



# 2016

## 中国光伏发展报告 2016 Annual Review and Outlook for China Solar PV Industry



中国循环经济协会可再生能源专业委员会  
Chinese Renewable Energy Industries  
Association  
地址: 北京市西城区车公庄大街甲4号物华  
大厦 A2105-2107  
邮编: 100044  
电话: +86 10 68002617/18  
传真: +86 10 68002674  
网址: www.creia.net



中国光伏行业协会  
China Photovoltaic Industry Association  
地址: 北京市海淀区万寿路27号院  
邮编: 100846  
电话: +86 10 68200509/0513/0522  
网址: www.chinapv.org.cn



TÜV 南德意志大中华集团  
南德认证检测(中国)有限公司北京分公司  
TÜV SÜD Greater China  
TÜV SÜD Certification and Testing (China) Co.,  
Ltd. Beijing Branch  
地址: 北京市朝阳区望京中环南路7号M楼  
邮编: 100102  
电话: +86 10 64550061  
传真: +86 10 65906182  
网址: www.tuv-sud.cn



# 2016

## 中国光伏发展报告 2016 Annual Review and Outlook for China Solar PV Industry

### 编写单位:

中国循环经济协会可再生能源专业委员会 (CREIA)  
中国光伏产业联盟 (CPIA)

### 贡献单位:

TüV 南德意志大中华集团  
南德认证检测 (中国) 有限公司北京分公司

### 主要作者:

李俊峰 王勃华 李琼慧 胡润青 王世江 郭雁珩 徐国新  
罗欣莲 许晓慧 曹潇 李丹 彭澎 马丽芳



# 致谢

《中国光伏发展报告 2016》在中国循环经济协会可再生能源专业委员会联合光伏行业知名机构和专家的共同努力下编写完成并最终呈现大家面前。延续专委会在过去几年发布的产业年度报告的写作风格，并加入最近一年中的政策法规、行业数据及市场动向等，本报告将为业界投资人、开发商、制造商及研究学者提供行业发展研究及决策制定的参考，并努力成为宣传和推广光伏行业的窗口。

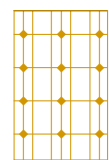
本报告中阐述了我国及全球光伏产业发展情况，对我国光伏市场、产业政策、财税融资状况、电力市场情况进行了全方面的描述和分析，并对产业未来的发展及模式进行了展望。报告涉及面广泛，在报告的撰写过程中，我们得到了众多主管单位、研究机构、行业组织以及企业的大力支持，为我们提供了许多详实的数据、也提供了很多宝贵的意见和建议，在此一并表示感谢。特别感谢国家发改委能源研究所、水电水利规划设计总院、国网新能源研究所、中国电力科学研究院国家能源太阳能发电研发（实验）中心、TÜV南德意志大中华集团等专家在报告编写过程中投入的大量精力。

也感谢中国光伏行业协会与中国循环经济协会可再生能源专业委员会的通力合作，特此鸣谢。

编者著  
2016年9月

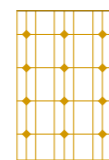
# 2016

中国光伏发展报告  
2016 Annual Review  
and Outlook for China  
Solar PV Industry



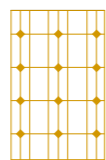
## 一、世界光伏产业发展

1. 2015 世界光伏产业发展概述	5
2. 2015 世界光伏产业发展概况	5
3. 2015 世界光伏制造业发展状况	8
4. 2015 年世界各国光伏政策汇总	17
5. 各主要国家和地区光伏产业发展现状	17



## 三、中国光伏政策解析

1. 国家政策及实施效果	45
2. 地方政策及实施效果	57



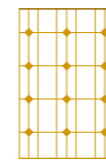
## 二、中国光伏产业发展

1. 2015 中国光伏市场现状	23
2. 2015 中国光伏制造业发展情况	31
3. 逆变器及配套服务产业发展情况	41
4. 我国光伏产业发展的特点	42



## 五、中国光伏电力市场情况

1. 光伏电站质量	68
2. 弃光限电现象及分析	71
3. 光伏数据平台	79



## 四、中国光伏发电财税、补贴及投融资状况

1. 中国光伏发电项目财税状况	60
2. 中国光伏发电项目补贴状况	61
3. 中国光伏发电项目融资状况	62
4. 国际模式借鉴	62



## 六、光伏产业发展展望

1. 全球光伏产业发展展望	85
2. 中国光伏产业发展趋势	85
3. 中国光伏发展新模式	86

# 2016

中国光伏发展报告  
2016 Annual Review  
and Outlook for China  
Solar PV Industry

## 摘要

得益于新兴市场的出现及强大的全球需求，2015年光伏产业在2014年稳定发展的基础上实现了强劲增长。全球全年新增装机容量达到53GW，与2014年相比增加了23.3%，累计装机容量超过230GW。随着全球光伏产业竞争日益增加，各国政府新计划的出台，以及通过太阳能等清洁能源寻求减少大气污染和二氧化碳排放的意识的增强，光伏市场仍将继续扩张。

纵观全球各个国家，中国、日本、美国等传统光伏市场继续保持其领先地位。中国以新增装机容量15.13GW的成绩领跑全球；日本新增装机11GW，蝉联全球第二；受税收政策变化影响，美国新增装机7.3GW，再创历史新高；英国光伏在补贴政策到期影响下出现抢装潮，新增装机3.5GW，成为欧洲年度主要增长点；德国则继续遇冷，装机量同比下降26.3%；由于配套体系更加完善且成本相对较低，全球光伏产业及市场继续向马来西亚、中国台湾等亚太地区转移；此外，印度、拉丁美洲及中东地区作为新兴市场表现不俗。

制造业方面，各类光伏产业的生产规模及产量在应用市场快速增长带动下，全面走出了行业低谷。多晶硅呈现稳中有升的发展局面，2015年产能达到47万吨，产量34.5万吨，同比增长14.2%；硅片产能约84GW，产量达60.3GW，同比增长20.6%；电池片产能79.2GW，产量62.1GW，同比增长23.5%；组件继续保持快速增长势头，产能达99.8GW，产量63.5GW，其中晶体硅电池组件依然为市场主流。薄膜电池行业产能9.3GW，产量约4.4GW，较上一年有所增加，但所占市场份额继续呈现下降趋势。随着产能的逐步释放及生产成本的下降，产品价格继续下探，多晶硅、硅片、电池片和组件分别下降了23.3%、2.1%、0.5%和9.6%。

2015年中国光伏产业继续保持增长势头，累计装机达43.18GW，超越德国成为全球第一大光伏应用市场。其中光伏电站37.12GW，分布式光伏6.06GW，全年发电量392亿KWh。年新增装机15.13GW，占全球新增装机的1/4，其中光伏电站13.74GW，分布式光伏1.39GW。中国光伏产业在2015年呈现出了投资持续增强、兼并重组持续推进；市场进一步向优势企业集中、骨干企业间竞争程度加剧；制造业向智能化和信息化方向演变；外部贸易保护主义持续，出口带动高速发展难再现等特点。

此外，国家相关主管部门在这一年中针对上网电价、建设规模、保障性收购、土地管理、光伏扶贫及领跑者技术等多方面出台了一系列管理办法、政策和措施，为应对光伏产业的健康、可持续发展保驾护航。

随着中国光伏产业的迅猛发展，面临的问题也日益凸显和严峻。弃光限电问题严重，2015年全国累计弃光46.5亿KWh，弃光率达12.6%，新能源消纳矛盾突出，全额性收购得不到保障；补贴滞后，可再生能源资金不足造成补贴拖欠严重已经成为困扰行业发展的重大问题；电站质量问题，在建设及运行维护阶段存在技术及人为方面风险，对电站运行效果和交易造成影响。

尽管面临困难，但光伏行业作为中国新兴产业之一，是推动能源转型、实现环境和经济可持续发展的重要行业之一。通过市场区域的转变、产品技术的升级、新型发展模式的创新，以及政府的支持和市场化的推进，光伏行业将在不断调整中获得平稳过渡，并将持续健康发展。





# 世界光伏 产业发展

## 1.1 2015 世界光伏产业发展概述

2015 年，全球光伏产业实现强劲增长，全年新增装机容量由 2014 年的 43GW 增长到 53GW，同比增长 23.3%，累计装机容量超过 230GW。在光伏应用市场快速增长的带动下，2015 年全球各类光伏产品的生产规模和产量也得以继续增长，全面走出行业低谷。多晶硅产量达到 34.5 万吨、硅片产量达 60.3GW、电池片产量达 62.1GW，组件产量达 63.5GW，同比增长速度均超过二十多个百分点。随着全球光伏企业产能的逐步释放以及生产成本的逐步下降，光伏产品价格继续下探。

从市场区域来看，中国、日本、美国等在 2015 年继续保持传统市场地位，领跑全球。其中，中国光伏新增装机高达 15.13GW，累计装机容量达 43.18GW，成为全球第一大光伏应用市场；受税收减免政策变化影响，美国新增装机 7.3GW，再创历史新高；由于补贴政策到期影响，英国光伏出现抢装热潮，新增装机 3.5GW，成为欧洲地区年度主要增长点；德国市场则继续预冷，装机量同比下降 26.3%；印度、拉丁美洲诸国及中东地区作为新兴市场、表现不俗。

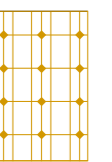
## 1.2 2015 世界光伏产业发展概况

### 全球产业规模持续扩大，中国表现突出

在光伏应用市场快速增长的带动下，2015 年全球各类光伏产品的生产规模与产量继续增长，全面走出行业低谷。多晶硅方面，2015 年全球在产多晶硅产能达到 47 万吨，产量 34.5 万吨，同比增长 14.2%，其中韩国、德国、美国和日本产量分别为 7、5.6、4.4 和 0.9 万吨；中国产量 16.5 万吨，同比增长 21.3%，连续五年位居全球首位。硅片方面，全球产能约 84GW，产量达到 60.3GW，同比增长 20.6%；中国硅片产能 64.3GW，产量约为 48GW，占世界总产量的 79.6%。电池片方面，全球产能约为 79.2GW，产量约为 62.1GW，同比增长 23.5%。中国产能约为 53GW，产量约为 41GW，同比增长 24.2%。组件方面，全球光伏组件产能达到 99.8GW，产量达到 63.5GW，中国依然保持太阳能电池组件最大生产国，产量达到 45.8GW。

### 产品价格继续下探

2015 年，随着全球光伏企业产能的逐步释放以及生产成本的逐步下降，光伏产品价格继续下探，其中多晶硅价格降幅较大。2015 年 1 月至 12 月，多晶硅、硅片、电池片和组件的价格分别下降了 23.3%、2.1%、0.5% 和 9.6%。



在光伏应用市场快速增长的带动下，2015 年全球各类光伏产品的生产规模与产量继续增长，全面走出行业低谷。

表 1 2015 年光伏产品价格变化情况 (单位: 美元)

时间	多晶硅 / 公斤	硅片 / 156*156 多晶片	电池片 / 瓦	组件 / 瓦
2015 年 1 月	20.66	0.873	0.340	0.614
2015 年 6 月	17.15	0.80	0.301	0.548
2015 年 12 月	15.84	0.855	0.338	0.555
年度降幅	23.3%	2.1%	0.5%	9.6%

数据来源: PVinsights, solarzoom, CPIA 整理

## 产业及市场继续转向亚太地区

中国、马来西亚、中国台湾等亚太地区的配套体系较欧美更加完善,且生产要素成本相对较低。据调研显示,除销售成本、综合开销及行政管理费用,以及利息、物流和担保费用,中国光伏制造商的直接制造成本仅为 0.41 美元/瓦,而在同样条件下,美国组件制造商的制造成本接近 0.5 美元/瓦。因此,大量欧美、日韩光伏制造企业将工厂转移至中国及南亚、东南亚地区,2015 年,这种产业转移持续推进。同时,随着中国光伏市场的快速扩大,部分国外光伏电站开发商宣布将与中国光伏企业合作在中国开发光伏电站项目。

## 应用市场高速增长

2015 年,全球光伏市场强劲增长,全年新增装机容量达到 53GW,同比增长 23.3%,累计装机容量超过 230GW。传统光伏应用市场如中国、日本、美国等继续领跑全球,新兴市场如印度、拉丁美洲诸国及中东地区则亮点纷呈。在政策引导及市场驱动下,2015 年中国光伏新增装机容量高达 15.13GW,同比增长 42.7%,连续三年位列全球第一大光伏应用市场,累计装机达到 43.18GW,超越德国成为全球光伏累计装机容量最大的国家;日本全年新增光伏装机量约为 11GW,较 2014 年增长 18.5%,年新增装机量蝉联全球第二;受税收减免政策变化影响,美国新增装机量再创历史新高,2015 年新增装机量达 7.3GW,同比增长 17%。欧洲地区年度新增装机容量约为 8.5GW,同比上升 21.4%;英国因补贴政策将于 2016 年截止,因而出现抢装热潮,成为欧洲主要增长点,全年装机量约为 3.5GW,同比增长近 100%;德国市场则继续遇冷,装机量跌至 1.4GW,同比下降 26.3%。

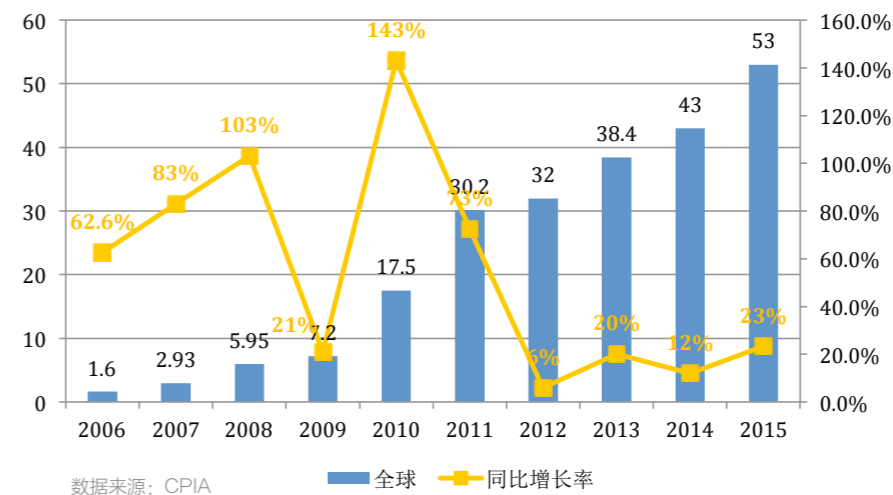


图 1 2005-2015 年全球新增光伏装机容量 (GW) 及增长率

2015 年全球新增装机容量前十的国家合计新增装机 43.73GW, 占全球新增装机容量的 82.5%, 这十个国家的累计光伏装机容量约为 167.88GW, 占全球累计装机的 73%。

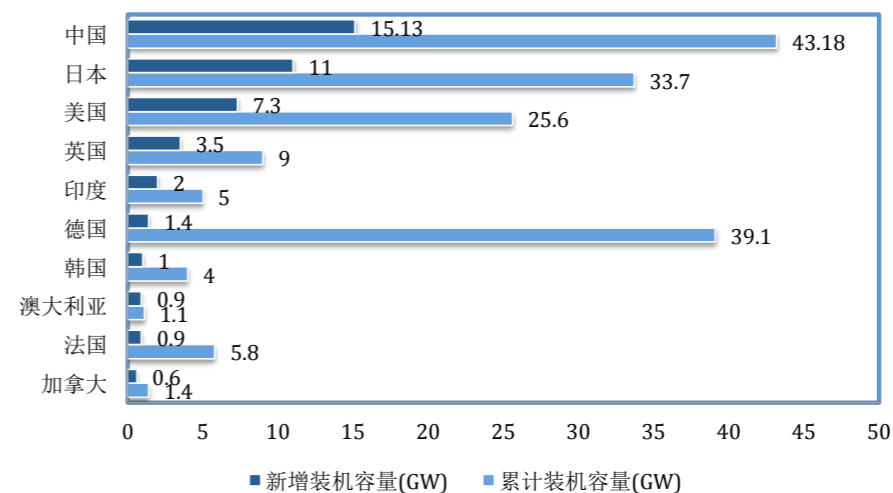


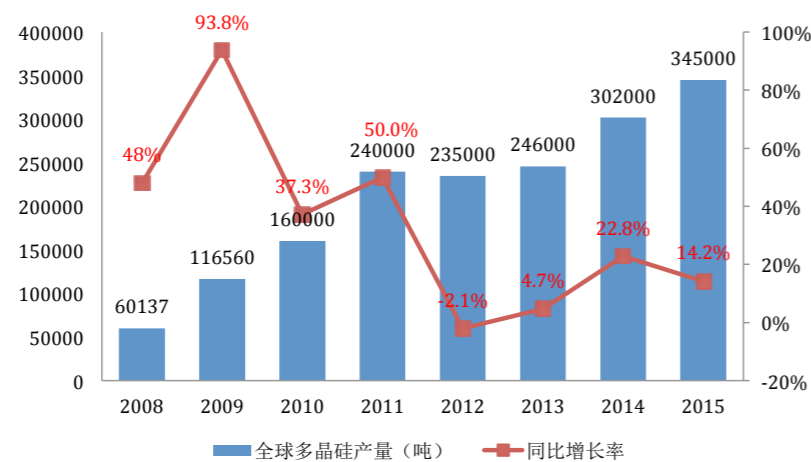
图 2 2015 年全球光伏新增装机容量排名前十的国家

## 1.3 2015 世界光伏制造业发展状况

### 多晶硅

#### (1) 产业规模

2015 年全球多晶硅产能约为 47 万吨，同比 2014 年的 39 万吨增加约 8 万吨，增加的产能主要来自韩国、中国和德国的部分企业产能扩张。全球多晶硅产量达到 34.5 万吨，与 2014 年的 30.2 万吨相比，增长 14.2%。其中电子级多晶硅产量约为 2.8 万吨、太阳能级块状硅约为 29.7 万吨、颗粒硅约为 2 万吨。虽然 2015 年原计划的韩国、中国的硅烷流化床、Wacker 的美国工厂等投产计划推迟，但中国节能技改、去瓶颈新增产能增加明显，带动了全球多晶硅产能增长。



数据来源: CPIA

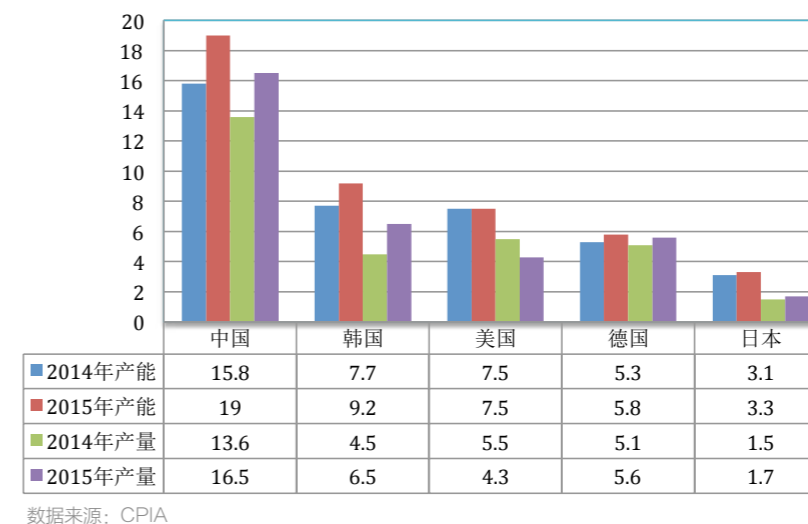
图 3 2008-2015 年全球多晶硅产量及增长率

#### (2) 全球主要国家多晶硅发展情况

2015 年，中国以 16.5 万吨多晶硅产量位居全球首位，韩国以 6.3 万吨位居次席，德国则以 5.6 万吨产量位居其后，美国以 4.4 万吨位居第四，其中中国和韩国主要生产太阳能级多晶硅，日本主要供应电子级多晶硅，美国和德国则兼而有之。

在 2015 年开工产能或有效产能方面，中国以 19 万吨的产能居全球第一，韩国则在

三星化学、韩华集团等工厂投产带动下，以 9.2 万吨有效产能继续位居全球第二，而美国以近 7.5 万吨的产能位居第三，德国和日本约为 5.8 和 3.3 万吨。与 2014 年相比，全球多晶硅产能呈现稳中有升的发展局面，其中韩国增速尤为迅速，其生产和应用的重心也转移到中国。



数据来源: CPIA

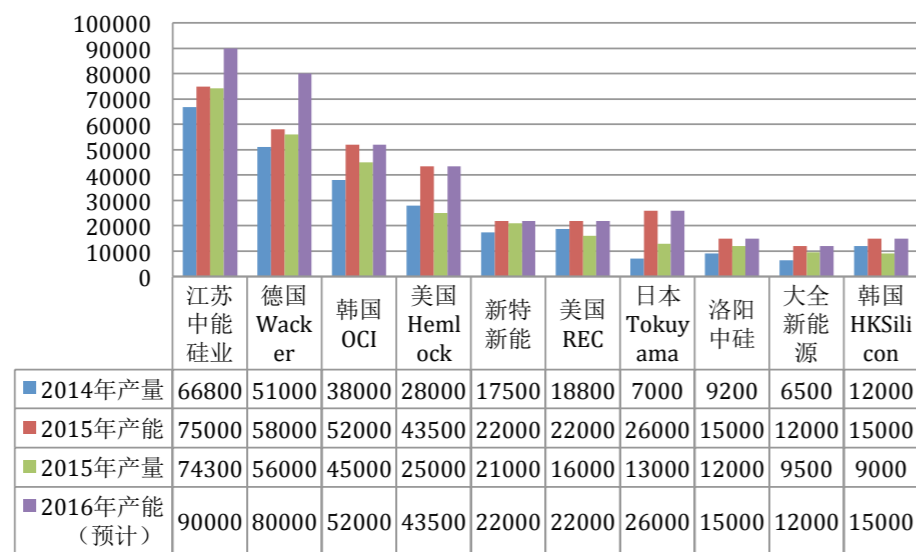
图 4 2014-2015 年全球主要国家多晶硅产能 / 产量 (万吨)

#### (3) 全球主要多晶硅企业发展情况

全球多晶硅产业集中度略有下降。全球前十家多晶硅企业总产能达到 34 万吨，产量达到 28 万吨，同比增长约 12.9%，约占全球总产量的 81%。

中国江苏中能以 7.4 万吨的产量位居全球首位，德国 Wacker 公司以 5.6 万吨的产量位居次席，韩国 OCI、美国 Hemlock 和中国新特新能分别以 4.5 万吨、2.5 万吨和 2.1 万吨位居三到五位。号称“四大金刚”的前四家多晶硅企业产量达 20 万吨，约占据全球的 58%，与 2014 年相比，集中度略有下降，主要原因是受美国 Hemlock 公司产量大幅下降所影响。部分企业的扩产计划仍在继续，如中国江苏中能公司将继续实施流化床法多晶硅生产技术，产能预计将新增 1 万吨以上，德国 Wacker 在美国田纳西州工厂已于 2015 年底建成，预计将在 2016 年新增 2 万吨产能等。





数据来源: CPIA

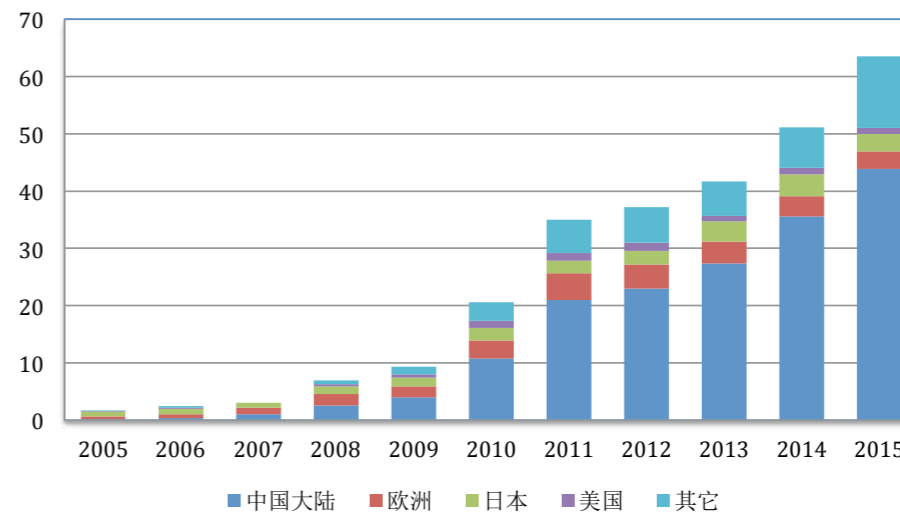
图5 2015年全球主要多晶硅生产企业产能及产量(吨/年)

## 组件行业

### (1) 产业规模

2005-2011年组件生产增长迅猛,年复合增长率达64%,在经历了2011-2013年的平稳发展后,2013-2015年又开始大幅增长。截止到2015年底,全球光伏组件产能达到99.8GW<sup>1</sup>,产量达到63.5GW,同比增长22.1%,组件生产规模保持快速增长势头。

<sup>1</sup>统计时涵盖了部分已停产的产能,这些产能虽处于停产状态,但随时可将其加以利用



数据来源: CPIA

图6 2005-2015年全球太阳能组件产量(GW)

从组件类型看,晶体硅电池组件依然是市场主流,2015年产量达到59GW,同比增长约22.9%,薄膜组件产量约为4.4GW,同比略有增长。薄膜组件中,碲化镉(CdTe)薄膜组件产量约为2.5GW,铜铟聚光电池组件约为0.1GW,同比增长23%。

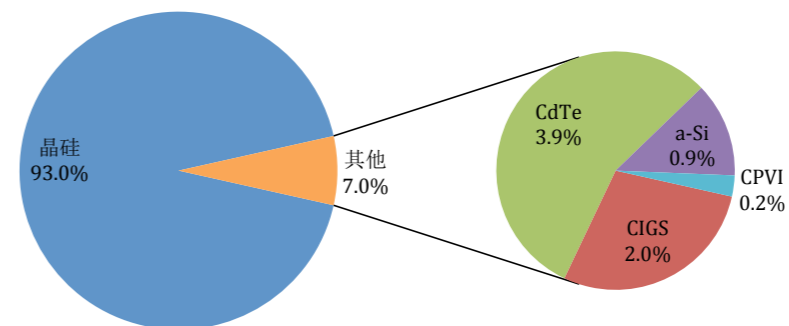


图7 2015年全球太阳能组件类型分布图

## (2) 全球组件制造业布局情况

全球组件制造业重心继续往亚洲地区倾斜，亚洲地区产能达到近 89.6GW，约占全球总产能的 89.8%，产量达到 58GW，约占全球总产量的 91.3%。中国大陆依然是全球组件的最大生产区域，产量达到 43.9GW，主要是晶体硅电池（占比约为 99%）。日本受益于其国内市场的快速崛起，以 3.1GW 的产量位居第二（其中薄膜电池占比约为 30%）。欧洲以约 3GW 产量位居第三（其中晶体硅电池产量约为 2.5GW、薄膜电池产量约为 0.5GW）。韩国和中国台湾地区组件主要以代工为主，产量提升也较为迅速，分别达到近 3GW 和 1.4GW。美国受到中美光伏贸易影响，组件产量在 1GW 左右。东南亚地区则凭借 First Solar、SunPower、REC 等企业以及中国部分企业在该区域设立的工厂满产运营，产量大幅提升，该地区组件产量达到 5.5GW，随着新建工厂的陆续投产，预计马来西亚和泰国等组件生产规模会大幅攀升。

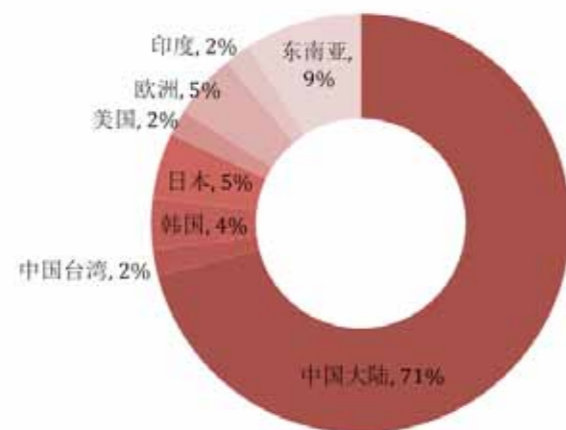


图 8 2015 年全球组件制造业分布情况

## (3) 全球主要组件企业发展情况

从生产企业看，产业集中度略有提升。全球主要的 17 家组件企业总产能约为 47GW，总产量为 36.1GW，占总产量的 56.9%。前十家企业总产能为 36.1GW，产量为 27.9GW，占总产量的 43.9%，同比增加近一个百分点。前八家企业产量均超过 2GW，最大的天合光能产量达到 4.3G。在前十大企业中（按总部所在地算），中国企业占据七席；美国占据两席；韩国占据一席。

表 2 2015 年全球主要电池组件企业产能 / 产量 (MW)

企业	国别	产能	产量
天合光能	中国	5000	4300
阿特斯	中国	4300	3800
晶科	中国	4300	3300
晶澳	中国	3900	3300
韩华	韩国	4300	3200
英利	中国	4200	2500
FirstSolar	美国	2800	2500
协鑫集成	中国	3700	2100
Sunpower	美国	1800	1400
东方日升	中国	1800	1360
亿晶光电	中国	1600	1320
Kyocera	日本	1400	1200
无锡尚德	中国	2400	1200
Solar Frontier	日本	1130	1180
REC	挪威	1300	1160
中利腾晖	中国	1600	1100
Solarworld	德国	1500	1100
合计		47030	36020

数据来源：CPIA

## 薄膜电池行业

2015 年，全球薄膜太阳能电池的产能约为 9.3GW，产量约为 4.4GW。从产品类型来看，2015 年碲化镉薄膜电池的产量约为 2.5GW，占比 56.7%；铜铟镓硒薄膜电池的产量约为 1.3GW，占比为 29.6%，硅基薄膜电池的产量约为 600MW，占比为 13.6%。

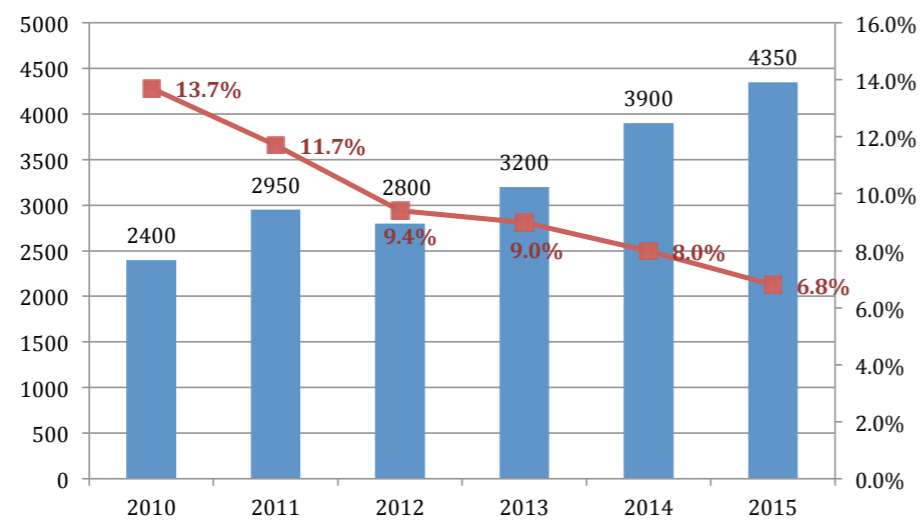


图9 2010-2015年全球薄膜太阳能电池产量（MW）及所占市场份额

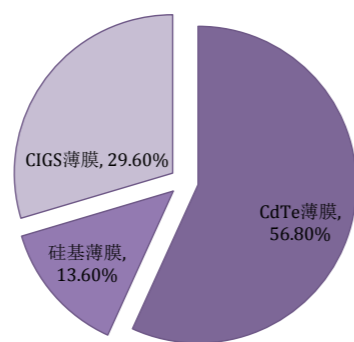


图10 2015年三种薄膜电池所占市场份额

2015年薄膜组件现货平均价格表现下跌的走势。从2014年底到2015年底，薄膜组件现货平均价格由0.6美元/瓦降为0.585美元/瓦，降幅为2.5%。

硅基薄膜电池目前从产品性能与生产成本上较晶硅电池无明显优势，并且技术提升空间有限，企业相继退出、减产，或将硅基薄膜组件用于具有更高附加值的光伏建筑一体化（BIPV）领域；CIGS和CdTe电池目前实验室转换效率分别达到22.3%及22.1%，组件全面积转换效率均已超过16%，技术上仍有提升空间，且产业化技术逐步成熟，发展前景看好。此外，具有超高转换效率的GaAs电池，凭借其耐高温、耐辐射等特点，在特殊的应用场景具备很大的发展潜力，但是由于成本较高，还未实现大规模量产。

表3 2015年全球部分薄膜太阳能电池企业产能（MW）

企业	国别	产能	类别	备注
First Solar	美国	2800	CdTe	-
汉能	中国	2820	硅基	-
SolarFrontier	日本	1130	CIS	新增150MW
Sharp	日本	320	硅基	-
3sun	意大利	200	硅基	-
CTF Solar	德国	200	CdTe	被中建材收购
Miasole	美国	160	CIGS	被汉能收购
Stion	美国	120	CIGS	新增60MW
Solibro	德国	135	CIGS	被汉能收购
Avancis	德国	100	CIGS	被中建材收购

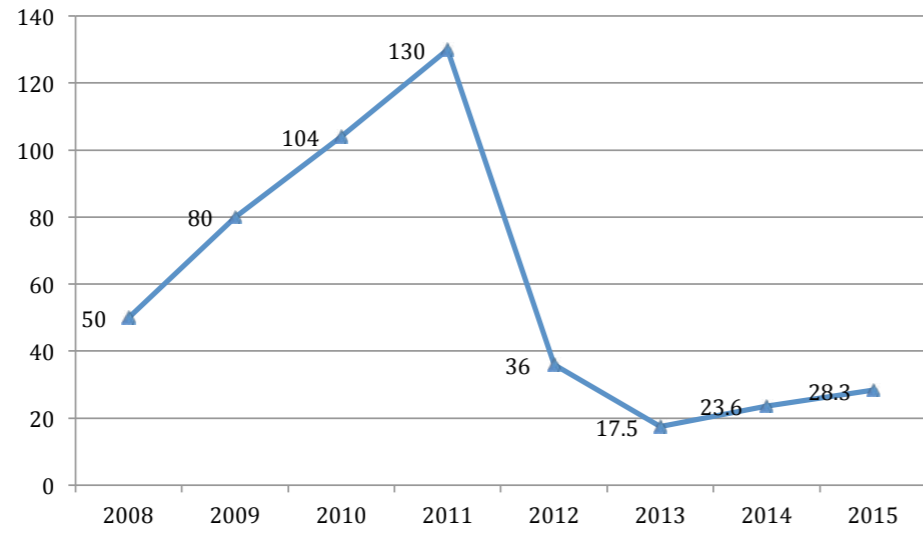
数据来源：CPIA

## 光伏设备行业

由于2015年光伏行业持续回暖，企业订单增长，部分企业开始扩产，印度、巴西等新兴市场也开始出现部分新进入者，再加上光伏产品制造商正积极投资PERC、异质结等高效电池生产，系统技术升级与改造也加大了对设备的需求，2015年光伏设备行业销售收入增至28.3亿美元，同比增长20%。

据德国工程联合会（VDMA）数据，其中电池生产设备占整个收入份额的54%，薄膜设备占18%，上游生产包括多晶硅、硅锭和硅片占17%，组件组装占9%。德国厂商仍为主要的光伏设备供应商，据VDMA数据，2015年前三个季度德国光伏设备供应商仍然占据全球市场50%的份额。





数据来源: CPIA

图 11 2008-2015 年全球光伏设备行业销售收入 (亿美元)

自 2013 年下半年开始, 全球光伏产业及市场回暖开始逐步传导至设备制造业, 光伏企业恢复了扩产意愿, 并且有设备技术改造需求, 由此带来光伏设备制造企业业绩上扬。

表 4 2015 年全球部分光伏设备厂商收入情况

企业名称	国别	收入(亿美元)	主要光伏业务领域
Meyer Burger	瑞士	3.2	硅片完整生产线, 开方机、多线切割机、分选机
Applied Materials	美国	2.13	电池完整生产线: 丝网印刷机、离子注入机、PVD; 硅片完整生产线: 多线切割机、切方机、卷绕式真空镀膜系统
无锡奥特维	中国	0.73	全自动串焊机
AMTECH	美国	0.57	硅片抛光机, 硅片装卸系统, 扩散炉, PECVD, LPCVD, 扩散炉占全球市场的 35%
Singulus	德国	0.49	电池片完整生产线, 薄膜电池蒸发、溅射、湿蚀刻设备
晶盛机电	中国	0.36	单晶炉, 多晶铸锭炉
Manz	德国	0.25	硅片外观检测器, 硅片检测器, 电池完整生产线, 薄膜组件完整生产线
无锡先导	中国	0.21	自动串焊机、上/下料机

数据来源: CPIA

## 1.4 2015 年世界各国光伏政策汇总

国家	时间	政策	摘要
美国	2015.9	奥巴马政府提供 1.2 亿美元推动美国太阳能发展	针对对象: 降低太阳能系统成本的新设备和技术; 推动新的光伏电池和组件性能; 用于为电力、制冷及烹饪提供太阳能发电的项目
	2015.12	太阳能税收抵扣法案 (ITC) 延长 5 年	原定于 2016 年 12 月 31 日将从 30% 下调至 10% 的 ITC 政策, 将延长 5 年至 2022 年, 并依照项目开始建设的时间给予不同额度的补贴
日本	2015.1	计划取消太阳能税收优惠	日本政府 LDP 税收小组提出议案: 到 2016 年 3 月取消太阳能税收优惠
	2015.2	大幅下调 2015 年光伏收购价格	输出在 10kW 以上的产业用大规模太阳能发电项目收购价格创下史上最大降幅记录
	2015.12	推出能源效率和储能补贴	针对商业领域的工厂和小企业推出 7790 万美元的能源效率和存储技术激励方案。
英国	2015.7	削减上网电价补贴	政府提议减少 87% 的上网电价补贴 (此补贴是支持屋顶光伏和小型光伏发电的关键性补助金)
	2015.12	可再生能源义务法到期	政府宣布现行的可再生能源义务法案 (RO) 于 2016 年 3 月底终止, 无论屋顶或地面太阳能项目都不再适用
德国	2015.11	储能补贴政策或将沿用三年	德国联邦经济部表示, 延长补贴具体时限的决定还未确定, 储能补贴政策有望延续三年。
	2015.10	可再生能源附加费增 3%	德国传输网络运营商发布 2016 年新可再生能源附加费率为 0.06354 欧元/千瓦时, 其中 0.02632 欧元分配给太阳能光伏
印度	2015.6	国家太阳能利用计划	印度总理批准扩大印度太阳能发电装机容量目标计划, 到 2022 年装机达 100GW
	2015.11	提高屋顶光伏补贴	印度新能源与可再生能源部将屋顶太阳能补贴从 15% 提高至 30%, 但不包括商业和工业屋顶项目。

## 1.5 各主要国家和地区光伏产业发展现状

### 欧洲

受市场下滑影响, 欧洲光伏产业难现当年辉煌, 但在全球光伏制造业版图上仍占有重要地位, 尤其在原辅料、光伏设备和基础及前沿技术研发方面。2015 年, 全球光伏产业向好, 欧洲光伏企业盈利能力也随之大幅回升。

材料方面, 欧洲主要以生产多晶硅、浆料及背板材料等为主。德国 Wacker 公司在

全球多晶硅生产企业中排名自第二，截止 2015 年底，该公司多晶硅有效产能达到 5.8 万吨，出货量约为 5.6 万吨，出货量同比增长 12.2%，多晶硅业务全年销售收入约为 20.14 亿欧元，同比增长 112%。浆料生产主要集中于德国贺利氏（Heraeus），目前全球市场占有率排名第一；2015 年，贺利氏通过与日本昭荣化学工业株式会社（Shoei chemical Inc.）共同拥有 TWI453930 和 TWI432539 专利来增强其用于开发太阳能电池导电浆料的技术组合，并于台湾硕和因碲玻璃技术展开专利战。背板方面，欧洲主要厂商有奥地利 Isovoltaic、德国肯博 Krempel、意大利 Coveme 等，但面对物美价廉、货源充足的中国大陆及台湾地区背板产品竞争，其市场份额不断下跌。

硅片方面，欧洲的主要硅片厂商一是 PV Crystal，其硅锭产能约 750MW，硅片工厂分布于德国、日本等地，但由于受到此前多晶硅价格高企时签订的长期协议影响，亏损较大。另一家德国公司 SolarWorld 在并购 Bosch 公司的太阳能业务后，硅片产能大幅提高；2015 年该公司位于德国 Freiberg 和 Arnstadt 的两间硅锭工厂总产能为 750MW，并计划扩产一倍至 1.5GW；硅片产能则为 1GW。

电池片及组件方面，电池片生产企业主要有 SolarWorld、韩华新能源（原 Q-Cells）、Solland Solar（已被天合光能收购）等，总产能约 1.8GW；组件生产企业主要有 SolarWorld、正泰（原 Conergy）等，总产能约为 5GW，2015 年产量约为 3GW。尽管欧洲光伏市场在下滑，但当地创新热情不减。在 2015 年的 EUPVSEC 的会议上，SolarWorld 宣布，该公司大面积单晶 PERC 电池效率达到 21.7%；Fraunhofer ISE 实验室报道了基于正面 pn 结，背表面采用隧道氧化层钝化接触（TOP-Con）的小面积（4cm<sup>2</sup>）n 型电池达到 25.1% 的效率。

前沿技术研发方面，欧洲仍然走在世界前列。德国有机薄膜太阳能电池（OPV）厂商 Heliatek 公司，利用 OPV 多结电池技术创造了转换效率 13.2% 的新纪录，也为 Heliatek 在塑料薄膜上使用小分子真空蒸镀的独特技术方法提供了进一步的验证。英国钙钛矿（perovskite）厂商 Oxford PV 依托牛津大学强大的科研实力，全年融资超过 1200 万英镑，加速钙钛矿电池产业化进程。

光伏设备方面，欧洲企业占据了全球光伏设备市场一半左右的市场份额，自 2014 年制造业出现回暖后，企业出现了较大的技术需求，带动欧洲光伏设备业订单上涨。2015 年，全球多家光伏电池片企业提升 PERC 产能，导致相关厂商梅耶博格（Meyer Burger）销量大幅提升，一机难求。据德国工程联合会（VDMA）光伏设备贸易协会统计数据显示，2015 年 Q2 德国光伏设备的采购订单数额与去年同期相比增加了两倍，部分设备商的订单出货比也得到了大幅提升。Meyer Burger 2015 年上半年订单同比增长 42%，订单出货比去年的 1.21 增长到 1.79。

应用市场方面，2006 年起，欧洲成为全球最大的光伏应用市场，市场份额在 2008 年达到 85% 的最高点，之后虽然增速放缓，但绝对量仍在保持增长，从 2007 年的 2GW 跃升至 2011 年的 22GW。但从 2012 年起欧洲光伏应用市场规模开始下滑，2015 年欧洲光伏装机容量约 8.5GW，与 2011 年相比降幅达到 61.4%，欧洲占全球新增装机份额仅六分之一。欧洲太阳能电力协会（SolarPower Europe，原欧洲光伏行业协会）数据显示，截止 2015 年底，欧洲光伏累计装机容量超过 104.5GW，约占全球累计装机容量的 46.4%。2015 年，德国累计装机超过 39.1GW，保持多年的全球累计装机第一被中国超越。

欧洲主要光伏国家方面，2015 年德国光伏新增装机容量约为 1.4GW，同比下降

26.3%。2015 年底，德国超过 10kW 光伏系统的所有者必须支付高达 30% 的费用，到 2016 年底将提高到 35%，最终在 2017 年达到 40% 上限；商业屋顶等中型安装项目的装机容量在 10kW 至 1000kW 之间的新太阳能发电设施的上网电价补贴，设定为每千瓦时提高 0.3 欧元。在市场趋于稳定的状况下，德国开始规划储能系统补贴经费，进一步加强再生能源利用率，并强化电网稳定度。2015 年 5 月，德国曾有过可再生能源瞬间发电量占全国需求 78% 的记录，但因无法储存或立即使用，产生的电力遭到浪费。德国政府规定到 2020 年实现 50% 的电力来自可再生能源，据专家测算，一旦可再生能源在能源消耗总量中的占比超过 40%，储能设备的配套建设将变成刚性需求。因此，已可预见，未来 5 到 10 年，储能在德国拥有不可小觑的发展潜力。据行业机构 PVMA 统计，英国是 2015 年欧洲光伏市场仅有的“亮点”，连续两年成为欧洲地区年度最大的光伏装机国。英国全年光伏新增装机约为 3.5Gw，累计光伏装机更是接近 10GW。因补贴额政策即将到期所带来的抢装热潮预计将持续到 2016 年第一季度，此后，英国光伏市场将面临断崖式下跌的局面。

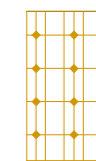
## 美国

2015 年，美国政府继续加大对光伏产业的支持力度，加上成熟的商业运作模式，美国光伏应用市场发展长期向好，同时带动美国光伏制造业就业人数快速增长。

原辅料方面，美国的光伏原辅料市场的占比较高，拥有一批优秀的企业，如多晶硅产业 Hemlock、REC 以及背板和浆料生产企业杜邦、3M 等。2015 年，美国多晶硅产量约 4.4 万吨，约占全球产量的 12.6%，较 2014 年的全球占比 17% 有大幅下滑，其主要原因是受中国和美国多晶硅光伏贸易争端影响，Hemlock 的大股东道康宁在 2015 年初表示决定永久关闭克拉克斯维尔工厂，另一家多晶硅公司 REC 也表示将缩减其华盛顿工厂产量并暂停扩张计划。由于美国电力成本较低，德国 Wacker 也将新工厂转移至美国建设，但由于受行业需求及国际贸易形势影响，新工厂推迟了投产时间。背板方面，杜邦氟材料因具有优异的耐候性，市场占有率一直居高不下。

光伏设备方面，凭借在电子设备方面良好的研发以及产业基础，美国一直领跑全球光伏设备市场，优秀企业有应用材料（Applied Materials）等。2015 年光伏下游市场高速增长，带动美国主要光伏设备企业利润上涨。据 VDMA 数据，2015 年前三个季度，除了亚洲市场外，全球光伏设备订单增长趋势惊人，美国订单较去年增长了三倍。SEMI 数据也显示，受美洲地区光伏产能扩张影响，美洲成为 2015 年二季度订单收入增长最快的地区之一，增长率达到 145%。

光伏产品制造方面，由于制造成本因素限制，尽管美国已对中国光伏组件征收高额的惩罚性关税，但美国产品的市场竞争力仍然不强，产业规模略有上升。硅片环节，美国硅片企业原有 Solar World（产能 250MW）、SunEdison（产能 180MW），其他的还有 SolarPower、松下等企业，但在过去两年中，很多硅片厂都选择了减产或停产，所以其硅片产量仅在百兆瓦左右。电池和组件方面，美国本土电池片的产能和产量分别为 750MW 和 500MW，组件的产能和产量分别为 1650MW 和 900MW，晶硅组件生产主要集中于 SolarWorld 公司在美国的工厂，电池产能达到 330MW，组件产能达到 380MW；其他组件生产企业大多规模较小。影响力最大的两家组件生产企业 First Solar 及 SunPower 的大部分产能都在国外。2015 年 First Solar 共生产 CdTe 薄膜组件约 2.5MW，而 SunPower 生产高效晶硅组件约 1.4GW。根据光伏制造商关于新的扩张组件产能的公告，美国十家主要组件制造商预计 2015 年将增加近 2GW 的新产能，而在美



2015 年，美国政府继续加大对光伏产业的支持力度，加上成熟的商业运作模式，美国光伏应用市场发展长期向好，同时带动美国光伏制造业就业人数快速增长。

国境内就接近 1GW。如美国光伏系统集成商 Solarcity 在 2014 年收购杭州赛昂，准备将赛昂的 HIT 电池技术在美国扩产，产能最终将达到 1GW。而顺风收购的 Suniva 也准备继续在美国扩大其组件生产规模。另外，中国塞拉弗在美国新建的 300MW 组件工厂也已投产。

光伏应用方面，2015 年美国新增装机容量再创历史新高，年新增装机量达到 7.3GW，同比增长 17%，累计光伏装机量达 25.6GW，年复合增长率（CAGR）约为 67%。光伏新增装机容量占 2015 年新能源装机的 29.5%，第一次超过了天然气装机量，截至 2015 年底，美国已经连续 9 个季度新增光伏装机容量超过 1GW。其中大型地面电站成为增长主要动力，目前美国光伏市场中，地面电站所占比例超过 50%，户用分布式光伏电站约为 29%。值得注意的是，户用分布式在 2015 年的增长再创新高，装机量超过 2GW，增长率高达 66%。

2015 年 12 月，美国最重要的光伏补贴政策——投资税收抵免（ITC）获得延长。根据文件内容，原定于 2016 年 12 月 31 日从 30% 下调至 10% 的 ITC 政策，将延长至 2022 年，并依照开始修建的时间给予不同额度的补贴。

据美国光伏行业协会（SEIA）预计，延长 ITC 将使美国光伏产业到 2020 年新增 22 万个就业岗位，新增投资额超过 1300 亿美元，光伏累计将增加 3 倍至 100GW，满足 2000 万美国家庭的用电需求，光伏发电占美国总发电量的比例将从 2010 年的 0.1% 提升至 3.5%。

## 日本

日本光伏制造业在该国下游应用市场的带动下，整体发展状况良好，主要企业出货量大幅提升，但受生产成本影响，其光伏产业结构也在逐步进行调整。

原辅料方面，2015 年日本多晶硅产量保持平稳，产量约为 8800 吨（不含海外工厂产量），其中龙头企业 Tokuyama（德山）的产量约为 13000 吨（含海外工厂产量），其他的三菱和住友等生产的主要为电子级硅料。德山受日本电力价格过高影响，于 2011 年在马来西亚新建多晶硅工厂，但一直未能完全实现达产，该工厂在 2015 年产量在 8000 吨左右。硅片方面，日本 2015 年产能约为 2.2GW，且有向东南亚转移趋势。其他一些从半导体级硅片领域往太阳能级硅片领域扩展的企业几乎都放弃了太阳能级硅片业务。

电池方面，日本国内光伏企业电池产能约为 3.2GW，产量约为 2.5GW；组件方面，受益于其国内市场的快速崛起，日本以 3.1GW 的产量位居全球第二（其中薄膜电池占比约为 30%）。晶硅电池生产企业主要有夏普、京瓷、松下等，薄膜太阳能电池生产企业主要有 Solar Frontier。2015 年 3 月，SolarFrontier 宣布已经与美国公共事业级光伏电站开发运营商 Gestamp Solar SL 达成最终协议，收购 Gestamp Solar 美国装机量 280MW 的光伏储备项目。截至 2015 年 3 月，包括全球最大规模的 CIS 薄膜型光伏电站项目——美国加利福尼亚州的 82.5GW 光伏电站在内，Solar Frontier 已经向全球市场供货了 3GW 的 CIS 薄膜太阳能电池，量产电池最高效率达到 14.7%。

光伏应用方面，尽管上网电价补贴一再下调，日本仍是目前全球补贴最丰厚的地区。在上网电价带动下，日本光伏市场发展迅猛。据 SolarPower Europe 统计，2015 年日本光伏新增装机容量超过 11GW，同比增长 18.5%，光伏累计装机容量达到 33.7GW。

2015 年 3 月，日本政府宣布了 2015 财年新的上网电机补贴政策，并于同年 4 月 1 日起生效。其中，10kW 以上的光伏系统补贴分为两个时间段，2015 年 1-6 月为 29 日元/度，7 月起降至 27 日元/度，创下史上最大降幅纪录；10kW 以下的住宅太阳能补贴从上一年度的 37 日元/度下降到 33 日元/度。商用、户用太严格收购价格皆为连续第 3 年进行调降，政策性导向市场逐渐向户用小型项目转移。

## 台湾地区

由于全球光伏产业发展环境向好，市场需求保持稳健增长，我国台湾地区凭借其雄厚的半导体产业基础和良好的商业环境，大力发展光伏制造业，产业规模和产品产量大幅增长。2015 年我国台湾地区光伏产业销售收入约为 1700 亿元新台币，同比增长超过 10%。

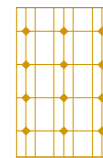
多晶硅方面，2015 年因全球多家制造企业产能大幅提升，硅料供需失衡，价格一路下跌；我国台湾地区唯一一家在多晶硅厂商福聚太阳能资不抵债，宣布破产；另一涉足多晶硅生产的光伏厂商宝德能源，产线虽已建成，却因产品价格大跌、同业竞争激烈、成本优势偏低等原因，未能真正开工。因此，福聚太阳能的破产基本意味着台湾太阳能供应链最上游正式断头。

电池片方面，台湾地区电池片竞争力在全球位居前列，2015 年，其产能/产量均位居全球第二，出货量超过 12GW，同比增长 20%。合并后的茂迪-联景光电、新日光、昱晶名列前三甲，出货比重之和超过 50%。此外，其他生产企业的发展势头也非常迅猛，升阳科、元晶、太极、英稳达的出货量也名列前茅。台湾地区的电池片 50% 以上出口至亚洲地区，欧洲约为 25%，美国约为 20% 左右。未来市场向好，台湾厂家纷纷预备扩产，2016 年，新日光计划将电池产能扩到 2.5GW，元晶太阳能扩产目标 1.3GW，太极将在越南河内扩增 200MW 并与鸿海合作增加中国昆山厂产能，总产能预计将扩到 1.5GW。

组件方面，受欧美对中国光伏产品“双反”影响，中国台湾地区组件受益良多，产量及销售收入增长明显。2015 年台湾组件产能约为 1.8GW，但仅占我国台湾地区光伏产业销售收入的 10% 左右，仍然是较为薄弱的环节。2015 年末，涉足薄膜光伏产品的半导体巨头台积电（TSMC）在进入 CIGS 生产多年且收购了晶体硅电池生产商茂迪公司 12% 的股权之后，因盈利状况不佳，彻底退出光伏产业。

光伏应用方面，据悉政府发展光伏态度积极，有可能将 2025 年全台安装目标由原先的 13GW 提升至 20GW。EnergyTrend 表示，截至 2015 年 10 月止，台湾光伏安装累计共 728MW，若以线性趋势增长且在 2025 年达到 20GW，年安装量的复合成长率需维持 28% 长达 10 年，且未来 2 至 3 年安装超过 3GW 至 4GW，比照过去两年安装量各仅约 220MW 的状况，需强力配合完善配套措施才能有望达成。

目前台湾地区光伏下游市场面临的主要挑战是土地问题。台湾电费远低于全球水平，标杆电价下滑速度较快，民众对安装小系统积极性不高，分布式系统成长幅度有限。此外，台湾光伏系统用地不足、城市地区因日照时数、遮阳及低价等问题，分布式不易推广。农业棚架则因官方对农用地审核严谨，难获通过。2015 年台湾光伏项目多安装在畜棚、公有建筑及乡村地区独栋屋顶小系统等，因此在解决土地问题之前，年安装量难以实现大幅度成长。



由于全球光伏产业发展环境向好，市场需求保持稳健增长，我国台湾地区凭借其雄厚的半导体产业基础和良好的商业环境，大力发展光伏制造业，产业规模和产品产量大幅增长。

## 二、 中国光伏 产业发展

### 2.1 2015 中国光伏市场现状

截至2015年底,我国太阳能发电(包括光伏电站、分布式光伏和光热发电)累计备案(核准)容量为115.66GW。内蒙古太阳发电累计备案(核准)容量为16GW,居全国之首,青海和新疆位居全国第二、第三位,累计备案(核准)容量分别为7.85GW和7.45GW。

表5 2015年底全国各省(区、市)太阳能发电量累计备案(核准)容量统计表

序号	省(区、市)	累计备案(核准)(万kW)	占比
1	内蒙古自治区	1599.8	13.83%
2	青海省	785.33	6.79%
3	新疆维吾尔自治区	745	6.44%
4	山东省	711	6.15%
5	江西省	701	6.06%
6	河北省	690	5.97%
7	甘肃省	676	5.84%
8	宁夏回族自治区	602.3	5.21%
9	陕西省	592	5.12%
10	江苏省	550	4.76%
11	河南省	514	4.44%
12	浙江省	433	3.74%
13	湖北省	401	3.47%
14	山西省	386	3.34%
15	广东省	334	2.89%
16	新疆兵团	325	2.81%
17	云南省	311	2.69%
18	辽宁省	178	1.54%
19	安徽省	143	1.24%
20	湖南省	120	1.04%
21	福建省	117	1.01%
22	天津市	109	0.94%
23	四川省	109	0.94%
24	广西壮族自治区	94	0.81%
25	吉林省	65	0.56%
26	北京市	64	0.55%
27	西藏自治区	47	0.41%
28	上海市	46	0.40%
29	贵州省	45	0.39%
30	黑龙江	39	0.34%
31	海南省	33	0.29%
32	重庆市	0.12	0.00%
合计		11565.55	100%

数据来源: CREI

## 各省（区、市）指标分配情况

根据全国光伏发电发展规划、各地区 2014 年度建设情况、电力市场条件及各方面意见，国家能源局于 2015 年 3 月 16 日发布《国家能源局关于下达 2015 年光伏发电建设实施方案的通知》（国能新能[2015]73 号）<sup>2</sup>，下达 2015 年全国新增光伏电站建设规模 1780 万 kW。各地区 2015 年计划新开工的集中式光伏电站和分布式光伏电站项目的总规模不得超过下达的新增光伏电站建设规模，对屋顶分布式光伏发电项目及全部自发自用的地面分布式光伏发电项目不限制建设规模。

表 6 2015 年光伏发电建设实施方案

序号	地区	建设规模（万千瓦） <sup>3</sup>	备注
合计	全国	1780 <sup>4</sup>	
1	河北	120	其中 30 万千瓦专门用于光伏扶贫试点县的配套光伏电站项目
2	山西	65	其中 20 万千瓦专门用于光伏扶贫试点县的配套光伏电站项目
3	内蒙古	80	
4	辽宁	30	
5	吉林	30	
6	黑龙江	30	
7	江苏	100	
8	浙江	100	
9	安徽	100	其中 40 万千瓦专门用于光伏扶贫试点县的配套光伏电站项目
10	福建	40	
11	江西	60	
12	山东	80	
13	河南	60	
14	湖北	50	
15	湖南	40	
16	广东	90	
17	广西	35	
18	海南	20	
19	四川	60	
20	贵州	20	

<sup>2</sup> [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201503/t20150318\\_1891.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201503/t20150318_1891.htm)

<sup>3</sup> 2015 年新增光伏电站规模，包括集中式光伏电站和分布式光伏电站。

<sup>4</sup> 北京、天津、上海、重庆及西藏在不发生弃光的前提下，不设建设规模上限。

21	云南	60	
22	陕西	80	
23	甘肃	50	其中 25 万千瓦专门用于光伏扶贫试点县的配套光伏电站项目
24	青海	100	其中 15 万千瓦专门用于光伏扶贫试点县的配套光伏电站项目
25	宁夏	100	其中 20 万千瓦专门用于光伏扶贫试点县的配套光伏电站项目
26	新疆	130	
	兵团	50	

## 各省上网电量情况

2015 年全国光伏项目上网电量 420 亿 kWh。青海、甘肃、内蒙古三省（区、市）2015 年上网电量最多，分别为 75.2 亿 kWh、59.1 亿 kWh、52 亿 kWh，占市场份额分别为 17.9%、14.1% 和 12.4%。

如果以光伏项目上网 1 度电，节约 0.32 千克标准煤、减少 0.837 千克二氧化碳排放量计，2015 年全国光伏发电的运行共节约标准煤约 1345 万吨，减少二氧化碳排放量约 3518 万吨，为全社会节能减排做出了较大贡献。

表 7 2015 年各省（区、市）光伏项目上网电量统计表

序号	省份	上网电量 (万 kWh)	市场份额	节约标准煤 (万吨)	减少 CO <sub>2</sub> 排放 量 (万吨)
1	青海省	751636	17.9%	241	629
2	甘肃省	591100	14.1%	189	495
3	内蒙古自治区	520000	12.4%	166	435
4	新疆	458000	10.9%	147	383
5	宁夏回族自治区	327043	7.8%	105	274
6	江苏省	265320	6.3%	85	222
7	河北省	200000	4.8%	64	167
8	湖南省	160000	3.8%	51	134
9	新疆兵团	131770	3.1%	42	110
10	浙江省	93887	2.2%	30	79
11	四川省	80839	1.9%	26	68
12	山西省	74400	1.8%	24	62
13	陕西省	70000	1.7%	22	59
14	云南省	65000	1.5%	21	54
15	广东省	61900	1.5%	20	52
16	山东省	57334	1.4%	18	48



17	江西省	55000	1.3%	18	46
18	安徽省	50000	1.2%	16	42
19	河南省	34500	0.8%	11	29
20	西藏自治区	26400	0.6%	8	22
21	湖北省	22500	0.5%	7	19
22	上海市	19800	0.5%	6	17
23	海南省	17476	0.4%	6	15
24	北京市	17420	0.4%	6	15
25	辽宁省	13550	0.3%	4	11
26	福建省	10745	0.3%	3	9
27	吉林省	9662	0.2%	3	8
28	广西壮族自治区	7000	0.2%	2	6
29	天津市	6510	0.2%	2	5
30	贵州省	2115	0.1%	1	2
31	黑龙江	1993	0.0%	1	2
32	重庆市	13	0.0%	0	0
合计		4202914	100.00%	1345	3518



## 分布式光伏发电情况

### 项目备案（核准）

截至 2015 年底，全国分布式光伏发电备案（核准）容量为 1991 万 kW，占光伏发电项目累计备案（核准）容量的 20.7%。浙江省累计备案（核准）分布式光伏发电项目备案（核准）容量为 255 万 kW，占全国备案（核准）容量的 13%，居全国首位。

表 8 各省（区、市）分布式光伏发电项目累计备案（核准）容量统计表

序号	省（区、市）	备案（核准）容量（万 kW）	累计市场份额
1	浙江	254.80	12.8%
2	河南	213.00	10.7%
3	江苏	179.70	9.0%
4	广东	150.00	7.5%
5	江西	147.90	7.4%
6	山东	144.60	7.3%
7	内蒙古	133.80	6.7%
8	辽宁	116.50	5.9%
9	湖南	100.00	5.0%
10	安徽	83.00	4.2%
11	福建	74.26	3.7%
12	湖北	63.70	3.2%
13	北京	57.64	2.9%
14	上海	40.00	2.0%
15	天津	34.83	1.7%
16	河北	30.00	1.5%
17	广西	28.40	1.4%
18	山西	22.53	1.1%
19	青海	20.83	1.0%
20	陕西	19.00	1.0%
21	吉林	13.70	0.7%
22	四川	11.50	0.6%
23	宁夏	11.24	0.6%
24	新疆	10.52	0.5%
25	海南	10.03	0.5%
26	云南	9.01	0.5%
27	甘肃	5.26	0.3%
28	黑龙江	3.19	0.2%
29	贵州	2.00	0.1%
30	重庆	0.12	0.0%
31	西藏	0.00	0.0%
合计		1991.06	100.0%

数据来源：CREEI

## 并网装机情况

截至 2015 年底，全国共有 30 个省（区、市）建设了分布式光伏项目，累计并网容量为 736 万 kW，占全国光伏发电项目累计总并网容量的 15.2%，其中 2015 年新增并网容量为 269 万 kW。

表 9 各省（区、市）分布式光伏发电项目并网容量统计表

序号	省(区、市)	2014 年底累计 并网容量 (万 kW)	2015 年新增 并网容量 (万 kW)	市场份 额	2015 年底累计 并网容量 (万kW)	市场份 额
1	浙江	69.51	65.79	24.5%	135.30	18.4%
2	江苏	85.00	35.00	13.0%	120.00	16.3%
3	广东	50.00	23.00	8.6%	73.00	9.9%
4	山东	38.41	30.60	11.4%	69.01	9.4%
5	江西	26.00	21.50	8.0%	47.50	6.5%
6	湖南	29.00	17.00	6.3%	46.00	6.3%
7	河南	15.90	17.80	6.6%	33.70	4.6%
8	河北	27.00	1.50	0.6%	28.50	3.9%
9	安徽	25.46	0.00	0.0%	25.46	3.5%
10	湖北	6.00	15.38	5.7%	21.38	2.9%
11	上海	16.30	3.31	1.2%	19.61	2.7%
12	内蒙	18.17	0.83	0.3%	19.00	2.6%
13	陕西	2.81	16.19	6.0%	19.00	2.6%
14	北京	13.97	1.49	0.6%	15.46	2.1%
15	福建	11.74	1.10	0.4%	12.84	1.7%
16	辽宁	5.90	6.10	2.3%	12.00	1.6%
17	天津	6.64	4.70	1.7%	11.34	1.5%
18	广西	6.89	0.27	0.1%	7.16	1.0%
19	四川	1.01	3.64	1.4%	4.65	0.6%
20	新疆	4.30	0.14	0.0%	4.44	0.6%
21	海南	4.72	0.00	0.0%	4.72	0.5%
22	云南	1.51	1.99	0.7%	3.50	0.5%
23	山西	0.59	0.41	0.2%	1.00	0.1%
24	吉林	0.00	0.63	0.2%	0.63	0.1%
25	黑龙江	0.15	0.27	0.1%	0.42	0.1%
26	青海	0.16	0.23	0.0%	0.39	0.1%
27	西藏	0.10	0.00	0.0%	0.10	0.0%
28	贵州	0.00	0.10	0.0%	0.10	0.0%
29	重庆	0.02	0.05	0.0%	0.07	0.0%
30	宁夏	0.01	0.00	0.0%	0.01	0.0%
	合计	467.27	269.02	100.0%	736.29	100.0%

数据来源：CREEI，不完全统计。

## 主要开发商情况

截至 2015 年底，国电投、国电、中节能、华电等前十家主要开发企业共并网光伏电站项目 1415 万 kW，累计市场份额为 34.4%。

国电投、国电、中节能三大集团 2015 年底光伏电站项目累计并网容量最多，分别为 380 万 kW、217 万 kW、186 万 kW，累计市场份额分别为 9.2%、5.3%、4.5%。国电投已连续三年光伏电站项目累计并网容量第一。

表 10 全国开发企业光伏电站项目并网容量统计表

序号	开发企业	2015 年底累计	
		并网容量 (万 kW)	市场份额
1	国电投	380	9.24%
2	国电	217	5.28%
3	中节能	186	4.52%
4	华电	116	2.82%
5	三峡	109	2.65%
6	顺风光电	93	2.26%
7	华能	92	2.24%
8	正泰	85	2.07%
9	大唐	70	1.70%
10	中广核	67	1.63%
11	其他	2696	65.58%
	全国	4111	100.0%

数据来源：CREEI

截至 2015 年底，国有企业投资建设光伏电站项目累计并网容量为 1998 万 kW，所占市场份额 49%；民营企业在光伏电站的开发建设中依然占据重要一席，市场份额为 48%；外商独资与中外合资光伏电站项目容量较少，累计并网容量仅为 151 万 kW。

表 11 不同性质企业光伏电站项目累计并网容量统计表

序号	企业性质	2015 年底累计并网容量 (万 kW)	市场份额
1	国有	1998	48.60%
2	民营	1962	47.73%
3	外商独资	80	1.95%
4	中外合资	71	1.73%
	合计	4111	100%

数据来源：CREEI

从项目储备情况来看，截至 2015 年底，国电投、华电、国电、中节能、华能、中广核等全国排名前十投资开发企业共备案（核准）光伏电站项目 2377 万 kW，累计市场份额为 25%。其中国电投、国电、华电、大唐、华能五大发电集团累计备案（核准）容量市场份额为 16.5%。排名前十的投资开发企业中有八家为国有企业，其他两家为民营企业。

截至 2015 年底，国电投、华电、国电三大发电集团光伏电站项目累计备案（核准）容量最多，分别为 607 万 kW、290 万 kW、283 万 kW，累计市场份额分别为 6.4%、3.1%、3.0%。

表 12 全国开发企业光伏电站项目备案（核准）容量统计表

序号	开发企业	2015 年底累计	
		备案（核准）（万 kW）	累计市场份额
1	国电投	607	6.43%
2	华电	290	3.07%
3	国电	283	3.00%
4	中节能	279	2.95%
5	华能	204	2.16%
6	大唐	171	1.81%
7	三峡	155	1.64%
8	中广核	142	1.50%
9	顺风光电	123	1.30%
10	正泰	122	1.30%
11	其它	7066	74.83%
	全国	9443	100.0%

数据来源：CREEI

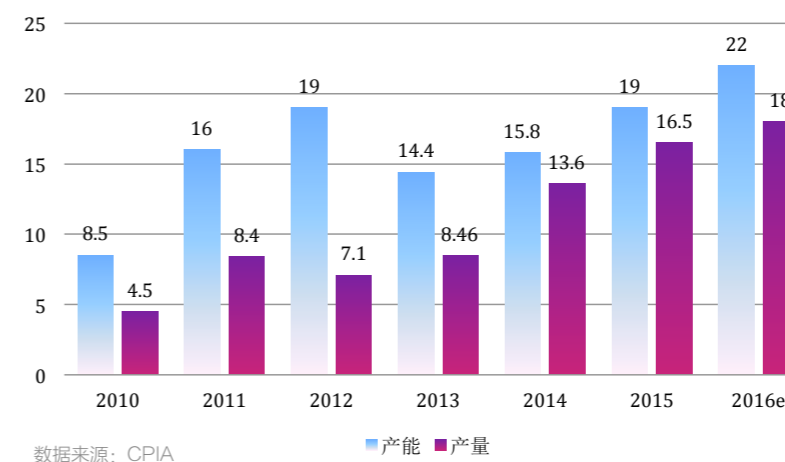


## 2.2 2015 中国光伏制造业发展情况

### 多晶硅产业

#### 多晶硅产业总体情况

从生产规模看，2015 年，我国多晶硅生产保持了持续增长势头，全年开工多晶硅企业达到 16 家，开工产能达到 19 万吨（不含物理冶金法），产量达到 16.5 万吨，占全球总产量的 47.8%，同比提升 2 个百分点，与 2014 年产量 13.6 万吨相比，增长 21.3%，2010-2016 年我国多晶硅产能产量情况如下图所示。



数据来源：CPIA

图 12 2010-2016 年我国多晶硅产能 / 产量 (万吨)

#### 多晶硅产能增加，盈利情况好转

2015 年我国对晶硅行业发展环境得到一定的改善，国产多晶硅价格和产量不断攀升，多家多晶硅企业通过技改扩大产能，包括亚洲硅业、四川永祥、洛阳中硅、盾安硅业和新疆大全等万吨级多晶硅企业已经实现满负荷运行，全国产量排名前十的企业产能总计达到 17.7 万吨，产量约为 15.3 万吨，分别占全国总产能、产量的 93.2% 和 92.7%，产业集聚度较高。

表 13 2015 年我国多晶硅生产企业产能 / 产量 (吨)

企业	省份	产能	产量	其中由技改增加的产能
江苏中能	江苏	75000	74000	12000
特变电工	新疆	22000	21000	4000
洛阳中硅	河南	15000	12000	5000
大全新能	新疆	12000	9500	6000
亚洲硅业	青海	12000	7900	7000
四川永祥	四川	12000	7500	8000
宜昌南玻	湖北	6000	5600	
赛维 LDK	江西	10000	5500	
内蒙盾安	内蒙古	8000	5000	5000
四川瑞能	四川	5000	5000	
合计		177000	153000	47000

数据来源: CPIA

截至 2015 年底, 国产多晶硅价格已达到 105 元 / 千克, 比 2015 年初降低了 25%。欧美日韩多晶硅企业在拥有高价长单的条件下, 仍在以低价倾销方式, 打压现货市场, 造成多数多晶硅企业严重亏损。随着 2016 年部分长单陆续到期、美国多晶硅企业亏损和因债务问题停产, 以及多个国家的电站抢装等发展环境的变化, 多晶硅价格呈现出回升的走势, 国内主流多晶硅企业盈利情况明显好转, 成本控制能力持续增强。

### 多晶硅贸易形势严峻, 进出口仍处于高位

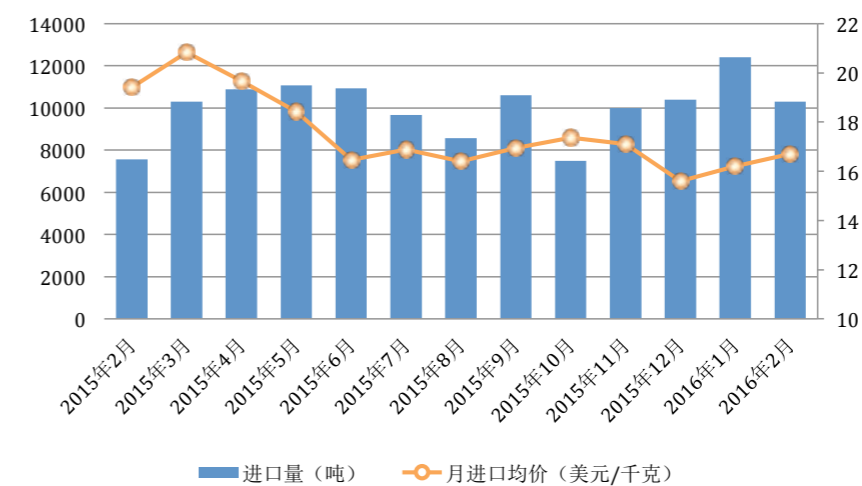
2015 年, 中国多晶硅进口总量仍维持在 11.6 万吨高位 (含从台湾地区进口的近万吨硅锭), 同比增长 13%。目前多晶硅的贸易形势依旧严峻复杂, 国外的多晶硅企业仍在不断向中国市场倾销, 2015 年来自美国的多晶硅产品 88.1% 是以加工贸易的形式进口。值得关注的是: 由于对韩国企业“双反”税率过低, 部分企业的税率仅为 2.4%, 造成从韩国进口的多晶硅大幅增加, 严重冲击国内多晶硅行业; 其次, 针对欧盟采用价格承诺机制, 由于价格保密, 基本处在失控状态, 预期效果不明显; 此外, 通过台湾转口的多晶硅大量增加, 台湾已经连续 6 个月超越美国成为中国第三大多晶硅进口地区。



数据来源: 海关, CPIA

图 13 2009-2015 年中国多晶硅进出口情况 (吨)

2015 年进口对晶硅产品价格持续下跌, 从 2015 年年初多晶硅价格 20.53 美元 / 千克, 下降到 2015 年 12 月底的 15.38 美元 / 千克。



数据来源: 海关, CPIA

图 14 2015 年 2 月 -2016 年 2 月多晶硅出口情况

## 产业发展特点

大企业产能利用率大幅提升，中小企业经营压力大

在经历了 2012-2013 年光伏行业的“寒冬期”后，光伏市场逐渐回暖，经过 2014 年的技术改造后，2015 年大多实现满负荷生产，2015 年产量创新高，平均产能利用率都在 95% 以上，部分企业产量甚至超过名义产能。但排名后十位的多晶硅企业平均产能利用率只有 60%，虽然较 2014 年明显提升，但产能利用率分化较为明显。从企业披露财报看，处在能源价格较低地区的大型多晶硅企业 2015 年盈利，但由于现货价格下跌幅度大，其他多晶硅且多数亏损，特别是中小企业普遍投产较早，设备比较陈旧，且规模大多在 5000 吨以下，难以形成规模经济效益，在企业持续失血，不能通过技改促进生产成本下降的情况下，企业竞争力将会逐年减弱，最终逐渐被淘汰出局。

产业布局逐趋合理，能源低廉地区成为扩产重点区域

在我国已掌握多晶硅生产技术的大前提下，低廉能源要素成为已成为多晶硅企业的核心竞争力。在西北部地区建设多晶硅工厂的主要优势：一是电力价格较便宜，大工业用电普遍在 0.2-0.3 元/度（主要是协调利用当地已建成的自备电厂），可有效减低生产成本；二是当地可配套煤炭等矿产资源，将其变现后可有效降低融资成本；三是投资较低，新建工厂千吨投资平均可降至 2 亿元，有效减少资本支出，并进而降低折旧；四是多晶硅产业具有明显后发优势，可充分利用当时最先进的设备和生产工艺，降低生产能耗和物耗。2015 年开工的 16 家企业中，西北地区就有 8 家。部分中东部多晶硅企业也在酝酿将多晶硅工厂迁移至西北部地区，而位于西北地区的多晶硅企业也在酝酿扩大生产规模。一些海外多晶硅厂商也在酝酿来我国建厂。

另一方面，西部地区配套条件差，人才缺乏，水资源匮乏，国家队自备电厂或局域电网的管控也在加强，对这类电厂的环保、社会责任要求也在强化过程中，再加上内地多晶硅企业技术提升，能源消耗量大幅降低，内地煤炭等能源价格也一直处在较低价位，能源成本在多晶硅成本中的份额大幅降低，因此从长期角度来看，在西部靠能源价格优势发展多晶硅的空间有限，需谨慎开展大规模的投资新建。

## 多晶硅产业发展趋势

技术创新是多晶硅生存的动力

受商务部“58 号令”的影响，2016 年以加工贸易方式进口的多晶硅量将减少，对国内市场回暖会起到一定作用，但是由于多晶硅企业多已复产，并且产能利用率较高，市场供应不断增大，因此多晶硅价格恐将呈现继续下降趋势。而国内多晶硅生产企业的生产成本大多在 20 美元/千克以下，但在多晶硅价格 2016 年下降压力下，对于生产企业来说，技术创新，降低成本，才是企业长期发展的关键因素。各生产企业在复产以后，投入大量精力开展技术改造，节能降耗，在逐渐复产和扩产的同时，成本问题将是关键。此外，新产品新技术的研发越来越受到重视，如通过加强电子级多晶硅产品的开发，提高多晶硅产品的附加值等。目前国内多晶硅生产工艺主要采用改良西门子法，应不断的对涉及的还原、回收、精馏、氢化等环节工艺进行改进，以达到进一步降低能耗的目的。

多晶硅供需缺口缩小，批量进口依然存在

在供应方面，我国在产的多晶硅有效产能在 2016 年达到 22 万吨，考虑到多晶硅工厂的规模经济效益以及生产工艺技术等方面因素，预计 2016 年我国多晶硅产量可望达到 18.7 万吨。在需求方面，我国多晶硅需求主要在于太阳能级硅片，2015 年，我国硅片产量约为 48GW（约消耗多晶硅 25 万吨），约占全球总产量的 79.6%，预计未来几年我国硅片的全球市场占有率将呈现稳中有升的发展局面。根据欧洲光伏工业协会发布的预计数据，到 2016 年，全球光伏市场有望达到 60GW，简单按每瓦耗硅量 5g 计算，我国多晶硅市场需求量将达到 30 万吨。

因此，从供需关系看，短期内我国多晶硅供需略有缺口，生产尚未能满足国内市场需求，仍需依靠进口解决一部分。

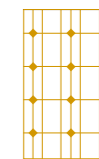
产品质量已能满足太阳能需求，电子级多晶硅正在加速研发及产业化

目前，我国多晶硅料质量基本能满足国内多晶硅片生产需求，但在单晶硅生产方面，仍有一定问题。部分企业反映由于国内多晶硅生产中，在工艺、破碎、包装等过程管理中与国外相比仍有差距，因而产品纯度相比国外产品为低，导致单晶硅拉制过程中成品率偏低，影响了单晶硅片的生产成本。同时，在连续拉棒方面，随着杂质的累积，在拉多根多晶硅棒时，国内多晶硅料与国外多晶硅料相比还是有差距，而在 N 型单晶拉制方面，国内多晶硅料的成品率也明显不如国外多晶硅料，主要是由于国内多晶硅料中碳、氧含量相对偏高，导致成品率偏低。当然，产品品质也与多晶硅企业的经营策略有关，一方面受多晶硅生产成本影响，由于国内市场需求主要在于多晶硅片，对多晶硅纯度要求相对不高，因此有的企业在多晶硅还原时往往通过加压快速生长，以此降低电耗，但增加了珊瑚料、菜花料等的产生，少子寿命也达不到 1000  $\mu$ s，但其他各项指标能够满足太阳能需求的多晶硅料。从多晶硅工艺控制角度来看，只要客户有高少子寿命的原料需求，就可以通过生产控制来达到需要的生产批次。N 型单晶硅片对硅料要求较高，代表着未来的发展方向，但由于市场容量较小，同时 N 型硅片价格也相对较高，因此，当前国产多晶硅料下游硅片影响不大。

从发展趋势看，受欧洲限价政策、日本市场快速兴起以及国内分布式发电的推广，未来市场对高效电池市场需求将会增大，单晶硅片市场占比将会快速提升，尤其是 N 型单晶硅片将会增长较快，而在单晶拉制中，连续拉晶也将逐步成为市场主流，对多晶硅料品质要求也会越来越高，国内多晶硅企业亟待降低生产成本基础上，不断提高产品品质，以保障下游产品质量需求。

兼并整合仍将持续，多数小企业将被淘汰

多晶硅产业具有资本密集、技术门槛高等特点。从国外多晶硅行业的发展经验看，大企业在产业发展中将占据主导地位，只有通过大企业对技术和生产规模的持续投入，才能在国际市场中不失节拍地保持竞争优势。多晶硅产业起步于上世纪 50 年代，70 年代企业数量甚至达到上百家，但到本世纪初，国外多晶硅企业经过整合后主要以传统的七大厂商为主。而我国 2012 年具备投产能力的多晶硅企业约有 40 家，绝大多数为新进厂家，其中至少有 80% 以上的多晶硅企业产量在 2000 吨以下。由于多晶硅生产是一个复杂的系统工程，其生产不是堆积木式的简单重复，规模较小的企业在降本方面难度较大，缺乏技术、人才和资金，这将不可避免地涉及整合难题。目前大企业普遍不愿意并购小企业，因为多晶硅的兼并较难起到规模经济或互补的效果，“与其兼并不如新建”是行业的共识。因此这就需要中小多晶硅企业下定决心、认清形势、及早处理、减少损失。



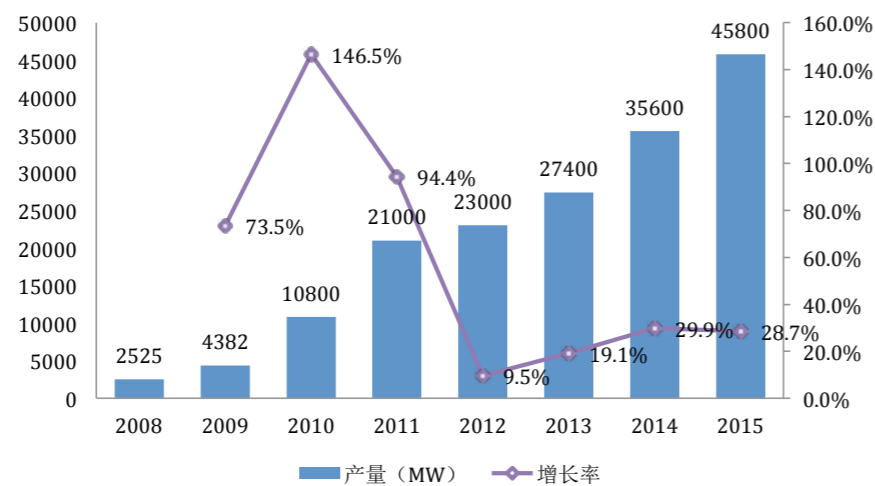
目前，我国多晶硅料质量基本能满足国内多晶硅片生产需求，但在单晶硅生产方面，仍有一定问题。

## 组件环节发展情况

### 我国光伏组件产业发展情况

组件生产规模进一步增大

根据对全国 224 家光伏组件企业的不完全统计数据显示，2015 年，全国组件总产能约为 71GW，组件产量达到 45.8GW，其中大陆生产组件为 43.9GW，同比增长 23.3%，约占全球总产量的 69.1%，如下图所示。其中晶体硅电池产量约为 45.4GW，约占总产量的 99.1%，薄膜电池产量约为 300MW，聚光组件产量约为 60MW。组件产能的增加一方面源于电池片转换效率的提高，另一方面则由于光伏市场快速扩大，优势企业产品供不应求，驱使其进一步扩充产能。



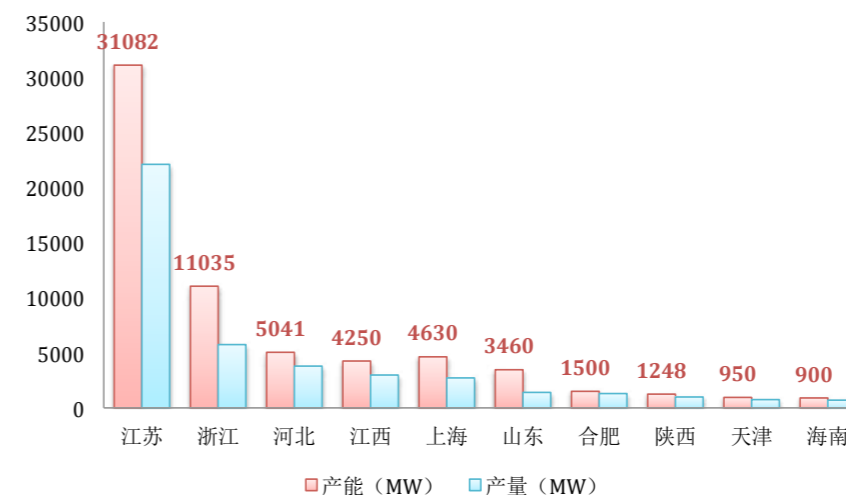
数据来源：CPIA

图 15 2008-2015 年我国太阳能电池组件产量情况

### 生产布局集中在东部地区

在区域布局方面，组件生产制造主要集中于东部沿海地区，产量最大的为江苏省<sup>5</sup>，总产能达到 31GW，产量约为 22GW，约占全国总产量的 48%，其次为浙江省，总产能达到 11GW，产量约为 5.7GW，约占全国总产量的 12.4%，河北省总产能约为 5GW，产量约为 3.7GW，约占全国总产量的 8.1%。产量最大的前五个省份总产量达到 37.3GW，约占全国总产量的 81.4%。2015 年产量的增幅主要来自于江苏省，同比增加了 6GW，约占我国增长量的 58.8%。

<sup>5</sup> 统计数据由 CPIA 自行统计。



数据来源：CPIA

图 16 2015 年我国主要省市太阳能电池组件生产情况

### 产业集中度略有提升

我国排名靠前的 16 家光伏组件企业的总产能达到 40.1GW，同比增长 42.7%，产量达到 30.5GW，约占全国总产量的 66.5%，同比增加近 1.2 个百分点。其中前十名组件企业产量达 25GW，约占全国总产量的 54.6%，同比提高 0.4 个百分点。这十家企业中，江苏占据 7 席，河北 2 席，江西占 1 席，有七家跻身全球前十，其中常州天合光能公司继续保持全球产量和出货量首位，产能和产量分别达到近 5GW 和 4.3GW，阿特斯居次席。这十家企业中，有四家企业产量超过 3GW，器组件产量分布跨度较大，第一名天合光能为 4.3GW，第十名无锡尚德为 1.2GW，均值为 2.5GW。

<sup>5</sup> 统计数据由 CPIA 自行统计。



表 14 2015 年中国部分组件企业产能 / 产量情况

	所在省份	产能 (MW)	产量 (MW)
天合	江苏	5000	4300
阿特斯	江苏	4300	3800
晶科	江西	4300	3300
晶澳	河北	3900	3300
英利	河北	4200	2500
协鑫集成	江苏	3700	2100
韩华	江苏	2070	1900
东方日升	江苏	1800	1360
亿晶光电	江苏	1600	1300
无锡尚德	江苏	2400	1200
中利腾晖	江苏	1500	1100
正泰	浙江	1200	1000
比亚迪	深圳	1500	1000
昱辉	浙江	1200	820
乐叶光伏	陕西	1500	800
航天机电	上海	800	800
合计		40970	30580

数据来源: CPIA

## 组件生产成本持续下降

面对光伏组件价格的不断下跌, 在市场倒逼机制作用下, 国内的组件商都在积极应对, 从成本控制和提升产品转换效率两个方面入手, 保证利润的实现或亏损的减小。在生产规模进一步扩大、组件转换效率不断提升等因素带动下, 根据各上市企业发布财报, 至 2015 年底, 我国多晶硅电池企业生产成本基本降至 0.45 美元 / 瓦以下, 领先企业组件生产成本已降至 0.39 美元 / 瓦, 同比下降 13.3%。与 2011 年底的 0.9 美元 / 瓦相比, 降幅达到 50%, 基本实现了 2011 年底的预测目标。

组件环节的加工成本已下降至 0.14 美元 / 瓦 (国内企业的代工价格下降至 0.23 元 / 瓦 (委托方提供全部原材料))。其中, 硅片成本约占组件成本 40%, 背板、边框、玻璃等成本占比各约为 6-7%。如果就组件加工环节而言, 电池片成本占组件成本的 58%, 辅材中除银浆仍主要依赖进口、背板国产化率略低外, 其他几张辅材国产化程度均较高, 未来的降本空间有限, 通过提高组件效率以降低每瓦的生产成本将成为未来的主要降本方面。

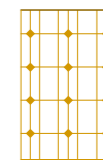
## 企业盈利水平大幅回升

2015 年, 我国光伏企业充分利用国内外光伏市场扩大时机, 出货量同比普遍有较大增长, 如阿特斯、晶科和天合光能出货量增幅分别达到 63%、52% 和 42%。根据这些企业发布的预报数据, 2016 年出货量仍将保持大幅增长势头, 部分企业的出货量预测数据甚至超过 6GW。由于企业出货量的提升, 使得企业生产线利用率较高, 加上企业通过技术进步和精细化管理, 生产成本下降较为明显, 导致盈利水平明显提升, 这些企业的毛利率水平普遍在两位数以上, 高的企业甚至达到 20%, 如东方日升等, 基本恢复到此前较高水平。但受过去几年行业调整和融资难影响, 企业的财务成本仍然偏高, 净利率仍不容乐观, 还需要金融系统对光伏制造业给予更多的支持, 通过技改提升制造业的核心竞争力。

## 出口保持平稳增长

2015 年, 我国光伏产品出口情况总体保持平稳, 硅片、电池片、组件、逆变器等出口总额达到 146.8 亿美元, 同比略有下降。其中, 组件出口额达到 130.5 亿美元, 同比增长 2.3%, 出口量约为 24GW。

从组件出口区域看, 2015 年我国组件已出口至 192 个国家或地区, 其中最大的组件市场为日本, 出口额达 36.85 亿美元, 出口占比约为 28%; 其次为美国地区, 出口额约为 17.82 亿美元, 出口占比约为 13.7%; 对印度出口额约为 11.83 亿美元, 出口占比约为 9.1%。印度首次取代荷兰成为第三大出口国。前十个主要出口国家及地区出口额约为 104.77 亿美元, 约占总出口额的 80.3%。



2015 年, 我国光伏企业充分利用国内外光伏市场扩大时机, 出货量同比普遍有较大增长, 如阿特斯、晶科和天合光能出货量增幅分别达到 63%、52% 和 42%。

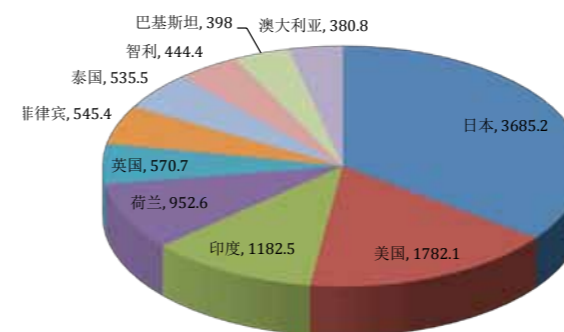


图 17 2015 年中国组件出口情况 (单位: 百万美元)

从组件出口企业看,2015年我国出口企业超过1500家(包括生产企业、外贸公司等),其中出口额最大的为天合,达到15.38亿美元,出口量约为2800MW(不含海外工厂出货)。其次为阿特斯和晶科,出口额分别为14和13.23亿美元,出口量均在2GW以上。前10家企业总出口额约为85亿美元,约占总出口额的65%。

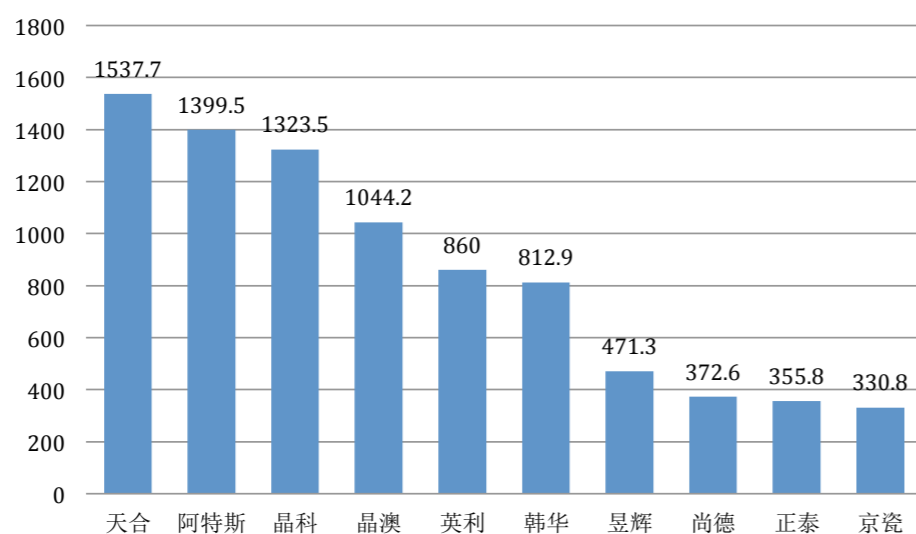


图 18 2015 年主要组件企业出口情况 (单位: 百万美元)

2015年我国太阳能电池组件出口量约为24GW,与2014年22GW相比增长9%,出口额约为130.5亿美元,同比增长2.3%。

### 光伏组件产品质量进一步提高

2015年,主要企业的产品质量愈加稳定,多数企业产品质保达到10年,功率线性质保达到25年;我国已有多家保险公司如英大财险、太平洋保险等针对光伏产品推出25年质保的保险。另一方面,2015年,组件生产厂家开始推出双玻组件,其采用无背板、无边框工艺,总体呈三明治结构,用玻璃代替传统的组件背板,因玻璃为无机材料,长期户外不降解耐磨损,抗腐蚀性大大增强,且玻璃透水率为零,从根本上杜绝PID现象产生,可防止EVA老化,产生蜗牛纹现象的概率也更小,使得双玻组件在可靠性方面较传统组件优势明显。

## 2.3 逆变器及配套服务产业发展情况

受中国光伏市场强劲增长的拉动,2015来自中国的逆变器企业出货量突破22GW,占全球市场比重上升至40%。其中,国内出货约19GW,出口量超过3GW。

### 逆变器产品价格大幅下滑,企业数量急剧减少

随着我国光伏装机市场的大爆发式增长,一大批国内优秀的光伏逆变器品牌凭借本土优势迅速崛起,逐渐成为光伏逆变器行业中的翘楚。据不完全统计,国内逆变器生产企业在2011年已突破150家,而2013年有近300家良莠不齐的企业充斥着整个逆变器市场。集中式逆变器的价格从2012年的0.8元/W,2013年的0.4元/W,2014年初的0.4元/W,2014年初的0.28元/W,降到2015年末的0.22元/W,逆变器市场的竞争愈演愈烈。由于行业整体微利且回款账期较长,外资厂家基本退出,部分规模小的未上市专业逆变器厂商也受资金链拖累而出局。截至目前,我国光伏逆变器企业不到50家,经常参与投标的企业不超过10家。在这个过程中,同样变化的还有逆变器排行榜,连续三年稳居排行榜的逆变器公司只有少数几家。

### 优势企业市场份额进一步增大,产业集中度进一步提升

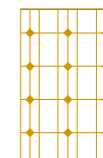
2015年,国内逆变器总出货量约为19GW。其中阳光电源、华为技术、上能电气占据前三甲,出货量较大的还有特变电工、正泰、科华恒盛、易事特、许继、科士达等。前5家企业总出货量占国内比重达75%以上,产业集中度进一步提升。值得指出的是,2015年,阳光电源、华为、上能电气、特变电工的总出货量进入世界前十位,阳光电源、华为的出货量均超过逆变器巨头SMA,囊括出货量前两位。

据阳光电源财报显示,2015年光伏逆变器出货量达到8.2GW,同比增长93.9%。其中国内出货量达7.03GW,同比增长85%;海外出货量1.17GW,同比增长174.5%。营业收入达到46亿元,同比增长51.79%,净利润为4.4亿元,同比增长56.04%。2015年国内市场占有率达到37%。2015年阳光电源逆变器出货量中,约35%为组串式逆变器。

华为进入光伏领域后,主推组串式逆变器产品,并结合“互联网+”,推出了FusionSolar智能光伏电站解决方案,实现了光伏电站的智能化运维,从而弱化了逆变器产期的概念。2013年-2015年华为在逆变器产品与智能光伏电站解决方案销售上均得到快速增长。据华为对外公布的业绩显示,2015年逆变器国内出货8.5GW,海外出货量达到2GW。

上能电气2015年光伏逆变器上能订单达到5GW,实际出货量约2GW以上。国内市场占有率10%以上,位居全球出货量前十。

由于价格的快速下滑,国内光伏逆变器行业利润整体不高,优势企业通过产品技术升级降低成本,利润下降趋缓,而部分缺乏研发实力的企业,无法做到快速的产品技术更新,在竞争中处于劣势,直至淘汰出局。



2015年亚洲风电新增装机容量33.9GW,这是亚洲连续七年成为全球最大的装机大洲。亚洲风电累计装机容量达到176GW,占全球累计风电市场41%。



## 2.4 我国光伏产业发展的特点

### 产业投资持续增强，兼并重组持续推进

据工业和信息化部数据统计，2015年1-9月，我国光伏相关行业投资807.9亿元，同比增长35.8%。多家企业积极实施“走出去”战略，我国已建成投产海外电池与组件产能分别达到3.2GW与3.78GW，在建及扩建产能分别达到3GW以上。此外，行业兼并充足也在加速，以市场为主导的资源整合不断深入，例如顺丰国际收购多晶硅企业万年硅业及美国电池组件企业Suniva，进一步优化了产业链布局；通威集团投资8.5亿新台币入股台湾昱晶能源，增强了电池片规模经济效应；西安隆基、天合光能等企业与英利合作，通过委托加工等方式，力求实现产能利用率最大化。

### 贸易保护主义风行正盛，产品出口严厉重重

过去几年持续不断地贸易保护主义仍在持续进行。原本于2015年底到期的中欧光伏产品价格承诺协议又再起波澜，欧盟委员会决定对适用于中国光伏产品的“双反”措施启动日落复审调查，使得原本已经面临平息的贸易纠纷再添变数。这也意味着延长“双反”的时限。复审期间，原“双反”措施将继续。据悉欧委会或将把既有的“双反”措施至少延长12个月、美国光伏第二次重审的终判在2016年才出台，但初审税率仍在22%以上。加拿大政府在2014年12月宣布对来自中国的晶硅光伏组件和薄膜太阳能产品启动倾销、反补贴调查，2015年7月加拿大国际贸易法庭做出损害终裁，认定我国光伏产品未对加国内产业造成损害，但造成了损害威胁。随着中国光伏行业在国际市场地位的不断提升，贸易摩擦将是光伏企业走出去将面临更大的挑战，靠大规模出口带动产业高速发展的局面将很难再现。

### 呈现强者恒强格局

由于全球光伏市场的稳步增长扩大了需求，下游开发商在采购中对小型组件公司能否长期存活并兑现其对组建的长期质保保持怀疑态度，转而青睐有品牌的大企业，因此我国光伏组件公司2015年产业层面上则是行业整体集中度没有体现出大幅提升，但随着这些企业盈利水平的回升，企业普遍开始选择扩产，除了填平补齐原有工厂产能外，也开始通过技改来提高现有设备有效产能，或新建新工厂以应对不断提升的市场需求。随着大公司自由产能的扩充，这种第三方代工方式将很难再继续大面积存在，部分中小企业将由于缺乏订单以及技术水平落后等原因致使市场竞争力趋于弱势。但是另一方面，市场竞争格局的变化在使市场进一步向优势企业集中的同时，也进一步加剧了行业内骨干企业之间的竞争程度，且竞争焦点也由原来的规模和成本转向企业的综合竞争力，包括商业模式创新、技术研发、融资能力、运营管理、市场营销等。

### 光伏智能制造正在加速推进

落实中国制造2025是未来5年我国光伏产业发展的头等大事，经过这几年的发展，我国光伏组件制造环节已基本完成自动化改造，经过这几年的发展，目前正在朝着智能化和信息化方向发展演变。除了基本实现自动化焊接外，一些企业也实现了焊接效果的只能判定、铭牌信息在线生成、自动串焊机（效能提升10倍以上）及只能检查、自动摆串

级智能检查、无人层压及智能追踪等。实践证明，实施自动化后成效较为显著，实施自动化改造前，150MW产能生产线需80人，实施后250MW产能仅需30人。在信息化方面，一些企业实施了MES/ERP系统、无纸化办公、无流程卡、在线数据收集、实时数据分析、精细化管理等数字化管理手段。智能制造既可提高产品良率和产线生产效率，也能通过库存管理，缩短库存周期，降低资金占用成本。

### 产业兼并重组有条不紊进行

通过兼并重组做优做强，是光伏产业加快转型升级、提高产业集中度和核心竞争力的重要途径。2015年的行业发展历程可以看出，市场和资源正在更多地向优势企业集中，兼并重组已成为优势企业扩张产能、延伸产业链、获得先进生产技术或开拓海外市场的重要途径，预计光伏行业市场化并购会逐渐增多，未来我国光伏行业兼并重组和整合进程将进一步加快，产业集中度也将不断提升。2015年已经发生多起兼并重组案例，产业竞争格局正在逐步发生变化。当前的兼并重组主要有以下几种类型：一是优秀企业兼并小企业，扩大生产规模，如东方日升收购原上海超日在洛阳的组件工厂；二是通过资本运作等手段，盘活优质资产，如协鑫集成通过收购上市公司上海超日，成功切入组件生产环节，目前生产规模已经跃居全球前十位；三是上下游产业链延伸并购，如四川通威集团并购赛维LDK在合肥的电池片工厂，打通多晶硅到电池组件环节；四是全球范围内的并购，如顺风光电并购美国suniva公司，获得上百兆瓦的高效电池组件产能等。但同时也要看到，地方保护主义仍在阻碍兼并重组的实现，一方面表现在地方政府保护落后产能，阻止行业兼并，另一方面，在电站补贴上设置层层限制，阻碍外地企业参与市场竞争。出于地方利益考虑，有的地方政府为了保证自己企业的市场地位，推行地方性限制政策，即便面临大量企业停产，也为了地方利益极力阻止市场的兼并重组；与此同时，当前不少地方政府或明文或间接设置规则，只有在当地落实产能，才能获得当地电站项目的建设资格，这又导致各地涌现出一批为了拿到路条而草率上马的产能，这些低效重复建设的产线难以得到有效利用，优势企业的兼并重组由因此不得不放缓，因此，在兼并重组的推进过程中，亟待消除地区差异，以避免地方保护主义对行业发展产生不良影响。



# 三、 中国光伏 政策解析

## 3.1 国家政策及实施效果

自 2013 年国务院颁布《促进光伏产业健康发展的若干意见》以来，我国出台了一系列的光伏发电产业和市场激励政策，形成了涵盖规划目标、电价、财税、土地、金融、并网、技术标准以及产业引导等多层次的太阳能光伏发电政策体系。随着太阳能光伏电池技术进步和规模化生产的发展，光伏电池和光伏发电成本不断下降，光伏市场保持快速增长，2015 新增装机容量达到了 15.13GW 的历史最高值，光伏发电市场已进入规模化、商业化发展的阶段。

2015 年，国家发改委、国家能源局、财政部等相关主管部门制定出台了一系列的管理办法、政策和措施，包括光伏上网电价和电价附加、建设规模管理、全额保障性收购、土地管理、光伏扶贫、光伏领跑者技术等，以应对光伏市场快速发展的态势以及相关的新问题，为光伏产业的健康、可持续发展保驾护航。

### 下调光伏上网电价，推动技术进步

为了合理引导新能源投资，提高可再生能源电价附加资金补贴效率，促进光伏发电等新能源产业健康有序发展，2015 年 12 月，国家发改委发布“关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知”，下调了新建光伏电站的上网标杆电价，明确了分布式光伏发电项目的两种电价选择。该规定自 2016 年 1 月 1 日起执行。

这是 2013 年开始实施分区光伏电站标杆上网电价政策后，首次进行的标杆上网电价调整。该文件再次明确了，我国实行陆上风电、光伏发电（光伏电站）上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。为使投资预期明确，2016 年和光伏发电先确定 2016 年标杆电价，2017 年以后的价格另行制定。

#### 1) 光伏电站

自 2016 年 1 月 1 日开始，I 类、II 类和 III 类资源区的光伏电站标杆上网电价分别为 0.8 元 /kWh、0.88 元 /kWh 和 0.98 元 /kWh。与 2013 年开始实施的光伏电站标杆上网电价相比，I 类、II 类和 III 类资源区的标杆上网电价分别调低了 0.1 元 /kWh、0.07 元 /kWh 和 0.02 元 /kWh，I 类资源区的下降幅度最大，达到 11%；III 类资源区下降幅度最小，仅 2%。

2015 年 12 月，国家发改委发布“关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知”，下调了新建光伏电站的上网标杆电价，明确了分布式光伏发电项目的两种电价选择。

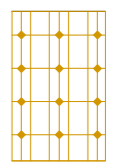


表 15 全国光伏发电上网标杆电价表

资源区	光伏电站标杆上网电价	各资源区包括的地区
I类资源区	0.80	宁夏, 青海海西, 甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌, 新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依, 内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区
II类资源区	0.88	北京, 天津, 黑龙江, 吉林, 辽宁, 四川, 云南, 内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔, 河北承德、张家口、唐山、秦皇岛, 山西大同、朔州、忻州, 陕西榆林、延安, 青海、甘肃、新疆除I类外其他地区
III类资源区	0.98	除I类、II类资源区以外的其他地区

单位: 元/千瓦时(含税)

注: 1、2016年1月1日以后备案并纳入年度规模管理的光伏发电项目, 执行2016年光伏发电上网标杆电价。2016年以前备案并纳入年度规模管理的光伏发电项目但于2016年6月30日以前仍未全部投运的, 执行2016年上网标杆电价。  
2、西藏自治区光伏电站标杆电价另行制定。

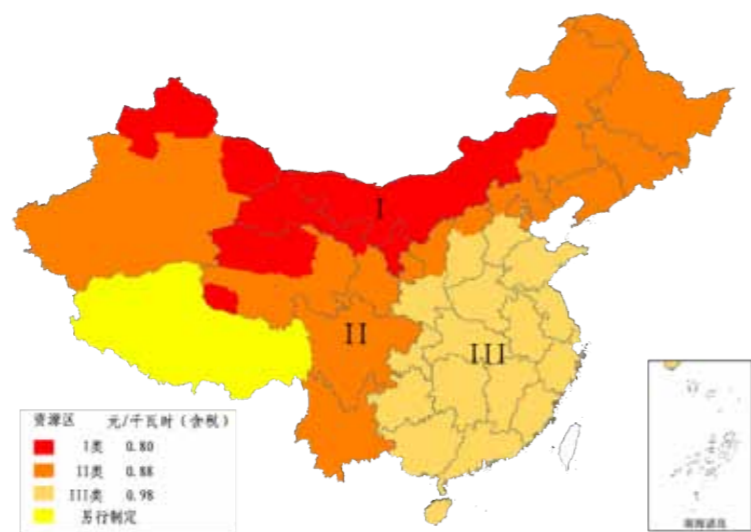


图 19 全国光伏发电标杆上网电价分布图

国家鼓励各地通过招标等市场竞争方式确定光伏电站等新能源项目业主和上网电价, 但通过市场竞争方式形成的上网电价不得高于国家规定的同类光伏发电项目当地上网标杆电价水平。

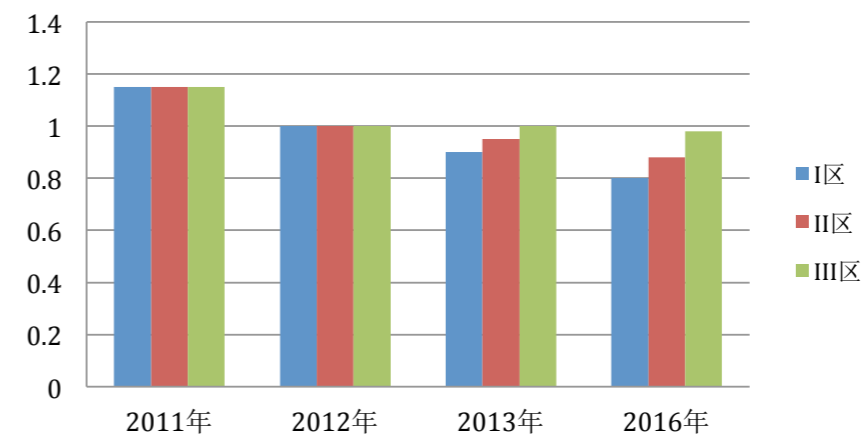


图 20 光伏电站标杆上网电价变化情况 (元/kWh)

## 2) 分布式光伏系统

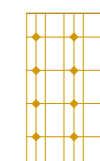
该文件对于分布式光伏系统的上网电价补贴政策未做调整, 分布式光伏发电系统仍享受原来的 0.42 元/kWh 的上网电价补贴政策。

该文件明确了分布式光伏发电在项目备案时可选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”中的一种上网电价模式。已按“自发自用、余电上网”模式执行的项目, 在用电负荷显著减少(含消失)或供用电关系无法履行的情况下, 允许变更为“全额上网”模式, 但调整后不得再变更回“自发自用、余电上网”模式。

- 全额上网模式: 其电力全部卖给电网, 其发电量由电网企业按照当地光伏电站上网标杆电价收购。

- 自发自用、余电上网模式: 鼓励自发自用, 剩余电力可以卖给电网。实施全电量的电价补贴政策, 全国电价补贴标准统一, 补贴标准为 0.42 元/kWh。即, 自发自用电量的最终上网电价为用户的用电电价加补贴电价 (0.42 元/kWh); 售电量的最终上网电价为当地的燃煤标杆上网电价加补贴电价 (0.42 元/kWh)。

选用自发自用、余电上网模式时, 分布式光伏项目的经济性与用户的用电电价和自发自用电的比例密切相关。由于用户的用电电价有工业电价、商业电价、居民电价等多种类型, 价格差别很大, 分布式发电项目的经济性也有很大的差异。



国家鼓励各地通过招标等市场竞争方式确定光伏电站等新能源项目业主和上网电价, 但通过市场竞争方式形成的上网电价不得高于国家规定的同类光伏发电项目当地上网标杆电价水平。

## 调高可再生能源电价附加标准，解决资金不足

可再生能源发展基金长期收支失衡，补贴拖欠严重，可再生能源基金资金不足问题是困扰光伏行业发展的重大问题。2015年由于电网企业调整了电价补贴发放程序范围，光伏补贴拖欠的范围已从大型光伏电站扩展至分布式光伏项目，影响范围和规模进一步扩大。

2015年12月，国家发改委发布《关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》，调高了可再生能源电价附加征收标准，从原来的1.5分/kWh调高到1.9分/kWh。但同时，该文件也下调了燃煤发电标杆上网电价，全国平均下调了3分/kWh，这也使可再生能源发电的国家补贴额（可再生能源标杆上网电价与燃煤发电标杆上网电价的差）增加了3分/kWh。

2016年1月，财政部下发《关于提高可再生能源发展基金征收标准等有关问题的通知》（财税[2016]4号），进一步明确了可再生能源基金的征收范围，自备电厂以及大用户与发电企业直接交易电量全部纳入基金征收范围。

## 加强光伏电站建设规模管理，引导有序发展

国家能源局从2014年开始实施光伏发电年度指导规模管理工作，在综合考虑各地区资源条件、发展基础、电网消纳能力以及配套基础措施等因素的基础上，确定全国新增光伏电站建设规模，并将其分解至各省（区、市）。规模内的项目才具备享受国家可再生能源基金补贴资格，屋顶分布式光伏发电项目及全部自发自用的地面分布式光伏发电项目不限制建设规模。2016年将不限制建设规模的屋顶分布式光伏发电项目定义细化，包括利用固定建筑物屋顶、墙面及附属场所建设的光伏发电项目。

### 1) 建设规模

#### 2014年

2014年全国新增备案总规模为14GW，其中分布式8GW，光伏电站6GW。

2014年全国实现新增装机容量10.6GW，其中光伏电站8GW，分布式2GW。光伏电站发展迅猛，分布式光伏系统发展远低于预期。

#### 2015年

2015年3月，国家能源局下达了2015年全国光伏发电建设实施方案，明确2015年新增光伏电站建设规模17.8GW，其中包括河北、山西、安徽、甘肃、青海和宁夏6个省份的150万光伏扶贫建设规模。2015年9月，国家能源局发布了2015年光伏电站建设规模的增补方案，对河北等14个省区调增光伏电站年度建设规模5.3GW；新增规模主要用于支持光伏电站建设条件优越、已下达建设计划完成情况好以及积极创新发展方式的新能源示范城市、绿色能源示范县等地区建设光伏电站，例如安徽300MW支持金寨100%可再生能源示范县建设、内蒙古200MW用于光伏治沙，200MW用于呼和浩特市通过竞争降低电价项目等。新增规模的上调，既体现了对光伏应用方式不断创新的支持，也反映了未来光伏发电发展的重点和思路，将通过重点生态保护区高比例光伏应用、高比例可再生能源示范区（城市）、光伏发电综合治理等方面实现多样化的应用和融合，实现光伏发

电的规模化发展。增补后，2015年新增光伏电站装机总规模达到23.1GW，比2014年增长了65%。

2015年全国实现新增装机容量15.13GW，创历史最高，超越德国成为全球最大的光伏市场。其中，光伏电站新增装机容量13.74GW，比2014年增长了72%，发展迅猛；分布式光伏新增装机容量1.39GW，仅为光伏电站的1/10，远低于政策预期。

#### 2016年

2016年6月，国家能源局下达了2016年光伏发电建设实施方案，确定了2016年全国新增光伏电站建设规模为18.1GW，与2015年增补前的规模（17.8GW）基本持平。建设规模中包括8个光伏领跑技术基地规模5.5GW。

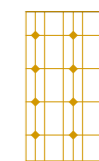
国家能源局鼓励各省（区、市）发展改革委（能源局）建立招标、优选等竞争性方式配置光伏电站项目的机制，促进光伏发电技术进步和上网电价下降。对于采取竞争性方式配置项目且显著推动上网电价下降的地区，其当年建设规模可直接按本省（区、市）上网电价平均降幅（比例）的2倍予以调增。

### 2) 各省区的建设配额

国家能源局每年将建设配额分解至各省区，2015年和2016年的建设配额见下表。由于各省区的资源条件、发展基础、电网消纳能力以及配套基础措施等条件差别很大，对各个省的政策也有较大的差别，特别是消纳条件较好、或是较差的省区。

2015年和2016年，北京、天津、上海、重庆及西藏5个省区均不设建设规模上限。

2016年，对不具备新建光伏电站市场条件的甘肃、新疆、云南停止或暂缓下达2016年新增光伏电站建设规模（光伏扶贫除外）。



国家能源局鼓励各省（区、市）发展改革委（能源局）建立招标、优选等竞争性方式配置光伏电站项目的机制，促进光伏发电技术进步和上网电价下降。



表 16 2015 年和 2016 年各省区普通光伏电站建设规模

省区	2015 年				2016 年		
	合计	原计划	光伏扶贫 <sup>1</sup>	调增	合计	普通电站	领跑者基地
全国	2310	1780	150	530	1810	1260	550
北京	不限	不限			不限	不限	
天津	不限	不限			不限	不限	
河北	190	120	30	70	150	100	冬奥会 50
山西	65	65	20		220	70	阳泉 100 芮城 50
内蒙古	120	80		40	210	60	包头 100 乌海 50
辽宁	30	30			50	50	
吉林	50	30		20	30	30	
黑龙江	30	30			30	30	
上海	不限	不限			不限	不限	
江苏	120	100		20	120	120	
浙江	120	100		20	100	100	
安徽	130	100	40	30	100	100	两淮 100
福建	40	40			20	20	
江西	60	60			40	40	
山东	115	80		35	100		济宁 50 新泰 50
河南	60	60			50	50	
湖北	65	50		15	60	60	
湖南	40	40			30	30	
广东	90	90			50	50	
广西	35	35			20	20	
海南	20	20			不限	不限	
重庆	不限	不限			不限	不限	
四川	60	60			40	40	
贵州	40	20		20	30	30	
云南	100	60		40	暂缓	暂缓	
西藏		不限			不限	不限	
陕西	80	80			80	80	
甘肃	60	50		10	暂缓	暂缓	
青海	140	100	15	40	100	100	
宁夏	140	100	20	40	80	80	
新疆	250	新疆 130 兵团 50		70	暂缓	暂缓	

注 1: 2015 年光伏扶贫规模已包含在各省建设规模中

## 实施全额保障性收购，应对弃光问题

弃风弃光是目前制约我国风电和光伏发电产业健康持续发展的重大绊脚石，为应对日益严重的弃风弃光问题，国家发改委、国家能源局发布了一系列的政策和措施。

可再生能源开发利用目标引导制度。为促进可再生能源开发利用，保障实现 2020、2030 年非化石能源占一次能源消费比重分别达到 15%、20% 的能源发展战略目标，2016 年 2 月，国家能源局印发了《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》，公布了各省区 2020 年非水电可再生能源电力消纳量在全社会用电量中的比重，同时明确了责任主体、监管主体，形成了规划开发、运行消纳和监测评价的闭环管理体系，建立了目标导向的管理模式。

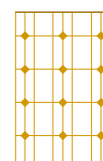
可再生能源发电全额保障性收购管理办法。2016 年 3 月，国家发改委发布了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，明确了可再生能源全额保障性收购的适用范围、管理要求和程序、保障措施和监督管理。

最低保障收购年利用小时数的公布和管理。2016 年 5 月，国家发改委和国家能源局发布《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，明确了部分存在弃风、弃光问题地区规划内的光伏发电和风电的最低保障收购年利用小时数以及相关结算和监管要求。该文件是落实可再生能源全额保障性收购制度的核心措施，这也是我国在多次提及保障性收购后，第一次划定具体收购门槛，为解决弃风弃光问题提供了有效途径。

文件明确了全额保障性收购年利用小时数，以保证可再生能源项目的合理收益。光伏发电项目保障性收购年利用小时数在 1300 小时-1500 小时之间，I 类资源区的年利用小时数都是 1500 小时；II 类资源区的年利用小时数都在 1300 小时以上，符合项目预期的利用小时数，可保证项目的收益。

文件规定：保障性收购电量应由电网企业按标杆上网电价和最低保障收购年利用小时数全额结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分应通过市场交易方式消纳，并按新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）的差额享受可再生能源补贴。同时强调，严禁对保障范围内的电量采取由可再生能源发电项目向煤电等其他电源支付费用的方式来获取发电权。

文件还明确了对地方政府、电力企业等的权责和要求。地方政府有关部门在制定发电计划和电量交易方案时，要充分预留风电和光伏发电保障性收购电量空间，不允许在月度保障性收购电量未完成的情况下结算市场交易部分电量，已经制定的市场交易机制需落实保障月度保障性电量的要求。电网企业和电力交易机构应将各风电、光伏发电项目的全年保障性收购电量根据历史和功率预测情况分解到各月，并优先结算当月的可再生能源保障性收购电量，月度保障性收购电量结算完成后再结算市场交易部分电量，年终统一清算。风电、光伏发电企业要协助各省级电网企业或地方电网企业及电力交易机构按照国家有关规定对限发电量按月进行统计。对于保障性收购电量范围内的限发电量的补偿由电网企业和电力交易机构实施。电网企业协助电力交易机构负责按照对于可再生能源标杆上网电价和限电量技术补偿金额，同时确定补偿分摊的其他电源机组。



弃风弃光是目前制约我国风电和光伏发电产业健康持续发展的重大绊脚石，为应对日益严重的弃风弃光问题，国家发改委、国家能源局发布了一系列的政策和措施。

表 17 光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数核定表

资源区	地区	保障性收购利用小时数
I类资源区	宁夏	1500
	青海海西	1500
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	1500
II类资源区	青海除I类外其他地区	1450
	甘肃除I类外其他地区	1400
	新疆除I类外其他地区	1350
	内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	1400
	黑龙江	1300
	吉林	1300
	辽宁	1300
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400
	山西大同、朔州、忻州	1400
	陕西榆林、延安	1300

## 完善用地政策，支持光伏综合应用

2015年光伏发电应用模式不断创新，农光互补、林光互补、渔光互补、水光互补等综合应用模式不断涌现，应用规模不断增加，如何规范光伏综合应用项目的用地政策成为新的热点和难点。中央以及各地的土地、农业、林业管理等相关管理部门对光伏综合利用项目的土地政策的理解和掌握尺度不尽相同，项目开发存在着较大的难度和不确定性。2015年，国土资源部、国家林业局等相关管理部门出台了一系列的文件和规定，从国家层面明确了土地使用原则、政策和标准，为光伏电站建设依法依规使用土地提供的依据。

2015年9月，国土资源部联合多部门下发了《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》（国土资源〔2015〕5号），明确采取差别化用地政策支持光伏等新业态发展。光伏发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的，对不占压土地、不改变地表形态的用地部分，可按原地类认定，不改变土地用途，在年度土地变更调查时作出标注，用地允许以租赁等方式取得，双方签订好补偿协议，用地报当地县级国土资源部门备案；对项目永久性建筑用地部分，应依法按建设用地办理手续。对建设占用农用地的，所有用地部分均应按建设用地管理。

2015年11月，国家林业局下发的《关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知》，明确界定了光伏电站的限制建设区域、可用区域和管理程序，为光伏电站建设依法依规使用林地提供的依据。对于林光互补项目，明确可使用森林资源调查确定为宜林地而第二次

全国土地调查确定为未利用地的土地，同时要求确保使用的宜林地不改变林地性质。光伏电站建设必须依法办理使用林地审核审批手续。采用“林光互补”用地模式的，电池组件阵列在施工期按临时占用林地办理使用林地手续，运营期双方可以签订补偿协议，通过租赁等方式使用林地。

2015年12月，国土资源部发布《光伏电站工程项目用地控制指标》，要求光伏电站工程项目建设，应遵循节约优先的原则，在综合考虑光能资源、场址、环境等建设条件的同时，应进行优化配置，合理利用土地。尽量利用未利用地，不占或少占农用地。该规定对光伏电站用地设定了明确的原则和用地标准，包括光伏电站工程项目用地总体指标，以及光伏方阵、变电站、集电线路、场内道路等分项用地指标。该规定为光伏电站工程项目可行性研究（初步设计）、用地审批、土地供应、供后监管、竣工验收等环节确定用地规模提供了依据和尺度。

## 纳入绿色债券支持项目目录，加强金融支持力度

光伏发电初始投资高，投资回报期和项目运行期长，是资金密集型产业。大型光伏电站项目的资金需要量大，如何获得期限长、成本低、可持续的贷款和融资是光伏电站投融资的难点。小规模分布式光伏发电项目的商业模式尚不成熟、盈利预期不稳定，使其面临着更大的投融资挑战。

为加快建设生态文明，引导金融机构服务绿色发展，推动经济结构转型升级和经济发展方式转变，2015年底中国人民银行发布第39号公告，就在银行间债券市场发行绿色金融债券有关事宜进行了公告，鼓励政府相关部门和地方政府出台优惠政策措施支持绿色金融债券发展，鼓励各类金融机构和证券投资基金及其他投资性计划、社会保障基金、企业年金、社会公益基金等机构投资者投资绿色金融债券。在此次公告的《绿色债券支持项目目录》中，首次将光伏发电（包括大型光伏电站和分布式光伏系统）纳入支持项目目录，明确支持光伏发电项目通过绿色债券募集资金。绿色债券将进一步拓宽光伏产业融资渠道，改善银行、信贷等金融资本投资光伏的信心。

## 全面启动光伏扶贫，推动精准扶贫

光伏扶贫是精准扶贫的有效途径，对于推动贫困地区精准脱贫致富、促进全面小康社会建设等具有重要意义。2014年光伏扶贫工作启动，计划在6个省30个县开展首批试点工作。2016年，光伏扶贫工作的实施范围拓展至全国具备光伏建设条件的贫困地区。

### 1) 2014年光伏扶贫工作启动

2014年10月，国家能源局、国务院扶贫办联合发布了《关于印发实施光伏扶贫工程工作方案的通知》，提出了光伏扶贫工作的目标、工作原则、工作内容、组织和政策保障、工作进度安排等方面的内容，光伏扶贫工作启动。根据该文件，首批光伏扶贫项目重点在地方积极性较高、配套政策具备、已有一定工作基础的宁夏、安徽、山西、河北、甘肃和青海6省30个县开展。

光伏扶贫工作启动后，地方政府和贫困县反应积极，很多未纳入首批示范点的省份和贫困县也开始了前期准备工作。河北、山西、内蒙古、安徽、云南、甘肃、青海、宁夏、新疆、陕西等省（自治区）等均出台了各自的方案和配套政策，很多省份选择的试点县也不止 5 个县。

## 2) 2016 年在全国范围内实施

2016 年 3 月，国家发改委、国家扶贫办、国家能源局、国家开发银行和中国农业发展银行五个机构联合发布了《关于实施光伏发电扶贫工作的意见》（发改能源[2016]621 号），决定在全国具备光伏建设条件的贫困地区实施光伏扶贫工程。该文件确定了光伏扶贫的工作目标和重点任务，提出了促进光伏扶贫的配套政策措施，建立光伏扶贫的协调工作机制。

光伏扶贫的工作目标是，在 2020 年之前，重点在前期开展试点的、光照条件较好的 16 个省的 471 个县的约 3.5 万个建档立卡贫困村，以整村推进的方式，保障 200 万建档立卡无劳动能力贫困户（包括残疾人）每年每户增加收入 3000 元以上。其他光照条件好的贫困地区可按照精准扶贫的要求，因地制宜推进实施。

表 18 光伏扶贫工程中的实施范围

省（区）	县的个数	省（区）	县的个数
西藏	74	四川	31
云南	63	安徽	20
河北	45	黑龙江	20
青海	42	陕西	18
甘肃省	41	吉林	8
山西	35	宁夏	8
新疆	32	海南	2
内蒙古	31	河南	1

光伏扶贫工作有八大主要任务：准确识别确定扶贫对象；因地制宜确定光伏扶贫模式；统筹落实项目建设资金；建立长期可靠的项目运营管理体系；加强配套电网建设和运行服务；建立扶贫收益分配管理制度；加强技术和质量监督管理；以县为单位编制光伏扶贫实施方案。

光伏扶贫的政策保障措施包括：优先安排光伏扶贫电站建设规模、以县为单元分年度专项下达光伏扶贫建设规模；加强金融政策支持力度，提供优惠贷款、低成本融资、鼓励众筹等创新金融融资方式；切实保障光伏扶贫项目的补贴资金发放，优先按月足额结算电费和领取国家补贴资金；鼓励企业履行社会责任，鼓励电力能源央企和有实力的民企参与。

## 3) 光伏扶贫的模式

根据扶贫对象数量、分布及光伏发电建设条件，在保障扶贫对象每年获得稳定收益（年收入 3000 元以上）的前提下，因地制宜选择光伏扶贫建设模式和建设场址。中东部土地资源缺乏地区，可以村级光伏电站为主（含户用）；西部和中部土地资源丰富的地区，可建设适度规模集中式光伏电站。

- 户用系统：每位扶贫对象的对应项目规模标准为 5 千瓦左右。在贫困户屋顶及院落安装的户用光伏系统的产权归贫困户所有，收益全部归贫困户。
- 村级光伏电站：每位扶贫对象的对应项目规模标准为 5 千瓦左右。贷款部分可由到省扶贫资金给予贴息，贴息年限和额度按扶贫贷款有关规定由各地统筹安排。各级政府资金支持建设的村级光伏电站的资产归村集体所有，由村集体确定项目收益分配方式，大部分收益应直接分配给符合条件的扶贫对象，少部分可作为村集体公益性扶贫资金使用；
- 集中式光伏电站：每位扶贫对象的对应项目规模标准为 25 千瓦左右。由地方政府指定的投融资主体与商业化投资企业共同筹措资本金，其余资金由国家开发银行、中国农业发展银行为主提供优惠贷款。项目资产归投融资主体和投资企业共有，收益按股比分成，投融资主体要将所占股份折股量化给扶贫对象，代表扶贫对象参与项目投资经营，按月（或季度）向扶贫对象分配资产收益。

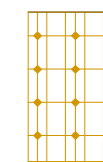
安徽省金寨县是最早开展光伏发电扶贫的地区。其商业模式是，为每户贫困户安装 3 千瓦的户用光伏系统，总投资 2.4 万元，扶贫资金、光伏企业和贫困户各出资三分之一，贫困户每年可得到 3000 元的光伏并网发电收益。到 2015 年底，已建成 8741 户分布式光伏系统、140 个村级光伏电站，总装机容量达到 3.6 万千瓦。

## 实施光伏领跑者计划，推动生产技术进步

我国是全球光伏电池生产和出口大国，随着我国市场规模迅速扩大，也出现了部分落后产能不能及时退出市场、先进技术产品无法进入市场、光伏产业整体技术升级缓慢、光伏发电工程质量存在隐患等问题。

为促进先进光伏技术产品应用和产业升级，加强光伏产品和工程质量管理，2015 年 6 月，国家能源局、工业和信息化部和国家认监委联合下发《关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见》，从严格执行市场准入标准、实施先进技术的“领跑者”计划、政府采购优先、以及加强光伏产品检测认证和质量管理等方促进先进光伏技术产品应用和产业升级。

在市场准入标准方面，要求严格执行光伏产品市场准入标准。光伏发电项目新采购的光伏组件应满足工业和信息化部《光伏制造行业规范条件》（2015 年本）相关产品技术指标要求。



安徽省金寨县是最早开展光伏发电扶贫的地区。

开始实施领跑者计划，国家能源局每年安排专门的市场规模实施“领跑者”计划，要求项目采用先进技术产品，其产品的光电转换效率指标要高于国家光伏产品标准的要求，见下表。通过竞争性比选机制，选择技术能力和投资经营实力强的开发投资企业，企业通过市场机制选择达到“领跑者”先进技术指标的产品。

表 19 光伏领跑者的技术指标要求

	光伏制造行业规范条件	领跑者计划
组件的光电转换效率		
多晶硅	≥15.5%	≥16.5%
单晶硅	≥16%	≥17%
高倍聚光光伏	≥28%	≥30%
硅基薄膜	≥8%	≥12%
铜铟镓硒 (CIGS)	≥11%	≥13%
碲化镉 (CdTe)	≥11%	≥13%
其他薄膜电池组件	≥10%	≥12%
全寿命期内衰减率		
多晶硅、单晶硅、薄膜电池	≤20%	
高倍聚光光伏	≤10%	

文件同时明确要求，财政资金和政府采购支持的光伏发电项目要优先采用“领跑者”先进技术产品。包括：国家支持的解决无电人口用电、偏远地区缺电问题和光伏扶贫等公益性项目、国家援外项目、国家和各级能源主管部门组织实施的各类光伏发电应用示范项目、各级地方政府使用财政资金支持的光伏发电项目以及在各级政府机构建筑设施上安装的光伏发电项目。

对参加领跑者计划的光伏产品和企业，政府不提供任何产品补贴。“领跑者”计划将发展重点放在光伏组件效率提升以及质量保障上，有序引导国内光伏制造从追求规模扩张向注重质量效益转变，实现从高补贴政策依赖模式向低补贴竞争力提高模式的转变，从而推动整个光伏行业的良性竞争与发展。

在 2016 年 6 月国家能源局下达的 2016 年光伏发电建设实施方案中，专项列出了 550 万千瓦的规模用于光伏领跑技术基地建设，占年度总规模（1810 万千瓦）的 30%。共有 8 个基地纳入 2016 年计划，单个基地建设规模为 50-100 万千瓦。文件要求，光伏领跑者技术基地应采取招标、优选等竞争性比选方式配置项目，而且应将电价作为主要竞争条件。基地内单个光伏电站项目的建设规模原则上应在 10 万千瓦以上，项目采用的光伏组件等主要光伏产品须符合光伏“领跑者”先进技术产品指标。

表 20 2016 年光伏领跑技术基地建设规模

	省份	基地名称	建设规模 (万千瓦)
1	河北	冬奥会光伏廊道	50
2		阳泉采煤沉陷区	100
3	山西	芮城县	50
4		包头采煤沉陷区	100
5	内蒙古	乌海采煤沉陷区	50
6	安徽	两淮采煤沉陷区	100
7		济宁采煤沉陷区	50
8	山东	新泰采煤沉陷区	50
	总计		550

## 3.2 地方政策及实施效果

为扩大本地区光伏发电应用规模，提高本地区可再生能源发电比例，结合国家出台的相关政策，很多省市也先后制定了地方性支持光伏发电发展的政策。政策文件涵盖发展目标、项目备案和建设管理、电价和投资补贴等各个方面。

随着中央简政放权的深入，光伏发电项目的备案（审批）权限都移交给了地方。国家能源局每年公布对各个省区的光伏建设规模配额，具体的项目前期和建设管理程序都由地方政府负责，很多省区又将建设规模配额分配至地市。项目管理是各省光伏发电管理的重要内容。

地方政府还非常关注光伏发电的上网电价和补贴问题，优惠和补贴的形式有多种，主要包括：

- 给予优惠的固定上网电价，实施的地方主要有江苏和山东，两省在 2016 年均已停止实施该项政策。江苏省是最早开始地方光伏激励政策的省份，2012 年开始实施本地的光伏发电固定上网电价，2012 年、2013 年、2014 年和 2015 年固定上网电价分别为 1.3 元/千瓦时和 1.25 元/千瓦时 1.2 元/千瓦时和 1.15 元/千瓦时。山东省 2013 年起实施优惠的固定上网电价政策，2013 年至 2015 年的光伏电站上网电价均为 1.2 元/千瓦时。2016 年开始，江苏和山东都取消了本地的优惠固定上网电价，开始实施全国统一的光伏发电上网电价 0.98 元/千瓦时。



- 额外的电价补贴，按照发电量给予补贴，主要针对分布式光伏发电系统，在国家补贴的基础上，额外补贴额为 0.1~0.4 元 / 千瓦时，补贴期从 1 年至 10 年不等，多数补贴期为 1 年至 3 年。实施的范围非常广泛，很多省份都有相应的分布式光伏的电价补贴政策，例如北京、上海、辽宁、浙江、江西等；在国家、省两级补贴的基础上，很多地方又实施了电价补贴政策，形成了多级补贴分布式光伏电价的形势。特别是在光伏制造业和光伏市场发达的浙江省和江苏省，多级补贴普遍存在。

- 提供初始投资补贴奖励，按照装机容量给予一次性补贴，实施的地方不太多，多是对用户系统等小范围的光伏系统进行补贴。例如，江西省（5.5 元 / 瓦）、陕西省（分布式补 1 元 / 瓦）、河南省洛阳市（0.1 元 / 瓦）。

- 屋顶补贴：按照屋顶使用面积予以补贴，补贴标准 10 元 / 平方米，实施的地方有江西、以及浙江的江山、桐乡和安吉。

在国家电价基础上实施的各种电价补贴和财政补贴政策，大幅提高了光伏发电项目（特别是分布式光伏项目）的经济效益，充分激活了市场，为推动本地区光伏发电规模化发展，提高可再生能源消费比重发挥了重要作用。

## 四、 中国光伏发电 财税、补贴及 投融资状况

## 4.1 中国光伏发电项目财税状况

### 电价方面

目前，我国光伏发电项目实行标杆电价制度。标杆电价由国务院价格主管部门根据不同地区太阳能资源情况确定，并根据技术发展进行适时调整。

2015年底，国家发改委出台《关于完善陆上风电、光伏发电上网标杆电价政策的通知》，对三类分区电价进行了调整。

表 21 光伏发电标杆电价调整情况汇总

资源区	标杆上网电价 (元/千瓦时)				各资源区所包括的地区
	2011	2012-13	2013-15	2016	
I类			0.9	0.8	宁夏, 青海海西, 甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌, 新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依, 内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区
II类	1.15	1	0.95	0.88	北京, 天津, 黑龙江, 吉林, 辽宁, 四川, 云南, 内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔, 河北承德、张家口、唐山、秦皇岛, 山西大同、朔州、忻州, 陕西榆林、延安, 青海、甘肃、新疆除I类外其他地区
III类			1	0.98	除I、II类资源区以外的其他地区

### 税收方面

目前，包括光伏发电项目在内，我国对一般工业及制造业企业征收增值税、城建税、印花税、教育附加、所得税及消费税等。其中企业所得税和增值税比重最高，分别为25%和17%。但为达到鼓励发展的目的，我国对光伏及其他可再生能源实施多种税收优惠政策。

表 22 我国光伏发电税收政策

税种	税基 & 税率	优惠政策	征收机构
增值税	不含税售电收入的17%	增值税抵扣50% 即征即退(2015年底到期)	国税征收, 中央财政分享75%, 地方财政分享25%
所得税	企业净利润的25%	自取得生产经营收入起, 享受“三免三减半”税收优惠, 及从取得经营收入的第1-3年可免交企业所得税, 第4-6年减半征收 <sup>6</sup>	国税征收, 中央财政分享60%, 地方财政分享40%。
城建税	增值税的7%或5%	无	地税征收
教育附加税	增值税的3%	无	地税征收
土地使用税/费	地方规定	征收标准不统一	地方征收

## 4.2 中国光伏发电项目补贴状况

根据可再生能源法的规定，电网企业需按照国务院价格主管部门确定的上网电价收购光伏发电项目电量，所发生的费用中高于按照常规能源发电平均上网电价的费用，附加在销售电价中分摊，由此建立了可再生能源电价附加机制，对可再生能源发电上网电价进行补贴。自2012年，可再生能源电力附加补贴资金纳入可再生能源发展基金进行管理，基金的补贴资金来源主要包括两个方面：一是从全国电力用户销售电价中征收的可再生能源电价附加，目前征收水平为1.9分/千瓦时<sup>7</sup>；二是财政的可再生能源专项补贴资金，由中央财政从年度公共预算中予以安排。

我国对分布式光伏实行全电量补贴政策，补贴标准为0.42元/千瓦时（含税）。其中，余电上网部分的电量由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。

<sup>6</sup> 财政部，关于公共基础设施项目享受企业所得税优惠政策问题的补充通知 [http://szs.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefabu/201408/t20140829\\_1133206.html](http://szs.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefabu/201408/t20140829_1133206.html)

<sup>7</sup> 国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知 [发改价格〔2015〕3105号] [http://jgs.ndrc.gov.cn/zcfg/201512/t20151230\\_769552.html](http://jgs.ndrc.gov.cn/zcfg/201512/t20151230_769552.html)

## 4.3 中国光伏发电项目融资状况

在光伏发电技术日渐成熟，支持光伏发电的政策体系和管理制度基本建立的情况下，中国金融市场的融资机制与多元化的光伏应用不适应成为突出问题。金融机构对于光伏，特别是分布式光伏的收益和风险尚不清楚，行业之间缺乏深入的交流，光伏项目也因为处于发展时期数据和收益的透明化程度不高仍是普遍性问题，同时缺乏光伏电站风险评估和尽职调查的专业工具和机构。

由于分布式光伏发电项目的单个项目规模小，利益相关方太多，项目开发谈判成本和程序一事一议，成本相对较高，缺乏标准化的开发流程和相对成熟的商业模式。再则，光伏分布式项目开发单位多为中小企业，与其他大型能源发电项目相比，项目投资业主往往在金融市场上处于劣势，融资方面存在成本高、周期长、难以得到符合能源生产模式的金融支持。在现有体制下，传统的银行对分布式发电的盈利前景认识不清，也缺乏足够多的兴趣；相应的规章制度不适用新型的分布式电力生产模式，在金融市场上并没有相应配套的成熟产品，融资机构对分布式发电仍然在观望状态。

为解决分布式光伏融资难问题，国家能源局与国家开发银行于2013年9月共同发布了《关于支持分布式光伏发电金融服务的意见》，通过加强金融服务支持分布式光伏发电建设。

## 4.4 国际模式借鉴

### 英国

#### 小规模项目上网电价补贴（FIT）

2010年4月，英国政府能源与气候变化部（DECC）引入了小规模项目上网电价补贴机制（FIT），5MW及以下的光伏发电等项目可申请加入，以促进小规模可再生能源技术和低碳发电技术的使用。

FIT 补贴来源为各个电力供应商根据他们供电的电量（市场份额）上交至天然气与电力市场办公室（Ofgem）的均化成本基金。补贴分为两类：发电补贴：自系统被注册起，项目没生产一度电用户即可获得补贴，补贴时效可高达20年；以及余电上网补贴：发自用额外的电量可以出售给所在地的电力供应商，每出售一度电可获得补贴。

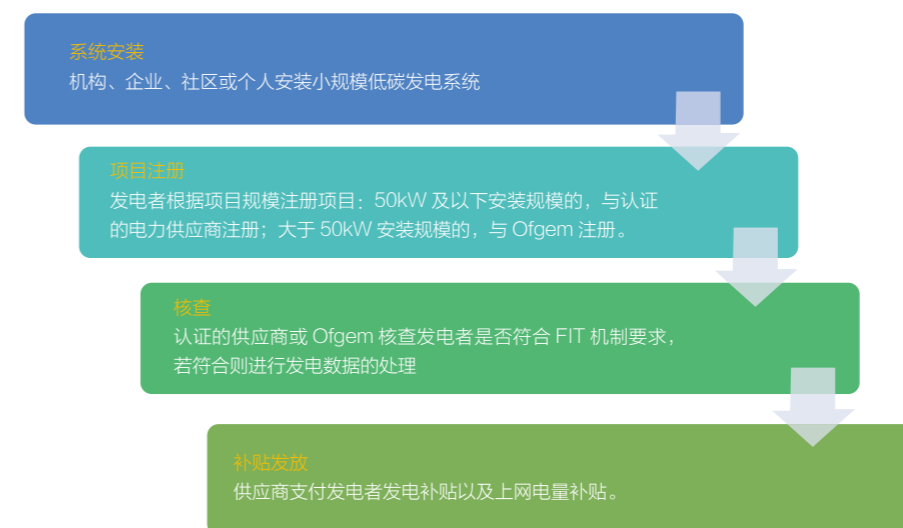


图 21 英国 FIT 机制整体运行流程

自 FIT 机制引入以来，已成功吸引了许多小规模发电项目的建设运行。自 2010 至 2014，共有 470,983 个项目注册成功。2013/14 年度供电 2.6TWh，占全国供电量的 0.9%。生产补贴额（generation tariff）约 6.86 亿英镑，回网补贴额（export tariff）2300 万英镑。

#### 可再生能源义务法案（RO）

可再生能源义务方案（Renewables Obligation, RO）是目前英国政府支持大型可再生能源项目的主要政策，其义务证书交易制度的实施降低了可再生能源的生产成本，对英国的可再生能源发展起到了一定促进作用。

可申请 RO 的项目包括：水电、陆上风电、海上风电、地热等。每个项目的支持期限为 20 年，平衡了给投资者长期保障的需要和将消费者成本最低化的需要。RO 机制工作流程如下图所示。

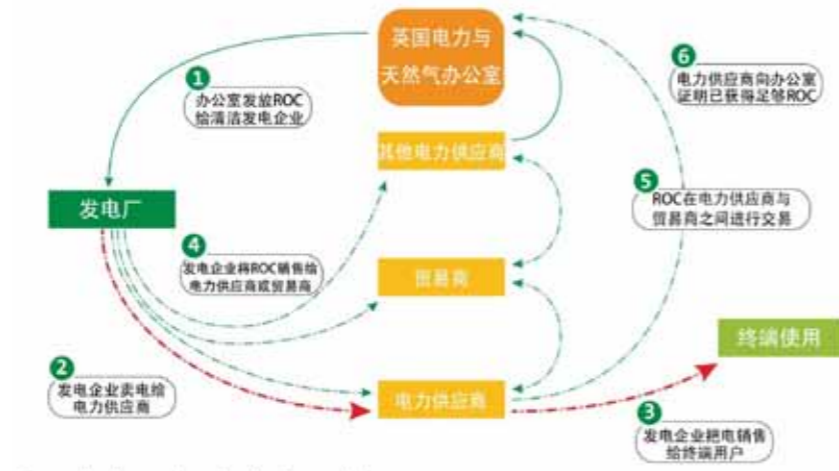


图 22 RO 机制工作流程

### 差价合约（CfD）

差价合约的设计是为给予所有的低碳电力（包括核电、可再生能源以及碳捕获与储存）最有效的长期支持。差价合约中的发电商一方像往常一样通过电力市场出售电力产出，然后获得执行价格（strike price）与基准价格（reference price）之间的差别支付；执行价格反映了投资某低碳发电技术的花费，而基准价格是对英国电力市场平均电价的一个衡量。

差价合约使得发电商减少直接面对不稳定的电力批发价格，在收益方面给予发电商更大的确定性及稳定性，从而降低项目的融资成本以及政策成本；同时也保护电力终端用户，使他们在电价较高时不必支付更多的支持成本（support costs）。当电力市场价格高于执行价时，发电商需要返还电力售价与执行价之间的差别，从而避免对发电商的过度支付。相比于可再生能源义务，差价合同机制降低了在总收益的波动和承购风险、支持水平变化的风险、法律变动方面降低了风险，在透明度和未来市场条件、信贷风险、指数挂钩、时间持续长短方面并没有显著影响。

## 美国

### 投资税收抵免（ITC）

投资税收抵免（ITC）制定于 2005 年的《能源政策法案》，规定项目投资额的一部分可通过所得税抵扣。ITC 对维持户用可再生能源、分布式和并网太阳能发电技术应用方面发挥了重要作用。

对于太阳能项目，抵扣额为投资成本的 30%，没有最高额度限制。符合条件的太阳能设备包括太阳能发电设备、制冷或供暖设施、太阳能过程供热设施，使用光纤的混合式太阳能照明系统也包括在内。被动式太阳系统和太阳能集热系统不符合抵扣条件。

一般来说，享受 ITC 的可再生能源设备的初始使用才必须从项目纳税人开始，或者系统必须由项目纳税人建造。设备还须符合所有的性能和质量标准。

ITC 降低了对可再生能源项目投资的纳税人所需缴纳的联邦所得税。设备投入使用后投资税收补贴即开始生效，有助于抵消项目的前期投资，并为开发和利用更多的资本密集型可再生能源技术（如太阳能光伏系统和燃料电池）提供经济激励。

### 财政补贴（Treasury Grant）

2009 年，《经济复苏法案》颁布，该法案第 1603 条国库财政补贴计划规定对 2009 年和 2010 年在役项目，以及 2009 年和 2010 年开工并在联邦政府规定的税务减免截止日期前投入运行的可再生能源项目，由联邦政府按项目建成价的 30% 提供一次性现金补贴。由于美国财政部对建成价的各项费用构成有详细规定，开发商计入总投资的一些费用并不符合财政部规定，因此，实际投资补贴额只有总投资的 25% ~ 27%。财政补贴项目由业主（纳税主体）申请，财政补贴不计入企业的应纳税收入。实际上，财政补贴是美国在为应对金融危机、通过税收激励方式刺激投资难度加大的情况下，激励可再生能源发展出台的一种临时性措施，并获得了广泛的支持。

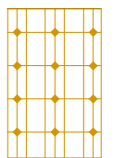
### 成本加速折旧（MACRS）

成本加速折旧制度属于联邦级税收政策，商业项目（包括可再生能源项目在内）可以通过此政策享受加速折旧优惠，加快回收投资成本。各类太阳能发电和太阳能热技术被分为 5 年期寿命分类体系中的资产，可在五年内完成资产原本使用寿命期内的折旧。

2008 年实施的联邦《经济刺激法案》规定，2008 年获批并投入运行的符合相关规定的可再生能源系统可获得 50% 的首年额外折旧优惠。《2012 年美国纳税人救助法案》规定此政策扩大到 2013 年进入运行的资产，《2014 年增税法》又将此政策延期到 2014 纳税年度。MACRS 自初始实施以来已经经历了多次修改和延期，大幅降低了投资者在可再生能源项目初期需缴纳的所得税。

### 可再生能源配额制（RPS）

美国可再生能源配额制是一项旨在增加可再生能源发电比例的政策。该政策自 20 世纪 90 年代在美国各州开始陆续实施，要求或鼓励给定管辖范围内的电力供应商按照各州的计划提供特定的最低份额的可再生能源电力，太阳能包括在其中。



成本加速折旧制度属于联邦级税收政策，商业项目（包括可再生能源项目在内）可以通过此政策享受加速折旧优惠，加快回收投资成本。

电力供应商可以通过运营可再生能源发电设备完成配额任务。如果没有达到要求的配额比例，可通过购买他人的配额来满足要求，配额通过可再生能源配额证书（REC）进行交易。证书价格也是投资运营商的一部分重要收益。不过，由于市场无法提前了解可再生能源市场投放量，REC 价格完全由市场定价，各州 REC 价格随着市场、区域变化较大，收益并不完全确定。

美国目前有 29 个州和华盛顿特区实施可再生能源配额制，由于各州独立性较强，此项政策不具备联邦级的规划要求，许多州各自建立本州的配额制度，各州 RPS 在结构、执行机制、规模和申请程序方面差别很大，没有两个州的制度是完全一样的。

## 德国

1991 年，德国制定了《电力入网法》，核心即规定上网电价政策，强制要求公用电力公司购买可再生能源电力，奠定了可再生能源发展最重要的强制入网原则。

2000 年，德国正式颁布《可再生能源法》(EEG)，其核心是建立可再生能源发电的固定电价制度，对推动风电、光伏发电等可再生能源发展发挥了决定性作用。此外，EEG 还建立了可再生能源发电的成本分摊制度，电网运营商承担可再生能源电厂到电网的接网费用，负责电网的改造、升级，及可再生能源上网电量的整体平衡，在全网范围内分摊可再生能源发电成本。2004 年、2009 年、2010 年、2012 年和 2014 年，德国根据产业发展的情况，五次修订《可再生能源法》，进一步强调可再生能源的经济性，明确提出要在考虑规模效应、技术进步和学习曲线等因素的前提下，逐年减少对可再生能源新建项目的上网电价补贴，提高可再生能源的市场竞争力。

《可再生能源法》确立了固定电价和可再生能源费用分摊制度两个实际经济激励政策。固定电价对不同类型可再生能源发电技术确定了固定的上网电价，保障了投资者可预期的未来收益和投资回报，是促进德国可再生能源发电规模快速扩大最重要的激励机制。费用分摊机制通过在终端电价中征收可再生能源电价附加来补贴可再生能源固定电价中高于常规电价的部分。依据可再生能源补贴资金需求制定电价附加征收标准，资金发放和征收运转机制如下：基于固定电价逐年变动水平，以及对下年可再生能源发电总规模的预计，测算出下一年补贴资金实际需求，再加上本年度补贴实际发放和附加征收总量的差额（因为电价附加是根据预测预征的，与实际补贴支出存在差距，由下一年电价附加征收补齐，如此滚动），测算和规定下年电价附加征收水平。

## 五、 中国光伏电力 市场情况

## 5.1 光伏电站质量

最近五年，随着国内电站的大规模安装，中国已经一跃成为全球光伏安装量最大的国家。国外的光伏电站，单体规模在 10MW 以下的电站较多，而国内单体规模较大，电站的规模一般都在 20MW 至 100MW。业主、总包商、投资商，甚至某些设计院，对光伏专业知识都所知较少。特别是最近两年，随着大型地面电站好的资源较少，偏远地区限电现象严重。不少业主、总包商、投资商也在原来大型地面电站的基础上，开发新的模式电站。例如，大型山地电站、工业屋顶分布式电站、农光互补电站、渔光互补电站、水面漂浮式电站等。由于缺少相关的专业知识和经验，施工方质量意识淡薄，建成的电站质量不容乐观。尤其对于建成打算转手交易的电站，往往到交易阶段才发现存在不同程度的质量风险，因而影响交易周期和价格。

根据第三方检测机构<sup>8</sup>对国内上百个电站的规模性技术尽职调查收集到的信息，存在的风险主要包括：

### 1) 项目规划和选址风险

项目在选址规划阶段，项目审批需要多个相关部门的批复，而一些项目，存在手续尚未齐全时就开工建设，甚至开始转手交易。在尽职调查中，发现缺少的项目手续文件五花八门，容易忽视的主要包括：水土保持审批文件、文物保护单位审批文件、压覆矿产资源批复文件、备案申请内容不全（例如第一期有备案，但后期备案申请不全）。

选址方面，山地电站，地势起伏较大、高程变化较大、安装角度并非最佳倾角、容易发生部分遮挡的电站选址，使得电站的整体系统效率无法达到预期。一些电站在最初的现场踏勘未对场地的土质或覆盖层风化、沉积区土质松散等情况做出合理预期，存在电站部分垮塌的风险。特别是如果靠近水源，应该要考虑是否水源会有峰枯水位状况，或者水库是否存在高位蓄水或暴雨水位暴涨的情况，以及这些对电站管理区的影响。洪水水位预计，至少应按照 30 年一遇来考虑。否则发生洪水或暴雨漫过电站的主要设备的概率增大，除发电量无法保证外，更存在触电等安全风险。在盐碱地、滩涂或其他气候条件下的选址，还应该考虑对设备部件的腐蚀风险。在海拔较高的地方进行选址，还需要在后期的设计选型等方面，对电气部分做额外考虑。

### 2) 电站系统设计风险

国际上对于光伏电站的系统设计，有单独的设计标准，即 IEC62548: 2013。标准对光伏阵列的系统配置、结构设计、安全问题、电气设备的选择和安装，一直到验收、运

行、维护等，甚至标识和文件，都有较为清晰的要求。在实际的电站尽职调查过程中发现，国内大多数电站设计选用国内的相关标准，在某些方面考虑不周全。问题集中在电气保护设备参数不正确，对极值温度和辐照度下的电压或电流的超标风险等方面。设计对极端条件考虑不足。这点在前几年西北荒漠电站方面，尤为明显。

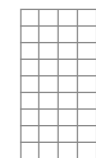
关于阵列朝向、布局、间距方面，荒漠电站状况较好。而山地电站、与建筑物结合的电站，对具体项目考虑不周全。导致在冬至日 9:00—15:00 之间无遮挡的要求很难达到，从而无法获得最佳辐照度，影响了发电量预期。

### 3) 关键设备质量问题

由于市场竞争激烈，设备厂家不断降低成本，关键设备在电站使用中出现较多的质量问题。一方面是质保条款规定不到位、采购合同技术关键信息过少、采购方对关键设备的指标了解甚少、只关心价格、重招标要求轻全程管控，导致后期发现质量问题无法索赔或追溯。另一方面，尽管采购方了解了关键设备有认证要求，但缺乏专业知识，无法对认证涉及的指标进行监控，使认证要求流于形式。导致关键设备生产过程没有受到监督，不能够将风险控制出厂前，增加了长期使用过程中的电气和其他安全风险。

关键设备的质量和是否通过型式试验有密切联系，目前市场上主流的组件、逆变器、光伏线缆、部分汇流箱和中高压设备多已经通过了型式试验并取得一个或多个认证，满足相关市场质量要求。例如：国内电站上使用的关键设备多需要国内的金太阳认证和国外的 TÜV 认证；国外非北美地区电站上使用的关键设备多需要 TÜV 认证；北美地区电站还会需要 UL 认证等。取得认证标识的关键部件清单会受到认证机构的控制，但由于通过型式试验的关键部件相对质量好，价格相对较高，生产厂家出于客户定制或降低成本等考虑，在实际生产过程中存在变更关键部件的可能性，从而导致无意或有意的认证标识误用。而使用未经型式试验和认证的关键部件，等同于该产品未经型式试验验证、或未取得产品认证标识。

通过对国内近 10GW 的关键设备生产过程监督得到的数据，生产过程受到第三方全程监控的产品，质量要好于未经过监控的。不仅在关键部件的符合率上明显上升，而且在关键数据保存、关键参数保持等方面明显优化。在电站交易过程中也能降低质量风险，交易的技术方面更容易通过。例如下图是对某一四线组件厂家的全程监造发现问题的汇总情况，可以看到，经过有经验的机构的质量监控，即使一个三四线的组件厂家，也可以做到关键不符合项数量逐步降低至开始的 10% 以下，从而使生产质量得到控制。



由于市场竞争激烈，设备厂家不断降低成本，关键设备在电站使用中出现较多的质量问题。

<sup>8</sup> TÜV 南德意志大中华集团

当日发现问题数量

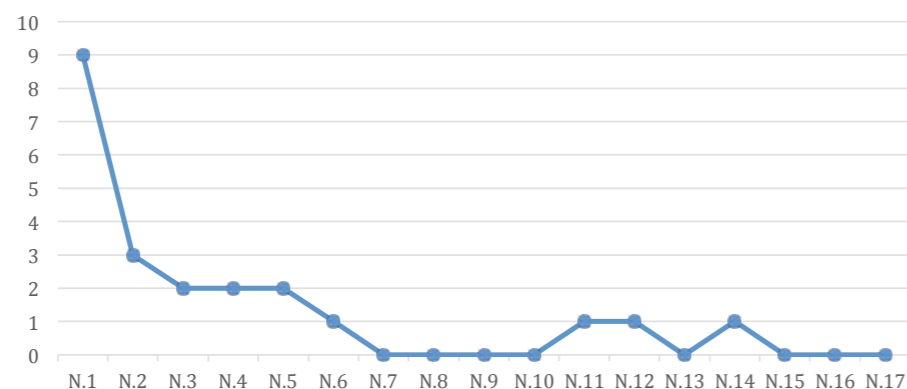


图 23 某一四线组件厂家全程监造当日发现问题数量汇总

除生产过程，关键设备的运输过程也存在大量的质量风险。例如：对多个组件厂家的多批出货的运输质量进行检查后发现，完好的组件出厂后的运输过程造成的组件隐裂，在 2%-20% 不等。这和目前产品的工艺、包装的质量、运输过程、路况等相关，通过改进包装质量或生产工艺，可以达到很好的控制，但产品成本可能上升，因而生产厂家动力不足。现在国内的不少大业主或者总包商为了控制到货质量，采取第三方到货抽检的方法进行质量控制，收效明显。

#### 4) 发电量预测与实际的差异

由于气象站的累计信息年限较短或者气象站远离实际电站建设地点，有的时候，可研报告会使用卫星数据做仿真计算。可使用的数据库，除了较为知名的 NASA 数据外，还有 MeteoNorm, SolarGIS 等。对于不同地区，各个数据库的考虑也不尽相同，因而数据的准确性对各个电站都不尽相同。在进行发电量预测的时候，仅仅使用某一数据来源会造成较大的误差。最好将多个数据库的数据进行合理比较后，选择较为合适的数据进行发电量仿真计算。在发电量损失考虑方面，除了遮挡、热效应、线路质量、组件失配因素外，并未考虑由于设备检修和电网限制带来的系统不可利用损失、组件的非正常损失、气候变化和辅助设备耗电等，因而预测和实际会有较大的差异。

#### 5) 施工质量问题

通过对国内施工相关文件的检查，我们发现，不少项目存在抢工期的情况，导致大量工作集中在同一时段完成，没有定义施工进度，施工质量也难以控制。在国内光伏电站的施工队伍，缺乏相关安装经验，未接受过相关施工培训。因而野蛮施工，不规范操作的现象普遍。例如第三方检测机构曾对多个厂家多个项目的施工过程造成的组件损伤进行过统计，约有 10% 的组件在野蛮安装中损坏。人工搬运、野蛮安装、关键设备在去除减震包

装后在厂区颠簸道路上运输等，是造成关键设备损坏的主要原因。除此之外，安装不规范，例如电气正负极连接部分没有紧固到位、虚接、未做防尘处理、防火泥脱落、支架安装不到位、线槽盖缺失、接地不充分或者故障、线缆裸露、水泥桩深度不足、线缆过度弯折等，是造成后期火灾、触电、倒塌等安全隐患的主要来源。

#### 6) 现场测试合规风险

一般来说，国外的项目 100% 的安全性测试都是由施工方进行，并完整存档。国内的并网要求中，也提到要进行安全性测试和记录，但实际状况并不理想，会存在漏检的情况。因此即使是第三方在进行现场随机小规模抽测，多数项目能遇到测试不通过的情况。例如组串断路、接地电阻高、不同组串工作电流差异较大等。这和接线不良、接地方式或接地处理不合适、地形地貌导致的电站倾角不一致等有关。这些都是和安全相关的问题，长期得不到解决，可能在实际运行中带来安全风险。

#### 7) 运行维护风险

好的电站更需要好的维护。在对多个电站运行维护状况的检查中发现，运行维护的文件经常处于部分缺失的状态，例如验收文件、运行文件不完整、设备巡检制度不完善、设备维护记录不全、生产月报年报不全等。运行维护的人员也存在经常变更的情况，变更的交接、培训等有缺失的情况时有发生。

气象站是运行过程的重要设备，但设备精度过低、数据采集格式不适合、安装地点、运行维护经常不到位等，导致数据多不可用，无法进行更精细化的系统效率评估。电站现场的巡检频率和清洁频率，对于电站良好的运行也至关重要。特别是雨水较少的地区，清洁频率直接影响到年度的发电量，影响收益率，值得给予更多关注。

总之，光伏电站作为发展较快的一类新能源发电站，受到政策影响，存在大干快上的情况，各方面的经验都有待积累。专业化、精细化的质量控制和专业人员的培训，是电站长期收益的保障，值得给予更深入的关注和评价。

## 5.2 弃光限电现象及分析

### 2015 年我国光伏发电弃光情况

截至 2015 年底，我国太阳能光伏发电累计并网容量达 43.18GW，同比增长 67.3%；太阳能光伏累计发电量 392 亿千瓦时，同比增长 64.4%。“十二五”期间，我国太阳能光伏发电装机容量及发电量分别实现年均增长 179% 及 229%。

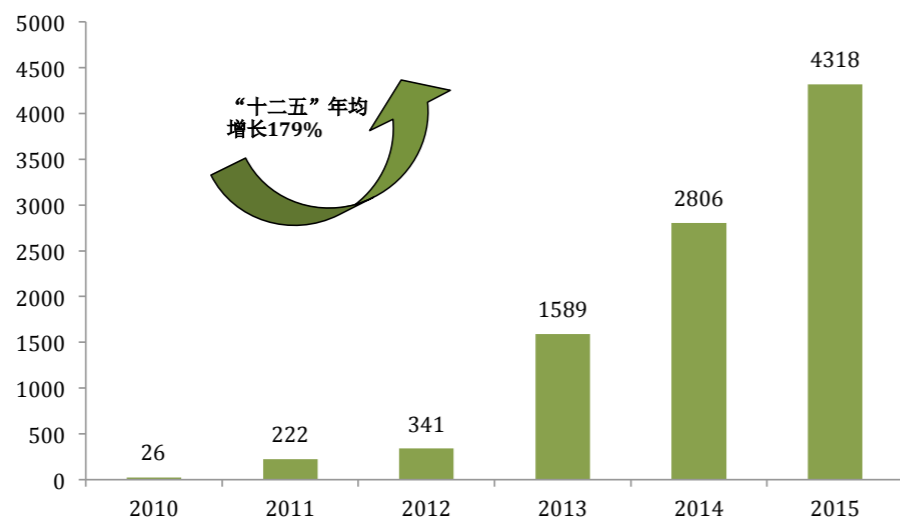


图 24 2011-2015 年我国太阳能光伏发电逐年装机容量 (万千瓦)

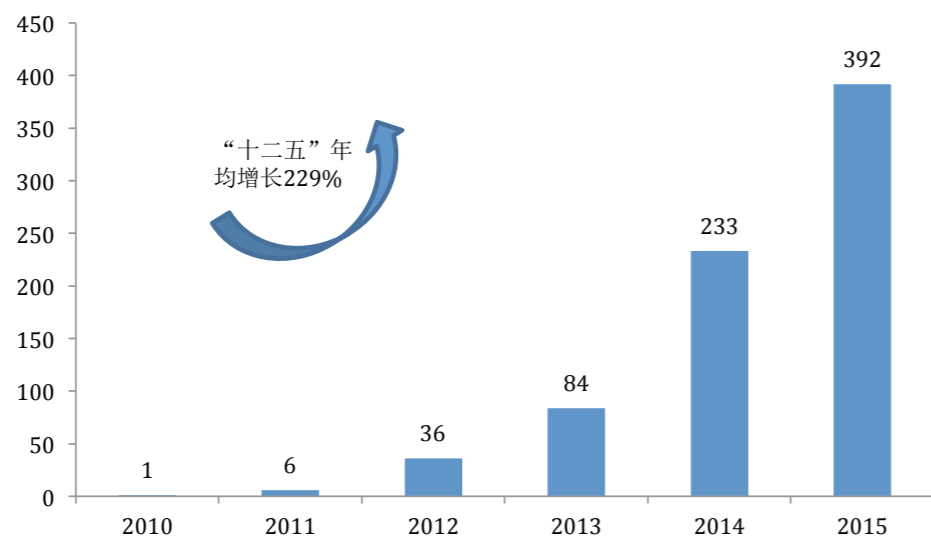


图 25 2011-2015 年我国太阳能光伏发电逐年发电量 (亿千瓦时)

2015 年, 全国大多数地区光伏发电运行情况良好, 全国太阳能光伏发电设备平均利用小时 1200 小时, 同比下降 35 小时。其中, 青海、宁夏、内蒙太阳能发电利用小时数超过 1500 小时。

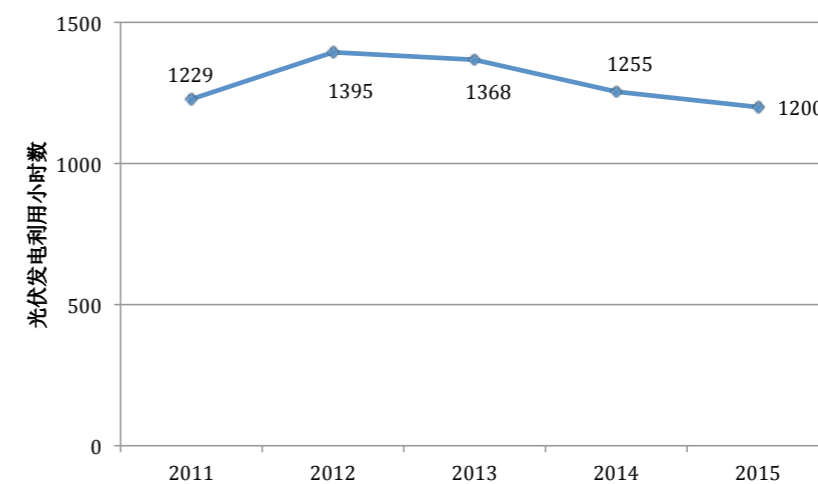


图 26 2011-2015 年我国光伏发电逐年平均利用小时数

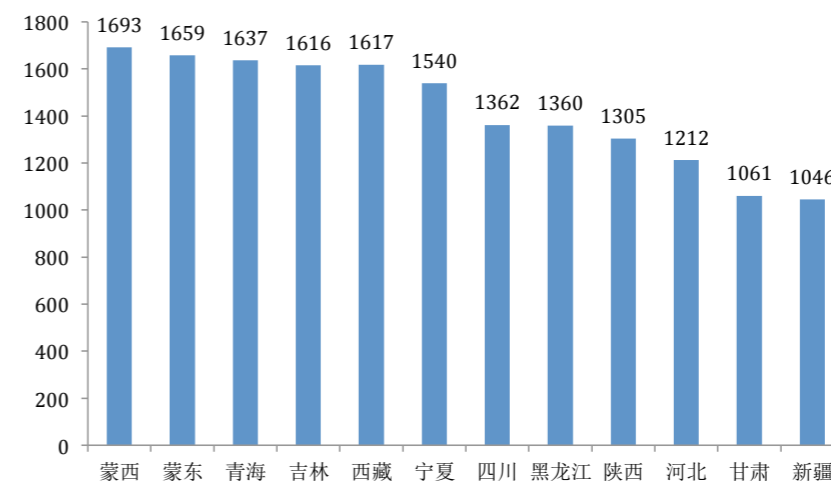


图 27 2015 年我国分地区光伏发电平均利用小时数排序



全年全国累计弃光电量为46.5亿千瓦时，弃光率12.6%，全部集中在西北地区的甘肃、青海、新疆、宁夏四省区，弃光率达到17.08%。其中，甘肃弃光问题突出，全年平均利用小时数为1061小时，累计弃光电量26.19亿千瓦时，约占全部弃光电量的56%，弃光率达到30.7%；其次为新疆，全年平均利用小时数为1046小时，累计弃光电量15.08亿千瓦时，约占全部弃光电量的32%，弃光率达到22.0%。



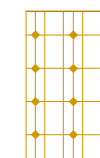
图 28 2015 年我国弃光地区分布图

表 23 2015 年重点省区弃光数据

		弃光电量	弃光率	占比	小时数
1	甘肃	26.19	30.7%	56.3%	1061
2	新疆	15.08	22.0%	32.4%	1046
3	青海	2.45	3.14%	5.3%	1637
4	宁夏	2.81	5.05%	6.0%	1540
	西北	40.20	17.08%	100%	1279

## 弃光问题及其原因分析

光伏发电等新能源发电出力具有随机性和波动性的特点，大比例新能源消纳问题一直都是世界性难题。与国外相比，我国的新能源消纳问题更为突出。我国风、光资源集中、规模大，远离负荷中心，难以就地消纳。新能源集中的“三北”地区电源结构单一，抽水蓄能、燃气电站等灵活调节电源比重低。加之近两年经济增速放缓，用电需求增速减慢，多种因素共同作用下，2015年新能源消纳矛盾突出。



用电需求增速减慢，多种因素共同作用下，2015年新能源消纳矛盾突出。

### (一) 用电需求增长放缓，消纳市场总量不足

2015年，全国全社会用电量同比增长0.5%，增速比上年降低3.6个百分点，其中东北、华北、西北地区分别为-1.9%、-1.7%、2%。在电力需求增长放缓的情况下，包括新能源在内的各类电源装机保持较快增长。截至2015年底，全国电源总装机同比增长10.4%，超过用电需求增速9.9个百分点。由于新增的用电市场已无法支撑各类电源的快速增长，导致新能源和火电、核电利用小时数均出现下降。2015年，全国火电、核电、风电、太阳能发电利用小时数同比分别下降410、437、172、35小时。

如甘肃，“十二五”以来电源装机快速增长，电力严重过剩。2010-2015年，甘肃电源装机增长111%，比同期负荷增长高出87个百分点；截至2015年底，电源装机规模46.42GW，风电、光电装机达到18.62GW，最大负荷13.03GW，电源装机是最大负荷的3.5倍，新能源装机是最大负荷的1.4倍。2015年甘肃发电设备利用小时数2776小时，低于全国平均水平1163小时，其中火电3778小时，比2010年下降895小时，风电1253小时，下降603小时。

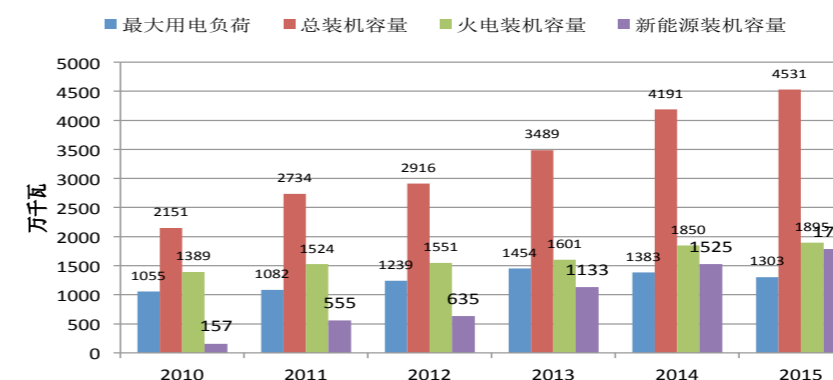


图 29 “十二五”甘肃电力供需形势

再如新疆，“十二五”以来电力装机呈现高速增长，2010-2015年增长3.4倍。2014年以来，用电负荷增速明显放缓，由2013年的31%下降到2015年的11%，电源装机是最大负荷的2.6倍。2015年新疆发电设备利用小时数3791小时，低于全国平均水平216小时，其中火电4730小时，比2010年下降929小时，风电1571小时，下降1102小时。

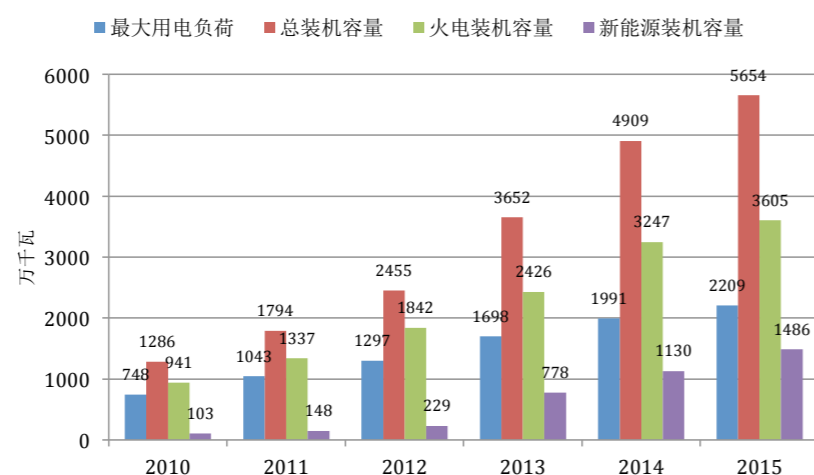


图30 “十二五”新疆电力供需形势

此外，在市场总量不足的情况下，部分地区增加大用户直购火电电量，进一步挤占新能源市场空间。2015年初，宁夏回族自治区安排区内公用火电厂与大用户直接交易电量120亿千瓦时，9月又补充安排50亿千瓦时的四季度火电大用户直接交易电量，大幅抬升冬季火电机组利用率。

表24 2015年部分地区大用户直购电规模

地区	大用户直购电规模(亿千瓦时)	占本地火电发电量比例
宁夏	170.08	18%
甘肃	274.21	44%
吉林	18.81	4%

## (二) 电源结构不合理，系统调峰能力严重不足

我国电源结构以火电为主，占比达到67%，特别是“三北”地区，占比达到70%；全国抽水蓄能、燃气等灵活调节电源比重仅为6%，“三北”地区不足4%。其中，东北、西北地区抽水蓄能等灵活调节电源比重只有1.5%、0.8%。

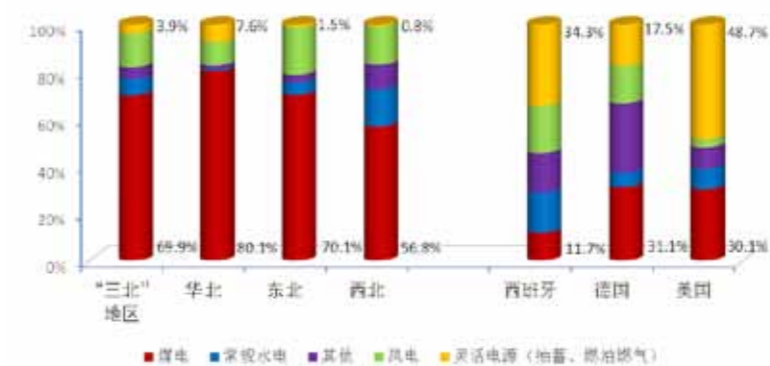


图31 “三北”地区及部分发达国家电源结构

影响系统调峰的一个重要因素是供热机组比重。由于供热机组生产电能的同时又要满足热负荷需求，冬季采暖季，供热机组为保证供热，不能深度调峰，调峰能力下降较大，一般仅为20%左右。目前，“三北”地区火电机组中，供热机组占有很大比重，7个省区超过40%，电网调峰更加困难。

表25 供热机组占火电装机比例超过40%的省区

	“三北”合计	吉林	冀北	辽宁	黑龙江	河北	甘肃	山西
供热机组容量	14900	1381	1255	2044	1290	1467	927	2657
供热占火电装机比例	47%	78%	75%	66%	65%	55%	49%	45%

影响系统调峰的一个重要因素是自备电厂。自备电厂多隶属高耗能企业，负荷相对固定，不参与系统调峰，在电力需求放缓的情况下，自备电厂发电量的增长造成公用电厂和新能源被迫进一步压出力参与调峰。部分地区近两年来自备电厂快速增长。2015年，“三北”地区自备电厂装机容量42.31GW，占火电装机比例达到13%。其中自备电厂装机占本省火电装机比例超过10%的省区有6个。

表 26 “三北”主要省区自备电厂装机（万千瓦）

	“三北”合计	新疆	甘肃	青海	宁夏	黑龙江	辽宁
自备装机容量	4231	1629	495	44	350	254	352
占火电装机容量比例	13%	45%	26%	18%	18%	13%	11%
“十二五”年均增长	15%	54%	14%	26%	43%	2%	1%

### （三）电网发展滞后，新能源送出和跨省跨区消纳受限

国家已颁布“十二五”太阳能发电等专项规划，但“十二五”电网规划至今没有出台，新能源基地送出通道得不到落实。

表 27 七个千万千瓦级风电基地规模及输电通道安排

风电基地	哈密	酒泉	蒙西	蒙东	吉林	黑龙江	张北
规划规模（万千瓦）	1000	1100	1300	800	600	600	1100
输电通道安排情况	建成	在建	在建	未安排			



电网项目核准滞后于新能源项目，新能源富集地区不同程度都存在跨省跨区通道能力不足问题，已成为制约新能源消纳的刚性约束。甘肃酒泉太阳能发电近6GW，但酒泉~湖南特高压直流工程2015年5月核准建设，预计2017年才能投产，外送通道建设滞后2-3年。

### （四）政策机制不完善影响新能源在更大范围消纳

长期以来，我国电力按省域平衡，跨省跨区输送需要国家层面规划明确。大型水电基地一般在建设之初就明确了外送方向和消纳份额，保障了电能的消纳，但目前我国缺乏针对大型新能源基地消纳送出的规划，也尚未建立促进跨省跨区消纳新能源的市场化机制。在目前用电需求不足，装机过剩的情况下，各省消纳外省新能源的意愿不强。

## 5.3 光伏数据平台

### 建设数据平台的必要性

光伏发电建设规模显著扩大为中国光伏产业持续健康发展提供了有力支撑，但同时仍存在建设质量较差、管理水平不高、运行管理不规范、与配套电网建设不同步、投融资困难等问题，需要解决主要的障碍和瓶颈，才能保证未来光伏发电建设及技术发展。

在光伏发电项目设计及建设方面，近年来光伏电站质量问题频频爆发，产品质量及使用年限日渐成为整个光伏产业亟须解决的问题。如果不能采取行之有效的措施规划光伏电站建设，杜绝“以次充好”的电站，将对整个光伏产业造成巨大的破坏。通过积累光伏发电项目长期运行数据，可以对通过项目各环节运行状态进行对比分析，发现项目设计及建设中的质量问题。

在电网调度及光伏发电消纳方面，目前缺少准确的太阳能资源监测数据，电力规划具有一定的盲目性，造成电力规划不准确、出现偏差，导致部分地区光伏消纳存在问题，弃光现象比较严重；大规模光伏发电并网接入给电力系统的安全稳定运行带来了挑战，安全稳定分析需要建立准确的光伏电站模型，需要长期的、大量的、有力的光伏电站运行数据为光伏电站模型优化提供支撑，提高地区光伏消纳能力。

在光伏发电项目投融资方面，目前社会对光伏行业认识不足，金融业无法获得光伏产业相关信息；另一方面，光伏电站的发电量没有收集和公开的机制，造成金融机构无法判断未来电站的电力生产能力。同时，由于光伏产业受自然环境以及电网影响的因素较多，为保证投资者收益，开展针对光伏电站的保险业务也迫在眉睫。建立光伏发电项目公共数据分享机制，通过向金融机构及全社会发布光伏电站的全面表现数据，来证实光伏电站的稳定性和可靠性。通过一系列数据支持与金融工具的服务，可以有效的帮助投资者对光伏资产进行深入分析和做出投资决策。

在光伏电站高效运维方面，目前光伏电站的存量资产已经超过 1 万亿元，并且在不断的增加，十三五期间可能要达到 2 万亿元规模，面对如此庞大的光伏资产，目前的运维和管理手段严重滞后，如何开拓思维，探索创新的运维模式是光伏业务面临的一个重大挑战。

鉴于在中国光伏产业发展过程中面临的上述问题，为了提升光伏发电项目建设与运行、电网调度及光伏发电消纳以及光伏发电项目建设资金保障水平，提高光伏发电经济效益，最终促进光伏产业的健康发展，应在全国范围内建立面向光伏建设和运营的公共数据平台，推动数据透明化，为光伏行业各项业务的开展提供全面精确的数据支撑。<sup>9</sup>

## 平台功能介绍

光伏数据平台主要基于光伏电站运行监测大数据分析，针对光伏电站运行工作中所涉及的设备故障诊断、设备和系统可靠性评估、设备效率评估，提出分析与诊断方法、辅助决策技术以及可靠性和效率评价指标，从而提高光伏发电各个环节的运行管理水平，从根本上提高光伏电站运行效能、运行安全和运行质量，降低含大规模光伏发电接入的电力系统运行风险，同时提高光伏电站的经济效益和环境效益。

### 1) 电站运行全面监测

针对光伏电站设备监测数据，包括光伏逆变器、汇流箱、计量关口表、升压变数据等进行全面的数据监测。实现对在线数据和离线数据的质量控制和管理。实现对数据越限等异常和问题的及时告警。实现对业务系统明细业务数据的抽取、整理功能，计算生成数据统计监测指标。通过该功能的技术支持可以获得关于电站运行相关数据的完整监测与异常告警，可以支撑电站常规监测任务以及异常维护业务。

### 2) 电站运行全景管理

全景管理主要包括：电站在线运行状况、电站运行数据统计、电站基础资料、电站区域 GIS 地图等功能模块。同时，提供便捷的清洁能源数据查询功能。在电站在线运行状况部分主要包括电站运行数据与设备状态动态展示等方面；在电站运行数据统计部分主要包括电站运行数据按日历年统计、电站指标数据按月日年统计等功能；在电站基础资料部分主要包括光伏电站装机容量、电站投资总额、电站设备制造商等方面；在电站区域 GIS 地图部分主要内容以 GIS 动态地图形式展示电站所在地理位置、地质状况、周边环境等信息。为了满足全景管理业务的正常开展，需要根据管理需求扩展主题，建立全景管理模块对业务进行有效的支撑。

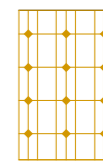
<sup>9</sup> 本报告中数据平台指由国家能源局指导，国家能源太阳能发电研发（实验）中心承建的国家光伏发电公共数据平台

### 3) 电站运营状况分析

通过电站的历史数据，实现对电站的运营状况的经济指标的全面分析。包括基于电站资产结构分析，可根据输入的光资源、装机量、系统效率、衰减率、电价、安装和运维成本、融资方式，以及系统寿命、税率、CPI、折旧年限等参数，通过精确财务模型计算预估出项目回收期、净现值、内部收益率等指标，利用财务指标对电站盈利能力进行分析，辅助评估投资电站的可行性，并为电站实际运行时的电量和收益等指标提供预估参考值。对电站运行状态进行总体分析与评估，建立光伏、风电运行第三方评估平台，可以为开展电站建设融资、产权转让提供权威数据依据。

### 4) 关键设备运行分析

基于大数据平台的运行数据，对光伏电站及其关键部件发电性能（例如光伏电站的最终产量  $Y_f$ 、参考产量  $Y_r$ ，性能系数 PR 等）和可靠性（包括设备故障率、平均故障恢复时间等指标、无故障工作小时数）进行评估；基于发电量模型和历史运行数据，基于数据统计与数据挖掘技术，对光伏电站的中长期发电能力进行预测；基于监测服务中心有关光伏电站的运行数据，计算电站及其设备发电效率与可靠性指标，基于数据统计和数据挖掘计算，对电站发电能力进行风险评估；分析光伏电站设备的故障模式以及对整个系统的影响及其失效特征，实现对光伏电站设备故障诊断分析。



基于大数据分析，研究光伏电站发电性能评估技术；研究电站可靠性评估；研究电站运营状况的分析方法。



### 5) 电站运维管理支持

针对光伏电站日常运维业务开展的要求，实现了电站设备档案管理、备品备件管理、设备维修保养管理、电站日常巡检管理等功能。具备开展光伏电站运检评估的能力，为光伏电站制定光伏电站运检方案、开展检测 / 检修活动提供技术支撑。

基于海量光伏电站运行历史数据，对信息进行综合分类管理和信号过滤，并实现对故障的特征以及与设备关联关系的提取，构造关于故障事件和关联设备的典型模型库；基于各过程层的实时运行数据以及典型故障模型库，实现光伏电站运检评估。

### 6) 太阳能资源评估

通过光伏弃光电量和光伏资源评估，光伏产业合理规划光伏的建设选择和建设进度，将其与当地消纳能力的增长、网架建设的进展结合起来，促进光伏与电网协调发展，同时为企业提高经济效益，促进地方经济健康有序发展。主要的分析评估内容包括：

#### (1) 地区光伏资源评估

根据电站气象监测数据和数值预报数据对给定地区从现在到未来一段时间（10年-20年）的太阳能资源丰富度、稳定度等指标进行评估和预测。

#### (2) 光伏弃光电量评估与分布式光伏电站自用电占比

通过弃风弃光情况分析、分布式光伏电站自用电占比等各个相关因素，综合分析地区消纳能力。

#### (3) 电站与资源的匹配度和适应度的分析

通过计算光伏电站 / 发电单元实际功率、发电量与太阳能辐照度统计量的偏离程度，评估某种类型的光伏发电系统与当地光伏资源特性的相关性，从而为选择最合适地区的光伏发电系统类型提供数据支撑。

## 建设目标与意义

光伏数据平台的建设目标是：通过采集全国光伏发电运行数据及其他相关数据，构建能够全面反映光伏发电项目质量、技术、性能的公共数据平台。基于公共数据平台，研究光伏发电总体技术水平及运行状况评估技术，提出提升光伏发电效率、提高光伏发电消纳能力以及促进光伏发电投融资的技术方案，最终实现推动光伏产业的技术进步，引导我国光伏行业的健康有序发展，促进国家能源经济的可持续发展。

通过中国光伏建设与运营数据支撑平台的建设，可以实现如下服务：

(1) 服务于政府机构，为新能源基础设施建设规划和新能源政策制定提供数据参考；

(2) 服务于金融机构，通过公共数据平台可以开展电站评估服务，为银行和保险机构开展针对光伏电站投融资的尽职调查、电站评级提供数据和业务支持；

(3) 服务于电网公司，为其开展集中式大型光伏电站和分布式光伏电站布局规划以及配套网架建设规划提供指导；

(4) 服务于电站业主，通过公共数据平台可以开展电站运行评估、辅助电站运维以及电站选址规划指导等服务；

(5) 服务于电站建设方，为其开展发电设备选型和电站建设提供指导；

(6) 服务于设备制造商，通过提供全链效率测试数据为其改进产品提供指导；

(7) 服务于第三方机构，为电站评估评级、电站现场检测以及光伏相关标准制定提供数据支撑。

## 未来建设计划

未来平台的建设将在接入电站数量和规模方面进行扩展；随着数据的不断积累，将对已接入数据进行深度挖掘，开发新的数据分析产品上线；在平台服务方面将会根据不同服务对象对平台功能的反馈，细化平台功能，实现针对不同服务对象的定制化内容推送。

在接入电站数量和规模方面，2016年底接入总装机容量1GW左右的光伏电站的数据，2017年底接入总装机容量不少于3GW的数据。2018年接入总装机容量6GW左右的光伏电站数据。

在数据分析新产品开发方面，将在2016年上半年完成面向电站投融资的金融服务模块开发并上线。与银行和保险公司合作，利用数据平台金融服务模块进行投融资服务实验。

在平台定制化服务推送方面，未来将会根据政府、电网公司在政策制定和建设规划方面的需求反馈，定制开发高分辨率的光伏资源模拟模块和地区光伏消纳能力评估预测模块；根据电站业主和集成商在建设电站中对设备选型、电站选址规划所需的数据支撑要求的反馈，完善平台功能。开发区域电站的发电能力排名、各品牌关键发电设备效率与可靠性排名等；为实现多终端无缝的平台服务，平台的定制手机APP也将在2016年底前上线，主要功能针对电站运行状况和收益的实时监测。

## 六、 光伏产业 发展展望

### 6.1 全球光伏产业发展展望

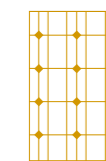
尽管面临全球经济疲软、欧日等地区政策支撑力度下降的影响，国内外光伏市场仍将保持增长势头，预期 2016 年全年光伏新增装机容量将达到 58GW 以上。

2016 年中国有望再度蝉联全球光伏市场第一，新增装机容量可能达到 20GW，与 2015 年的 15.13GW 相比仍有较大增长。2016 年有望成为美国太阳能市场上具有里程碑意义的一年，由于 ITC 政策延期，预计 2016 年新增装机容量将达到 10GW 以上，并且未来几年光伏市场需求将持续增长。日本光伏市场虽然继续面临补贴下调压力，但光伏产品价格的持续下降将会继续推动日本市场发展，预计市场规模仍将保持在 8GW 以上。

欧洲各国由于经济状况不佳，光伏补贴资金难以为继，纷纷削减补贴，抑制增长规模，预计 2016 年欧洲整体装机量将进一步下滑。德国为控制其 80GW 的发展目标，将进一步降低光伏补贴，预计 2016 年新增光伏装机量约为 1GW；英国上半年的抢装潮结束后，市场将进入调整期，预计 2016 年新增装机容量将降至 3GW 左右；法国在巴黎气候变化大会结束后对可再生能源高度重视，光伏装机容量预计将稳定在 1GW 左右。

南亚、东南亚地区新兴市场将稳定增长。印度光伏产业整体跃进式发展，预计 2016 年新增装机容量或达到 5GW；泰国、孟加拉国、巴基斯坦和菲律宾等国将成为支持东南亚和南亚地区光伏市场持续增长的支柱。

对于拉丁美洲光伏市场，或许更应持观望态度。2016 年拉丁美洲地区计划修建的光伏电站项目名单将继续延长。巴西等国立项易，单项目的落地执行难，修建和并网会成为 2016 年的重要挑战。



尽管面临全球经济疲软、欧日等地区政策支撑力度下降的影响，国内外光伏市场仍将保持增长势头，预期 2016 年全年光伏新增装机容量将达到 58GW 以上。

### 6.2 中国光伏产业发展趋势

近两三年来，光伏行业出现较好的回暖态势，多数企业都在实行扩张策略，产能增速较快，尤其是组件环节，投资密度小、技术门槛低。但由于我国光伏上网电价政策在 2016 年 6 月 30 号之后开始下调，2016 年上半年催生了一轮抢装潮，会对下半年光伏市场带来一定影响。放眼国际，由于我国光伏市场已占全球四分之一以上的份额，主要的国外光伏市场如美国、欧洲有“双反”的门槛，日本光伏市场也在走下坡路，而多数企业的扩产投产时间都在 2016 年下半年或者 2017 年，这将会导致 2016 年下半年产能利用率的下降，伴随而来的将会是产品价格的新一轮下跌，势必影响到企业的盈利能力。但另一方面，因为国内光伏市场正处于从西北部的大型地面电站向中东部转变过程中，此外还有领跑者项目以及光伏扶贫项目作为过渡，预计市场的过渡过程会相对平稳。

随着我国西北部地区大型光伏地面电站限电越演越烈，预计 2016 年大型电站建设速度将趋缓，市场将转向中东部地区发展。一方面中东部缺少未利用地，光伏电站建设必将会与农业、渔业等融合发展。另一方面，中东部电站建设方式将呈现散、小、精格局。这也意味着过去以大型地面电站带动的标准化组件可能要朝着适应不同地区、不同类型电站的多样化组件方向发展，如适应渔光互补的双玻组件，适应农业大棚采光所需的非标准化组件等。此外，轻量化组件也有较大的发展空间，采用低成本的衬底、轻质、机械强度高、自支撑的光伏组件新技术也会成为业界关注的焦点。

现阶段我国光伏补贴政策为电价补贴形式，意味着传统光伏制造企业必须具备向应用领域拓展的能力或为项目方提供电站建设服务才能带动自身产品销售，实现收益最大化。这要求企业不仅在新产品研发和成本控制上投入更多精力，同时也要在电站建设和市场开拓上迅速提升服务能力，为用户提供包括电站的项目规划、建设、评估和维护等一站式服务。这需要光伏制造企业转变观念，从传统的产品供应商转型成为光伏电站解决方案供应商。行业向下游延伸将不可避免。

## 6.3 中国光伏发展新模式

### ● 光伏行业“走出去”

中国光伏产业继续保持回暖态势，随着国际光伏市场的蓬勃发展和中国政府提出的“一带一路”战略引导下，中国光伏产业“走出去”的海外发展步伐正在不断加快。据不完全统计，我国已建成投产海外电池与组件产能分别达到 3.2GW 与 3.78GW，在建及扩展产能分别达到 3GW 以上。另一方面，欧美等国家与地区相继对我国光伏产品出口实施“双反”调查，并出台高额税率，影响占我国光伏产品质量 40% 左右的出口市场，倒逼我国光伏企业海外建厂以规避“双反”措施。预计近期这种“走出去”趋势将更加明显。

### ● “领跑者”计划

在当前西北部局部地区限电愈演愈烈的大背景下，结合大同市“领跑者”计划实践，未来“领跑者”基地建设将会得到更大发展。“领跑者”计划一是能够有效拉动高效产品市场需求，有利于推动企业技术升级和产品质量提升，促进我国光伏产业转型升级；二是通过市场化机制决定光伏电站规模分配，有利于解决过去散、小、乱的电站指标发放；三是“领跑者”基地政府充当保姆角色，提供统一公共基础设施代建、备案规划统一打捆服务等，有利于业主降低投资成本。根据媒体披露信息，2016 年将有大同、包头、济宁和

阳泉等多个 GW 级“领跑者”基地实施，但根据协会的统计数据，目前我国达到“领跑者”计划要求的产品产能较低，远不能满足市场需求，亟待加速对生产设备进行升级或新技术产业化，提升先进生产线产能和提高产品质量。

### ● “光伏扶贫”

2015 年底，党中央国务院发布了《关于打赢脱贫攻坚战的决定》，正式宣布实施精准扶贫战略，其中光伏发电作为资产收益性扶贫方式之一被列入精准扶贫方略中。

光伏发电项目通过近几年的发展，已基本具备“稳定创造资金”的条件，一方面，光伏发电项目享受国家补贴 20 年，发电过程没有燃料损耗，项目投运后，后期维护工作量比较小，并且所发电量由电网公司全额收购，彻底解决了销售和回款的问题。另外，光伏项目在光照条件充裕的地方即可开展，我国绝大部分地区都可开发。光伏项目已符合长期稳定为贫困人口产生资金的条件。

目前光伏扶贫电站的模式有地面集中式、村级集中式和贫困户屋顶式三种。地面集中式需要光伏开发企业大力配合，电站绑定在企业商业电站之上，后期运维有良好保障，企业作为中间层，可起到一定的资金缓存作用，不会出现补贴发放不下来、贷款出现违约的情况。村级集中式和贫困户屋顶光伏项目资金来源非常明确，基本靠政府出全资或企业捐赠。但目前国家层面还未下拨用于支持光伏扶贫资金的明确政策，省级政府为出资主力。

扶贫作为政府公共服务的一部分是保障社会平稳的关键，各地政府要在尊重市场经济规则的前提下，共同把扶贫工作做好。光伏扶贫作为新的扶贫手段还需进一步的摸索和磨合，将在能源领域和社会保障领域做出应有贡献。