

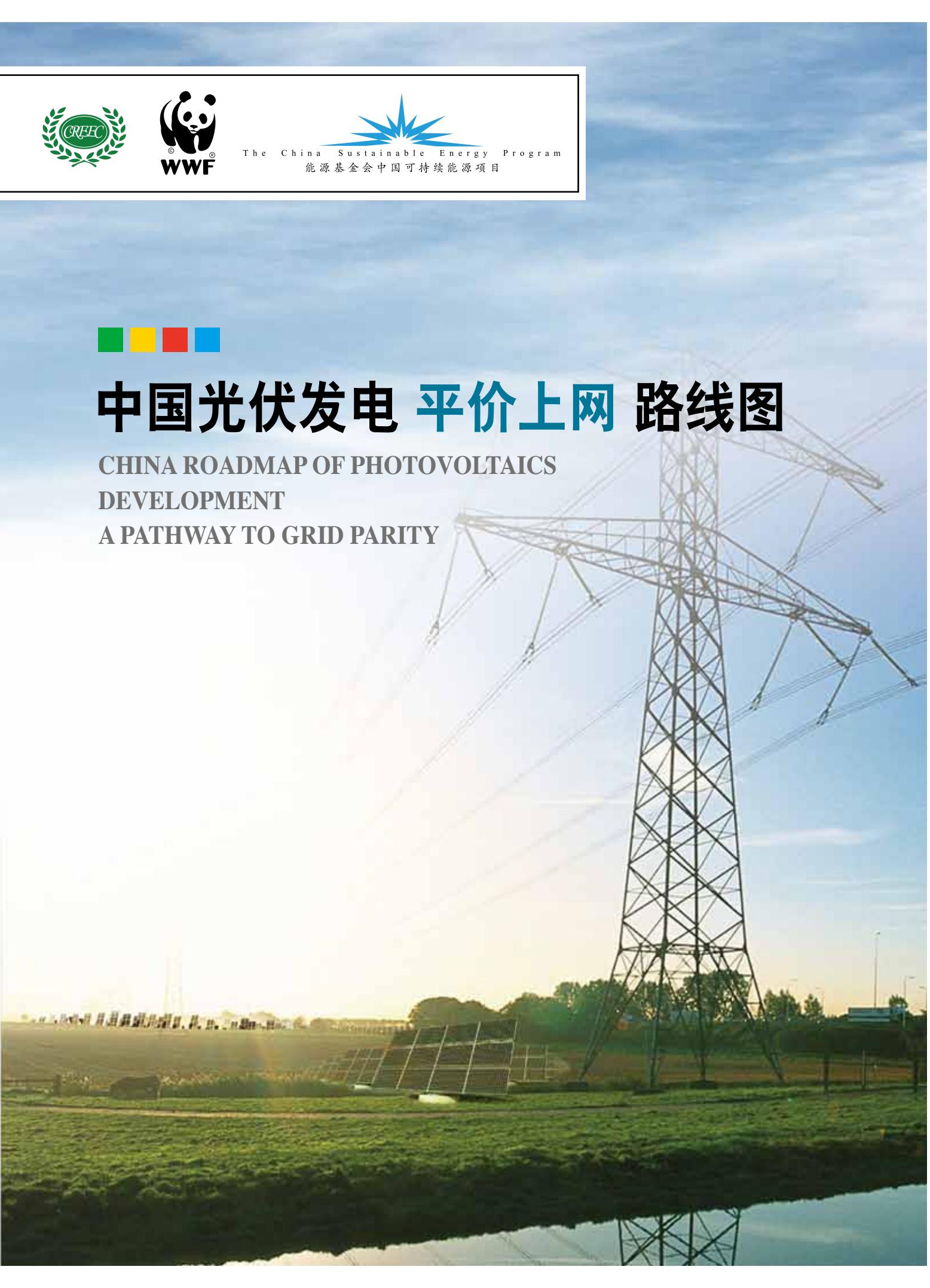


The China Sustainable Energy Program
能源基金会中国可持续能源项目



中国光伏发电 平价上网 路线图

CHINA ROADMAP OF PHOTOVOLTAICS
DEVELOPMENT
A PATHWAY TO GRID PARITY





课题主持单位

中国可再生能源企业家俱乐部

北京大学教育基金会

国家发展和改革委员会能源研究所

课题总顾问

毛如柏、杜祥琬

课题高级顾问

史立山、梁志鹏、李宝山、赵玉文、施正荣、
高纪凡、苗连生、高元坤、朱共山

课题召集人

李俊峰、王斯成

课题组成员 (按姓氏笔画排序)

Alex Westlake、Jesse Atkinson、
Kevin Berkemeyer、马学禄、王文静、代冰、
吕芳、吕植、朱小健、朱顺泉、孙博、李韦、
李海玲、邱第明、沈辉、张阿玲、张哲、张锋、
赵琛豪、赵颖、胡润青、洪曙光、徐大江、
徐旸、高虎、郭凡、常瑜、舒桦等。

项目协调人

能源基金会：芦红、王曼

世界自然基金会：侯艳丽、王韬

可再生能源企业家俱乐部：马玲娟、张木梓

序

PREFACE

忆昔数年前，我和我的同事们参加了《中华人民共和国可再生能源法》的起草工作，当时的可再生能源对于多数人来说还是遥不可及的，心存疑虑者难免、持否定观点的也大有人在。但在《可再生能源法》颁布后，中国的可再生能源得到了迅速发展，今天的风力发电装机总量已超过4400万千瓦，生物质发电装机约550万千瓦，沼气年利用量约130亿立方米，生物质固体成型燃料年利用量为50万吨左右，非粮原料燃料乙醇年产量为20万吨，生物柴油年产量为50万吨左右。发展较慢的光伏发电，新增装机容量也突破了50万千瓦，累积安装量达到了90万千瓦，更令人欣喜的是，中国已成为世界风电利用之翘楚，光伏风电产业之基地。伴随着国家“十二五”规划、战略性新兴产业规划的出台，可再生能源将在未来发挥更重要的作用，担当起改善国家能源结构，保障能源安全等责任。能亲身参与并见证可再生能源在中国之蓬勃发展，我甚感与有荣焉。

全球范围内，与风电相比，太阳能光伏发电市场规模尚小，一方面由于光伏发电技术正在逐步走向成熟，一方面也因为由于技术因素决定的光伏发电的成本还相对较高。即便如此，光伏发电在全球的发展速度还是引人瞩目的，其中欧洲为光伏发电的市场发展和技术进步做出了历史性的贡献。欧洲诸国在推出“上网电价法”后，极大的推动了光伏市场的发展，2010年欧盟实现了新增装机容量光伏超过风电的历史性突破，当年装机容量超过了1200万千瓦，且未来仍呈平稳增长趋势。

作为新能源领域的重要参与国家之一的中国，在过去的几年里，借助国外市场拉动，我国的光伏产业也得以快速发展，至今已成为世界最大的太阳能电池生产国，产量占世界总量一半以上。与之相比，国内市场规模尚小，需求仅占电池产量的百分之五，供需的巨大反差，亦使得产业中人喜忧参半。

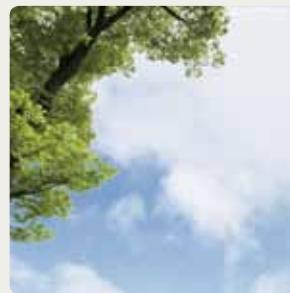
光伏发电的成本是其在我国规模化发展的主要制约因素。光伏发电是一个政策驱动性很强产业，我国政府支持光伏产业发展的决心毋庸置疑。与其它国家一样，支持政策的出台是基于对产业结构和系统成本的全面把握的基础上的。随着原材料价格下降，光伏发电产业技术之日益进步和规模之不断扩大，已为光伏发电实现平价上网提供了产业和技术基础。如何将这些基础因素总结为切实可行的论证依据，为政策的制订和出台提供有价值的参考，是此路线图编制的初衷。路线图总结了先进国家的发展经验，梳理了全球范围的内技术路线及发展趋势，概括了不同机构对于光伏发电成本下降及规模增长的预测，由此归纳出我国光伏发电规模化发展的路线图，提出了相关的政策建议。

研究的结论是鼓舞人心的，但是我们也看到，实现理想中的光伏发电规模化发展目标，还有很长的路要走，需要不断完善的政策体系，需要不断增强的技术研发和创新能力，需要新的商业模式的实践，需要与其它能源资源的综合平衡，需要与经济发展的大局相适应，需要在实践中不断发现和解决问题。

实践出真知，我希望这份凝聚业内心血的报告，能够开启实践光伏发电规模化发展之门，希望它能为决策者、业内人士提供一些有价值的参考，作为新能源界的一名老兵，我更期望看到越来越多的人开始关心光伏发电及其它清洁能源技术发展的未来，共同承担起保障我国能源安全、发展经济和应对气候变化方面的历史使命。

毛如柏

二零一一年四月，北京



致 谢 • ACKNOWLEDGEMENT

在本项目研究的过程中，项目组得到了众多研究机构、专家的大力支持，特别是中外企业的热情参与为项目提供了诸多宝贵意见，在此一并表示感谢。我们感谢中国工程院、中国可再生能源学会、国家发展改革委能源研究所、北京大学、南开大学、中山大学、中国科学院电工研究所、北京太阳能研究所等科研院所的帮助；感谢杜邦（中国）、第一太阳能、天合、英利、尚德、保利协鑫、力诺、应用材料、欧瑞康等企业的大力支持。特别感谢国家能源局可再生能源和新能源司、科技部高新技术司以及中丹可再生能源项目办公室的支持和指导。

本项目受到了美国能源基金会和世界自然基金会的资金支持，感谢北京大学教育基金会与中国可再生能源企业家俱乐部的通力合作。

前 言

• PREFACE

为了保障能源安全、发展经济和应对气候变化，全球各国都在大力推广可再生能源。在可再生能源中，太阳能无疑是一种安全清洁、普遍广泛和具有潜力的替代能源，开发并利用太阳能，对于满足全球能源需求，减少对传统化石能源的依赖具有重要意义，世界大多数国家把太阳能的开发利用放在比较突出的位置。

过去，由于成本高昂等一系列因素，成为光伏发电广泛应用的主要障碍。从全球范围来看，作为一种新兴的清洁能源技术，光伏发电在全部的能源消费中所占比例还很小。但是近年来，随着技术进步和成本降低，全球各国政府也已经逐步意识到太阳能光伏产业的广阔发展空间，全球光伏产业得到快速发展，光伏发电不仅在德国、意大利、西班牙等国家的能源供应结构中已占有一席之地；2010年，光伏发电更是在欧盟27国中，首次超过风电成为最大的新增发电电源，这展示了光伏发电可能成为重要的替代能源的可能性，也预示着光伏发电在全球范围内的大规模应用已经开始。

我国是能源需求大国，2010年能源消费总量超过了32亿吨标准煤¹，十一五期间，能源消费总量增加了接近10亿吨标准煤。经济增长方式转变和能源供应结构调整是我国必须面对和解决的问题。根据国家减排目标，到2020年单位GDP的碳强度要比2005年降低40%~45%，非化石能源占全部能源消费中的比重提高到15%。面临减排的国际压力，要求我国必须采取严格的措施控制二氧化碳排放，因此一定要下决心大力发展包括光伏在内的可再生能源。

我国的太阳能资源丰富，具有明显的利用优势。到2010年底，中国已有建筑面积约450亿m²，屋顶和南立面至少有50亿m²，20%的可利用面积即可安装大约100GW太阳能光伏系统；中国有大约120万平方公里的戈壁和荒漠面积，

1. 温家宝，2011年政府工作报告

利用 5% 的荒漠就可安装容量超过 50 亿 kW (5000GW) 太阳能光伏发电系统，年发电量可以达到 6 万亿 kWh，是美国 2010 年发电总量的 1.5 倍，相当于我国 2015 年预测发电量的总和。

随着原材料价格和系统装备价格下降、电池转换效率的提高以及全球光伏市场规模的扩大，光伏产品的成本和价格呈现快速下降趋势。光伏发电技术已经更加成熟，晶体硅电池的转换效率每年以 0.4% 到 0.5% 的速度在提升；多晶硅原料平均成本已经降到 30 美元 /kg 以下，先进水平达到了 20 美元 /kg 以下。2010 年，先进企业光伏组件的成本已经下降到 1~1.2 美元 /Wp，平均价格已经下降到 2 美元 /Wp 以下，新一代的薄膜电池成本已经突破 0.75 美元 /Wp，售价可以降低到 1 美元 /Wp 以下。光伏发电产业技术的不断进步和规模的不断扩大，已经为光伏发电实现平价上网提供了产业和技术基础。

本报告旨在研究和分析我国太阳能光伏发电实现平价上网的技术路线，探讨促进技术发展、推动成本下降、建立商业化发展的政策框架和进行大规模商业化应用的可能性。本报告着重讨论了基于目前情景下，未来五年的光伏发电的技术进步和成本下降的路线图，并提出实现我国平价上网的政策建议和措施。今天的中国经济发展和人民生活正在发生着深刻的改变，低碳、减排、环保不仅是一种发展方式，而且正在成为一种生活态度，一种社会潮流，这为清洁能源的太阳能光伏发电带来了新的发展机遇。相信随着技术的不断进步和政策保障措施的不断完善，以及光伏产业领先企业的积极行动，必将共同推动我国太阳能光伏发电平价上网时代的到来。

目 录 • CONTENTS

第一部分：我国发展太阳能光伏发电的重要意义

1.	我国面临的能源形势	3
1.1	能源需求增长迅速	3
1.2	能源供应形势严峻	3
1.3	应对气候变化与温室气体减排压力	5
2.	太阳能光伏发电的资源条件和开发潜力	6
2.1	资源条件	6
2.2	开发潜力	8
3.	具备了大规模发展的时机	8
3.1	光伏发电效率提高，成本继续下降	8
3.2	光伏发电发展成为新的竞争领域	9
3.3	“平价上网”可期	10

第二部分：国内外的发展形势

1.	全球光伏市场进入千万千瓦时代	15
1.1	全球光伏产业呈现爆发性增长	18
1.2	区域发展依然不平衡	19
1.3	欧盟光伏发电新增装机超过风电	19
1.4	制造业更加向中国集中	20
1.5	晶硅电池仍占主导	20
2.	国内光伏发电产业发展有了坚实的基础	20
2.1	形成了规模化的产业能力	21
2.2	形成了比较完整的产业链	22
2.3	技术水平不断提升	23
2.4	国内市场初具规模	24

第三部分：面临形势与主要问题

1.	面临形势	27
1.1	发展可再生能源是全球共识	27
1.2	光伏发电已经具备大规模发展的条件	28
1.3	发展形势依然向好，新兴市场作用更大	29
1.4	光伏发展面临新的挑战和机遇	29
2.	主要问题	30
2.1	研发投入不够，技术支撑能力不强	30
2.2	落后产能盲目扩张，重复建设严重	31
2.3	市场发展不均衡，过度依赖国外市场	31
2.4	政策环境有待完善	32
2.5	电网接入问题亟需解决	33
2.6	成本较高仍是规模化发展的最大障碍	34
2.7	企业可持续发展和清洁发展理念尚需提高	34

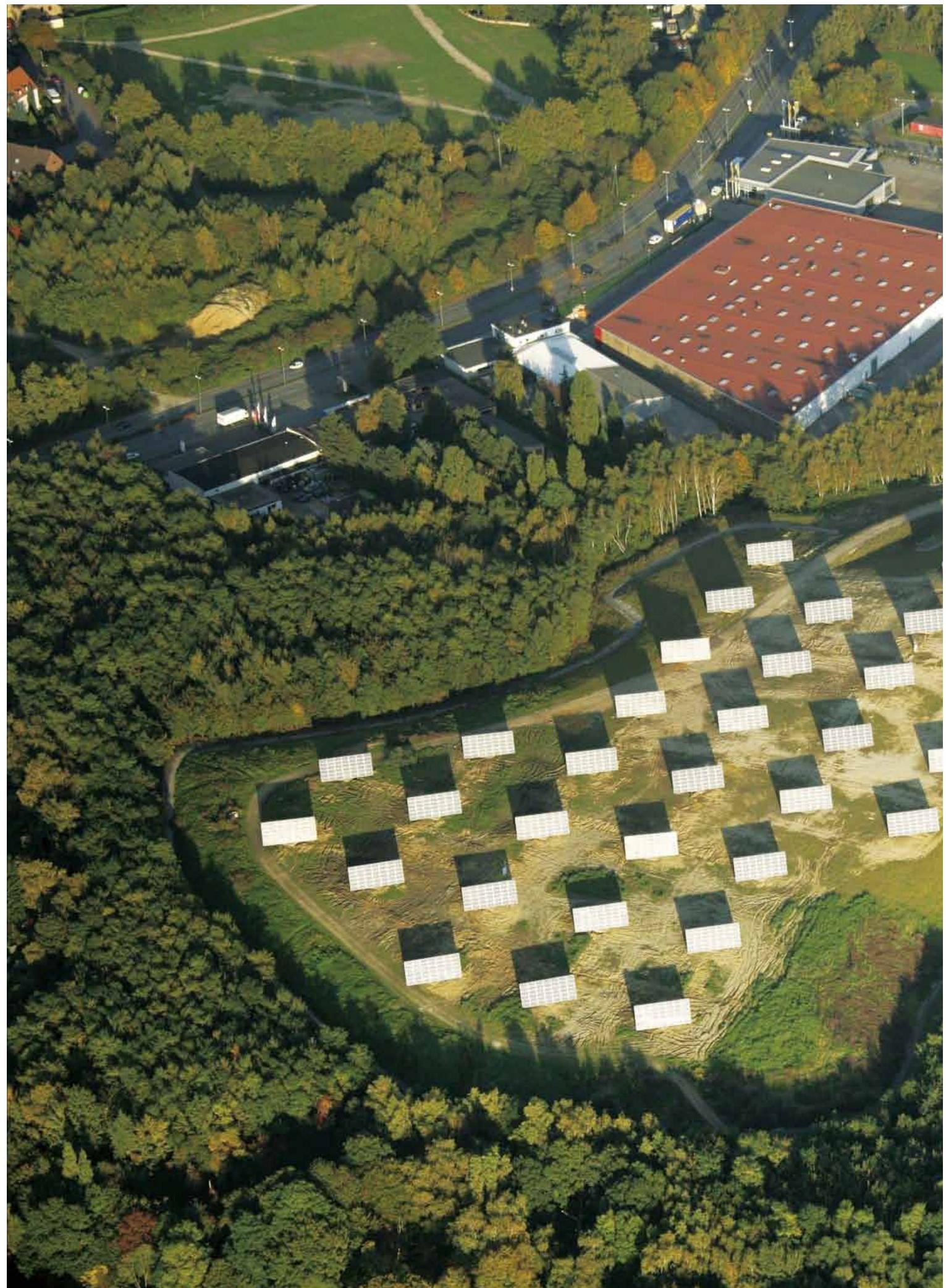
第四部分：发展目标与路线

1.	发展目标	37
1.1	基本需求	37
1.2	成本目标	39
2.	技术发展路线	41
2.1	重点发展晶硅电池技术	43
2.2	兼顾发展薄膜技术	45
2.3	跟踪和发展新一代电池技术	45
3.	规模化应用路线	46
3.1	发展大规模并网发电	46
3.2	推广与建筑结合的分布式发电	46
3.3	扩大离网式发电应用范围	47
4.	成本下降路线	48
4.1	当前光伏发电初投资成本	48
4.2	太阳能发电初投资下降路线图	49
4.3	太阳能发电“上网电价”下降路线图	50
5.	电网保障能力建设	52
5.1	通道建设解决光伏发电远距离输送问题	52
5.2	通过电网智能化建设增加吸纳光伏发电的能力	53
5.3	重视微型电网的技术开发	53

第五部分：政策确保路线图实施

1.	国际激励政策	57
1.1	购电法	57
1.2	财税激励政策	58
1.3	净电量计量法	58
二、	我国现行的激励政策	59
2.1	中小型项目采用初始投资补贴政策	59
2.2	大型光伏电站：特许权招标和审批电价政策	60
2.3	地方政府的激励政策	60
三、	实行固定电价政策：是否有足够的资金维持光伏发电发展？	61
3.1	现有上网电价的变化	61
3.2	上网电价的测算	61
3.3	补贴总额的测算	64
3.4	我国电价水平估计	67
4.	政策建议	70
4.1	建立和完善光伏发电市场体系	70
4.2	加大研发投入	73
4.3	提高全社会的绿色和可持续发展的意识	75

结论	77
后记	79
附录	80



中国光伏发电平价上网
路线图
第一部分

我国发展太阳能光伏发电的重要意义

CHINA ROADMAP OF PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENT
– A PATHWAY TO GRID PARITY

第一部分：我国发展太阳能光伏发电的重要意义

1. 我国面临的能源形势

1.1 能源需求增长迅速

随着能源需求快速增长，我国能源供给面临诸多挑战。目前，我国已是世界第一能源消费大国、煤炭生产与消费国、第一大电力生产和消费国和第二能源生产大国和石油消费国，是仅次于美国的最大的石油进口国。从 2000 年开始，中国能源消费年均增长速度接近 10%，是 1980~2000 年期间年均增速的两倍。2006 年中国政府开始实施降低 GDP 能源消费强度的措施，提出了 2010 年单位 GDP 的能源消费比 2005 年降低 20%，并付诸行动。虽然政府提出的目标基本实现，但是能源消费总量仍持续增加，2010 年能源消费总量为 32 亿 t 标准煤，比 2005 年增加了 10 亿 t 标准煤，已经超过了国内外多家机构对我国 2020 年能源需求的预测值。未来相当长的时期内，我国仍将采取快速平稳的发展政策，《国民经济和社会“十二五”发展规划纲要》提出，“十二五”期间 GDP 增速为 7%，预计今后相当长的时期内，能源消费总量仍会持续增加。如果不从现在起就采取积极、有效的措施解决能源需求问题，并实现能源供应的低碳化、清洁化，那么能源、环境问题将会制约我国经济、社会的可持续发展，由此国家把构建安全、稳定、经济和清洁的能源供应体系放在十分重要的位置。

1.2 能源供应形势严峻

与其它化石能源资源相比，我国的煤炭资源虽然相对丰富，但由于其开发受到赋存条件、水资源条件、生态环境、安全因素以及运输条件和环境容量等多方面的限制，能被有效开发利用的煤炭资源量明显不足。我国油气资源较为贫乏，根据中国工程院的预测分析²，我国石油产量在 2020 年将达到最大值，约 2 亿 t，2030 和 2050 年将分别减少到 1.8 和 1.4 亿 t，2030 年以后我国石油进口依存度达到 70% 以上。我国天然气需求从 2006 年的 500 多亿 m³ 增加到 2030 年的

2. 中国工程院，中国可持续发展油气资源战略研究，2007 年 2 月

3000 亿 m³，预计到 2015 年，我国天然气需要进口 30%，2030 年需要进口 50% 以上。

从 1993 年开始，我国成为石油进口国，“十一五”期间平均每年进口增长 5000 万 t，依存度超过 50%，石油供给的贸易依赖已经成为不可改变的事实；从 2009 年开始中国成为煤炭净进口国，2010 年煤炭的净进口量超过了 1.4 亿 t，天然气在我国一次能源中的比重只有 4%，2010 年天然气进口 100 多亿 m³，估计在今后相当长的时间，我国全部的化石能源包括煤炭、石油、天然气以及核电所必须的铀资源对外依赖程度将会持续增加。

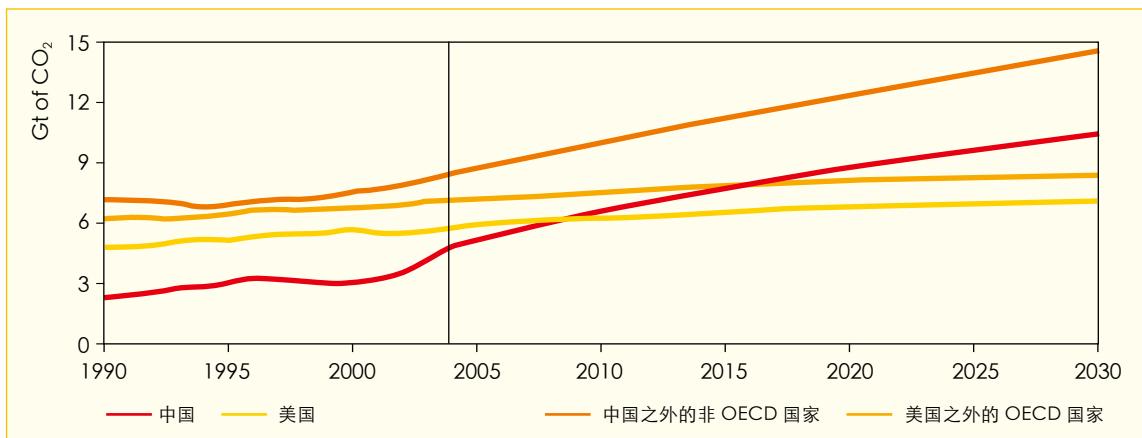
能源安全问题凸现，单纯依靠化石能源难以实现经济、社会和环境的协调发展。许多国家都把能源对外依存度高低作为对能源安全风险控制的重要指标，美国虽为超级大国，也一直为降低能源对外依存度做出努力，采取发展可再生能源，开发页岩气和近海油气资源来降低对外依存度。我国必须考虑提高可再生能源比例，满足日益增长的能源需求，这种转变既是自身发展的需要，也是作为世界能源大国的责任。



1.3 应对气候变化与温室气体减排压力

2006年，国际能源署曾预测，由于中国强劲的经济增长，发电行业以及工业对煤炭的严重依赖，中国二氧化碳排放总量在2004~2030年期间会增加一倍多（见图1）。中国作为二氧化碳头号排放国，已经在气候变化谈判过程中受到来自其它国家特别是美国和欧洲的巨大压力，中国应当承担更多做为排放大国的减排责任。

图1：国际能源署估计的全球CO₂排放趋势图（单位：10亿t二氧化碳）



资料来源：世界能源展望 2006，IEA

虽然气候变化谈判没有就量化目标达成一致，发达国家对进一步的减排指标并不积极，但是坎昆气候变化谈判最终使各国在应对气候变化问题上形成了共识。按照京都议定书和公约进行双轨谈判制，未来的谈判之路还很漫长，对中国来说，控制能源消费、发展低碳能源既是自身转变发展方式，实现可持续发展的需要，也是对国际社会负责任大国的表现，在“十二五”和未来更长的时间，我国将动员全社会的力量，实现降低碳强度目标。

按照现在我国的发展目标，到2020年GDP翻两番，能源消耗翻一番，15%非化石能源比例，温室气体的排放至少增长60~70%。目前，中国的温室气体排放大约为80多亿t，占全球温室气体排放的23%，如果再增长60~70%，将会达到130~150亿t，占世界温室气体排放的40%左右。面对减排的国际压力，要求中国必须采取严格的措施控制二氧化碳排放，因此一定要下决心大力发展可再生能源等低碳能源。

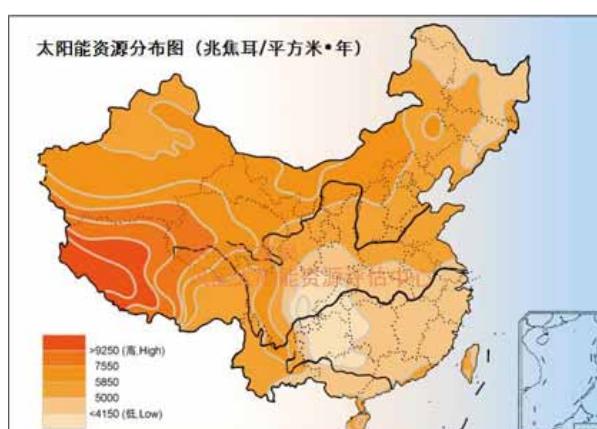


2. 太阳能光伏发电的资源条件和开发潜力

2.1 资源条件

由于其安全、无污染和资源无限等优良属性，太阳能成为人类发展所必须的清洁能源。尽管目前与风能、生物质能相比，太阳能开发利用的成本还很高，但太阳能的潜力巨大，前景非常广阔，随着其技术的不断进步和成本降低，太阳能，尤其是光伏发电的竞争力开始显现，使其成为继风电和生物质发电之后的，又一个可以大规模开发利用的可再生能源技术。

图 2：中国太阳能资源分布图



资料来源：中国气象局

从我国资源禀赋来看，就资源的可获得性而言，与水电、核电和风电等技术相比，太阳能发电资源几乎没有限制（见表1）。太阳能资源的利用与所用的技术、方式和面积有关。到2010年底，中国已有建筑面积约450亿m²，屋顶和南立面至少有50亿m²，20%的可利用面积即可安装大约100GW（1亿kW）太阳能光伏系统；中国有大约120万平方公里的戈壁和荒漠面积，开发利用5%的荒漠可安装超过50亿kW（5000GW）太阳能光伏发电系统，年发电量可以达到6万亿kWh，相当于美国2010年发电量总和的1.5倍，我国2015年预测发电量的总和。

表1：中国可再生能源资源可开发量

种类	中国每年可再生能源资源可开发量	折合标准煤（亿tce）
太阳能	1000亿kW	17000
风能	10亿kW	2.46
水能	经济可开发4.0亿kW 技术可开发5.4亿kW	4.8～6.4
生物质能	生物质发电 3亿t秸秆+ 3亿t林业废弃物	1.5+2.0=3.5
	液体燃料 5000万t	0.5
	沼气 800亿m ³	0.6
	总计	4.6
地热能	33亿tce	33（但适于发电的少）

资料来源：《可再生能源中长期发展规划》，国家发改委，2007年8月

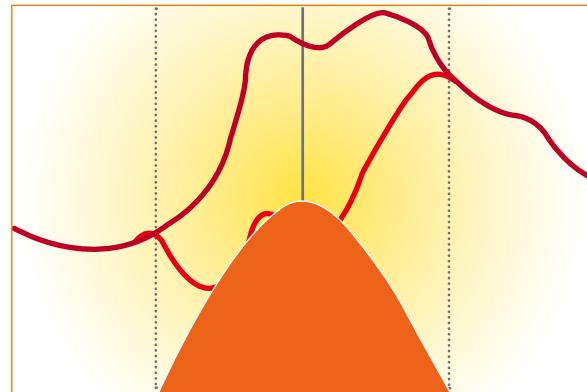
2.2 开发潜力

太阳能光伏发电是利用半导体的光电效应，将太阳能直接转化为电能的固态发电技术，是太阳能利用的一种重要形式。与常规发电技术相比，光伏发电具有一系列特有的优势。光伏发电属于固态半导体通过光电转换实现发电，没有通常发电技术所必须的中间过程（诸如 热能 - 机械能 - 电磁能转换，机械能 - 电磁能转换等），发电形式极为简洁；能源利用效率高，环境影响小；太阳能取之不尽，用之不竭；其制造材料硅砂在地壳中的含量高达 26%，没有资源短缺和耗尽问题；光伏发电没有燃烧过程，不排放温室气体、废气和废水，环境友好；没有机械旋转部件，不存在机械磨损，无噪声；最适合作为分布式发电安装到负荷中心，就地发电就地使用；发电不用水（工质用水或冷却用水），能够在无水的荒漠地带安装；在城市可以安装到屋顶和墙面，不单独占地；模块化结构，规模大小随意；使用寿命长（可达 30 年以上），一次投资多年受益；全产业链的生产耗能在 1~2 年内即可自身发电全部回收，能量回报率高达 15~30 倍；维护管理简单，可实现无人值守，维护成本极低。

光伏发电的静态特性使得它可以方便地与建筑结合，直接安装在负荷中心，作为分布式发电具有得天独厚的优势。风力发电则由于其噪声和震动，不能够安装在负荷中心；太阳光几乎随处可得，而风力资源却不是到处都有；太阳光资源刚好与城市中的负荷高

峰相重叠，可以起到电网削峰的作用（见图 3），发出的是“黄金电力”，是电力公司需要的调峰电力；而风力则不一定与负荷高峰相重叠。

图 3：光伏发电拟合曲线



3. 具备了大规模发展的时机

3.1 光伏发电效率提高、成本持续下降

近五年来，光伏发电技术已经更加成熟，硅电池的转换效率每年以 0.4% 到 0.5% 的速度在提升，多晶硅光伏组件的平均出厂效率在 16.5% 到 16.8%，未来两到三年还有机会提高两个百分点，电池组件的寿命已经提高到 25 年以上。由于技术创新、规模效应和全球产业链的整体发展，硅片、电池、组件和系统的成本在不断下降，2010 年光伏组件的平均价格已经下降到 2 美元 /Wp 以下。具备了大规模发展的条件。

3.2 光伏发电发展成为新的竞争领域

发展太阳能光伏发电有利于世界经济的复苏，世界各国都把光伏发电作为新兴产业刺激经济增长。一是光伏产业是全球化的产业，光伏技术属于制造技术，可以在全球范围内生产、安装、使用，不会形成对其他国家技术、装备和设备的依赖。二是光伏产业是典型的装备制造业，无论是原材料的生产，装备的生产或组件的安装都需要大量的劳动力，可以增加就业。三是从全球来看，各国对发展光伏的战略意义的共识性越来越强，商业化的进程在不断加快，预计在 2020 年前后能达到在发电领域与常规能源相竞争。

光伏产业不是一个国家的产业，而是一个全球化的产业，关系到人类的未来，需要世界的共同努力。欧盟是世界最关注可再生能源发展的地区。出于减少对全球气候变化影响的承诺，欧盟将发展可再生能源作为减少温室气体排放的主要手段。2009 年 12 月，EPIA 公布了“Set for 2020”，对光伏发电的目标分三种情景对 2020 年欧洲的光伏累计装机进行了分析和预测：基本发展模式：100GW，加速发展模式：200GW，理想发展模式：400GW；分别占欧洲电力总需求的：4%，6% 和 12%。

美国太阳能产业协会（SEIA）在哥本哈根会议上宣布：美国到 2020 年光伏将提供全部电力需求的 10%，到 2020 年光伏产业将提供 67.6 万个工作岗位，每年减排 3.8 亿 t 二氧化碳。在 2009 年初美国新政府颁布的为应对金融危机的经济刺激法案中，可再生能源等清洁能源也是其中支持的重点，在奠定未来美国可再生能源发展的基调的同时，也极大地刺激了世界各国在新能源方面的支持力度。2010 年 7 月，美国参议院批准了千万屋顶计划（10million solar roofs），该项目计划 10 年内在美国全国推广 40 GW 太阳能发电系统，使美国成为世界最大的太阳能发电市场。

日本计划在 2030 年以前在目前的基础上再增加 40 倍太阳电池装机量，在 2020 年达到累计装机容量为 2005 年（1.4GW）的 20 倍即 28 GW，2030 年为 40 倍，即 56GW。

印度 2009 年公布“Solar Power Plan”，计划到 2022 年，光伏发电在印度的累计装机要达到 20GW。

表 2：世界各国发展光伏发电的目标 (GW)

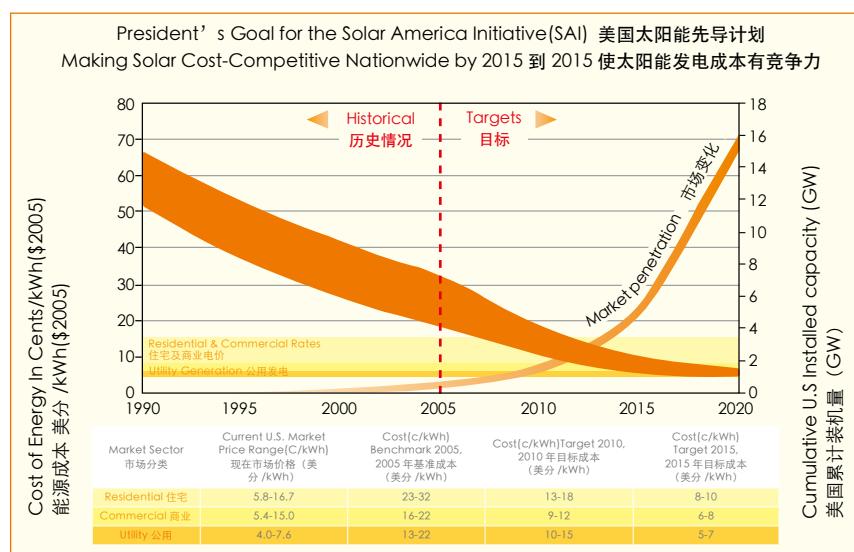
	2004	2010	2020 年原定目标	2020 年调整后目标
日本	1.2	5	14	28
欧洲	1.2	10	40	100~400
美国	0.34	5	36	100~350
印度				20
中国	0.065	0.25	1.6	50 ~ 100
世界	4	35	200	500~1000

3.3 “平价上网”可期

由于成本过高仍然是光伏发电规模化发展的主要障碍，世界各国为光伏发电制定“平价上网”的路线图，首先实现在终端消费侧实现“平价上网”，进而实现在发电上网侧实现“平价上网”。

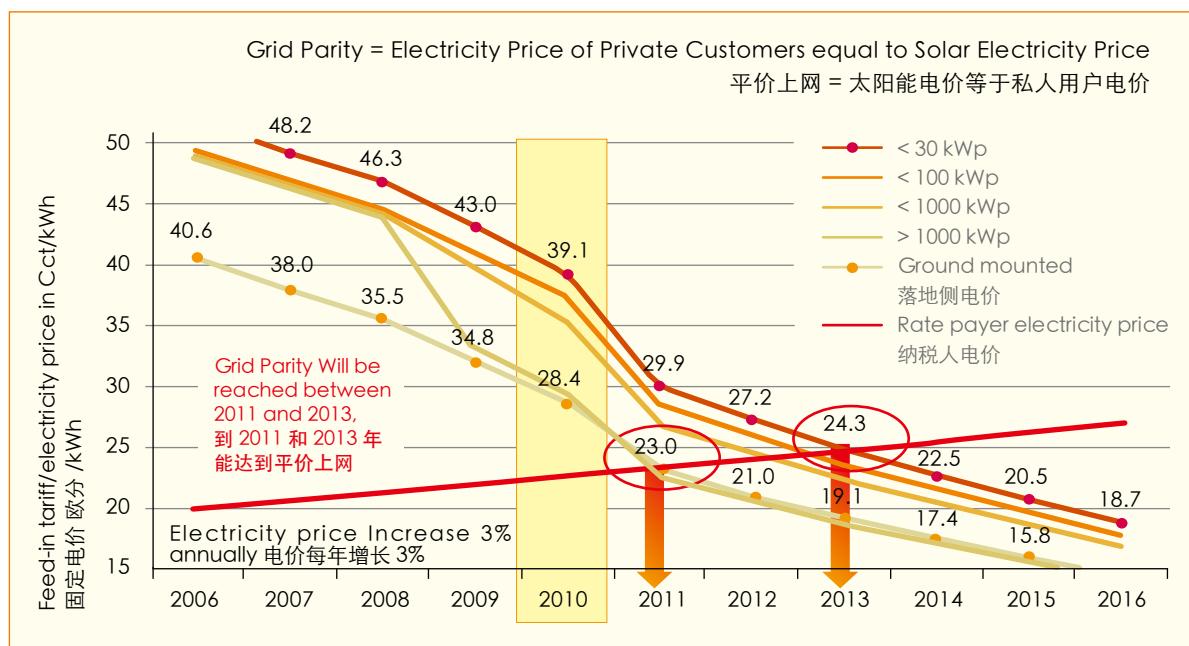
美国太阳能先导计划 (SAI, 2006 年公布) 对于光伏发电达到平价上网的预测最为激进，认为到 2015 年光伏发电平均上网电价将低于 10 美分 /kWh（相当于 0.7 元 /kWh），实现终端消费侧的“平价上网”：

图 4：美国太阳能先导计划对光伏发电平均上网电价的预测



德国也对光伏发电“平价上网”（当光伏发电的上网电价等于用户的电费时）的发展目标进行了预测，目前在德国小型光伏系统的上网电价大约在 39.1 欧分 /kWh，大型光伏系统的上网电价为 28.4 欧分 /kWh。预计到 2011 年大型光伏系统的上网电价将达到用户电费的水平（23 欧分 /kWh），2013 年小型光伏系统也将达到平价上网（24.3 欧分 /kWh）（见图 5）。

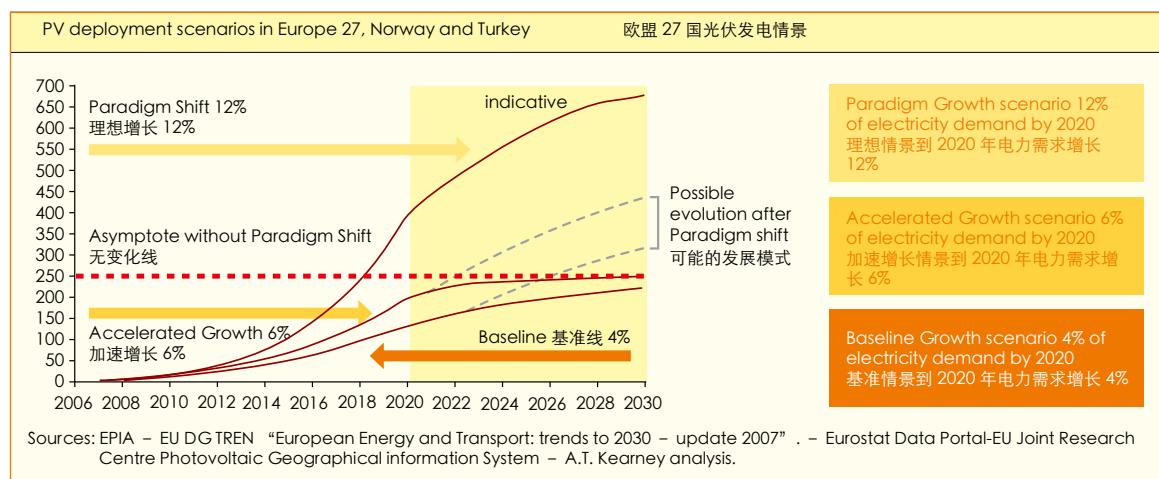
图 5：德国光伏发电“平价上网”发展路线图



日本政府（NEDO）2004 年在“PV Roadmap 2030”中预测：光伏发电平均上网电价 2020 年达到 14 日元 /kWh（相当于 1 元 /kWh），在消费侧实现“平价上网”。2030 达到 7 日元 /kWh（相当于 0.5 元 /kWh），在发电侧实现“平价上网”。2009 年日本政府（NEDO）发布了新的光伏发展路线图，重新调整了预测：2017 年达到 14 日元 /kWh（相当于 1 元 /kWh），2025 达到 7 日元 /kWh（相当于 0.5 元 /kWh），将 2004 年的预测提前了 3~5 年。

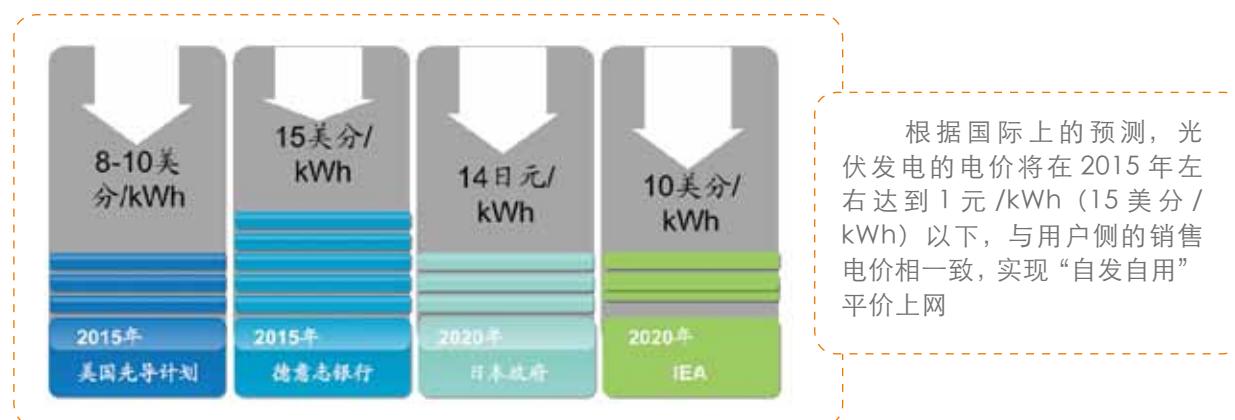
欧洲光伏产业协会（EPIA）2009年12月发布“Set for 2020”，认为到2020年光伏发电将在76%的发电市场成为有竞争力的发电技术，即在发电侧实现平价上网。2020年的光伏累计装机基本发展模式：100GW，加速发展模式：200GW，理想发展模式：400GW，分别占电力需求的：4%，6%和12%。

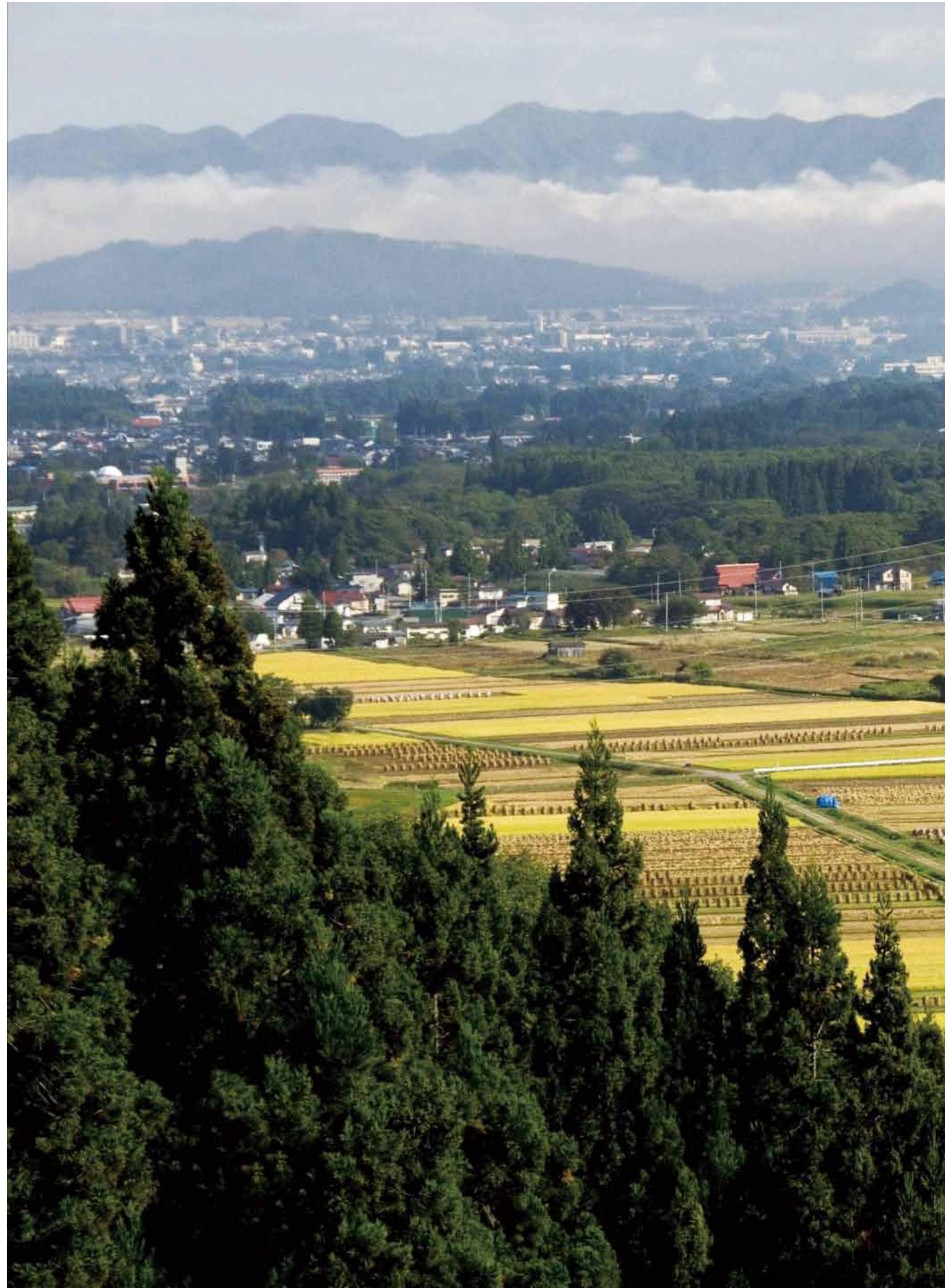
图6：欧盟27国2020年光伏发展情景



综合国际多数机构的预测，光伏发电的电价将在2015年左右达到1元/kWh（15美分/kWh）以下，与大多数国家用户侧的销售电价相一致，实现“自发自用”平价上网，2020年前后实现发电侧的“平价上网”（见图7）。

图7: 国际对光伏发电平价上网下降的预测





国内外的 发展 形势

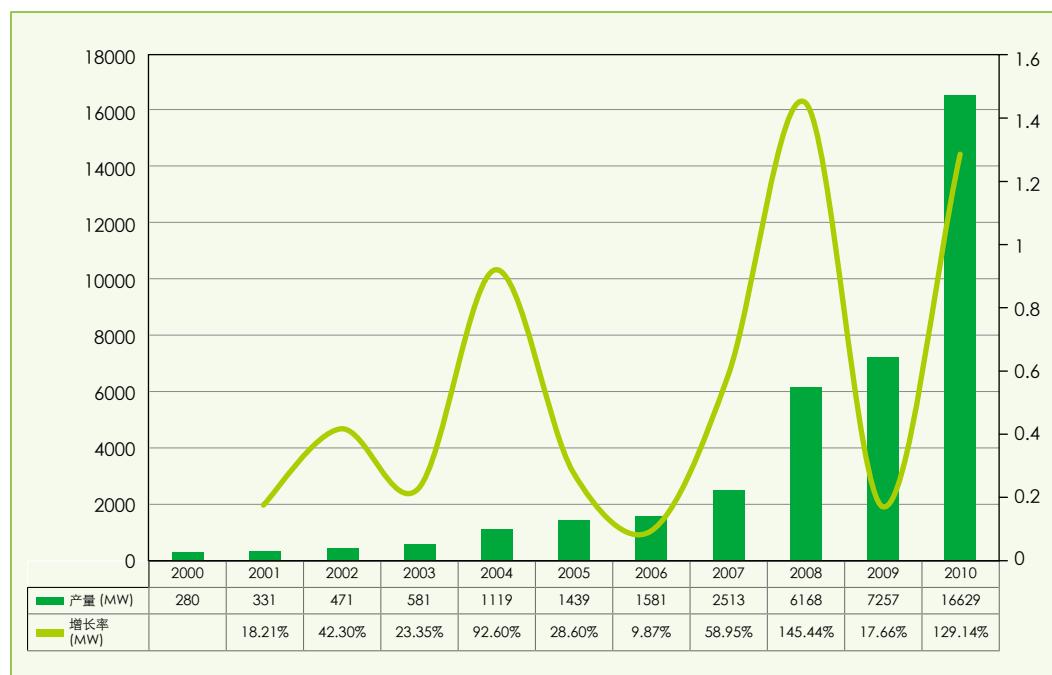
CHINA ROADMAP OF PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENT
– A PATHWAY TO GRID PARITY

第二部分：国内外的发展形势

1. 全球光伏市场进入千万千瓦时代

2000年以来，德国率先实施“上网电价”法，大大拉动了德国国内光伏市场。欧洲其他国家也效仿德国，先后开始实施“上网电价”法，使得整个欧洲的光伏市场迅速上升，带动了全球光伏发电市场的快速增长。2010年，全球光伏市场延续了过去强劲的增长，据初步统计，太阳能光伏市场新增16.6GW³，年增速超过100%，全球光伏新增市场迈进10GW时代（见图8）。中国的光伏发电新增装机总量首次超过500MW，是2009年新增装机容量的3倍多，2010年累计装机达到了900MW，比上一年度增长了125%。

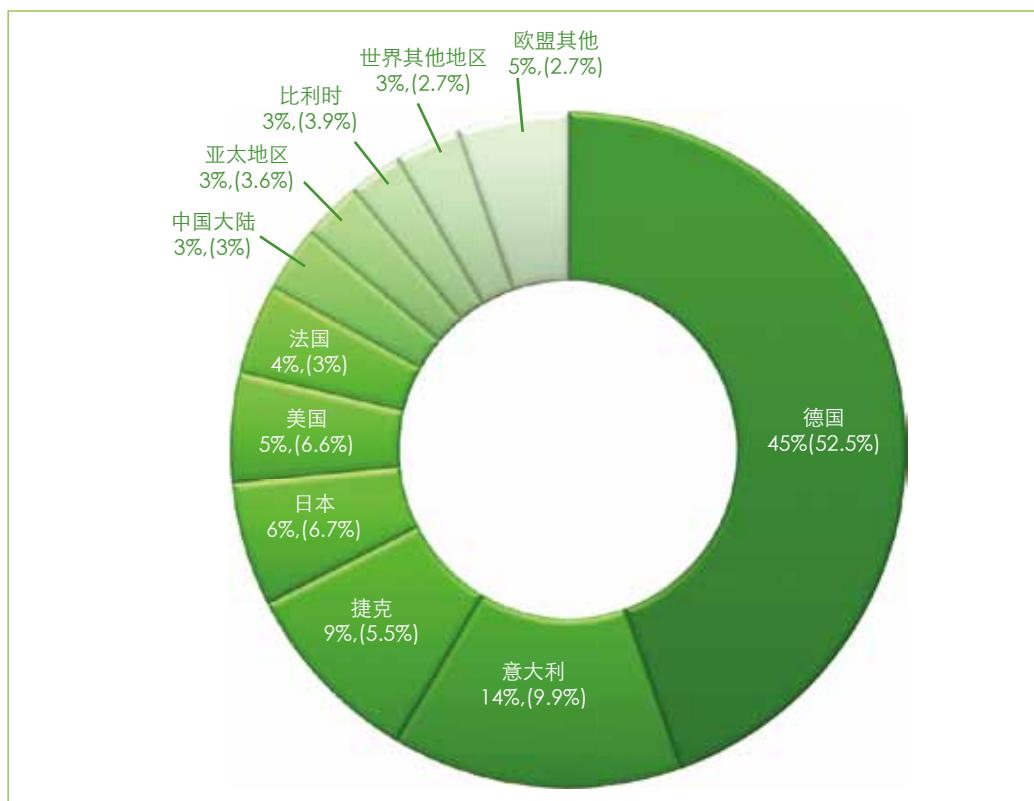
图8：全球光伏发电当年新增装机容量发展趋势



资料来源：Global market outlook for photovoltaics until 2015, EPIA, 2011

随着全球光伏装机量的增长，欧洲成为装机最多的地区，到 2010 年欧洲累积装机达到 30GW，2010 年欧洲国家光伏累计装机容量占全球新增量近 80%，排名前十位的欧洲国家分别是德国 7.4GW、意大利 2.3GW、捷克共和国 1.5GW、法国 719MW、比利时 424MW、西班牙 369MW、希腊 150MW、斯洛伐克 145MW、奥地利 50MW、英国 45MW，总的安装量为 13.2GW。仅德国一个国家的装机量就达到 7.4GW，超过 2009 年全球新增 7.2GW 的总量。此外，包括日本和美国在内的新兴市场需求分别新增装机 990MW 和 900MW，中国首次跻身世界前十，新增装机为 500MW（见图 9）。据 Solarbuzz 统计，去年在 100 多个国家内，光伏装机规模都有一定程度的扩大。

图 9：2010 年全球太阳能光伏市场分布

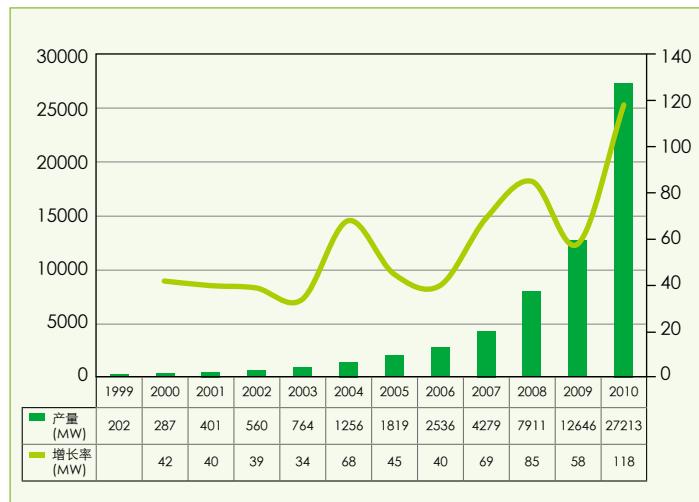


资料来源：Global market outlook for photovoltaics until 2015, EPIA, 2011

2010 年，全球太阳能电池产量达到 27GW，比 2009 年增长 118%，到 2010 年底全世界太阳能电池产能达到 37GW（见图 10）。在电池制造方面，尚德以近 1.6GW 的产量排名第一，晶澳、第一太阳能分别排名第二、第三。中国大陆和台湾成为最大的太阳能电池出口地。光伏发电的快速发展得益于全球宏观经济复苏，欧盟在发展新能源问题上的立场坚定和光伏产品价格下降。2010 年中国大陆太阳能电池产量达到 13 GW，占世界总产量的 47.8%，连续五年居世界首位。

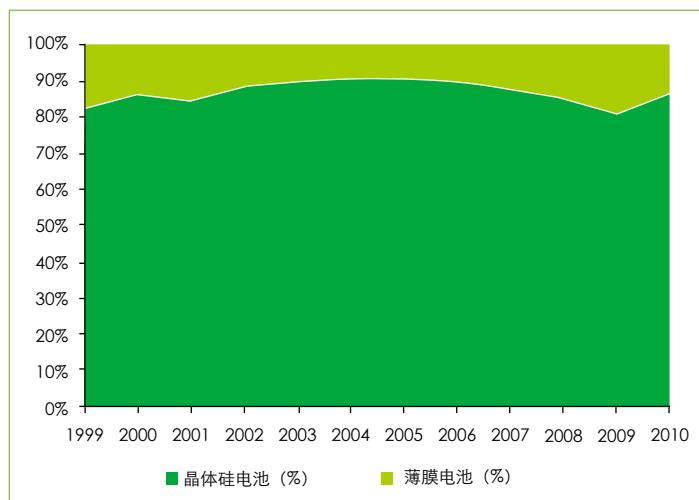
在各类光伏电池中，晶硅电池一直占光伏市场的主导地位，其市场份额一直在 80% 以上，2010 年更是达到 86.1%。2006~2009 期间，薄膜电池技术也显示了增长趋势，特别是碲化镉电池在近几年得到了迅速的发展（见图 11）。非晶硅和微晶硅电池虽然有所增长，但相对缓慢。2009~2010 年度，由于非晶硅薄膜电池发展受阻，碲化镉电池只有第一太阳能一花独秀，晶体硅电池的竞争优势凸显。

图 10：全球太阳能电池产量



资料来源：Photon 国际

图 11：全球太阳能电池技术发展（单位：%）



资料来源：Photon 国际

表 3 显示了 2010 年世界前 10 位电池制造商的排名及产量。除了第一太阳能生产碲化镉电池外，其余全部为晶硅电池，包括四家中国大陆企业，两家台湾企业，其中尚德和晶澳排名第一、第二。

表 3：2010 年世界太阳能电池制造商前十名

2010 年排名	电池制造商	地区	2009 年产量	2010 年产量	年增长率 %
1	尚德电力	中国大陆	704	1585	125.1
2	晶澳太阳能	中国大陆	520	1463	181.3
3	第一太阳能	美国	1100	1411.5	28.3
4	天合光能	中国大陆	399	1050	163.2
5	Q~Cell	德国	586	1014	73
6	英利	中国大陆	525.3	980	86.6
7	茂迪	台湾	360	945	162.5
8	夏普	日本	595	910	52.9
9	昱晶能源科技	台湾	368	827	124.7
10	京瓷	日本	400	650	62.5

资料来源：Photon 国际

综合分析，当前的国际光伏市场有以下特征：

1.1 全球光伏产业呈现爆发性增长

2008 年底以来，为了应对国际金融危机，各国都实行了政府干预政策，大规模救市，刺激经济复苏，发展光伏发电是主要措施之一。欧盟各国在财政政策和货币政策上对可再生能源领域的支持，尤其是德国等对发展可再生能源的态度明确，政策到位；同时，由于多晶硅等主要原材料价格的下降，2010

年光伏组件的价格比 2008 年上半年下降了 60%，拉动需求上升，催生了整个产业增速百分之百的爆发性增长。但是这种爆发性的增长产生的潜在危机是显而易见的，在德国、意大利等欧洲光伏发电主要市场正在调整其政策，预计未来几年欧洲光伏市场将会进入平稳增长期，像 2010 年 120% 增长的情况将不再发生。世界光伏产能估计在 40GW 左右，仅中国的光伏产能就接近 30GW，明显产能过剩，洗牌在所难免。

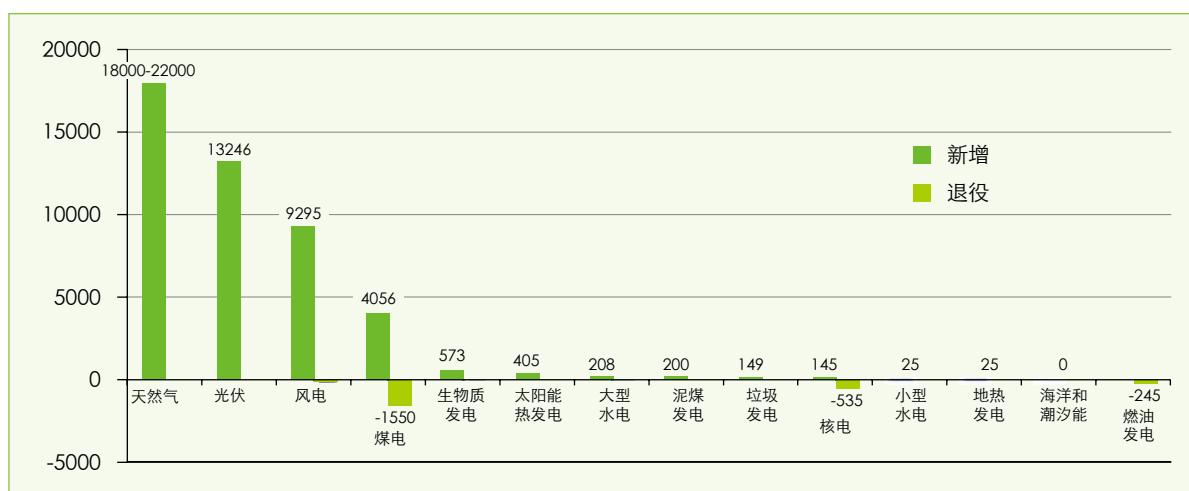
1.2 区域发展依然不平衡

纵观全球市场，区域发展不平衡的情况依然存在。首先，德国还是世界最大的光伏市场，2010年累计安装量接近6.7GW，占世界市场份额的42.5%。欧洲虽受到债务危机的影响，但意大利、西班牙、希腊、葡萄牙的发展仍然达到了市场预期。其次，新兴市场已有较快发展，美国2010年新增光伏发电装机878MW，中国新增装机500MW，均超出了市场预期，日本、韩国和澳洲市场也有较好的表现。印度市场的表现还是令人失望，2009年出台的“尼赫鲁国家太阳能计划”没有预计理想。从全球总量上看市场暴涨，100多个国家开始利用光伏发电，但是区域发展还不平衡，虽然随着意大利、西班牙等国家快速发展，德国一枝独秀的局面有所改变，中国、美国和印度等极具潜力的市场发展还不尽人意，非洲、南美市场尚未启动，光伏发电是少数国家的游戏的现象尚未改变。

1.3 欧盟光伏发电新增装机超过风电

2010年，欧盟27国的光伏发电新增装机13.2GW，比当年风电新增9.3GW高出了3.9GW，实现了新增装机容量光伏超过风电的历史性突破（见图12）。欧盟的光伏发电呈跳跃性增长，主要是因为：一是持续稳定的扶持政策如固定电价、全额收购制度等支持了光电的发展；二是欧盟光伏发电项目主要以中小型投资企业为主，用户多以家庭为单位，总体投资额小，融资难度小，所以受到金融危机的冲击小；三是欧盟各国法制体系较为健全，政策透明度较高；四是电网企业能严格按照国家政策进行分布式电源接入；五是欧盟实施统一的电力市场政策，确保了电网企业按照国家和欧盟的政策对光伏发电实施全额收购和就地消纳，消除了光伏发电上网的技术障碍。

图12: 2010年欧盟27国光伏发电与其他能源新增装机比较（单位: MW）



资料来源: Global market outlook for photovoltaics until 2015, EPIA, 2011

1.4 制造业更加向中国集中

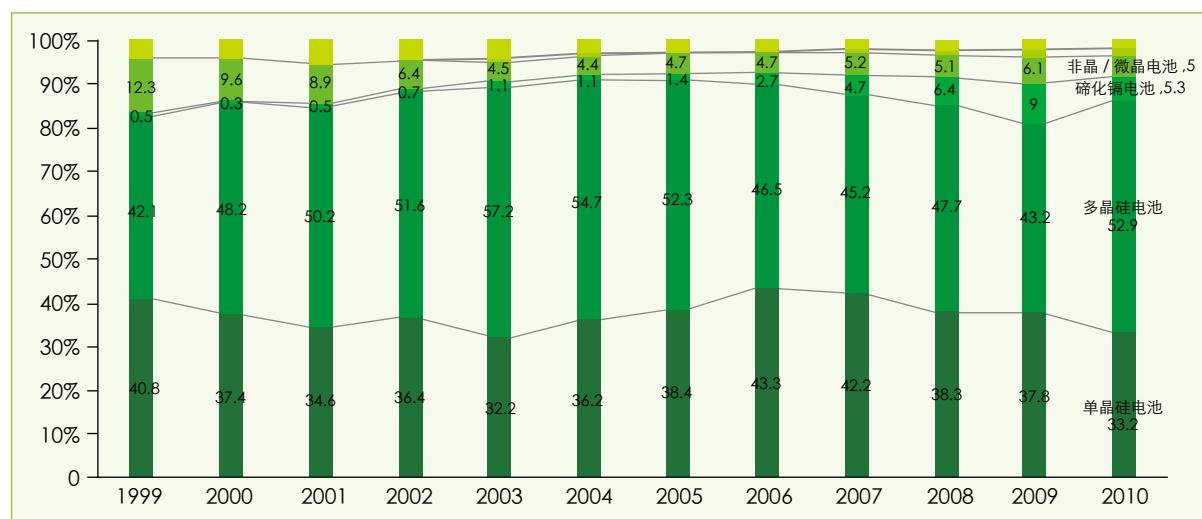
从制造业来看，光伏电池生产继续向中国大陆和台湾地区集中。据初步统计，2010年中国大陆光伏电池组件的产量已经超过10GW，加上台湾3.5GW的产量，占世界总生产量的56.7%。2010年，中国光伏制造企业产销两旺，订单应接不暇，产能不断扩张。至少有5家中国企业的年销售量超过1GW，包括尚德、晶澳、英利、天合和赛维。国外的光伏制造商也努力扩产，Q-cell、夏普、京瓷等厂商都提升了产能，但总体增速不如中国厂商。

1.5 晶硅电池仍占主导

目前，在各类太阳能发电技术中，晶硅电池仍然占主导地位。由于2008年以来，多晶硅材料价格开始下降，虽在2010年价格有

所回升，但就成本比较中，晶硅电池比薄膜电池更占优势，其市场份额一直在80%以上，2010年晶硅电池的市场份额为86.1%（见图13）。让人遗憾的是，在生产成本方面一直领先的第一太阳能公司First Solar只做了一年的头把交椅就让位于晶体硅电池。夏普、三洋等公司纷纷退出或推迟薄膜太阳能电池业务，无锡尚德宣布暂时停止了薄膜电池板生产业务，美国应用材料也宣布退出中国非晶硅技术市场，影响了其全球业务的非晶硅发展，并高调宣布扩大其晶体硅技术的研发和市场供应。欧瑞康公司宣布能够以每瓦50欧分的制造成本生产效率为10%的非微晶叠层组件，又给困境中的硅基薄膜行业带来一丝希望，虽未退出薄膜电池技术竞争，但也遭遇了市场瓶颈。种种迹象表明薄膜太阳能电池技术和产业发展不尽人意。

图13: 全球太阳能电池技术发展 (单位: %)



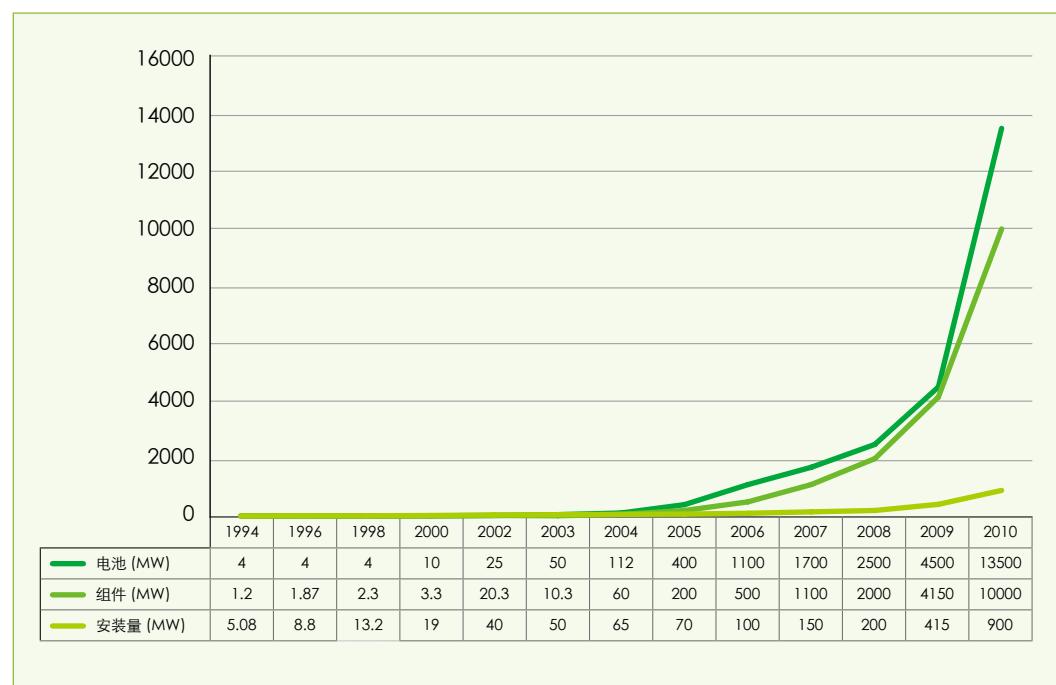
资料来源：Photon 国际

2. 国内光伏发电产业发展有了坚实的基础

2.1 形成了规模化的产业能力

得益于欧洲市场的拉动，中国的光伏产业在2004年之后飞速发展，2007年我国已经成为世界最大的太阳能电池及组件生产国，2010年我国太阳能电池产量达到13GW，太阳能电池组件产量上升到10GW（见图14），占世界产量的45%，连续四年的太阳电池组件产量居世界第一。我国光伏发电市场也在起步，2010年共计安装光伏发电组件500MW，累计达到900MW，居世界前十。我国的薄膜电池产能规模约占世界总量的40%，但是产量还很小，其原因是国内碲化镉电池和铜铟镓硒电池还未实现产业化，硅基薄膜电池产业化技术尚未成熟、成本高、竞争力差，形成的产能没有发挥。

图14：我国光伏产业发展趋势



资料来源：李俊峰，2011年4月12日在两岸应对气候变化研讨会的发言

2.2 形成了比较完整的产业链

在市场需求的拉动下，我国的光伏产业链规模已经形成（见表 4）。无论是装备制造，还是基础的辅料制造，国产化进程都在加速。在光伏产业链中，有实际产能的多晶硅生产商总数有 20~30 家，60 多家硅片企业，60

多家电池企业，330 多家组件企业，到 2010 年底，国内已经有海外上市的光伏产品制造公司 16 家，国内上市的光伏产品制造公司 16 家，行业年产值超过 3000 多亿元，出口额超过 220 亿美元，就业人数 30 万人。

表 4：我国主要的光伏企业及产业链

企业名称	晶硅	硅锭	硅片	光伏电池	光伏组件	光伏系统
英利						
尚德						
天合						
赛维 LDK						
韩华						
晶科						
阿特斯						
大全						
保利协鑫						
昱辉						
中电光伏						
晶澳						

主要销售品
 次要销售品
 生产线

光伏设备制造业逐渐形成规模，为产业发展提供了强大的支撑。在晶硅太阳能电池生产线的十几种主要设备中，6 种以上国产设备已在国内生产线中占据主导。其中单晶炉、扩散炉、等离子刻蚀机、清洗制绒设备、组

件层压机、太阳模拟仪等已达到或接近国际先进水平，性价比优势十分明显。多晶硅铸造炉、多线切割机等设备制造技术取得重大进步，打破国外产品的垄断，有些设备开始出口，如扩散炉、层压机等。

2.3 技术水平不断提升

我国已经掌握了产业链的各个环节中的关键技术，并在不断地创新和发展，如电池技术、多晶硅制造技术等，多晶硅电池的平均出厂效率提高到16%，我国的企业已经在产品质量和成本上成为世界领先。尚德的冥王星技术将单晶硅太阳电池的有效面积转化效率提高到了18.8%，多晶硅17.2%。英利、

天合、阿特斯、晶澳、韩华、南京中电等国际公司业都握有各自的专有技术，电池的转换效率均达到世界一流水平，光伏电池的高纯硅材料的用量从世界平均水平的9g/W下降到6g/W，大大降低了制造成本，使得我国光伏组件在世界上具有很强的价格竞争力（见表5）。

表5：世界主要光伏电池企业的成本比较

排名	生产企业	组件成本 (\$/Wp)	折人民币 (元 /Wp)
1	First Solar (美国) 硼化镉薄膜电池	0.730	4.89
2	保定英利	1.080	7.24
3	常州天合	1.080	7.24
4	无锡尚德	1.200	8.04
5	Sharp (日本) 晶体硅	1.250	8.38
6	Sharp (日本) 非晶硅	1.300	8.71
7	浙江正泰	1.300	8.71
8	SunPower (美国)	1.320	8.84
9	苏州阿特斯	1.350	9.05
10	江西 LDK	1.350	9.05
11	江苏林洋	1.400	9.38
12	江西晶科	1.400	9.38
13	三菱 (日本) 非晶硅	1.420	9.51
14	Kyocera (日本)	1.500	10.05

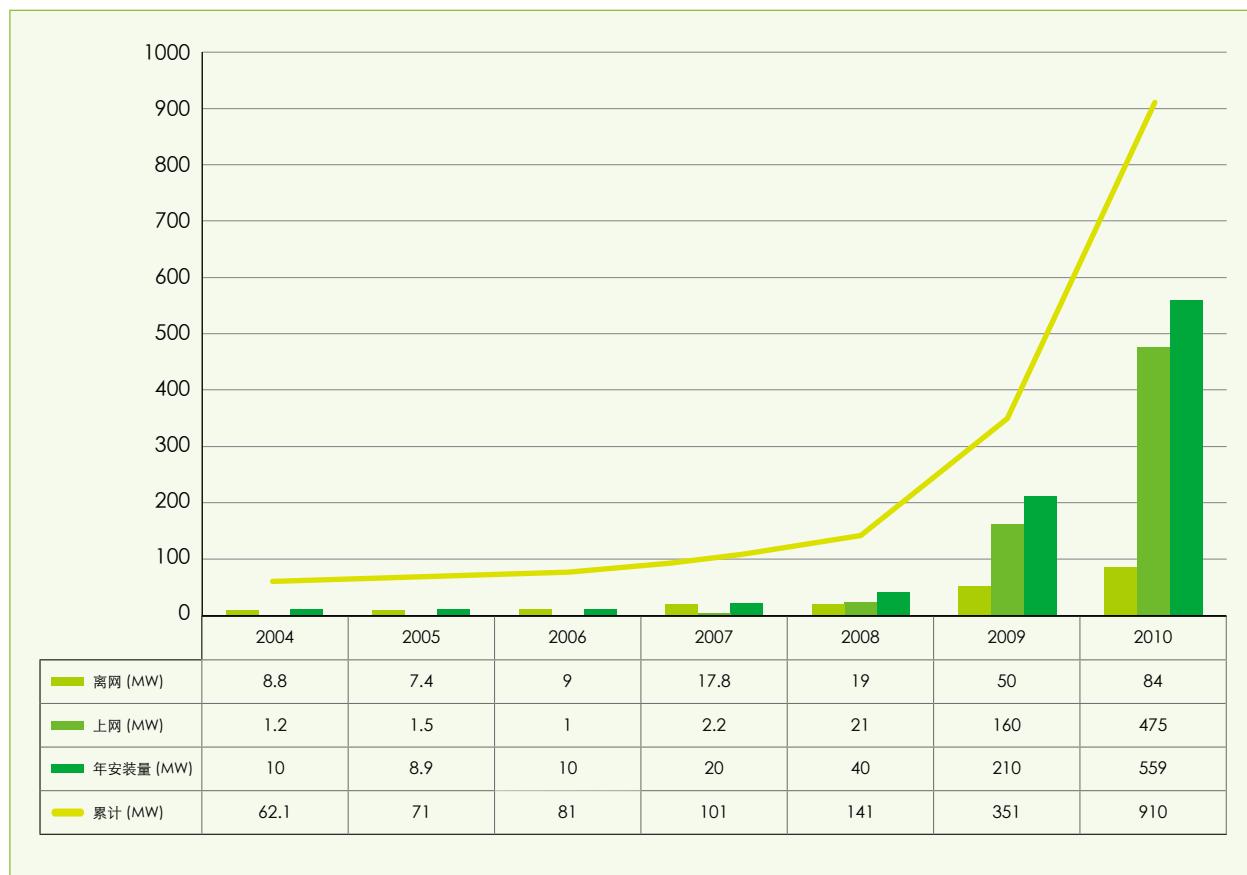
资料来源：李俊峰，2011年4月12日在柏林Photon多晶硅会议上的书面发言

2.4 国内市场初具规模

2010年，我国光伏市场的新增装机容量为500MWp，与2009年新增160MW相比，增长3倍多，累计安装约为900MWp(见图15)。2009年，我国开始实施太阳能光电建筑应用示范项目和金太阳示范工程，明确为光伏发电系统提供补助，中国光伏市场正式

启动。近年来实施特许权招标项目，金太阳示范工程等项目，光伏系统向大型化发展。光伏系统单位千瓦投资和度电成本下降明显。由于国家政策的支持力度加大，光伏与建筑结合的应用以及荒漠电站的试点建设使光伏并网发电所占比例开始加大。

图 15：我国太阳能光伏安装量及其分布





面临形势 与 主要问题

CHINA ROADMAP OF PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENT
– A PATHWAY TO GRID PARITY

第三部分：面临形势与主要问题

1. 面临形势

1.1 发展可再生能源是全球共识

虽然气候变化谈判没有就量化目标达成一致，发达国家对进一步的减排指标并不积极，但是各国在应对气候变化的决心是坚定的，大力发展可再生能源世界各国共同的目标。欧盟在已经明确 2020 年和 2050 年可再生能源比例分别达到 20% 和 50% 的基础上⁴，又在探讨 2050 年实现 100% 可再生能源的可能性⁵；美国提出到 2030 年清洁能源达到 30% 的目标⁶；日本政府推出了绿色能源新政，提出了到 2050 年依靠提高能源效率和发展可再生能源减排温室气体 80% 以上；澳大利亚提出了 2020 年可再生能源满足 20% 电力需求；我国提出到 2015 年，可再生能源在能源消费的比重达到 11.4%，到 2015 年达到 15% 的发展目标。

根据欧洲可再生能源理事会的统计⁷，目前全球可再生能源消费量（含水电）占一次能源需求的 13%，其中在发电总量中占 18%，在供热总量中占到 26%。他们估计到 2050 年可再生能源将满足全球 50% 的一次能源需求，其中 70% 的电力将来自于可再生能源（包括水电），装机容量为 7100 GW，年发电 21400 TWh。

4 《可再生能源发展白皮书》，欧盟，1997

5 《可再生能源思考 2050》，欧洲可再生能源委员会，2010 年 4 月

6 2011 年美国总统奥巴马国情咨文

7 《欧盟可再生能源发展路线图》，欧洲可再生能源理事会，2007 年 1 月

1.2 光伏发电已经具备大规模发展的条件

从成本分析来看，不论是先进情景还是基本情景的估计，在5~10年内光伏发电的成本可以降低到10~15美分/kWh，2020年降低到8~10美分/kWh，2030年可以进一步降低到6~8美分/kWh。换言之，2015年光伏发电可以在OECD国家普遍实现终端消费侧“平价上网”，2020年前后可以在大多数新兴国家实现终端消费侧的“平价上网”，2030年可以在大多数发展中国家实现终端以及发电侧的“平价上网”。

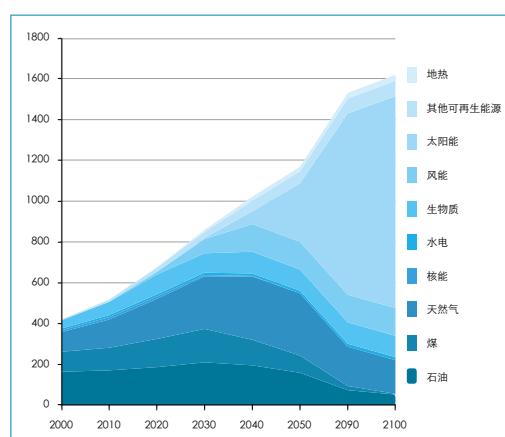
从支持力度看，欧盟把发展光伏发电作为继风电之后的又一重要的可再生能源技术，希望2020年至少达到100GW；美国也把发展光伏发电作为重要的清洁能源技术，2020年至少达到100GW；中国提出到2020年光伏发电装机达到50GW，印度也提出了20GW的发展计划，光伏发电在主要经济体中得到了政策的支持。

从需求方面看，按照欧洲光伏协会的研究，全球148多个国家（占国家总数的74%）日照充足，有发展太阳能发电的条件。OECD国家尤其是欧盟、美国和日本，新增电力需求庞大，中国和印度等新兴国家电力需求增长强劲，世界上还有30多亿人电力供应不足；近15亿人根本没有电力供应，2020年世界每年新增的光伏发电装机可能达到上亿千瓦。

因此，光伏发电作为一个成熟的技术，有可能已经进入类似于风电的规模化发展阶段。

展望未来，光伏发电将成为世界主要的能源供应，虽然目前光伏发电仅占世界电力的0.1%，随着化石能源需求的降低，预计到2040年光伏发电将超过风电，2050年光伏发电会达到世界能源总量的25%，到本世纪末，太阳能能源供应将占全球能源供应的50%（见图16）。

图16: 世界能源结构预测



资料来源：German Advisory Council on Global Change (WBGU) 2003

1.3 发展形势依然向好，新兴市场作用更大

尽管光伏产业还面临诸多不确定性，从 2010 年开始一些欧洲国家纷纷减少对光伏发电的补贴以及大幅降低上网电价，欧洲的发展速度可能放缓；但是美国、中国、印度这些大型的市场还有着巨大能源消费需求。2010 年 7 月美国通过了“千万屋顶计划”，2012~2021 年，总安装容量将达到 30~50GW，补贴不超过净安装成本的 50%；日本的电价补贴政策原计划在 2010 年 4 月开始实行，但是提前到 2009 年 11 月开始实施；2010 年澳大利亚队光伏上网电价补贴法案提出修订计划，南澳地区的太阳能用户额外发电将获得 10 澳分的新增补贴，美国、亚洲等新兴市场的崛起将支撑行业景气，抵消欧洲市场的不确定性，整个光伏市场的发展形势依然向好。

原因基本有三条，一是光伏发电的成本逐步下降，已经接近了平价上网水平。二是受到日本福岛核事故的影响，光伏发电和风电等其他可再生能将承担更大的责任。三是“茉莉花革命”引发的中东动荡，尤其是利比亚战乱，导致了石油价格高涨，加之核电发展变缓，将会诱发天然气价格攀升，这些都是光伏发电未来发展的机遇。

据专家估算，按照发电量替代的简单计算，每关闭一个千瓦的核电，意味着要增加 4~5kW 的风电，6~8kW 的太阳能发电才能补上。目前，全世界 29 个国家共有 442 座台核电机组，还有 65 座在建的核电站，有 300 多台是 20 世纪 80 年代之前建成的，70% 以上存在延期服役或即将延期服役的问题。德国宣布要关闭 7 台机组加上日本此次核事故中 6 台机组，至少可能影响 20~30GW 的核电装置，仅此一项，就要 100GW 的光伏发电才能代替。

1.4 光伏发展面临新的挑战和机遇

纵观我国的可再生能源资源情况，要实现 2020 年可再生能源比例达到 15% 的目标，就必须大力发展光伏发电。2011 年 1 月，全国能源工作会议上，能源局首次提出把光伏产业培养成为中国先进的装备制造产业和新能源支柱。光伏发展面临新的挑战和机遇，根据国家“十二五”规划发展目标和当前发展形

势，今后五年，风电将以每年 15~20GW 速度增长，已经接近发展的上限；水电的开发每年约 20GW，也已经接近增长的极限，2020~2030 年间，我国所有的水电资源将开发殆尽；核电因为受到日本福岛核事故的影响，发展放缓已成定局，只有光伏发电还有可能达到每年 20GW，乃至 50GW 以上的能力，因此光伏发电需要承担更大的责任。

2. 主要问题

我国光伏发电产业在技术研发、产业基础和市场环境方面都存在一些问题，现分述如下：

2.1 研发投入不够，技术支撑能力不强

虽然国家和企业在光伏技术的研发投入都有所增加，但是目前看来投入尚且不足，尤其是国家层面，这依然制约了我国光伏产业核心竞争力的提高。第一，国内的工艺和装备的更新速度无法为光伏产业快速发展提供技术支撑。晶硅电池用高档设备仍需进口，如高纯多晶硅生产的氢化炉、四氯化硅闭环回收装置、大尺寸（450kg 以上）铸锭炉、多线切割机、PECVD 镀膜设备、自动丝网印刷机、全自动电池焊接机等。第二，一些关键通用装备不能适应光伏产业进步的要求，如晶体硅太阳电池提高效率的有效手段包括：选择性发射电极技术、电池双面印刷技术、激光背电极、背接触电极技术、双面钝化技术等，先进装备的更新换代远远落后于国外装备公司；特别是薄膜太阳电池技术水平（包括制造设备）与国外差距很大，产业化步伐缓慢。第三，对前瞻性的技术安排不够，

如欧美一些国家都对下一代电池技术的研发安排了巨额资金投入，而我国目前还没有这种超前的预见性安排，这些都与我国光伏产业第一大国的地位不符。

除了上述的问题，太阳能电池用配套材料也是制约因素之一，如电子浆料、石墨制品、石英制品、EVA 高分子材料等，国内已经开展了一定的初步研究，但主要以仿制进口产品为主，大部分产品档次较低，如电子浆料、石墨材料、石英产品等还依赖进口。薄膜太阳电池所需的高纯硅烷气体、锗烷气体、TCO 玻璃基板、金属背电极等材料也主要依赖进口。国内光伏配套材料企业总体上由于生产规模较小，研发能力薄弱，技术上没有全面突破，还不能适应国内太阳电池产业和技术的发展趋势，成为制约行业发展的因素日益凸显。

2.2 落后产能盲目扩张，重复建设严重

其一，政府拉动拔苗助长，企业强势介入。海外订单诱发国内光伏企业扩展潮。现在我国有 100 多个城市打造光伏产业发展基地，10 多个城市提出打造双千亿的光伏产业基地，自 2009 年下半年国内的组件商开始扩产，到 2010 年底，业内估计仅国内的晶体硅电池产能大概有 20 GW，我国去年的电池组件的发货量超过 10 GW，估计产量在 13 GW 上下，意味着仅发挥了 65% 的产能，产能的过剩带来无序竞争和过度竞争的严重后果，造成投资浪费。

其二，发展导向差，形成一批落后产能。比如多晶硅生产，国家虽然提出了多晶硅建设项目的门槛：规模不小于 3000t，成本为 40~50 美元 /kg，能耗水平为 160kWh/kg，但是由于市场需求的增加，多晶硅产能出现新一轮的扩张，而真正具有先进技术的企业为数不多，大部分开工建设的项目，即使按

照技术门槛组织生产也达不到国际先进水平。目前建设的一半以上企业不具备竞争优势，无缘先进行列，很快将成为落后产能。又如，薄膜电池生产，从 2006 年到 2009 年，我国引进了一大批的薄膜电池技术和生产线，还有一批与先进的薄膜技术如碲化镉技术相比还形成不了比较优势，成本、效率、产量都有差距，造成了一部分落后产能。

2.3 市场发展不均衡，过度依赖国外市场

国内市场还没有开放，尽管我国晶体硅太阳电池的产量现在已经达到世界第一，但是国内的光伏产品 90% 以上都销往国外，生产和需求过度依赖国外市场使国内的光伏企业难以应对市场波动带来的风险。

从全球市场的发展看，开拓国内市场也已经迫在眉睫。2010 年开始德国、西班牙、法国、意大利等欧洲光伏应用大国纷纷下调

表 7：中国光伏电池近几年的产量和占世界产量的份额

年	2007	2008	2009	2010
世界光伏产量 (MW)	4000	7900	10660	24000
中国光伏产量 (MW)	1088	2600	4011	10800
所占份额 (%)	27.20	32.91	37.63	45.0

资料来源：PV News, photo 国际 (2010)



对于光伏发电的补贴，下调幅度 10%~30% 不等，这一方面是由于光伏发电的成本下降，另一方面也受到欧洲经济不景气的影响。欧洲光伏市场在过去几年一直占有世界 80% 以上的份额，根据国际有关机构的最新预测，2011 年欧洲光伏市场的份额将下滑到全球市场的 55% 以下，2013 年的份额更是将下滑到 50% 以下，欧洲光伏市场的下滑对全球光伏市场的影响无疑将是非常大的，未来世界的光伏市场将依赖于美国和中国，而美国的保守、日本市场的封闭以及中国政策的不明朗，将使得庞大的中国光伏产业面临风险。

此外，我国内部市场不均衡，主要依赖政府主导，还没形成一个自发的市场环境。

2.4 政策环境有待完善

从电池产量到设备制造，我国的光伏发电已经拥有了大规模发展的产业基础，但是光伏发电还缺乏长期的产业发展和市场发展目标。除了上网电价，国家对于光伏发电的

发展规划也还没有明确，尽管 2007 年国家发改委已经公布了直到 2020 年的可再生能源中长期发展规划，但是对于光伏发电的规划目标明显偏低，不利于整个产业的发展，而目前还在讨论阶段的可再生能源和太阳能发电的“十二五”规划还没有出台，国家对于未来 5~10 年的政策尚不明朗。

明确发展目标和市场规模，是调动各方积极性为光伏产业发展进行长期投入的基础。适合于我国国情的政府规划的出台将有利于营造光伏产业健康发展的环境。我国应该学习德国及其他国家的先进经验以及我国发展风电的成功经验，明确光伏产业发展的目标。

尽管“金太阳示范工程”已经在全国范围开始实施，但是 3 年的总量只有大约 700MW，平均每年的安装量不到 250MW，这和国内近 20GW 的产能相比，仍然是杯水车薪，还要有 95% 的产量需要出口，国内市场的全面启动需要强有力的政策拉动。

从中国市场发展的实际情况来看，无论是大型荒漠电站招标形成的上网电价，还是和金太阳工程招标项目形成的组件和配套产品的价格都偏低，最低价中标的原则使发电公司和光伏电池供应商都必须将其收益压至最低，以争夺获得项目开发权。企业的利润空间小，商业投资回报率较低，不利于光伏市场的健康发展。

国家虽在补贴政策方面做了一些尝试，但进展缓慢。上网电价迟迟不能确定，企业的投资回报期就很难确定，在利益不明的情况下，投资者很难对光伏发电项目产生兴趣，客观上制约了并网型光伏发电的发展。政策不配套，导致企业没有开发运营光伏发电项目的动力。太阳能发电与水电、风电和煤电的发展一样，都需价格支持。光伏发电是通过十五到二十年发电来获得经济和社会效益的产业，它的发展必须用价格手段和市场机制来培育，亟待出台固定上网电价来带动市场发展，为光伏产业规模化发展提供市场保障。

世界各国的实践都证明补贴并非促进光伏产业发展的成功手段，上世纪 80 年代美国对太阳能热水器的补贴，导致整个太阳能热水器产业的溃败，2011 年 3 月，西班牙政府

由于 300 多家光伏发电企业不能达到发电预期水平，收回了对 300 多家光伏发电企业的补贴。因此，必须制定清晰的、合理的价格机制来保障光伏发电的可持续发展，而不是用补贴的方法。现行的太阳能光电建筑示范项目补贴和金太阳示范工程补贴，都不利于市场的发展。

2.5 电网接入问题亟需解决

随着光伏发电市场的迅速扩大和在电网中比例的不断增大，与电网的协调发展成为越来越突出的问题。未来的供电模式一定是中心电站加上大量分布式发电的模式，而不是现在单一中心电站的供电模式。光伏发电是理想的分布式发电电源，目前国际上并网发电占到总的光伏市场的 90%，而在并网光伏市场中，与建筑结合的分布式并网发电系统占 90% 以上，德国在发电侧的大型并网发电仅占 10%，而美国仅占 6%。德国“10 万屋顶计划”、日本“10 万屋顶计划”以及美国的“百万屋顶计划”都属于低压用户侧并网的分布式光伏发电系统。分布式发电的推广是对传统供电模式的重大转变，不但在技术上要有突破和创新，在标准体系、管理体制、经营模式、甚至法律法规上都要进行变革才能适应这一转变。当前中国正在实施的“光电建筑”和“金太阳示范工程”都属于“用



户侧并网”、“自发自用”的分布式发电，在电网接入方面遇到很多困难。

分布式发电（含微电网）是光伏发电规模化推广的关键，要解决好这一问题，首先要在法律法规上实现突破，欧洲和美国都有分布式发电的立法，电力公司必须允许分布式发电的接入，其次才是技术问题和利益平衡的问题。在推广分布式光伏发电的同时，也必须考虑到电网供电模式的转变所带给电网的问题，如电能质量、安全性、继电保护、电能计量以及管理模式和经济利益等，做到同电网的协调发展。

2.6 成本较高仍是规模化发展的最大障碍

我国太阳电池组件和光伏电站系统的成本一般比国际平均水平要低 10~15%，国内太阳电池组件的价格大约在 12~13 元 /W_p，系统投资在 2.0 万元 /kW_p 左右。从 2010 年国家能源局西部 6 省大型光伏电站的特许权招标的情况看，对于规模在 20 MW 以上的光伏电站，初投资可达到 1.5 万元 /kW 左右，相较于火力发电建设投资 6000 元 /kW，风力发电 1 万元 /kW，光伏发电的建设成本是火电的 2.5 倍，是风力发电的 1.5 倍。火力发电的年运行时间可达 5000 小时，风力发电为

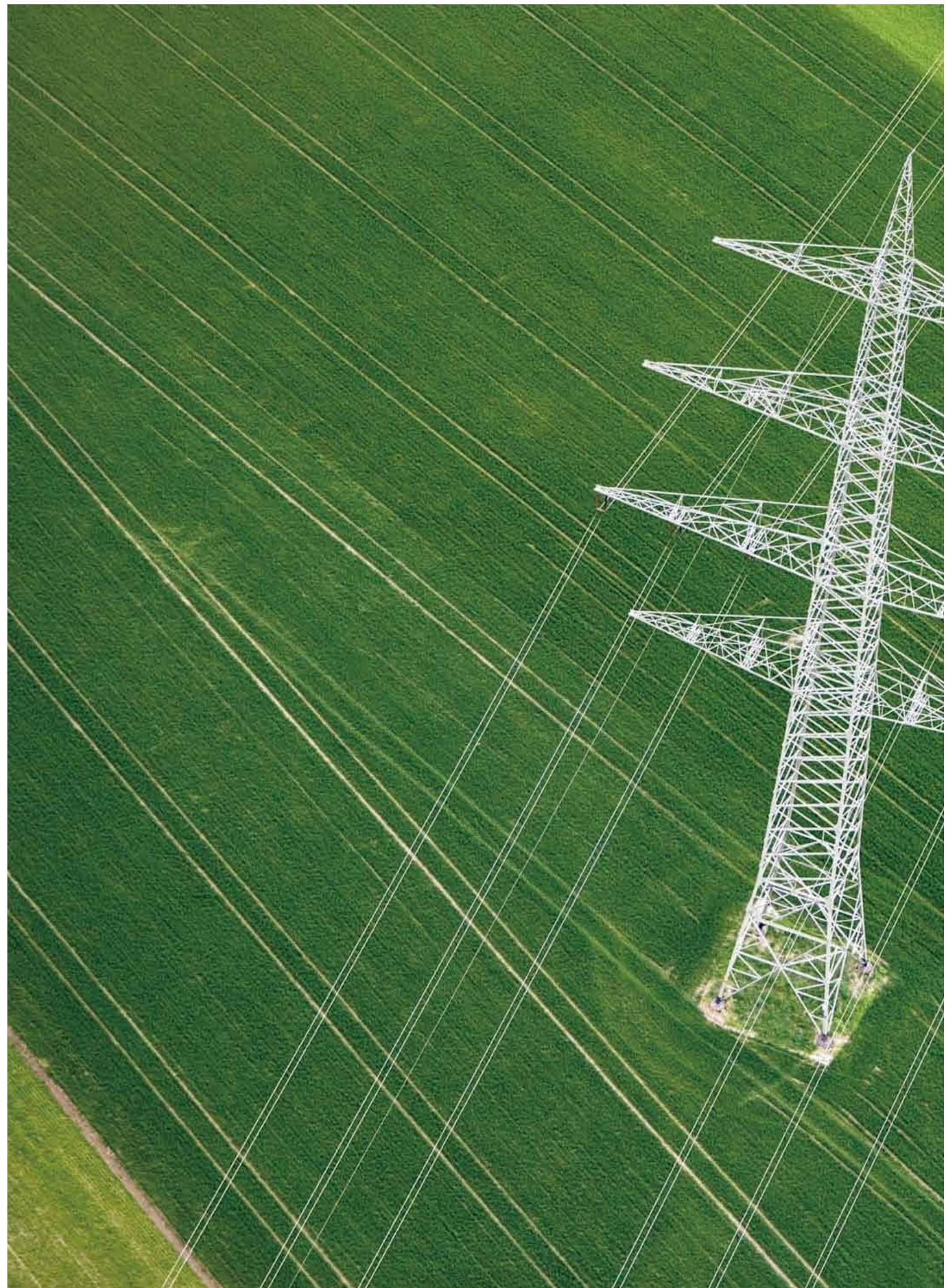
2000 小时，而光伏发电在中国平均只有 1300 小时，因此光伏发电平均上网电价在日照比较好的地区（年满发 1500 小时）也要在 1 元 /kWh 左右，远高于火力发电和风力发电的上网电价。因此，今后十年之内降低成本仍然是光伏发电最重要的努力方向。

2.7 企业可持续发展和清洁发展理念尚需提高

不容忽视的是，国内的光伏企业良莠不齐，有些企业往往采用低价竞争、无序竞争的行为，质量以次充好，破坏产业的良性发展，更甚者影响到整个行业的声誉。由于现有的市场供不应求，很多电池组件厂商的产品质量都存在不同程度的问题。

一些多晶硅生产企业环保不达标，却在追求利润诱惑下，依然开工生产。国内绝大部分多晶硅生产商生产一公斤多晶硅，耗电量高达 180~200 kWh/kg，产生的副产品四氯化硅也不能实现完全地循环利用，因此多晶硅成本超过 50 美元 /kg。行业内企业缺少环保和社会责任理念，造成外界对光伏产业能耗高、污染重的指责，也让原本是清洁能源产业背负了高耗能、高污染的骂名，不利于光伏产业的可持续发展。





发展目标 与 路线

CHINA ROADMAP OF PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENT
– A PATHWAY TO GRID PARITY

第四部分：发展目标与路线

1. 发展目标

1.1 基本需求

我国现处在工业化中期阶段，人均用电水平仍较低，未来十年工业化、城镇化都将快速发展，住房面积和汽车保有量快速增长，耗能水平较高的重工业比重仍然较高，电力需求在今后一段时期仍将保持较快增长。根据经济发展、结构调整、一次能源需求、重点行业与居民生活用电、需求侧管理与节能等影响因素，采用多种电力需求预测方法，经综合分析，提出了电力需求增长预测结果。

预计 2015 年和 2020 年全社会用电量将会分别达到 5.99 万亿和 6.57 万亿 kWh。随着我国城乡居民收入提高和消费水平上升，家用电器品种和拥有率不断提高，将使居民生活用电大幅增长。预计“十二五”期间，居民用电增速将超过 10%，高于全社会用电增长率，用电比重明显提高。从长远来看，居民生活用电将是电力需求增长的主要力量。

2015 年，全国发电装机容量将达到 14.37 亿 kW，其中，非化石能源发电装机总规模将达到 4.74 亿 kW，占总装机的比重为 33%，比 2010 年提高 6.3 个百分点；非化石能源发电量约 1.52 万亿 kWh，占总发电量的比重为 24.1%，比 2010 年提高 3 个百分点；非化石

能源发电可替代化石能源 5 亿 t 标准煤，占一次能源消费的比重达到 11.9%。按光伏发电占全部发电装机容量 0.5%、1%、1.5% 和 2% 的发展比例计算，到 2015 年，光伏发电装机将可达到 700、1500、2000 和 3000 万 kW，相应的发电量可达 90、200、260 和 390 亿 kWh。

2020 年，全国发电装机容量将达到 18.85 亿 kW，其中，非化石能源发电装机总规模将达到 6.85 亿 kW，占总装机的比重为 36.3%，比 2015 年提高 3.3 个百分点；非化石能源发电量约 2.2 万亿 kWh，占总发电量的比重为 26.9%，比 2015 年提高 2.8 个百分点；非化石能源发电可替代化石能源 7 亿 t 标准煤，占一次能源消费的比重达到 14%。按光伏发电占全部发电装机容量 1%、2%、4% 和 6% 的发展比例计算，到 2020 年，光伏发电装机将可达到 2000、4000、7500 和 10000 万 kW，相应的发电量可达 260、520、980 和 1300 亿 kWh（见表 8）。

表 8: 全国电力装机总量与光伏发电发展目标

发展目标		2015 年	
		装机容量 (GW)	发电量 (TWh)
总体目标		1437	6300
光伏发电目标	0.5%	7	9
	1%	15	20
	1.5%	20	26
	2%	30	39
发展目标		2020 年	
		装机容量 (GW)	发电量 (TWh)
总体目标		1885	8100
光伏发电目标	1%	20	26
	2%	40	52
	4%	75	98
	6%	100	130

根据国家“十二五”规划的发展目标⁸，“十二五”期间，我国的非化石能源占一次能源消费比重达到11.4%，单位国内生产总值能耗降低16%。光伏发电装机规模至少要达到1000万kW或更多，到2020年需要达到5000万kW或更多，从2010年到2015年，每年有200万kW的市场，集中电站和分布式入网的应用方式都有自己的市场。

欧盟各国也已协定在2020年，可再生

能源在一次能源占比要超过20%。如果核电发展放缓，为保证可再生能源比例，太阳能光伏发电将承担更大的责任。国际市场每年将以超过1000万kW规模增长，更多新兴市场将取代德国原本占有的市场份额，其中美洲及亚洲国家份额将在今后五年内攀升，从而带动产业发展。IMS Research还表示在今后四年中，全球新增光伏安装量将超过100GW。

⁸《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要的决议》

1.2 成本目标

对未来成本目标的估计，有基本情景的和先进情景的两种方案。

基本情景
基于行业发展
平均水平

- 到 2015 年光伏发电的电价即可达到 1 元 /kWh 以下，使配电侧并网的分布式光伏发电达到“平价上网”；
- 到 2020 年光伏发电平均上网电价可以达到 0.8 元 /kWh 以下，在发电侧达到届时常规发电的电价水平，在发电侧实现“平价上网”。

先进情景
基于先进企
业发展水平

- 到 2015 年光伏发电的成本可达到 0.8 元 /kWh 以下；
- 到 2020 年光伏发电的发电成本可以基本上实现 0.6 元 /kWh。

基本情景是基于行业的平均发展水平，通过五年的时间努力，到 2015 年电池效率每年提高 0.3%~0.4%，总体提升 2%，成本可以降低 50%，多晶硅能耗降低 50%。电池组件平均成本水平由目前的 1.5 美元 /Wp，到 2015 年下降至 1 美元 /Wp。根据这种发展趋势分析，我国光伏产业的平均水平，到 2015 年光伏发电的电价即可达到 1 元 /kWh 以下，使配电侧并网的分布式光伏发电达到“平价上网”；预计到 2020 年光伏发电平均上网电价可以达到 0.8 元 /kWh 以下，在发电侧达到

届时常规发电的电价水平，在发电侧实现“平价上网”。

先进情景是体现了先进企业的发展水平，由于资本的趋利，非垄断技术最终走向社会的平均利润率，现在太阳能电池厂商的毛利润率在 30%，今后五年可能降到 10%~15%。到 2015 年，电池组件成本下降到 1 美元 /Wp，销售价格为 1.15~1.20 美元 /Wp，其他的安装成本占 30~50%，这样光伏系统价格为 1.3~1.5 美元 /Wp。

2010 年在国内开发光伏电站项目，晶体硅组件价格为 12~15 元 /Wp，光伏电站初始投资为 1.8~2 万元 /kW。到 2015 年，光伏组件价格下降 30%，达到 8~10 元 /Wp，薄膜电池组件达到 6~8 元 /Wp，系统售价达到 10~14 元 /Wp，发电成本达到 0.8 元 /kWh 以下，2020 年可以基本上实现 0.6 元 /kWh。

表 9：平价上网路线图

内容		2010 年	2015 年	2020 年	
		现状	目标	目标	
效率	多晶硅电池	14%~15%	17%~18%	提高 2%	
	单晶硅电池	16%~17%	19%~20%		
多晶硅材料成本 (30~41%)	能耗	200kWh/kg	60~120kWh/kg	<60kWh/kg	
	生产成本	40~60 美元 /kg	20 美元 /kg		
	环境	50% 闭路循环	100% 闭路循环	<1.5 美元 /kg	
生产成本 (60~70%)		降低成本 15%			
		降低成本 5%			
晶硅电池组件售价 (元 /Wp)		12.0~15.0	8.0~10.0	<8.0	
薄膜电池组件售价 (元 /Wp)		8.0~10.0	6.0~8.0	<6.0	
系统成本 (美元 /瓦)		2	1.2~1.5	0.8~1.0	
光伏电站投资 (万元 /kW)		1.8~2	1.0~1.4	0.7~0.8	
上网电价 (元 /kWh)		1.5	0.8~1.0	0.6~0.8	



2. 技术发展路线

太阳电池占光伏发电系统成本的 60% 以上，降低太阳电池的成本是降低太阳光伏电池发电成本的主要途径。地面应用的光伏发电技术，随材料和工艺的不同，可分为晶硅太阳电池、薄膜太阳电池、与聚光太阳电池、以及新型太阳电池。其中晶硅太阳电池又可分为单晶硅 (sc-Si) 太阳电池与多晶硅 (mc-Si) 太阳电池。薄膜太阳电池属于第二代电池，又以材料体系的不同而分为硅基薄膜太阳电池、化合物薄膜太阳电池（含 II - VI 族：碲化镉 -CdTe，以及扩展 II - VI 族：铜铟镓硒 -CIGS，铜锌锡硫 -CZTS 等）；新型太阳电池包括有机和染料敏化太阳电池，晶硅薄膜太阳电池、有机薄膜电池、量子阱电池、多叠层全光谱吸收电池等，目前处于实验室或实验示范阶段，甚至仅处于概念阶段，距离商业化距离尚远。

晶体硅电池转化效率较高、成本相对较低，是目前的主流产品；薄膜电池有低成本优势，目前以美国 First Solar 的碲化镉电池为主，我国企业参与较多的是非晶硅薄膜电池，但仍存在转化效率低的问题，铜铟镓硒 CIGS 薄膜技术，国内外还没有做到量产。无论是碲化镉、CIGS 还是非晶硅电池技术，从研发和装备制造我们国家目前尚未形成规模化的产业，国家从“六五”开始，一直到“十一五”、“十二五”都安排了大量资金投入，但是进展并不明显，说明我国的研发和制造能力与国际先进水平相比仍然存在了巨大的差距，期望在今后的五年内突破很困难。

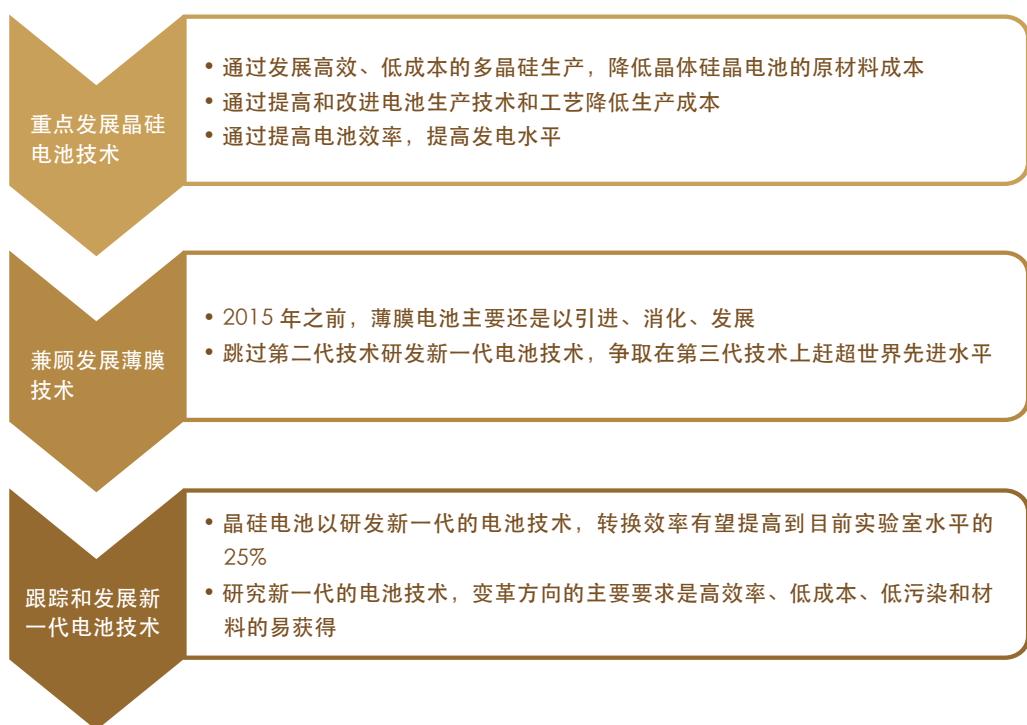
对薄膜电池技术来说，目前欧美、日本的技术优于台湾，台湾技术优于大陆，台湾的成品率和成本都要和欧美相差 5~10 年的水平，我国大陆的水平基本上要与欧美相差 10~20 年水平，主要原因是研发投入不够，技术及基础装备材料，包括基本的化工工艺设备，研究得太少，还需要 5~10 年的准备时间。现在国内有些企业宣布能提供生产设备，但是只能提高生产链的某几个工艺的解决方案，而无法提供整条生产链的优化。在生产线系统集成方面，现在的系统集成商还没有自己的核心技术，在这种情况下，只能依据某一段的技术来设计整条生产链，但是无法做到整体的优化。我们的系统集成经验还很少，人才缺乏，现有的生产线都是靠引进国外的设备，必须靠大量的经验累积，不断摸索、匹配，找到最佳的解决方案。

表 10：当前国际太阳电池实验室效率

电池种类	实验室最高转换效率 (%)	研制单位	备注
单晶硅太阳电池	25±0.5	澳大利亚新南威尔士大学	4cm ² 面积
多晶硅太阳电池	20.3±0.5	德国弗朗霍夫研究所	1.002cm ² 面积
非晶硅太阳电池	14.5(初始)±0.7 12.8(稳定)±0.7	美国 USSC 公司	0.27cm ² 面积
铜铟镓硒 CIGS	19.5±0.6	美国国家可再生能源实验室	0.410cm ² 面积
碲化镉 CdTe	16.9±0.5	美国国家可再生能源实验室	1.032 cm ² 面积
纳米硅太阳电池	10.1±0.2	日本钟渊公司	2 微米厚膜
染料敏化电池	11.0±0.5	EPFL	0.25 cm ² 面积

资料来源 : Prometheus Institute, PV Technology, Performance and Cost~2007 Update, 2007.

实现平价上网最现实的途径，主要是发展高效、低成本的晶硅电池技术和薄膜电池技术以及新一代电池技术。近、中期以晶体硅电池为主，在继续加大晶硅电池技术研发投入，通过技术创新，提高效率和降低成本的同时，加大薄膜电池技术水平研发和产业化技术集成与创新，以及相关产业链的基础建设，提高薄膜电池商业化水平。此外，还要着眼未来，开发新一代光伏电池技术，尤其是那些材料来源广、无毒无害、制作过程能源消耗低的电池技术，比如纳米硅电池、染料敏化电池等。



2.1 重点发展晶硅电池技术

晶体硅电池发展的趋势是低成本发电，低成本发电也是光伏发电技术的发展方向。低成本的实现途径包括效率提高、成本下降及组件寿命提升三方面。效率的提高依赖工艺的改进、材料的改进及电池结构的改进；成本的下降依赖于现有材料成本的下降、工艺的简化及新材料的开发。组件寿命的提升依赖于组件封装材料及封装工艺的改善。

第一，通过发展高效、低成本的多晶硅生产，降低晶体硅电池的原材料成本。在晶体硅电池中，多晶硅占电池成本的30%~40%，今后在3~5年内要达到三个目标，首先是能耗问题，到2015年，平均能耗水平从200kWh/kg降到100~120kWh/kg，其中先进水平达到80kWh/kg左右，到2020年能耗达到60kWh/kg以下；其次是成本下降，目前的多晶硅平均成本为40~50美元/kg，到2015年下降到20美元/kg；再者是环境指标，目前国内多晶硅企业50%可以做到闭路循环，2015年达到全部实现闭路循环。通过多晶硅的成本下降至少可以使成电池组件成本下降5~10%。

第二，通过提高和改进电池生产技术和工艺降低生产成本。电池组件的生产成本占电池成本的60%~70%，通过改善工艺装备、提高水平、降低通用装备的价格，以及通过减少电池片的薄厚、提高成品率等生产技术，可以使生产成本降低15%左右；通过材料的

提升，包括浆料、EVA、其它封装材料可以使生产成本下降5%，这样到2015年，电池的生产成本也可以下降15~20%左右。

第三，通过提高电池效率，提高发电水平。目前晶硅电池的平均效率为14~15%，通过选择性发射电极、双面印刷、制绒、背电极等技术应用和原有工艺的改进，今后五年可以提高两个百分点，到2015年多晶硅电池效率可以达到17%~18%，单晶硅电池效率可以达到19%~20%。同时提高系统设计水平，提高逆变器等设备的效率，从而提高光伏系统的发电效率的总体水平。

第四，加速高端设备和基础材料的自主研发和工业化生产。工业化的先进技术要体现在制造装备上的，实验室里的效率再高，没有工业化生产的设备也是无法实现的。高端设备和基础材料是高附加值的产品，但也是中国的弱项，应当在这两方面增加投入，迎头赶上，使中国不但是光伏制造大国，还是光伏制造强国。



2.2 兼顾发展薄膜技术

在发展薄膜电池问题上坚持引进和研发并重。由于国内薄膜电池技术不占优势，无论是碲化镉电池，还是 CIGS、非晶硅电池技术，目前在国内都不具备大规模生产的能力，主要通过购买设备。过去几年，很多企业通过自己的能力来提升薄膜电池技术，做了很多的尝试，但是几乎没有实质性的进展，在 2015 年之前，薄膜电池主要还是引进、消化、发展。但还是要继续研发下去，同时可以跳过第二代技术研发新一代电池技术，争取在第三代技术上赶超世界先进水平。

要走向大规模光伏发电应用，急需开展新一代高效硅基薄膜电池设计与制备技术研究，以充分发挥其低成本的优势和潜力。一方面，需要进一步优化叠层电池结构，通过先进管理设计，实现全太阳光谱高效利用其效率在 18% 以上的，新一代硅基薄膜太阳电池；另一方面，需要研发单室、高速沉积的低成本电池制造技术，以充分显现优势。

稳定效率 10% 以上的硅基薄膜电池组件制造技术，在未来的 1~2 年，将实现高成品率的连续、稳定的规模化生产；在 3~5 年内，将实现稳定效率 10%~12% 的硅基薄膜太阳电池组件的规模化生产；使其实现具有竞争力的低于 0.5 美元 /Wp 目标。

2.3 跟踪和发展新一代电池技术

2015 年以后的太阳能电池技术基本是两个发展方向：一方面，晶硅电池以研发新一代的电池技术，包括晶硅电池本身的革命和转换效率，在原有的技术上做工艺的改进，转换效率有望提高到目前实验室水平 25%，到 2020 年价格降到 75 美分 /Wp；另一方面，研究新一代的电池技术，近几年或许还会出现新的可替代硅的材料，届时光伏产品的成本可能还会继续下降，将有更高的转换效率，丰富的原材料来源，无毒而且稳定耐用，转换效率的极限不是 31% 而是 74%，而随着叠层数的增加，晶硅作底电池的优势不明显，纳米材料可能将扮演重要的角色。包括硅材料的变革，纳米硅和纳米碳的探索，及其他有可能取代晶体硅电池的新型电池。新型电池技术的变革方向主要是高效率、低成本、低污染和材料的易获得。

3. 规模化应用路线

规模化应用是支持市场化的前提，因为太阳能发电是依赖于规模化发展盈利的技术，必须有足够的规模才能支持产业的发展和技术创新，必须有市场规模才能带动企业的投入。制定规模化应用路线，是带动太阳能光伏发电发展的关键。从国际成熟的经验来看，无论是德国还是日本，发展光伏应用的途径主要有三种，即大规模发电、分布式发电以及离网式的应用。

3.1 发展大规模并网发电

大型并网光伏电站是我国光伏发电的基本特色。首先，我国拥有大面积的荒地和荒漠资源可供开发利用，并且西部地区太阳能资源丰富，具有发展大型光伏电站的优势。按可使用 2% 的戈壁和荒漠面积来安装太阳能光伏发电系统，总计在 2.4 万平方公里的面积上，可安装太阳能光伏发电容量约 20 亿 kW，年发电量可以达到 3 万亿 kWh。其次，西部地区属于我国的主要能源供应基地，通过西电东送将电力输送给中部及东部地区，所以配套的大规模、远距离的输电网络不仅服务于水电、风电的输送，也可以为大规模太阳能光伏并网提供保障，而不会受到电网送出能力和就地消纳能力的限制。再者，可发挥光伏发电与用电负荷高峰相匹配的优势，与其他能源形式相结合，实现风光互补，光水互补。因为分布式发电单站容量小，所以大型光伏电站对产业拉动的作用很大。

到 2015 年，按照全国累计光伏装机 1000 万 kW，在青海、甘肃、新疆等西部地区，建设大型并网光伏发电电站 500 万 kW；到 2020 年，按照全国累计光伏装机 5000 万 kW，将在西部建设百万千瓦级的大型太阳能光伏发电基地，总装机将达到 2000 万 kW。

3.2 推广与建筑结合的分布式发电

推广与建筑结合的并网光伏发电应用，在商业建筑、居民小区、工业园区和公共设施等建筑屋顶安装光伏发电系统，这种应用方式不受电网送出能力的限制，位于负荷中心，可以就近上网，就近消纳，不会对电网造成冲击。目前，我国已有建筑面积约 450 亿 m²，屋顶和南立面至少有 50 亿 m²，20% 的可利用面积即可安装大约 100GW（1 亿 kW）太阳能光伏系统。

在这方面，国外已有很成功的经验，比如德国 2010 年共安装了 24.2893 万套光伏系统，其中 10kW~30kW 小规模的项目占了年度安装量的 26%⁹。分布式发电对于电网来讲属于“不可控单元”（也没有必要受控），国际上普遍采取总量控制，美国联邦电力法规定分布式发电（包括光伏、燃气轮机等）的容量不得超过配电线路（一般以配电变压器的容量为准）容量的 15%，日本规定不超过 20%。在总安装量不超过配电容量 15% 的

条件下，电网是将分布是发电系统作为负荷管理的，对电网不会有任何负面影响，因为这比正常的负荷波动范围还要小。在中国，这一市场空间至少 2 亿 kW。

到 2015 年，按照全国累计光伏装机 1000 万 kW，与建筑结合的并网光伏系统可达到 300~400 万 kW，到 2020 年，按照全国累计光伏装机 5000 万 kW，建筑光伏系统将达到 2000~3000 万 kW。

3.3 扩大离网式发电应用范围

根据我国的特殊情况，在偏远、无电地区推广离网式发电应用，解决偏远地区的用电问题。扩大离网式发电在通信、交通、照明等领域，如太阳能通信电源、太阳能路灯、草坪灯、交通信号电源、城市景观、电动汽车充电站等分散利用方式，离网式发电每年也有几百万千瓦的应用规模。到 2015 年，离网式光伏系统可达到 100 万 kW 以上，到 2020 年达到 500~1000 万 kW。

表 11：我国太阳能光伏发电规模化应用路线

光伏系统	2015 年 (kW)	2020 年 (kW)
大规模并网发电系统	500 万	2000 万
与建筑结合的分布式发电系统	400 万	2500 万
离网式发电系统	100 万	500 万
合计	1000 万	5000 万

⁹ 德国联邦网络管理局 (German Federal Network Agency) 公布

4. 成本下降路线

4.1 当前光伏发电初投资成本

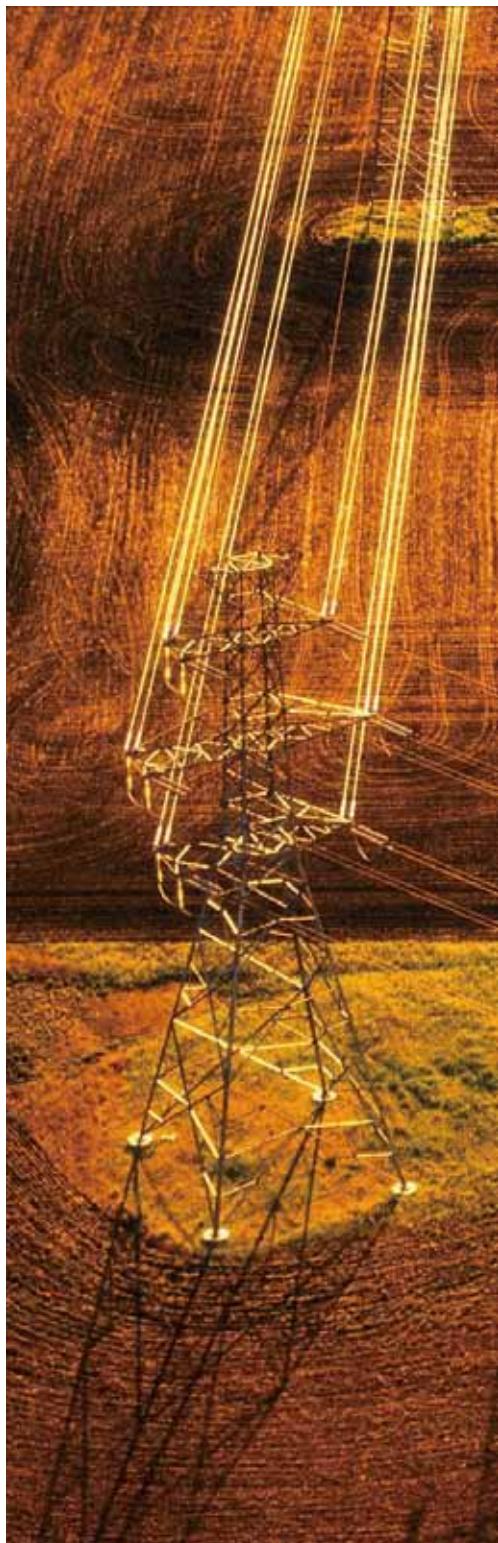
2010 年，国家能源局 280MW 大型光伏电站特许权招标项目，平均初投资为 1.5 万元 /kWp (2.5 万元 /kWp 的 60%)，平均上网电价 0.8469 元 /kWh (1.5 元 /kWh 的 56.5%)；年满发 1500 小时。

“金太阳示范工程”设备招标，光伏组件平均 12 元 /Wp，逆变器平均价 1 元 /W；测算并网光伏初投资 1.74 万元 /kWp (2.5 万元 /kWp 的 70%)，测算上网电价 1.916 元 /kWh。国家对初投资补贴大约 10.12 元 /Wp，开发商实际投资 7.33 万元 /kW，则测算电价为 0.818 元 /kWh，内部收益率 10%，年满发 1100 小时。

表 12：中国部分省区工商业用电销售电价

部分省、市工商业用电（小于 1000V）峰谷电价（元 /kWh）					
省、市	尖峰电价 Highest	高峰电价 Peak	平段电价 Normal	低谷电价 Low	白天平均电价 Daily Average
北京市	1.368	1.253	0.781	0.335	1.10475
上海市	NA	1.168	0.74	0.274	1.00750
浙江省	1.418	1.113	NA	0.59	1.02038
河北省	1.163	1.1278	0.7131	0.3214	0.95510
福建省	NA	1.3349	0.8397	0.5174	0.94483
广东省	0.9148				0.91480
山东省	0.8363				0.83630
海南省	0.836				0.83600

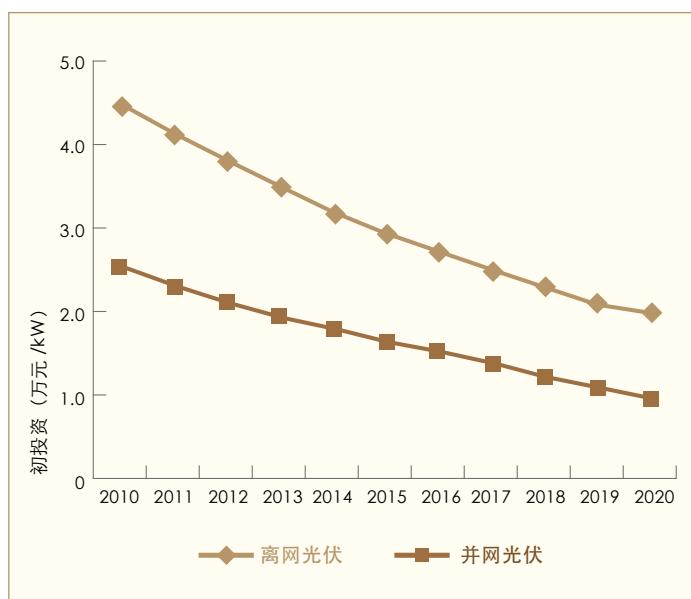
表 12 中各省平均白天工商业和小工业用电电价为 0.9525 元 /kWh，“二期金太阳工程”只要选择的建筑用电电价高于 0.818 元 /kWh，则项目就可以盈利。



4.2 太阳能发电初投资下降路线图

- ◆ 2010 年并网光伏发电初投资：2.0 万元 /kW，以后每年下降 8%；2010 年离网光伏发电初投资：4.5 万元 /kW，以后每年下降 8%；
- ◆ 2015 年：离网光伏发电系统初投资下降到 3 万元 /kW，并网光伏发电系统初投资下降到 1.2 万元 /kW；
- ◆ 2020 年：离网光伏发电系统初投资下降到 2 万元 /kW，并网光伏发电系统初投资下降到 1.0 万元 /kW。

图 17：中国光伏发电初投资降价发展路线图



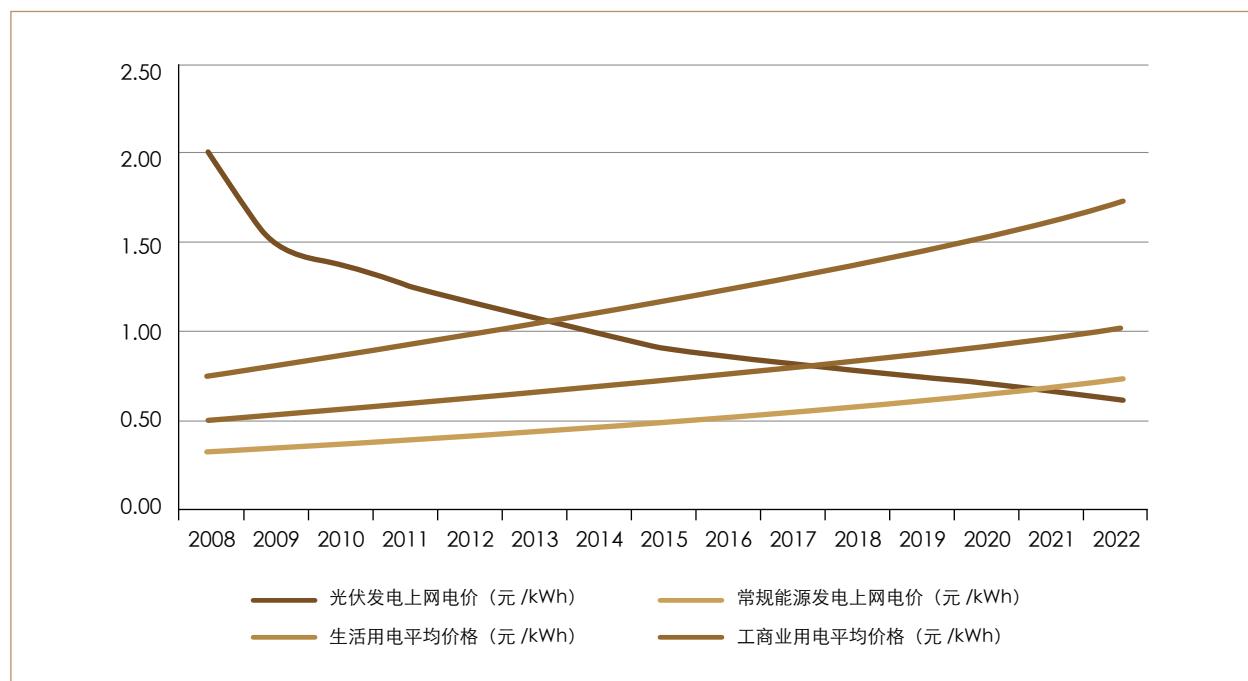
4.3 太阳能发电“上网电价”下降 路线图

按照我国光伏产业目前的发展趋势，随着技术进一步提升和装备的全面国产化，到2015年，初投资达到1.2万元/kW，发电成本小于1元/kWh，首先在配电侧达到平价上网是完全有把握实现的；经过努力，2020年初投资达到1万元/kW，发电成本达到0.6元/kWh，在发电侧达到平价上网也是完全有可能的。

按照以下假设：2009年的光伏上网电价按照1.5元/kWh，以后每年下降8%；2009年的全国平均火电上网电价为0.34元/kWh，

以后每年上涨6%；家庭用电2009年为0.54元/kWh，以后每年上涨6%；工商业用电2009年平均价格为0.81元/kWh，以后每年增加6%。则到2014年，工商业用电价格首先超过光伏发电上网电价，率先实现“平价上网”；2018年家庭用电价格超过光伏发电上网电价，也能实现终端消费的“平价上网”。直到2021年以后，火电电价上涨上涨到0.68元/kWh，超过光伏发电的上网电价达到发电侧的“平价上网”（见图18）。

图18：光伏发电达到“平价上网”路线图



平价上网的假设条件	
基本数据及假设	
<ul style="list-style-type: none">• 2009 年的光伏上网电价按照 1.5 元 /kWh, 以后每年下降 8%;• 2009 年的全国平均火电上网电价为 0.34 元 /kWh, 以后每年上涨 6%;• 家庭用电 2009 年为 0.54 元 /kWh, 以后每年上涨 6%;• 工商业用电 2009 年平均价格为 0.81 元 /kWh, 以后每年增加 6%。	
平价上网时间	
<ul style="list-style-type: none">• 到 2014 年, 工商业用电价格首先超过光伏发电上网电价, 率先实现“平价上网”• 2018 年家庭用电价格超过光伏发电上网电价, 也能实现终端消费的“平价上网”• 直到 2021 年以后, 火电电价上涨上涨到 0.68 元 /kWh, 超过光伏发电的上网电价达到发电侧的“平价上网”	



5. 电网保障能力建设

经过多年的努力，我国已经建成了强大的电力供应和保障体系，2010年底装机9.62亿kW左右，“十一五”期间年均增长速度达到13.2%，其中水电2.13亿kW（含抽水蓄能），火电7.07亿kW，核电1082万kW，风电等其他电源约3100万kW。全国110(66)千伏及以上线路将达到88万公里，变电容量达到31亿KVA，“十一五”期间年均增长速度分别达到8.1%和14.6%。全国发电量达到4.25万亿kWh，全社会用电量，达到4.19万亿kWh，同比增长14.5%，“十一五”期间年均增长速度达到11%。总体上看，我国电网已经具备了支持光伏发电发展的能力。

为了进一步推动光伏发电入网，需要进一步提高电网保障能力，电网保障能力建设主要通过传统电网增容与改造，解决光伏发电本地消纳和大规模外送问题，通过微型电网和智能电网的发展以及大规模存储技术的突破来解决光伏发电的不连续、不稳定和不可调度的问题，以实现规模化的应用。

5.1 通道建设解决光伏发电远距离输送问题

通过建设大型水电基地外送、大型煤电基地外送和大型风电基地外送通道，可以基本解决光伏发电基地的电力和电量，与近区水电、煤电、风电打捆送至“三华”电网负荷中心。由于国家电网正在构建坚强特高压网架，2015年，华北、华东、华中特高压交流电网形成“三纵三横”网架结构，将西部、北部大型能源基地电力送至华北、华东、华中负荷中心。2020年，建成以华北、华东、华中特高压同步电网为中心，东北特高压电网、西北750kV电网为送端，联结各大煤电基地、大水电基地、大核电基地、大可再生能源基地。

5.2 通过电网智能化建设增加吸纳光伏 发电的能力

智能电网是将现代先进的传感测量技术、通信技术、信息技术和控制技术等深度应用于传统电网的改造与升级，形成先进技术与物理电网高度集成的现代化电网，实现电力行业的大变革。我国智能电网发展将以坚强网架为基础，以通讯信息平台为支撑，以智能调控为手段，包含电力系统的发电、输电、变电、配电、用电和调度六大环节，覆盖所有电压等级，实现“电力流、信息流、业务流”的高度一体化。“十二五”期间，应该重点加强智能电网技术创新和试点应用，在系统总结和评价智能电网试点工程的基础上，加快修订完善相关标准，各环节的协调有序快速推进。“十三五”期间，智能电网技术和设备性能进一步提升，力争主要技术指标位居世界前列，智能化水平国际领先。通过智能化升级换代，将大幅度提高电网吸纳包括光伏发电在内的可再生能源发电的能力。

5.3 重视微型电网的技术开发

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。微型电网是与主干电网并行发展的完全不同的供电模式。2030 年以后，以多种能源相互支撑的微电网（Micro-Grid）将会有较快的发展，这种微网系统包括水电、光伏、风电、燃气 / 燃油发电、储能、燃料电池等多种能源构成，各自的比例相当，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的稳定、持续和可靠供电，系统中除了基本负荷外，还配有可调节负荷。这样的微电网完全可以脱离开主干电网运行，也可以连接在主干电网上运行，电力的潮流可以双向流动。对于大电网来说，微电网属于“可控单元”。由于储能属于就地负荷平衡和针对负载侧的储能，单站规模可以比风电场或大型光伏电站后备储能小得多，解决起来容易得多，也经济得多。

当可再生能源成为主导能源的情况下，微电网系统将会有很大的发展，就可再生能源的特性来讲，也应当是“分散能源，分散利用”的模式，而不是“主干电网”的模式。

表 13：中国光伏发电发展路线图汇总

太阳能产业发展路线图					
太阳能光伏发电					
发展目标		2010 年	2015 年	2020 年	2030 年
技术目标					
晶体硅电池	电池转换效率 (%)	14~17	17~20	20~22	> 25
	电池厚度 (μm)	180~200	160~180	120~150	100
	用硅量 (g/Wp)	7.0 ~ 9.0	6.0 ~ 8.0	4.0 ~ 6.0	4.0
薄膜电池 转换效率	硅基薄膜电池 (%)	5 ~ 8	8 ~ 10	10 ~ 12	15
	碲化镉电池 (%)	9 ~ 11	11 ~ 13	13 ~ 15	18
	铜铟镓硒电池 (%)	10 ~ 12	13 ~ 15	16 ~ 18	20%
高倍聚光电池系统效率 (%)		25 ~ 35	30 ~ 40	实现产业化，效率超过 40%	
第三代光伏电池		实现技术突破		实现产业化	
产业目标 (产量 GW/ 年)		8	10	20	100
市场目标 (国内累计装机 GW)		0.8	10	50	500
价格目标					
光伏组件	多晶硅材料 (美元 /kg)	40~60	20	< 15	
	晶体硅组件 (元 /Wp)	12.0 ~ 15.0	8.0 ~ 10.0	6.0 ~ 8.0	<6.0
	薄膜电池组件 (元 /Wp)	8.0 ~ 10.0	6.0 ~ 8.0	4.0 ~ 6.0	<4.0
系统价格 (万元 /kWp)		1.8 ~ 2.0	1.0 ~ 1.4	0.7 ~ 0.8	<0.6
上网电价 (1500 小时 / 年) (元 /kWh)		1.50	0.80~1.00	0.60~0.80	<0.60
产值和就业		2000 亿元 20 万人	4000 亿元 30 万人	6000 亿元 40 万人	20000 亿元 50 万人



政策 确保 路线图实施

CHINA ROADMAP OF PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENT
– A PATHWAY TO GRID PARITY

第五部分：政策确保路线图实施

1. 国际激励政策

尽管太阳能光伏发电技术近年来进步迅速，成本开始大幅度下降，在资源好的地区，应用技术已经相对成熟，但总体来说，目前产品初期成本偏高，发展规模较小，市场竞争力较弱。许多国家从可再生能源的长远发展战略出发，出台了很多政策措施，扶持可再生能源的技术进步和产业发展。国际上促进太阳能光伏产业和市场发展的激励政策主要有三种，即购电法、补贴和税收政策、以及净电量计量法。这三种激励政策都有其特有的优点和局限性，重要的是要与产业发展阶段相适应。

1.1 购电法

购电法是国际上认可度最高的可再生能源激励政策，目前已有 60 多个国家实施该政策，也可通俗也称为“分类电价制度”。购电法就是根据各种可再生能源的技术特点，制定合理的可再生能源上网电价，通过立法的方式要求电网企业按确定的电价全额收购。该项目政策的最大优点是，购买可再生能源电力所产生的额外费用全部由全体电力用户共同分摊，可再生能源补贴没有预算的制约。

最成功的国家是德国。德国购电法自 2000 年实施以来，多次修订，以适应迅速发展的光伏产业和市场，使德国光伏市场稳步快速增长，稳坐全球最大光伏市场的地位，并成为全球光伏产业发展的发动机。

购电法成功的关键是要确定合理的分类上网电价水平，既能保证合理的利润，又不会产生暴利，并要有灵活的机制，能够根据产业和市场的变化及时做出相应的调整。

我国地面安装的大型光伏电站采用“上网电价”政策，但我国大型光伏电站的上网电价尚未出台标杆电价，目前采用特定项目审批电价和通过特许权招标竞价上网机制确定。

1.2 财税激励政策

财税激励政策通常包括初始投资补贴政策和税收优惠政策。

美国 2009 经济刺激法案对可再生能源的资金支持额度为 160 亿美元，主要包括：1) 发行 160 亿美元的可再生能源债券 (Clean Renewable Energy Bonds)，2) 为可再生能源利用装置提供直接补贴 (Grant for Renewable Energy Facilities)，补贴额度为 2.85 亿美元，可提供最高 30% 的初始投资补贴；3) 延长可再生能源生产税 (RE Production Tax Credit) 返还的期限，2009 年至 2011 年继续实施可再生能源生产税返还政策，预计补贴金额为 131.43 亿美元；4) 扩大可再生能源投资税 (Tax Credits for Installation of RE Components) 返还的应用范围，取消了对家用和商用可再生能源设备投资补贴的额度限制，适用于太阳能、地热能和小型风电，补贴额度预计为 8.72 亿美元。这些政策的实施将保证，包括光伏市场在内的可再生能源市场在未来的几年里会有巨大的增长。

日本对光伏产业实施的激励政策是用户补贴政策和净电表计量法，同时对产品研发和产业进步的支持力度也很大。2009 年第一季度，日本政府拨款 90 亿日元 (9960 万美元) 用于户用光伏系统的补贴。从 2009 年 4 月开始的财年中补贴额还会有所增加，2009 年全年的光伏补贴总计可达 220 亿日元 (2.22 亿美元)。

我国当前的“光电建筑”和“金太阳示范工程”等政府项目实行初投资补贴的政策，对于并网光伏系统的补贴额度大约为初投资的 50%，离网发电系统补贴 70%。

1.3 净电量计量法

净电量计量法是针对太阳能光伏发电的特有的激励政策。目前，日本、美国的 42 个州和华盛顿特区都在实施净电量计量法。由于光伏发电的成本远大于常规能源发电成本和电网的销售电价，净电量计量法常与补贴政策同时使用。

2. 我国现行的激励政策

2009年以来，中央政府颁布实施了一系列的光伏激励政策，启动国内光伏市场。目前，中国的光伏市场激励政策主要有两大类，初始投资补贴政策和固定上网电价政策，只能两者选其一。初始投资补贴政策主要适用于中小型光伏发电系统，包括太阳光电建筑示范项目补贴和金太阳示范工程补贴。对于大型光伏电站项目，目前仍采取一事一议的上网电价审批政策，2009年和2010年实施了二批大型荒漠光伏电站特许权招标项目，通过特许权招标的办法公开选择光伏项目的开发商，上网电价通过招标确定。除了特许权招标竞价上网，针对特定项目也有光伏电站的审批电价。

2.1 中小型项目采用初始投资补贴政策

2009年，中国开始实施太阳能光电建筑应用示范项目和金太阳示范工程，明确为光伏发电系统提供补助，中国光伏市场正式启动。

2009年3月23日，财政部印发《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》的通知，明确中央财政从可再生能源专项资金中安排部分资金，支持太阳能光电在城乡建筑领域应用的示范推广。

2009年7月16日，财政部、科技部和国家能源局共同印发《关于实施金太阳示范工程的通知》，明确中央财政从可再生能源专项资金中安排一定资金，支持光伏发电技术在各类领域的示范应用及关键技术产业化。金太阳示范工程的补助标准是：并网光伏发电项目原则上按光伏发电系统及其配套输配电工程总投资的50%给予补助，偏远无电地区的独立光伏发电系统按总投资的70%给予补助。

2009年11月，财政部公布了金太阳示范工程项目目录，共安排294个示范项目，发电装机总规模为642MW，计划用2至3年时间完成。根据要求，示范项目在完成立项、招投标、环评等前期准备工作后，就可以申请财政补助资金。2009年已有200MW项目具备开工条件，率先获得财政补助，目前已进入施工建设阶段。

2.2 大型光伏电站：特许权招标和审批电价政策

2007 年和 2008 年，国家发改委分两次核准了四个光伏电站项目，包括上海两个项目、内蒙古和宁夏各一个项目，上网电价均为 4 元 /kWh。

2009 年和 2010 年国家能源局组织了两批光伏电站特许权项目招标。项目通过公开招标选择投资企业，采用特许权方式建设管理，特许经营期 25 年。

2010 年 4 月 2 日，国家发改委批复了宁夏发电集团太阳山光伏电站一期、宁夏中节能太阳山光伏电站一期、华电宁夏宁东光伏电站、宁夏中节能石嘴山光伏电站一期发电项目临时上网电价均为 1.15 元 /kWh (含税)。

2010 年 6 月 22 日国家能源局启动了国家第二批光伏电站特许权项目招标工作，招标总规模为 28 万 kW 。报价大多集中在 1 元 /kWh 左右， 13 个项目的最高报价也在 1.06 元 /kWh 至 1.51 元 /kWh 之间。

2010 年 10 月，招标结果公布， 13 个项目的最低报价者如愿以偿，中国电力投资集团公司成为最大的赢家，获得了 7 个项目。

2.3 地方政府的激励政策

很多省市地方政府也非常支持光伏市场的发展，并根据地方的条件和优势，颁布实施了一系列的地方优惠政策。这些政策也可分为以下两大类：一是经济实力比较雄厚的东部省份，自筹资金对光伏发电项目进行额外的补贴，实施地方固定上网电价政策，主要有江苏省、浙江省和山东省。二是西部省份，充分发挥其有大量荒漠土地的优势，实施优惠的土地政策，吸引光伏电站落户当地，代表省份有甘肃省、青海省和宁夏省。

3. 实行固定电价政策：是否有足够的资金维持光伏发电发展？

3.1 现有上网电价的变化

特许权招标项目的实施使光伏发电上网电价得到了大幅度的降低。从 2008 年的 4 元 /kWh，降至 2009 年第一次特许权招标项目的 1.09 元 /kWh，直至 2010 年 10 月第二次特许权招标项目的 1 元 /kWh 以下。特别是第二次特许权招标项目中，不但最低报价都在 1 元 /kWh 以下，且 121 个标书的报价平均值为 1.036 元 /kWh，很多人得出了“光伏发电平均上网电价快步进入 1 元 /kWh 时代”的结论。

3.2 上网电价的测算

最低价中标的评标原则，使特许权招标项目的中标电价远远低于光伏专家和业界的测算和预期，引起很大的震动。根据我国现有的项目开发环境和光伏组件的市场价格，专家和业界测算的光伏发电合理上网电价远高于特许权招标电价。

2010 年在中国开发光伏电站项目，较为经济合理的价格应为，晶体硅组件价格为 12~15 元 /kW，光伏电站初始投资为 1.8~2 万 /kW。如按年满发 1500 小时和内部收益率 8% 计，上网电价（含税）应在 1.45 元 /kWh 左右。即使将晶体硅组件和光伏电站的投资大幅度压低，晶体硅组件价格为 11 元 /kW，光伏电站初始投资为 1.6 万 /kW，同时，将内部收益率降为 6%，年满发 1500 小时对应的上网电价仍为 1.173 元 /kWh，远高于 1 元 /kWh 的电价水平。

光伏发电上网电价测算的财务条件和测算结果见表 14~18。

表 14：光伏上网电价测算的财务条件

贷款比例	60%	增值税率	17%
贷款年限	15 年	所得税率	25%
贷款利息	6.12%	附加税率	8%
运营期	20 年	税后内部收益率	11%~12%
折旧期	20 年	资金回收年限	10~11 年
固定资产残值	5%		
年运行费用	年折旧的 7%		

表 15：光伏发电上网电价的测算结果（内部收益率 8%）

有效日照时数 (h)	项目固定资产投资 (元 /kWp)				
	14000	16000	18000	20000	22000
	上网电价 (元 /kWh)				
1300	1.307	1.489	1.671	1.853	2.035
1400	1.214	1.383	1.552	1.721	1.89
1500	1.133	1.292	1.449	1.606	1.764
1600	1.062	1.21	1.358	1.506	1.654
1700	1	1.139	1.28	1.417	1.556

表 16：光伏发电上网电价的测算结果（内部收益率 6%）

有效日照时数 (h)	项目固定资产投资 (元 /kWp)				
	14000	16000	18000	20000	22000
	上网电价 (元 /kWh)				
1300	1.187	1.352	1.517	1.682	1.847
1400	1.102	1.255	1.408	1.562	1.716
1500	1.029	1.173	1.315	1.457	1.6
1600	0.965	1.098	1.232	1.366	1.5
1700	0.908	1.034	1.16	1.286	1.412

表 17：光伏发电上网电价的测算结果（内部收益率 5%）

有效日照时数 (h)	项目固定资产投资 (元 /kWp)				
	14000	16000	18000	20000	22000
	上网电价 (元 /kWh)				
1300	1.138	1.295	1.452	1.61	1.767
1400	1.056	1.203	1.349	1.496	1.642
1500	0.986	1.124	1.259	1.396	1.532
1600	0.924	1.052	1.18	1.308	1.437
1700	0.87	0.99	1.111	1.232	1.352

根据目前平均光伏发电项目投资条件（见表 18），对光伏发电上网电价（含税）到达 1 元 /kWh 的条件进行了测算。

表 18：光伏上网电价为 1 元 /kWh 的条件测算

自有资金内部收益率 (%)	有效日照小时数 (h)	固定资产投资 (元 /kWp)
8%	1500	12310
	1600	13160
	1700	14000
6%	1500	13590
	1600	14530
	1700	15460
5%	1500	14180
	1600	15180
	1700	16160

光伏发电是国家鼓励和扶持的重点领域，尚处于发展初期，项目投资风险大，其基准收益率理应高于常规电力项目的基准收益率 8%。但是，在特许权招标项目中，最低价中标的原则使投标企业大幅度压低项目收益，一些项目的内部收益率被降到了 5% 左右。在目前的现实条件下，受特许权招标项目的影响，近期光伏发电项目的内部收益率很难回到 8% 的水平，从长期可持续发展的观点看，光伏发电项目内部收益率至少要达到 6% 的水平。

3.3 补贴总额的测算

按照最新的政策（2009 年 11 月实施），每度电提取 4 厘钱作为可再生能源电力附加，到 2020 年可累计筹集 2700 多亿元。

按照如下条件测算补贴金额：

- ① 2009 年的光伏发电平均上网电价按照 1.5 元 /kWh，以后每年下降 8%；
2009 年的全国平均火电上网电价为 0.34 元 /kWh，以后每年上涨 6%；
则到 2015 年火电电价上涨到 0.48 元 /kWh，光伏发电平均上网电价下降到 0.91 元 /kWh；2020 年，火电电价上涨到 0.65 元 /kWh，光伏发电平均上网电价下降到 0.60 元 /kWh。
- ② 2020 年的累计装机按照两种情景测算，低目标为 20GW，高目标为 50GW，2009 年的新增装机为 160MW，累计装机 300MW，2010 年新增装机 500MW，累计装机达到 800MW，2011 年以后按照等比年增长率测算，2020 年达到 20GW 目标时，平均年增长率为 24%，2020 年达到 50GW 的目标时，平均年增长率为 40%。
- ③ 电力公司支付常规上网电价，政府补贴光伏发电平均上网电价与常规上网电价的差额。

测算结果：2020 年累计装机目标为 20GW 时，从 2009~2020 年总补贴金额为 481 亿元；2020 年累计装机目标为 50GW 时，从 2009~2020 年总补贴金额为 729 亿元；如果 2020 年的目标为 100GW（1 亿 kW），则累计补贴金额也仅为 1038 亿元，测算结果见表 19。

表 19：2020 年不同累计装机目标的补贴金额测算

电价补贴测算（2009 年光伏发电平均上网电价 1.5 元 /kWh）		
基本条件：2009 年平均常规上网电价 0.34 元 /kWh，以后每年递增 6%，2020 年涨到 0.65 元 /kWh；年满发 1300 小时。2009 年新增装机 100MW，2010 年新增装机 500MW，以后按照年增长率递增。		
2009 年光伏发电平均上网电价		1.5 元 /kWh
每年递减（%）		8
2015 年光伏发电平均上网电价		0.91 元 /kWh
2020 年光伏发电平均上网电价		0.60 元 /kWh
规划目标（GW）	年增长率（%）	总补贴金额（亿元）
10	11%	369.1
20	24%	490.68
30	31%	584.85
50	40%	738.6
100	53%	1038.2

2010 年我国电力总装机为 960GW，总发电量为 4250TWh；根据国家电网公司的测算，到 2020 年全国电力总装机将达到 1885GW，全国总发电量将达到 8100 TWh。根据可再生能源法，应从全国发电量中提取可再生能源电力附加，用于可再生能源电价补贴。表 21 给出了提取不同的电力附加（从 1 厘 /kWh 到 1.0 分 /kWh）所能够征集到的资金统计。

从表 20 和表 21 可以看出，只要每年从每度电费中提取 1 厘钱，即可满足 2020 年 20GW 的发展目标，从 2011 年 1 月份起，全国每年每度电提取 4 厘钱，到 2020 年累计提取可再生能源电力附加达 2572 亿元，如果增加到 1 分 /kWh，则到 2020 年累计提取的可再生能源补贴资金可高达 6430 亿元。

表 20：可再生能源电力附加资金统计

年份	电力装机 (GW)	年发电量 (TWh)	提取附加(厘)	可用资金(亿元)	提取附加(厘)	可用资金(亿元)	提取附加(厘)	可用资金(亿元)
2009	800	3059	1	30.6	4	122.4	10	305.9
2010	960	4250	1	42.5	4	170.0	10	425.0
2011	1284	4660	1	46.6	4	186.4	10	466.0
2012	1608	5070	1	50.7	4	202.8	10	507.0
2013	1932	5480	1	54.8	4	219.2	10	548.0
2014	2256	5890	1	58.9	4	235.6	10	589.0
2015	1437	6300	1	63.0	4	252.0	10	630.0
2016	1447	6660	1	66.6	4	266.4	10	666.0
2017	1457	7020	1	70.2	4	280.8	10	702.0
2018	1467	7380	1	73.8	4	295.2	10	738.0
2019	1477	7740	1	77.4	4	309.6	10	774.0
2020	1885	8100	1	81.0	4	324.0	10	810.0
合计				643.0		2572		6430

注: 对于国家政策支持的高耗能企业和个别省份并不征收可再生能源电力附加, 实际征收额比上表所示要少 20% 左右。

2010 年突破 120 亿元。即使光伏发电快速发展, 如果能够将电力附加增加到 1 分钱 / kWh, 则完全可以满足国内可再生能源发展的需求。

表 21：中国近年来可再生能源电价补贴汇总

中国可再生能源发电补贴汇总（亿元）						
时间	2006	07.10~08.06	2008(7~12)	2009(1~6)	2009(7~12)	2010(1~9)
风力发电	2.266		14.78			68.425
生物质发电	0.247	19.668	3.8	29.927	36.601	16.103
并网光伏发电	0.001		0.023			0.459
秸秆直燃	0.001		1.409	2.178	2.609	2.954
独立 RE	0.076	0.204	0.17	0.241	0.301	0.451
接网费	0.012	0.127	0.576	1.156	1.539	3.742
合计	2.603	19.998	20.757	33.501	41.049	92.134
年份	2006	2007	2008	2009		2010
全年补贴	2.603	26.667	40.514	74.550		122.845

资料来源：发改委价格司网站

中国政府在利用政府干预手段，在做重大工程和支持重要领域发展有很多成功经验。比如在 1990 年修建三峡电站时，当时国民经济总量小，财政收入也很少，还是每度电涨了 4 分钱来支持举世瞩目的伟大工程，最终取得了成功。对农村电网改造，这种投入大，收益小的工程，国家还是下决心，先后两次，第一次动用了 4000 亿资金，第二次又继续执行每度时电量加收 2 分钱的政策连续支持农网改造，改善了农村的电力基础设施，扩大了电网覆盖率，实现了城乡同网同价，也取得了很大成功。参考风电的补贴方式，在总量控制的前提下，根据不同资源情况，分年

度分地区实施分区域标杆电价，地方政府也可以根据当地资源及经济条件，制定地方性的激励机制。同样，只有政策对路，对光伏发电的补贴是可以做到的，如果考虑到常规电力发展的困难和成本增加以及光伏发电技术进步和成本下降等各种因素，需要用于光伏发电的补贴金额还会降低。

3.4 我国电价水平估计

中国电力联合会对我国一定时期内的电力成本和电价水平做了估计，分析了各种电源的成本，其基本结论如下所述。

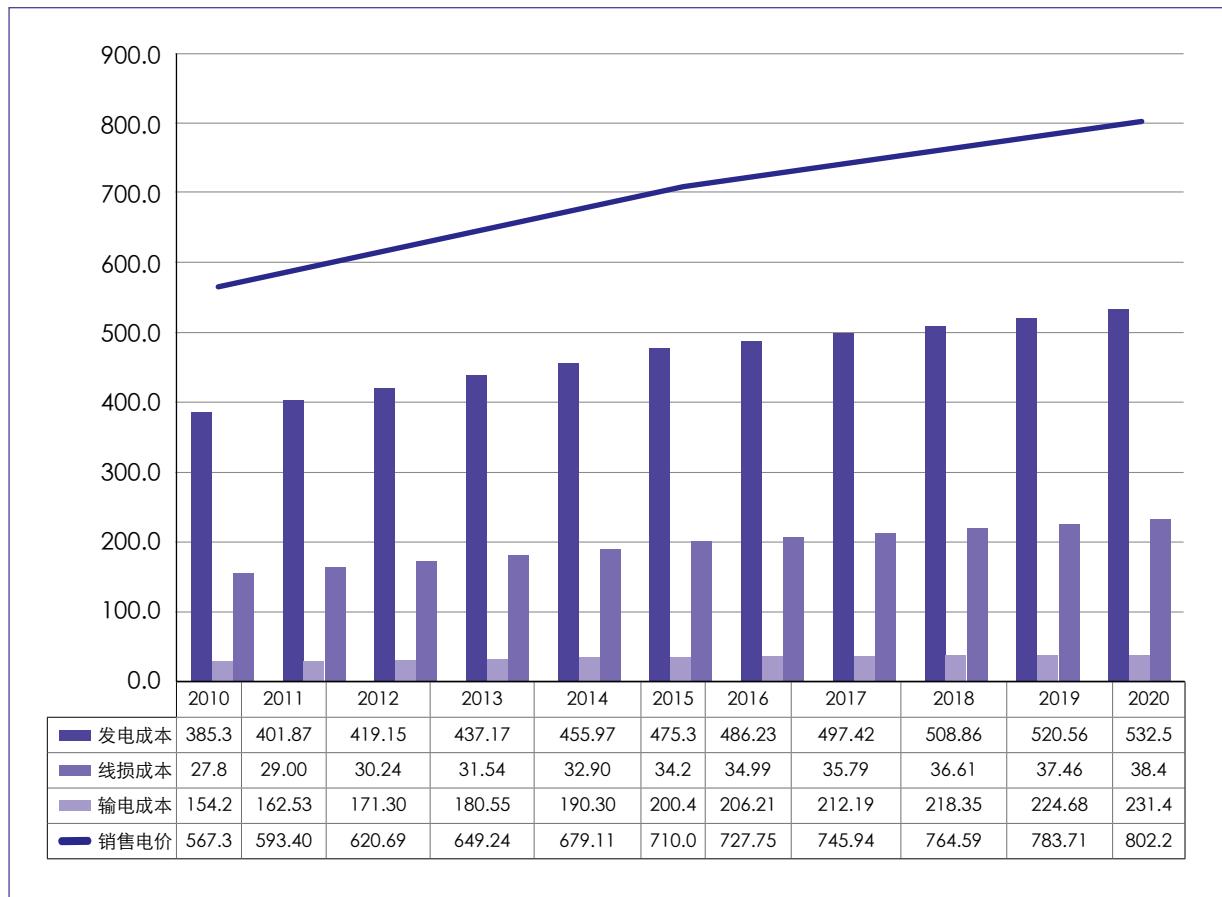
- ① 鉴于能源电力技术在短时期不会取得根本性突破，受资源稀缺、土地价格上涨、新能源比重提高等因素影响，电力生产、输配和供应成本未来呈上升趋势。
- ② “十二五”煤电平均成本上涨约0.05元/kWh，其中中东部负荷中心煤电成本在0.42~0.50元/kWh，西部、北部煤电基地普遍低于0.3元/kWh，即使考虑长距离输电费用，落地成本也低于受端煤电。
- ③ “十二五”水电发电成本主要受造价上升因素影响，将提高到0.3~0.45元/kWh，比目前上涨约0.1元/kWh。
- ④ 目前，我国核电平均上网电价约为0.43元/kWh，普遍低于所在地区煤电标杆电价。总体看，未来核电发电成本呈平稳并略有下降趋势。
- ⑤ 风电发电成本将保持稳定，根据资源条件不同，在0.5~0.6元/kWh之间。
- ⑥ 太阳能发电成本随着技术进步和规模化生产等，将有一定程度的下降，预计“十二五”在1~1.5元/kWh之间。
- ⑦ 到“十二五”末，全国平均输配电成本将达到约0.23元/kWh（见表22）。

表22：我国发电成本、上网电价和销售电价趋势分析

元/MWh	2010	2011~2015年			2016~2020年		
		2015	5年增长(%)	年均增长(%)	2020	5年增长(%)	年均增长(%)
发电成本	385.3	475.3	23.4	4.3	532.5	12.0	2.3
线损成本	27.8	34.2	23.4	4.3	38.4	12.0	2.3
输电成本	154.2	200.4	29.9	5.4	231.4	15.5	2.9
销售电价	567.3	710.0	25.2	4.6	802.2	13.0	2.5

如果考虑合理成本（包括合理利润及税金），“十二五”平均上网电价应为 0.48 元 /kWh，比 2010 年实际电价上涨 25%，年均上涨 4.5%；平均销售电价 0.71 元 /kWh，比 2010 年实际电价上涨约 27%，年均提高约 4.6%。到 2020 年，上网电价将提高到 0.53 元 /kWh，比 2015 年实际电价上涨 12%，年均上涨 2.3%；平均电力销售电价为 0.80 元 /kWh，比 2015 年增加 0.09 元 /kWh，年均增长 2.5%（见图 19）。

图 19：我国发电成本及上网电价趋势分析（元 /MWh）



4. 政策建议

中国光伏发电市场的启动虽然万事俱备只欠东风，但是仍有一些问题需要解决。首先要创造一个良好的市场环境，为光伏发电大规模发展奠定政策基础。其次加大研发投入，鼓励企业创新，不断提高电池效率和降低成本。三是提高公众意识，增强对光伏发电技术开发和利用的认同。

4.1 建立和完善光伏发电市场体系

完善光伏市场体系，尽快明确发展目标，建立有资源区别的电价机制，形成规范的市场，由政府的直接补贴和直接干预向市场竞争转化；开展规模化的光伏并网实用化试点和应用；在靠近负荷中心地域，积极推广分布式光伏发电系统；建立关于光伏发电系统方面的技术标准和认证体系；建立国家级高水平光伏发电检测机构，提升产品检测能力和检测水平，确立并维护检测的国际权威性。

4.1.1 明确发展目标

明确发展目标和市场规模，是调动各方积极性为光伏产业发展进行长期投入的基础。我国应该学习德国及其他国家的先进经验以及我国发展风电的成功经验，明确我国光伏发电的发展目标。建议长期发展目标，到2050年光伏发电要超过水电、风电等可再生能源，成为主要的替代能源。近期发展目标是2015年达到20GW，相当于届时风电的1/5，2020年达到50~100GW，相当于风电装机的1/4和1/2，其中大型并网光伏

发电2015年达到1000万kW，2020年达到2000~3000万kW；与建筑结合的并网光伏发电系统2015年达到1500万kW，2020年达到3000~6000万kW；离网发电系统2015年达到500万kW，2020年达到1000万kW。

4.1.2 建立市场价格体系

任何形式的发电特点都是通过稳定的电价获得收益。稳定的电价是企业投资的前提，是确保可持续发展的动力，电价机制是促进光伏产业提高效率，降低成本，提高竞争力的一个必要条件。总结和分析特许权招标政策的经验和教训，研究制定适宜于大规模市场发展的光伏发电定价机制。从德国、西班牙等国家的光伏固定上网电价的实施经验和教训看，成功的固定上网电价制度包括几个重要的内容：1) 适当的上网电价，2) 建立上网电价随发电成本变化调整的机制，可确定年上网电价的下调幅度，或是不定时的调整上网电价。

我国可以参考风电的补贴方式，在总量控制的前提下，根据不同资源情况，分年度分地区实施分区域标杆电价，东部地区按1.5元/kWh，中部地区1~1.2元/kWh，西部地区按0.8~0.9元/kWh，形成有资源差别的上网电价。地方政府可以根据当地资源及经济条件，制定地方性的激励机制。上网电价每年降低5~8%，到2015年东部地区首先实现平价上网，到2020年西部地区实现平价上网。

4.1.3 规范电网公司行为

规范电网公司行为，实现电网与光伏发电的无缝连接，按照国家规定的价格实现全额收购。无缝连接指的是无论是大规模的并网发电还是分布式入网，都要消除一事一议，实现无需审批的入网，消除光伏上网机制的障碍，建立一个比较宽松的市场环境。并网光伏发电包括光伏建筑和大型光伏电站，其占世界光伏市场的90%。

并网光伏发电市场的推广与电网公司紧密相关。从光伏市场发展比较快的几个国家看，并网光伏发电项目从项目的申报到项目的验收，电网公司都起到了主导作用，主要表现以下几

个方面：由电力部门负责项目的审批、测试和购售电；必须符合相应的电力标准（不是国际或国家标准）；系统的电能质量和安全性必须通过电力部门的检测和验收；电力部门负责电网接口和计量装置的认定。

对于并网光伏发电，从管理的角度讲分为“双价制”和“净电量计量”。

“双价制”是德国和其它欧洲国家普遍采用的激励政策，无论是在配电侧（或用户侧）并网，还是在输电侧并网，均给光伏系统合理的“上网电价”，电力公司按照确定的价格支付给项目开发商，价格超出常规上网电价的部分在全国电网分摊，而用电户用电则按照常规电价支付电费，卖电和用电是分开的。中国的可再生能源法就是按照这样的原则制定的。在我国，“上网电价”的管理办法目前仅在输电侧并网的大型光伏电站上采用。

美国和日本在过去主要推行的是初投资补贴加“净电量计量”的激励政策，净电量计量允许用户将光伏



系统在用户侧并网，“自发自用”，用光伏发电抵消电网的用电量，减少了从电网的购电。这样的政策仅适合于在配电网的用户侧并网，不能用于输电侧并网的大型光伏电站，大型光伏电站是发电站，单向送电到电网，不可能“自发自用”，因此电网必须按照合理的“上网电价”购买光伏电量。中国的“金太阳示范工程”80%的项目是属于按照“净电量计量”和“自发自用”的原则实施，国家给予50%~70%的初投资补贴。

我国的电网企业对于采用“上网电价”的输电侧并网的大型光伏电



站还是比较容易接受的，因为大型光伏电站的管理同大型风电场一样，电力公司已经有很多的管理经验。但是我国目前对于配电侧并网的分布式光伏发电系统的推广却不顺利，很多屋顶光伏系统建成后难以并网。究其原因，一方面是因为我国目前还没有可以依照执行的分布式发电并网的技术标准和相应的管理办法，另外也与我国缺少规模化推广分布式发电系统的经验有关，总是担心很多光伏系统在配电侧并入电网后，将会有无数个发电点，很难保证电网的电能质量和安全性。对于配电侧并网的光伏发电

系统的电能质量和安全性，美国已经公布了IEEE1574分布式发电的技术标准，IEC也已经公布了IEC61727光伏系统的并网接口技术标准，按照这些标准执行是完全能够保证电网的电能质量和安全性。另一方面，如果在中国按照“净电量计量”的办法推广光伏发电系统，电网公司就会少卖电，尤其会少卖白天负荷高峰时的高价电，这明显损害了电网公司的利益，因此在推行“净电量计量”分布式光伏系统时要考虑如何补偿电网公司的损失，例如电网公司可以按照装机容量收取一定数额的“过网费”。

国际上对于光伏发电是优先发展与建筑结合的分布式发电，如德国的10万屋顶计划和美国的千万屋顶计划等，我国的电网企业也应当重视分布式发电的研究和规划，积极促进分布式光伏发电系统在国内的推广。

4.1.4 建立质量控制体系

建立关于光伏发电系统方面的技术标准和认证体系，建立国家级高水平光伏发电检测机构，提升产品检测能力和检测水平，确立并维护检测的国际权威性。从质量上，通过产品检测认证，提高光伏产品质量，保障光伏发电自身安全和电网运行安全。



4.2 加大研发投入

研发投入是确保光伏产业核心竞争力的关键，国家和企业都应加大在资金、人员方面对光伏技术的研发投入力度；建立国家级的技术创新和研发中心，从事光伏技术的开发研究；解决产业发展的关键和共性技术问题，促进科技成果转化，使企业在技术、设备、工艺等方面不断进步；重点解决光伏产业从材料到系统全产业链的技术提升和创新，高端制造设备的国产化以及应用技术的突破。大规模推广应用太阳能光伏发电的关键是太阳能电池组件的生产成本和价格。特别是在原材料利用、污染及能耗的控制等方面继续改进和完善，尽快达到国际领先水平。

4.2.1 支持低成本、低污染、低能耗的晶硅电池材料技术研发与创新

晶体硅产业所用原材料主要包括多晶硅料、硅片、电极浆料、EVA、背板等。所用其它原材料，如玻璃、高纯硅烷、铝框架等是其它行业的通用材料，不属于制约晶体硅产业发展的原材料种类。在以上所列5种原材料，通过技术研发与创新，都有提高效率、降低成本的可能性。

多晶硅料方面我国已经基本掌握了西门子法，硅烷法还需进一步消化吸收，并在大规模合成、高效提纯、低电耗还原、四氯化硅氢化等关键技术环节取得突破，但是在生产成本、产品质量、综合利用等方面与国外还有一定差距，需要进一步完成技术的消化吸收。

在硅片制造方面，由于技术含量较低，除线切割机外，已经完全国产化。硅片发展的方向是薄片化，目前产业上的平均厚度在 $170\mu\text{m}$ 左右，进一步的厚度降低取决于电池制造工艺的改进，如低曲翘度的铝浆、扩散工艺及自动化传动装置的使用。

在电极浆料方面，铝浆已经实现了很好的国产化，低成本的实现了与国外铝浆的同等性能，但是为满足今后低成本高效率的发展趋势，需要在降低硅片烧结后的曲翘度方面加大研发力度；在银浆方面，国内仍是空白，银浆的性能是影响电池效率的重要因素，发展方向是满足高方块电阻发射极使用的低扩散速度银浆量，甚至是掺杂磷或硼的银浆料，以在烧结过程中同时实现局部重扩散。

在 EVA 方面，国内虽然可以生产制造，但是性能质量较国外还有一定差距，多数应用在较低端的市场。背板方面国内空白，依赖进口。EVA 及背板是影响组件寿命的关键材料，高透过率、抗紫外辐照的 EVA 和低水、气扩散的背板是主要发展方向，组件寿命应从目前的 25 年提至 30 年或更高。

4.2.2 支持电池制备技术的改良与创新

基于半导体制造技术的传统晶体硅电池制造流程自从诞生起到现在一直没有改变。随着工艺水平及设备水平的提高，晶体硅电池的效率逐步攀升。但仅靠工艺水平的改进对电池效率的提升空间已经越来越有限，电池效率的进一步提升将依赖新结构、新工艺的建立。具有产业化前景的新结构电池包括选择性发射极电池、异质结电池、背面主栅电池及 N 型电池等，这些电池结构采用不同的技术途径解决了电池的栅线细化、选择性扩散、表面钝化等问题，可以将电池产业化效率提升至 18.5~19.5%（单晶硅）之间，相比现在产业上的 17.5% 的平均效率，提升 1 到 2 个百分点。电池制造新工艺包括喷墨打印电极、Al₂O₃ 钝化及硼扩散等，为电池制造开拓了更多种技术路径。

4.2.3 通用及关键设备制造方面

设备投资是电池生产线建设的初始投资中的主要部分，是制约电池成本下降的主要因素之一。我国电池的制造成本世界最低，就是部分的归因于设备的国产化。通过国产化极大的降低了电池制造成本。从原材料制造到电池制造再到组件制造，我国设备国产化程度较高，但是在几种价值较高的关键设备上虽然实现了国产化但技术水平还与国外有一定差距，无法实现大规模市场应用，如还原炉、PECVD 设备、烧结炉和全自动丝印机；还有一些设备国内没有制造，如线切割机及一些自动化传送装置，包括自动分选机、自动插片机、自动焊接机等。提高这些高价值的关键设备的国产化程度是进一步降低我国电池制造成本的有效途径。



4.3 提高全社会的绿色和可持续发展的意识

4.3.1 光伏电池生产企业首先做到清洁生产

正因为太阳能发电提供的是清洁能源，光伏生产企业是生产清洁电力的，太阳能产品的生产过程必须达到清洁生产的要求，必须做到低排放、低能耗、低污染。应该考虑到太阳电池生命周期和未来的回收问题。产业的可持续发展涉及到企业的社会责任和环保意识的提高，企业之间要加强技术交流与合作，通过产业联盟的形式，交流整合积累经验，提高企业管理水平。

4.3.2 提高发电生产企业和电网自觉履行社会义务的意识

对开发商、电力供应商和电网企业，建议采用可再生能源配额制，然后将配额在市场上公开拍卖，同时鼓励发电企业自觉地承担一定的社会义务，在发电中提高绿色电力的比例。作为垄断企业，电网公司要自觉的承担社会责任，多接纳绿色电力，克服技术上的障碍，开发智能电网等技术，提高电网接纳光伏发电等清洁能源的能力，承担电网公司为促进我国清洁能源发展的社会责任。



4.3.3 全社会要接受发展绿色和清洁能源的成本和代价

在今后一定的时期内，光伏发电相对于燃煤发电还是昂贵的，而使用光伏发电等清洁电力的好处，要在十年、甚至几十年后才能看到，而替代的成本就在眼前。对包括光伏在内的可再生能源的扶持，必然会增加公众使用能源的成本，造成福利损失，所以提高公众意识尤为重要。发展太阳能光伏发电是要付出一定的代价，我国资源匮乏、温室气体减排压力大，需要发展低碳的、清洁的电力，没有规模化的市场，就没有光伏发电成本的下降，在一定的时期内适当提高可再生能源发电附加，支持光伏发电等清洁电力的发展势在必行。除了电力附件外，资源环境税，如碳税作为一种经济调节手段，将逐步进入人们的生活中。这就要求全社会树立危机意识，全体电力用户，包括个人和企业，自觉承担利用绿色能源和清洁能源所需要付出的成本代价，全社会承担绿色发展的责任。

结 论 . CONCLUSION

光伏发电在世界和中国未来的电力供应中将扮演重要的角色，应从能源可持续发展的战略高度支持光伏产业的发展；

光伏工业在中国发展迅速，是世界光伏产品的第一大生产国，应增大科研投入，重点解决光伏产业从材料到系统全产业链的技术提升和创新，高端制造设备的国产化以及应用技术的突破，使中国不但成为世界光伏大国，而且成为世界光伏强国；

巩固扩大国内外市场，为产业规模化发展提供保障。针对我国光伏产业国际市场份额高、国际化程度高的特点，坚持内外兼顾的原则，一方面继续巩固海外市场，另一方面抓紧落实各项光伏发电的激励政策和上网电价，扩大国内市场，为光伏产业规模化发展提供市场保障；

晶体硅太阳电池的能量回收期为1.5~2年，薄膜太阳电池的能量回收期小于1年，而发电周期长达30年，能量回报率15倍以上，是典型的产能产品；生产过程完全可以，而且已经做到清洁无污染。光伏产业并不是高能耗、高污染的产业；

通过示范项目，建立急需的光伏技术标准，走通光伏发电的政策，如上网电价，电网接入技术标准，分布式发电的管理办法，光伏发电系统的立项、申报、审批、验收等。



光伏发电是“电网友好型”的电力，不但不是“垃圾电”，而且是“黄金电力”。国际上优先发展负荷中心的分布式并网光伏发电系统，此类应用占世界光伏并网发电市场的90%，中国也应根据光伏发电“分散能源，分散利用”的特点，积极推广分布式光伏发电系统。

光伏发电的发展阶段可以分为：离网发电、分布式发电、大型电站和微网发电系统。大型光伏发电站仅在由煤电支撑的骨干电网存在的阶段有所发展，2030年以后，主干电网逐渐减弱其作用的阶段，以多种能源为依托的微电网将迅速发展，逐渐成为主要的供电形式。

对于光伏发电系统的上网电价，本报告做了基本情景和先进情景的两种估计：基本情景基于产业平均发展水平，2015年可以下降到1元/kWh，2020年可以下降到0.8元/kWh，先进情景基于先进企业的发展水平：2015年为0.8元/kWh，2020年为0.6元/kWh。而2030年，不论基本情景还是先进情景，均可在0.6元/kWh以下。因此，本报告认为，到2015年我国部分地区可以实现用户侧的平价上网，2020年全国范围内的大部分地区可以实现发电侧的平价上网，2030年则可以全部实现发电侧的平价上网。



后记 • LATER ON

在报告即将发布之际，国家发展改革委价格司发布了《国家发展改革委关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》。通知称按照社会平均投资和运营成本，参考太阳能光伏电站招标价格，以及我国太阳能资源状况，对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。业内期盼已久的光伏发电标杆上网电价终于尘埃落定，光伏发电不再是“雾里看花，水中望月”，而是有价可循。虽然全国单一的标杆电价是否合理有待商榷，价格的政策效果也有待时间验证。但是毕竟是朝着正确的方向迈出了可贵的一步。2011年7月24日，必将成为中国光伏发电产业发展历史的重要里程碑。和所有关心光伏产业的人们一样，对于光伏产业的未来和中国的未来，我们从来都不缺少信心，并将一直满怀期待，且思且行。



附录：

国家发展改革委 关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知

发改价格 [2011]1594 号

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局：

为规范太阳能光伏发电价格管理，促进太阳能光伏发电产业健康持续发展，决定完善太阳能光伏发电价格政策。现将有关事项通知如下：

一、制定全国统一的太阳能光伏发电标杆上网电价。按照社会平均投资和运营成本，参考太阳能光伏电站招标价格，以及我国太阳能资源状况，对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。

（一）2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建成投产、我委尚未核定价格的太阳能光伏发电项目，上网电价统一核定为每千瓦时1.15元（含税，下同）。

（二）2011年7月1日及以后核准的太阳能光伏发电项目，以及2011年7月1日之前核准但截至2011年12月31日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目，除西藏仍执行每千瓦时1.15元的上网电价外，其余省（区、市）上网电价均按每千瓦时1元执行。今后，我委将根据投资成本变化、技术进步情况等因素适时调整。

二、通过特许权招标确定业主的太阳能光伏发电项目，其上网电价按中标价格执行，中标价格不得高于太阳能光伏发电标杆电价。

三、对享受中央财政资金补贴的太阳能光伏发电项目，其上网电量按当地脱硫燃煤机组标杆上网电价执行。

四、太阳能光伏发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，仍按《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7号）有关规定，通过全国征收的可再生能源电价附加解决。

国家发展改革委
二〇一一年七月二十四日



CREIA

中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会

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 10 68002617/18

传真：+86 10 68002674

网页：www.creia.net

邮箱：creia@creia.net



国家发展和改革委员会能源研究所

地址：中国北京西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 B 座

邮编：100038

电话：+86 10 63908568

传真：+86 10 63908568

网址：www.eri.org.cn



再生纸印刷

Printed on recycled paper