



中国资源综合利用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A2106
邮编：100044
电话：+86 68002617/18
传真：+86 10 68002674
网址：www.creia.net
邮箱：creia@creia.net



中国光伏产业联盟

地址：北京市海淀区万寿路27号院
邮编：100846
电话：010-68200509 68200513 68200522
网址：www.chinapv.org.cn
邮箱：cpiacn@163.com

2013 中国光伏发展报告

李俊峰 王斯成 王勃华等/编著

2013 中国光伏发展报告

Annual Review and Outlook for China Solar PV Industry 2013

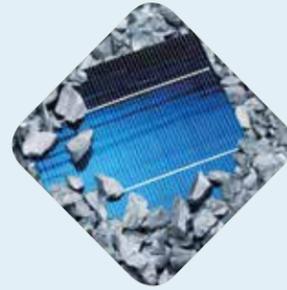
李俊峰 王斯成 王勃华等/编著

编写单位

中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会 (CREIA)
中国光伏产业联盟 (CPIA)

作者:

李俊峰 王斯成 王勃华 高虎 王霖雪
唐文倩 王世江 彭澎 耿丹 江华 李丹 余雪松



致谢

ACKNOWLEDGEMENT

中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会在过去几年连续发布了《中国两岸光伏产业发展报告 2008/2009 普及版》《风光无限 2011》《中国光伏发展报告 2007,2009,2011》（两年度）等系列报告，成为国内外读者了解中国和世界光伏发展脉络的重要文献。今年为了满足读者需求，进一步提升报告的质量，中国资源综合利用协会联手中国光伏产业联盟组织专家编写了《中国光伏发展报告 2013》。本报告展示了我国和全球光伏发展的新形势，总结了我国光伏面临的主要问题，并对我国光伏未来发展之路进行了展望，希望能够为光伏相关企业、机构的发展规划提供决策参考。

在报告撰写过程中，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，为我们提供了很多详实的数据，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、国家可再生能源中心、水电水利规划设计总院专家在报告编写过程中投入的大量精力。

也感谢中国光伏产业联盟与中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会的通力合作，特此鸣谢。

编者

2013年8月

目录

CONTENTS

第一章 世界光伏产业回顾	04		
1.1 发展综述	03		
1.2 市场发展特点	05		
1.3 全球光伏制造业发展现状	08		
1.3.2 硅片行业	10		
1.3.3 电池片行业	11		
1.3.4 电池组件行业	13		
1.3.5 薄膜电池行业	14		
1.3.6 光伏设备行业	15		
1.4 全球主要国家和地区光伏产业发展现状	17		
第二章 中国光伏产业回顾	27		
2.1 发展综述	28		
2.2 国内市场	31		
2.3 十二五规划和最新政策	32		
2.3.1 “十二五”发展规划解读	32		
2.3.2 其他最新政策	36		
第三章 中国光伏产业链	39		
3.1 2011 年我国多晶硅产业发展情况	40		
3.1.1 产业发展概况	40		
3.1.2 产业发展特点	41		
3.1.3 发展趋势	43		
3.2 2012 年我国太阳能电池组件发展情况	45		
3.2.1 产业发展概况	45		
3.2.2 产业发展特点	48		
3.2.3 产业发展趋势	49		
3.3 我国开发商发展现状	51		
3.4 配套服务产业发展情况	51		
第四章 分布式光伏	54		
4.1 分布式发电的定义、分类及应用领域	56		
4.2 国外可以借鉴的经验	61		
4.3 国内分布式光伏发电状况	69		
4.4 多种能源互补的微电网	71		
4.5 分布式光伏发电的商业模式	74		
4.6 分布式光伏并网的技术问题	79		
第五章 我国光伏发展存在的问题与解决途径	90		
5.1 补贴机制	92		
5.2 并网问题	95		
5.3 质量与标准	97		
5.4 兼并整合	100		
第六章 我国光伏发展展望	103		
6.1 趋势分析	104		
6.2 中国光伏产业面临的挑战	106		

摘要 • SUMMARY

过去的 2012 年注定是光伏发展历史上浓墨重彩的一笔。从最初美国挑起“双反”，到后来的欧洲加入贸易战阵营；从开始大批中小企业的倒闭，到重量级企业尚德的破产，无不牵动各方的关注。于绝望时看到希望，于底部时看到上涨。在大家对光伏产业一片质疑之时，市场仍然交出了成绩优异的答卷。

在欧洲等主要光伏大国纷纷消减补贴的情况下，2012 年，全球光伏新增装机量达到 29.7GW，同比增长 3.6%。从装机分布看，德国以 7.6GW 的装机容量重回全球首位，但同比仅增长 2%；而我国则以 4.5GW 的装机容量上升至全球第二，同比增长 66.7%；美国以 3.3GW 的装机容量位居全球第三，同比增长 78.6%；意大利则由去年的全球第一下滑至全球第四，装机量 3.0GW。截止到 2012 年底，全球光伏累计装机容量突破 100GW。

制造业，仍然继续品尝产能过剩的苦果。多晶硅方面，2012 年全球产能达到 42 万吨，同比增长 20%，产量约 23.4 万吨；硅片方面，产能超过 60GW，同比增长 7.1%，产量达到 36GW；电池片方面，全球产能超过 70GW，产量达到 37.4GW，同比增长 6.9%；电池组件方面，全球电池组件产能超过 70GW，同比增长 11.1%，产量约 37.2GW，同比增长仅为 6.3%，全球太阳能电池组件出货量最大的前十名产量均达到吉瓦（GW）量级。

中国市场保持了增长的势头，2012 年，为保障光伏产业健康发展，我国加大了对光伏应用的支持力度，先后启动两批“金太阳”示范工程，发布《太阳能发电发展“十二五”规划》，以及分布式光伏发电规模化应用示范区等举措。再加上光伏系统投资成本不断下降，我国光伏应用市场一片繁荣，当年新增装机量达到 4.5GW，同比增长 66.7%，累计装机量达到 8020MW。

但 2012 年对中国光伏制造业无疑是最艰难的时期，本身已经产能过剩严重，“双反”使得局面更加雪上加霜。整体经营陷入较大困境。从外部看，国外贸易壁垒围堵，出口不确定性增高，从内部看，产业面临产能过剩，价格下滑压力较大，导致企业生产成本与售价倒挂，行业几乎全线亏损，大量企业处于停产、半停产状态企业承受极大压力。

光伏作为新兴产业，问题与发展同在是正常现象，在发展中解决问题是制胜之道。发展的动力来源于政策、企业与市场的协调作用。在未来的 2013 年，我们将期待有更符合市场规律的政策出台，在有效政策的引导下，更多的企业和资金将加入到光伏市场中来。让我们拭目以待！

1 世界光伏产业回顾

1.1 发展综述

2011年，全球光伏产业遭遇前所未有的危机，由于多晶硅、硅片、电池片以及组件产能不断扩大，供过于求的局面持续恶化，导致主要产品价格快速下跌，大部分企业陷入亏损境地。2012年，尽管产能扩大趋势在一定程度上得到抑制，但供需失衡的局面仍在持续，并没有根本性的改善，主要产品价格进一步下滑，不少知名企业相继破产，光伏产业发展势头受阻。

2012年受欧债危机等影响，传统光伏装机大国如德国、意大利等普遍在下调补贴费率，欧洲新增光伏装机量约为18.2GW，近10年来首次出现下滑。与此同时，全球光伏装机市场发展重心逐渐向新兴光伏国家倾斜，中美日光伏市场正在加快崛起。中国在2012年的新增光伏装机容量达到4.5GW，成为仅次于德国的全球第二大光伏市场。产业发展方面，由于价格成本倒挂，大部分企业出现连续几个季度的亏损，部分企业破产重组。总体而言，2012年全球光伏产业面临一定程度的困境，市场增长缺乏动力，当年新增光伏装机容量29.7GW，同比2011年的28.7GW仅增长3.6%，这也是近十年以来全球光伏装机市场的最低增速。光伏应用市场增长缓慢，进一步加剧了全球光伏产业的困难局面。

1.2 市场发展特点

1) 主要国家纷纷削减光伏补贴费率

2012年，世界主要光伏应用国家在鼓励装机的同时，纷纷削减光伏补贴。一方面是因为自2011年开始，光伏电池组件的价格持续下滑，降低了光伏发电系统的初投资，光伏电池系统投资收益率明显上升，装机量也呈现井喷趋势。为此，一些光伏安装量增长明显的国家如德国、英国、法国、澳大利亚等逐步降低光伏上网电价补贴，以抑制投资过度，同时不打击投资者的信心。另一方面，欧债危机的影响进一步扩散，欧洲经济增长缓慢，主要国家开始实施财政紧缩政策，西班牙、希腊、捷克、瑞士、葡萄牙等受欧债危机影响较深的国家则削减或终止光伏补贴资金。西班牙甚至宣布于2012年2月终止光伏补贴政策，并对已经开展的光伏项目进行调查。较为特殊的是意大利，由于2011年意大利新增光伏装机量达到了8GW，光伏补贴资金接近当初意大利政府设定的限额，致使2012年意大利光伏补贴资金有限，新增光伏装机量大幅降低。

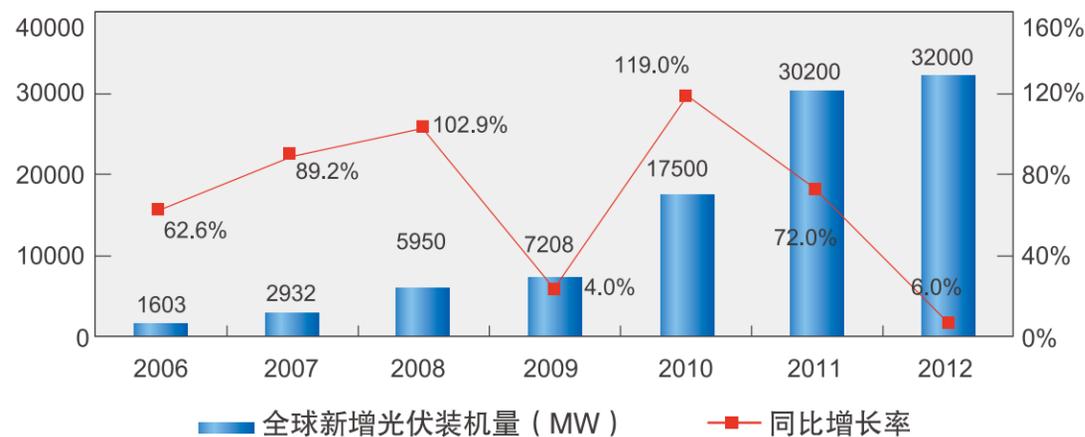
2) 产业规模快速增长势头受阻

受光伏装机市场影响，2012 年全球各类光伏产品生产规模与产量没有延续之前的快速增长势头。多晶硅方面，2012 年全球产能达到 42 万吨，同比增长 20%，产量约 23.4 万吨，略低于 2011 年的 24 万吨。德国 Wacker、保利协鑫、韩国 OCI 和美国 Hemlock 公司 2012 年产量依次为 3.8 万吨、3.7 万吨、3.3 万吨和 3.1 万吨。硅片方面，2012 年产能达到 60GW 以上，同比增长 7.1%，产量达到 36GW，与 2011 年持平，其中位居首位的保利协鑫产能和产量分别为 8GW 和 5.6GW。电池片方面，2012 年全球产能超过 70GW，产量达到 37.4GW，同比增长 6.9%。电池组件方面，2012 年电池组件产能超过 70GW，同比增长 11.1%，产量约 37.2GW，同比增长仅为 6.3%，全球太阳能电池组件出货量最大的前十家产量均达到 GW 量级。

3) 光伏装机市场增速显著下滑

2012 年传统装机大国德国、意大利等欧洲国家大幅削减光伏补贴，欧洲光伏装机市场出现一定程度增长停滞，但随着新兴光伏市场如中国、美国、日本、印度等开始启动，全球光伏装机量仍较 2011 年有所增长，但增速明显回落。2012 年，全球光伏新增装机量达到 29.7GW，同比增长 3.6%，增速比 2011 年回落近 66 个百分点。其中欧洲光伏新增装机量达到 18.2GW，占据 2012 年全球新增装机量新增装机量的 56.9%，占比相较于 2011 年下降约 13 个百分点。从装机分布看，德国以 7.6GW 的装机容量重回全球首位，但同比仅增长 2%；而我国则以 4.5GW 的装机容量上升至全球第二，同比增长 66.7%；美国以 3.3GW 的装机容量位居全球第三，同比增长 78.6%；意大利则由去年的全球第一下滑至全球第四，装机量 3.0GW。截止到 2012 年底，全球光伏累计装机容量突破 100GW。

图 1-1 2006-2012 年全球新增光伏装机量



数据来源：EPIA、CPIA，2013.04

4) 光伏产品价格进一步下滑

2012 年，全球太阳能光伏电池组件产量达到了 36GW，按每瓦太阳能光伏电池耗硅量 6g 算，2012 年电池组件所需多晶硅 21.6 万吨，而全球多晶硅实际产量为 23.4 万吨。由此可见 2012 年全球光伏产品供过于求的局面依然延续，供需失衡的状况未能得到缓解。受此影响，全年各类光伏产品在 2011 年下跌的基础上进一步走低。2012 年 1 月至 12 月，多晶硅、硅片、电池片和组件的价格分别下跌了 50.8%、28.3%、27.7% 和 31.6%，如表 1 所示。光伏产品价格的进一步下滑导致了很多本就经营艰难的光伏企业雪上加霜，不少企业面临破产境地。

表 1-1 2012 年光伏产品现货价格变化情况 (单位：美元)

	多晶硅 / 公斤	硅片 / 156*156 多晶片	电池片 / 瓦	组件 / 瓦
2012 年 1 月	31.1	1.13	0.47	0.95
2012 年 6 月	23.0	1.06	0.47	0.81
2012 年 12 月	15.3	0.81	0.34	0.65
跌幅	50.8%	28.3%	27.7%	31.6%

数据来源：PVinsights, CPIA, 2013.04

5) 欧美光伏企业破产倒闭潮流涌动

全球光伏产品价格的下滑再加上欧洲主要光伏应用国家纷纷削减光伏补贴，给本就运营艰难的欧美光伏企业进一步打击，破产倒闭潮流涌动，欧美光伏制造业步入寒冬时期，其中影响最大的是德国 Q-Cell 公司的破产。作为欧美最大的光伏电池组件制造商，Q-Cell 公司在 2006 年至 2009 年连续四年成为全球光伏企业的龙头，进入 2011 年后出现经营困难，尽管将旗下子公司剥离出售，但还是没有挽救 Q-Cell。2012 年 4 月，Q-Cell 正式宣布破产。Q-Cell 公司的遭遇在一定程度上体现了欧美光伏产业所面临的困境，同时也给其他光伏企业造成了较为恶劣的影响。Q-Cell 公司破产不是欧美光伏企业在 2012 年的个案，还有相当一批光伏企业相继步入 Q-Cell 的后尘，其中不仅包括美国 Abund Solar、NovaSolar、Global Solar、Energy Conversion Devices 以及德国 SunConcept、Solarwatt 等知名企业，还有许多中小企业如德国 Scheuten Solar、Ralos New Energies AG、Inventux、Solarhybrid、Konarka 德国子公司、意大利 Solarday、日本 NS Solar Material 等。



1.3 全球光伏制造业发展现状

1.3.1 多晶硅行业

从产量看，多晶硅产量保持平稳发展。

2012 年全球多晶硅产能达到 40 万吨，产量达到 23.4 万吨，与 2011 年的 24 万吨相比，略有下滑，2007-2012 年多晶硅产量如下图 1-2 所示，其中电子级多晶硅产量约为 2.5 万吨，其余为太阳能级多晶硅。受供需关系所影响，多晶硅价格快速下滑，全球多晶硅价格降幅达到 30% 以上（如图 1-3 所示），至 2012 年底，多晶硅现货价格仅约为 16 美元 / 千克，低于行业多晶硅企业平均生产成本。受此影响，多数中小型多晶硅企业已停产，即使是开工的多晶硅生产企业也有不同程度的减产，部分企业也暂停或延缓扩产计划，如德国 Wacker 美国工厂投产时间推迟至 2015 年，韩国 OCI 公司暂停 P4 和 P5 工厂的建设等，行业整体陷入亏损状态。

从区域发展角度看，全球多晶硅进入四国争霸阶段。2012 年，我国以近 7.1 万吨的产量位居全球首位，美国以 5.9 万吨位居第二，接下来的韩国、德国和日本产量分别为 4.1、4 和 1.3 万吨，其中我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。而在产能方面，我国以 19 万吨的产能稳居全球第一，美国以近 8.6 万吨的产能位居第二，韩国以 5.7 万吨的产能位居第三，德国和日本约为 5.5 万吨和 1.9 万吨，如下图 1-4 所示。从发展势头看，逐渐形成中、美、韩、德四国拉锯，日本则盯紧电子级多晶硅这一细分市场。

图 1-2 2007-2012 年全球多晶硅产量和增长情况



图 1-3 2012 年多晶硅价格变动情况

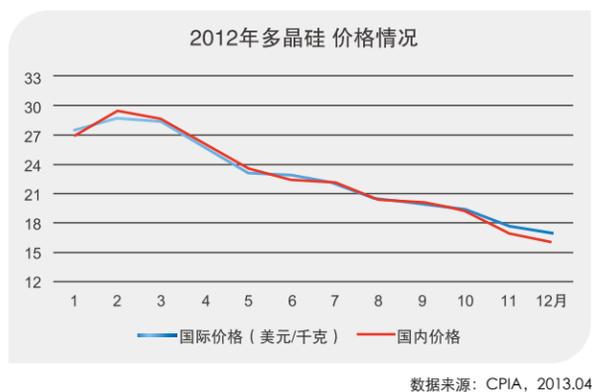
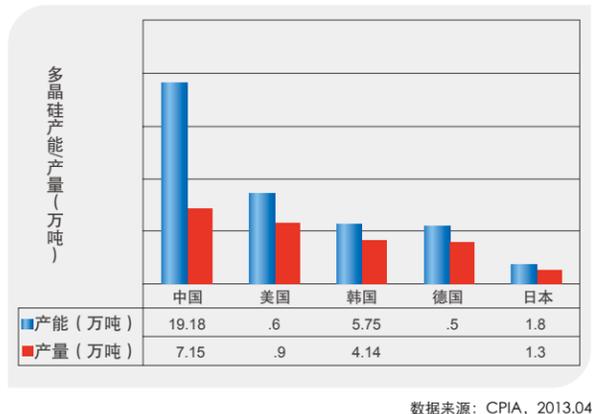


图 1-4 2012 年全球主要国家多晶硅产能 / 产量情况



从企业发展角度看，全球多晶硅产业集中度趋高。全球前十名多晶硅产量排名如下表 1-2 所示，德国 Wacker 公司以 3.8 万吨的产量位居全球首位，我国江苏中能公司以 3.7 万吨的产量位居次席，接下来韩国 OCI、美国 Hemlock 和美国 REC 公司分别以 3.3 万吨、3.1 万吨和 2.1 万吨位居三到五位。前十名多晶硅产量已占据全球多晶硅总产量的 79%。号称“四大金刚”的前四家多晶硅企业产能占全球的 45%，产量则占据全球的 59.4%，与 2011 年相比，集中度提高了 5 个百分点。

表 1-2 2012 年全球十大多晶硅企业产量情况

企业	国别	2012 年产能 (吨)	2012 年产量 (吨)
Wacker	德国	52000	38000
江苏中能	中国	65000	37000
OCI *	韩国	42000	33000
Hemlock*	美国	42500	31000
REC	美国	25000	21000
Tokuyama*	日本	11000	8000
MEMC*	美国	14000	6000
重庆大全	中国	9300	4300
亚洲硅业	中国	5000	4100
洛阳中硅	中国	10000	4035
合计		275800	185435

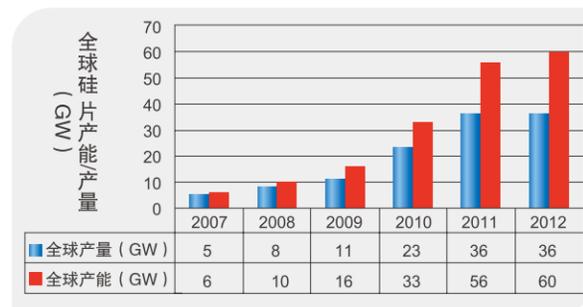
数据来源：CPIA, 2013.04 * 为估计值



1.3.2 硅片行业

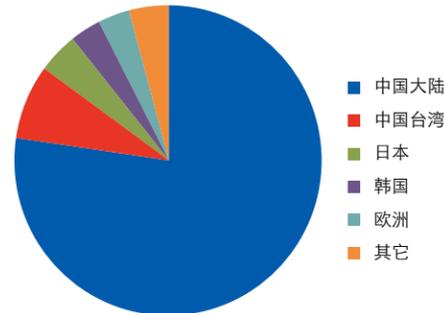
产业规模保持平稳发展，产业集中度不断提高。2012年，全球硅片产能超过60GW，产能的增长主要源自于耗硅量的下降，每瓦耗硅量已下降至6g/W以下，部分企业的耗硅量已下降至5.2g/W。2012年硅片产量保持平稳，达到36GW，与2011年持平。图1-5为2007-2012年全球硅片产能/产量情况，可以看出近几年来，硅片产量的增长由前几年的快速增长转至平稳发展。从发展区域看，全球硅片产量逐渐集中在亚太地区，尤其是我国，我国硅片产能已超过40GW，约占据全球总产能的67%以上，2012年全球硅片产量分布情况如图1-6所示。而从2012年生产规模最大的前十家硅片企业看，这十家硅片产能达到26GW，产量达到16.6GW，约占全球总产量的46%。其中中国大陆占据7家，这7家硅片企业的产能也占据了前十大硅片产能的75%，最大的保利协鑫硅片产能已达到8GW，产量达到5.6GW详见下表1-3。

图 1-5 2007-2012 年全球硅片产能 / 产量情况



数据来源：CPIA, 2013.04

图 1-6 2012 年全球硅片产量分布情况



数据来源：CPIA, 2013.04

表 1-3 2012 年全球主要硅片企业产能 / 产量情况 (单位: MW)

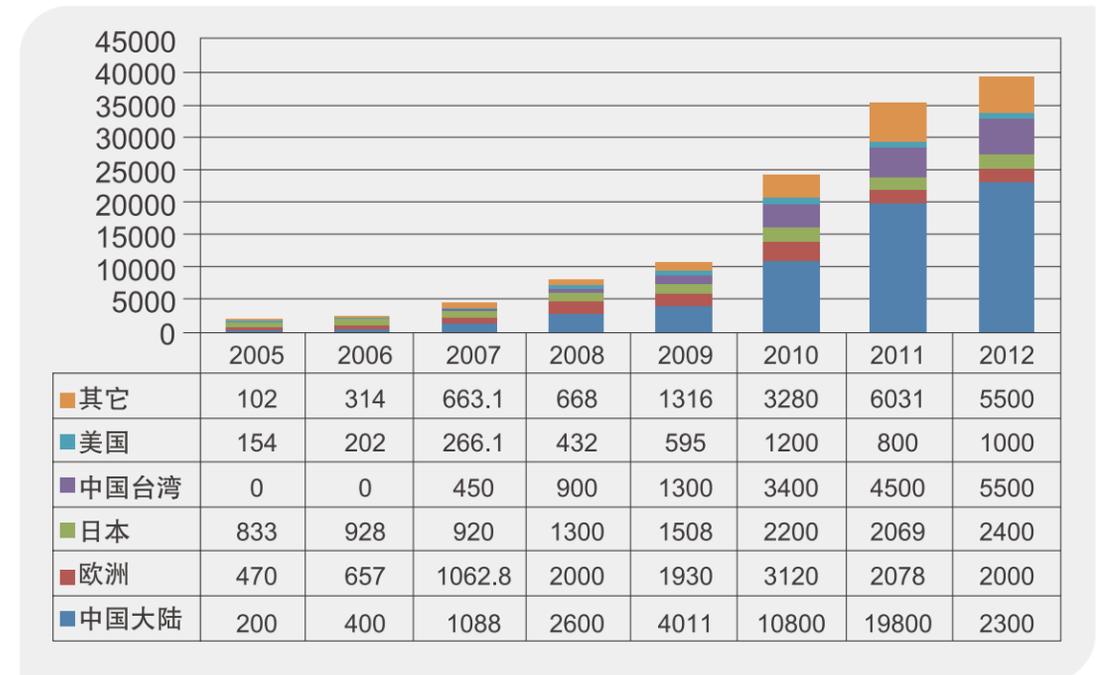
企业	国别	产能	产量
保利协鑫	中国	8000	5600
赛维 LDK	中国	3800	1100
英利	中国	2450	1700
晶龙	中国	2000	1200
昱辉阳光	中国	1800	1500
Nexolon	韩国	1700	1200
荣德	中国	1600	1200
绿能	中国台湾	1650	1200
MEMC	美国	1500	1000
晶科	中国	1500	900
合计		26000	16600

数据来源：CPIA, 2013.04

1.3.3 电池片行业

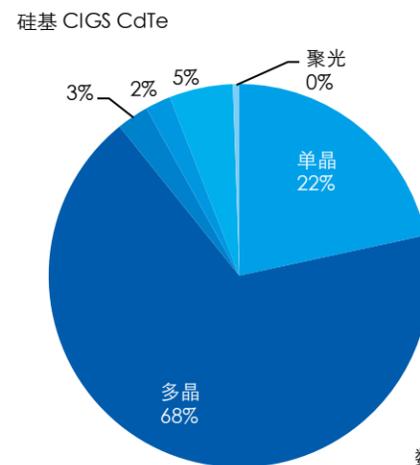
全球电池片生产规模保持增长势头。2012年，全球太阳能电池片产能超过70GW（含薄膜电池），产量达到37.4GW，与2011年的35GW相比，仍有位数的增长。2005-2012年全球电池片产能/产量情况如下图1-7所示。在电池种类上，晶体硅电池产量约为33GW，薄膜电池约为4GW，聚光电池约为100MW，如下图1-8所示。在区域分布上，中国大陆以21GW产量位居全球首位，接下来分别为中国台湾、日本、马来西亚等国家或地区。值得关注的是，由于2012年美国对中国大陆生产的晶硅电池片征收23%-249%不等的关税，部分中国大陆企业纷纷通过使用中国台湾等第三方电池片，以规避美国“双反”征税，促使中国台湾等地区的晶硅电池片快速发展。尤其是中国台湾地区，依托于自身强劲的半导体产业基础，再加上此次美国“双反”的有利因素，使其产量同比增长达到22%，远高于全球增幅。

图 1-7 2005-2012 年全球太阳能电池片产量 (MW)



数据来源：CPIA, 2013.04

图 1-8 各种类型电池片占比情况



数据来源：CPIA, 2013.04

产业集中度略有提高。从生产企业看，全球前十家企业电池片产量达到 14.6GW，约占全球总产量的 39%，同比增长 2 个百分点。在电池类型上，九家为晶硅电池生产企业，只有美国 First Solar 一家薄膜电池企业（CdTe 薄膜电池）。在区域布局上，中国大陆和中国台湾地区共占据 8 席，另外两家分别为美国 First Solar 和韩国韩华集团（韩华集团 2012 年收购德国最大电池片生产企业 Q-Cells 的晶硅电池业务，其总产能达到 2250MW），其中中国英利以 2GW 的产量位居全球首位，其晶硅电池片产能也已达 2450MW，美国 First Solar 公司则以 1.9GW 的产量位居第二（主要是 CdTe 薄膜电池），而中国晶澳则以 1.8GW 的产量位居全球第三，其产能也已达 2.8GW 具体详见下表 1-4。

表 1-4 2012 年全球主要电池片企业产能 / 产量情况（单位：MW）

国别	企业	产能 (MW)	产量 (MW)
中国大陆	英利	2450	2000
美国	First Solar	2400	1900
中国大陆	晶澳	2800	1800
中国大陆	尚德	2400	1600
中国大陆	天合	2450	1400
韩国	韩华	2250	1400
中国台湾	茂迪	1600	1250
中国大陆	阿特斯	2400	1100
中国台湾	昱晶	1500	1100
中国大陆	海润	1560	1100
合计		21810	14650

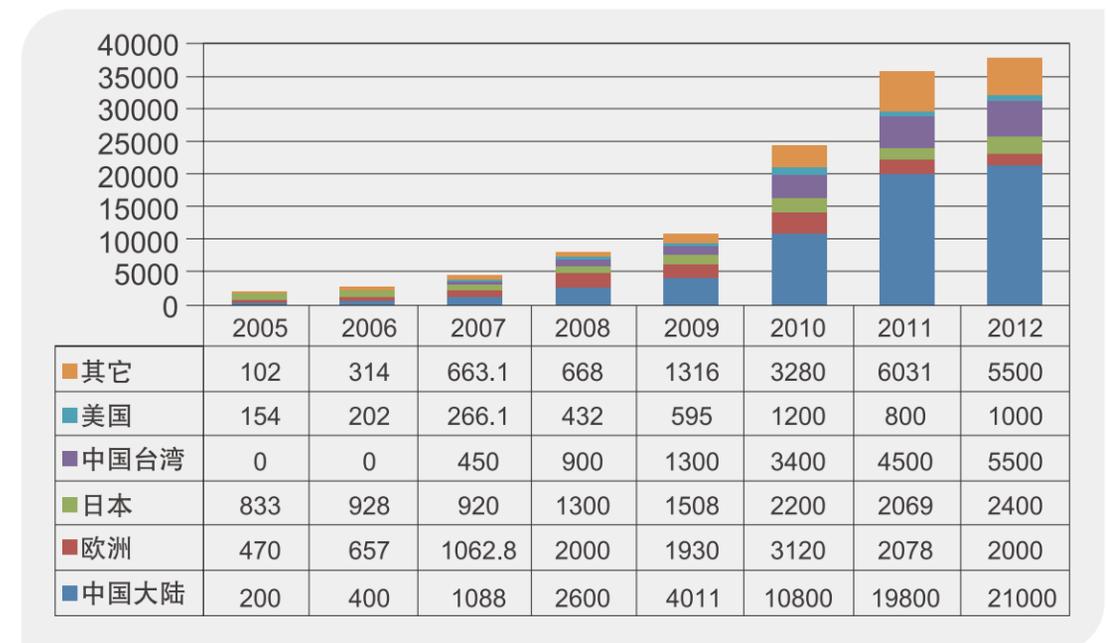
数据来源：CPIA, 2013.04



1.3.4 电池组件行业

组件产量依然保持平稳增长势头。2012 年产能达到 70GW 以上（产能涵盖已停产的产能，因为企业虽然停产，但机器还存在，随时可将产能利用起来），产量达到 37.2GW，同比增长 5.4%。从区域看，中国依然是太阳能电池组件的最大生产国，产量达到 23GW，主要是晶硅电池（占比达到 98%），欧洲则以近 4GW 的产量位居第二（其中薄膜电池占比约为 20%），日本以约 2.4GW 产量位居第三（其中薄膜电池约 600MW，占比达到 25%）。而韩国、马来西亚、新加坡等亚洲国家产量也达到 GW 量级具体详见下图 1-9。

图 1-9 2005-2012 年全球太阳能组件产量 (MW)



数据来源：CPIA, 2013.04

从产业集中度看，全球出货量最大的前十家组件企业产量达到 13.9GW，占总产量的 38%，同比增长 2 个百分点。在这十家光伏企业中，中国占据六席，美国占据两席，日本和韩国各占一席。其中中国英利以近 2.3GW 的产量位居第一，美国 First Solar 以 1.9GW 位居第二，中国尚德、中国天合和中国阿特斯分别以 1.7、1.7 和 1.6GW 分列三到五位详见下表 1-5。

¹ 韩国韩华含其在中国部分和 2012 年购买的德国 Q-Cells 工厂



表 1-5 全球主要电池组件企业 2012 年产量情况 (单位:MW)

国别	企业	产量 (MW)	产能 (MW)
中国	英利	2300	2450
美国	First Solar	1900	2400
中国	尚德	1700	2400
中国	天合	1700	2450
中国	阿特斯	1600	2400
中国	晶澳	1100	1500
日本	Sharp	1060	1400
美国	Sunpower	925	1000
韩国	韩华	850	1500
中国	晶科	840	1500
合计		13975	19000

数据来源: CPIA, 2013.04

1.3.5 薄膜电池行业

由于市场增速放缓,晶硅电池生产成本与售价的大幅下滑,造成薄膜电池因为光电转换效率不及晶硅电池、成本优势不明显等原因丧失了对晶硅电池的竞争优势。因此,2012 年薄膜电池产量较 2011 年出现下滑。2012 年,全球薄膜电池产量约 3530MW,同比下降 13.9%,如图 1-10 所示。其中硅基薄膜电池 950MW, CIGS 约 680MW, CdTe 约 1900MW, 中国大陆薄膜电池产量约 400MW, 几乎均为硅基薄膜电池。虽然薄膜电池产量出现下滑,有分析机构统计,薄膜电池市场规模在 2012 年下降至 30 亿美元,但据其预计,如果 First Solar 以及 CIGS 薄膜厂商在效率、成本、产量和市场路线方面取得突破的话,薄膜市场将在 2015 到 2016 年回暖至 76 亿美元的规模。

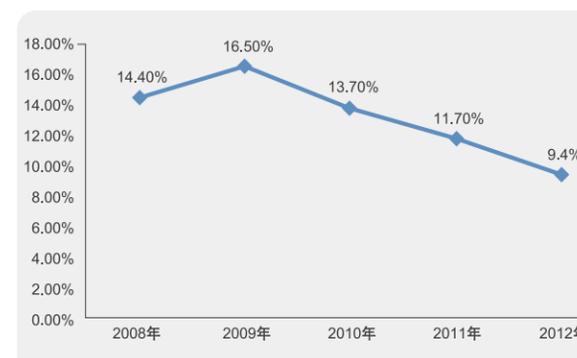
图 1-10 2005-2012 年全球薄膜电池和硅基薄膜电池产量



数据来源: CPIA, 2013.04

在薄膜电池产量下降的同时,其占全球光伏市场的市场份额也在逐步下滑,如图 1-11 所示。由于 2010 年以前,多晶硅价格高企,晶硅电池生产成本一直居高不下,薄膜电池相较于晶硅电池成本优势明显,因此虽然光电转换效率较低,但市场份额依然不断上升,并在 2009 年达到最高 16.5% 的市场份额。但由于晶硅电池组件生产成本大幅下滑(0.6 美元/瓦左右),产业化转换效率不断得到提高(单晶硅组件 16.5%,多晶硅组件 15.5%),而薄膜电池技术却迟迟得不到突破,薄膜电池相较晶硅电池的优势逐渐丧失,因此市场份额也逐渐下滑,如下图 1-11 所示,至 2012 年,薄膜电池所占市场份额 9.4%。

图 1-11 2008-2012 年薄膜电池所占市场份额



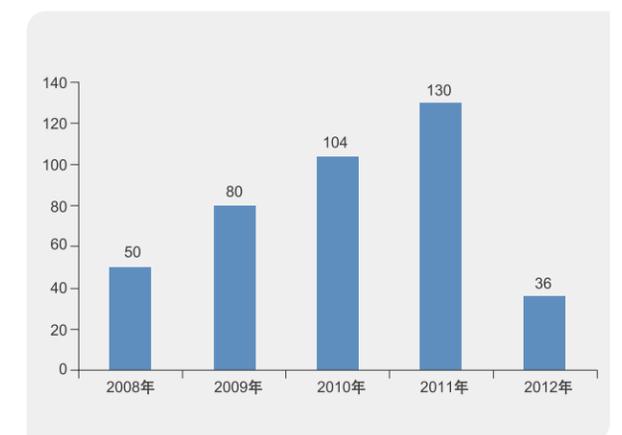
数据来源: CPIA, 2013.04

1.3.5 光伏设备行业

因欧债危机冲击、加上德国和意大利政府对光伏发电补助对策的动向不明,导致光伏产品生产厂设备投资转趋慎重,拖累光伏设备市场规模以超乎想像的速度下滑。据统计,2011 年全球光伏设备销售收入 130 亿美元,2012 年下降到 36 亿美元,降幅高达 72%。2012 年仅

有 8 家供应商的光伏设备营收超过 1 亿美元,远少于 2011 年的 23 家。由于全球产能过剩的局面迟迟得不到改善,由此将进一步抑制对新增产能的投资,因此预计 2013 年全球光伏设备的销售收入将进一步降低到 22 亿美元,有限的新增产能主要为台湾晶硅电池生产线和日本晶硅组件生产线。

图 1-12 2008-2012 年全球光伏设备行业销售收入 (亿美元)



数据来源: CPIA, 2013.04

光伏设备厂商业绩大幅下滑,2012 年全球主要光伏设备厂商收入情况如表 1-6 所示。由于产能过剩及全行业的大幅亏损,投资者对光伏生产的投资热度减退,导致光伏设备厂商的业绩出现大幅下滑。梅耶伯格 2012 年上半年亏损 3420 万瑞士法郎,这也是其 2006 年上市后首次出现亏损。据德国机械设备制造业联合会 (VDMA) 统计,2012 年第三季度德国供应商的光伏设备和组件的销售额较去年同期下滑 43%。



表 1-6 2012 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	6.84	硅片完整生产线, 开方机、多线切割机、分选机
GTAT	美国	5.1	多晶硅生产设备: 还原炉系统、三氯氢硅系统、硅烷系统、区熔炉 硅锭硅棒设备: 铸锭炉 (拟退出)、单晶炉
Applied Material	美国	4.25	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
汉能太阳能 (原铂阳)	中国	3.57	硅基薄膜组件完整生产线, PECVD, PVD (磁控溅射设备)
Gebr.Schmid *	德国	3	硅片完整生产线: 硅片超声波清洗设备, 硅片分选机, 运送装置, 硅片分拣设备 电池完整生产线: 制绒设备, 湿蚀刻设备, 扩散炉, 电池片等离子体化学气相沉积设备, 丝网印刷机, 烧结炉, 电池分选机, 太阳能电池镀膜设备, 运送装置, 电池装卸系统 电池组件完整生产线: 玻璃清洗机, 焊接设备, 结线器, 层压机, 激光电池划切机, 薄膜裁切机, 敷设台 薄膜组件完整生产线: 薄膜电池超声波清洗设备, 薄膜电池等离子蚀刻设备, 薄膜电池湿蚀刻设备, 薄膜电池激光蚀刻设备
Rena*	德国	2	硅片完整生产线: 硅片超声波清洗设备, 硅片分选机, 硅片承载器, 硅片装卸系统, 硅片分离设备 电池片设备: 蚀刻设备, 制绒设备, 湿蚀刻设备, 电池片承载器, 太阳能电池镀膜设备 薄膜电池设备: 溅射设备, 减反射膜涂装设备, 超声波清洗设备, 湿蚀刻设备
精功科技	中国	1.2	铸锭炉、开方机
中电 48 所	中国	1.1	等离子蚀刻设备, 激光刻蚀机, 制绒设备, 扩散炉, PECVD, 丝网印刷机, 干燥炉, 烧结炉, 电池分选机, 层压机, 自动插片机
NPC	日本	0.95	多线切割机
京运通	中国	0.92	单晶炉、多晶铸锭炉、区熔炉、多晶硅还原炉

注: * 为估计值

数据来源: CPIA, 2013.04

1.4 全球主要国家和地区光伏产业发展现状

欧洲

欧洲光伏产业的重心在德国, 主要在于德国极为重视光伏产业, 不但率先启动光伏示范项目, 加大技术研发投入, 将光伏发电列入国家能源发展规划, 还出台了可再生能源法案, 启用光伏上网电价补贴, 德国光伏应用市场逐渐扩大, 带动光伏制造产业快速发展。以德国为先导, 欧盟加大了对光伏产业的支持力度, 逐渐形成了完整的光伏产业链。欧洲光伏产业链各个环节均有优秀的企业, 在原辅料、设备以及光伏应用等环节较为突出。

原辅料方面, 欧洲多晶硅的产量约占全球的 25%, 主要集中于德国 Wacker 公司, 其产量约占欧洲总产量的 80% 以上, 其他的还有 MEMC 意大利工厂 (产能 6000 吨)、俄罗斯 Nitol (产能 5000 吨)、英国 PV Crystal (产能 1800 吨)、德国 Solarworld (产能 3200 吨)、挪威 Elkem (产能 3200 吨) 等。Wacker 公司 2012 年产能超过 5 万吨, 产量 3.8 万吨, 同比增长近 19%, 但受多晶硅价格下滑影响, 2012 年其多晶硅部门收入 11.4 亿美元, 同比下降 21%。另外, 德国 Heraeus (贺利氏) 控股集团是全球最主要的银铝浆供应商之一, 目前在该市场的份额超过了美国杜邦, 最近又收购了美国 Ferro 公司的电子浆料业务, 使得 Heraeus 在光伏产业浆料市场的份额一举超过了 50%。





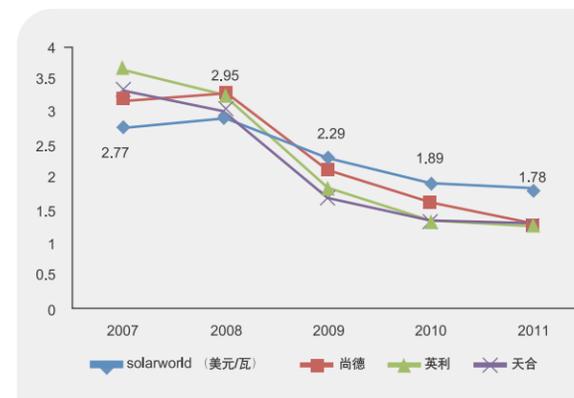
设备方面，全球十大光伏设备制造企业中，欧洲至少占据了其中五个，包括瑞士梅耶博格、德国 Centrotherm（已申请破产保护）、德国 Gebr.Schmid、德国 Rena、瑞士欧瑞康等。欧洲企业在全世界光伏设备市场所占份额超过 50%，主要供应地区是亚洲尤其是中国。

逆变器方面，欧洲逆变器生产企业大多集中在德国，包括全球著名的德国西门子和 SMA 等，在全世界光伏逆变器市场所占份额接近 50%，主要满足欧洲自身需求，还有部分出口至其他地区。

光伏组件方面，2012 年欧洲太阳能电池组件产量约为 2GW，约占全球产量的 5%。欧洲太阳能电池制造同样主要集中于德国，主要的企业有德国 SolarWorld（其欧洲部分包括硅片 750MW、电池片 300MW、组件 500MW），德国 Q-Cell（欧洲的产能：电池片 250MW、组件 120MW），德国 Solon（组件产能 440MW），德国 Scott（450MW），德国 Bosch（630MW），德国 Conergy（250MW），西班牙 Isofotón（230MW），比利时

Photovolttech（150MW），德国 Sovell（200MW），德国 Solland Solar（200MW）。其他企业产能普遍在 100MW 以下，南欧、东欧和北欧制造企业几乎没有。在薄膜电池制造环节，欧盟也有很多较为抢眼的企业，如德国 Miasole、Wurth、Solibro 等，他们在 CIGS 电池的生产制造方面，走在全球前列。在晶硅电池制造环节，虽然欧盟也有较为优秀的企业，如硅片环节的挪威 REC、德国 Solarworld；电池组件环节的德国 Q-Cells、Solarworld、肖特太阳能、博世等，欧盟企业在这几个环节的生产成本与东南亚地区等相比并未具备多大竞争力（图 1-13 为 PV consulting 统计的德国 Solarworld 与中国企业晶硅电池生产成本比较情况）。因而部分企业已将产能转移至其他地区，如 Q-cells 在马来西亚，REC 在新加坡、Solarworld 和 Scott 在美国等。而且从 2011 起，组件价格一路下滑，欧洲尤其德国的许多组件制造企业相继破产，包括知名的 Q-Cells，还有 SunConcept、Solarwatt、Scheuten Solar、Ralos New Energies AG 等。

图 1-13 2007-2011 年德国 Solarworld 与中国企业晶硅电池生产成本



数据来源：PV Consulting, 2013, 03

在发展环境建设方面，欧洲十分重视光伏产业发展环境建设。在科技研发领域，欧洲十分重视光伏电池技术的研发，欧洲乃至全球晶硅电池的研发也主要集中于德国弗朗霍夫太阳能研究所、荷兰 ECN 研究所、比利时 IMEC 这三个研究所。在配套服务体系领域，比较有影响力的行业组织主要有欧洲光伏工业协会，依托于强劲的欧洲市场，每年全球的装机量主要来源于该机构发布的装机数据。欧洲的 Intersolar 展览则是全球最大的展览之一，每年都有几千家光伏企业参加此展会，而其 PVSEC 则是全球

主要光伏技术论坛之一，每年全球主要光伏企业均会参加展会及论坛并交流技术发展情况。在电池认证领域，德国的 TUV 认证也是全球最为权威的认证机构之一，全球几乎所有主要光伏企业的产品都通过了该机构的认证。

在光伏应用市场方面，从 2006 年起欧洲就成为全球最大的光伏应用市场，市场份额在 2008 年达到最高，接近 85%，之后由于美日等市场的扩大有所下降，但规模却一直在快速增长，从 2007 年的每年 2GW 新增装机量跃升至 2011 年的 22GW，2012 年下滑至 18GW。

从整体规模看，2011 年欧洲光伏市场规模达到了 580 亿美元，从业人数超过 40 万人，欧洲本土光伏产业占据了 58% 的市场份额，约为 336 亿美元，若考虑出口情况欧洲本土光伏产业的市场份额将达到 67%，约为 389 亿美元。其中上游环节（原辅料、设备、组件等）约 66 亿美元，占欧洲光伏上游市场的 25%；逆变器环节约 22 亿美元，占欧洲逆变器市场的 53%；平衡组件环节约 57 亿美元，占欧洲平衡组件市场的 80% 以上；系统安装环节约 143 亿美元，占据了全部欧洲市场；后续服务环节约 98 亿美元，同样占据了全部欧洲市场。





日本

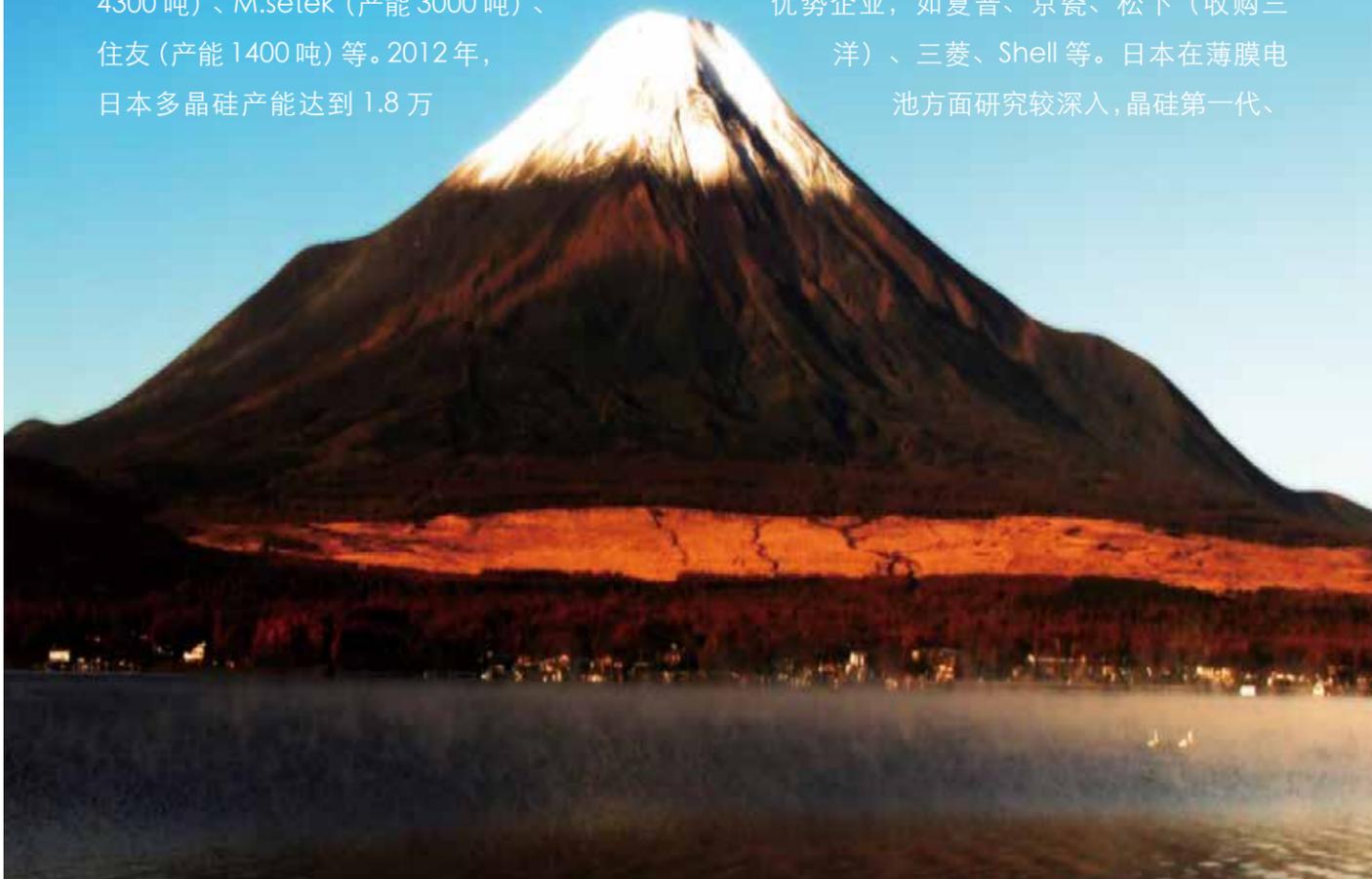
日本政府非常重视光伏产业的发展，不仅在技术研发投入大量资金，还在全球率先大规模启动光伏应用市场，极大促进了光伏制造业的发展。日本光伏产业一个突出特点是各个环节比较均衡。

多晶硅方面，日本多晶硅主要以电子级为主，受制于其能源价格较高，多年来其多晶硅产量变化不大，部分企业为了适应光伏行业的发展，也在将其产能转移至电力成本较低的地方，如 Tokuyama 就到马来西亚新建产能 2 万吨的多晶硅工厂。日本的多晶硅企业主要有 Tokuyama（产能 9200 吨）、三菱（产能 4300 吨）、M.setek（产能 3000 吨）、住友（产能 1400 吨）等。2012 年，日本多晶硅产能达到 1.8 万

吨，产量为 1.3 万吨，同比增长 8.3%，约占全球产量的 6%。其中 Tokuyama 的产量就为 0.8 万吨，位居世界第六位，比 2011 年上升两位，约占日本产量的 61.5%。

设备方面，日本凭借其在电子制造设备上的优势在全球光伏设备市场拥有一席之地，著名企业有 Komastu-NTC、东京电子、爱发科等。其中 Komastu-NTC 在 2011 年的销售收入超过 7 亿美元，占据全球十大光伏设备厂商第五位。

电池制造方面，日本起步较早，在 2006 年之前，日本一直位居全球光伏电池组件的领先地位，夏普一度成为全球光伏电池组件的龙头老大，但随着我国在该领域的快速崛起，日本屈居第二，之后又先后被美国、欧洲超过。尽管如此，日本仍有一些在光伏组件制造方面的优势企业，如夏普、京瓷、松下（收购三洋）、三菱、Shell 等。日本在薄膜电池方面研究较深入，晶硅第一代、



薄膜第二代的概念也是日本先提出来，一些企业如夏普、京瓷和三菱发展硅基，Shell、本田发展 CIGS 电池等，CdTe 电池在日本的研究较少。由于在晶硅电池方面难以与中国企业竞争，日本企业将更多精力放在了薄膜电池上。2012 年日本光伏电池组件出货量 2.4GW，约占世界组件市场的 6%，其中薄膜电池组件出货量近 600MW，占日本组件出货量的 25%。

在发展环境建设方面，日本主要光伏技术研发机构包括东京大学、东京理工大学、AIST 产业研究所等，主要的光伏行业组织有日本光伏协会（JPEA）、新金属协会等行业协会，产品认证机构有两个，J-PEC 和 JET，光伏产品欲进入日本市场必须经过这两个认证。

光伏应用市场方面，日本是第一个大规模启动国内光伏市场的国家，一度成为全球最大的光伏应用市场，随着欧洲、美国和中国对光伏装机的重视，日本下降为全球第四大市场。日本光伏应用市场的发展重点在屋顶系统，占比高达 90% 左右，受福岛核事故影响，日本从 2012 年起开始大力发展大规模地面电站。2012 年日本光伏应用市场延续了 2011 年的上升势头，光伏新增装机容量达到了近 2.0GW，约占全球新增光伏装机市场的 6%，同比增长 53.8%，光伏累计装机总量达到了 6.9GW。家用市场仍然是日本光伏应用市场的主力，2012 年新增装机量为 1.5GW，占比比 2011 年略有下降，商用和工业屋顶市场在新政策刺激下有所增长，新增装机量达到 0.5GW。





美国

尽管美国比较重视光伏技术，在研发上的投入力度很大，但其产业发展主要在2009年之后，目前初步形成了较为完整的产业链，在原材料、设备、薄膜电池等环节较为突出。到2011年，美国光伏产业从业人数超过10万人。

原辅料方面，美国在光伏原辅料市场占比比较高，涌现出一些优秀的企业，如多晶硅生产企业 Hemlock、MEMC、REC 以及背板和浆料生产企业杜邦、3M（背板、浆料）等。美国多晶硅早年以电子级为主，这几年开始大力发展太阳能级多晶硅，2012年，美国多晶硅产量达到近6万吨，约占全球产量的25%。主要的多晶硅企业有 Hemlock（产能50000吨）、REC（产能22000吨）、MEMC（产能8000吨）、Hoku（产能4000吨）、三菱（产能1800吨）等，由于美国电力成本较低，德国 Wacker 和日本的一些企业也将工厂转移至美国。其中

Hemlock 在2011年的产量就达到了3.3万吨，占美国产量的55%，高居全球多晶硅企业首位，2012年 Hemlock 产量为3.1万吨，比2011年略有回落。

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、GT Solar 等。其中应用材料2011年光伏设备销售收入达到20亿美元，占据全球十大光伏设备厂商首位，但2012年大幅回落至4.3亿美元。

光伏组件制造方面，美国电池组件产量逐年增大，从2007年的347MW上升至2010年的1205MW，2011年仅 First Solar、Sunpower 的出货量就分别高达1980MW、735MW，加上其他企业，2011年美国电池组件出货量接近3GW，约占全球的8%。美国主要的晶硅电池企业有 Solarworld（在美



产能硅片250MW，电池片500MW，组件350MW），Suniva（组件产能170MW）、Sunpower（组件产能870MW）等。其他的主要是薄膜电池企业如 First Solar（组件产能2300MW）、Abound、Miasole、Solydra、Uni-solar、Globe Solar、Stlon、Ascent、Solo 等。由于竞争力问题，部分企业早已全球布局，如 Sunpower 在菲律宾、First Solar 在马来西亚、Evergreen 在中国等，同时部分其他国家企业为了打进美国市场也在美国布局组件生产环节。由于组件价格持续下跌且幅度较大，美国许多光伏组件生产企业相继破产倒闭，包括 Evergreen、Abound、NovaSolar、Global Solar、Uni-solar 等，2012年美国光伏电池组件产量呈现下降趋势。

在发展环境建设方面，美国主要光伏技术研发机构包括 NREL、桑迪、劳伦茨等国际著名研究机构，主要的光伏行业组织有美国太阳能工业协会（SEIA），产品认证机构有 UL 认证，光伏产品欲进入美国市场必须通过这个认证。

应用市场方面，近几年在奥巴马提出的新能源政策刺激下，加上光伏组件价格的不断下滑和成熟的商业化运作体系，美国光伏应用市场呈现高速增长态势，从2008年280MW跃升至2010年的878MW，到2011年上升至1855MW，2012年更是达到创纪录的3313MW（约占全球2012年新增光伏装机量的10%），累计光伏装机量达到7.7GW，成为全球第三大光伏应用市场。其中大规模光伏电站的市场规模以及占比不断提升，2008年大规模光伏电站装机容量仅有20MW，占比仅有7%，2010年这两个数字分别为242MW和28%，到2012年



² 这里统计的美国光伏组件产量包括了总部在美国的公司所有产量如 First Solar、Sunpower 等以及在美国注册的公司在美国的产量如 Solarworld 等。



我国台湾地区

进一步上升至 1781MW 和 54%。

我国台湾地区在 1980 年开始研发太阳能发电技术，2000 年茂迪正式投入太阳能电池领域，2002 年益通投入生产晶硅太阳能电池。自 2005 年进入快速发展期以来，我国台湾地区光伏产业主要集中在硅片和电池组件环节，且以晶硅电池为主，近两年薄膜太阳能发展较快，已经成为仅次于大陆地区的全球第二大太阳能电池制造产地。2010 年我国台湾地区光伏产业的总销售额突破为 2500 亿元新台币，受光伏产品价格下降影响，2011 年销售收入下滑至 1600 亿元新台币左右，2012 年进一步降低至约 1400 亿元新台币。

多晶硅方面，受制于技术和资金壁垒，我国台湾地区的多晶硅生产企业不多，比较大的只有福聚太阳能一家，2012 年其产能达到 8000

吨，下一步有望扩大至 18000 吨。

硅片和电池片方面，这是我国台湾地区重点发展环节，涉足的重点企业有茂迪、昱晶、绿能、新日光、尚志、茂硅、升阳科等。在硅片领域，绿能是我国台湾地区最大的生产企业，2011 年产能达到了 1500MW，位居全球第七，其后依次是茂迪、尚志、茂硅，这三家的产能均不足 500MW。电池片方面，我国台湾地区的企业竞争力比较强，产量逐年攀升，从 2008 年的不足 1000MW 上升至 2011 年的 4400MW 左右，2012 年更是突破 5GW，达到了 5500MW，主要四家厂商茂迪、昱晶、新日光、升阳科出货占其中 67%，2011 年茂迪突破 1GW 的出货量，2012 年茂迪、昱晶都突破了 1GW，其他厂商也都有成长的表现，联景、旺能、太极的出货量都在 300~350MW 左右。



组件方面，我国台湾地区涉足的企业比较多，一方面是电池片企业为了打通产业链，均进入该领域，另一方面是部分企业直接打入该环节，包括友达、旺能、强茂、景懋等。另外，还有一些企业如光宝、联电、联相、富阳光电等瞄准薄膜电池前景，纷纷涉足薄膜电池制造。但从整体看，我国台湾地区组件制造环节还稍显薄弱。

以 2011 年第四季度为例，该季度我国台湾地区光伏产业销售收入约为 222 亿元新台币，其中多晶硅环节约为 1 亿元新台币，硅片环节为 44 亿元新台币，电池片环节为 156 亿元新台币，组件环节为 15 亿元新台币，薄膜电池

为 6 亿元新台币，硅片约占 20%，电池片占据 70%，其他环节合计不到 10%，差距较为明显。

纵观全球太阳能光伏产业，需求跟不上产能使产业阶段性严重过剩、欧美国家乃至澳大利亚大幅削减光伏补贴等利空消息不断冲击已面临寒冬的产业，而中美多晶硅及太阳能电池板双反导致贸易战争形势一触即发、欧盟太阳能光伏领域双反或将启动等又给我国台湾地区光伏制造业提供了逆势上扬的机遇。尽管 2012 年我国台湾地区光伏电池出货量上升明显，但由于产品价格下跌更快，基本上所有光伏生产企业都处于亏损状态，整体营业收入也较 2011 年有所下滑。

韩国

凭借其在半导体产业的优势，韩国光伏产业发展重点在多晶硅环节。随着韩国光伏应用市场的扩张，更多韩国企业开始进军电池组件领域。

多晶硅方面，韩国是全球多晶硅主要生产国家之一，主要企业有 OCI（产能 42000 吨）、熊津（产能 5000 吨）、KCC（产能 6000 吨）、Hksilicon（产能 3200 吨）。2012 年产能到达 5.7 万吨，产量达到 4.1 万吨，均位列全球第三，产量占全球的比重约为 18%，其中 OCI 的产量就高达 3.3 万吨，高居全球十大多晶硅企业的第三位。

组件方面，由于韩国光伏应用市场启动较晚，国内企业涉足组件制造领域的时间也比

较晚，现有企业的规模也不大，产能均未超过 GW，主要企业有现代重工（产能 600MW）、LG 太阳能（产能 350MW）、Millinet（产能 300MW）、Shinsung（产能 250MW）、STX（产能 180MW）、KPE（产能 120MW）等。2012 年韩国组件的产能接近 3GW，但产量约为 800MW，产能利用率不到 30%。

受全球光伏产业景气低迷影响，韩国光伏产业也正陷入产能过剩的窘境，主要企业减产、停产，甚至破产。目前，韩国第一大光伏企业 OCI 的群山工厂开工率仅为 50%，排名第 2、3 位的韩国多晶硅生产企业已相继申请破产保护，KCC 多晶硅的忠清南道工厂运行仅 1 年便告停产。另外，部分企业也放缓对光伏产业的投资计划。LG 化学已宣布暂缓 5000 亿韩元的多晶硅项目投资。



中国光伏产业回顾 2





2.1 发展综述

当前，我国光伏产业陷入较大困境，从外部看，国外贸易壁垒围堵，出口不确定性增高，从内部看，产业面临产能过剩，价格下滑压力较大，导致企业生产成本与售价倒挂，行业几乎全线亏损，大量企业处于停产、半停产状态，企业承受极大经营压力。

(1) 多晶硅产量下降，产业集中度不断提高

截至 2012 年底我国已具备投产能力的多晶硅企业达到 50 家以上，产能达到 19 万吨，产量达到 71000 吨，位居全球首位，约占据全球总产量的 30%，同比下降 15.4%。2012 年我国从国外进口多晶硅 82700 吨，同比增长 28%。但受多晶硅价格快速下滑影响，我国多数多晶硅企业已停产，截止 2012 年底，全国仍在保持开工或低负荷运行的企业仅有 8 家，产能约占全国总产能的 50%。从我国企业发展情况看，企业生产规模不断增大，产能万吨以上的企业已达到 4 家，分别是江苏中能、赛维 LDK、洛阳中硅、重庆大全，产能达到 10 万吨，约占据我国总产能的 52%，产量约占据全国总产量的 69.5%。而全国前十家多晶硅企业产量约占据全国总产量的 89%，产业集中度不断提高，仅江苏中能一家企业的产量就已占全国半壁江山。

(2) 电池组件产量增长放缓，产业集中度有待提高

2012 年，我国太阳能光伏电池核组件产能超过 40GW，电池片产量达到 21GW，组件

产量达到 23GW，同比增长 9.5%，约占全球总产量的 63%。在产业集中度方面，全国前十家电池片企业产量达到近 12GW，约占全国总产量的 57%，产能达到 18.6GW，但占比不足 40%，前十家组件企业产量达到 12GW，约占全国总产量的 52%。这十家组件企业中，有六家跻身全球前十，其中保定英利电池和组件产量均位居全球首位。



(3) 技术成本达到国际先进水平，但产品价格持续下滑至全行业全线亏损

2012 年，我国光伏产业技术水平得到进一步提升，产品成本也保持着持续下降，光伏产品国际竞争力不断增强。企业单晶硅和多晶硅电池产业化转化效率已分别达到 18.5% 和 17.2%，处于全球领先水平。电池组件企业成本不断下降，至 2012 年底，部分企业生产成本降至 0.6 美元 / 瓦。部分领先多晶硅生产厂商生产成本已达到近 19 美元 / 千克的国际先进水平。

但受供需失衡以及国外多晶硅产品低价倾销的影响，光伏产品价格大幅下滑。多晶硅产

品价格已从 2012 年年初的近 30 美元 / 千克下滑至年底的 16 美元 / 千克，下降幅度达到 46.6%，已远低于我国多晶硅企业生产成本，在此带动下，我国多晶硅企业近 90% 以上停产，即使在开工的企业产能利用率也严重不足。而电池组件价格也从年初的近 1 美元 / 瓦下滑至年底的 0.65 美元 / 瓦，下滑幅度达到 35%，根据我国主要企业所披露的报告，组件制造成本普遍在 0.6 美元 / 瓦左右，但加上管理和财务成本，合理的成本应该在 0.68-0.7 美元 / 瓦，目前组件产品的价格已低于合理价格，企业面临严重亏损。如我国在美上市光伏企业所披露的财报，亏损普遍在 1 亿美元以上。

(4) 国内光伏应用市场迅速扩大，对外依赖度仍较高

2012 年，为了保证光伏产业健康发展，我国加大了对光伏应用的支持力度，先后启动两批“金太阳”示范工程，上调《太阳能发电发展“十二五”规划》光伏装机规划目标至 20GW，建设分布式光伏发电规模化应用示范区等。再加上光伏系统投资成本不断下降，我国光伏应用市场一片繁荣，当年新增装机量达到 4.5GW，同比增长 66.7%，累计装机量达到 8GW。但即使如此，国内市场仅占我国光伏组件总产能的 19%，有近 81% 的光伏组件依赖国外市场，对外依赖度过高的问题仍未得到有效解决。

(5) 美欧相继发动双反，我国光伏产品出口大幅下滑

2012 年欧、印等国家和地区继美国之后先

后发起针对我国光伏电池产品的“双反”调查，极大地影响了我国光伏电池产品的出口，进一步加深了我国光伏行业危机。2012 年 5 月和 10 月，美国商务部对我国光伏电池“双反”调查分别做出初裁和终裁，对我国晶体硅光伏组件征收 2.9% 至 4.7% 的反补贴税，征收 31.1% 至约 250% 的反倾销税。如果说美国的“双反”裁定对中国光伏行业是一次巨大打击，欧盟提起的“双反”调查极有可能是灭顶之灾。2012 年 9 月和 11 月，欧盟委员会先后决定对中国光伏电池产品发起反倾销和反补贴调查，范围囊括了光伏产业上下游的几乎全部产品，包括硅片、电池片、组件，在 2013 年 2 月还加入了光伏玻璃。欧盟市场是我国光伏电池产品出口的主要对象，2012 年占我国光伏电池产品出口额超过 65%。若欧盟最终裁定我国光伏电池产品倾销成立，对在欧债危机和美国贸易保护措施影响下已不



景气的中国光伏行业而言，无疑是雪上加霜，并可能致使未来数年我国光伏行业的发展举步维艰。

受产品价格下滑以及国际贸易保护措施的影响，2012年我国太阳能电池组件出口额仅为127亿美元³，同比下滑43.8%。

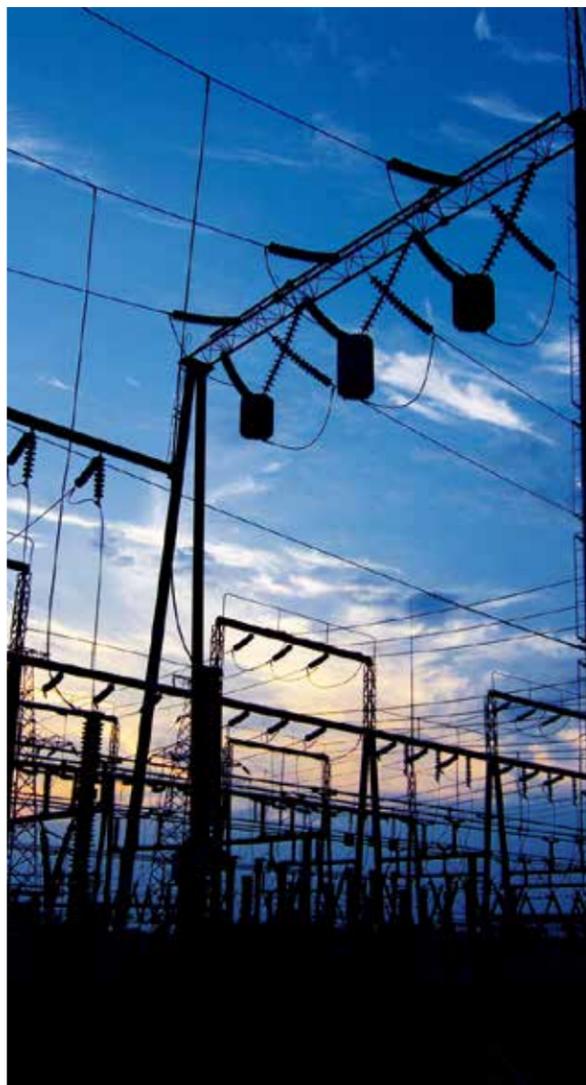
（6）大量企业停产限产，行业整合势头初现

2012年，我国光伏产业发展环境进一步恶化，光伏生产企业出现破产倒闭，行业整合势头初显。一方面，多晶硅、电池片和电池组件的价格持续下滑，我国90%的多晶硅企业停产，电池片和电池组件生产企业则是生产多少就亏损多少；另一方面，欧美“双反”调查使得我国光伏产品出口大幅下滑，对于主要依赖欧美市场的中国光伏生产企业无疑是雪上加霜，加大了我国光伏生产企业资金链断裂、破产倒闭的风险。孚日光伏、宁夏阳光等一批企业相继宣布破产。进入2013年，全球最大的光伏电池组件制造商无锡尚德也宣布破产重整，这是我国首个宣布破产重整的大型光伏企业。

（7）产业转移步伐加快，企业纷纷向下游电站建设拓展

受国际贸易保护影响，我国部分光伏企业正在酝酿实施产业转移，通过到海外建厂等方式规避贸易风险。同时，全球市场的开拓也正朝着多方位、多元化和多样化方向发展，而不再局限于以往的欧洲市场。此外，为适应产业发展需求，提升企业竞争力，光伏企业业务逐渐由以往的电池组件制造向下游系统集成甚至

电站运营拓展。一方面可通过电站建设拉动自身光伏组件产品的销售；另一方面可促使业务多元化，通过电站投资与运营可以带来更高的投资收益率。国内如尚德、英利、天合、阿特斯等重点光伏企业已纷纷涉及到下游系统集成业务。与此同时，大型发电集团开始向电池制造业进军。为了控制产品质量和成本，现在这些发电企业均有不同程度涉足电池制造业，发电集团的涉足将会进一步加剧国内光伏市场的竞争。



³ 这里统计的主要是海关编码中85414020所对应的太阳能电池。

2.2 国内市场

2012年，为保障光伏产业健康发展，我国加大了对光伏应用的支持力度，先后启动两批“金太阳”示范工程，发布《太阳能发电发展“十二五”规划》，启动分布式光伏发电规模化应用示范区等举措。再加上光伏系统投资成本不断下降，我国光伏应用市场一片繁荣，当年新增装机量达到4.5GW，同比增长66.7%，累计装机量达到8020MW。其中青海新增装机量达到1160MW，继2011年突破GW后再创新高，继续位居全国第一。

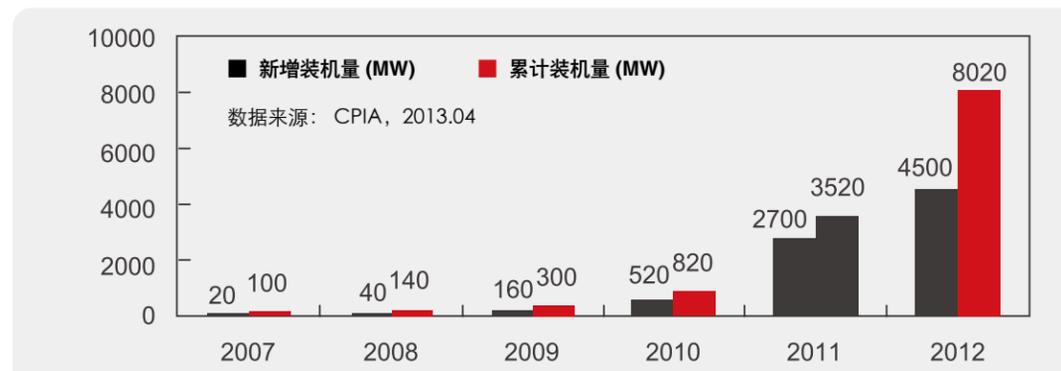


图 2-1 2007-2012 年中国光伏装机

尽管2012年我国新增光伏装机量达到创纪录的4.5GW，但增幅同比2011年显著下滑。2013年我国光伏应用市场有望再次爆发，新增光伏装机容量8~10GW，一举跃居成为全球最大光伏应用市场。一方面在于，随着光伏组件价格的一路下滑，光伏发电成本不断下降，在上网电价变动不大的形势下光伏电站投资回报率前景看好，2013年将有更多资金进入光伏电站领域。其次，我国相继出台措施推动分布式光伏系统应用。2012年9月国家能源局发布了《关于申报分布式光伏发电规模化应用示范区的通知》，每个省、区、市申报规模不超过500MW。10月，国家电网正式发布了《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见》，大大推进了我国分布式光伏系统的并网进程，也极大刺激了分布式光伏系统的投资热情。三是部分省、区、市相继出台了激励政策，进一步促进本地光伏应用市场发展。如江西省政府印发《支持光伏产品推广应用与产业发展工作实施方案》，并于2013年3月投入8000万元，专项用于奖励2012年光伏产品推广与产业发展应用示范项目；江苏省政府出台了《关于继续扶持光伏发电政策意见的通知》，对2012年至2015年间新投产的非国家财政补贴光伏发电项目，实行地面、屋顶、建筑一体化统一上网电价，每千瓦时上网电价分别确定为2012年1.30元、2013年1.25元、2014年1.20元和2015年1.15元。浙江省则出台了在现有上网电价政策基础上，省里再补贴0.3元/千瓦时的电价政策。



2.3 十二五规划和最新政策

2.3.1 “十二五”发展规划解读

(1) 太阳能光伏产业“十二五”发展规划

根据《工业转型升级规划(2011-2015年)》、《信息产业“十二五”发展规划》以及《电子信息制造业“十二五”发展规划》的要求,2012年初,工业和信息化部发布了《太阳能光伏产业“十二五”发展规划》(以下简称“规划”),作为我国“十二五”光伏产业发展的指导性文件。

规划全面回顾了我国“十一五”期间光伏产业发展所取得的成就,分析了“十二五”期间面临的国内国外形势,提出了发展的基本思路,即“深入贯彻落实科学发展观,抓住当前全球大力发展新能源的大好机遇,紧紧围绕降低光伏发电成本、提升光伏产品性能、做优做强我国光伏产业的宗旨,着力推动关键技术创新、提升生产工艺水平、突破装备研发瓶颈、促进市场规模应用,使我国光伏产业整体竞争力持续提升,形成在国际上的领先地位。”从经济、技术、创新和光伏发电成本四个方面提出了光伏产业“十二五”发展目标。



图 2-2 光伏产业“十二五”发展目标

资料来源:《太阳能光伏产业“十二五”发展规划》



指出了产业发展的五项主要任务:推动工艺技术进步,实现转型升级;提高国产设备和集成技术的研发及应用水平;提高太阳能电池的性能,不断降低产品成本;促进光伏产品应用,扩大光伏发电市场;完善光伏产业配套服务体系建设。以及十项发展重点,包括高纯多晶硅、硅锭/硅片、晶硅电池、薄膜电池、高效聚光太阳能电池、BIPV组件、光伏生产专用设备、配套辅料、并网及储能系统、公共服务平台建设等领域。

在促进产业发展的政策措施方面,在充分认识光伏发电重要价值、提升光伏产业战略地位的基础上,主要考虑如下内容:一是加强统筹部署,综合各方资源统筹制订产业、财税、金融、人才等扶持政策,积极促进光伏产业发展;二是加强行业管理,规范光伏产业发展,推动节能减排,坚决遏制低水平重复建设;三是实施统筹规划,加强调控引导,推进产业合理布局,坚持市场主导与政府引导相结合,扶持骨干企业做优做强,引导产业转移,推动资源整合;四是积极培育多样化市场,推动制订和实施上网电价等鼓励政策,坚持并网发电与离网应用相结合,支持小型光伏系统、离网光伏系统等应用,开发多样化的光伏产品;五是支持企业自主创新,增强产业核心竞争力。加大对光伏产业技术创新的扶持力度,加强产学研结合,支持关键共性技术研发;六是完善标准体系,推动产品检测认证、监测制度建设。促进行业的规范化、标准化发展;七是加强行业组织建设,积极应对国际产业竞争。建立健全光伏行业组织,推动行业自律管理,加强行业交流与合作,优化产业发展环境。

(2) 太阳能发电科技发展“十二五”专项规划

为贯彻落实《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020年)》和《国家“十二五”科学和技术发展规划》,加快推动能源技术产业创新发展,科学技术部组织编制了《太

阳能发电科技发展“十二五”专项规划》。作为我国“十二五”期间太阳能发电科技发展指导文件。

规划从国内国外两个层面分析了太阳能发电面临的形势，从太阳能硅材料及关键配套材料、太阳能电池、光伏设备和光伏系统等几个环节分析了产业存在的问题与不足，提出了发展的基本思想，即“总体按照“一个目标，二项突破，三类技术、四大方向”的指导思想。一个目标：实现太阳能大规模利用，发电成本可与常规能源竞争；二项突破：突破规模化生产和规模化应用技术；三类技术：全面布局开展晶体硅电池、薄膜电池及新型电池技术研发；四大方向：全面部署材料、器件、系统和装备科技攻关。”

规划指出，“十二五”期间，将实现光伏技术的全面突破，促进太阳能发电的规模化应用，晶硅电池效率 20% 以上，硅基薄膜电池效率 10% 以上，碲化镉、铜铟镓硒薄膜电池实现商业化应用，装机成本 1.2~1.3 万元/千瓦，初步实现用户侧并网光伏系统平价上网，公用电网侧并网光伏系统上网电价低于 0.8 元/千瓦时，基本掌握多种光伏微网系统关键部件及设计集成技术，实现示范应用。实现实现多晶硅材料生产成本降低 30%，配套材料国产化率达到 50%；晶体硅太阳能电池整线成套装备国产化，具备自主知识产权的晶硅整线集成“交钥匙”工程能力；突破 100MW 级并网光伏电站、100MW 级城镇多点接入生态居住小区光伏系统技术、10MW 级光伏微网系统与 10MW 级区域建筑光伏系统关键技术及设备，初步建立太阳能发电国家标准体系和技术产品检测平台，形成我国完整的太阳能技术研发、装备制造、系统集成、工程建设、运行维护等产业链技术服务体系。

指出了科技发展的五项任务：掌握太阳能材料、器件、系统核心技术和工业生产线的关键工艺及装备；突破太阳能发电系统规模化利用的关键技术及装备；建设国家重点实验室、工程中心和产业化基地；完善太阳能产品及系统的检测技术和认证标准；集成示范太阳能开发利用的新技术、新设备。并对任务进行了分解，如将建设效率 20% 以上低成本晶体硅电池产业化成套关键技术研究及示范生产线、效率 10% 以上规模化薄膜太阳能电池成套制造工艺技术研发和效率 10% 以上 50MW 非晶/微晶硅叠层薄膜太阳能电池成套制造工艺技术研发等。

围绕该专项规划和“十二五”科技重点发展的部署，提出了如下保障措施：1、加强科技专项的组织领导和统筹协调。2、加强科技投入力度，鼓励各类社会资本投入。3、制定和落实促进科技专项实施的各项激励政策。4、充分发挥金太阳示范工程的带动作用。5、建成第三方的与国际对等的权威检测机构。6、充分发挥国家高新技术产业开发区、国家级高新技术产业化基地的作用，加快成果产业化，推动创新型产业集群建设工程，围绕本专项确定的主要目标，合理选择技术路径和产业路线，采取有效措施，促进产业集群的形成和创新发展。



(3) 太阳能发电发展“十二五”规划

为促进太阳能发电产业持续健康发展，国家能源局根据《可再生能源发展“十二五”规划》，组织编制了《太阳能发电发展“十二五”规划》。

该规划将以把加快发展太阳能发电作为优化能源结构、推进能源生产方式变革的重要举措，以技术进步和管理体系创新为主线，促进太阳能发电规模化发展，将太阳能发电产业培育成具有国际竞争力的优势产业，为实现我国非化石能源目标和社会可持续发展开辟新途径为指导思想，提出了至 2015 年太阳能发电装机规模达到 21 GW 的目标。

在太阳能发电布局方面，“十二五”期间，将在中东部地区建设与建筑结合的分布式光伏发电系统，建成分布式光伏发电总装机容量 10GW。在青海、新疆、甘肃、内蒙古等太阳能资源和未利用土地资源丰富地区，以增加当地电力供应为目的，建成并网光伏电站总装机容量 10GW。以经济性与光伏发电基本相当为前提，建成光热发电总装机容量 1GW。

预计规划将通过如下措施：一是完善促进太阳能发电发展的市场竞争机制；二是建立适应太阳能发电的电力运行机制；三是加强太阳能发电的规划和项目管理；四是完善太阳能发电的标准体系；五是加强光伏制造业行业管理等保障太阳能发电在“十二五”期间的顺利发展。

规划指出，将在“十二五”发展的基础上，继续推进太阳能发电产业规模化发展，到 2020 年太阳能发电总装机容量达到 50GW，使我国太阳能发电产业达到国际先进水平。





2.3.2 其他最新政策

(1) 新能源示范城市

2012年5月，国家能源局发布《关于申报新能源示范城市和产业园区的通知》，通知指出新能源示范城市建设的主要内容是：促进各类可再生能源及技术在城市推广应用，重点推进太阳能热利用和分布式太阳能光伏发电系统、分布式风力发电、生物质清洁燃料利用、城市生活垃圾资源化利用、地热能及地表水和空气能量利用、新能源动力交通等。促进适应新能源利用的技术进步，建立适应城市新能源发展的管理体系和政策机制等。明确新能源示范城市的申报主体为：地级市和县级市（不包括已申请绿色能源县的县级市），副省级以上特大型城市可选择其中的一个城区申请，具备较大可再生能源利用潜力的产业园区可申报新能源示范园区。要求申报城市除节能减排成绩突出外，还须有较好新能源利用基础，至少有两类新能源利用具有良好条件。城市新能源消费量占能源消费总量的比重不小于3%，或新能源年利用量达到10万吨标准煤。《通知》同时明确了新能源示范城市的建设目标，即到2015年，城市新能源占能源消费比重达到6%以上，某一种新能源利用方式在城市的利用程度，包括太阳能、风能、生物质能、地热能等指标（至少选择2类），以及组织管理和激励政策指标。

公开资料显示，国家能源局第一批批复建设“国家新能源示范城市”的共3个，分别是新疆吐鲁番、甘肃敦煌和山东德州。2012年底又正式批复湖南湘潭、安徽芜湖两地建设“国家新能源示范城市”。“十二五”期间，我国将建设100座新能源示范城市。对纳入国家示

范的城市，国家除将依托中央财政专项资金予以扶持外，还将大力鼓励示范城市政府设立支持新能源示范城市建设的专项资金，同时，国家鼓励、支持新能源产业发展的政策、资金的支持力度也将逐年增加。

(2) 分布式光伏发电规模化应用示范区

2012年9月，国家能源局发布《关于申报分布式光伏发电规模化应用示范区通知》，将组织分布式光伏发电应用示范区建设。

通知指出所发电量主要满足自发自用。优先选择电力用户用电价格高、自用电量大的区域及工商企业集中开展应用示范。同时，选择具备规模化利用条件的城镇居民小区或乡镇（村）开展集中应用试点。发电项目所发电量实行单位电量定额补贴政策，项目的总发电量、上网电量由电网企业计量和代发补贴，并要求电网企业本着简化程序、便捷服务的原则，规范并简化分布式光伏发电接入电网标准和管理程序。

通知要求每个省（区、市）申报支持的数量不超过3个，申报总装机容量原则上不超过500MW。以此计算，全国31个省份，总装机容量可以达到15GW的规模。

(3) 分布式光伏发电并网

2012年9月，国家电网公司召开服务分布式光伏发电并网新闻发布会正式发布《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见（暂行）》。意见指出，国家电网公司在大量深入研究的基础上，组织编制了关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见（暂行）》、《关

于促进分布式光伏发电并网管理工作的意见（暂行）》和《分布式光伏发电接入配电网相关技术规范（暂行）》等两个意见、一个规定。其中，《服务意见》对外发布，《管理意见》和《技术规范》作为公司内部规定，保证公司相关工作有效运转。

在《并网服务意见》中，国家电网公司就分布式光伏发电并网主要问题做出以下解释和承诺：

一是合理确定分布式光伏界定标准。分布式光伏发电是指位于用户附近，所发电能就地利用，以10千伏及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量不超过6兆瓦的光伏发电项目。根据测算，该范围能涵盖所有的屋顶和光电建筑一体化项目。

二是真心实意提供一切优惠条件。电网企业为分布式光伏发电项目业主提供接入系统方

案制定、并网检测、调试等全过程服务，不收取费用。支持分布式光伏发电分散接入低压配电网，允许富余电力上网，电网企业按国家政策全额收购富余电力，上、下网电量分开结算。分布式光伏发电项目免收系统备用费。

三是全心全意做好并网服务。针对分布式光伏发电项目特点，明确由地市公司负责具体并网工作，压缩了管理层级；由“客户服务中心”一口对外，并网流程遵循“内转外不转”原则，减少了业主协调难度；380伏电压接入项目类似业扩报装流程办理，减少了管理环节；限定了并网关键节点时间，全部并网流程办理周期约45个工作日（不含工程建设时间）；随时提供并网相关问题咨询服务。

四是为并网工程开辟绿色通道。由分布式光伏接入引起的公共电网改造，以及接入公共电网的接网工程全部由电网企业投资。公司为公共电网改造和接入公共电网的接入系统工程



开辟绿色通道，接入系统方案一经业主确认，地市公司即可安排实施，省公司纳入投资计划，10月总部纳入综合计划统一调整，确保电网和光伏项目同步实施。

五是合理确定接入系统技术原则。分布式光伏发电项目可以专线或T接方式接入系统；接入用户侧的分布式光伏发电项目，可采用无线公网通信方式；送出线路的继电保护不要求双重配置；380伏接入的分布式光伏发电项目，只要求电量上传功能。

此外，为解决安全可靠并网问题，引导分布式光伏发电接入系统设计规范化、标准化，国家电网公司正组织科研设计单位编制《分布式光伏发电接入系统典型设计》并将于近期发布。分布式光伏发电并网绿色通道的建立以及一系列标准和细则的制订，将大大优化并网流程，简化并网手续，提升服务效率，切实提高并网服务水平。

（4）金太阳和光电建筑应用示范项目

2012年1月，发布《关于做好2012年金太阳示范工作的通知》（“财建[2012]21号”），根据文件要求，用户侧光伏发电项目补助标准原则上为7元/瓦，项目必须在2012年12月31日前完成竣工验收。考虑到2011年四季度以来，光伏发电系统建设成本下降幅度较大，2011年用户侧光伏发电项目的补助标准原则上由9元/瓦调整为8元/瓦，对确实不能实现合理收益的项目，可由项目单位申请调整或取消。2012年4月，根据“财建[2012]177号”文件——《关于公布2012年金太阳示范项目目录的通知》，2012年用户侧光伏发电项目的补助

标准又被确定为5.5元/瓦。2012年11月，发布《关于组织申报金太阳和光电建筑应用示范项目的通知》（财办建[2012]148号），组织申报2012年第二批金太阳和光电建筑应用示范项目，项目要求于2013年6月30日前完工。2012年4月和12月，财政部先后发布了两批2012年金太阳示范项目目录，共有357个项目进入目录，总容量超过4.5GW，以往年度取得项目23个，总容量近93.7MW。总体看来，金太阳工程中单个项目的规模越来越大，2012年新进入目录项目的平均规模达到12.7MW，已经相当于一个大型光伏荒漠电站的规模。

2011年国内光伏组件价格持续走低，当年12月，财政部、住房和城乡建设部再次发布《关于组织实施2012年度太阳能光电建筑应用示范的通知》（财办建[2011]187号），2012年光电建筑应用政策向绿色生态城区倾斜，向一体化程度高的项目倾斜，对建材型等与建筑物高度紧密结合的光电一体化项目，补助标准暂定为9元/瓦，对与建筑一般结合的利用形式，补助标准暂定为7.5元/瓦。该通知大幅度提高了光电建筑示范项目的补贴标准，为促进国内光伏产业发展提供了政策支持。2012年5月，财政部、住建部又联合下发通知，上述补助标准分别下降到7元/瓦和5.5元/瓦。随着国家一系列关于光伏建筑政策出台，太阳能光伏发电在城乡建筑应用领域得到了快速发展。从2009年开始，国家每年度组织申报一批光电建筑示范项目，2009年批准90MW，2010年批准90.2MW，2011年批准120MW，2012年批准128个项目，约225MW。

3 中国光伏产业链





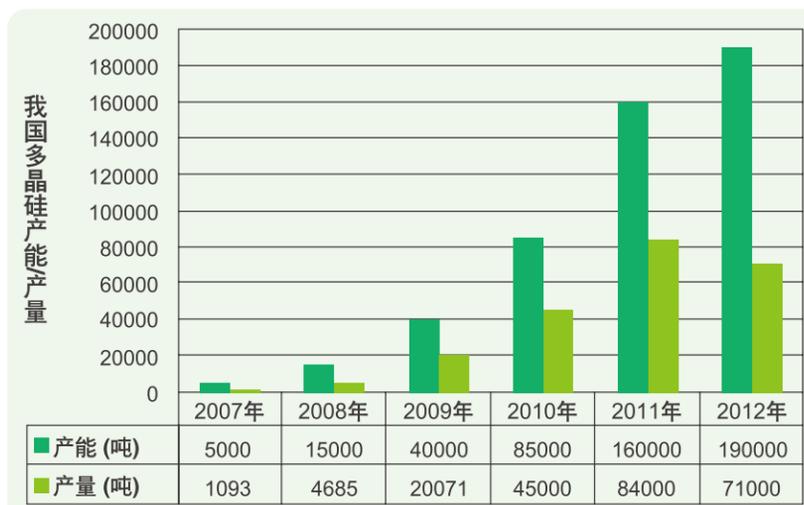
3.1 2011 年我国多晶硅产业发展情况

3.1.1 产业发展概况

多晶硅产量略有下降，企业开工率明显不足。全年多晶硅产量达到71000吨，位居全球首位，约占据全球总产量的30%，与2011年的84000吨相比，下降15.4%。但即使如此，2012年我国依然从国外进口多晶硅82700吨，同比增长28%。截止2012年底我国已具备投产能力的多晶硅企业将达到50家以上，产能到达19万吨，如图3-1所示。但受多晶硅价格快速下滑影响，我国多数多晶硅企业已停产，截止2012年底，全国仍在保持开工或低负荷运行的企业仅有8家，产能约占全国总产能的50%，基本可满足我国近16GW的晶体硅电池生产需求。预计在今年价格回暖后，开工产能会进一步提升。

多晶硅规模优势显著，产业集中度进一步提高。从我国企业发展情况看，企业生产规模不断增大，产能

图 3-1 2007-2011 年我国多晶硅产能 / 产量情况



数据来源：CPIA, 2012.04

表 3-1 全国主要多晶硅企业 2011/2012 年产量情况 (单位：吨)

企业	2011 产量	2012 产量
保利协鑫	29,410	37,000
重庆大全	4,600	4,300
亚洲硅业	2,300	4,100
洛阳中硅	8,135	4,000
四川瑞能	3,386	3,500
特变硅业	1,500	3,300
赛维 LDK	11,000	2,500
四川永祥	1,400	2,300
南玻宜昌	1,500	1,600
神舟硅业	1,000	1,200
合计	64,100	63,500

数据来源：CPIA, 2013.03

万吨以上的企业已达到4家，分别是江苏中能、赛维 LDK、洛阳中硅、重庆大全，产能达到10万吨，约占据我国总产能的52%，2013年将再增两家（新特能源和四川瑞能）。与此同时，我国有四家多晶硅企业（江苏中能、重庆大全、亚洲硅业、洛阳中硅）跻身全球前十，而这四家多晶硅企业产量约占据全国总产量的69.5%，同比提高9个百分点。而全国前十家多晶硅企业产量约占据全国总产量的89%，产业集中度不断提高，仅江苏中能一家企业的产量就已占全国半壁江山。

多晶硅生产技术持续进步，生产成本不断降低。目前我国万吨级多晶硅生产线已建成投产。冷氢化技术已得到普遍推广，多家企业也通过二氯二氢硅的反歧化反应，提高副产物综合利用率。同时通过还原炉改造，使用多对棒还原炉（36对棒）、还原余热综合利用技术、精馏填料塔及差压耦合节能技术等降低能耗。目前全国平均还原电耗已经由2011年的70kWh/kg下降到2012年的60kWh/kg以下，部分先进企业已低于50kWh/kg。在这带动下，我国部分先进多晶硅企业的生产成本已达到近20美元/千克的国际先进水平，但大多数多晶硅企业生产成本在30美元/千克以上，特别是停产的多晶硅企业，并且这些企业受限于生产规模以及生产设备，成本进一步下降的空间非常有限。

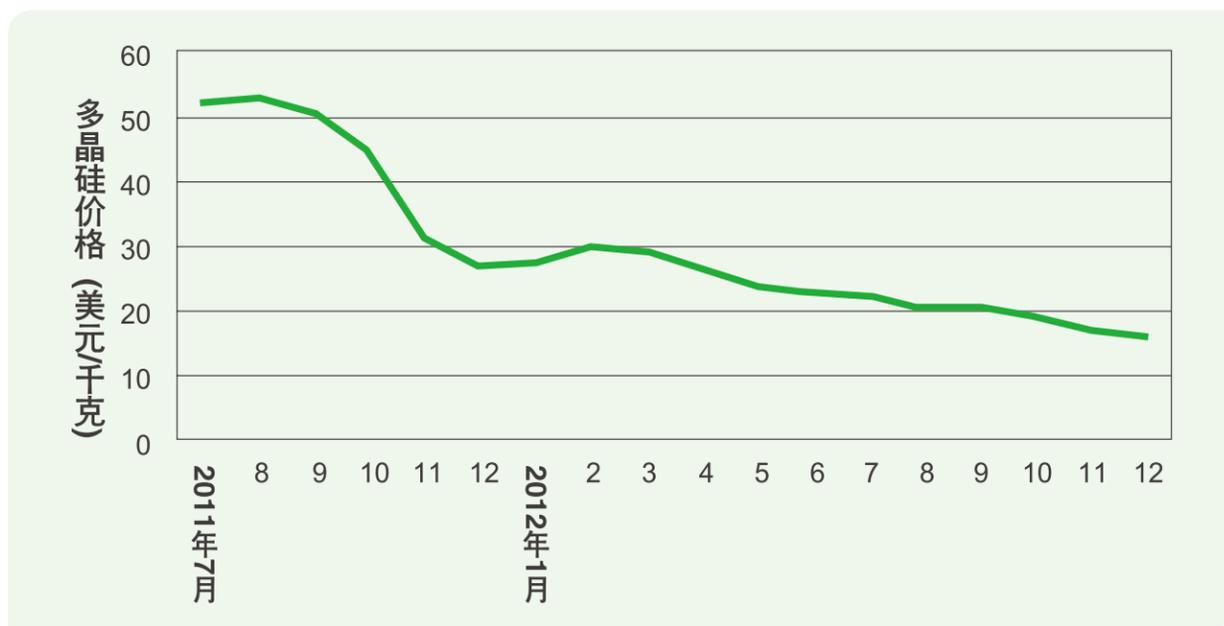
3.1.2 产业发展特点

(1) 产品价格快速下滑，企业经营压力增大

从供需层面看，多晶硅市场大致保持平衡。

在供给方面，2012年全球多晶硅产量为23万吨，其中太阳能级多晶硅产量约为21万吨，按每瓦耗硅量6g，可满足35GW的晶硅电池生产。在需求方面，2011年全球晶硅电池产量约为33GW，因此供需大抵保持平衡，但由于受到以下几方面影响，导致多晶硅产品价格快速下滑。一是多晶硅销售主要以合约为主，由于受多晶硅前些年供不应求影响，全球多晶硅投资持续增大，新建和扩建的产能集中于2011年释放，导致现货市场供需压力增大，在现货价格下跌的带动下，合约价格也相继下调，产生连锁反应。二是下游企业的压力。由于下游电池组件产能快速膨胀，但下游市场的增速却远远落后于电池组件产能的增长，此举也使得电池组件价格快速下滑，产品价格下降压力也逐步传导至多晶硅环节，并且自2011年三季度开始，电池组件企业普遍出现亏损，下游企业加强供应链管理，也间接导致多晶硅产品价格下跌。三是外国企业的低价竞争策略。由于我国是全球多晶硅的主要消费市场（2012年我国消费全球多晶硅的65%），国外多晶硅企业凭借其规模、成本、化工联营、所在国政府支持等优势，为了抢占我国多晶硅市场，大量低价向我国出口多晶硅产品，直接带动多晶硅产品价格下滑。现货价格已从2011年第三季度的50美元/千克快速下滑至2012年年底的16美元/千克，如下图3-2所示，而我国多数多晶硅企业生产成本仍在30美元以上，即使先进企业的生产成本也在20美元/千克左右，在市场压力下，我国多晶硅企业经营压力大增。

图 3-2 我国多晶硅现货价格变化情况



资料来源：CPIA，2013.04

(2) “两高一资”持续发酵，成为产业发展绊脚石

近年来，节能减排已成为我国各级政府工作的“硬约束”指标而列入考核体系，多晶硅产业即为节能减排关注的重点之一。我国多晶硅产业发展时间短，在发展初期由于技术尚未完全掌握，部分企业存在能耗高、副产物得不到充分利用等问题，光伏产业戴上了所谓“两高一资”（高能耗、高污染和资源型）的帽子。国务院也于2009年出台38号文，将多晶硅产业列为过剩产业，多晶硅产业所享受的优惠政策也相继被取消。虽然近些年来，随着多晶硅企业规模的壮大和技术的进步，生产能耗不断降低，万元GDP能耗已达到全国平均水平，绝大多数企业已实现闭环生产，SiCl₄等副产物也得到有效利用，但“双高”的帽子并没有从多晶硅头上摘掉，反而被错位到下游的光伏产品，

被冠以“光伏产品大量出口相当于大量输出紧缺能源”，使得光伏项目的审批、技改、产品出口、融资等受到制约，严重影响我国光伏产业的战略性新兴产业布局，制约了产业的发展。值得庆幸的是，国家于2010年出台了《多晶硅行业准入条件》，对多晶硅生产的选址、能耗、环保、规模做出了明确规定和限制，行业标准的出台提高了行业门槛，有助于淘汰落后产能。《多晶硅行业准入条件》是目前为数不多的多晶硅行业管理规定，在遏制资本的跟风投资和规范产业发展上起到了积极的作用。

(3) 停产企业生存压力加大，面临重重风险

我国50%以上多晶硅企业的生产成本仍在30美元/千克以上，而国外先进多晶硅企业生产成本已达到或低于25美元/千克，在多晶硅

价格持续下降，并且已下降至15-20美元/千克之间，致使我国多数多晶硅企业减产或停产。截至2012年底，我国仅有8家在维持生产，其他几乎都已经停产，这些企业面临着重重困难。一是安全风险，多晶硅企业开工时有大量的氯硅烷在线内循环，工厂停产，灌区存在大量剩余危化品物料，很多企业都在千吨级以上，面临加大的安全风险和环保问题；二是资金风险，多晶硅投资大，企业负债率较高，财务成本压力增大，停产的企业无任何收入，也无法从金融机构取得资金支持，面临较大的贷款利息压力，随时有现金流断裂的风险；三是法律风险（或稳定问题），停产债权人提起诉讼，甚至有债权人提出封账和围堵公司大门的情况；四是面临新进入者的严重威胁，多晶硅生产具有明显的后发优势，后进企业充分利用已有企业所积累的设计、生产经验，使用更为先进的生产设备，在资源丰富电力成本低洼地，建设大规模生产线，其产品更具竞争优势；五是多晶硅停产，面临炉体污染、腐蚀和设备老化等问题，维护成本高昂，再次启动的成本也高，并且停产也即意味着生产的停滞，改进优化工作也不能顺利进行，成本无法有效下降，另外维系技术团队和现有客户的无形成本也不小。

3.1.3 发展趋势

(1) 光伏“双反”调查出台，对多晶硅产业影响重大

正在进行的光伏产品贸易壁垒调查，将极大影响多晶硅的价格走势和未来产业发展布局。欧洲对我国光伏产品的“双反”调查终裁于2013年6月出台，一旦征收高额关税，我国光伏产品出口受阻，将会抑制多晶硅市场需求，不利于多晶硅价格的提升。与此同时，我国对韩、美和欧洲的多晶硅“双反”调查也将在今年结束，一旦对国外多晶硅企业征收关税，将有助于国内多晶硅产品价格的提高，但由于存在加工贸易的规避渠道以及电子级硅料不在“双反”之列，以及未来国外硅料可能迂回通过海外生产硅片再以硅片进口等问题，预计国内多晶硅产品价格的上升幅度有限。以当前多晶硅产品现货20美元/千克为例，如若征收40%的关税，供应商和进口商可能共同承担这部分关税，进口商面对进口多晶硅的价格为24美元/千克，国内多晶硅产品价格上升的空间也就在2-4美元/千克左右（考虑到产品质量以及长约等问题），即在22-24美元/千克（尚未考虑到由于欧洲“双



反”可能带来的市场需求降低等问题)。因此在此多晶硅价格水平下,我国多数多晶硅企业仍将无法开工。致使未来多晶硅价格稳定在 25 美元/千克,在当前我国多晶硅企业的生产成本下,能保持正常生产(不亏本)的企业预计也仅 5 家左右。

(2) 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 against 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 2011 年投产的多晶硅企业约为 40 多家,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,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”可能是行业的共识。因此这就需要中小多晶硅企业抱团,借助多晶硅的区域和多晶硅分环节生产特点,在环节中各有侧重,资源在区域间优化配置,以达到降本的效果,在供需失衡和价格持续在低位运行情况下,抱团过冬。特别是,目前这些中小多晶硅企业普遍已停产,受到规模和市场价格影响,投资者不敢投钱技改,而停产设备老化且生产工艺

也没法得到优化,因此未来等待这部分企业的只能是关停。

(3) 流化床法备受追捧,恐现当年盲目投资热潮

由于多晶硅价格的不断下滑,企业为降低多晶硅生产成本,纷纷将目光转向所谓能够实现“更低成本”的流化床法,据悉流化床技术与传统的钟罩式反应器制备多晶硅技术相比,转换效率和沉积速度大为提高。如果用硅烷替代三氯氢硅作为被还原气体,可以使多晶硅的沉积温度从 1100 摄氏度降低至 800 摄氏度,可以大大节约能耗。流化床法生产多晶硅单位能耗为 30kWh/kg(三氯氢硅)和 10kWh/kg(硅烷),为钟罩式生产多晶硅电耗的四分之一。在此背景下,国内部分多晶硅企业或者一些矿业冶金企业开始将目光瞄准流化床法多晶硅,开始从各种渠道了解流化床法的相关信息,部分企业也已到国外相关企业实地参观了解流化床多晶硅工厂的实际运行情况,国外相关企业和各种机构也在国内兜售该技术。但流化床法真是我国多晶硅企业的救星吗?虽然我们不可否认流化床技术是未来多晶硅产业的一个选择,但从多晶硅产业发展历史看,外国人一定不会把大有前途的技术真正出售给中国的竞争厂商,需理性看待这一问题,避免重现 2006-2007 年间盲目投资改良西门子法的现象发生。

总而言之,我国多晶硅产业发展任重而道远,一方面需要企业苦练内功、以降成本,另一方面则需要抱团取暖,共对应对寒冬。同时,也需要主管部门应充分发挥市场机制的作用,引导产业整合,在政策方面给企业融资、技改等方面多予以倾斜。虽然总体规划产能大于需



求,但我们必须看到,我国每年仍需从国外进口大量多晶硅,简而言之,我国产能的过剩是低端产能过剩,而高端产能或者说具有一定竞争力的产能尚显不足,需要国家对优势企业进行大力扶持,以彻底摆脱产业依赖进口的局面。

3.2 2012 年我国太阳能电池组件发展情况

3.2.1 产业发展概况

(1) 我国太阳能电池产业规模进一步增大

根据联盟对全国 243 家电池组件企业的统计数据显示,2012 年,全国电池片产能远超 40GW(含停产的企业),产量达到 21GW,与 2011 年的 19.8GW 相比,增长率约为 5%,产量约占全球总产量的 56%,位居全球首位。虽然,2012 年我国电池组件企业几乎都面临亏损,新建或扩产的企业较少,产能的增加主要源于技术进步,使得电池转换效率不断提高,另外是良率的提高,使得单线产出不断增大,产能不断提高。在电池类型方面,主要是晶体硅电池,占比达到 98%,薄膜电池约为 400MW。产业集中度不断提高,全国前十家电池片企业产量达到近 12GW,约占全国总产量的 57%,产能达到 18.6GW,但占比不足 40%,如表 3-2 所示,这从另外一个侧面说明,我国的中小企业在 2012 年产能利用率严重不足。

图 3-3 2008-2012 年我国太阳能电池产能/产量情况



数据来源: CPIA, 2013.04

表 3-2 我国主要电池片企业 2012 年产能/产量情况 (单位: MW)

企业	产量 (MW)	产能 (MW)
英利	2000	2450
晶澳	1800	2800
尚德	1700	2400
天合	1400	2450
阿特斯	1100	2400
海润	1100	1560
晶科	800	1500
韩华	800	1300
中电 48 所	700	1200
正泰	580	600
合计	11980	18660

数据来源: CPIA, 2013.04

(2) 太阳能电池出口量呈上涨趋势，但出口额大幅下滑

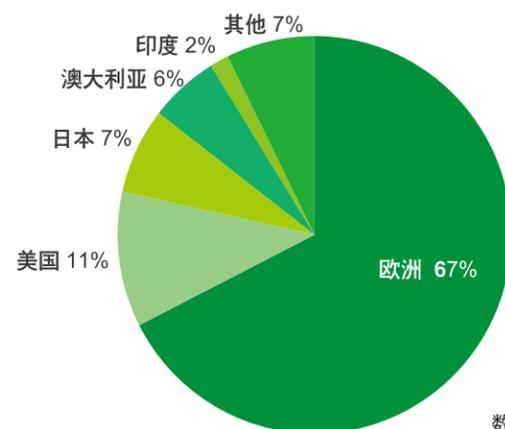
2012年，我国太阳能电池组件出口量约为18GW，与2011年16GW相比约增长12.5%，但出口额仅为127亿美元，同比下滑43.8%，如下图3-4所示。在出口区域分布上，主要出口至欧洲、美国、日本和澳大利亚，这四个地区出口总额达到116.5亿美元，占总出口额的91%，尤其是欧洲地区，出口额为86.15亿美元，约占我国总出口额的67%，其出口占比如下图20所示，尤其是日本，在2012年11和12月，出口额大增，两月出口额在1.4亿美元左右，环比增长70%以上。在太阳能电池进口方面，2012年，我国太阳能电池进口约为12.8亿美元，同比下降36%。进口源主要是我国台湾地区，进口额为6.8亿美元，约占总进口量的53%，主要由于使用第三方电池片可规避美国双反调查，所以，从台湾进口量较大。其次为马来西亚，其进口额为1.45亿美元，占比11.3%，马来西亚是全球知名电池企业如德国Q-Cells（现已被韩国韩国集团收购）、美国SunPower和美国First Solar的电池制造工厂所在地。

图 3-4 2007-2012 年我国太阳能电池出口情况



数据来源：海关总署，CPIA，2013.04

图 3-5 2012 年我国太阳能电池出口区域分布



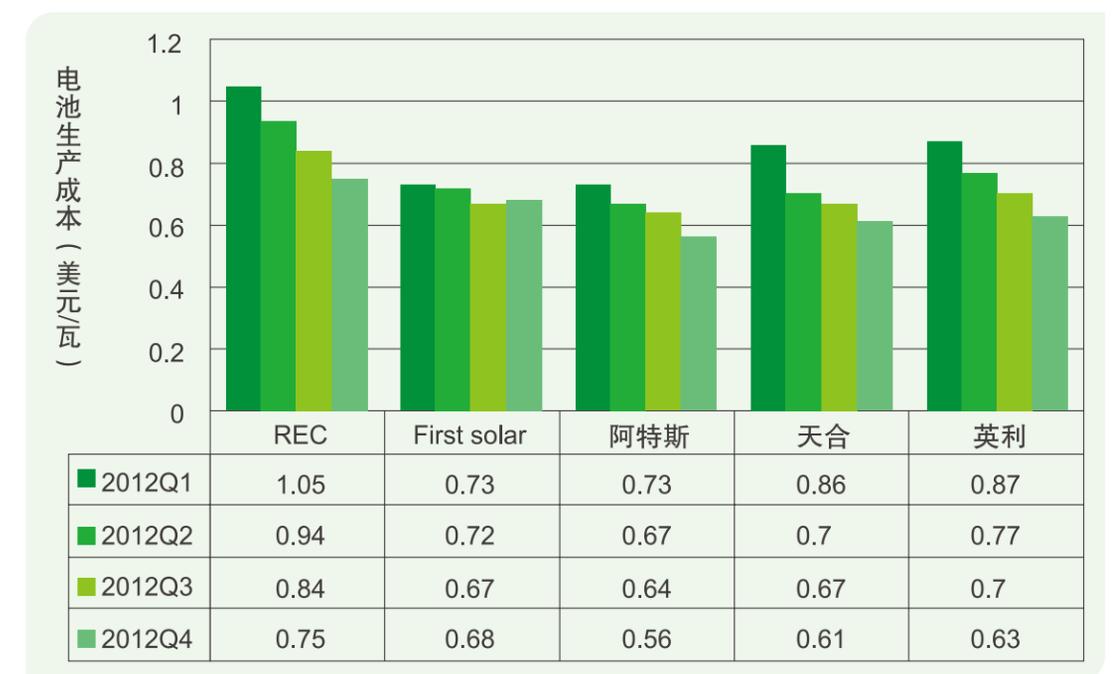
数据来源：海关总署，CPIA，2013.04

⁴ 这里统计的主要是海关编码中 85414020 所对应的太阳能电池

(3) 我国太阳能电池生产成本将进一步下降，产品质量进一步提高

面对着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。根据各上市企业发布财报，至2012年底，我国主要晶硅电池企业生产成本已降至0.6美元/瓦左右，部分企业甚至达到0.56美元/瓦（各主要环节较佳的成本分别为多晶硅0.10美元/瓦、硅片0.11美元/瓦、电池片0.15美元/瓦、组件0.2美元/瓦），如下图3-6所示，与2011年底的0.9美元/瓦相比，降幅达到33%以上，基本实现了企业2011年底的预测目标，根据企业的预测数据，2013年底生产成本可降至0.5美元/瓦以下。与此同时，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，部分企业已经打出了27年质保。国际化程度进一步增强，受国内市场消纳能力有限和国外贸易壁垒影响，我国光伏企业将加快国际化进程，通过在海外建厂或并购方式，加快在海外的本土化发展，以增强企业竞争力和国际化水平，成长为跨国企业。

图 3-6 主要光伏企业生产成本情况



数据来源：企业财务报表，CPIA，2013.04



(4) 我国太阳能电池技术持续进步，电池效率稳步提升

我国已掌握全套晶硅电池关键工艺技术，单晶硅和多晶硅电池产业化生产的平均转化效率已分别达到 18.3% 和 17.1%。随着市场竞争加剧以及有限空间作用下，发展高效电池已经成为主流，目前，230W 以下的组件已几乎没有市场空间，市场上销售的组件功率都在 230W 以上，功率越高市场需求愈好，这需要在有线的面积下大幅提高转换效率，目前，我国部分先进企业的高效电池量产转化效率已达到 19% 以上。多家晶硅电池企业均在大幅扩建高效晶硅电池生产线，2012 年高效晶硅电池产量已占

据全部电池产量的 15% 左右，预计到 2015 年，高效晶硅电池产量占比将达到 30% 甚至更多。但受制于转换效率提高幅度有限和产业化生产成本增加较大等因素，包括选择发射极 (SE)、钝化发射极背面电池 (PERC) 和金属穿孔卷绕电池 (MWT) 在内的新型高效电池技术还没能广泛取代改良金属浆料细栅线印刷技术大规模应用。大部分一线电池、组件制造商都在与领先的材料、设备供应商合作开发新技术、产品，或谨慎试用新技术、设备。

3.2.2 产业发展特点

(1) 光伏企业实力相当，产业整合难度较大

当前，我国已有多家企业产能在 GW 量级以上，如尚德、英利、天合、阿特斯、晶澳等，企业主要以组件生产制造为主，实力相当，且这些企业都是民营企业，每家企业都没有把握能够在市场整合中握有竞争优势。如若仅靠企业之间的竞争进行优胜劣汰，则此过程势必漫长且残酷，即使胜出者也会元气大伤，甚至可能有损我国光伏产业在全球竞争力。特别是由于当前组件产品价格大幅下滑，企业普遍存在亏损，且这些企业负债率较高，据统计，我国十家在美国上市的光伏企业负债额高达 1500 亿元，平均负债率近 80%，因此这些企业自顾且不暇，更遑论有多余资金进行兼并整合。而一些欲涉足光伏产业的大型国企，本着并购利益最大化的原则，也在观望，等待最佳切入时机。一些中小型光伏企业则在停产蛰伏，行业略见好转时，将会伺机开工，这也将进一步延缓产业的整合。

(2) 企业经营压力持续增大，“三角债”问题凸显

当前光伏困境的根源在于市场供大于求、产品同质性较强，从而引起恶性低价竞争。由于目前产业整合尚未有实质性的产生，明年供需阶段性失衡的局面仍将持续，企业仍将承受价格下降压力，这也意味着企业造血功能将不断恶化，多卖多亏，失血严重。加上我国光伏企业负债率普遍较高，在美上市的十家光伏企业平均负债率仅 80%，在银根紧缩的情况下，企业现金流吃紧。为了保现金流，上下游之间的应收账款也在不断拉长，相互拖欠账款的现象较为严重，有逐渐发酵成为“三角债”的趋势。一旦有企业倒闭，恐将引发多米诺骨牌式的企业倒闭风潮，大量员工失业，造成严重社会问题与恶劣政治影响，巨额银行贷款无法收回，恐引发区域性金融风险，我国光伏产业也将因此失去全球领先地位。

(3) 贸易保护主义抬头，产业政策面临切入难题

当前光伏困境的走出除了政府出台鼓励应用政策外，也急需产业规范的相关措施。国际贸易纠纷有欧美有意打压我新兴产业的意图，但国内部分地方政府扶持产业的做法也值得商



榷。产业出现危机政府不能袖手旁观，但政府一旦涉足又极易被国外有心人士利用，认为政府过多介入产业，不利于自由贸易，开始在贸易壁垒中做文章。当前我国光伏企业普遍对贸易壁垒调查存在幻想，一方面希望通过政府层面的沟通能够化解贸易纠纷，另一方面又希望政府对自己施以援手，助其走出困境，但这是一个两难选择，国外企业也正在利用我国企业的企图，对该国政府施加压力，一方面希望该国政府对我国政府施压，减少政府对产业的干涉，另一方面也希望该国政府能效仿中国政府对本土企业扶持帮助。市场出现失灵，急需政府出台相关措施进行矫正，但政策如何定位，从何切入，中央和地方的产业政策应如何协调值得探讨。

3.2.3 产业发展趋势

(1) 地方保护主义抬头，本地化条款蠢蠢欲出

光伏产业是朝阳产业，也是我国七大战略性新兴产业的主要内容之一，地方政府对该产业也表现出极大热情，正在加大扶持力度，力助产业走出困境。在国家大力启动国内市场之

际，将极有可能引燃地方政府的本地造热情，因为光伏电站建设首先要经过地方审批，然后才向国家能源局申报。为了保护本地企业的发展，在电站审批等方面可能会优先本地企业，甚至会对电站建设方提出产品“本地化”要求，这无疑不利于光伏产业的优胜劣汰，甚至可能会催生一批新生光伏企业，不利于产业的规范。

(2) 金融信贷收紧，融资呈现惯性化

如前述，光伏企业实力相当，且普遍存在债务高企、现金流吃紧等问题，谁能获得信贷支持，谁就能在这场拉锯战中取得先机。而我国大型金融机构对大型光伏企业普遍存在大额贷款，企业破产也会造成其坏账损失，为了不使自己的前期投资打水漂，金融机构将可能继续对其老客户进行授信支持，以支持其在整合中能够存活或胜出。如近期媒体披露的，国开行将对我国“六大六小”光伏企业进行支持，这 12 家企业多为其此前授信的对象。但这可能导致我国一些优势企业较难获得银行融资，也不利于部委相关产业政策的协同。

(3) 大型发电集团涉足制造业，电站采购凸显自有化

大型发电集团是未来光伏市场的主要开拓者，以全国电站建设最快的青海格尔木地区为例，在 2011 年新并网的 583MW 电站中，五大发电集团旗下的企业占据了 63%，而民营企业仅占 12.5%。大型发电集团实力雄厚、电站运作经验丰富、且有发展新能源的需求，在申请电站“路条”中也有优势，是未来光伏电站建设的主体。为了控制产品质量和成本，现在这

些发电企业均有不同程度涉足电池制造业。如国电和中电投已涉足从硅料到电池组件的制造环节，大唐、华能和华电也在酝酿进入光伏电池制造环节。但发电集团的涉足主要为其下游电站开发进行配套，并无意大力向制造环节拓展，其结果是其产能将锁定国内大部分光伏市场，直接造成光伏企业国内市场份额的降低，无疑会加剧光伏企业困境，也不利于光伏成本的下降。

衡量产品好坏主要在于其“性价比”，过去，人们常说中国企业企业将更多的将重心放在“价”方面，不余遗力去降低成本，拼价格。但现在，光伏企业在兼顾“价格”的同时，对“性能”也愈加重视，产品的转换效率和稳定性不断提高，低价优质的产品将持续为人类解决能源紧缺、温室效应和环境污染等问题贡献巨大力量。



3.3 我国开发商发展现状

光伏制造业生存艰难，使得很多光伏制造企业开始将触角伸到下游，其中光伏电站开发就格外受青睐。但大的开发商仍在试水，发展步履蹒跚，国有大型发电企业占据大型并网光伏电站开发的半壁江山，比例低于风电。截止到 2012 年底，中电投、国电、中节能、中广核、华电、国投、宁夏发电集团等主要开发企业共建成大型并网发电 2399MW，占累计市场份额的 57.22%。整体来看，我国的五大电源企业都已经进入到光伏发电行业，但是投入都不多，投入规模最大的中电投累计安装来也只有 573MW（见表 3-3），排名前 3 位的中电投、国电、中节能累计占市场份额为 13.66%、8.32%、6.89%。

表 3-3、我国大型并网光伏开发商 2012 年排名

序号	开发企业	2012 新增 MW	2012 累计 MW
1	中电投	213	573
2	国电	184	349
3	中节能	20	289
4	中广核	87	287
5	大唐	60.5	189.5
6	正泰	110	160
7	华电	35	135
8	龙源	60	120
9	国投	29	108
10	宁夏发电集团	0	99

资料来源：CREIA 根据中国水利规划院资料整理，未含离网数据

3.4 配套服务产业发展情况

光伏保险可有效改善产业发展环境，但是在当前情况下，我国也仅有英大财险一家公司推出 25 年期的光伏保险产品，并且只对售往国际市场的产品进行保险。

3.4.1 光伏产品保险的重要性

在目前市场中，市场充斥着低价竞争。以多晶组件为例，绝大部分企业生产成本在每瓦 4 元 -4.5 元左右，但是国内电站的中标价：一线企业报价最低达到 3.8-3.9 元 / 瓦，二线企业报价最低达到 3.5-3.7 元 / 瓦。同时，制造商“成本第一，品质第二”的策略使得相当一部分组件厂在过去 2 年内调整了原材料采购清单，使用更为廉价的电池片、EVA，背板，以便降低成本，但是品质难以得到保障，材料问题严重。另外，由于一线工人流动频繁，新工人比例高，生产工艺也有较大影响。此外，电站开发商及 EPC 厂家追求短期利润，在招标中以价格为先。为了能够降低开发成本，提高利润率，绝大部分招标都以最终价格作为唯一标准，不考虑制订长期风险转移机制。因此亟待完善光伏产品质保体系，保障消费者权益。

3.4.2 25 年期产品对于电力开发商的意义

如没有长期质量保险，中标的供应商在未来数年中倒闭或者破产，项目开发商将：

- (1) 自担 20 年以上的风险，承担维修和更换组件的支出；



(2) 无法准确计算电站的投资收益率，项目评估存在缺陷；

(3) 如电站转让，接受方无法评估其风险，进而影响所有权转让。

目前，国内的通行做法是：如果 A 项目开发希望将国内若干 MW 电站转让给 B 项目开发商。因为没有保险安排，B 一般会要求 A 在电站中仍持有 10%-20% 的股份，其本质是质保金。而对于 A 来说，其开发电站并出售的商业模式中，很重要的一环就是项目转让能够测算项目收益率，并且一旦转让则从原项目中彻底撤出。显然，在没有保险介入下，A 的商业模式无法实现。

3.4.3 25 年期产品如何帮助提升光伏行业质量

- (1) 保险机构为光伏行业组件制造商建立“数据库”，委派专业的第三方验厂，项目开发商只选择通过验厂，在保险机构数据库的制造商作为招标选择；
- (2) 招标过程中，明确表示制造商需提供 25 年的第三方质量保证保险，且 25 年内承担的赔偿额度应按照组件采购金额的一定百分比计算。

例如，25MW 电站，组件中标金额 4 元/瓦，则合同金额为 1 亿人民币。如设定赔偿限额为合同金额的 10%，则意味着 25 年内，如发生损失，保险公司可以最高赔偿到 1 千万人民币。

- (3) 从电站投入运营开始，该电站的组件即在保障范围内，如发生质量问题或功率衰减过快，保险公司来承担维修、更换、补偿义务，并承担相关费用。

- (4) 如开发商希望转让电站，保险受益权可以与电站权益一同转让给买方，使得开发商不用再质押一定股权或者交纳质保金。

3.4.4 25 年期产品介入的意义

(1) 淘汰落后产能

任何企业，如生产工艺、原材料采购、工厂内部检测不达标，因无法通过第三方验厂，从而无法进入保险公司名单，无法参与招标，最终产能被淘汰。

(2) 保障开发商权益

由于光伏电站收益低，如没有 25 年期第三方质保保险，开发商还必须承担未来不确定风险，更不利于行业发展。因此，本产品能帮助开发商规避风险。

(3) 促进电站流动性

无论是大型地面电站还是分布式电站，资产的流动性对于任何参与其中的企业来说尤其重要。25 年期产品能够促进买卖双方的商业确定性和公平性，促进电站作为资产的有效流动。

事实上，在国际市场中，由于保险制度的完善，使得光伏电站的开发及其顺利，在海外，电站的投资人包括了很多养老基金、人寿保险公司等，在未来，电站资产也会吸引更多的电力系统以外的投资人的参与，作资产匹配。

(4) 银行融资

无论是项目融资还是电站抵押融资，海外银行一般会考察几个内容：融资人资质以及是否有项目经验；是否融资人与有资质的企业已经签署了《用电协议》；是否已经拿到了相关

的无附加条件的审批文件；是否电站有 25 年期保险；融资人的组件供应商、逆变器等设备制造商是否在银行列表中。其中，如果没有保险，则银行会提出：提高长期借贷利率，减少借贷金额；或要求融资人找当地第三方企业担保；或要求融资人质押其它资产给银行。

(5) 电站转让

在海外成熟市场，如果某机构希望购买电站，通常会要求卖方提供 25 年期的保险或者卖方母公司的长期保函。由于银行保函会锁住部分资金，因此很多卖方不愿提供保函，因此保险成了通用的解决方案。有保险的电站和没有保险的电站的价值相差很大。因为没有保险的电站无法从银行融资，因此买家必须用自有资金购买，而且要承担未来的不确定性风险，因此例如欧美等市场很少有没有保险保障的电站。

(6) 电站招标

在海外，电站设备招标文件中一般都要求供应商必须提供长期质量保险，且详细规定了购买保险的保险赔偿期限、赔偿额度、免赔额，是否可以设立等待期等等细节。投标方在招标文件中必须体现其是否能通过保险机构的审核，



拿到对应的保单。投标前，投标企业一般也会从多家保险机构那里得到报价，测算成本，并计算含保险的投标价格。中标企业购买了保险以后，一般不会以任何形式质押的质保金给项目采购方。

中国（招标不含保险）：

投标方低价竞标→招标方质押中标方 10% 质保金→中标方因为中标价低，且因为质保金问题而导致现金流紧张，被迫提供次级组件来降低成本→电站发电量不足、品质差→银行认为风险高，不愿放贷→业主方转让电站仍需持有部分股权（等同于质保金），无法有效转让，无奈下只能选择被迫持有。

欧美地区（招标含保险）

投标方竞标→招标方因有保险保障，100% 付款→中标方提供优良品质的组件→电站发电量稳定→银行因为风险可控而放贷→业主方可以将电站抵押给银行或者随时转让→受让方可以进一步将电站权益做资产配置、融资或者一次性转让。

4 分布式光伏

4.1 分布式发电的定义、分类及应用领域

4.1.1 分布式发电的定义

分布式发电 (Distributed Generation, 简称 DG) 通常是指发电功率在几千瓦至数十兆瓦的小型模块化、分散式、布置在用户附近的, 就地消纳的、非外送型的发电单元。主要包括以液体或气体为燃料的内燃机、微型燃气轮机、热电联产机组、燃料电池发电、太阳能发电、风力发电、生物质能发电等。

国家能源局 7 月 18 日颁布的《分布式发电管理暂行办法》中给出的分布式发电的概念为: 分布式发电是指位于用户附近, 装机规模较小, 电能主要由用户自用和就地利用的可再生能源、资源综合利用发电设施或有电力输出的能量梯级利用多联供系统; 国家电网 2012 年发布的《关于分布式光伏发电并网方面相关意见和规定》(国家电网 2012 年 1560 号文) 中指出: 分布式光伏发电是指位于用户附近, 所发电能就地利用, 以 10 千伏及以下电压等级接入电网, 且单个并网总装机容量不超过 6MW 的光伏发电项目。

IEEE1547 (分布式电源接入电力系统技术标准) 将分布式发电定义为: 通过公共连接点与区域电网并网的发电系统 (公共连接点一般指电力系统与电力负荷的分界点)。

4.1.2 分布式发电的分类

根据所使用一次能源的不同, 分布式发电可分为基于化石能源的分布式发电技术、基于

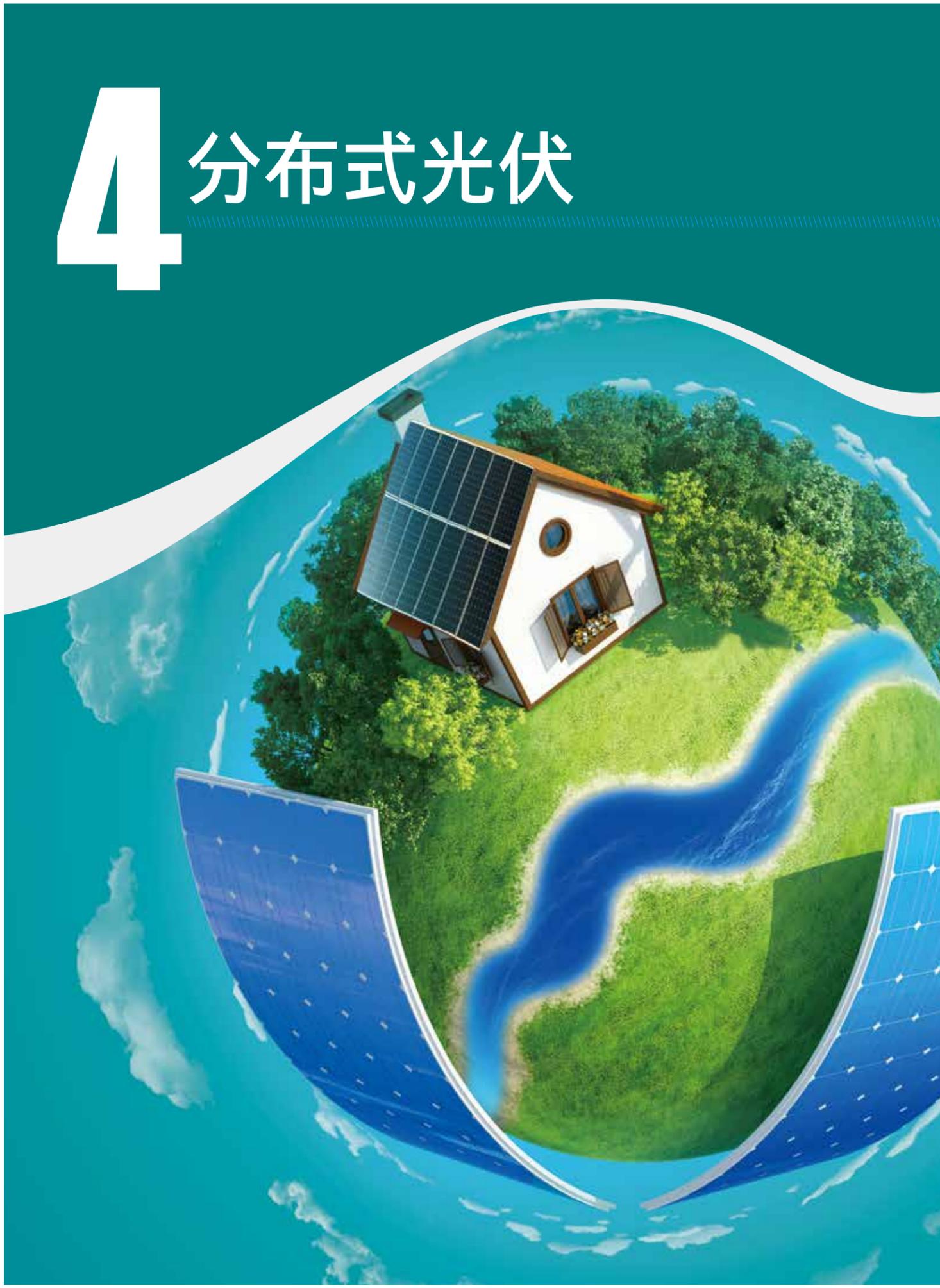
可再生能源的分布式发电技术以及混合的分布式发电技术。

基于化石能源的分布式发电技术主要由以下三种技术构成:

①**往复式发动机技术:** 用于分布式发电的往复式发动机采用四冲程的点火式或压燃式, 以汽油或柴油为燃料, 是目前应用最广的分布式发电方式, 但是此种方式会造成对环境的影响。

②**微型燃气轮机技术:** 微型燃气轮机是指功率为数百千瓦以下的以天然气、甲烷、汽油、柴油为燃料的超小型燃气轮机。微型燃气轮机与现有的其它发电技术相比, 效率较低。满负荷运行的效率只有 30%, 而在半负荷时, 其效率更是只有 10% ~ 15%, 所以目前多采用家庭热电联供的办法利用设备废弃的热能, 提高其效率。目前国外已进入示范阶段, 称之为热电联供机组 (CHP)。

③**燃料电池技术:** 燃料电池是一种在等温状态下, 直接将化学能转变为直流电能的电化学装置。燃料电池虽然名称上有“电池”字样, 但是它不是储能装置, 而是发电装置。燃料电池工作时, 不需要燃烧, 同时不污染环境, 其电能是通过电化学过程获得的。在其阳极上通过富氢燃料, 阴极上面通过空气, 并由电解液分离这两种物质。在获得电能的过程中, 一些副产品仅为热、水和二氧化碳等, 因此它是一种很有发展前途的洁净和高效的发电方式, 被称为 21 世纪的分布式电源。



基于可再生能源的分布式发电技术主要由以下几种技术构成：

①**太阳能光伏发电技术**：太阳能光伏发电技术是利用半导体材料的光电效应直接将太阳能转换为电能。光伏发电具有不消耗燃料，不受地域限制，规模灵活，固态发电无噪声无污染，安全可靠，运行维护简单等优点。

②**风力发电技术**：风力发电技术是将风能转化为电能的发电技术，可分为离网独立运行与并网运行两类，离网风力发电机组的容量一般为一百瓦到几十千瓦之间；分布式并网风电机组一般在几十千瓦到几百千瓦之间。

值得注意的是：接入中、高压输电网的大型光伏电站和风电场不属于分布式发电。

③**混合的分布式**：发电技术通常是指两种或多种分布式发电技术及蓄能装置组合起来，形成复合式发电系统。目前已有多种形式的复合式分布式发电系统被提出，如水光互补发电系统，风光柴蓄发电系统等。此外还有一个重要的方向是热电冷三联产的多目标分布式供能系统，通常简称为分布式供能系统。其在生产电力的同时，也能提供热能或同时满足供热、制冷等方面的需求。与简单的供电系统相比，分布式供能系统可以大幅度提高能源利用率、减少环境污染、改善系统的热经济性。

4.1.3 分布式发电的优势和特点

分布式发电有很多优势，如可以充分利用各种可用的分散存在的能源，尤其是可再生能源，分布式发电安装在用户附近，就地发电就

地消纳，减少了输电损失，提高了能源效率；分布式发电抗灾能力强，在大电网出现故障时，仍然可以对附近负载供电；分布式发电建设周期短，调峰性能好、操作简单、启停快速、便于实现灵活调度，是智能电网的重要组成部分。

分布式电源通常接入中压或低压配电系统，大量分布式电源的使用将会对配电系统产生广泛而深远的影响。传统的配电系统仅具有分配电能到末端用户的功能，而未来配电系统有望演变成一种功率交换体系。因分布式发电具有分散、随机变动等特点，大量的分布式电源的接入，将对配电系统的安全稳定运行产生极大的影响，所以传统的配电系统分析方法，如潮流计算、状态估计、可靠性评估、故障分析、供电恢复等，都会程度不同地受到分布式发电的影响而需要改进和完善。



现在全世界供电系统多是以大机组、大电网、高电压为主要特征的集中式单一供电系统。虽然全世界 90% 的电力负荷都由这种集中单一的大电网供电，但是随着当今社会对能源与电力供应质量与可靠性要求的逐步提高，大电网由于自身的缺陷已经不能满足这种要求。但是，从电网运行安全角度看由于大电网中任何一点的故障所产生的扰动都会对整个电网造成较大影响，严重时甚至可能引起大面积停电甚至是全网崩溃，造成灾难性后果极易受到战争或恐怖势力的破坏，危害国家的安全；另外，从成本支出角度看，集中式大电网不能跟踪电力负荷的变化，而为了短时的峰值负荷而建造发电厂花费是巨大的，因此经济效益相对较低。而大电网系统与分布式发电系统有机结合即能弥补大电网在运行过程中的此类缺陷，根据西方国家的经验，大电网系统和分布式发电系统相结合是节省投资，降低能耗，提高系统安全性和灵活性的主要方法。



4.1.4 发展分布式发电系统的意义

如果说电力市场化是电力行业的重大体制改革，那么分布式发电则可认为是电力行业的重大技术改革，两者共同作用将使未来世界的电力行业呈现出全新的面貌。现在的集中发电和通过主干电网为用户供电的方式是建立在丰富的化石燃料储备基础之上的，而化石燃料资源的有限性决定此种运行模式必然是不可持续的，因此，可再生能源替代化石燃料是未来世界能源格局的必然选择。

随着电力体制改革的深化，电力市场主体更为多元化，而分布式发电为多样化的电力市场主体提供了自由选择的空间，使其能更主动的适应易变的电力市场的变化。此外，由于分布式发电设施的安装周期短，对基础设施要求低，与大型的中央电站及发电设施相比总投资较少，因此在电力竞争性市场建立后分布式发电的作用将会日益明显和重要，大量的分布式发电通过通讯手段联网可以构建能够由电网统

一控制和调度的“虚拟电站”，与主干电力和主干电网组成智能电网，从而与现有电力系统结合形成一个高效、灵活的电力系统，提高整个社会的能源利用率及整个供电系统的稳定性、可靠性和电力质量。

4.1.5 分布式光伏发电的应用领域

分布式光伏发电是分布式发电的重要分支，光伏发电属于半导体静态发电技术，发电时没有噪声，没有震动，没有气液排放，不单独占地，适合于与建筑结合安装到屋顶和墙面，全球不同地区的资源差异相对较小，东西部平均太阳能资源差异大约 30%，任何地方都具备开发条件，因此可以预见光伏发电将在未来分布式发电市场中扮演重要的角色。

目前并网光伏发电占全球光伏市场的 90%，其中与建筑结合的分布式发电系统，而输电侧大型并网发电 (Utility Scale PV 或 Ground Mounted PV) 仅占 6%。见下图 4-1:

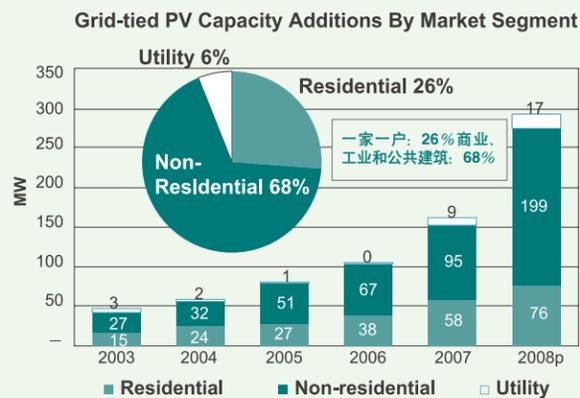


图 4-1 美国并网光伏发电中大型并网发电仅占 6%

德国的“10 万屋顶计划”，日本的“10 万屋顶计划”以及美国的“百万屋顶计划”主要都是针对低压配电侧并网的分布式光伏发电系统。因为这种发电方式对于光伏电力来讲是最有效的利用，同时，光伏发电的峰值与城市负荷的峰值有很好的匹配特性，光伏发电可以有效缓解城市用电高峰的压力，是电力公司所欢迎的。因此，中国应当优先在东部工业城市和负荷中心发展与建筑结合的分布式并网光伏发电系统。

就分布式光伏发电来讲，主要包括离网光伏发电和与配电网并网的光伏发电系统。凡是并入低压配电网（电压等级 230/400V）和中压配电网（电压等级 10kV、35kV）的光伏发电系统都属于分布式光伏发电。除了单纯的光伏发电，还应当包括包含各种发电方式的混合发电系统以及“微电网发电系统”。分布式光伏发电系统的分类图示如下：

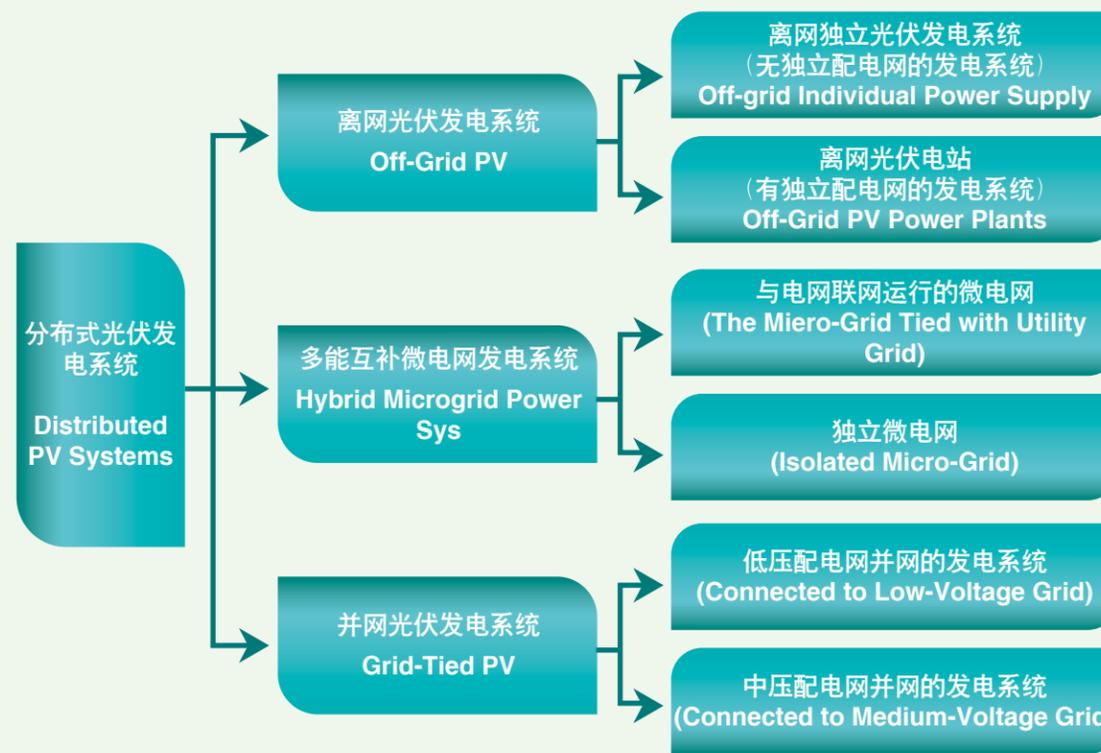


图 4-3 分布式光伏发电的技术分类和应用领域

PV Market Segments 光伏市场细分



图 4-2 大型光伏电站仅占德国并网光伏市场的 10%

我国 2002 年实施的“送电到乡”工程，2006 年以后的“无电地区电力建设”项目，2009 年开始实施的“金太阳示范工程”和“光电建筑”都属于分布式光伏发电。

2011 年光伏上网电价出台后，大型光伏电站的市场份额迅速增加，目前是中国光伏发电的主要市场。但随着政策导向和市场的变化，分布式光伏将成为市场的主流，到 2012 年底，中国分布式光伏发电的市场份额大约占 36.4%，2015 和 2020 年，分布式光伏市场的份额将会超过 50%。



表 4-1 中国光伏累计装机目标 数据来源: CREIA

中国光伏累计装机目标 (GW)				
市场分类		2012	2015	2020
分布式光伏	农村电气化及微电网	0.102	3.0	10.0
	通信和工业应用	0.058	1.0	4.0
	分布式建筑光伏	2.390	14.0	40.0
大型电站及其它	光伏商品化电源	0.058	1.0	4.0
	大型地面光伏电站	4.392	15.0	40.0
	太阳能热发电 (CSP)	0.000	1.0	2.0
合计		7.0	35.0	100.0
分布式光伏比例 (%)		36.4	51.4	54.0

4.2 国外可以借鉴的经验

根据 22 个 IEA PVPS 参加国的统计数据, 2010 年新增光伏装机容量 14.2GW, 是 2009 年新增装机容量的 2 倍, 累计装机容量接近 35GW。并网系统占到累计装机容量的 95% 以上, 仍然占据市场的主导地位。德国、意大利、美国、日本和法国依次处于前五位, 五个国家约占 2010 年新增装机容量的 87%。2010 年整体市场增长率为 68%。在世界经济下滑期间, 光伏市场依然保持着强劲的增长势头。

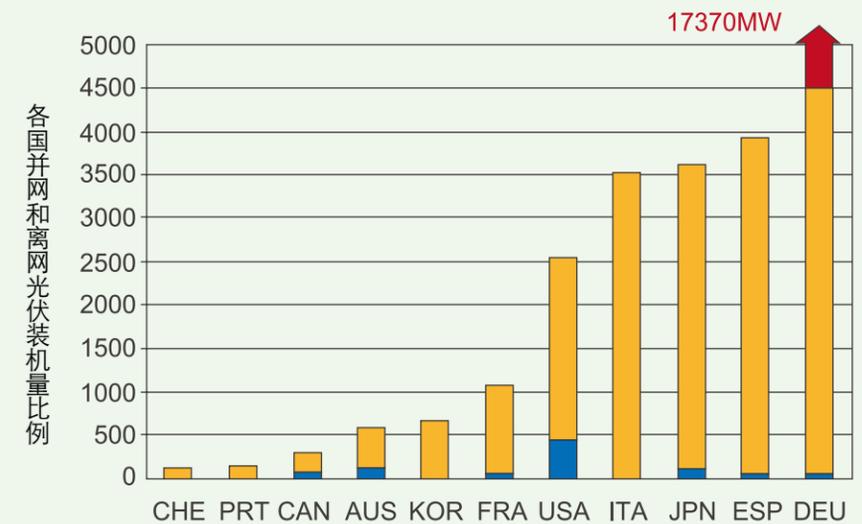
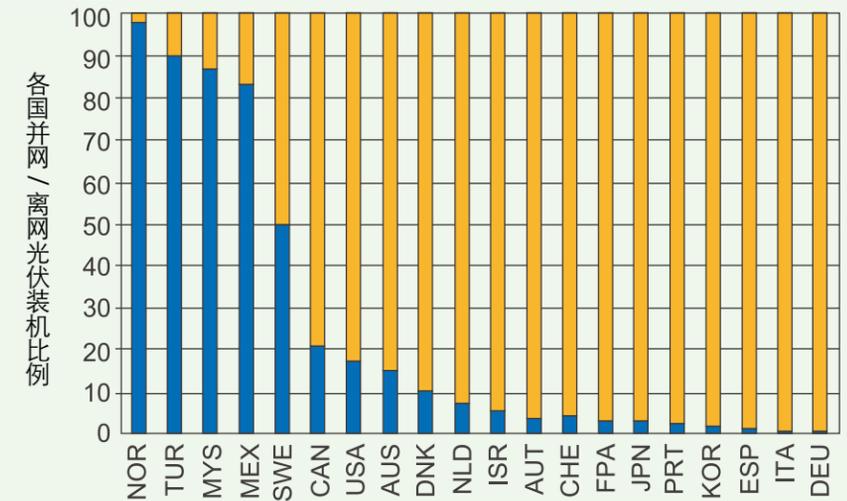
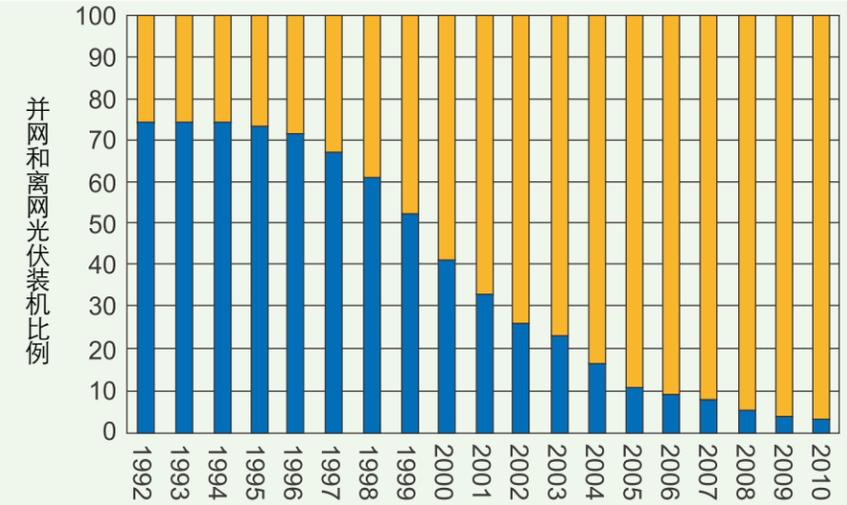
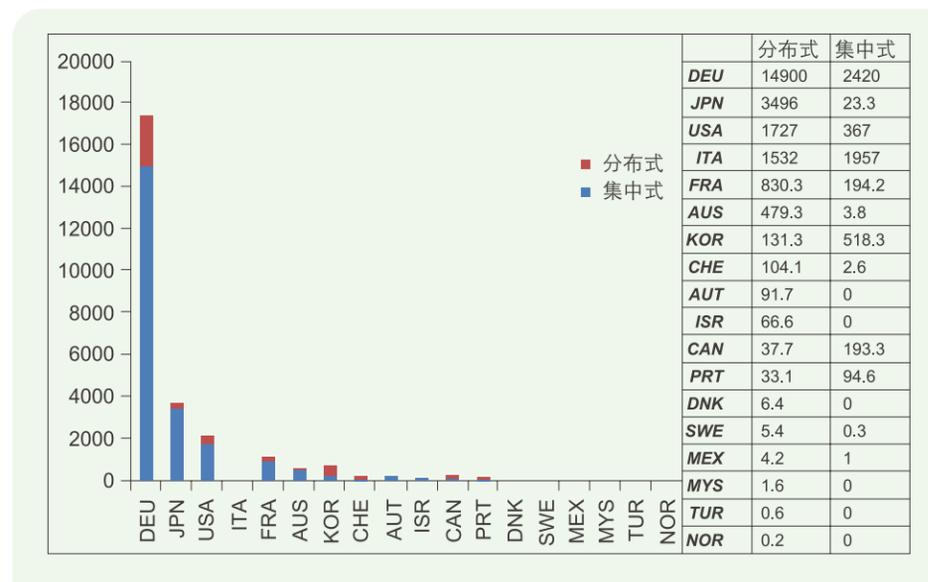


图 4-4 IEA 国家光伏市场现状与趋势

(数据来源: Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010, www.iea-pvps.org)

在住宅、办公楼、厂房等建筑物上分布式安装的并网光伏系统是整个市场的主流应用形式。至 2010 年底，分布式系统的累计装机容量约有 23.4GW，占光伏累计装机容量的 66.8%。按分布式系统累计装机容量排序，前五位国家依次为德国 14.9GW、日本 3.5GW、美国 1.7GW、意大利 1.5GW 和法国 0.8GW，中国分布式光伏系统累计装机容量仅有 256MW。

图 4-5 2010 年 IEA 国家并网光伏系统现状与趋势



(数据来源: Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010, www.iea-pvps.org)

政策扶持以及配套的科技投入在分布式并网光伏系统发展中起到了极其重要的推动作用。“上网电价”(FIT) 已经被公认为推动并网光伏系统强劲增长的基本机制，几乎所有 IEA PVPS 国家均计划推出或已经实施了光伏发电上网电价政策。FIT 政策已经成功带动了大型光伏电站和小规模建筑光伏系统的投资，当前关于 FIT 的焦点问题已经不在于是否实施或如何实施上网电价，而在于市场如何实现向自身可持续的平稳过渡。除了 FIT 以外，一些国家实施的补贴、抵税、贷款担保等政策也发挥了积极作用。另外，发达国家不断加大光伏技术研发、实证研究和市场应用的投入，也加强了他们在国际竞争中的优势地位。

德国

在光伏市场方面，分布式并网光伏系统在德国光伏系统市场中占到 86.6%，是市场主流形式。至 2010 年底，德国新增光伏装机容量 7.4GW，其中新增分布式系统装机容量 6.3GW (85%)；累计光伏装机容量 17.2GW，其中分布式系统 14.9GW (86.6%)。在新增装机容量中，100kW 以下的小型光伏系统 4.29GW (58%)，其数量占 2010 年新装系统的 97% (242350 套)。另据 BSW-Solar 的 2009 年统计数据，德国高达 97.9% 的光伏系统接入低压配电网，仅有 2.1% 的系统接入中压及以上电压等级，也就是说德国有相当数量的大型光伏电站也接入了低压配电网。

在系统成本方面，德国分布式并网光伏系统成本在近五年中取得明显下降，并且呈平稳下降趋势。据 BSW-Solar 的 2011 年 10 月份统计数据，2010 年底 100kW 以下屋顶安装的光伏系统成本在 € 2.45~3.2 /kW，平均成本为 € 2.724/kW；2011 年第 3 季度的 100kW 以下屋顶系统平均成本为 € 2.199/kW，比 2010 年底下降了 19%，比 2006 年第 2 季度下降了 56%。

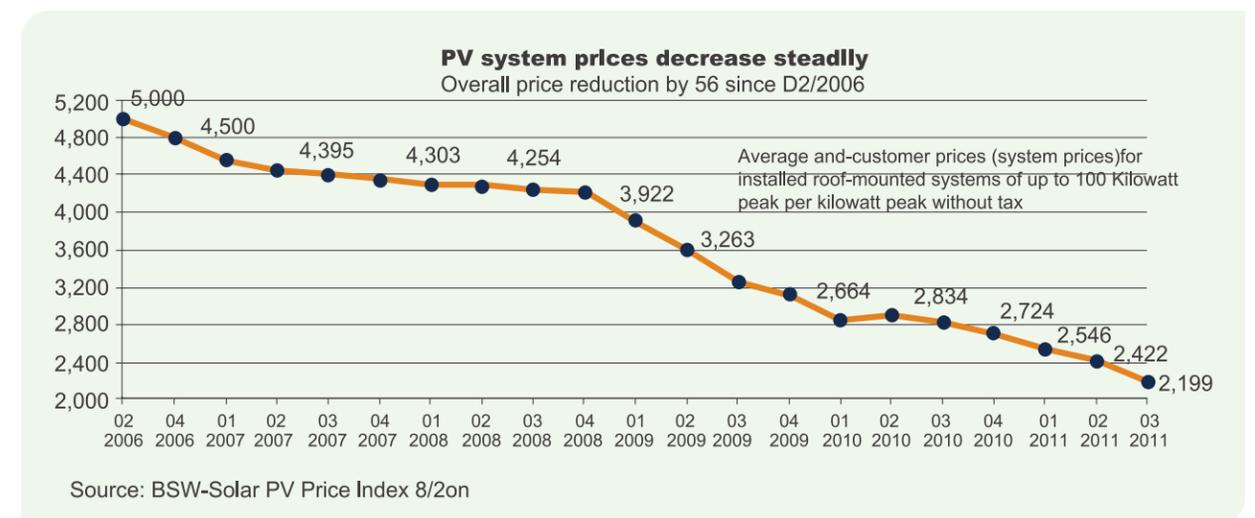


图 4-6 德国 100kW 以下屋顶安装系统的含税平均成本趋势

(BSW, Statistic data on the German-2011/10, www.solarwirtschaft.de)

在激励政策方面，德国光伏市场的主要驱动力是可再生能源法 (EEG)，而光伏上网电价 (FIT) 是核心。光伏发电系统在 20 年运营期内 FIT 费率保证不变，每年 FIT 费率根据预定目标的完成情况平稳减少。2009 年德国实

际新增装机达到 3800MW，远远超过 1000~1500MW 的预定目标，因此 2011 年初的 FIT 比 2009 年底迅速减少近 1/3，30kW 以下系统降€ 0.2874/kWh；2010 年德国实际新增装机达到 7400MW，远远超过 2500~3500MW 的预定目标，2012 年初 FIT 将再减少 15%，30kW 以下系统€ 0.243/kWh，30~100kW 系统€ 0.2323/kWh。除了 FIT 政策以外，德国联邦政府还给建筑环境中光伏应用提供投资税抵免政策，一些州为光伏系统提供了奖励津贴。

在科技投入方面，光伏科技项目主要是在德国能源研究与能源技术第 5 个计划“创新与新能源技术”下实施，由德国联邦环境自然保护与核能安全部 (BMU) 负责全国可再生能源项目，联邦教育与研究部 (BMBF) 也从不同方面对光伏技术研发进行了支持。2010 年 BMU 支持的光伏研发项目有 152 个，经费共计€ 3980 万，支持重点在硅片技术、薄膜技术、系统工程与并网技术、聚光光伏技术。BMBF 侧重于光伏发电基础研究，投入经费在€ 2500 万以上。2010 年夏季，BMU 和 BMBF 共同发起光伏创新联盟，目的是支持光伏产品成本大幅下降，加强德国产业竞争力，BMU 和 BMBF 给这项计划资助€ 1 亿，德国产业界配套€ 5 亿，第一期研发项目在 2011 年初启动。

日本

在光伏市场方面，分布式并网光伏系统几乎占据了日本的绝大部分光伏系统市场。至 2010 年底，日本新增光伏装机容量 991MW，其中分布式系统新增 974MW (98%)；累计光伏装机容量 3.6GW，超过日本总发电装机容量的 1.5%，其中分布式系统累计 3.5GW (97%)。日本分布式系统安装在私人住宅、集体公寓楼、公共设施、工商业设施等建筑物上，其中 3~5kW 的住宅并网系统又是这部分市场的主流，约占并网系统的 81.4%；安装在工业、商业及公共设施上的 10kW~1MW 系统也是这部分市场的重要部分。2010 年，日本光伏系统市场吸引投资 5771 亿日元，比 2009 年的 2904 亿日元增长了 98.7%。

在系统成本方面，分布式光伏系统成本总体呈下降趋势。2010 年 3~5kW 住宅光伏系统的平均成本 566 日元/W，比 2009 年的 613 日元/W 下降了 7.7%；10kW 以上的工商业和公共设施光伏系统成本 615 日元/W，比 2009 年的 547 日元/W 略有上升。

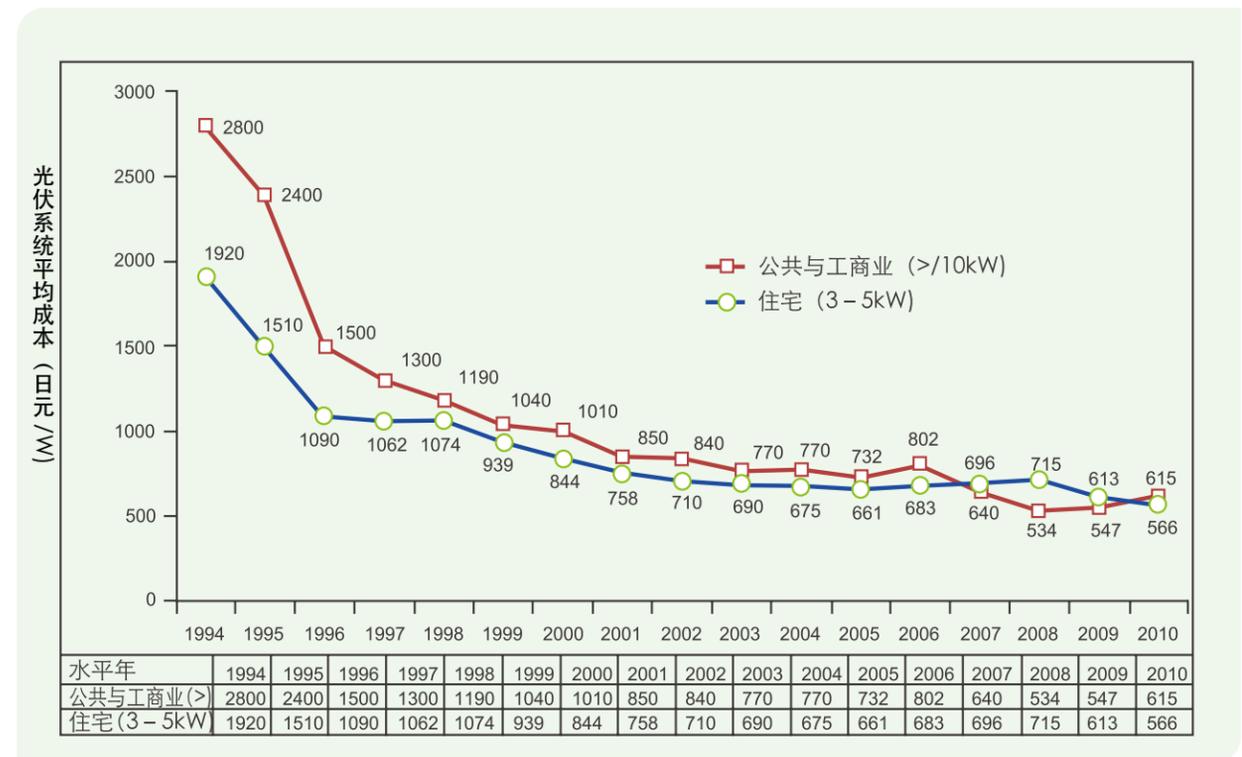


图 4-7 日本光伏系统成本趋势

(数据来源: National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2010, www.iea-pvps.org)

在激励政策方面，近年来日本分布式光伏系统的迅猛增长主要归功于两个计划，住宅光伏系统补贴计划和光伏盈余电量购买计划，日本经济产业省 (METI) 负责全国的光伏系统研发、实证研究、示范与推广、法律法规。2010 年日本在市场激励方面投入经费总计 551 亿日元，比 2009 年的 430.5 亿日元增加了 28%。

(1)2009 年，METI 启动住宅光伏系统补贴计划，补贴对象是 10kW 以下并网系统，要求系统成本不高于 65 万日元/kW。2010 年预算总计 546.8 亿日元，补贴额度 7 万日元/kW，资助住宅光伏系统约有 20 万个，总装机容量 774MW。该计划对日本住宅光伏系统的迅速推广起到重要作用，到 2010 年底住宅系统总数量达到 80 万个。

(2)2009 年 11 月，METI 开始实施光伏盈余电量购买计划，强制电网企业购买 500kW 以下并网光伏系统的剩余电量，期限为 10 年。2010 年，10kW 以下住宅光伏系统的上网电价为 48 日元/kWh，约为住宅用电价格的 2 倍；10~500kW 光伏系统的上网电价为 24 日元/kWh。购买光伏电量的

费用由全部电力用户平均承担。

(3) “新能源本地应用提升项目”由 METI 从 1997 年开始实施，补贴对象是 10kW 以上并网光伏系统，补贴最高达到光伏系统安装成本的一半或者 40 万日元/kW，单套系统的补贴上限为 10 亿日元。2010 年预算 334.8 亿日元，资助了 354 个光伏相关的项目，总容量 14.5MW；至 2010 年底，该项目累计安装光伏系统 1300 个，累计装机容量 115MW。其中大多数系统容量相对较小，20kW 以下系统几乎过半，50kW 以下系统约占 85%。

(4) 除以上三个计划以外，日本还在实施“新能源运行商支持项目”、“生态学校先导示范项目”，以及日本环境省、国土交通省、农林水产省实施的光伏项目，这些项目从不同方面促进了日本光伏系统的高速增长。

在科技投入方面，日本政府直接支持了大量光伏相关的研发项目，2010 年投入光伏研发和实证研究的经费总计 83.6 亿日元，比 2009 年的 65.1 亿日元增加了 28%。光伏研发项目主要有 NEDO 主导的“未来高性能光伏发电系统研发”项目和“新型太阳能电池研发”项目，日本文部科学省实施的“下一代太阳能电池的光能转换系统与材料”和“利用太阳能的清洁能源发电创新性研究”。2010 年还有 7 个实证性研究项目：大规模光伏发电系统并网稳定性验证、用于新能源并网的电储能系统开发、偏远岛屿微网系统的验证测试、下一代能源与社会系统示范、节约能源消费的国际合作项目（日美智能电网）、稳定和先进的并网光伏系统国际合作示范项目、光伏发电系统利用国际合作项目。

美国

在光伏市场方面，分布式光伏系统占到美国光伏系统市场的 2/3 以上。至 2010 年底，美国新增光伏装机容量 918MW，其中分布式系统新增 636MW（69%）；累计光伏装机容量 2.55GW，其中有 15.2 万个分布式系统，分布式系统累计装机容量 1.74GW（68.2%）。在美国，一些电网公司租借用户屋顶安装光伏系统，并直接送入电网，目的是起到支撑电网的作用，其中最大的一个项目在加利福尼亚州，装机容量目标 250MW，由许多 1MW ~ 5MW 的系统组成。

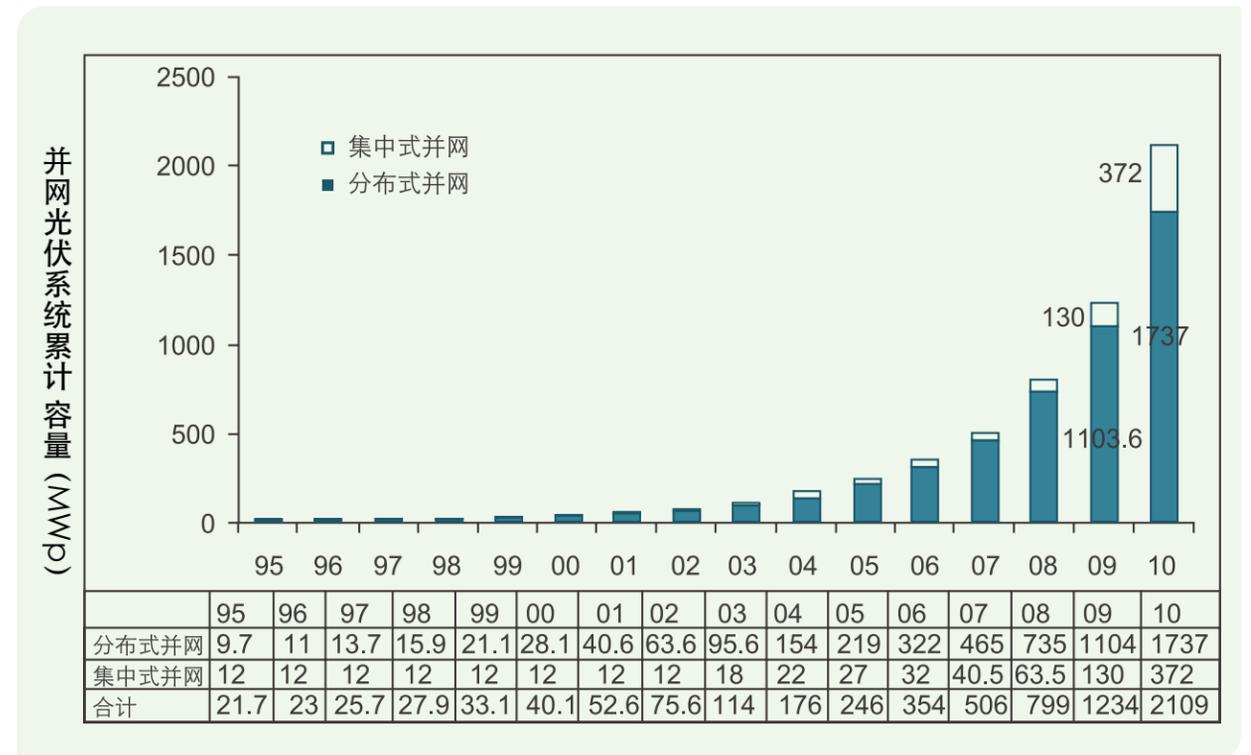


图 4-8 美国并网光伏系统市场发展趋势

(数据来源: National Survey Report of PV Power Applications in the United States 2010, www.iea-pvps.org)

在激励政策方面，美国联邦政府和各州政府出台了多种激励政策，从补贴、抵税、电价等多个方面刺激光伏市场的发展。美国联邦政府有 2 项政策起到很大作用：30% 投资税抵免政策（ITC）和 5 年加速成本回收计划修订案（MARCS）。ITC 同时适用于住宅安装的光伏系统和商业性光伏系统，MARCS 则只适用于商业性系统。2010 年，美国联邦通过立法允许 2009 ~ 2012 年投入运行的太阳能资产可以从美国财政部(DOT)获得现金补贴，当年 DOT 给予光伏项目投资的免税奖励共计 \$10.16 亿。DOE 贷款项目办公室还可为光伏制造和发电项目提供贷款担保。除了联邦政策支持以外，各州也有许多不同的光伏激励政策，包括改进的净电量计量和并网办法、第三方融资模式的监管认定、可再生能源组合标准（RPS）和基于性能的激励政策等。

在科技投入方面，2010 年 DOE 为光伏技术研发和应用投入经费 \$1.72 亿，用于资助国家实验室、大学、工业、非政府组织等的研发和应用活动。太阳能技术项目（SETP）是 DOE 正在实施的太阳能技术研发和应用计划，参与的企业需要提供 20% ~ 50% 的配套经费，大学的配套经费则为 0 ~ 20%。2010 年，SETP 对高

穿透水平光伏系统的研究活动给予了大力支持，研究活动包括基于配电网接入高穿透光伏情景的建模工具和经验数据库的开发，为广泛应用小型模块化光伏系统而展开的监测、控制和系统集成技术研发，智能电网中光伏与储能的集成示范；并且投入 \$920 万，资助先进功能逆变器的示范，提高光伏系统的并网穿透水平。2011 年 2 月，DOE 正式启动 SunShot 先导计划，目标是实现 2020 年美国太阳能平价上网，从而实现太阳能发电与化石燃料可竞争，具体目标是 2020 年公用电网并网系统成本 \$1/W，工商业设施并网系统成本 \$1.25/W，住宅系统 \$1.5/W。

4.3 国内分布式光伏发电状况

到 2012 年底，我国分布式光伏系统占光伏系统市场的份额已经达到 36.4%。当年新增光伏装机容量 3.5GW，其中分布式系统新增 1.5GW（占比 42.8%）；累计光伏装机容量 7GW，其中分布式系统累计装机容量 2.5GW（占比 36.4%）。我国分布式光伏系统以工商业设施和公共设施上的并网系统为主，其中有不少 1MW 以上的屋顶系统，例如京沪高铁虹桥站 6.68MW 并网光伏系统、上海世博会主题馆 3MW 并网光伏系统、浙江义乌商贸城 1.295MW 并网光伏电站、深圳园博园 1MW 并网光伏系统、上海崇明岛 1MW 并网光伏电站、上海太阳能工程中心 1MW 并网光伏系统。

在激励政策方面，近几年来我国推出了多项光伏发电激励政策，其中涉及到分布式光伏系统的政策主要有“金太阳示范工程”和“光电建筑一体化示范”工程。金太阳示范工程是财政部、科技部、国家能源局 2009 年推出的一项光伏补贴政策，支持对象包括产业园区 10MW 以上的用户侧并网系统、在工商业和公共设施上安装的 300kW 以上用户侧并网系统、利用智能电网和微电网建设的用户侧并网系统和无电地区独立系统。金太阳示范工程的政策是国家对于光伏项目进行初投资补贴，补贴标准基本按照离网光伏系统补贴 70%，并网光伏系统补贴 50% 的原则执行；光电建筑一体化示范工程政策于 2009 年开始实施，重点支持与建筑结合得光伏发电项目，包括采用专用光伏建筑构件和建筑材料的光伏建筑一体化（BIPV）项目和采用常规光伏组件的光伏建筑附加（BAPV）项目。光电建筑的政策同样是初投资补贴，BIPV 的补贴标准要高于 BAPV 的补贴标准。以上两项政策实施情况和补贴标准见下表：



表 4-2 光电建筑和金太阳示范项目统计

光电建筑项目		
项目分期	规模	初投资补贴标准（元/W）
第一期 2009	111 个项目，91MW	BIPV 20, BAPV 15
第二期 2010	99 个项目，90.2MW	BIPV 17, BAPV 13
第三期 2011	106 个项目，120MW	BIPV 12 元/W
第四期 2012	250MW	BIPV 9, BAPV 7.5
合计（2012 年）	合计大约 550MW	
资金来源	可再生能源专项基金	
金太阳工程示范项目		
项目分期	规模	初投资补贴标准（元/W）
第一期 2009	98 个项目，201MW	建筑光伏 14.5，离网 20
第二期 2010	50 个项目，272MW	建筑光伏 11.5，离网 16
第三期 2011	140 个项目，690MW	C-Si 9.0, a-Si 8.5
第四期 2012	1709MW	建筑光伏 5.5，离网 >7.0
合计（2012 年）	2870MW	
资金来源	可再生能源专项基金	
金太阳示范工程和光电建筑合并期		
第五期 2012 年 11 月	2830MW	BIPV 7, BAPV 5.5
资金来源	可再生能源专项基金	
全部已建和在建的分布式光伏项目		
6250MW		

数据来源：CREIA 整理

目前，我国大规模推广分布式光伏系统还需要面对巨大的挑战。

- 我国分布式并网光伏系统市场规模还不小，并且以在工商业设施和公共设施上安装的系统为主，住宅并网系统还很少。如何启动住宅并网系统市场、扩大工商业设施和公共设施的并网系统市场，真正调动起民间资本的积极性，需要决策部门给予有利的政策导向以及、电网企业积极参与配合。
- 我国还没有适用于分布式光伏系统的上网电价，现有的补贴政策也以 300kW

以上系统为主，建筑光伏系统并网难、剩余电量上网难，如果要促进我国分布式光伏系统大规模推广，政府还需要出台相关的法律法规和激励政策。

③ 我国已经启动的产业园光伏系统基本属于高密度、多接入点的区域性光伏系统，这类系统存在设计集成复杂、并网条件不好、区域内供电质量不高等诸多技术问题，而国外也才刚刚开始这方面研究。我国光伏系统技术水平还比较落后，亟需展开相关的技术研发和项目示范工作。

4.4 多种能源互补的微电网

4.4.1 微电网技术概述

2030 年以后，随着常规能源资源量的减少，化石燃料电力的比例也必然会逐年下降，主干电网的作用也会逐步减弱。

2030 年以后，以多种能源相互支撑的微电

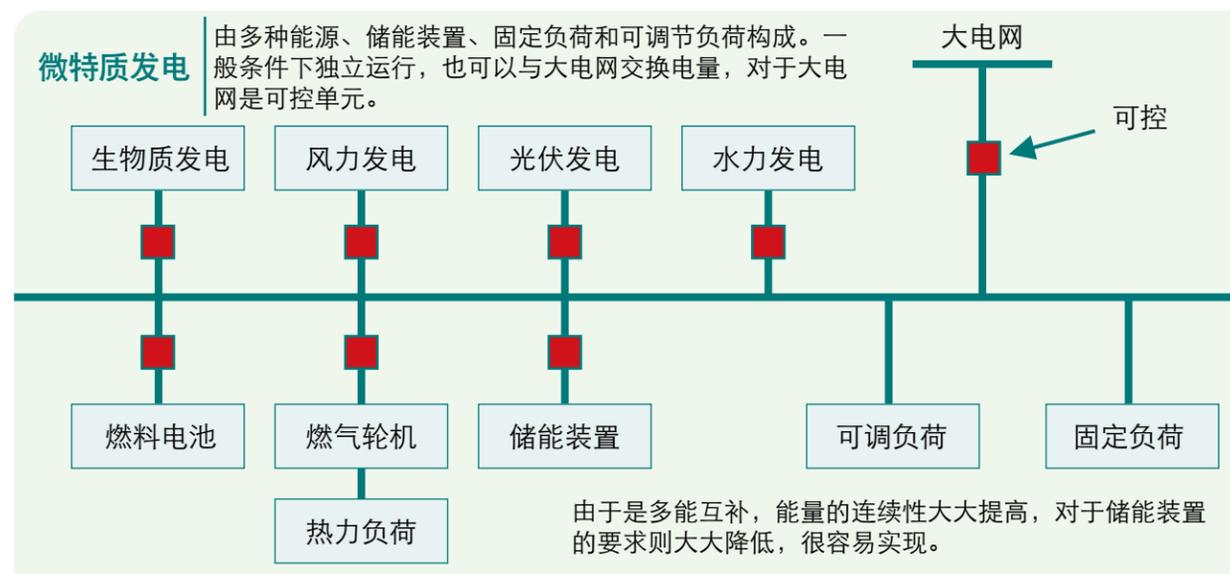


图 4-9 混合发电微电网系统配置图

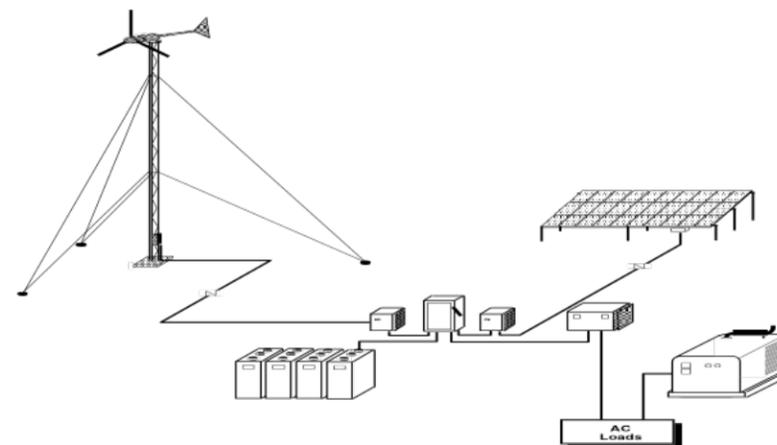
网 (Micro-Grid) 将会有较快的发展，这种微网系统可由水电、光伏、风电、燃气/燃油发电、储能等多种能源构成，各种能源所占比例，能量供给的连续性比单纯的光伏发电和单纯的风力发电好得多，因此只需要相对少的储能就能够保证微电网既可以的稳定、持续和可靠供电。这样的微电网完全可以脱离主干电网运行，也可以连接在主干电网上运行，电力的潮流可以双向流动。由于储能属于就地调峰，规模可以很小，相比于大规模储能即节约了经济成本又降低了技术难度。

当可再生能源成为主导能源的情况下，微电网系统将会得到很大的发展，就可再生能源的分散特性来讲，也应当是分散利用的模式，而不是“主干电网”的模式。就微电网来讲，其主要的技术特点是：多种发电方式联网运行，具有储能单元和可调节负荷。微电网发电系统又可以分为与大电网并网运行的微电网和独立运行的微电网。基本配置如下：

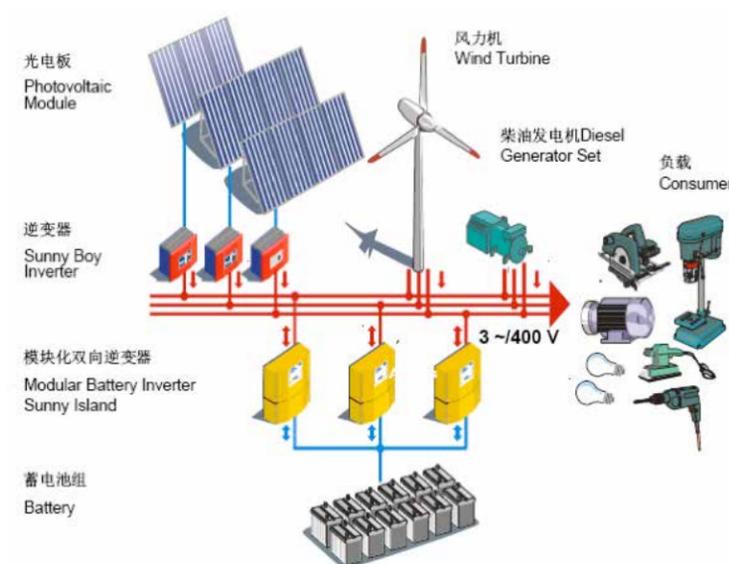


微网发电技术在全世界目前都处于研究示范阶段，还没有全面展开，但预期在 2020 年以后将会有较快的发展速度。

对于独立微网，重点在保证微网的连续、稳定和可靠运行，微网内的通信、控制和供需平衡是重点；在中国微电网的发展首先会在无电海岛和中西部无电地区，包括有水电，但供电不稳定的地方。自 2002 年开始，中国政府就投入大量资金，重点解决无电人口的用电问题，但到目前为止，采用的都是很成熟的直流总线技术，即多种能源发出的电力统统汇聚在直流侧，给蓄电池充电，然后通过独立逆变器将直流转变为交流电向外供电，如下图所示：



交流总线微电网是更为高效的供电方式，多种能源都在交流侧联网运行，实际上就是电网供电模式的缩影，如下图所示：



交流总线微电网由于不必都通过蓄电池，因此运行效率高，蓄电池用量少，成本低，易于扩容，供电半径大，是未来的发展趋势。直流总线和交流总线的技术对比如下：

表 4-3 直流总线和交流总线的技术对比

项目	直流总线电站	交流总线电站
技术成熟度	简单	复杂
设备	成熟	难度高
逆变器	普通电压源离网逆变器	电压源自同步并网逆变器
蓄电池	用量大	用量少
多种能源方式接入	不容易	容易
供电半径	不超过 500 米	不受限制
电站扩容	难	容易
效率	低	高

对于与大电网联网运行的微网系统，主要目的是使电网吸纳尽可能多的可再生能源。由于微电网系统并不依托主干电网，而是就地发电就地使用，多余部分送入电网，其发展的空间将不再受制于电网送出能力。**a)** 在经济模式方面，与电网联网运行的微电网并不追求自主经营，而是实时跟踪电力市场，在电价高时向电网送电，电价低时从电网取电，做到在满足电网需求条件下最经济运行；**b)** 在技术方面，也并不刻意追求脱网运行（当然一定要能够脱网运行），而是通过内部平衡使微网对大电网有稳定的输入或输出，并使微电网对大电网的输入/输出可控，成为电网友好型的分布式发电。只有将可再生能源发电通过微网方式变成可控的和电网友好型的分布式发电，才能使电网最大限度地吸纳可再生能源。联网微电网的发展与智能电网密不可分，可以说是智能电网的一部分，微电网和分布式发电将改变现在的电网结构，并在未来的电网结构中成为非常重要的组成部分。

光伏发电作为分布式发电在未来电网中将扮演重要的角色，随着光伏发电在电网中比例的提高，对于带有储能装置的电网友好型的微电网的需求也会逐年增加，预计在今后 5-10 年中，以光伏发电为主要能源的微电网将会有较快的发展。



4.4.2 我国微电网的建设情况

微电网的研究示范工作国外起步较早，在关键技术方面已取得一些突破，并在小规模微网中得到验证；目前正推动微网向更高电压等级、更大容量发展。国内研究和示范尚处于起步探索阶段，但是随关键技术研发进度加快，预计将进入快速发展期。

过去几年，国家科技部“863”项目和金太阳示范工程都已经开展了多个微电网工程示范，如：国家能源局新疆吐鲁番联网微电网示范，杭州电子科技大学 240kW 联网微电网示范系统，东澳岛光/风/柴/蓄海岛微电网，国家电网浙江东福山岛风/光/柴/蓄离网微电网，深圳比亚迪 1MW 储能站和 1MW 光伏电站，以及青海玉树 2MW 水/光互补微电网示范等。“十二五”期间，国家能源局还计划在全国开展 30 个微电网示范。



图 4-10 青海玉树水光互补微电网：水电 12MW，光伏 2MW，蓄电池组 15.2MWh。建成时间：2011 年 12 月

4.5 分布式光伏发电的商业模式

4.5.1 上网电价法 (FIT)

目前欧洲各国普遍采用的激励政策是“上网电价”政策，即电力公司以高于常规电价的价格收购光伏电量，国家对于超出常规电价的部分对电力公司给以补偿，补偿金则通过绿色电力附加分摊到电网的销售电价中去。有了这样的设置，安装光伏发电的主体可以通过销售绿色电力获得收益；银行的贷款可以如数回收；光伏生产厂家获得稳定的市场；电力公司用国家的补偿金购买绿电，既保证了经济收益，又完成了减排义务；政府达到了推行清洁能源的目的同时通过绿色电力附加征收到了补偿金；最终形成了多赢得局面。德国的成功也证明了这一点，德国于 2000 年

首先实施“上网电价”法，取得了明显的效果，连续多年光伏发电的安装量居世界第一。继德国之后，西班牙、意大利、法国、荷兰等欧洲国家纷纷效仿，先后出台各自的上网电价政策，使欧洲成为世界上最大的光伏市场，连续多年占世界光伏市场的 85% 以上。现在，美国、日本、澳大利亚、韩国，甚至印度也都开始实施“上网电价”政策。

上网电价方式的实施原则是收支两条线，光伏电量以光伏上网电价全部销售给电网，电力用户所有用电量以电网的零售价支付给电网。光伏系统的并网点和光伏电量的计量点都设置在用户电表的电网侧。图示如下：

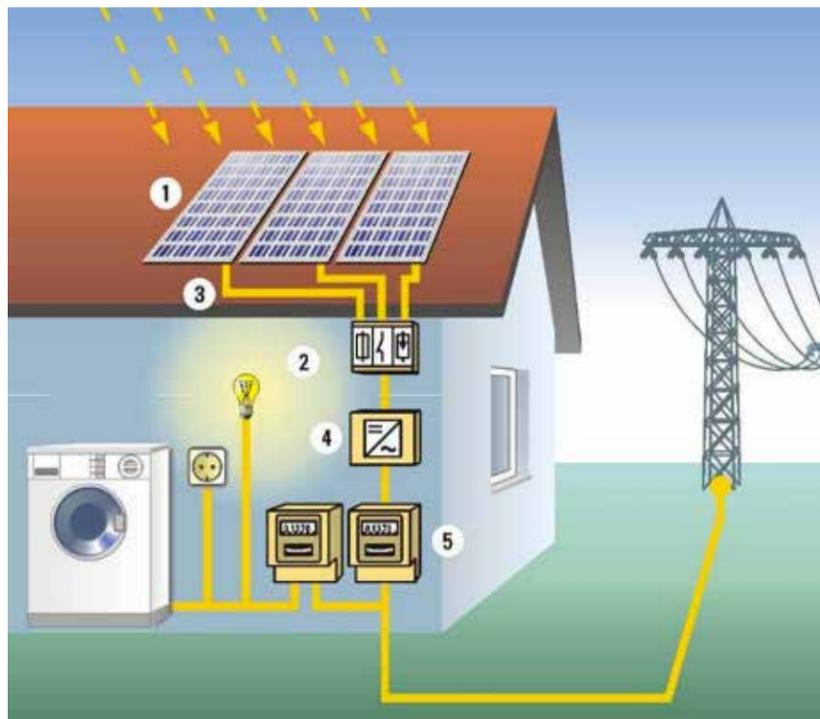


图 4-11 “上网电价”模式接线图

4.5.2 净电量结算政策（Net Metering Rule）和自消费政策（Self-Consumption）

2008 年以来，随着光伏产业规模的扩大、技术进步以及市场调节，光伏电池的成本迅速下降，这也得益于高纯多晶硅原材料产业规模的扩大和成本的降低，2011 年全球多晶硅产量 24 万吨（中国 8.4 万吨），多晶硅的价格也由 2010 年的



每公斤 67 美元，晶硅电池的成本也由 2010 年的 \$1.35/Wp 下降到 2012 年初的 0.9 美元 /Wp（中国的成本目前低于 0.7 美元 /Wp），相应的光伏上网电价也大幅度下降，以德国为例，2010 年光伏上网电价的范围在 0.25-0.39 欧元 /kWh 范围内，而 2012 年已经下降到 0.13-0.19 欧元 /kWh，大约下降了一半。

随着光伏发电成本的降低，销售电价较高的欧洲已经开始进入光伏“平价消费”时代，欧洲大部分国家的居民用电电价在 0.20-0.25 欧元 /kWh，而光伏电价已经低于居民用电电价。在这样的条件下，欧洲开始出现光伏平价消费政策（达到光伏平价之前，欧洲各国都执行“上网电价” Feed-in Tariff 政策），主要有“净电量计量”政策和“自消费”政策。

净电量计量政策：设计原则是全年的耗电量要大于光伏发电量。光伏并网点在用户电表的负载侧，自消费的光伏电量不做计量，以省电方式直接享受电网的零售价；光伏反送电量推着电表倒转，或双向计量，净电量结算，即用电量和反送到电网的电量按照差值结算，结算周期为一年。优点是所有的光伏电量均享受电网的零售价，而不需要增加储能装置，并且一年中只要用电量大于光伏发电量，交易方式与没有安装光伏系统时一样，电力公司照表收费，没有向电网卖电的交易成本。这种政策对于开发商非常有利，所有光伏电量均享受电网的零售价，而且没有自己用不掉就会吃亏的风险，同样成本条件下比“上网电价”政策享受到更高的效益。

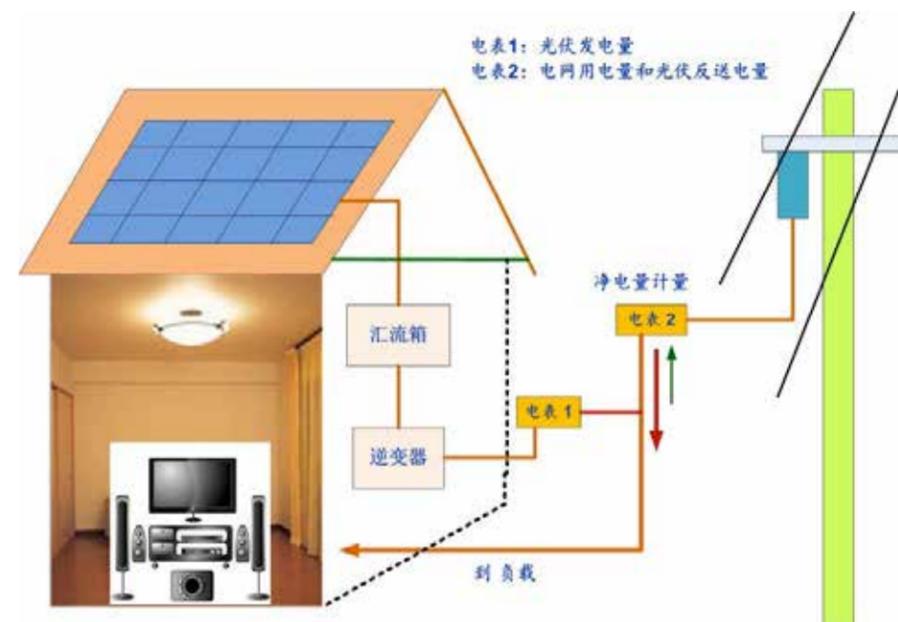
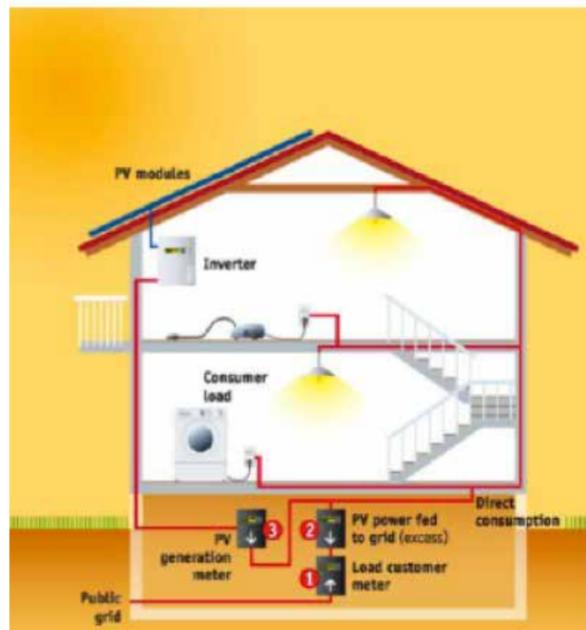


图 4-12 净电量计量政策的原则和接线图

自消费政策 (Self Consumption/Direct Consumption)：光伏并网点设在用户电表的负载侧，需要增加一块光伏反送电量的计量电表。自消费的光伏电量不做计量，以省电方式直接享受电网的零售电价；反送电量单独计量，并以公布的光伏上网电价进行结算（目前已经低于电网电价）。在这种情况下，光伏用户应尽可能全部将光伏电量用掉，否则反送到电网的电量的价值要小于自用光伏电量的价值。

在没有储能的情况下，自消费的电量大约占到光伏电量的 2/3，可以享受到 25 欧分 / 千瓦时的电网零售电价；而由 1/3 的光伏电量无法在白天消纳，而是发送到电网，只能按照 13.5~19.5 欧分 / 千瓦时的电价卖给电网。如果增加储能装置，将白天用不掉的光伏电量储存起来晚上用，就可以使全部光伏电量都享受到电网的零售电价。

Direct consumption - how it works



- option can be chosen by PV system operator
- direct consumption requires additional meter to be installed
- PV system does not longer feed all power to the grid
- kWh produced and consumed is in addition remunerated
- reduces overall FIT payments significantly

图 4-13 “自消费”政策原理和接线图

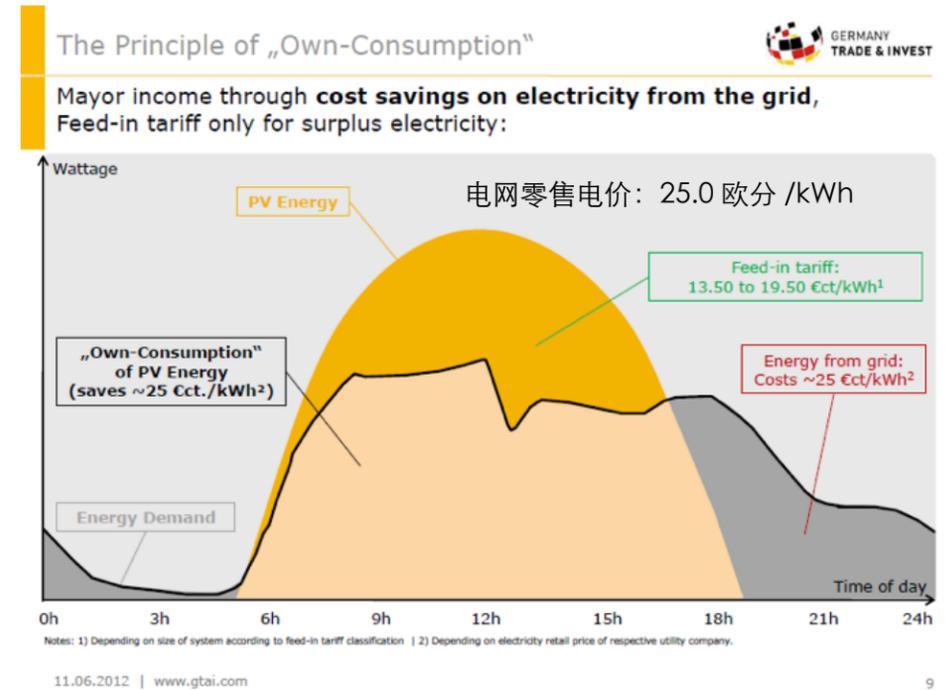


图 4-14 “自消费”模式下，增加储能可增加收益

欧洲各国执行“上网电价”、“净电量计量”和“自消费”政策的情况归纳如下：

表 4-4 欧洲不同政策执行情况

	净电量结算	自消费	上网电价
德国	不采用	< 500kW	≥ 500kW
意大利	户用并网系统	讨论中	商业和地面电站
比利时	< 10kW	不采用	≥ 10kW
丹麦	< 6kW	不采用	≥ 6kW
西班牙	< 100kW	> 100kW	地面电站
荷兰	< 50kW	不采用	≥ 50kW
英国	不采用	< 5MW	≥ 5MW

中国虽然目前还没有达到光伏平价消费的阶段，但在今后 2~3 年内就有可能在工商业用户建筑上实现光伏的平价消费，因此研究制订中国光伏平价消费政策是很有必要的。

4.6 分布式光伏并网的技术问题

4.6.1 分布式光伏的并网条件

光伏发电系统具有模块化设计的特点，系统扩展性强，容量可灵活选择，规模可从数瓦到数兆瓦，发展分布式光伏系统是推广利用太阳能发电的重要形式。光伏发电系统出力的波动性和随机性降低了光伏系统运行的经济性，也对接入电网的稳定运行带来一定影响。光伏并网的问题既是电网的问题，也是分布式光伏系统本身的问题，需要从分布式光伏发电系统侧和电网侧两方面解决。随着先进控制技术以及并网技术的发展，优化光伏发电系统的设计和运行管理，可实现保障电网的安全运行前提下的光伏发电系统低成本并网，实现光伏发电系统和电网的双赢。

分布式光伏发电系统是一种介于电源和用户之间的新型的电力体系，是电力系统的新成员。在储能技术还不具备商业化规模利用的情况下，依托电网，采用分布式光伏发电系统并网运行模式是实现分布式光伏发电系统规模化发展，经济性利用的最佳模式。分布式光伏发电系统具有以下特点：

(1) 电网是支撑用户侧光伏发电系统规模化利用的基础。受太阳辐射等自然因素影响，光伏发电具有波动性、随机性等特点，在没有配备储能设备的情况下，光伏发电系统无法独立向用户供电，只有接入电网，并网运行才能实现发电利用。因此，现阶段电网是唯一能够支撑用户侧光伏发电系统规模化利用的基础。

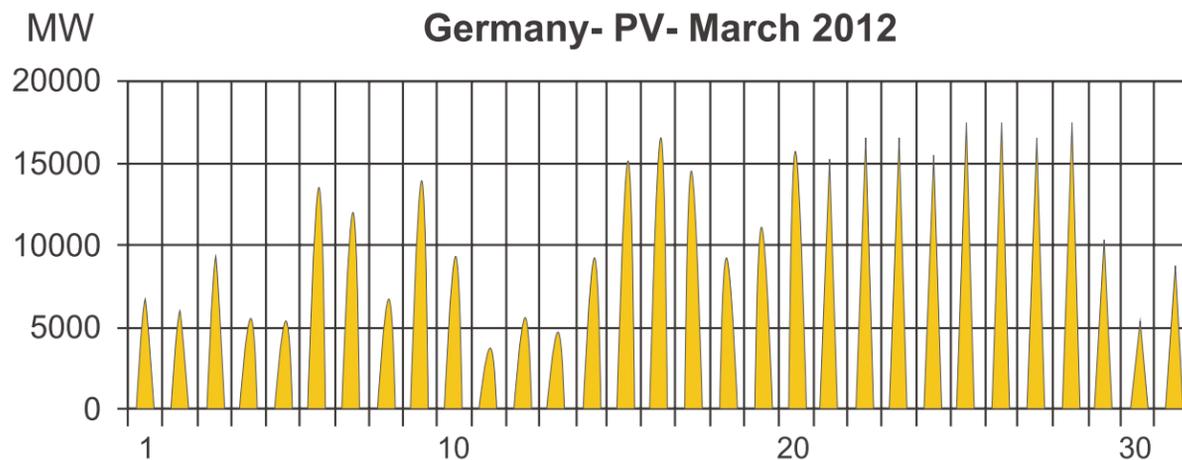


图 4-15 2012 年 3 月德国光伏日发电数



(2) 并网运行是实现分布式光伏发电系统发电量充分利用的最佳模式。光伏发电出力特性与用户用电特性很难完全匹配，尽管分布式光伏发电系统容量相对较小，且主要在白天负荷相对较高时段发电，但是光伏发电出力曲线取决于太阳辐射强度，很难和用户的负荷曲线完全吻合，也就意味着一些时段光伏发电出力大于用户用电负荷，需要向电网送电以实现发用平衡，而另一些时段光伏发电出力小于用户用电负荷，则必须从电网受电以实现用户发用平衡。并网运行，是充分利用分布式光伏发电系统发电量的最佳模式。

(3) 根据分布式光伏发电系统合理选择分布式光伏系统的规模和接网方式，可实现分布式光伏发电系统的低成本并网和经济运行。以自发自用为主的分布式光伏发电系统，其容量的选择必须与用户的用电特性相匹配，通过选择接网方式降低并网成本可实现经济性运行；而以发电上网为主的分布式光伏发电系统，其容量的选择可不考虑用户的用电特性，主要通过提高发电量实现系统的经济运行。

综上分析，为了保证分布式光伏发电系统的经济 and 稳定运行，分布式需要采用与公共电网并网运行的方式。只有依托坚强的配电网，才能实现分布式光伏发电的规模化发展。



4.6.2 光伏穿透率

1) 穿透率的概念

可再生能源发电的穿透率是衡量可再生能源在电网中所占水平的一项指标，最早在风力发电研究中引入这个概念，现在已经推广应用到了光伏发电等其他可再生能源发电技术。

P. Gardner 给出了三种穿透率的定义：

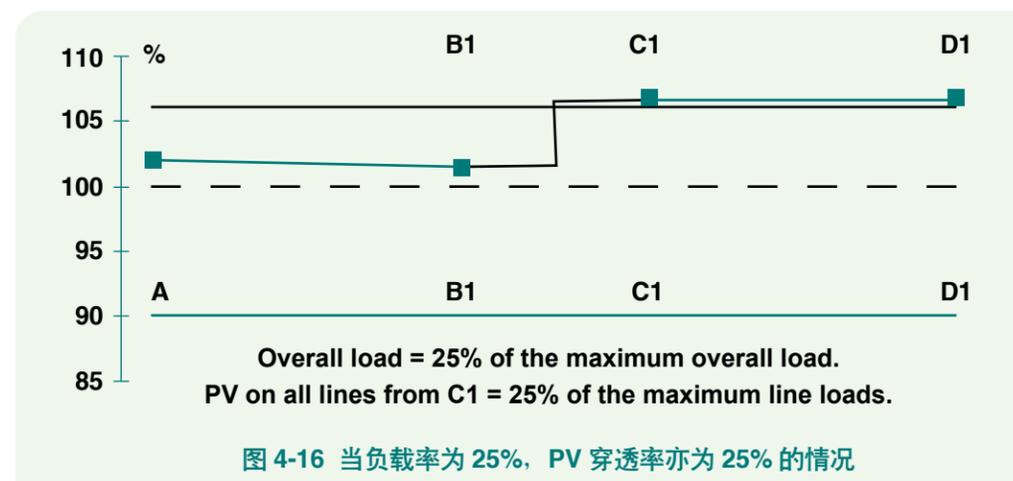
- 1) **装机容量穿透**：按照系统总发电装机容量标么化的风电装机容量；
- 2) **功率穿透**：在特定时间内按照当时系统总功率需求标么化的风电输出功率；
- 3) **能量穿透**：通常指一年内按照系统总耗电量标么化的风电产出电能。

D. Weisser 将电网中在某一瞬时的风电出力与负荷比值，定义为风电穿透功率，也称为瞬时穿透功率。与之对照，把能量穿透定义为在较长时期（如一年）内由风电供给的负荷与总负荷的比值。对于特定系统及给定观察期，最大瞬时穿透功率通常大于能量穿透。

如今，“穿透率”概念已经被从事可再生能源发电的科研与工程人员所熟知，通常提到“穿透率”主要指功率穿透；在涉及到能量平衡的研究中，也会用到能量穿透概念。

2) 国际经验

国外目前 80% 以上的光伏市场是在配电侧并网的分布式发电系统，这样的系统对于电网来讲属于“不受控单元”，电网也不去监测和控制这些分布式发电系统，仅仅是作为负荷管理。如果光伏系统本身没有调节能力或调节能力很差，则需要在光伏并网总量上加以限制，也就是控制光伏的穿透率（PV Penetration），光伏穿透率的定义是：光伏系统地交流输出与负载峰值功率之比（见下图）。按照

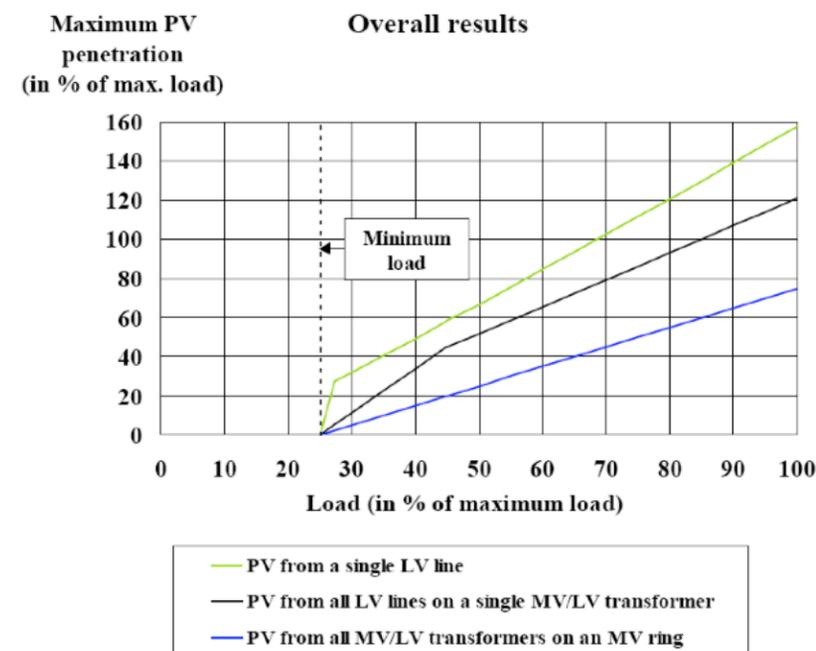


美国能源部（DOE）的研究报告，分布式发电系统的穿透率按照经验不应超过配电网容量的 15%（日本是限制在 20% 以下）。

关于光伏穿透率的研究很多，最具代表性的是 IEA 发布的“Impacts on Power Generation from PV Power Systems in Distribution Networks”（光伏发电系统在配电网中的影响）。该研究报告的研究结果如下：

光伏穿透率与实际负载率直接相关，当负载率只有 25% 时，配电网的电压已经接近安全电压的临界值（正常电压值的 106%），此时如果并入光伏，哪怕穿透率只有 25% 也会造成配电网电压超过安全值。

当负载率在 25% - 100% 变化时，光伏穿透率允许线性增长；



注：绿线是光伏接入单相低压线路，黑线是光伏接入三相低压线路，兰线是光伏接入中压线路

如果光伏系统具备电压调节能力（无论是自身还是通过储能或激动负荷），则穿透率不受限制。

结论：为了避免不必要的浪费，在设计光伏系统在配电网的接入容量时，了解白天的实际最低负荷率以及该负荷率出现的几率是很有必要的。

3) 常规并网光伏系统（无储能）的影响

并网光伏系统的设计目标是把太阳辐射功率尽可能多地转换成有功功率，该设计目标适合于光伏装机容量不足以供应典型负荷的情况。然而，随着光伏装机容量的不断增加，这种假设在一些地点不再成立。在配电网的一些局部区域里（如农村馈电线路），光伏发电已经接近或者超出了当地白天负荷，为了适应这种新的潮流模式，电网已经开始更新物理结构（如线径、电压控制设置等）。如果这种趋势继续下去，光伏系统需要更高水平的电网支撑服务和调度运行处理。

关于高穿透并网光伏系统相关问题的研究，主要结论如下：

对电力系统运行的影响：1985年，Chalmers等人研究了亚利桑那州集中式光伏电站在云瞬态变化下的影响，发现系统级穿透水平极限约在5%，形成极限的原因是常规发电机的瞬态跟随能力不足。在另一篇关于南加州爱迪逊集中式光伏电站的报告中，则没有发现类似问题，但同样建议光伏穿透水平不宜太高。

EPRI对加德纳市光伏项目的最终结论是：加德纳市的光伏穿透水平是37%，从上述四方面研究中没有观察到任何问题。

1996年至2002年期间，国际能源署PVPS任务5的工作组公布了一系列研究报告，其中一份报告集中在低压配电网中的高穿透光伏系统配置问题，得出结论为：对于接入特定馈线的光伏系统，光伏穿透极限等于最小负荷。假设馈线最小负荷是最大负荷的25%，在光伏穿透水平达到25%最大负荷的条件下，仅会出现微



弱的过电压；如果光伏穿透水平更高，在最小负荷条件下的过电压情况将会加重。

2003年，通用电气（GE）公司完成了两项研究，第一项研究集中在以逆变器为并网接口单元的分布式发电，第二项研究集中在大规模系统影响和旋转式分布式发电单元，两项研究均基于仿真研究。第一项研究的主要结论包括：

- 对于40%的分布式发电穿透水平，系统主要靠分布式电源向负荷供电，电压调节问题十分突出。如果突然失去分布式电源，会导致部分系统电压跌至不可接受的水平，特别是在电压或频率故障期间。
- 假设使用步进式电压调节器（SVR），在低负荷、高光伏穿透期间，反向潮流可能导致SVR失灵，从而出现电压调节问题。
- 逆变器通过无功功率控制可以实现电压调节功能，增加了基于逆变器的分布式电源的效益。但是，这项功能也会干扰大多数反孤岛保护策略。
- 基于逆变器的分布式电源对故障电流没有显著贡献，因此对熔断器、断路器等协调控制策略没有负面影响。
- 基于逆变器的分布式电源对快速暂态行为没有负面影响，因此不会降低系统响应特性。
- 对于分散较广的分布式电源，现代的正反馈反孤岛保护看起来可以在不明显影响系统暂态性能的条件下消除非人为孤岛，但是这个稳态还相当复杂，需要大量研究工作。

GE的研究并没有给出分布式发电的穿透极限，但是第一项研究表明穿透极限应小于40%，因为穿透水平在40%时明显出现了问题。

4) 含储能的并网光伏系统

下图显示了含储能并网光伏系统的两种基本结构：

- (a) 显示了一种光伏阵列单独向蓄电池充电的方案，在这种方案中逆变器作为电网向蓄电池的备用充电控制方式；
- (b) 显示了一种较为普遍的并网光伏系统，允许光伏阵列功率直接从逆变器向蓄电池充电，或者注入公共电网。

在上述两种情况下，由于有了储能装置，在电网停电期间也可以向重要负荷供电，而这种特性在没有储能的情况下是不可能的。

在美国，储能装置一般是用来确保重要负荷的供电，但是在Ota市高穿透光伏项目中使用了就地储能装置，在低负荷期储存电能，从而防止由于逆功率引起的配电系统电压升高问题。

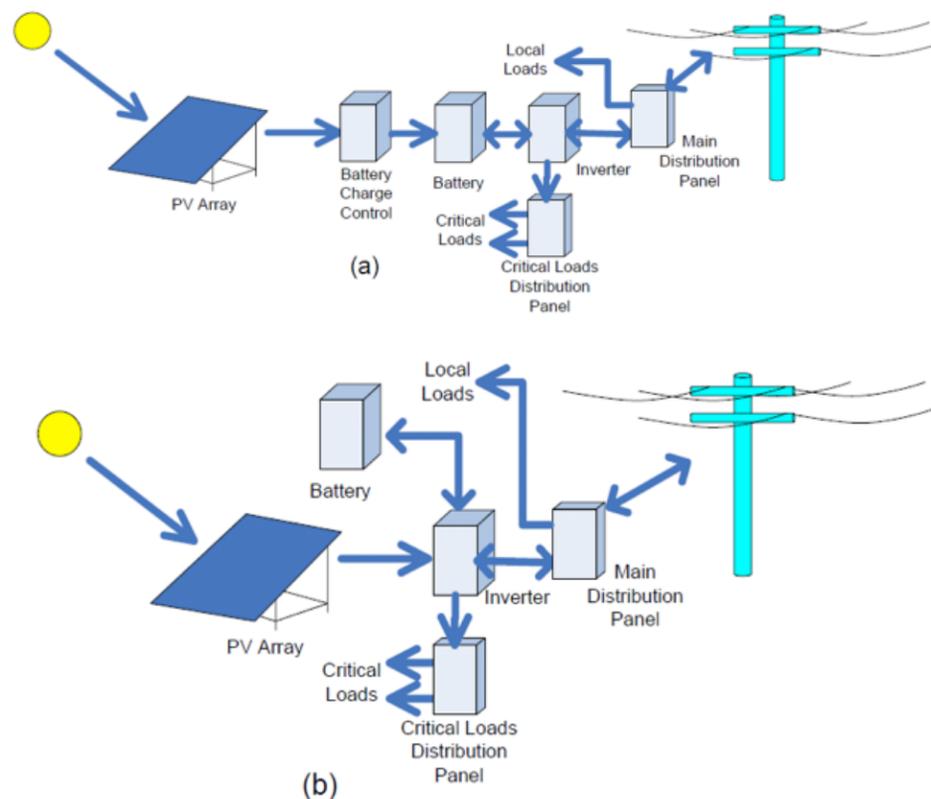


图 4-18 含储能的光伏系统

(a) 单独的光伏充电控制器和逆变器； (b) 集成充电控制器

5) 穿透率总结

时至今日，大量光伏系统出现在发达国家的公共电网之中，因而必须保证高穿透光伏发电与电网的兼容性，以及考虑到对电网设施的保护。光伏系统的变化特性和不可调度性影响到公共电网稳定性以及光伏系统经济性。

无论从光伏系统来看，还是公共电网来看，设计集成都是一个值得重视的问题。必须研发先进逆变器、控制器和并网接入技术，保证光伏系统安全运行，并成为对电网和业主均有利的一种电源。先进光伏系统技术包括逆变器、控制器、相关系统平衡部件、能量管理设备等，技术发展正在从当前单向电网向着未来智能电网发展。

在未来光伏系统设计中，推荐考虑以下因素：

- (1) 开发太阳能电网集成系统，集成先进逆变器 / 控制器、储能装置和能量管理设备，支持能量管理和配电系统所采用的通信协议。
- (2) 开发高度集成的逆变器 / 控制器硬件设备，具有更长寿命和更低成本，

例如寿命 15 年以上，成本降低 50%。最终目标是开发出与光伏组件寿命相当的逆变器。

- (3) 研发在逆变器、控制和电压调节装置中集成的调度技术，对本地光伏波动引起的电压闪变和快速波动提供快速电压调节功能。
- (4) 研究直流配电系统结构，改善整体可靠性、电能质量，降低本地系统成本，提高分布式光伏发电穿透水平。
- (5) 开发先进的通信和控制技术，这是实现微网运行的关键，使最大化效率、电能质量和可靠性成为可能。
- (6) 在分布式光伏系统集成中，识别出储能系统的需求，允许有益孤岛（微电网）运行和作为电网辅助的系统优化功能，从而提高分布式发电的经济竞争力。

4.6.3 逆流

如果光伏电量仅在相同电压等级的低压配电网内流动，比如从一栋建筑物流向另一栋建筑物，尽管在建筑物的计量点有反向功率流，但这并不是“逆功率”（有时也称“逆潮流”或“逆流”）。“逆功率”是指在低压电网并网的光伏系统当负荷很低时试图通过配电变压器向中压电网反送电，这种情况下由于配电变压器和线路阻抗，配电网的电压会明显升高，一般情况下电网公司不允许分布式发电系统通过配电变压器箱中压输电网反送电，这样的情况被称做“逆流”或“逆功率流”，英文叫“Reverse Power Flow”。

逆功率在某些情况下是绝对禁止的，例如在美国，有一种配电网的结构称作“并行网络结构”，在这种配电网中，几台配电变压器的次级并联工作，一旦某条供电线路出了问题，其它供电线路仍然可以保证对用户的供电，大大提高了供电的可靠性。然而，一旦某条线路出现短路故障，其它并联线路就会向该条线路反送电，为了避免将其它线路拖垮，必须在每台变压器的次级安装“电网保护器”，也就是“逆功率”继电器，一旦检测到逆功率就将该条线路断开。此时，如果在用户端安装了光伏发电系统，一旦光伏系统向电网反送电，所有供电线路的“电网保护器”都会检测到反向潮流，将同时跳开，造成断电。为了避免此类事故发生，甚至要求所有供电线路必须总是正向潮流，则应在公共连接点安装“最小潮流继电器”，当任何一条供电线路的供电潮流小到一个极限值时，就必须将光伏系统断开或减小光伏系统功率，以避免出现逆功率流。

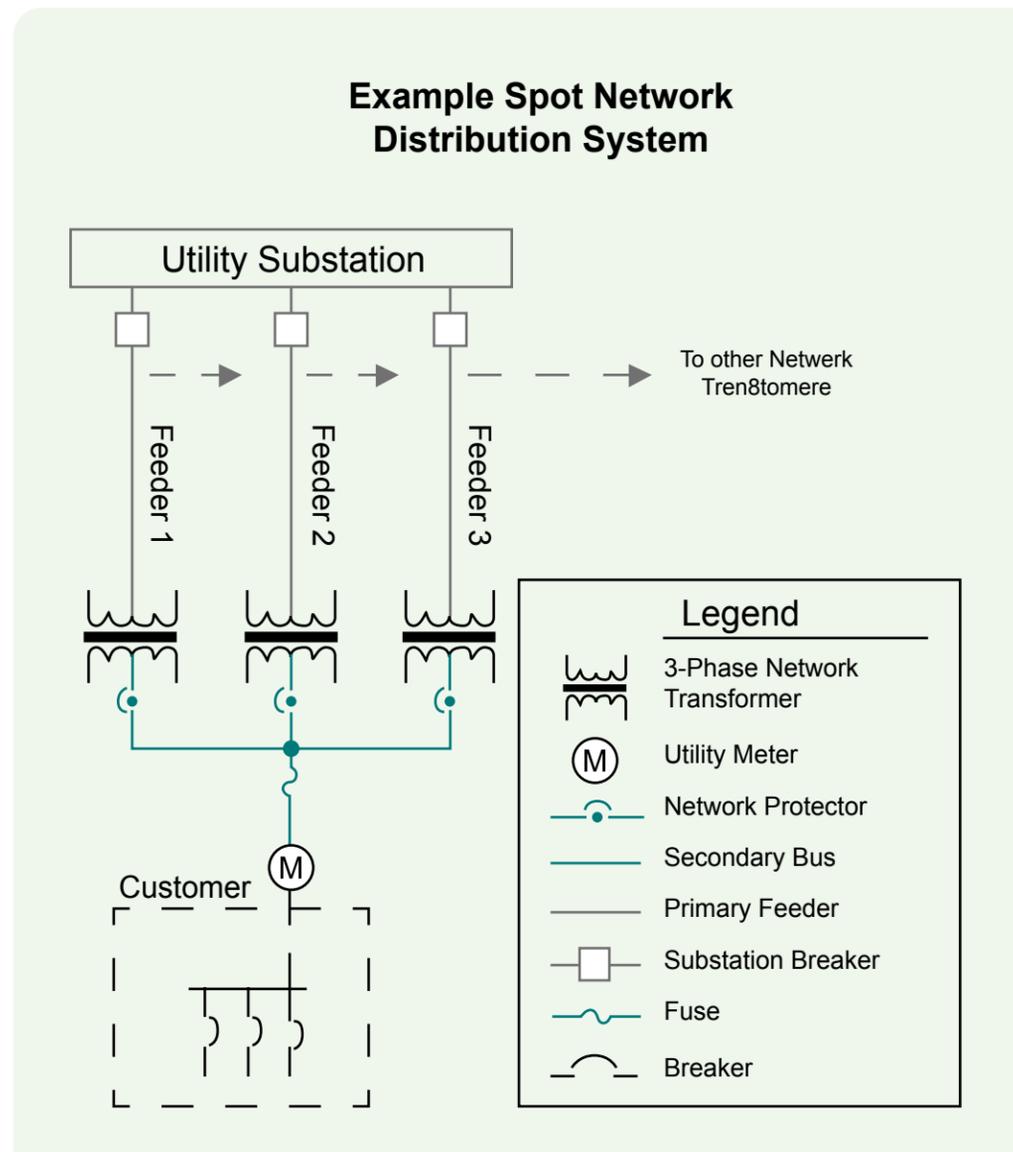


图 4-19 并行网络结构，不允许“逆功率流”

目前全世界，尤其是在中国，配电网的结构属于“放射性”网络，即一台配电变压器为一路用户供电。对于“放射结构”的配电网，如果在低压配电侧安装了光伏发电系统，逆向潮流是不会由于误触发了“电网保护器”而引起电网停电的。德国和日本与中国类似，目前光伏系统的比例已经很高，多数情况下是允许“逆功率”的（否则会造成光伏功率的浪费），然而由于“逆功率”会引起网压升高，要求并网逆变器必须具备无功调节电压的能力（但也强调，逆变器的功率足够大的情况下才有意义）。

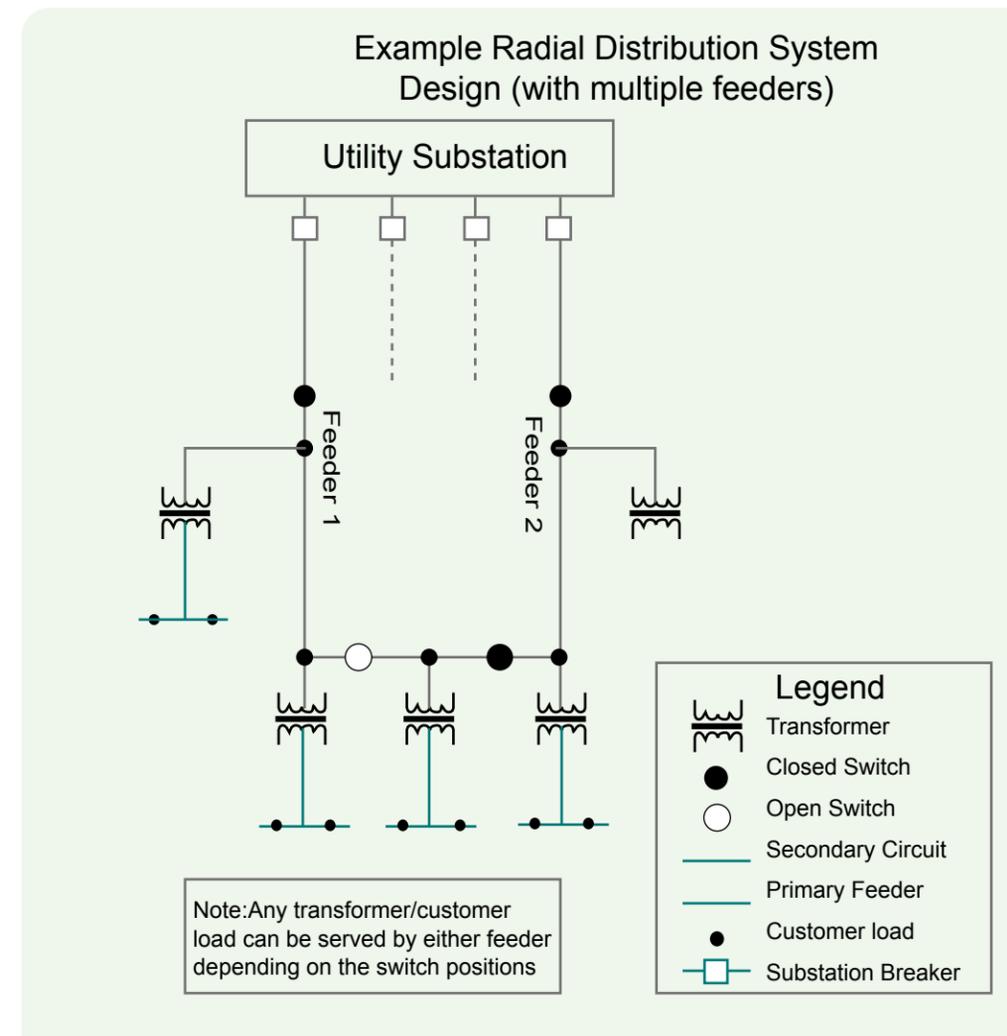


图 4-20 放射形网络结构，有条件允许“逆功率流”

随着光伏发电在配电网比例的增高，出现逆功率流的现象越来越普遍，而出现逆功率流时最大的问题是造成该配电网的网压升高，为了防止网压升高，可以有以下措施：

- 1) 在配电变压器的次级安装逆功率或最小（正向）潮流检测和控制装置，一旦正向潮流小到极限或出现逆功率，将自动断开光伏系统或减小光伏功率；
- 2) 安装动态调整功率的逆变器，这种逆变器监视负载功率，当负载功率小到一个极限值时，逆变器自动减少光伏的输入功率，避免出现逆潮流；
- 3) 将光伏系统的安装容量减少，比如只有配电网进线容量的 20%，则基本不会出现逆功率；
- 4) 增加储能或增加机动负荷，必要时吸收多余的电力。

逆功率流的影响

光伏发电向配电网逆向送出功率（以下简称逆功率）可能导致一些问题。配电线路电压升高是其中一个问题；另一个问题是引起配电线路经过变电站向输电线路逆向送出功率，这在日本等一些国家是禁止的。

为了限制电压升高，光伏系统的功率调节装置具有电网过电压保护功能，并且可以调节光伏系统输出功率，另外配电网还可以使用静止无功补偿器等装置进行线路电压控制。然而，光伏功率以及无功功率控制有可能引起配电线路损耗增加。

配电网中已有的保护装置和调节装置大多数只考虑了功率单向流动，逆功率现象可能会给保护和调节装置带来干扰，但这个问题可通过线路自动电压调节器和单向保护装置来解决。另外，逆功率还可能在功率上行方向上升高线路功率损耗。

防逆功率的措施

如果公共电网允许光伏系统接入其配电网，但不允许光伏系统向配电网反向送出功率，则有 4 种方法可以减小或者消除光伏系统逆功率的可能性，这些方法有：

- (1)** 光伏系统设计容量低于用户电表侧白天负荷的最小值。如果这么做，系统设计要保证现场负荷总是从公共电网吸收一部分功率，从而使光伏系统没有机会向电网送电。
- (2)** 安装最低输入继电保护（MIR）或者逆功率继电保护（RPR）。如果负荷从电网吸收的功率低于预设的门限值，MIR 将断开光伏系统。RPR 则在电网功率跌倒零或者逆向流动时断开光伏系统。
- (3)** 安装动态控制逆变器（DCI），而这种逆变器将控制光伏系统逆变器组的输出。这种系统监测用户负荷水平，在负荷跌落到规定门限值以下时，DCI 降低光伏电力输出。这种系统可以很好地替代 MIR，它不像 MIR 直接断开光伏系统，而是调节光伏系统的输出电力。
- (4)** 以较小容量的光伏系统分散接入配电网。大多数的小型（30kW 以下）光伏系统接入配电网，向电网反送电的机会很低，而且少量反送功率对电网是可接受的。

我国光伏发展存在的问题与解决途径

5



5.1 补贴机制（李丹）

5.1.1 补贴机制双轨并存

目前我光伏发电享受补贴主要分为项目初投资补贴和以发电量计量的电价补贴两种。

表 5-1 光伏发电补贴政策对比表

	政策依据	主管部门	起始时间	应用范围	补贴方式	资金来源
示范项目 初投资补贴	《金太阳示范工程财政补助资金管理暂行办法》	财政部 科技部 国家能源局	2009 年 7 月 21 日	太阳能发电项目； 关键技术产业化； 太阳能发电能力建设项目	按初投资进行补贴，并网项目和偏远无电地区独立系统分别享受 50% 和 70% 的补贴比例。	国家可再生能源专项资金
	《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》	财政部 住建部 (原建设部)	2009 年 3 月 23 日	光电建筑一体化应用； 建筑安装技术标准规程的编制； 共性关键技术的集成与推广	按装机容量进行补贴，单位补贴金额逐年下调	可再生能源专项资金
电价补贴	《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》	财政部、 发改委价格司 国家能源局	2011 年 7 月 24 日	并网光伏发电项目	固定上网电价 = 脱硫燃煤标杆电价 + 补贴	可再生能源电价附加

2010 年 9 月 21 日财政部、住建部联合发布《关于加强金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程建设管理的通知》将金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范项目合并管理，对于太阳能发电项目补贴方式为：关键部件以招标价格为基准，按比例进行补贴；其他投资采取定额补贴形式，补贴额度逐年调整。同时对其主管机构也进行了相应合并，变为财政部、科技部、住建部和国家能源局。



从补贴应用范围来看，对于并网光伏发电项目存在交叉现象，虽然根据国家发改委《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》规定，享受中央财政补贴的示范项目和特许权招标项目不在其适用范围，但是补贴机制双轨并存却为规划发展目标、管理光伏发电市场增加了难度。在太阳能光伏发电市场起步阶段，由于光伏发电成本高，初始投资补贴可以降低开发商投资风险，减轻资本金压力，因此有力的刺激了光伏发电市场的启动。但是随着光伏发电市场的发展，初投资补贴的弊端逐步显现，由于初投资补贴只是针对项目投资并不约束项目运行，很多项目在拿到补贴后由于运营管理不善根本未能实现项目规划发电效果，使补贴资金并未发挥其预期作用。

鉴于无论是以何种补贴形式鼓励光伏发电发展的根本目的都在于发展可再生能源，优化我国能源结构。建议对光伏发电部分的补贴双轨何以，统一为电价补贴，补贴资金全部通过可再生能源电力附加解决。此种补贴模式将开发商的收益与发电量挂钩，既能够保证光伏发电项目开发商有稳定的收益，又能刺激开发商加强项目运营管理，使补贴资金应用效果最大化。同时国家可以根据市场情况定期调整补贴额以调控市场发展速度。

5.1.2 补贴程序复杂、周期过长，增加企业财务成本

根据二〇一二年三月十四日发布的由财政部、国家发展改革委、国家能源局共同制定的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，可再生能源发电补助发放流程如下：



图 5-1 可再生能源补助发放流程图



根据该《办法》，可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算，但实际上由于从征收可再生能源附加到补助发放完成整个流程需经过诸多环节，导致征收额度不足，发放周期过长。目前光伏发电项目每月只能按时与电网结算脱硫燃煤标杆电价部分，可再生能源补贴一般至少会拖欠 6 个月，有的甚至能够长达 18 个月。根据目前光伏发电上网固定电价除西藏自治区 1.15 元 / kWh 以外，全国其他地区执行 1 元 / kWh 的上网电价标准，可再生能源补贴部分能够占到电价的 50.6%~76.5%（当前全国脱硫燃煤电价为 0.235-0.4941 元 / kWh），这部分补贴不能及时结算严重影响项目偿债能力，使企业财务成本大幅增加。

由此可见简化补贴发放流程势在必行，建议可再生能源附加征收及可再生能源补贴发放统一由省级电网企业、地方独立电网企业施行，省级电网企业、地方独立电网企业按照国务院价格主管部门制定的可再生能源附加标准随电费征收可再生能源附加，每月与可再生能源企业按其上网电价和实际上网电量结算。可再生能源附加不足部分由电网公司代行垫付，每半年由国家电网和南方电网分别在其内部进行结算调配，每年年末根据当年可再生能源附加征收和可再生能源补贴发放情况在全国范围内进行结算调配。由国家财政、价格、能源主管部门对电网实施监督，每年对这两部分资金进行审计。这样既能提高电网公司对可再生能源附加征收的积极性，又能缩短补贴发放流程，缓解发电企业现金流不畅带来的运营压力。



5.2 并网问题

并网问题一直是限制光伏乃至可再生能源发电的桎梏。我国虽然太阳能资源丰富，但受制于优势资源区与负荷中心相距较远、并网相关政策不健全等因素的影响，无论是以集中式开发为主的西部地区还是以分布式开发为主的东部地区，都存在并网难的问题。我国光伏发电并网问题的主要成因有：

(1) 输送能力制约光伏发展

总体来讲我国太阳能资源十分丰富，如下图所示我国一半以上的地区光伏发电年等效利用小时数超过 1400 小时，但是这些太阳能资源丰富的区域多分布在西部及中部地区，与我国

电力负荷中心相距较远，电力消纳成为制约西部地区光伏发展的瓶颈，而消纳问题的关键在于打通西部地区向东部地区电力输送的通道。虽然自 2001 年开始，为解决东部地区电力紧缺问题，我国开始实施西电东送工程，为此修建了北、中、南三条电力输送通道，但是其覆盖区域和输送能力都无法达到在满足传统火电和风电输送要求的同时满足西部大规模光伏发电所需输电配套设施的要求。因此，虽然光伏发电市场刚刚起步，弃光限电已经在西部地区大规模显现，且有愈演愈烈之势。



中国水平面太阳辐射分布图

等级	资源带号	年总辐射量 (MJ/m ²)	年总辐射量 (kWh/m ²)	平均日辐射量 (kWh/m ²)
最丰富带	I	≥ 6300	≥ 1750	≥ 4.8
很丰富带	II	5040-6300	1400-1750	3.8-4.8
较丰富带	III	3780-5040	1050-1400	2.9-3.8
一般	IV	<3780	<1050	<2.9

图 5-2 中国水平面太阳辐射分布和资源分布图



(2) 分布式发电机制有待梳理

分布式发电一直被视非常适合光伏发电的开发模式，虽然 2012 年 10 月 26 日国家电网发布了《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见》，给光伏市场注入了新的活力，但仍然需要进一步落实政策的出台。电网方面，已明确表明接纳分布式光伏发电，仍然还有很多诸如上网电价、交易机制、收益分配机制等问题阻碍着分布式光伏发电的发展。

首先，目前我国光伏发电实行全国统一电价，并未区分开发方式。由于项目开发条件不同，分布式光伏发电系统的开发往往需要更高的投资，同时其项目的边际成本通常比较大，一般分布式光伏发电系统的项目成本普遍高于大规模集中式开发项目的 25%，因此同价竞争显然对分布式开发有失公平，会导致分布式开发无法真正获得开发商青睐。因此建议光伏发电区分开发模式，对自发自用、余电上网模式的光伏项目应按其用户购电电价区分补贴数额。

其次，在交易机制方面，国家电网 2013 年 2 月发布《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》，该意见就提供优惠并网条件、加强配套电网建设、优化并网流程、简化并网手续、提高服务效率等措施做出以下解释和承诺：包括：合理确定分布式电源界定标准；为并网开辟绿色通道；提供一切优惠条件以及全力做好并网服务。意见规定了并网关键节点时间，承诺随时提供并网相关问题咨询服务，明确并网申请受理、接入系统方案制订、接入系统设计审查、计量装置安装、合同和协议签署、并网验收和并网调试、政府补助计量和结算服务中，不收取任何服务费用。尽管电网在接纳

分布式并网的问题上明确了支持的态度，但是电网提供无偿服务本身既不符合市场规律也不利于分布式发电持久、健康和规模化发展。另外，即使是以合同能源管理模式运行的项目，为保障其结算安全，也建议其通过电网结算，并支付给电网相应的手续费。

第三，我国电力结构主要以煤电为主，截止 2012 年底，我国全口径发电装机容量 11.44 亿千瓦，其中火电占 8.19 亿千瓦，占发电装机的 72%，而在火电装机中煤电又占绝对多数。煤电虽然运行较为稳定，但是基本不具备调峰能力，因此建议在光伏发电项目集中区域建设调峰能力强的燃气电站以及在有条件的地区建设抽水蓄能电站，配合可再生能源项目调峰，减小对电网的压力。



5.3 质量与标准

5.3.1 实证性试验基地和公共测试平台的差距

随着我国光伏发电应用的高速发展，凸显出我国缺乏光伏系统长期运行经验积累和大规模光伏消纳问题研究，亟需建立不同地域、不同系统形式的实证研究平台，展开对光伏发电消纳和送出问题的实证性研究，为光伏发电工程提供实践经验，为新技术、新产品研发提供创新研究平台，积极促进国家光伏发电中长期发展目标的实现。

迄今为止，我国对不同原理和结构的光伏组件、平衡部件还没有进行过系统而全面的长期测试和研究。随着光伏电站的规模化建设，光伏组件、平衡部件等产品的电气性能、安全特性，耐久性能等能否在室外气候条件下长期安全、有效地应用已成为日益关注的焦点。为此，我国急需建立相应的光伏组件、平衡部件室外长期实证性试验平台，分析比对不同材料、工艺的光伏组件、平衡部件的性能及其性能变化趋势，同时为新研发的光伏组件、逆变器等关键部件提供测试条件。另一方面，目前国内缺少光伏组件、平衡部件及系统的野外第三方公共测试平台。常规型及新研发的各类光伏组件、逆变器、汇流箱等关键部件急需在我国的光伏应用典型地区开展实证性检测与第三方测试评估，并针对不同的气候区域对组件质量进行分级检测，加严测试等质量控制方式，提升我国光伏检测技术水平。

光伏组件在不同气候条件下的电性能输出

特性、可靠性与耐久性等问题作为潜在隐患已对建设完成的光伏电站的安全和可靠运行产生了一定的影响。分布式发电应用中光伏建筑一体化形式的光伏构件的性能检测也未建立相应的质量要求及检测标准。在光伏组件应用的不同地域，当地的气候条件对组件的发电性能、安全性及可靠性提出了不同等级的质量要求。在现阶段，光伏组件检测标准的不完善与单一化在很大程度上降低了光伏组件在系统应用中的可靠性与使用寿命。为此，需要分别对我国高寒气候、干热气候、湿热气候等光伏组件、光伏构件应用的典型地区开展检测技术研究及试验平台建设；并根据我国的几类典型的气候条件，有针对性的制定与完善现有的国际、国内的检测标准与技术规范。

在现阶段，为保证各类型光伏系统的性能满足设计要求，针对并网或离网型光伏电站的工程建设相继出台并实施了光伏电站性能验收规范。然而，光伏组件、平衡部件及系统需要在不同气候条件下长期、稳定可靠地运行，与之相适应的可靠性、安全性等测试技术与技术标准仍未建立，更缺乏针对光伏系统的质量评估标准。因此，在光伏电站的建设完毕的两到三年内，已相继出现了不同程度的电站运行故障与关键部件失效等问题。为此，我国急需开展大规模并网、离网、分布式发电方式的光伏电站的可靠性、安全性、发电性能的整体检测与评估标准的研究；并针对不同的气候地区制定光伏电站的现场检测标准与电站质量评估方



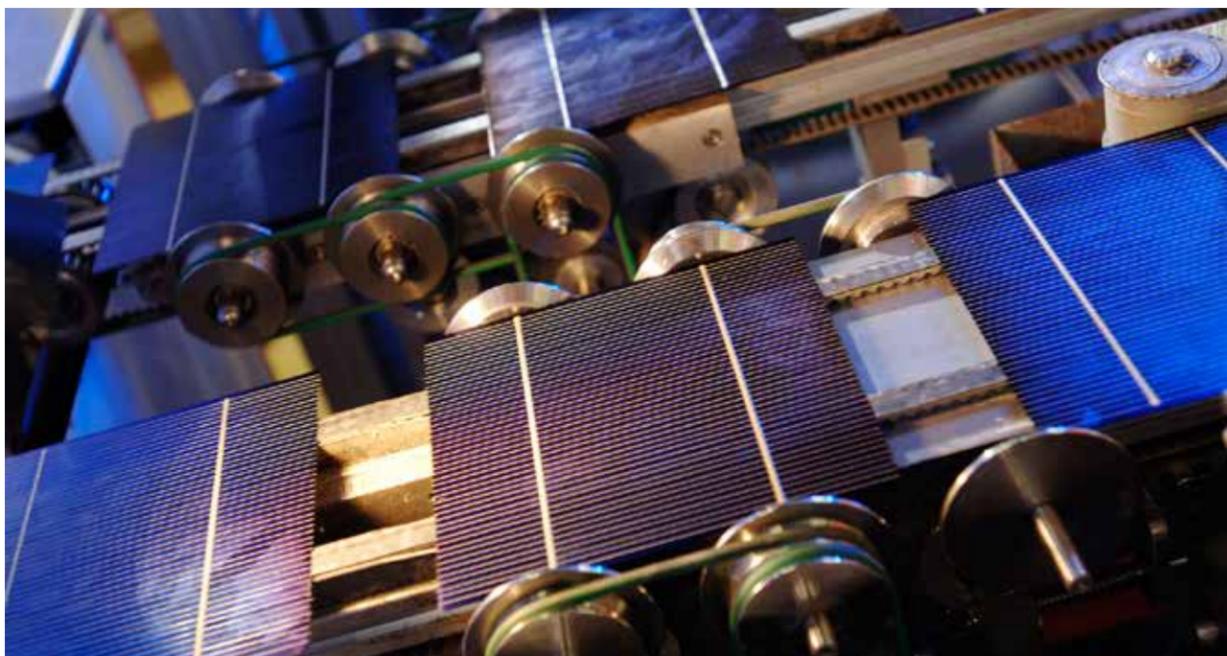
法；建立并网光伏系统的长期监测的网络区域中心、对光伏电站的输出参数实时分析；通过移动式的模块化测量，在光伏电站现场建立实验室检测环境，测试及评估光伏系统的各项性能。

5.3.2 技术标准和质量认证方面的差距

到目前为止，虽然中国是世界上第一光产品生产大国，但是在光伏应用标准和认证规范方面没有太大的话语权，目前国内采用的标准还是翻译转换国外的相关标准，而且转换过程还远远落后于国外标准的变更，所以在行业中已基本直接采用 IEC、UL 和 EN 标准，中国在此领域已大大落后于国外的发展。外国的标准制定机构结合研究机构正在不断的推出新的测试标准和测试方法，他们使用大量的实验数据和实际案例作为标准变更依据，例如：德国 TUV 就已在 2009 年开展了加严实验，在原有标准之上推出 A+ 等级的测试方法；日本 AIST 也

推出了加速老化试验，并结合材料试验推出改进标准；在安全试验方面国外研究机构也提出了很多要求如：连接器防拉弧试验等，同时国外还在开展组件等级化分，“欧洲效率”，PID 高电压诱导衰减，EL 电致发光，组件震动等试验。这一切说明了我国与国外检测标准的差距正在逐步扩大，我国已失去了“标准壁垒”的保护，中国是一个不设防的市场。

我国在标准电池计量，电池、组件测试等方面需要进一步完善，系统模拟和测试技术能力刚刚起步，大型逆变器的研究测试和室外实证性的研究测试示范基地仍然处于空白。对于光伏发电的规模化发展，加强支撑服务保障体系建设，建立健全技术标准体系，加强市场监管，对关键设备实行强制检测认证制度等对扩大我国消费市场、规范产业发展秩序至关重要，能够促进“金太阳”工程可持续发展。而“人才奠基、研发为主、标准先行、质量保障”也是其他光伏发展先进国家的成功必经之路。



技术标准和质量认证方面的主要问题与差距如下：

- 1) **光伏标准制修订进展缓慢。**我国光伏发电相关标准的制修订工作明显滞后于国际标准的制定和行业的发展需要。尤其是光伏组件，逆变器标准明显滞后于国际标准的制定。
- 2) **光伏相关标准协调工作不到位。**光伏相关的标准实际涉及到多个领域，如电池组件相关的超白玻璃，EVA，TPT 背板，焊锡带，密封剂等。没有统一的协调，导致出现同一种产品多头上报的情况，使得标准化工作出现不必要的浪费；同时，同一对象多个标准不利于行业的发展。
- 3) **国际标准制定参与不积极。**国际标准的编制工作不同于国标的制定，单个制定过程时间较长，一般很少少于 3 年，且每年 2 次的工作会议。对于参与 IEC 等国际标准的制定工作所有的费用都由参与单位承担，导致企业对国际标准制定参与成本过高。这与我国作为太阳能产品制造大国的地位不符。
- 4) **实验室重复建设但高端测试能力不足，技术标准研发能力低。**对于光伏产品传统的测试项目，国内实验室对于现有产品标准已具备测试能力，甚至出现多个地方重复建设实验室，测试能力过剩的问题。而对于高端的测试，如逆变器关键项目 MPPT 跟踪效率的测试条件，却没有一个实验室能够具有能力测试。测试设备成本较高也限制了高端实验室的产生。同时，实验室普遍出现单纯关注测试，不注意经验的积累

和提炼，更不具备现场应用后产品表现的知识，导致其对新标准的研发能力较低。

- 5) **太阳能电池标准测量与标定平台：**针对我国太阳能电池产业规模大，国内市场发展迅猛，国家和企业对新技术的研发投入力度逐步加大，新结构、新材料太阳能电池不断出现的发展趋势，在我国建立与世界太阳能电池测量标准相对应的标准测量与标定体系，以尽快填补国内这方面的空白。要求达到：1) 建立具有独立标准溯源能力的测量体系，实现对各种标准太阳能电池的精确校准；2) 具有材料和电池、及新型电池的研究和分析能力，承担各种材料和结构电池器件以及组件的精确测量；3) 具有电池参数和发电特性研究、分析能力，特别是标定系数 (calibration coefficient), 光子量子转换效率 (quantum efficient), 光谱响应 (spectrum response) 和温度系数 (temperature coefficient) . 为新技术研发和市场应用提供基础测量技术；4) 具有中立第三方非盈利地位和独立运行能力；5) 参与国际标准测量比对体系，参与国际规范以及标准的制定和修订。太阳能电池标准测试不同于产品认证，是溯源 WPVS，提供校准的基准，把标准传递给下一级，是一种完全基础的技术。天津 18 所参与过，可惜几年前荒废了，不但人都离开了，设备也没有得到维持。

认证机构能力需提高。在光伏领域，国内认证机构在光伏产品认证范围上基本与国际认证机构持平，甚至在部分产品或服务上领先国际认证机构。但是在整体实力上及在影响力上



距离国际光伏机构还有较大差距，普遍不具备国际认证机构测试认证一体带来的技术实力和影响力，应该大力支持国内认证机构的技术进步和国际开拓活动。

5.4 兼并整合

5.4.1 光伏产业供需关系不平衡

近十年间，全球光伏市场增长迅速，呈现成本大幅下降、市场迅速扩张的态势。但自2011年起，受到全球经济持续低迷的影响，多国大幅消减光伏投资和政策性补贴，导致全球光伏市场增速下滑。占据全球光伏市场70%份额的欧洲市场深受欧债危机所困，市场增幅下滑明显。未来全球光伏需求将难现大幅增长，2015年或将达到50GW，但光伏市场供过于求的局面在短期内仍无法改变。另一方面，近年来光伏市场的繁荣发展加速了我国光伏产业的扩张，2012年产能已突破40GW，产能过剩、供过于求和上下游库存攀升造成严重的价格缩水和企业利润下滑。进入2012年下半年，我国光伏产业出现了全行业生产经营困难，组件电池制造企业普遍亏损严重，生存危机蔓延至产业链上游的多晶硅和设备制造企业，大量企业亏损、停产甚至倒闭。不规范的市场竞争秩序迫使企业仍持续低于成本价格销售，亏损面不断扩大，负债总额随之增加，光伏产业全面陷入巨额债务危机。基于当前严峻的产业形势，光伏产业亟需通过重组整合的方式实现产业升级，消化过剩产能，把控市场价格，规范竞争

行为，使产业链企业恢复盈利能力，创造可持续的产业生态环境。

5.4.2 光伏产业整合重组面临的困境

1) **强势光伏企业逆势扩张，以低成本争夺市场**
光伏产业的规模效应显著，企业纷纷通过扩张生产规模降低成本，占领市场份额，以保持竞争优势。我国光伏市场仍处于起步阶段，十二五期间的主要发展目标是提高太阳能发电的经济性，为实现2015年后的规模化发展奠定基础。在技术进步尚未出现实质性飞跃之前，扩张规模降低成本仍将是光伏产业的发展趋势，也是推动光伏发电大规模应用，从而最终实现“平价”上网的必经之路。因此，即便是在产能过剩的阴影之下，一些强势企业依然选择了逆势扩张，希望以更低成本争夺市场。

2) **缺乏产业统筹规划，地方利益捆绑阻碍产整合**

近年来光伏产业爆发式扩张的背后，各地政府力推新能源概念，却缺乏理性科学的产业统筹规划支持粗放型投资和低水平重复建设，未及时有效地对产能进行总量控制，是导致供应过剩，区域性产业布局不合理，同质化竞争严重的重要原因。众多省市地区将光伏企业发展与地方产业振兴计划捆绑在一起，吸引众多国有银行大举进入，光伏企业自诞生、扩张乃至危机阶段，均与地方政府和国有银行进行利益捆绑。目前光伏产业全面陷入巨额债务危机，国有银行首当其冲成为主要债权人，一些

地方政府采取国有化收购、财政性资金扶持等方式转移企业债务，意图帮助企业渡过债务危机，使光伏企业、政府、银行间形成深度捆绑的利益联系，光伏企业破产重整面临着极大的非市场行为的挑战。

3) **地方政府非市场行为干预，光伏企业破而不倒**
伴随产业的快速发展，涵盖开发企业、电池组件、电池、硅片、多晶硅等诸多环节的光伏产业链日渐庞大，成为众多省市地区的纳税龙头产业，并在全国范围内创造就业岗位逾40万。我国面临困境的光伏企业多集中于劳动密集型的产业中上游环节，一旦遵循市场规律呈现破产潮，地方政府将面临大量失业劳动力，以及巨额无法追回的银行贷款和供应商欠款，随之而来的社会矛盾和金融环境恶化等问题将十分棘手。在地方政府的非市场行为干预下，光伏企业破而不倒的局面短期内仍将延续，产业全面整合重组或将延后启动。

5.4.3 光伏产业发展趋势判断

1) 光伏产业需要较高的固定成本和相当规模的启动资金，大型企业在产品成本上更具优势。尽管目前全球光伏市场供过于求的局面导致产品价格大幅下降，产业链制造企业利润缩水，陷入经营困境，但规模效应的成本化差异也随之变大。由于目前阶段，光伏发电成本与火电等传统能源相比仍不具备竞争优势，在技术进步尚未出现实质性飞跃之前，拥有生产成本和产品质量优势的大型企业仍将占据主导地位。未来通

过扩张规模降低成本仍将是光伏产业的发展趋势，也是推动光伏发电大规模应用，从而最终实现“平价”上网的必经之路。

2) 光伏产业的发展动力源于不断的技术进步。尽管降低成本是最为直接的竞争手段，但着眼长期发展，技术领先仍是光伏企业的核心竞争优势所在，技术水平终将决定市场地位。光伏产业作为迅速发展的新兴产业，技术更新速度快，电池片、多晶硅等产业环节均不乏企业利用技术优势实现“赢家通吃”的跨越式发展的案例。通过技术创新提高产品品质、提升电池效率、简化生产流程，实现新技术产业化，将为企业创造强大而持久的竞争优势。

3) 近年来，出于对能源安全、经济效益和环境保护的多重需求，越来越多的国家开始大力支持光伏产业，随着更多市场的涌入，全球光伏市场原有格局将被打破，新的市场局面正在成型。此前十余年的迅猛发展逐渐形成了以欧洲为中心的光伏应用市场布局，但由于受到债务危机的影响，德国、西班牙等主流光伏应用国家逐步下调补贴幅度，欧洲光伏市场增速随之放缓。与此同时，由于政府扶持力度的不断加大，亚洲、美洲等新兴光伏市场发展势头迅猛，尽管目前欧洲依然是全球光伏终端市场的重心所在，但光伏企业对于欧洲市场的依赖程度将逐步降低。伴随中国、美国、巴西、日本、印度等新兴国家成为拉动全球市场的增长力量，光伏企业在新兴市场的布局力度将不断加大，预示着光伏领域的欧洲市场争夺战将进一步升级为全球市场争夺战。

5.4.4 光伏产业整合重组及市场管理措施建议

1) 控制产能，恢复市场供需平衡

尽管面临重重障碍，但通过整合重组的方式消化过剩产能，恢复光伏市场供需平衡是我国光伏产业发展的必然趋势。中国光伏产业迫切需要整合优势资源、淘汰落后产能、恢复产业元气，同时对全行业产能扩张与产量增加实施严格把控，使光伏产业的产量与市场需求相适应，实现产业链各环节逐步恢复盈利，以确保光伏产业的可持续发展。

2) 组建 3-5 家大型光伏产业集团，建立有序的市场竞争环境

通过兼并重组的方式整合现有企业，在产业链关键环节形成若干具备生产成本和市场资源优势的大型光伏产业集团，增强市场主体的国际竞争力。同时通过加强利润监督，规范竞争行为，维护合理的市场价格，保持企业生存发展所需的合理利润率，为技术进步与品质保障创造空间。原企业遗留债务通过债转股等方式纳入新产业集团，同时建立和聘任专业经营团队对新光伏产业集团进行经营管理，调整发展策略，争取尽快实现扭亏为盈。

3) 建立规模化光伏市场，维持稳定的价格体系

在全球光伏市场格局逐渐变化的背景下，我国亟需开拓国内市场以弥补光伏企业在遭遇欧洲双反后的失去的市场份额。在促进国内市场发展的过程中，应建立持续稳定的电力价格体系，简化完善现有补贴机制，保持市场规模与产业发展步伐相协调地稳步增长，从而实现产业平稳发展。

4) 加强市场监管，避免低价低质竞争

为避免产业发展再次陷入缺乏理性规划的困局，建议根据各地区资源状况和发展需求进行科学的光伏产业发展规划，以省级区域为主体统一进行光伏市场配额划分。通过规划引导市场配额，实现产业布局合理化。与此同时，建立健全光伏产品质量与安全标准和规范，并结合金融信贷管理手段加强监管，完善光伏产品市场准入制度。通过约束性管理办法，抬高市场准入门槛，规范企业市场行为，策应产业整合的规范化成果。



我国光伏发展展望

6





6.1 趋势分析

1) 黑暗已过，黎明在前

2011 年开始全面蔓延的欧洲主权债务危机，大大挤压了各国的财政支持能力，西班牙、意大利等开始大幅降低光伏补贴总量，将全球光伏产能过剩的问题迅速暴露出来，企业经营压力迅速增加，企业倒闭和兼并的现象愈演愈烈。延续至 2012 年，美国曾引以为豪的光伏企业倒闭，加剧了美国国内对主要来自中国强大竞争压力的反应，并导致“双反”的出台，引发了中美之间在新兴产业领域的激烈交锋。在此情形之下，欧盟也正式受理了 Solar World 针对中国光伏产品进行“双反”调查的申请，中国光伏产业开始进入外需市场严重萎缩的时期。2012 年一方面国际市场的大门在逐渐关闭，另一方面国内市场没有培育起来，本身就已过剩的中国光伏企业生存极为困难。在这个光伏企业挣扎求存的时间节点上，各国政府在综合考虑能源可持续发展、应对气候变化、环境效益后，显现出对可再生能源更加清晰的支持态度。

从国际形势看，福岛核危机后，各国重新审视核能的安全性及风险控制，很多国家宣布将逐步实现“零核化”，这对发展可再生能源是清晰的利好政策信号。核能的退出为其他种类能源提供更多的发展空间，以德国为首的欧洲光伏市场已经逐渐趋于成熟，年装机量维持在固定水平，这对全球市场的稳定发展起到重要作用；美国方面，市场一直保持增长，页岩气的大量开发和双反并没有打断光伏发展，光伏发电达到了 3.2GW，达到历史高位。

中国方面，国务院常委会已研究确定“促进光伏产业健康发展的五条政策措施”，为光伏产业发展起到提纲挈领的作用。能源局、国家电网等支持政策的出台，成为推动我国光伏应用市场巨大动力，这些指导方针和措施，在战略目标、实践操作和配套服务上给中国光伏装机市场发展奠定了基础，如果政策执行到位，未来 3 年中国平均年装机量将在 10GW 左右。

2) 产能过剩，企业整合

2009-2011 年的光伏制造业爆发式增长后遗症，在 2012 年集中体现供需的严重失衡导致组件价格暴跌，甚至被扭曲到跌破成本线。2012 年一季度，在国外上市的十家主要企业亏损 6 亿多美元。今年上半年，A 股光伏企业超过八成业绩下降。资本市场看空光伏行业，债务负担沉重。截至今年 6 月份，我国最大的 10 家光伏企业债务累积超过 1100 亿元人民币。无锡尚德、江西赛维等骨干企业在纳斯达克的股价已跌至 1 美元以下，面临着退市、破产的风险。贷款逾期现象普遍，仅国家开发银行 2009 年以来给光伏企业的信贷规模就超过了 2600 亿元，由此带来的金融风险引起了国家的高度重视。根据现在的市场发展情况，在未来的 3-5 年中，全球的装机量将在 30-50GW 之间，但全球产能大于 70GW 的现实，将无可避免的使一批制造商破产出局。

总体而言，2012 年以来的光伏产业的困难局面是全球光伏产业产能过剩这样一个大环境

的必然结果，与风电设备制造业产能过剩类似，这是全球市场风电、太阳能发电市场的增速并没有延续过去翻番增长的态势，而企业的产能扩张的速度远远大于市场需求的增速所导致的必然结果。放置于更大的背景之下，是以欧美为代表的全球主要市场国家，受主权债务危机的束缚，放慢了新能源发展的增速，减少了补贴预算，从而引发市场需求低于预期的结果。目前光伏产业下一步必然会迎来一轮企业退出潮，中国以尚德的破产为开端，一批资金链紧张或者产能落后的企业将最终退出市场，经历过洗牌之后的产业会更加匹配市场需求。

3) 技术革新，尚无突破

技术的进步是降低成本，推动市场发展的基础之一，在当前市场供大于求的背景下，技术突破显得尤为迫切。转换效率仍是光伏产业的瓶颈，光伏产品转换效率的提升可以直接降低度电成本，组件效率每提高一个百分点，度电成本可以下降 5%-7%。但是截止到目前为止，虽然不断有很多改进型新技术涌现，尚无改变

产业格局的光伏新技术出现。硅基材料仍牢牢控制市场，随着高效单晶、多晶技术的不断探索与应用，其成本不断下降，高效电池技术仍处在蓄势待发的状态，这将是下一轮产业扩张的投资热点。

以薄膜为首的非硅材料，在传统光伏组件价格暴跌下，面临越来越大的压力，不得不提升转换效率，降低制造成本，以保持竞争力。薄膜电池的转化率在逐步提高，但是仅限于试验阶段，技术路线有硅基薄膜路线，碲化镉路线，CIGS 铜铟镓硒路线，这些路线能否实现商业运营都有待于进一步观察。

另一个制约光伏发展的关键是储能技术。储能市场的发展仍将由德国引领，德国将通过出台光伏存储系统补贴，率先推动该技术的启用，在 2012 年补贴政策发布之前，德国 8MW 的光伏系统已经安装了存储系统，预计德国的引领将推动全球光伏存储系统的安装量到 2017 年达 7GW。在大量投入之后，一旦储能成本显著下降，将完全改变光伏市场目前的发展速度。





4) 新兴市场, 涌现商机

一方面欧美等地区逐渐提高光伏企业进入门槛, 另一方面东盟、拉美、非洲地区各国推出的新能源政策, 为中国企业的进入创造了可能。特别是在中东、非洲以及澳洲市场, 得益于这些地区明确的气候变化政策、发展清洁能源的巨大动力, 以及全球最有优势的太阳能资源, 太阳能发电发展迅速。特别是在传统的油气生产国, 如阿联酋、卡塔尔、沙特等, 开始着眼于可持续发展转型, 尝试利用太阳能资源提供清洁的电力、制冷供热以及进行海水淡化等尝试。这些地区, 也成为我国光伏企业开拓的新兴市场。

中国机电产品进出口商会的数据显示, 2013年1-2月, 中国光伏产品对亚洲出口额为14.97亿美元, 占出口总额的42.84%, 同比增长91.88%, 是中国光伏出口第一大市场; 对欧洲出口额为12.7亿美元, 占出口总额的比重由过去的70%左右降至36.35%, 出口同比增速下降12.21%, 其中对欧盟出口同比增速下降近30%; 对北美洲出口额为0.44亿美元, 占出口总额的比重由过去的15%降至12.74%, 同比增速下降近60%, 中国光伏出口非洲市场同比增长214.1%, 是增长最快的新兴市场。新兴市场的商机明显, 但考虑到电网等基础设施不健全、产业政策的落实力度不确定等因素, 未来的发展还面临一系列考验。

5) 融资难题, 亟待解决

近年来, 整个光伏行业鲜有盈利企业, 较低的盈利预期使得光伏企业的融资渠道基本被卡, 资金链的紧绷和严酷的融资环境将持续考

验着光伏企业的承受力。由于表现不佳, 公开市场的募资, 包括发行股票及上市融资已经不可实现, 银行贷款的可能性也极低, 尚德的破产使得发行企业债也变得极为困难。

金融业的支持力度对光伏产业至关重要, 国内外的光伏企业都面临融资难题, 因为融资困难而破产的国外企业不在少数。国内虽然已有支持光伏产业的政策出台, 但还需要一个市场消化的过程, 需要金融机构在扶优扶强的前提下, 给予光伏制造商和开发商融资支持。

6.2 中国光伏产业面临的挑战

1) 理顺补贴

补贴和市场的关系需要进一步理顺, 符合市场规律的补贴机制可以协调扩大市场和控制发展规模之间的关系, 包括市场和制造业。目前光伏市场存在交叉补贴和程序繁琐的问题。现有的补贴资金一部分来自可再生能源基金, 一部分来自可再生能源电力附加, 并且两部分资金由不同的主管部门在管理, 这是导致补贴拖欠和难以到位的主要原因。同时, 多部门管理也带来手续繁琐, 申请周期长等问题。下一步应尽快理顺补贴方式, 通过国际电网的结算实现“应收尽收, 定期核算, 实时发放”, 政府主管部门承担监管职能。

过低的补贴价格将可能降低市场的信心。虽然国家已经确定了分布式光伏发电补贴的原则, 总的来看, 市场也接受按照单位千瓦时补贴的政策, 但如果补贴水平过低, 可能无法吸引更大的资金介入。分布式光伏发电将有可能

滋生出更多小型企业的介入, 这是因为每个项目的投资规模比大型电站相对较低, 可能无法吸引大型能源投资企业的进入。但因为项目的单位投资水平在电力投资项目中仍旧较高, 小型企业介入如果无法有较为吸引力的投资收益, 可能会影响市场的投资规模。

2) 明确目标

要提出明确的发展目标及未来的价格标准, 透明化的规则可以帮助企业更好的制定发展规划, 避免过冷过热。目前来看, 分布式光伏发电的补贴标准和方式都还没有明确, 但从国家提出的近期目标、促进分布式光伏发展的补贴方案以及电网公司的表态分析, 分布式光伏发电将成为我国近中期光伏发电的重要方向。考虑到西部光伏电站可能面临与当地风电类似的限制出力的情况, 以及国家计划下调光伏电站上网电价的趋势, 未来分布式光伏发电可能会成为光伏应用的主要方向。



3) 贸易摩擦

金融危机的持续升级引发了全球化的经济危机, 各国的实体经济受到了强烈的震荡, 在此背景下各国贸易保护主义都有所抬头。光伏行业的恶性竞争使之成为双反的对象。贸易壁垒是在市场停滞中出现的保护措施, 同时也会对全球产业造成伤害, 所以是暂时的产业现象。另外贸易摩擦会加大产业的压力, 产生两个后续效应, 一、加快淘汰过程; 二、促进优秀企业的进步。目前, 欧美的双反已经使第一个效应显现, 未来优秀的企业能否脱颖而出, 取决于政策的引导及企业自身的技术突破。

4) 金融模式

金融模式还需要进一步厘清。首先分布式光伏需要进一步解决融资模式, 从而解决资金投入问题。另外, 由于是和千家万户打交道, 而不是类似电站之类的规模化项目, 合同能源管理等商业模式还需要进一步完善。第三, 保险的介入非常重要, 由于要考虑到15年的运行期, 可能面临屋顶用途变迁、建筑物自身变迁以及自然灾害所带来的威胁。