

光伏行业

看好

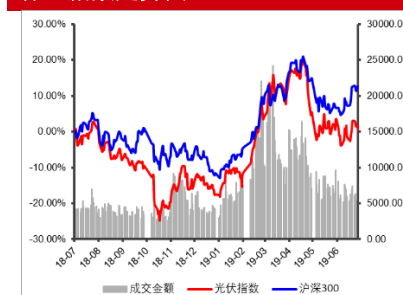
市场数据 (2019-07-04)

	行业指数涨幅
近一周	-0.71%
近一月	0.24%
近三月	-13.42%

重点公司

公司名称	公司代码	投资评级
隆基股份	601012	推荐
通威股份	600438	推荐

行业指数走势图



数据来源: Wind, 国融证券研究与战略发展部

研究员

黄超
 执业证书编号: S0070518020001
 电话: 010-83991714
 邮箱: huangchao@grzq.com

联系人
 李彤格
 电话: 010-83991871
 邮箱: litg@grzq.com

相关报告

平价上网临近, 单晶效率优势逐步凸显

——光伏行业深度报告

投资要点

- 海外装机量爆发, 多地区即将实现平价上网。** 全球各国光伏发电成本持续下降。2010-2017年间, 受益于光伏组件与电站成本下降, 全球主要国家集中式光伏发电 LCOE 下降 40%-75%。而 2018 年, 由于国内相关政策出台导致价格持续下降, 导致光伏电站整体建设成本大幅下滑。此外, 全球光伏项目竞标低价频现, 多低光伏竞标电价已经低于当地火电上网电价。并且各国光伏发电仍有降本空间, 因此长期看, 全球光伏已进入发电侧平价上网过渡期, 未来几年平价上网数量占比将逐渐提升。
- 国内平价上网临近, 降低非硅成本仍是关键。** 2018 年“531 新政”给产业带来冲击, 但价格下降带来光伏行业进入平价上网过渡期阶段, 平价上网临近。青海已经诞生国内第一个发电侧平价上网项目。而根据各类资源区实际情况测算, 在保证 IRR 在 8% 的情况下实现发电侧平价上网, 则仍需下降 14%-21% 的装机成本。硅成本本身下降空间有限, 降低非硅成本是关键。主要包括技改增效、规模生产以及其他非硅成本下降。
- 单晶性价比逐渐追赶, 市场份额快速提升。** 从目前来看, 多晶路线由于硅料成本低, 并且铸锭成本优势明显, 因此在成本上相较单晶仍有绝对优势。然而单晶路线电池转换效率长期领先多晶。在金刚线革命后, 单晶的单瓦成本逐渐接近多晶, 差距不断减小。并且在 PERC 等新型电池片技术加持下, 转换效率提升空间大, 占地空间小, 非硅成本持续下降。单晶市场份额也在逐渐替代传统多晶市场, 成为中短期内新趋势。而多晶本身需要通过新技术实现转换效率提升, 以实现不被单晶替代。
- 供给过剩, 多晶市场竞争激烈, 单晶企业盈利能力趋同。** 多晶领域, 由于行业本身供给过剩, 从行业突围主要手段一靠规模, 二靠工艺技术革新。单晶在金刚线革命后, 产品控成本能力趋于一致, 因此单晶企业盈利能力趋同。电池片行业仍然产能过剩, 未来电池片技改能力尤为重要。

- **投资建议：**短期在各国政策扶持以及成本显著下降的大背景下，全球光伏产业景气度相对较高。根据预测，未来两年全球光伏新增装机规模增速均能够保持在 15%以上。中长期看，若能实现大范围发电侧平价上网，那么光伏本身市场前景将非常广阔。而光伏产业链从硅片开始，国产化率均相对较高，因此国内光伏行业相关公司将充分受益。建议关注单晶硅片龙头公司**隆基股份**，全球硅料及电池片龙头**通威股份**。
- **风险因素：**光伏产品下降幅度过大导致利润承压风险；光伏补贴政策发生变化风险；新型能源替代风险；行业装机量不及预期风险。

与市场不同认识

- 1) 市场认为海外光伏爆发主要由于补贴退坡抢装，但实际上包括美国、印度、欧洲等地无补贴光伏 LCOE 接近当地最低发电侧平价上网电价，平价上网过渡期来临。去年下半年开始，海外市场爆发，市场认为由于海外美国等国家补贴退坡导致光伏抢装，爆发持续时间短。但实际上，从去年国内 531 新政后，光伏组件价格下降明显，海外竞价频出低价，并且整体价格已经接近当地最低发电侧平价上网电价，而未来随着成本继续下探，具备平价上网条件的区域逐渐增多，平价上网项目大幅上升，海外将长期出现光伏装机量提升。
- 2) 市场担心未来国内光伏政策将出现反复，但我们认为光伏产业已经逐渐摆脱政策补贴，进入平价上网过渡期，政策对产业影响逐步下降。国内光伏产业目前已经出现平价上网项目，并且很多地区也逐渐接近发电侧平价上网水平，目前我国光伏产业已经进入平价上网过渡期，未来主要关注成本持续下降，光伏在更多地区实现平价上网，行业本身也更加市场化。

目录

1. 海外装机爆发增长，多地区即将步入平价时代	7
1.1 美国实现光伏对部分火电平价，对气电替代指日可待	7
1.2 组件降价叠加欧洲 MIP 终止，欧洲装机量自发大幅提升	8
1.3 印度光伏成本与煤电接近，政策支持力度大	9
2. 成本持续下降，我国平价上网可期	11
2.1 我国光伏产业历经波折	11
2.2 科学政策助力平价上网稳步推进	12
2.3 非硅成本降低是系统成本下降的关键所在	13
2.3.1 技改带来转换效率的提升	14
2.3.2 规模效应及其他环节技改带动非硅成本不断下降	15
3. 单晶多晶路线之争：单晶效率优势逐渐体现	16
3.1 单多晶技术路线分化出现在产业链最前端，转型难度大	16
3.2 生产成本与转换效率是主要变量	17
3.2.1 长晶成本直接决定成本差异	17
3.2.2 硅料成本存在一定差异，切片效率单晶略占优势	19
3.2.3 单晶转换效率占绝对优势	22
3.3 现阶段单晶性价比增强，下游普及度提升	23
4. 硅片竞争加剧，电池片附加值提升	24
4.1 硅片产能过剩，产业竞争加剧	24
4.2 电池片技改重要性逐渐凸显	26
5. 投资建议	27
5.1 国内及海外装机量测算	27
5.1.1 国内装机量测算	27
5.1.2 海外装机量测算	28
5.2 投资建议及重点标的	29
6. 风险提示	29

插图目录

图 1: 全球光伏竞拍低价频现	7
图 2: 2017 年美国发电方式占比	8
图 3: 美国各主要发电方式发电成本	8
图 4: 美国光伏 LCOE 持续下降	8
图 5: EIA 测算美国未来新增光伏装机量 (GW)	8
图 6: 欧洲主要国家光伏招标电价上限大幅低于用电侧	9
图 7: 平价项目成为未来欧洲光伏装机量上升的主要动力	9
图 8: 印度主要以传统火力发电为主	10
图 9: 印度近年来新增光伏装机快速提升	10
图 10: 印度光伏最低竞价持续下降	10
图 11: 印度光伏 LCOE 预测, 2019 或将实现平价	10
图 12: 光伏产业主要发展历程	12
图 13: 单晶电池片转换效率持续打破纪录	14
图 14: 主流单晶方案转换效率持续提升	14
图 15: 黑硅电池片 (左) 提升多晶转换效率	15
图 16: 多晶黑硅转换效率提升有空间	15
图 17: 单晶投料值与拉棒成本成反比 (隆基)	15
图 18: 隆基股份单晶硅片产能快速提升	15
图 19: 光伏行业产业链	16
图 20: 单晶拉棒主要工艺	17
图 21: 多晶铸锭主要工艺流程	17
图 22: 单多晶长晶成本直接对比	18
图 23: 单晶长晶部分坍塌、电力等占比仍高	18
图 24: 国内致密料产能仍无法满足需求	20
图 25: 能够生产致密料的国内企业年产能 (万吨)	20
图 26: 致密料价格更具支撑力	21
图 27: 硅片切割的金刚线工艺渗透率	21
图 28: 金刚线切片较传统切片优势显著	21
图 29: 单晶与多晶金刚线切片成本分布	22
图 30: 电池片转换效率持续提升, 单晶占绝对优势	22
图 31: 单多晶均曾各占上风, 目前单晶份额有上升趋势	23
图 32: 单晶硅片产能迅速提升	24
图 33: 硅片产能利用率低, 反应产能过剩严重	24
图 34: 2017 单晶硅片产能相对集中	25
图 35: 2017 多晶硅片产能一家独大, 其他较为分散	25
图 36: 单晶双寡头盈利能力趋同	25
图 37: 电池片工艺标准化程度高	26
图 38: 电池片毛利率处于行业较低水平	26
图 39: 电池片行业分散度高, 竞争激烈	27
图 40: 大陆龙头企业与台湾规模较小企业毛利率拉开差距	27

图 41: PERC 电池与传统电池主要差异..... 27

图 42: PERC 比传统工艺仅多两步骤..... 27

图 43: 2018 年装机量海外市场提升较快..... 29

图 44: 未来全球新增光伏装机量预测..... 29

表格目录

表 1: 光伏平价类型及主要场景标准..... 11

表 2: 光伏竞价补贴政策的补贴方式..... 12

表 3: 我国三类资源区发电侧平价上网差距测算..... 13

表 4: 硅成本向下传导, 敏感度不明显..... 14

表 5: 半片、多主栅、叠瓦等技术提升转换效率..... 16

表 6: 单多晶路线对比情况..... 17

表 7: 长晶部分单多晶长晶方式及工艺特点..... 18

表 8: 单多晶长晶部分单炉出量及成本对比..... 19

表 9: 按照全球单晶装机量 55GW 测算致密料需求量..... 20

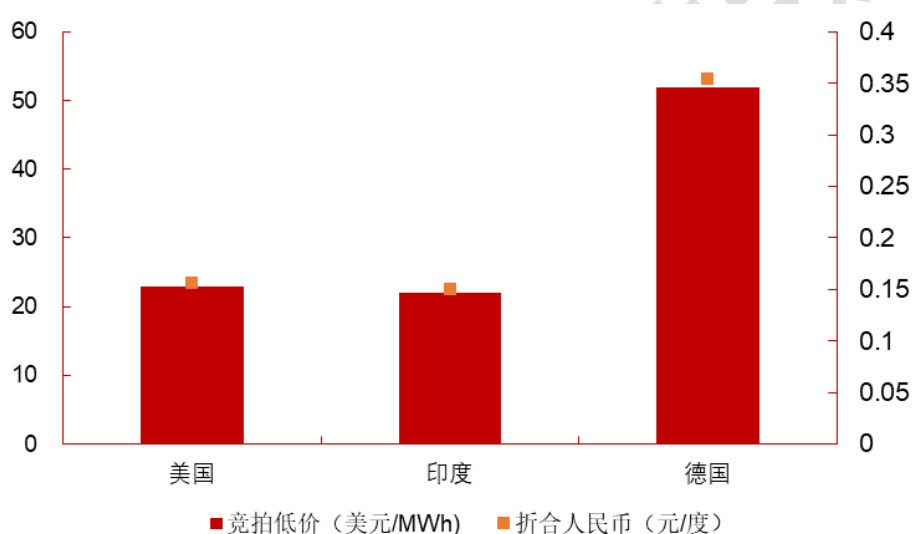
表 10: 2019 年单多晶电池片单瓦成本测算..... 23

表 11: 2019 国内光伏装机量测算..... 28

1. 海外装机爆发增长，多地区即将步入平价时代

全球各国光伏发电成本持续下降。2010-2017 年间，受益于光伏组件与电站成本下降，全球主要国家集中式光伏发电 LCOE 下降 40%-75%。而 2018 年，由于国内相关政策出台导致价格持续下降，导致光伏电站整体建设成本大幅下滑。此外，全球光伏项目竞标低价频现，多地光伏竞标电价已经低于当地火电上网电价。并且各国光伏发电仍有降本空间，因此长期看，全球光伏已进入发电侧平价上网过渡期，未来几年平价上网数量占比将逐渐提升。

图 1：全球光伏竞拍低价频现

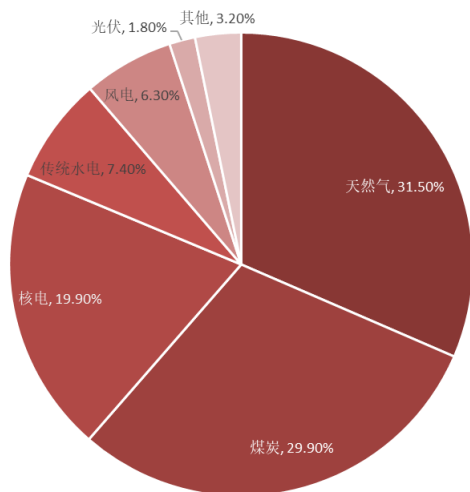


数据来源：各国光伏招标网站，国融证券研究与战略发展部

1.1 美国实现光伏对部分火电平价，对气电替代指日可待

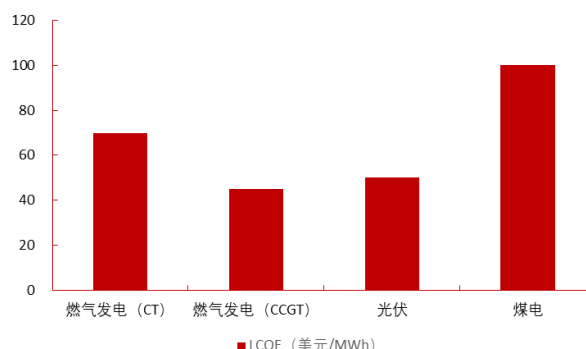
美国电力结构以火电为主，主要是燃气与燃煤，占比六成以上。美国凭借其丰富的天然气资源，大力发展燃气发电，逐步取代燃煤发电，2015 年后，气电超过煤电成为美国最大的电力来源之一。而其中核心原因在于，美国的燃气发电相较燃煤发电成本更加低廉。而光伏在 2017 年发电占比仅 1.8%。

图 2：2017 年美国发电方式占比



数据来源：Taiyang News，国融证券研究与战略发展部

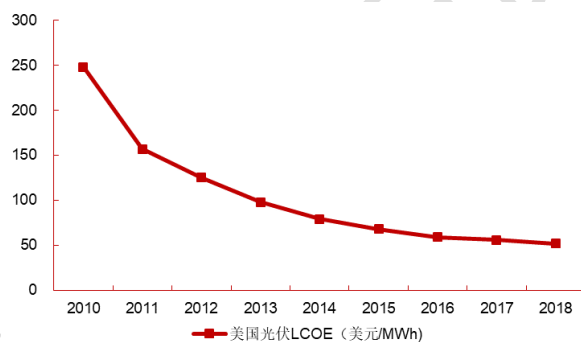
图 3：2018 美国各主要发电方式发电成本



数据来源：IRENA，国融证券研究与战略发展部

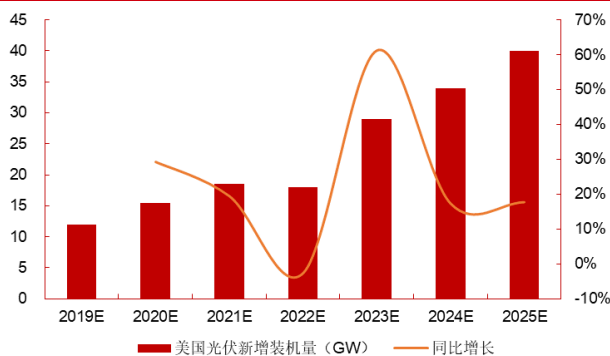
美国长期通过政策扶持光伏产业，随着单位投资成本下降，美国光伏 LCOE 也显著降低。过去 8 年间，美国大型集中式光伏电站 LCOE 下降了 70%-80%。目前来看，美国光伏 LCOE 已降至接近 50 美元/MWh 的水平，已经比煤电、CT 燃气发电等更低，而略高于 CCGT 燃气发电，并且未来仍有持续下降的可能。根据 EIA 预测，至 2021 年，美国光伏平均 LCOE 将低于 CCGT 燃气发电，也意味着光伏将实现真正意义的平价上网。

图 4：美国光伏 LCOE 持续下降



数据来源：Lazard，国融证券研究与战略发展部

图 5：EIA 测算美国未来新增光伏装机量 (GW)



数据来源：EIA，国融证券研究与战略发展部

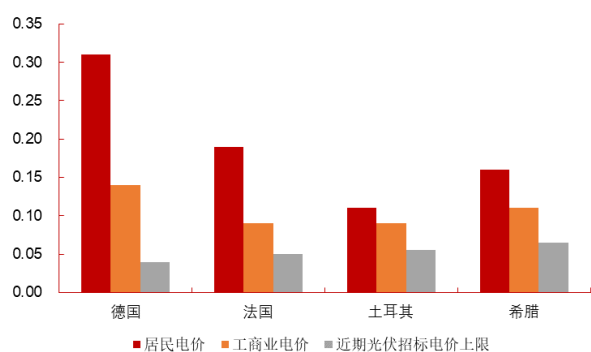
1.2 组件降价叠加欧洲 MIP 终止，欧洲装机量自发大幅提升

欧洲光伏市场化下装机量快速上升，反应平价临近。在德国 2015-2016 年逐步取消光伏度电补贴并改为竞价机制后，其他欧洲各国纷纷效仿。而这种补贴退坡也直接削弱欧洲光伏增长动力，2016 年欧洲新增装机量仅 6GW。但是这

种新型补贴机制实际上带来了欧洲光伏的市场化发展。随着光伏发电成本下降，欧洲主要国家光伏逐步实现平价，依靠下游自发需求的内生增长成为欧洲光伏装机提升的强劲动力。2017年，欧洲重新恢复增长，法国、德国新增装机量增长达30%-50%，2018年持续高速增长。

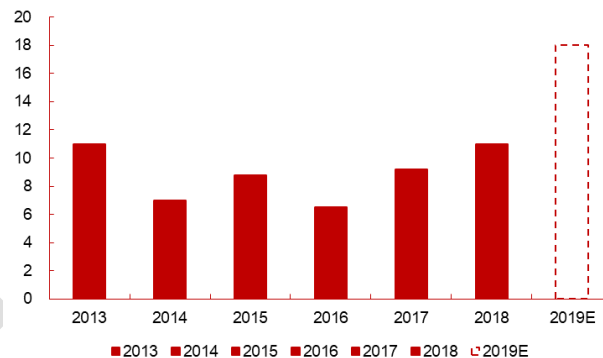
预计2019年，随着MIP到期取消，欧洲各国装机成本继续下探。MIP对我国单晶组件有最低限价规定，而国内相关组件实际售价已经显著低于限价。根据2018年10月份数据，单晶组件限价0.35欧元/W，而国内单晶售价在0.31欧元/W，在取消MIP后，组件成本下降10%以上。在这种大背景下，欧洲平价上网项目占比将继续提升，推动欧洲整体装机量大幅提升。

图 6：欧洲主要国家光伏招标电价上限大幅低于用电侧



数据来源：Taiyang News，国融证券研究与战略发展部

图 7：平价项目成为未来欧洲光伏装机量上升的主要动力

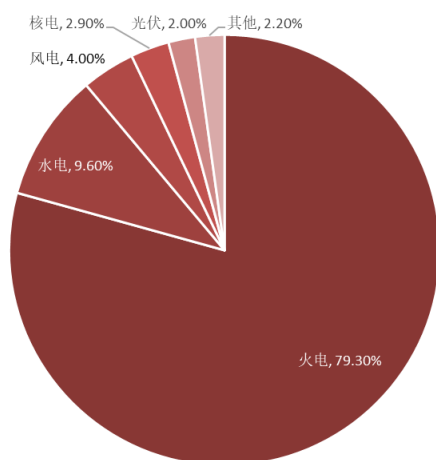


数据来源：IRENA，国融证券研究与战略发展部

1.3 印度光伏成本与煤电接近，政策支持力度大

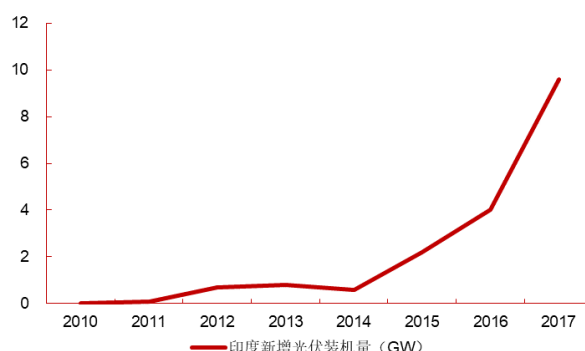
印度发电缺口大，以煤电为主。印度长期以来一直存在较大供电缺口，2017年印度除北部地区外，其他地区每月高峰用电期供电均有缺口，电力覆盖率仅不到90%，有10%以上的印度人生活在无电力供应的地区。而印度此前也比较依赖煤电发电，占比高达79.3%，光伏占比较小，仅2%左右。

图 8：印度主要以传统火力发电为主



数据来源：Lazard，国融证券研究与战略发展部

图 9：印度近年来新增光伏装机快速提升

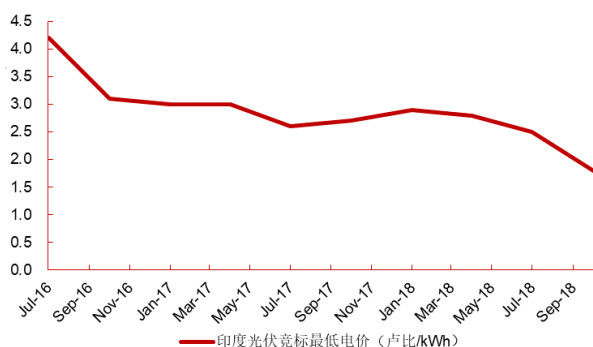


数据来源：EIA，国融证券研究与战略发展部

印度政府扶持光伏力度空前。首先，印度在 2017-2027 的时间内，预计煤电新增产能为 50GW，与在建产能相符，因此这也意味着未来十年印度基本没有新增煤电产能，也能够看出印度政府支持鼓励新型能源发电的决心。在 2015 年，印度总理批准扩大印度太阳能发电装机项目目标计划，将国家太阳能计划目标提高 5 倍，将光伏装机目标由 2021-2022 年达到 20GW 变为 100GW，并且推广一系列鼓励支持光伏产业的政策。这也大大提升印度光伏产业信心。印度光伏装机量在近几年大幅提升。

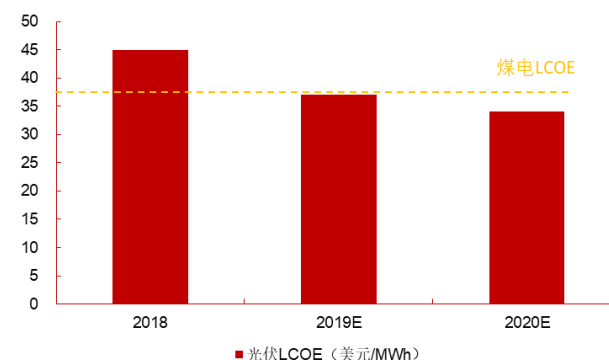
由于光伏组件价格大幅下跌，2017 年印度光伏竞标报价已经低至 2.44 卢比（4 美分）/kWh，并且此后继续下降。预计 2019 年，印度全国平均光伏 LCOE 将降至 37 美元/MWh 一下，与传统煤电 LCOE 相当，实现发电侧平价上网。再加上印度本身快速建设发电项目补足缺口，预计未来印度光伏新增装机量将大幅提升。

图 10：印度光伏最低竞价持续下降



数据来源：Mercom，国融证券研究与战略发展部

图 11：印度光伏 LCOE 预测，2019 或将实现平价



数据来源：CEA，国融证券研究与战略发展部

2. 成本持续下降，我国平价上网可期

2.1 我国光伏产业历经波折

平价上网分为发电侧平价和用户侧平价。发电侧平价是指光伏发电即使按照传统能源的上网电价收购(无补贴)也能实现合理利润，目前国内成本最低、利用最广的电力来源为煤电，即光伏发电成本达到煤电成本水平；用户侧平价是指要求光伏发电成本低于售电价格，根据用户类型及其购电成本的不同，又可分为工商业、居民用户侧平价。而实际上，由于不同地区燃煤标杆上网电价以及用户电价的差异，平价上网在各个地区的标准也有所不同。

表 1：光伏平价类型及主要场景标准

光伏平价类型	发电站类型	接入对象	平价标准
发电侧平价	集中式电站	高电压等级输电网	燃煤标杆上网电价
用户侧平价	分布式电站	配电网/用户	售电侧价格(工商业、居民、大工业)

数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

目前我国光伏成本已经接近用电侧平价上网水平，这也是光伏产业长期降本增效的积累。最初光伏成本奇高，基本无法进行普及，产业本身发展缓慢。随着政府对改善能源结构的需求日益提升，在政府的鼓励和引导下，光伏产业在我国开始逐渐形成规模。包括如金太阳工程等，政府通过大力补贴，光伏产业发展加速。至 2012 年，由于海外国家双反，我国光伏产业遭受重创，多家企业关门倒闭，行业一片萧条。2013 年 7 月，国务院发布《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（“国八条”），明确到 2015 年中国总装机容量达到 35GW 以上，同时第一次从源头厘清和规范了补贴年限、电价结算、满发满收等核心问题，我国光伏发电装机开始出现迅猛增长。2013 年 8 月发改委出台《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，确定分布式光伏按每度含税 0.42 元全电量补贴，开启光伏度电补贴时代。

图 12：光伏产业主要发展历程



数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

2.2 科学政策助力平价上网稳步推进

随着今年 1 月 9 日，国家发改委、国家能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，明确对光伏平价上网项目的要求和支持措施，包括平价项目不限规模，降低项目场址成本等一系列举措。该政策是去年产业经历“531 新政”打压后，光伏行业的重要进展，有望推动光伏行业装机量实现突破，利好行业发展。

随后国家能源局发布《关于 2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知》，也从细节上明确了光伏竞价补贴政策的具体实施方案，包括限定项目补贴范围、补贴金额（共 30 亿元，其中 7.5 亿元用于户用光伏，22.5 亿元竞价项目补贴）、以及具体竞价方式。并且，通过此次竞价获得补贴指标的项目，预计补贴将在项目并网后的第二年及时发放，光伏电站理论上不会出现补贴拖欠情况，光伏产业现金流将大幅好转。预计今年首批竞价补贴项目将在 7 月份落地。

表 2：光伏竞价补贴政策的补贴方式

	申报电价	修正后电价	补贴
I 类地区	0.35	0.35	0.35-脱硫燃煤电价
II 类地区	0.4	0.35	0.40-脱硫燃煤电价
III 类地区	0.5	0.35	0.50-脱硫燃煤电价
发自自用、余电上网	脱硫燃煤电价 +0.35		0.05 元/kwh

数据来源：国家能源局，国融证券研究与战略发展部

目前我国部分地区已经实现平价上网，绝大多数地区仍需依靠补贴。我国首个光伏平价上网项目于 2018 年 12 月 29 日诞生，电站位于青海海西州格尔木，其总装机量达到 500MW。由于地处 I 类资源区，其项目在保证内部收益率为 7.13% 的情况下，上网平均电价 0.316 元/kWh，低于青海省脱硫燃煤标杆上网电价 0.3247 元/kWh。

但应该看到的是，除少数地区具备较优质资源，早期实现平价上网，大部分地区仍需要一定补贴才能维持。根据统计，三类资源区的平均燃煤标杆度点电价分别为 0.30 元、0.34 元、0.38 元。按照电站发电寿命 20 年，第一年光衰 3%，后续年光衰 0.7%，年 2% 营运费用，IRR 为 8%，每瓦建设成本 4 元进行测算，三类资源区距离上网电价平均仍有 17.29% 的差距。即还需要装机成本下降近 20%，才能实现我国全地域的发电侧平价上网。

表 3：我国三类资源区发电侧平价上网差距测算

	年等效利用小时数	平均燃煤标杆电价（元/度）	补贴前电价（元/度）	平价上网差距（元/度）	差距百分比
I 类资源区	1500	0.30	0.352	0.05	14.77%
II 类资源区	1300	0.34	0.406	0.07	16.26%
III 类资源区	1100	0.38	0.48	0.10	20.83%

数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

2.3 非硅成本降低是系统成本下降的关键所在

无论从硅料的价格区间还是硅片生产成本来看，此前快速下降后，未来下降空间有限。并且，由于硅材料及硅片在向下游传导时成本占比逐渐递减，因此当反应到电站成本时，其敏感度不明显。因此，未来光伏主要依靠非硅成本下降带来。

非硅成本下降主要由以下集中路径实现：第一，提升光伏产品的转化效率，直接降低光伏电站建设的单瓦组件成本；第二，企业通过规模效应降低成本，熨平周期波动；第三，通过工艺改进等方式实现生产成本的继续压缩。

表 4：硅成本向下传导，敏感度不明显

	单晶硅	多晶硅
硅料占硅片成本	53%	79%
硅片占电池片成本	63%	70%
电池片占组件成本	55%	58%
组件占电站成本	42%	42%
硅料占电站成本	7.71%	13.47%
硅片占电站成本	14.55%	17.05%

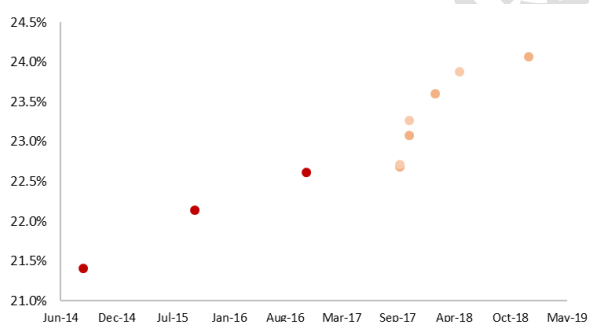
数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

2.3.1 技改带来转换效率的提升

转换效率的提升对整体降本而言意义重大。下游电站建设过程中，主要衡量电池组件的单瓦成本。而若电池本身转换效率直接提升，将从分母端直接影响单瓦成本，也相当于固定的成本被更多的功率数所分摊。因此，提升电池片的转换效率，是降低光伏电站成本最直接，也是最有效的。

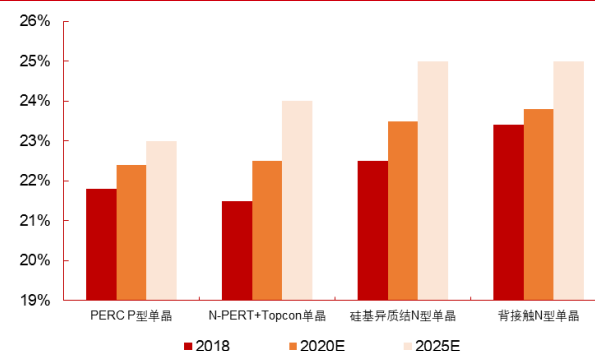
单晶依靠 PERC 继续提升转换效率。PERC 单晶转换效率近年来一直稳步提升，并且不断打破记录。近日，隆基股份公布单晶双面 PERC 电池正面转化效率达到 24.06%，也成功突破了此前 PERC 电池转换效率 24%的瓶颈。未来，随着新型增加转换效率技术的成熟，单晶转换效率将持续提升。

图 13：单晶电池片转换效率持续打破纪录



数据来源：公司公告，国融证券研究与战略发展部

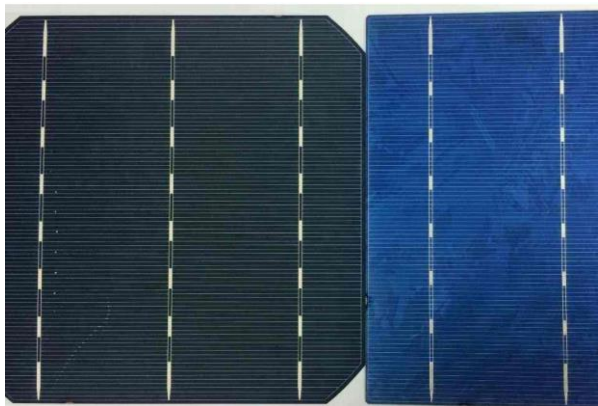
图 14：主流单晶方案转换效率持续提升



数据来源：光伏行业协会，国融证券研究与战略发展部

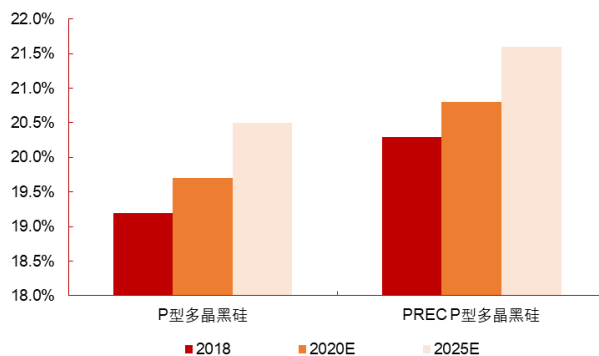
多晶则依靠黑硅提升转换效率。多晶金刚线硅片采用常规酸制绒无法实现良好的表面结构，甚至无法形成绒面，这导致金刚线硅片的反射率大幅提升，从而对电池效率产生负面影响。黑硅技术可以完美解决多晶制绒问题，既能提升电池效率又能降低电池成本，对多晶未来的发展前景至关重要。目前投入运营的黑硅技术包括制绒添加剂技术、表面预处理技术、湿法黑硅技术和干法黑硅技术，其中湿法黑硅技术性价比相对较高。

图 15：黑硅电池片（左）提升多晶转换效率



数据来源：粉体技术网，国融证券研究与战略发展部

图 16：多晶黑硅转换效率提升有空间

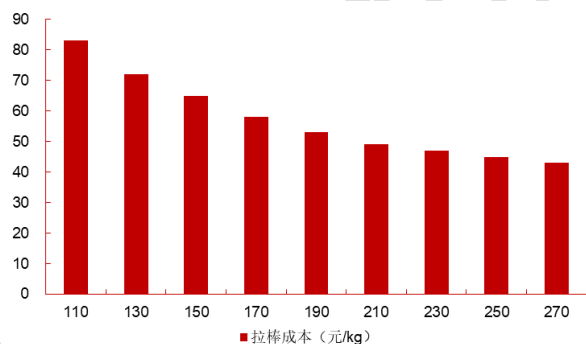


数据来源：光伏行业协会，国融证券研究与战略发展部

2.3.2 规模效应及其他环节技改带动非硅成本不断下降

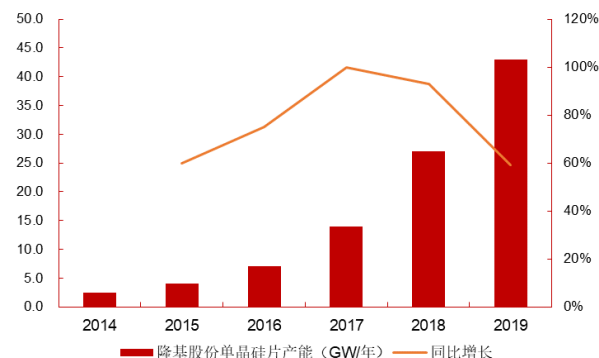
规模效应带来非硅成本下降。根据单晶龙头隆基股份为例，随着单炉硅料投料的提升，其单晶拉棒成本也快速下降。单炉投料在 110kg 的情况下，硅棒成本（不含硅料）为 83 元/kg。而在单炉投料提升至 270kg 的情况下，整体成本下降至 43 元/kg，规模效应显著。这主要是由于作为重资产行业，在产能提升下，单炉成本得到有效摊薄。当然多晶硅锭的单炉量大，规模效应相对较弱。龙头厂商通过技改扩产，实现规模效应，并且平抑市场波动，使得非硅成本持续下降。

图 17：单晶投料值与拉棒成本成反比（隆基）



数据来源：公司公告，国融证券研究与战略发展部

图 18：隆基股份单晶硅片产能快速提升



数据来源：公司公告，国融证券研究与战略发展部

电池片及组件工艺改进实现降本。光伏制造业技术迭代较快，而下游电池片以及组件封装新技术不断涌现，带来转化效率提升，摊低光伏整体成本。这些技术主要包括 PERC、SE、MBB（多主栅）、半片、叠瓦、双面等。

双面组件可吸收被环境反射的太阳光，从而对组件的光电流和效率产生贡献，双面技术已在第三批领跑者中获得应用。双面玻璃组件具有使用寿命长（一

般 30 年)，发电衰退率低（0.5%），抗腐蚀及其他恶劣环境，可接受更高电压并且透光率更高，有效提高生命周期发电量。而半片、多主栅以及叠瓦技术，也对电池片功率提升有极大的增强作用。

表 5：半片、多主栅、叠瓦等技术提升转换效率

		半片	多主栅	叠瓦
瓦数提升		>5W	>5W	15~25W
优点		量产交易掌握、解决热斑问题	外观改动不大、客户较易接受；浆料用量减少	有效发电面积较大，解决热斑问题
现况比较	技术难度	交易掌握	难度高	有难度且有专利疑虑
	近期良率	高于 95%	约 90%-95%	低于 85%
	设备投资	设备投资较少	设备稍贵	设备投资略多
	组件面积	组件面积稍微变大	维持常规面积	组件面积稍微变大

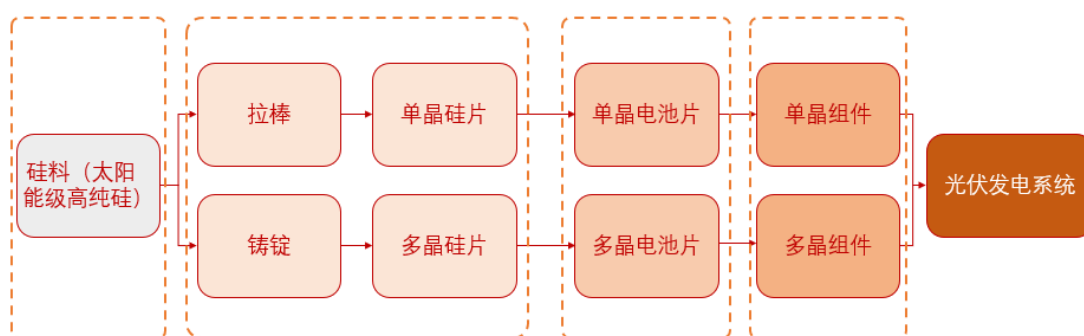
数据来源：PV Infolink，国融证券研究与战略发展部

3. 单晶多晶路线之争：单晶效率优势逐渐体现

3.1 单多晶技术路线分化出现在产业链最前端，转型难度大

从目前看，光伏的技术路线主要分为两种，单晶路线及多晶路线。所谓单晶与多晶路线，主要是指光伏硅片采用单晶材质还是多晶材质。由于硅片在光伏产业链制造环节中处于最前端，因此，选择技术路线也直接影响到后续整个产业链工艺的选择。

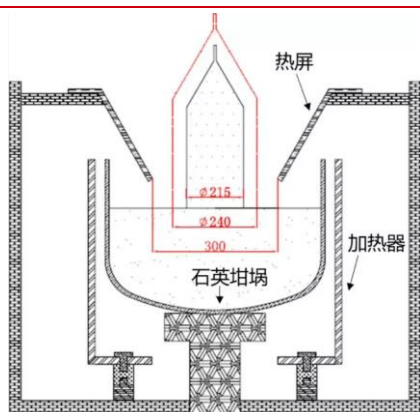
图 19：光伏行业产业链



数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

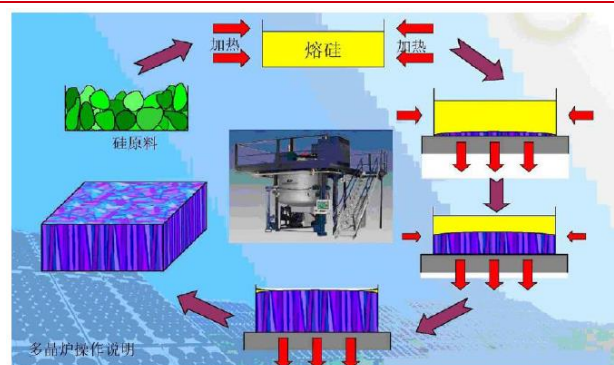
单多晶技术差异主要源自硅片环节。因此，在硅片环节两技术工艺成本则基本决定了最终组件产成品的成本。而硅片行业是典型的重资产制造业，设备资本开支相对较大，而两种工艺所采购设备的截然不同，使得硅片企业一旦选择某种工艺路线，后续经营路线较难调整。

图 20：单晶拉棒主要工艺



数据来源：智汇光伏，国融证券研究与战略发展部

图 21：多晶铸锭主要工艺流程



数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

直观上看，单多晶各具优势。多晶硅片优势在于铸锭工艺更加简单，单次投入硅料较多，并且对硅料本身要求相对较低，这样导致多晶硅片生产成本更低，这种低成本优势则一直传导至终端产品。而单晶硅片优势在于其在晶片表面缺陷少、杂质少，因此其光电转换效率较多晶硅更高。两者各具明显优势。

表 6：单多晶路线对比情况

技术路线	长晶工艺	主要购入设备	工艺难度	成本	光电转换效率
单晶	拉单晶硅棒	单晶拉棒炉	较难	高	高
多晶	多晶硅料铸锭	多晶铸锭炉	较易	低	低


数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

3.2 生产成本与转换效率是主要变量

3.2.1 长晶成本直接决定成本差异

硅片制造分为长晶和切割两个过程。长晶是指硅片生产企业在特定环境下，使得硅料生长成硅晶体的过程。单晶硅与多晶硅的最大区别在于其长晶过程中，单晶硅采用西门子法直拉进行单晶硅棒生产，其原子排列有序。而多晶硅则是相对简单的硅料铸锭，内部原子结构没有变化（仍为无序排列）。

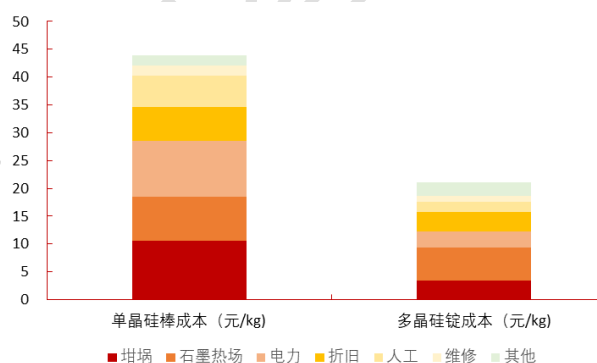
表 7：长晶部分单多晶长晶方式及工艺特点

	长晶方式	具体工艺	工艺特点	长晶后结果
单晶硅	直拉法	在融化的硅溶液中插入一定晶向的籽晶，融合后向上提拉逐渐生长成硅棒	良率相对低（改良后良率明显提升），制棒时间长，效率偏低。	
多晶硅	铸锭法	硅料融化后，使硅溶液形成一定的温度梯度，然后自下而上结晶。	工艺简单，单炉投料高。	

数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

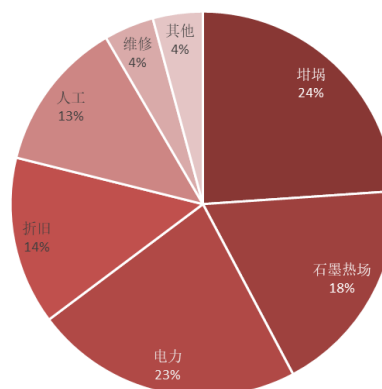
长晶成本差异大，直接决定单多晶技术路线成本，成本优势是多晶赖以存在的基础。根据 Solarzoom 的最新数据，单晶拉棒后每千克附加成本（不考虑硅料本身）为 44 元，多晶铸锭后每千克附加成本为 21 元。单晶的拉棒环节成本是多晶的一倍以上。

图 22：单多晶长晶成本直接对比



数据来源：Solarzoom，国融证券研究与战略发展部

图 23：单晶长晶部分坩埚、电力等占比仍高



数据来源：Solarzoom，国融证券研究与战略发展部

单晶主要高于多晶的成本在于坩埚、石墨热场以及电力。这主要是由于单晶的单炉产出量相对较小。目前，多晶硅单炉产出为 1200kg，热能、电能等利用效率较高，而单晶硅单炉产出仅为 270kg。例如石英坩埚的使用一般是每炉更换一套，虽然单晶单炉用量仅为多晶一半，但其单炉产出更低，因此其耗费坩埚量也更大。

表 8：单多晶长晶部分单炉产出及成本对比

成本项目	多晶铸锭	单晶拉棒	备注
单炉产出 (kg)	1200	270	单晶单炉产出较低。
坩埚 (元/炉)	4176	2846	
石墨件 (元/炉)	6960	2176	一套多晶石墨件价值约 30 万元，单晶价值约 10 万元，可使用 50 炉左右。
维修 (元/炉)	1392	502	
电力 (元/炉)	3480	2678	单晶电耗约为 10000 度左右，多晶电耗约为 7500 度左右，但单晶用电价格低于多晶。
人工 (元/炉)	2088	1507	
折旧 (元/炉)	4176	1674	
其他 (元/炉)	2784	502	
合计 (元/炉)	25056	11885	
单千克成本 (元)	21	44	

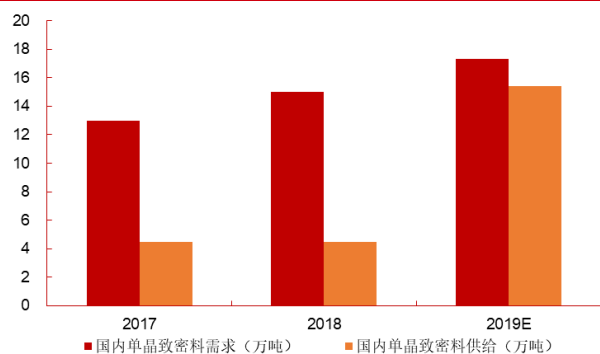
数据来源：Solarzoom，国融证券研究与战略发展部

3.2.2 硅料成本存在一定差异，切片效率单晶略占优势

单多晶硅片对硅料品质要求存在差异，相应硅料价格反映至成本端。单晶硅片对硅料要求相对较高，通常采用价格较高的致密料，而多晶则采用质量稍差但价格更低的菜花料。并且两者的供需结构和成本价格均有较大程度的差异。

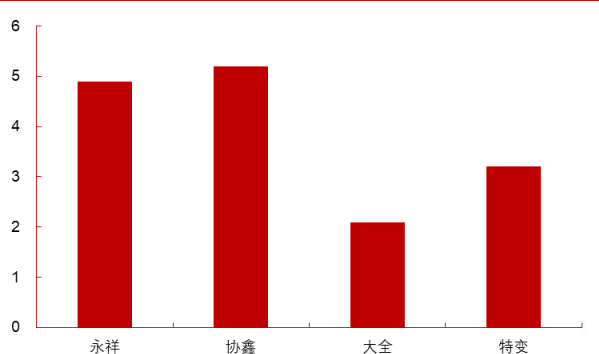
致密料国内产能仍有缺口，部分依赖进口。单晶硅采用的致密料技术壁垒相对较高，国内硅料质量相对较差。过去几年，硅致密料较为依赖进口，进口额度占比在 60%以上。虽然 19 年以来我国硅料产能快速提升，但是在致密料领域，未来仍部分依赖进口，预计进口份额仍在 15%左右。目前，国内致密料不合格率较高，国内能大量供应致密料的供应商主要有四家，永祥硅业（通威子公司）、大全新能源、新特能源（特变电工）及协鑫。

图 24：国内致密料产能仍无法满足需求



数据来源：PV Infolink，国融证券研究与战略发展部

图 25：能够生产致密料的国内企业年产能（万吨）



数据来源：PV Infolink，国融证券研究与战略发展部

2019 年，国内致密料产能确实有较大幅度提升，但依然无法满足单晶硅片下游景气的需求。仍然需要海外进口。按照全球单晶硅光伏新增装机量 55GW 以及单片电池片发电 5.3W 的中性预测进行测算，2019 年需致密料 17.34 万吨。而从国内能够满足单晶生产的硅致密料产能来看，各厂扩产按照相应计划乐观估计，约在 15 万吨左右，并且未考虑良率提升以及硅料利用率问题。因此，国内致密料仍需部分依赖进口，拉动致密料整体价格处于相对高位，且支撑力强。

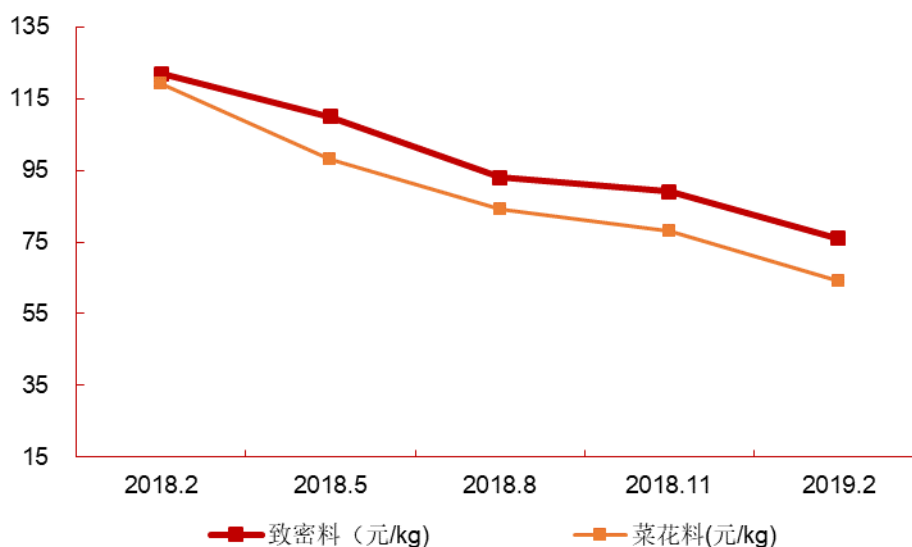
表 9：按照全球单晶装机量 55GW 测算致密料需求量

每千克硅料切割片数	65
单个电池片耗硅量(kg)	0.02
单瓦硅片耗硅量(g)	3.15
单晶新增装机量 (GW)	55.00
硅致密料需求量(万吨)	17.34
我国硅致密料年产能 2019(万吨)	15
缺口	2.34

数据来源：国融证券研究与战略发展部

致密料价格相对而言支撑力度更强。自 2018 年二月以来，由于我国硅料扩产潮，硅致密料与菜花料价格出现较大幅度下跌。而从下跌幅度来看，致密料的支撑力相对更强，并且与菜花料拉开了较大幅度的价差。目前，致密料价格仍在 70 元/kg 以上，而菜花料已经降至 60 元/kg 水平线上，接近硅料企业成本。因此多晶技术路线在硅料部分的成本较单晶技术路线更低，成为多晶的优势所在。

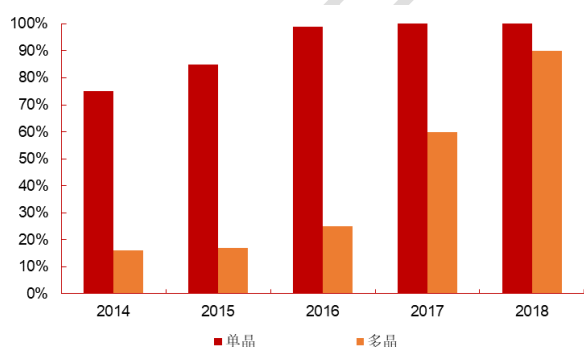
图 26：致密料价格更具支撑力



数据来源：PV InfoLink，国融证券研究与战略发展部

多晶金刚线切片普及后，单晶切割成本仍略优于多晶。2014 年，单晶掀起金刚线革命，在新技术下，单晶切割效率大幅提升，切割成本快速下降，这也为未来单晶份额占比提升奠定了基础。随后，金刚线切割技术开始在多晶领域采用，也带动多晶切割效率大幅提升。但由于多晶硅锭硬质点较多，切片的断线率、切割速度都比单晶要差，因此多晶切片成本仍高于单晶。单晶在切片领域占据优势。

图 27：硅片切割的金刚线工艺渗透率



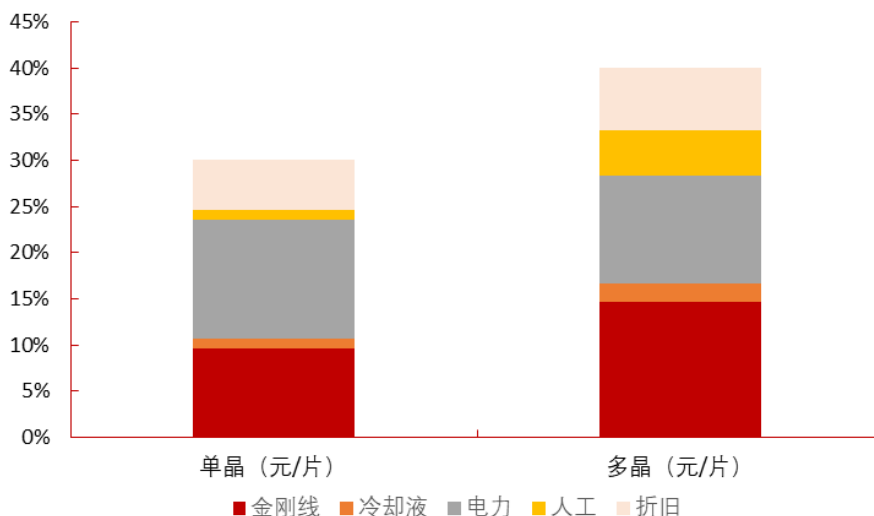
数据来源：Wind，国融证券研究与战略发展部

图 28：金刚线切片较传统切片优势显著

	砂浆切片	金刚线切片
单刀切割时间	7-9h	1-2h
刀缝损失	48%	33%
COD	30 万	3 千
切片成本(元/片)	0.85	0.4

数据来源：Wind，国融证券研究与战略发展部

图 29：单晶与多晶金刚线切片成本分布

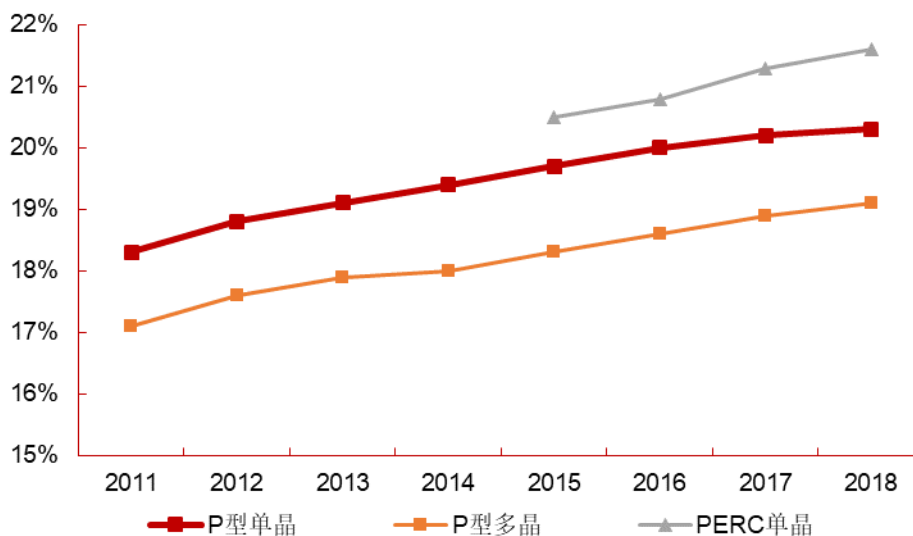


数据来源：Solarzoom，国融证券研究与战略发展部

3.2.3 单晶转换效率占绝对优势

单晶电池片光电转换效率更高，是单晶的主要优势所在。由于单晶硅片的位错密度更低，单晶电池的能量转换效率较多晶具备一定优势。根据相关数据，单晶与多晶在转换效率方面近年来持续提升，但是普通 P 型单晶电池较 P 型多晶电池的转换效率始终多 1.2-1.4 个百分点。近年来随着 PERC 等高效技术的应用，单晶产品则有更高的转换效率。

图 30：电池片转换效率持续提升，单晶占绝对优势

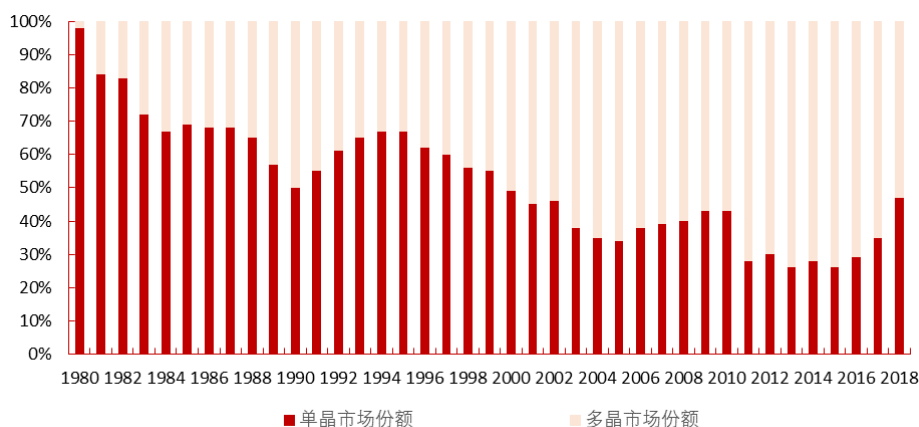


数据来源：GTM，国融证券研究与战略发展部

3.3 现阶段单晶性价比增强，下游普及度提升

技术更迭带来成本优化及效率提升是单多晶技术路线的核心竞争点。回望历史，单晶与多晶互有胜负，在特定时期也各占上风。这主要是由于各自技术路线优化带来的特定时期内相对更优的性价比决定的。1950至1980年，光伏市场仅有单晶电池产品。1980年后，多晶电池凭借低成本的经济效益，份额逐渐提升。至2011-2015年，单晶节节败退，份额仅占30%左右。后来由于单晶金刚线切割技术的应用，单晶迅速与多晶成本差距缩小，并且高转换效率使得其占比持续快速提升。

图 31：单多晶均曾各占上风，目前单晶份额有上升趋势



数据来源：阿特斯，国融证券研究与战略发展部

从单瓦成本来看，单晶性价比快速追赶，但仍略低于多晶。根据最新调研数据进行，普通P型单晶硅片单瓦成本降至0.9元-1元区间，直追多晶单瓦成本，但与多晶仍然相差不到0.1元/W。在单晶成本劣势逐步缩窄的背景下，单晶电池在PERC、双面电池等领域技术突破更快，因此逐渐得到下游电站的青睐，其份额也得到进一步提升。2019年，假设硅致密料均价维持在76元，单晶电池转换效率平均达到21%，那么单晶硅片单瓦成本能够降至0.87元。

表 10：2019 年单多晶电池片单瓦成本测算

	单晶硅片		多晶硅片	
	致密料	76	菜花料	62
硅料（元/kg）	致密料	76	菜花料	62
硅料使用率	92.00%		95.00%	
拉棒铸锭成本（元/kg）	44		21	
切片前成本（元/kg）	126.61		86.26	
切片数（片/kg）	65		62	
切片成本（元/片）	0.3		0.4	
硅片成本（元/片）	2.25		1.79	

转换效率	21.00%	19.80%
单片电池片功率 (W)	5.11	4.82
单瓦电池片成本 (元)	0.87	0.78

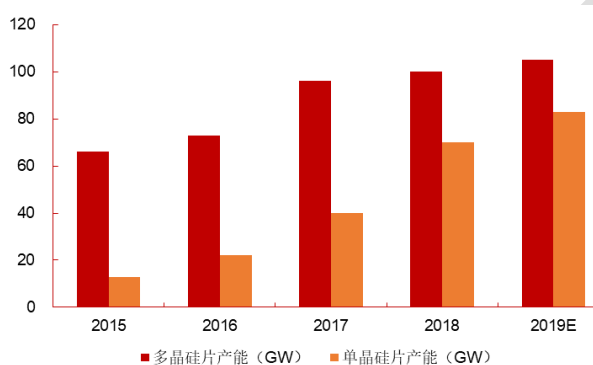
数据来源：国融证券研究与战略发展部

4. 硅片竞争加剧，电池片附加值提升

4.1 硅片产能过剩，产业竞争加剧

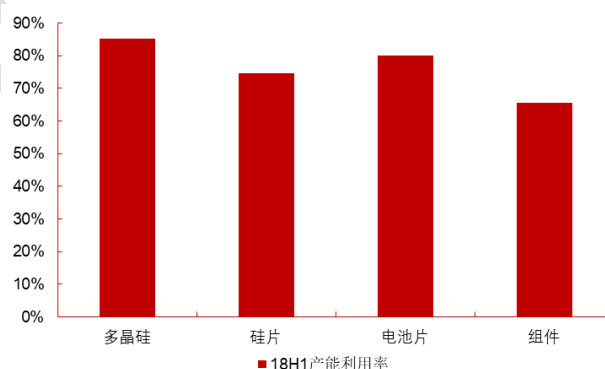
硅片产能虽过剩，但龙头公司依然大举扩张。光伏产业总体处于产能过剩状态，而硅片环节相较上游硅料以及下游电池片过剩更为严重。从 2018 年上半年产能利用率来看，硅料及电池片保持在 80%以上，而硅片整体产能利用率仅有 75%。然而，尽管行业面临过剩，但是由于光伏行业本身技术更新迭代较快，因此新产能较旧产能的生产成本具有明显优势，因此近年来硅片产能仍在大幅扩张。尤其是单晶硅产能，由于下游需求量大幅增加，2018 年其产能从 46GW 大幅提升至 73GW，增长 60%。当然增量主要来自于龙头企业隆基、中环等。

图 32：单晶硅片产能迅速提升



数据来源：PV InfoLink，国融证券研究与战略发展部

图 33：硅片产能利用率低，反应产能过剩严重



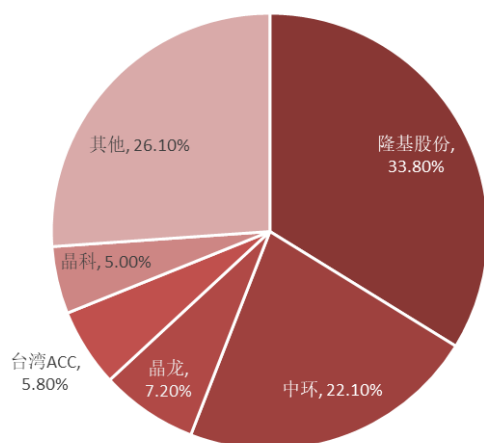
数据来源：PV InfoLink，国融证券研究与战略发展部

硅片市场的主要供应商分为两大类：一类是垂直一体化厂商（晶科、晶澳、天合），这些企业的优势在于其能够内部消化部分产能，在下游需求不景气的环境下能够优先采用自身生产产品，有效抵御波动。而另一类则是第三方厂商，例如隆基、中环、协鑫等企业，这些企业产能相对更大，主要满足其他一体化厂商以及其他电池厂的硅片需求。当然，随着企业向下游延伸，也均在电池片、组件等领域有所布局，但是硅片产能远高于自身需求，主要依靠外部客户采购。

单晶份额相对集中，多晶协鑫一家独大。由于此前多晶技术主导光伏市场，且多晶本身进入壁垒低，因此多晶参与者较多，除协鑫一家独大外，多晶硅片生产商相对较为分散，前五名份额相加不到 50%。而单晶由于此前一度地位边

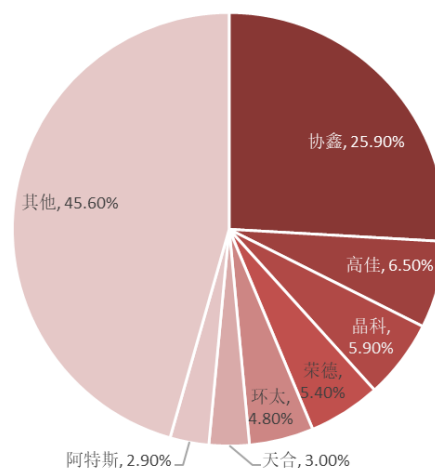
缘化,因此参与者少,集中度高。其中 2017 年隆基与中环份额合计达到 55.9%。多晶硅片市场竞争激烈。

图 34: 2017 单晶硅片产能相对集中



数据来源: PV Infolink, 国融证券研究与战略发展部

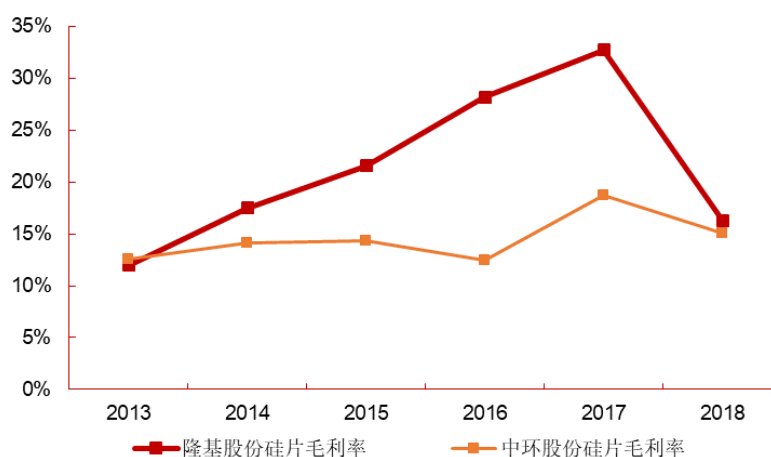
图 35: 2017 多晶硅片产能一家独大, 其他较为分散



数据来源: PV Infolink, 国融证券研究与战略发展部

多晶竞争趋于残酷, 单晶寡头盈利能力趋近。由于多晶本身性价比优势逐渐被单晶接近, 其未来部分份额将被单晶替代, 并且多晶硅片竞争格局相对较为激烈, 因此未来整体竞争将更为激烈。除龙头具备规模优势外, 若能够从技术工艺上对多晶硅片做出巨大革新, 那么其市场份额将快速提升。而单晶硅片竞争则相对缓和。此前由于隆基率先采用金刚线工艺, 成本快速下降, 而其毛利率也有大幅提升, 与行业第二中环也拉开差距。但随着竞争对手相关技术的追赶, 目前产品品质逐渐趋同, 因此毛利率整体也逐渐接近。

图 36: 单晶双寡头盈利能力趋同



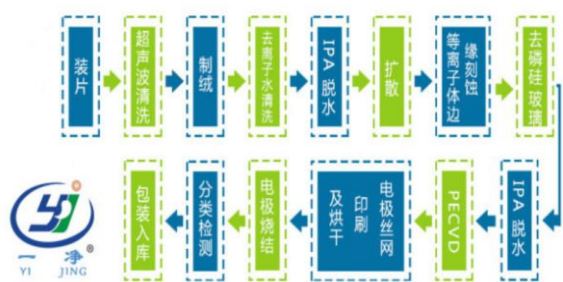
数据来源: Wind, 国融证券研究与战略发展部

4.2 电池片技改重要性逐渐凸显

光伏电池片属于光伏产业链中游，该环节是将硅片进行加工处理得到具有发电能力的电池产品。对于电池片而言，产品发电能力和成本是企业竞争的重中之重。而电池片单瓦成本则是衡量电池片本身性价比的主要途径。

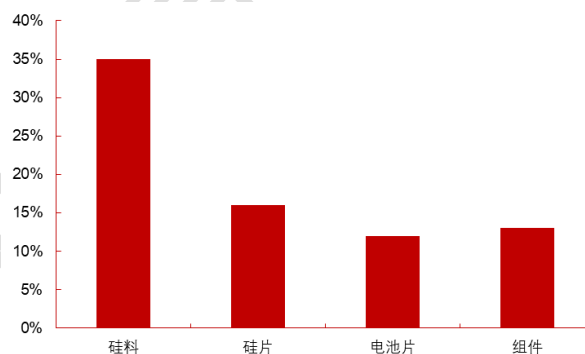
电池片产业工艺技术标准化程度高，壁垒低，同质化高。晶硅电池主要经过清洗、制绒、热扩散、去磷硅玻璃、刻蚀去边、PECVD 镀膜反射膜、丝网印刷电极和烧结等八个过程。而由于这些流程工艺在较早时期即已经基本固定成型，并且近年来并无较大变化，因此整体来看，电池片厂产品同质化高，并且主要依靠设备资本开支，进入壁垒也相对较低。因此，在整个光伏产业链中，电池片毛利率处于较低水平。

图 37：电池片工艺标准化程度高



数据来源：一净官网，国融证券研究与战略发展部

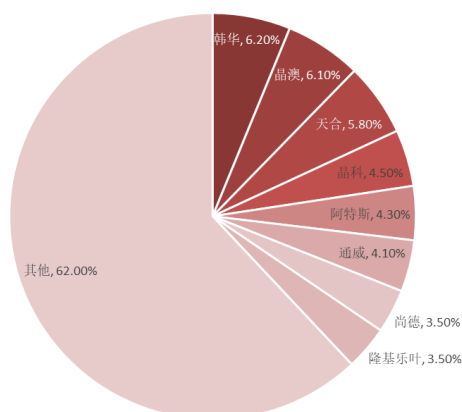
图 38：电池片毛利率处于行业较低水平



数据来源：Wind，国融证券研究与战略发展部

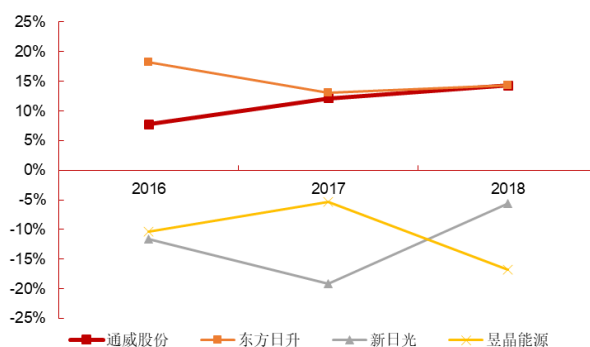
竞争格局分散，但盈利能力开始出现明显分化。电池片厂由于其技术资金壁垒低的原因，厂商参与者较多，并且份额较为分散，市场份额排名第一的韩华也仅占市场份额的 6.2%。CR10 仅 43.9%。因此在这种分散的竞争格局下，其对上下游的议价能力也相对较弱，这也反映在其毛利率相对较低的情况上。而从近年来的情况看，龙头厂商毛利率与中小企业的盈利能力有着明显分化态势。这主要是由于电池片本身近年来更新迭代逐渐加速，龙头公司在新技术的研发和跟进上更具优势，导致行业内的差距越来越大。

图 39：电池片行业分散度高，竞争激烈



数据来源：PV Infolink，国融证券研究与战略发展部

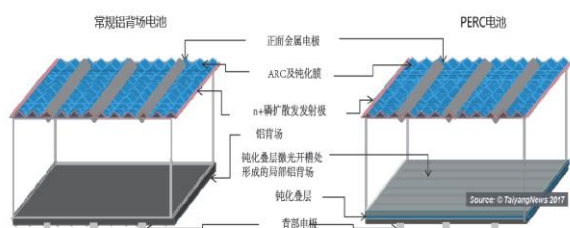
图 40：大陆龙头企业与台湾规模较小企业毛利率拉开差距



数据来源：Wind，国融证券研究与战略发展部

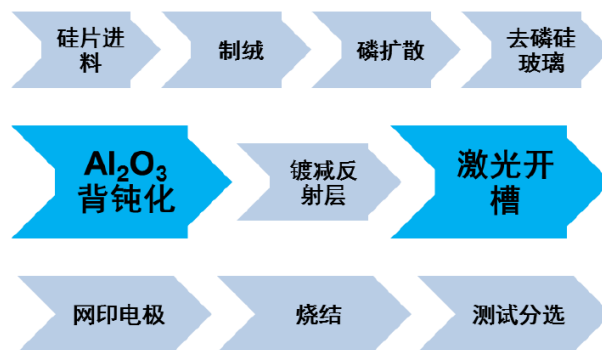
未来，随着硅成本下降濒临极限，电池片技改变得尤为重要，也是行业未来主要发展趋势。2017 年，PERC 横空出世，使得电池片效率出现较大幅度提升改良，并且相比于传统生产方式，仅增加了氧化铝背钝化以及激光开槽两个步骤，成本提升较小。这种技术也快速普及。未来包括“PERC+”以及 HIT 等技术将持续挖掘电池片的效率极限，而较快掌握相关技术工艺的企业，将获得较高的市场地位和竞争优势。

图 41：PERC 电池与传统电池主要差异



数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

图 42：PERC 比传统工艺仅多两步骤



数据来源：索比光伏网，国融证券研究与战略发展部

5. 投资建议

5.1 国内及海外装机量测算

5.1.1 国内装机量测算

根据《2019 年光伏发电项目建设工作方案》以及《国家发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》，2019 年光伏总补贴量为 30 亿元。

其中 7.5 亿元用于户用分布式光伏补贴，折合装机规模 3.5GW。而 22.5 亿元的竞价补贴项目，假设按照项目平均年发电时间 1100 小时以及 0.06 元/kWh 的补贴强度测算，那么竞价项目装机量为 34GW。而由于竞价项目在明年 6 月 30 日前完成并网，因此假设今年全年装机比例为 80%。预计 2019 年平价上网项目为 4.61GW，光伏扶贫项目为 5GW。由此，2019 年，预计我国全年光伏装机量约为 40.31GW。

表 11：2019 国内光伏装机量测算

	补贴额度 (亿元)	折合装机规模 (GW)	度电补贴 (元 /kwh)	2019 年装机占比
户用分布式	7.5	3.5	0.19	
竞价项目	22.5	34	0.06	80%
平价上网	-	4.61	-	
光伏扶贫	-	5	-	
我国装机量合计		40.31		

数据来源：国家能源局，国融证券研究与战略发展部

5.1.2 海外装机量测算

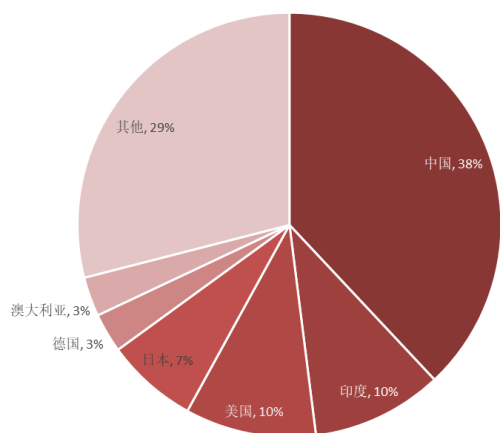
受国内 531 新政影响，光伏组件价格大幅下降，自 531 后，价格整体下降在 30%以上。目前看，随着我国相关鼓励光伏平价上网政策出台，海外普遍认为这种下跌趋势已经接近尾声，因此海外市场在成本大幅下降的刺激下，装机需求大幅提升。整体来看，预计 2019 年，海外新增光伏装机量达到 78GW。未来两年，全球光伏新增装机规模增速均能够保持在 15%以上。

欧洲地区在 MIP 到期取消后，光伏组件成本更低，并且固定电价转向招标竞价，带来欧洲光伏抢装需求。预计 2019 年新增装机量将大幅提升至 18GW 左右。

美国在 ITC 下调的大背景下，刺激本土光伏抢装需求，预计 2018 年新增装机量 12GW。

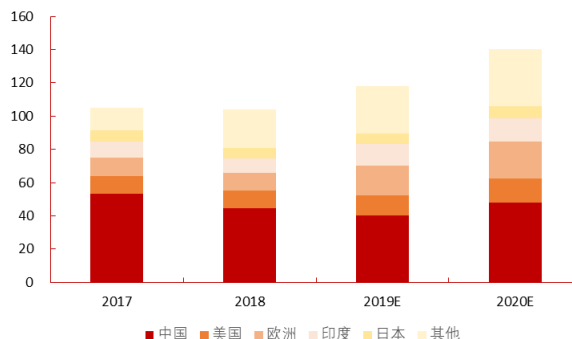
印度用电缺口仍大，目前光伏已经是印度最便宜发电方式，印度也制定了 100GW 光伏装机目标。预计 2018 年新增装机量增长至 13GW。

图 43：2018 年装机量海外市场提升较快



数据来源：PV Infolink，国融证券研究与战略发展部

图 44：未来全球新增光伏装机量预测



数据来源：PV Infolink，国融证券研究与战略发展部

5.2 投资建议及重点标的

短期看，在各国政策扶持以及成本显著下降的大背景下，海外竞价频出低价，并且整体价格已经接近当地最低发电侧平价上网电价，平价上网项目大幅上升，海外将出现光伏装机量快速提升，全球光伏产业景气度高。根据上述预测，未来两年全球光伏新增装机规模增速均能够保持在 15% 以上。而光伏产业链从硅片开始，国产化率均相对较高，因此国内光伏行业相关公司将充分受益。

中长期看，若能实现大范围发电侧平价上网，那么光伏本身市场前景将非常广阔。目前国内光伏发电占总发电量仅为个位数，而其环保清洁以及取之不尽用之不竭的优势，将成为其替代传统火电的主要原因。光伏产品降本增效仍是发电侧平价上网能否实现的关键点。硅成本下降空间有限，且传导系数小导致降本不明显。降低非硅成本成为重中之重。例如提升光伏产品转换效率、规模效应带来成本下降等。未来随着平价上网持续推进，光伏对政策的依赖度逐渐下降，产业也逐步向市场化迈进。

从目前来看，单晶产品转换效率持续提升，并且在 PERC 等技术的普及下，将转换效率提升到前所未有的高度，单晶占比也持续提升。而多晶在效率提升方面相对较慢，因此下游份额也在缩窄。当然，多晶未来将继续优化工艺技术，在黑硅、铸锭准单晶等领域持续革新，未来或将有所突破。

建议关注单晶硅片龙头公司**隆基股份**，全球硅料及电池片龙头**通威股份**。

6. 风险提示

光伏产品下降幅度过大导致利润承压风险；光伏补贴政策发生变化风险；新型能源替代风险；行业装机量不及预期风险。

投资评级说明

<p>证券投资评级：以报告日后的 6-12 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准</p>	<p>行业投资评级：以报告日后的 6-12 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准</p>
<p>强烈推荐 (Buy)：相对强于市场表现 20% 以上； 推荐 (Outperform)：相对强于市场表现 5%~20%； 中性 (Neutral)：相对市场表现在 -5%~+5% 之间波动； 谨慎 (Underperform)：相对弱于市场表现 5% 以下。</p>	<p>看好 (Overweight)：行业超越整体市场表现； 中性 (Neutral)：行业与整体市场表现基本持平； 看淡 (Underweight)：行业弱于整体市场表现。</p>

免责声明

国融证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由国融证券股份有限公司制作。

本报告仅供本公司的客户使用，本公司不会仅因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告中的信息均来源于本公司认为可靠的已公开资料，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

国融证券股份有限公司的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点。本公司没有将此意见及建议向所有报告接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

市场有风险，投资需谨慎。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者不应将本报告视为作出投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告的版权归国融证券股份有限公司所有。本公司对本报告保留一切权利，除非另有书面显示，否则本报告中所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。