所需 10 万吨以上的硅料，是多晶硅行业的结构性机会。品质得到客户充分认可后，国产高纯度多晶硅对原有从韩国和德国进口产量的替代将逐步进行。

通过多晶硅料和单晶硅片上下游的绑定关系，能够实现双方联合的加强，产品的稳定供应得到保障。隆基与四川永祥共同投资的多晶硅生产线投产后，未来隆基股份的多晶硅料从国内供应商采购的比例有望持续提升，隆基股份 2017 年底 12GW 的硅片产能对应的硅料需求在 5 万吨以上，为四川永祥新增多晶硅料产能的消化提供了足够的市场空间，隆基自身的多晶硅料供给也能得到保障。

2017 年 8 月，通威股份公告拟与包头市人民政府、包头市昆都仑区人民政府共同签署《投资协议书》，在包头市昆都仑区投资建设年产 5 万吨高纯晶硅及配套新能源项目，总投资预计为人民币 80 亿元，分两期实施。公司为国内少数满足 P 型单晶硅料质量供应的生产企业，新的项目产品质量将进一步提升，可满足 N 型单晶硅料质量需求，部分达到电子级多晶硅品质，打破国内高品质晶硅由国外垄断供应的局面。

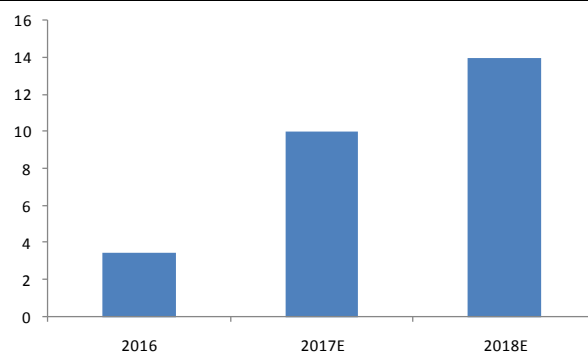
2017 年晶澳与阿特斯公告计划在包头投资建设单晶硅片项目，其中晶澳的投资规模为 3GW，阿特斯的投资规模为 2GW，中环股份也将在内蒙持续扩产。通威股份新投产项目的品质可以满足单晶硅片企业需求，选择在包头投产多晶硅，能够和单晶硅片企业的扩产产生协同性，有利于双方形成稳定的合作关系。

图 18: 隆基股份单晶硅片扩产计划 (GW)



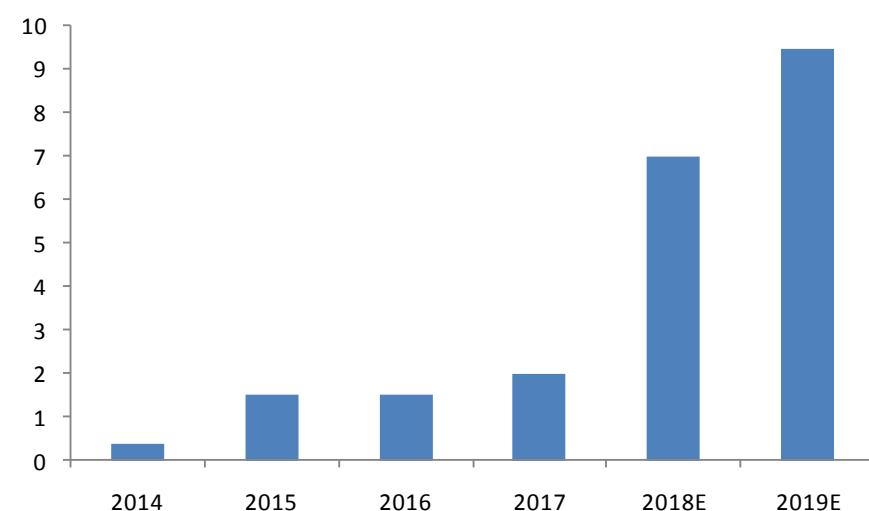
数据来源: 东北证券, 公司公告

图 19: 中环股份单晶硅片扩产计划 (GW)



数据来源: 东北证券, 公司公告

图 20: 四川永祥多晶硅扩产计划 (万吨)



数据来源: 东北证券, 公司公告

### 3. 龙头开始替换, 国内新兴厂商扩产成本优势显著

早期海外多晶硅企业的优势主要在于技术积累丰厚, 但随着冷氢化等先进技术在国内的全面应用, 国内企业和海外企业的技术差距在不断缩小。但海外人工成本较高, 在技术和初始投资金额逐步接近的情况下, 海外企业在成本控制方面的劣势显现, 而国内龙头企业的竞争优势逐步体现。

从 2016 年国内外主要的多晶硅企业的生产成本分析可以看出, 国内产能的新兴厂商在生产成本方面具备显著优势。目前全球多晶硅产能前三位为德国瓦克, 江苏中能以及韩国 OCI, 合计产能约 20 万吨, 占全球产能比重为 45% 左右。根据企业披露的成本数据, 德国瓦克和韩国 OCI 的生产成本折算成人民币为近 100 元/千克, 江苏中能的生产成本预计也在 75 元/千克以上。而国内目前产能居于第二梯队的四川永祥、新疆大全和新特能源的生产成本均在 75 元/千克以下, 四川永祥 60 元/千克的生产成本处于行业最低水平。在 2017 年上半年, 四川永祥、新疆大全和新特能源均在原有产线的基础上进行了技改和扩建, 利用较少的投资金额快速扩张了

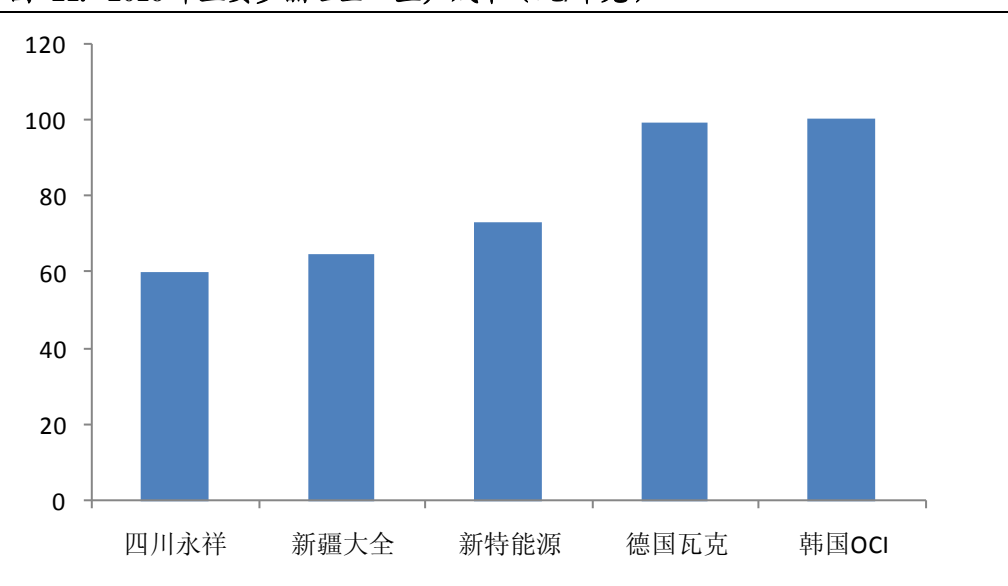
产能，预计 2017 年三家企业的生产成本能够进一步降低。

表 4: 2017 年国内新兴厂商技改情况

公司	新增产能 (万吨)	技改投资 (亿元)
四川永祥	0.5	1.2
新疆大全	0.6	6.1
新特能源	1.4	6.6

数据来源：东北证券，公司公告

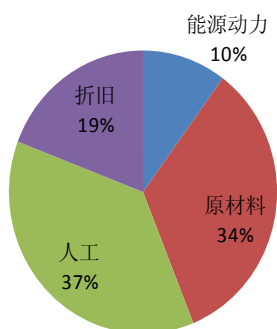
图 21: 2016 年主要多晶硅企业生产成本 (元/千克)



数据来源：东北证券，各公司公告（瓦克与 OCI 已进行汇率折算）

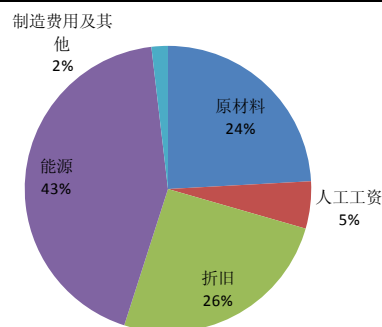
为何新兴厂商能够取得后发优势，在成本上大幅领先行业龙头企业？可以从多晶硅生产成本的细分构成进行分析。多晶硅的生产成本主要包括能源电力、原材料、折旧和人工四部分。因此多晶硅生产成本的降低无外乎减少能源消耗，降低原材料成本，降低初始投资和节约人工成本这四个方向。

图 22: 2016 年德国瓦克成本构成



数据来源：东北证券，彭博

图 23: 2016 年四川永祥成本构成



数据来源：东北证券，公司公告

以具有代表性的全球产能龙头德国瓦克和生产成本位居领先地位的国内企业四川永祥进行成本构成的对比分析，（德国瓦克可能在能源动力与原材料的构成中与国内企业分类略有不同，构成差异较大。）从成本构成占比分析，差异最大的为人工成本，德国瓦克人工成本占比在 30% 以上，远高于四川永祥披露的人工工资 6.6% 的占比，另一家海外龙头 OCI 的人工成本占比同样在 30% 以上。其他成本构成从百分比角度考虑存在一定差异。从绝对值测算，以德国瓦克生产成本 100 元/千克，四川永祥生产成本 60 元/千克测算，可以得出瓦克折旧成本约 19 元/千克，四川永祥折旧成本约 15 元/千克，通过技改扩产至 2 万吨后目前永祥折旧成本已经降至 10 元/千克左右。德国瓦克能源动力和原材料合计成本的绝对值约为 44 元/千克，四川永祥这两项的合计则为 40 元/千克，两家企业基本保持一致。因此目前国内新兴厂商企业与海外龙头企业相比，最大的优势在于人工成本，其次则是折旧成本。

从人工角度分析，多晶硅行业之前主要集中于欧美发达国家，国内的人工成本与发达国家相比，具备较强的竞争力，这是国内整体制造业对于发达国家的比较优势，优势能够维持较长时间。

从折旧成本角度分析，每年的折旧金额对应的是生产线初始投资成本，随着技术的成熟和生产工艺的完备，多晶硅生产线的投资成本经历了快速下降的过程。目前产能前三的龙头企业进入行业较早，而早期的产能建设单位投资远高于现在的水平。由于多晶硅产线初始投资高，折旧在生产成本中占较大比例，前期高投入的产线对于整体折旧成本会形成一定的负担，拉高企业整体生产成本。

2011 年之前，国内多晶硅生产尚处于起步阶段，设备均由海外厂商生产，投资金额基本处于 50 亿元/万吨以上的水平，随着国内多晶硅行业的逐渐成熟，设备国产化比例的提升，多晶硅产线的投资成本持续下降，目前多晶硅的初始投资金额已经降低至约 15 亿元/万吨的水平，具备优秀技术积累和部分自行设计能力的企业已经将初始投资降至 10 亿元/万吨左右。初始投资成本的大幅下降最受益的是具备技术优势，同时原有产能有限的新兴厂商，能够通过快速扩产形成具备较强成本竞争力的产能，低折旧成本在面对行业竞争时更具优势。

表 5: 多晶硅企业项目投资情况

企业名称	项目产能	投资总额 (亿元)	单位投资 (亿元/万吨)	开工时间
江苏中能	6000 吨	35.33	58.88	2008
新特能源	1.2 万吨	72.07	60.06	2011
德国瓦克	2 万吨	25 亿美元	12.5 亿美元	2011
新疆大全	1.2 万吨	30.60	25.50	2013
天宏瑞科	1.8 万吨+0.1 万吨电子级 (硅烷法)	87	45.79	2015
江苏中能	4 万吨+搬迁 2 万吨	56.82	14.21	2017
四川永祥	5 万吨	80	16	2017
四川永祥	5 万吨	80	16	2017

数据来源：东北证券，公司公告

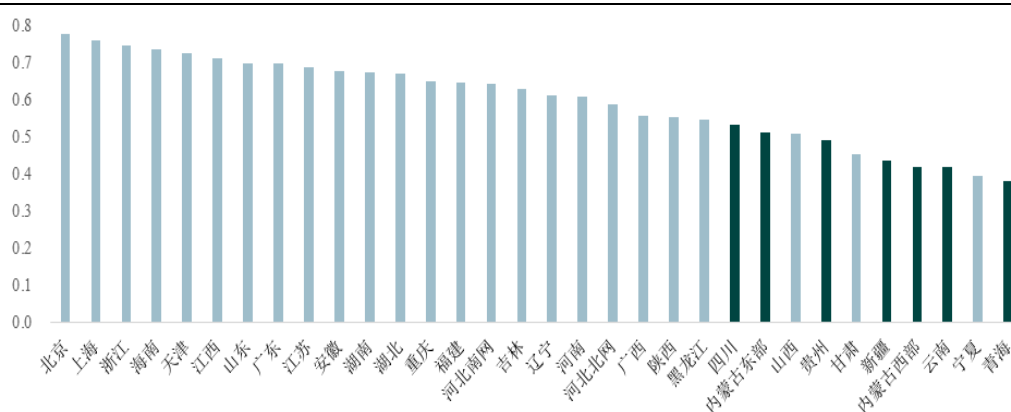
在能源电力领域，想降低电力成本无外乎到低电价地区建厂和降低综合电耗这两种方法。国内多晶硅企业的能耗成本占比平均在 40% 左右，其中电力占据核心地



位，而电价的高低在全国范围内差距较大，因此到低电价地区建设生产多晶硅是控制生产成本中弹性较大的部分。从国内多晶硅产能分布情况来看，行业整体产能不断向中西部低电价地区集中。新疆大全 2014 年就将全部多晶硅产能由重庆万州搬迁至新疆石河子，江苏中能也计划将 2 万吨产能由徐州搬迁至新疆，同时计划在新疆新建 4 万吨产能。四川永祥 2018 年新建的 5 万吨产能分别位于四川乐山和内蒙包头，可以利用四川的水电资源和内蒙的煤炭资源优势。随着电改逐渐放开，未来中西部电力供给过剩的地方的电价还存在进一步下降的空间，多晶硅生产成本中电力成本将继续下降。

虽然低电价对于多晶硅企业具有强大的吸引力，但是多晶硅生产也需要各种因素综合考虑。首先，在西北地区建设生产基地需要考虑气候条件的影响，西北地区的高风速和冬天的低温对于生产线的钢材要求提升，在新疆建设多晶硅厂的初始投资成本高于内地 20% 左右。其次，厂房建在过于偏远的地区会降低对于核心技术人员吸引力，更容易造成人员流失，难以打造稳定的团队。产业集群效应也是重要的影响因素，在同一个工业园区中，多晶硅企业所需的部分蒸汽、氯气等可以与部分工业企业协同，降低生产成本。多晶硅制造与下游硅片企业贴近，能够节约运输成本，并与下游客户形成良好的协作关系。因此，电价的高低不是多晶硅生产选址唯一需要考量的因素，并不是说在新疆建厂的成本优势一定优于其他地区，需要进行综合考量后才能得出最优选择。

图 24：2015 年各地平均销售电价（元/度）



数据来源：东北证券，Solarzoom

除了寻找便宜的电以外，另一个降低电力成本的要素就是降低生产的综合电耗。多晶硅生产电耗中最主要的环节在于还原电耗和冷氢化电耗。根据光伏行业协会的数据，国内目前多晶硅行业的平均还原电耗为 52kwh/kg，冷氢化电耗为 9.35kwh/kg-Si，平均综合电耗为 80kwh/kg。根据光伏行业发展线路图中的规划，至 2025 年多晶硅生产的平均综合电耗有望降至 57kwh/kg，存在 27% 的下降空间。

除了电力外，多晶硅生产环节的其余能耗包括余热、蒸汽，在原材料领域主要包括硅耗量、水耗、氯气消耗等，未来各环节的成本均存在稳定的下降空间，降成本是长期持续的过程。

表 6: 多晶硅平均生产成本下降预测

项目	2016 年消耗	2025 年预期消耗	下降比例
综合电耗	80Kwh/Kg-Si	57Kwh/Kg-Si	27%
还原电耗	52Kwh/Kg-Si	40Kwh/Kg-Si	23%
冷氢化电耗	9.35Kwh/Kg-Si	8Kwh/Kg-Si	14%
蒸汽耗量	30-55 Kg/Kg-Si	34Kg/Kg-Si	20%
水耗量	0.23t/Kg-Si	0.18t/Kg-Si	22%
硅耗量	1.2Kg/Kg-Si	1.08Kg/Kg-Si	10%

数据来源: 东北证券, CPIA

国内部分具备技术优势的多晶硅企业在各项能源和原材料消耗中已经实现远优于行业平均的领先水平。如四川永祥自 2015 年 3 月底完成四氯化硅冷氢化节能技改以来, 多晶硅产量稳步提升, 通过持续的研发, 还原效率不断提升, 单位电耗不断下降, 这也是四川永祥生产成本业内最低的重要原因。2016 年四川永祥多晶硅生产的综合电耗已经降至 67 度/千克以下, 处于业内领先水平。在建的新产线生产效率将进一步提升, 综合电耗有望降至 60 度/千克以下, 未来成本优势将更加凸显。

表 7: 四川永祥多晶硅现有产能生产成本测算

项目	现有产能耗	价格	现有产能成本 (元/Kg)	成本构成
综合电耗	63Kwh/Kg-Si	0.42元/Kwh	22.62	41.8%
还原电耗	45Kwh/Kg-Si			
冷氢化电耗	3.6Kwh/Kg-Si			
蒸汽耗量	27Kg/Kg-Si	160元/吨	3.69	6.8%
水耗量	0.23t/Kg-Si	5元/吨	1.15	2.1%
硅耗量	1.2Kg/Kg-Si	11000元/吨	11.28	20.8%
氯气氢气			3.00	5.5%
员工	680人/2万吨	7万元/人	2.38	4.4%
折旧		约2亿元/年	10.00	18.5%
总成本			<b>54.12</b>	100%

数据来源: 东北证券

表 8: 四川永祥多晶硅内蒙规划产能生产成本测算

项目	现有产能耗	价格	规划产能成本 (元/Kg)	成本构成
综合电耗	57Kwh/Kg-Si	0.23元/Kwh	11.21	28.09%
还原电耗	43Kwh/Kg-Si			
冷氢化电耗	3.6Kwh/Kg-Si			
蒸汽耗量	15Kg/Kg-Si	160元/吨	2.05	5.14%
水耗量	0.2t/Kg-Si	5元/吨	1.00	2.51%
硅耗量	1.15Kg/Kg-Si	11000元/吨	10.81	27.11%
氢气氯气			3.00	4.56%
员工	650人/2.5万吨	7万元/人	1.82	25.07%
折旧	投资30亿元/2.5万吨	折旧12年	10.00	7.52%
总成本			<b>39.89</b>	100.00%

数据来源: 东北证券

从四川永祥电耗数据分析，在冷氢化技术方面公司拥有远超行业平均的优势。四川永祥冷氢化电耗约为 3.6kwh/kg，转换效率达到 25%；而目前行业平均的冷氢化电耗为 9.35kwh/kg，平均转换效率在 18%-20% 左右。在还原电耗方面，公司平均还原电耗约为 44kwh/kg，优于行业平均 52 kwh/kg。行业内还原炉主要采用美国 GTAT 的技术，能耗相对较高，而四川永祥通过强大的技术实力，将还原炉的海外技术结合了自身的改进，实现了能耗稳定的情况下对多晶硅品质的提升。在还原电耗接近的情况下，四川永祥产出的多晶硅致密料比例远高于同行，更能满足单晶客户的需求。

通过良好的技术积累和学习，国内多晶硅新兴厂商的技术已经接近于海外的行业龙头，在扩产时则不用受原有产能的拖累，能够快速降低生产成本，拥有显著的后发优势，预计未来拥有技术和资金优势的国内新兴厂商扩产进程将持续，优秀的企业能够最终跻身于行业内全球第一梯队。

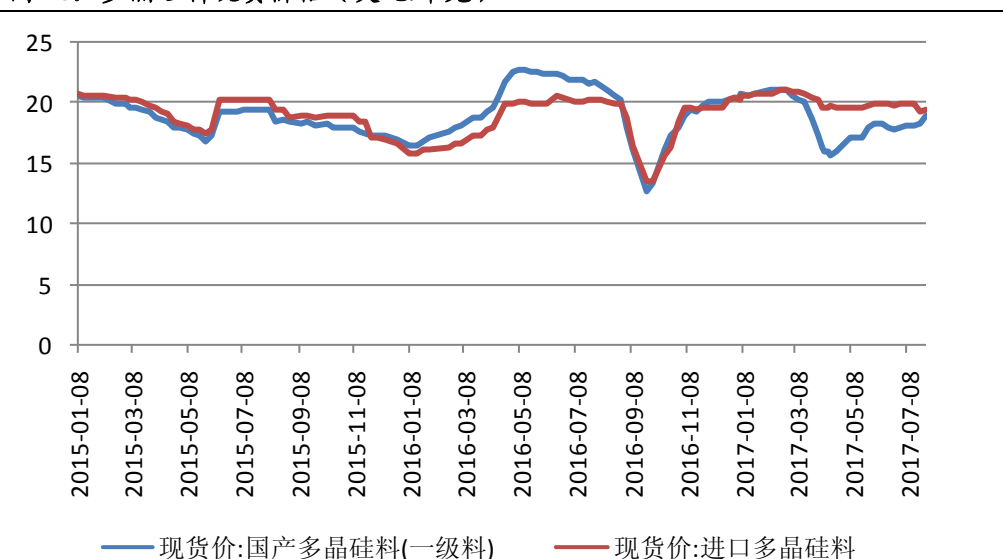
## 4. 多晶硅价格短期坚挺，中长期稳中有降，迎接平价时代

### 4.1. 多晶硅短期中期价格判断

2015 年以来，多晶硅市场价格基本稳定在 15-22 美元/千克的区间内，走势趋于平稳，只有在受装机政策影响时会出现短期内价格的较大波动。2016 年由于国内“630”抢装政策的影响，三季度行业装机急剧下滑，多晶硅价格在 8 月-10 月出现了幅度较大的下降。2017 年上半年，国内硅料的价格在 2 月-4 月出现了骤降，随后逐步回升。今年上半年的硅料价格波动主要受“630”抢装政策影响，政策对于需求的刺激效果并不明朗。随着二季度抢装潮开始，光伏装机大规模增加，国产多晶硅价格开始企稳回升。

今年“630”抢装过后，光伏在三季度的装机并未像 2016 年一样出现急剧下滑，主要是领跑者项目及分布式光伏将支撑三季度的装机量。但对于硅料企业而言，去年“630”过后由于市场需求惨淡，各大厂商均在去年三季度进行了设备检修。今年三季度又到了检修周期，因此不少厂商在今年 7-8 月正在检修中，导致市场上多晶硅供应偏紧，使三季度多晶硅的价格出现了上涨现象，短期内供需不平衡导致的价格上涨预计仍然将持续。对于已经完成检修，在三季度保持满产的多晶硅企业，价格上涨有望使公司 2017 年全年盈利超预期。

图 25: 多晶硅料现货价格 (美元/千克)



数据来源: 东北证券, Wind

目前行业寡头垄断现象较为明显,产能排名前三的瓦克、中能和 OCI 的合计产能约 20 万吨,占全球总产能的 45% 左右,因此龙头企业对于价格的影响较大。这三家企业由于初始投资高、人力成本高等原因,生产成本均高于 75 元/千克,国外的瓦克和 OCI 两家的生产成本更是接近 100 元/千克。因此在目前的寡头垄断格局并未改变的情况下,短期内价格较难跌破 100 元/千克,一旦价格快速下降,龙头企业选择停产检修后市场供需情况就会发生改变,带动价格出现反弹。

2018-2019 年部分国内成本领先的企业新增产能将逐步投产,而整体市场需求并不会出现大幅增长,因此简单从供给和需求两端测算,未来两年多晶硅行业会出现一定程度的供大于求。目前多晶硅行业供给方主要包括三类:产能 5 万吨以上的行业龙头;产能 1-3 万吨左右,具备成本优势的新兴厂商;产能 1 万吨以下,生产成本较高的中小型企业。预计在价格下降的环境中,生产成本较高的中小型企业将会逐步退出,而产能 5 万吨以上行业龙头和具备成本优势的新兴厂商之间可能会存在一定替代关系,因此不能简单的从总体供给角度测算未来两年的供大于求情况,而需要考虑部分中小企业产能出清和进口产能替代的情况。

目前两家海外龙头企业的生产成本在 100 元/千克,现金成本在 80 元/千克左右,一旦价格跌破 100 元/千克可能会进行减产,价格低于 80 元/千克后可能会进行停产。而如果扣除海外两家高成本的龙头企业 13 万吨左右的产能,整体多晶硅市场仍然将是供不应求的状态。因此在目前海外龙头产能利用率较高的情况下,预计 2018 年多晶硅料的价格不会跌破 100 元/千克,如果 2019 年进口替代程度快速提升,海外企业持续减产,则价格可能会跌至 80-90 元/千克的区间。

国内的四川永祥、新特能源和新疆大全这三家产能的新兴厂商成本优势显著。成本最低的四川永祥目前的生产成本仅为 60 元/千克左右,而其规划 2018 投产的两个分别位于四川和内蒙的 2.5 万吨产能的项目,通过降低初始投资,利用低电价生产和减少电能消耗等方式,生产成本有望降至 40 元/千克以下。因此在多晶硅价格稳中下降的环境中,国内多晶硅厂商具备较强的竞争力,盈利能力仍然将维持较高

水平，市场份额也将得到不断提升。

## 4.2. 全面平价时代，多晶硅享受超额利润

远期5年左右时间，光伏一定平价上网，无论是马上就要来临的用户侧平价，还是最后的发电侧平价。行业领先厂商在平价来临之前成本不断下降，最终淘汰大部分国内及海外高成本厂商。平价时代，多晶硅需求必定远超现在，供给方面，行业供给呈现5家左右寡头垄断局面，享受技术及产能壁垒带来的超额利润。按理论计算，平价时代来临需要产业链各环节降本增效，那时需要的多晶硅合理价格，还是大幅高于厂商生产成本，如果能形成寡头垄断格局，超额利润是存在的。

### 光伏发电侧平价上网

是指光伏发电项目将电力出售给电网时，电价与火电上网电价相当且不再需要补贴；主要适用于集中式电站及全额上网分布式项目。

### 光伏用电侧平价上网

是指光伏发电项目将电力出售给电力用户时，电价与用户电价相当且不需要补贴；主要适用于分布式光伏中的“自发自用、余电上网”或“自发自用”项目

#### （1）分布式光伏系统价格

分布式光伏 BOS 价格 1.5 元/W，在当前 2.8 元/W 组件价格及 15% 的 EPC 毛利率下的系统价格约 5 元/W

分布式光伏在组件价格 2 元/W 及 15% 的 EPC 毛利率下的系统价格约 4.1 元/W。

在任何国家补贴、地方补贴的情况下，在 5 元/W 以下系统价格下，若自发自用比例大于 80%、电费折扣率为 10%，绝大部分中东部电价较高地区，自发自用余电上网屋顶分布式项目已经能实现 8% 以上的 IRR，即在当前硅料及各环节价格体系下，理论上用户侧平价上网已基本实现。

我们主要考虑国内发电侧光伏平价

#### （2）集中式光伏系统价格

集中式光伏电站系统价格=组件+BOS+EPC 利润

组件含税价格目前在 2.8 元/W 左右，未来 5 年各环节技术进步会有持续成本下降。

BOS 含税价格目前约为 2 元/W。

EPC 毛利润约为 15-18%，未来预计会降低至 15% 以内，对于自己开发建设最终持有企业而言，不存在这部分成本，对于找第三方开发的电站运营商而言，存在这部分成本。

总体来看，目前电站运营商的光伏系统价格约为 5.5-6 元/W，自己开发建设最终持有企业的光伏系统价格则低于 5 元/W。

我们再看各省市光伏装机及火电电价情况，目前有 16 个省市光伏累计装机超过 1GW，我们除去有限电的新疆、甘肃、内蒙、青海、宁夏、陕西等，其余大部分是中东部地区，也是未来集中式装机主要新增区域。



**表 9：各省市平价上网对应系统价格测算**

省份	17Q1保有量 (GW)	当前脱硫煤电价 (元/度电)	平价上网IRR=7%对应系 统价格 (元/w)	平价上网IRR=9%对应系 统价格 (元/w)
河北	4.36	0.35	3.77	3.18
江苏	4.09	0.38	3.25	2.75
山东	3.42	0.37	3.35	2.82
河南	3.37	0.36	3	2.52
安徽	3.36	0.37	2.98	2.52
山西	2.9	0.32	3.6	3.03
江西	2.14	0.4	3.25	2.74
云南	2.08	0.34	3.8	3.2
浙江	1.9	0.42	3.43	2.88
湖北	1.78	0.4	3.33	2.8
平均			3.38	2.84

数据来源：东北证券，solarzoom 新能源智库

我们预计 BOS 成本下降有限，假设 5%，则 BOS 含税价为 1.9 元/W，以系统成本 3.38 元/W 计，平价上网需要组件至含税 1.48 元/W。

**表 10：硅料环节外，组件各环节成本测算**

环节	成本 (元/W)	每w主要成本下降原因	5年成本下降空间 (元/W)	成本 (元/W)
硅片非硅	0.32	长晶技术、金刚线切割等	0.16	0.16
电池非硅	0.30	PERC、二次印刷、国内设备替代等	0.12	0.18
组件封装	0.75	叠片、双波等	0.15	0.60
总计	1.37		0.43	0.94

数据来源：东北证券

由于技术进步及设备投资减少，除硅料外，组件其余环节成本可降至 0.94 元/W，假设 10% 利润率，则含税价格在 1.21 元/W，前面测算平价上网需要组件至含税 1.48 元/W，“留给”硅料的价格在 0.27 元/W，加上硅料用量下降，假设每瓦 4 克，则折合硅料价格为 6.75 万元/吨，这个价格可视作平价上网时硅料大致参考价格，仍大幅高于上文各家厂商新上产能成本，多晶硅行业在平价上网时代存在超额利润空间。

我们在第一章详细论述了中长期国内及全球光伏市场的容量，主要结论为平价上网前全球市场持续稳步增长，**平价上网来临后光伏市场将全面开启**：光伏在发电侧和用户侧均能实现平价上网后，当前补贴拖欠的制约不复存在，光伏装机市场空间将全面打开，每年新增装机规模有望实现进一步增长。特别是国内分布式光伏装机的潜力巨大，目前国内未利用的屋顶面积在 100 亿平米以上，以每平米平均装机容量 70 瓦计算，如能达到 30% 的利用率，则屋顶分布式中长期的装机潜力可达 210GW。渔光互补同样具备广阔的发展空间，2014 年国内养殖水面为 1.2 亿亩，其中池塘达到 4000 万亩，可支撑的光伏电站规模为 1200-1500GW，如按照 20% 利用

率测算，池塘水面的光伏电站装机潜力可达 240-300GW。

同时欧洲最先倡导的全球清洁能源时代也将逐步来临，人类获得能源、使用能源模式将逐步抛弃“化石能源+内燃机”，“光伏+新能源车”是最有潜力的模式。

**电动车快速发展，清洁能源携手并进：**从全球角度而言，不管是发达国家还是新兴市场国家对于光伏都有较为强劲的远期装机规划，能源使用的清洁化是确定的发展方向。各国电动车的发展目标也能充分说明利用清洁能源替代化石能源已经成为了共识。在汽车终端使用电力来替代石油，在发电端使用可再生能源替代化石能源来发电，才能实现真正意义上的利用清洁能源。因此电动车的大力推广对于发电端清洁能源占比的提升具备促进左右。随着对清洁能源理念的认识不断加强，未来全球光伏和电动车的发展将共同前行。

**表 11：各国电动车推广计划**

国家	推广计划
中国	2020 年生产能力 200 万辆，累计产销 500 万辆
德国	2020 年保有量 100 万辆，2030 年保有量 600 万辆
日本	2020 年保有量 100 万辆
韩国	2020 年保有量 100 万辆
挪威	2025 年后禁售燃油车
荷兰	2025 年后禁售燃油车

数据来源：东北证券，公开资料

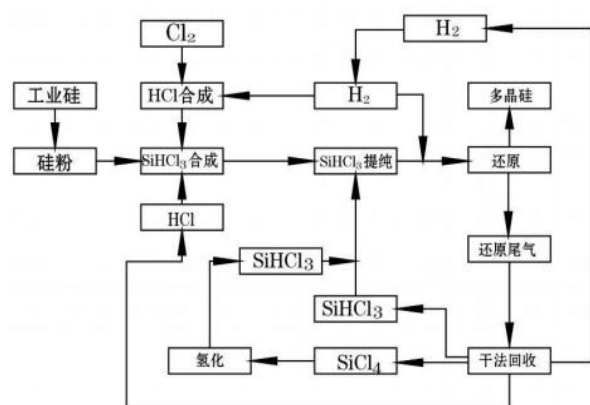
中长期，光伏需求不可限量，多晶硅行业在平价上网时代市场空间巨大，需求巨大，供给寡头垄断，硅料价格维持一定水平即可满足平价上网系统成本要求，硅料厂商存在超额利润。

## 5. 无技术替代风险，改良西门子法仍将占主导地位

根据技术路线和原理的不同，多晶硅的生产技术主要有改良西门子法和硅烷流化床法两种。

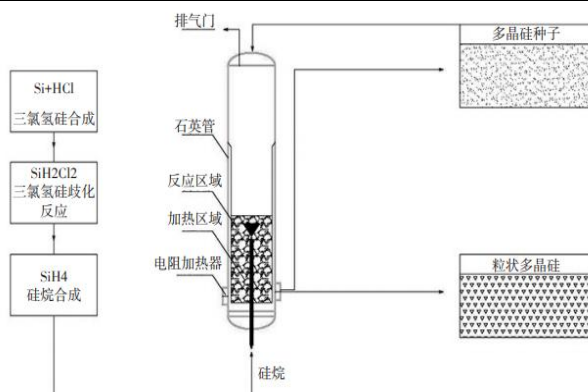
改良西门子法生产多晶硅的工艺主要包括 3 个部分：工业硅粉与氯化氢或四氯化硅（ $\text{SiCl}_4$ ）和氢气反应制备三氯氢硅（ $\text{SiHCl}_3$ ）；三氯氢硅的分离提纯；三氯氢硅和氢气在钟罩式的多晶硅还原炉内，在通电加热至  $1100^\circ\text{C}$  左右的硅芯表面反应沉积生长成多晶硅棒。制成的多晶硅纯度可达到 99.9999%，甚至可达 99.999999999%，根据纯度的不同可将其应用于不同领域。

图 26：改良西门子法生产工艺



数据来源：东北证券，《改良西门子法生产多晶硅工艺设计探讨》

图 27：硅烷流化床法生产工艺



数据来源：东北证券，《多晶硅生产方法探讨及展望》

硅烷流化床法是将四氯化硅、H<sub>2</sub>、冶金硅和 HCl 为原料在流化床高温高压下氢化生成三氯氢硅，三氯氢硅通过一系列歧化加氢反应后生成二氯氢硅，继而生成硅烷气。硅烷气再通入有小颗粒硅粉的流化床反应炉内连续热解为粒状多晶硅。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硅籽晶。这一生产工艺过程可实现连续化、闭环式生产。这种方法制得的多晶硅纯度相对较低。

从技术路线上来看，硅烷流化床法能够实现较低的现金成本。硅烷流化床法的连续生产过程取代了改良西门子法批次间歇生产，产品为颗粒状多晶硅，省去了破碎工序；参加反应的颗粒硅品种表面积大沉积速度大幅提高，生产效率高减少了能源消耗，降低了成本；硅烷气体没有腐蚀性而三氯氢硅具有较强的腐蚀性，所以硅烷法工艺对工艺管道和设备的要求较低；硅烷无腐蚀性，热分解温度低且分解率高，所得硅多晶产率较高。

但在实际应用中，硅烷流化床法的成本优势还无法体现，除了能耗较低的优势以外，别的环节并不具备成本优势。硅烷流化床法的技术不够成熟，原料易燃易爆、安全性较差，颗粒硅表面积大、容易引起玷污，炉壁温度较高、容易在炉壁产生沉积，这些问题导致了硅烷流化床法的实际成本较高。而改良西门子法工艺成熟，生产成本低，而且随着工艺的改进，成本仍然存在一定的下降空间。2016 年四季度，美国 REC 公司的硅烷流化床法生产多晶硅的现金成本为 11.20 美元/kg，2017 年的目标现金成本是 11.00 美元/kg，而国内竞争力较强的厂商多晶硅完全成本已经低于 10 美元/kg，即使与海外采用改良西门子法的龙头企业相比，REC 的现金成本也不占优势。未来，如果硅烷流化床法无重大技术革新，其较高的成本，较低的产品品质仍将是制约其市场份额的关键因素。

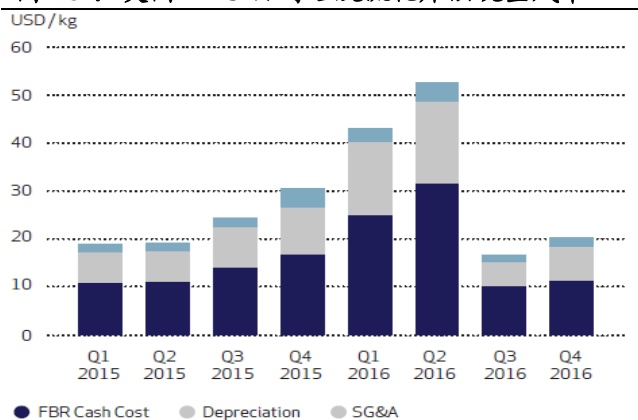
表 12：多晶硅主要生产技术的比较

生产技术	原料	产品质量	生产方式	反应温度/℃	转化率/%	能耗	安全性
改良西门子法	三氯氢硅、氢气	电子级、太阳能级	间歇式	1150-1200	10-20	高	工艺成熟，安全性高
硅烷流化床法	硅烷、氢气	太阳能级	连续性	约 550-700	>90	低	原料易燃易爆

爆，安全性差

数据来源：东北证券，公开资料

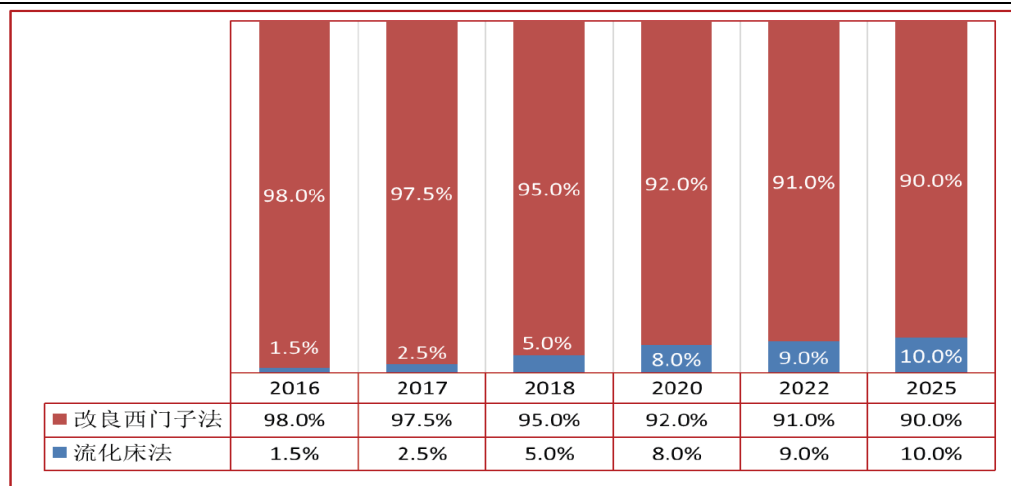
图 28：美国 REC 公司硅烷流化床法现金成本



数据来源：REC，东北证券

改良西门子法仍将是未来多晶硅生产的主要工艺。改良西门子法生产工艺相对成熟，现在采用此方法生产的多晶硅约占据我国总产量的 98%，未来仍将是主流生产工艺。目前采用硅烷流化床法进行多晶硅生产且具备量产能力厂家仅有美国 REC 公司和 MEMC 公司，其他公司则主要采用改良西门子法技术。在新增产能中，2011 年德国瓦克化学扩产计划以及 2017 年协鑫新疆扩产计划选用的技术都是改良西门子法。硅烷流化床法由于成本较高，其市场份额短期内难以快速增长。随着部分企业生产线的投产以及技术的不断革新，市场份额将会有缓慢增长。

图 29：中国 2016-2025 年多晶硅生产技术市场占比变化趋势



数据来源：东北证券，CPIA

## 6. 投资建议

随着国内技术的不断成熟和成本优势的展现，多晶硅的进口替代将是行业发展趋势。短期内海外高成本产能的进口替代将逐步开始，率先出现替代的空间主要在于单晶硅片新增产能带来对于高品质硅料的需求。从中长期来看，多晶硅价格预计

将出现稳定下降，生产成本较高，产能有限的中小企业有可能率先退出，目前海外的全球产能龙头也有可能逐步减产，行业仍然将保持寡头竞争的格局，但新兴厂商的市场份额有望提升。

在全面平价上网来临之前，多晶硅行业需求逐步增长，新增有效产能不断释放，国内新兴成本领先厂商如新特、永祥、大全等，逐步蚕食国内及海外高成本厂商份额，同时多晶硅价格由边际供给决定，即由高成本厂商为标准，直至全部取代完。平价上网时代，需求大幅增长，供给端寡头垄断基本形成，国内几大厂商占据全球大部分份额，享受一定超额利润。我们可以看到，在这一过程中，产能投资有序的国内多晶硅技术领先公司，其业绩将是丰厚且不断增长的，同时谁能深谙国内单晶多晶合适比例趋势，深度绑定国内主流硅片客户，其业绩表现会更好。综合各种因素，我们目前最看好的多晶硅投资标的是通威（永祥）、特变（新特）。

## 7. 风险提示

多晶硅价格下降超出预期；企业生产成本降低不及预期



### 分析师简介:

**龚斯闻:** 电子信息工程学士, 金融学硕士, 2年实业软硬件研发经验, 4年券商行业研究经验, 电力设备新能源小组组长。2016年卖方水晶球电力设备第二名。

**顾一弘:** 复旦大学经济学硕士, 2015年加入东北证券, 任电力设备新能源研究员, 主要负责研究新能源、能源互联网等方向。

**孙树明:** 清华大学电机系硕士, 2年电力系统从业经验, 2015年加入东北证券, 任电力设备新能源行业研究员, 主要负责电力设备、能源互联网等方向。

### 重要声明

本报告由东北证券股份有限公司(以下称“本公司”)制作并仅向本公司客户发布, 本公司不会因任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。

本报告中的信息均来源于公开资料, 本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告中的内容和意见仅反映本公司于发布本报告当日的判断, 不保证所包含的内容和意见不发生变化。

本报告仅供参考, 并不构成对所述证券买卖的出价或征价。在任何情况下, 本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的证券买卖建议。本公司及其雇员不承诺投资者一定获利, 不与投资者分享投资收益, 在任何情况下, 我公司及其雇员对任何人使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

本公司或其关联机构可能会持有本报告中涉及到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 并在法律许可的情况下不进行披露; 可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务、财务顾问等相关服务。

本报告版权归本公司所有。未经本公司书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的, 须在本公司允许的范围使用, 并注明本报告的发布人和发布日期, 提示使用本报告的风险。

若本公司客户(以下称“该客户”)向第三方发送本报告, 则由该客户独自为此发送行为负责。提醒通过此途径获得本报告的投资者注意, 本公司不对通过此种途径获得本报告所引起的任何损失承担任何责任。

### 分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格, 并在中国证券业协会注册登记为证券分析师。本报告遵循合规、客观、专业、审慎的制作原则, 所采用数据、资料的来源合法合规, 文字阐述反映了作者的真实观点, 报告结论未受任何第三方的授意或影响, 特此声明。

### 投资评级说明

股票 投资 评级 说明	买入	未来 6 个月内, 股价涨幅超越市场基准 15% 以上。
	增持	未来 6 个月内, 股价涨幅超越市场基准 5% 至 15% 之间。
	中性	未来 6 个月内, 股价涨幅介于市场基准-5% 至 5% 之间。
	减持	在未来 6 个月内, 股价涨幅落后市场基准 5% 至 15% 之间。
	卖出	未来 6 个月内, 股价涨幅落后市场基准 15% 以上。
行业 投资 评级 说明	优于大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益超越市场平均收益。
	同步大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益与市场平均收益持平。
	落后大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益落后于市场平均收益。

### 东北证券股份有限公司

#### 中国 吉林省长春市

生态大街6666号  
 邮编: 130119  
 电话: 4006000686  
 传真: (0431)85680032  
 网址: <http://www.nesc.cn>

#### 中国 北京市西城区

锦什坊街28号  
 恒奥中心D座  
 邮编: 100033  
 电话: (010)63210800  
 传真: (010)63210867

#### 中国 上海市浦东新区

杨高南路729号  
 邮编: 200127  
 电话: (021)20361009  
 传真: (021)20361258

#### 中国 深圳南山区

大冲商务中心1栋2号楼24D  
 邮编: 518000

### 机构销售

#### 华北地区

销售总监 李航  
 电话: (010) 63210890  
 手机: 185-1501-8255  
 邮箱: [lihang@nesc.cn](mailto:lihang@nesc.cn)

#### 华东地区

销售总监 袁颖  
 电话: (021) 20361100  
 手机: 136-2169-3507  
 邮箱: [yuanying@nesc.cn](mailto:yuanying@nesc.cn)

#### 华南地区

销售总监 邱晓星  
 电话: (0755) 33975865  
 手机: 186-6457-9712  
 邮箱: [qiuxx@nesc.cn](mailto:qiuxx@nesc.cn)