

加速发展光伏发电 保障中国能源的可持续发展

王斯成

(国家发展和改革委员会能源研究所, 北京 100038)

[摘要] 光伏发电不受资源和制造材料的限制, 是未来最主要的替代能源。我国目前是世界光伏电池的第一大生产国, 制造成本近年来大幅度下降, 预计 5~10 年内可以达到“平价上网”, 做到与常规电力相竞争。光伏发电在国内的规模化推广有利于实现我国的减排目标和能源的可持续发展, 但需要在政策、资金和电网接入等方面做出更大努力。

[关键词] 光伏发电; 平价上网

[中图分类号] TK51 [文献标识码] A [文章编号] 1009-1742(2011)09-0051-12

1 前言

2009 年, 我国在国际上做出了非化石能源满足 2020 年 15% 能源需求和 2020 年我国单位 GDP 二氧化碳减排 40%~45% 的承诺。这两个指标成为我国近中期国民经济发展的约束性指标, 确定了未来 10 年我国所面临的对外争取发展空间、对内向低碳经济转型的双重艰巨任务, 同时也对未来我国可再生能源的发展规模和节奏提出了更高的期望和要求。为了确保国民经济发展的目标的实现, “十二五”将成为我国经济转型和能源结构调整的关键时期, 也将成为我国新能源和可再生能源发展的关键时期。

太阳能光伏(photovoltaic, PV) 发电不受能量来源、制造材料和发展空间的限制, 是我国未来非化石能源和替代能源的主体。世界上水能、风能和生物质能的经济可开发资源是有限的, 大约只有 8 TW, 而太阳能的经济可开发资源高达 600 TW, 是唯一能够保证人类未来需求的能量来源; 太阳能电池的制造材料硅在地壳中的含量高达 26%, 没有资源短缺和耗尽问题; 光伏发电属于固态发电, 没有转动部件,

发电不用水, 能够方便地与建筑结合, 规模大小随意, 建设周期短, 可以直接安装在负荷中心, 就地发电, 就地使用; 太阳能光伏发电无污染、零排放, 不存在任何安全隐患, 建设运行十分简单, 可以做到无人值守; 太阳能光伏发电的发展潜力巨大, 是我国发展非化石能源和未来替代能源的主体, 是我国能源可持续发展战略的重要组成部分, 也是保障我国减排目标和非化石能源比例实现的重要途径。

光伏产业是资金和技术密集型产业, 涉及基础材料、电子信息、装备制造、城市建设、荒漠改造和利用、新农村建设、国际贸易和海外出口等社会生产生活的诸多领域。光伏产业的发展可以带动大量资金、技术和劳动的投入, 能为相关装备制造和原材料工业创造很大的市场空间, 能够增加众多的高端就业机会, 是重要的战略性新兴产业, 对经济发展和社会就业具有较强的拉动效应。

2 发展现状和趋势

2.1 国际光伏产业发展情况

世界光伏市场近 10 年来经历了飞速发展。从 20 世纪 70 年代开始, 美国和日本先后制定了一系

[收稿日期] 2011-03-21

[基金项目] 中国工程院重点咨询项目支持

[作者简介] 王斯成(1951—), 男, 山东莱阳市人, 教授级高级工程师, 研究方向为太阳能光伏发电; E-mail: wangsc@eri.org.cn

列鼓励光伏发电应用的政策。2000 年以来,德国率先实施“上网电价法”,该项政策的实施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。从 2000 年到 2010 年,全球光伏市场年均复合增长率达到 54.1%。2009 年虽然经历了全球性的经济危机和西班牙政策的突变,全球光伏市场总体上仍然保持了强劲的增长;2010 年世界各国都以开发太阳能作为刺激经济增长的手段,出现

了超常规增长,新增装机达到 15 GW,年增长率超过 100%,全球累计装机量达到 38.2 GW。全球光伏市场发展历程见图 1,数据来源:欧洲光伏工业协会(European Photovoltaic Industry Association, EPIA)、国际能源署(International Energy Agency, IEA)、日本光伏能源协会(Japan Photovoltaic Energy Association, JPEA)和太阳能工业协会(Solar Energy Industries Association, SEIA)。全球累计光伏装机量发展历程见图 2,数据来源:EPIA。

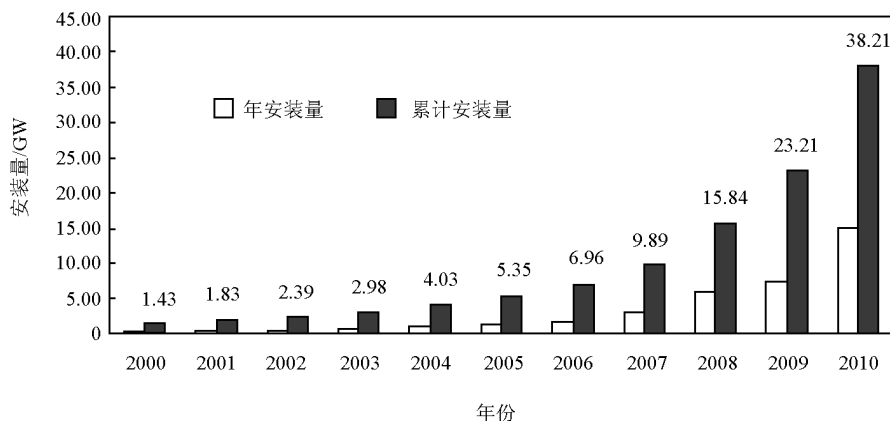


图 1 全球光伏市场发展历程(2000—2010 年)

Fig. 1 PV market development in the world (2000—2010)

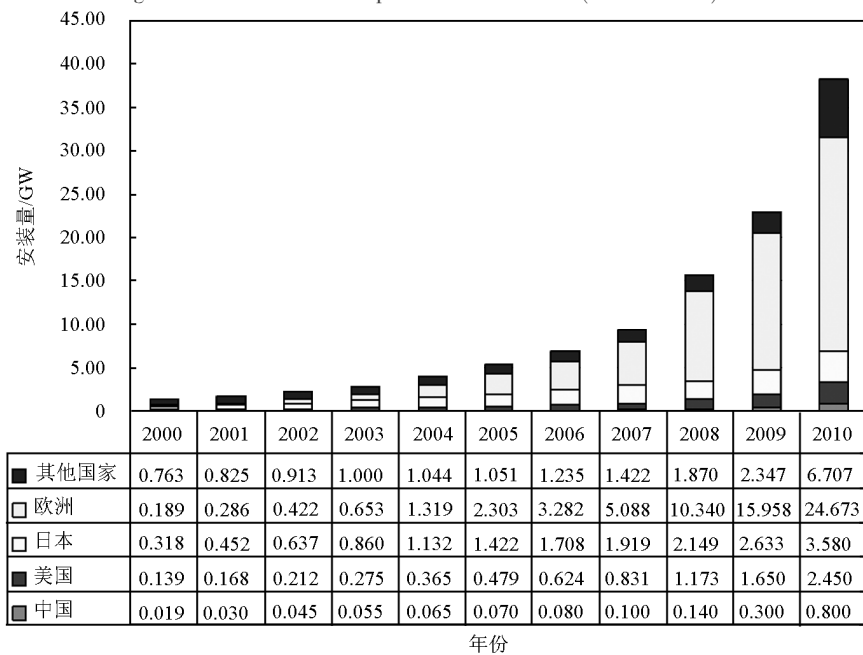


图 2 全球累计光伏装机量发展历程

Fig. 2 PV Installation according to regions

从累计装机量的国家和地区分布来看,2004 年前,日本是全球最大的光伏市场,美国位居第二。欧

洲在 2004 年超过日本,并一直保持全球第一的位置。2010 年,在欧洲近 16 GW 的装机量中,德国占

到一半以上。作为全球第一光伏大国,德国到2010年年底拥有超过17 GW的累计装机量。

全球光伏产业和市场发展的另一个突出特点是并网发电的应用比例越来越大。国际能源署(IEA)经济合作和发展组织成员国(OECD)包括了所有主要光伏应用国家。从成员国的数据可以看出,并网装机量在1992年只占到光伏应用总量的26%。从2000年后,并网光伏系统成为光伏应用的主体,连续多年并网光伏装机占世界总装机的90%以上。

2.2 中国光伏产业的总体情况

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,连续5年的年增长率超过100%,已经连续4年太阳能电池产量居世界第一。中国的光伏产量2010年将超过世界总产量的50%。目前国内已经有海外上市的光伏公司16家,国内上市的光伏公司16家,行业年产值超过3000亿元,就业人数30万人。中国太阳能电池近几年的产量及占世界产量的份额见表1,资料来源:PV News。

表1 中国太阳能电池近几年的产量及占世界产量的份额

Table 1 PV production in China and the share in the world

年份	2007	2008	2009	2010(预计)
世界光伏产量/MW	4 000	7 900	10 660	16 000
中国光伏产量/MW	1 088	2 600	4 011	8 000
所占份额/%	27.20	32.91	37.63	50.00
世界排名	1	1	1	1

2009年以来,中国太阳能电池的成本持续下降,国际竞争力增强。目前,太阳能电池的成本仅有1.2~1.4美元/W_p(相当于7~10元/W_p),大约比欧美太阳能电池的平均价格低30%。GreenTech Media最近公布了世界排名前14位的光伏生产商的光伏组件成本,其中8家是中国企业。世界著名光伏企业光伏组件生产成本见表2,数据来源:GreenTech Media, Oct., 2010。

中国光伏产业的潜在风险在于对国际市场的依存度过高,自2006年以来,中国光伏产品的出口比例一直在95%以上,这虽然说明了中国的光伏产品占有质量和价格的优势,但却有很大的风险。从全球来看,太阳能电池需求的短期成长动力主要来自于各国政府对光伏产业的政策扶持和价格补贴,这是我们无法控制的。近来,中国光伏产业还受到国

际贸易保护主义的严峻挑战,一旦国外补贴政策发生变动或实施贸易保护,对于过度依赖海外市场的中国光伏产业,受打击程度将会是非常严重的。中国光伏产业对海外市场的依存度见表3。

表2 世界著名光伏企业光伏组件生产成本(2010年)

Table 2 Cost of PV modules in 2010 from PV companies

排名	生产企业	组件成本 /(美元·W _p ⁻¹)	折人民币 /(元·W _p ⁻¹)
1	First Solar (美国) 碲化镉薄膜电池	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(晶体硅)	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

表3 中国光伏产业对海外市场的依存度(2010年)

Table 3 PV production in China and the proportion of export (2010)

年份	2006	2007	2008	2009	2010(预计)
光伏总产量/MW	400	1 088	2 600	4 011	8 000
出口/MW	390	1 068	2 560	3 851	7 600
国内安装量/MW	10	20	40	160	400
出口百分比/%	97.5	98.2	98.5	96.0	95.0

中国光伏产业目前的特点是:产量最大,成本最低,95%以上出口,晶体硅光伏技术世界领先,薄膜太阳能电池差距较大。

2.3 中国光伏产业链现状

目前,中国太阳能电池生产主要以晶体硅电池为主。光伏产业链主要由高纯硅材料制造、硅锭/硅片生产、太阳能电池制造、光伏组件封装以及光伏发电系统等多个产业环节组成。

2.3.1 高纯多晶硅

2010年中国主要多晶硅产量和产能见表4,数据来源:2010多晶硅调查组。

表4 2010年中国主要多晶硅产量和产能

Table 4 SG poly silicon production and capacity in China in 2010

省份	企业名称	2010年 产量/t	2010年 产能/t
四川	四川新光硅业科技有限责任公司	1 000	1 000
四川	四川永祥多晶硅有限公司	850	1 000
四川	峨眉半导体材料厂	1 200	2 200
四川	雅安永旺硅业有限公司	660	1 500
四川	四川瑞能硅材料有限公司	1 300	3 000
四川	天威四川硅业有限责任公司	1 300	1 500
四川	乐山乐电天威硅业	1 700	3 000
江苏	江苏中能	17 000	21 000
江苏	扬州顺大	1 500	1 500
江苏	无锡中彩	800	1 200
河南	洛阳中硅	4 000	5 000
陕西	陕西天宏	880	1 250
重庆	重庆大全	4 000	4 300
湖北	南玻硅业	1 400	1 500
江西	LDK	4 960	10 000
其他		2 500	5 000
总计		45 050	63 950

从中国高精度多晶硅的缺口比例来看,2010年国产多晶硅产品缺口比例约为47%,较2009年的49.1%下降不多,较2007年以前的89%有了明显下降。过去几年多晶硅缺口比例情况见表5。

表5 中国多晶硅近年产量和缺口情况

Table 5 Poly silicon production and demand in China

年份	2006	2007	2008	2009	2010年 (预计)
国内多晶硅产量/t	300	1 100	4 729	20 357	45 050
实际需求/t	4 000	10 000	25 000	40 000	85 000
缺口/t	3 700	8 900	20 271	19 643	39 950
进口百分比/%	92.5	89.0	81.1	49.1	47.0

海关最新数据显示,2010年1—6月中国多晶硅进口总量为1.933万t,2010年6月份以后,由于供应不足,多晶硅现货价格出现快速上涨态势,从当月的60美元/kg上涨到当前的100美元/kg。

2011年,由于下游产业链在2010年迅速扩产,中国多晶硅产业的内需驱动特征将会继续加强,国内市场需求进一步扩大,预计国内多晶硅需求量将达到10万t左右,根据目前的生产情况,国内多晶硅的产量无法满足要求。多晶硅的生产从开工建设到达到设计产能需要至少2年,稳定生产3年,总共5年的扩产周期,可以预见,今后1~2年内中国的多晶硅仍然会处于紧缺的状态。

2.3.2 产业链的其他环节

中国硅锭/硅片生产厂家已经超过60家,由于硅锭/硅片生产的技术门槛不高,只要有设备和高纯硅原材料就可以投入生产,从2007年以后,中国的硅锭/硅片产量一直与下游太阳能电池的产量同步增长。2007年晶硅锭产量达到11 810 t(其中多晶硅3 740 t),约折合1 100~1 200 MW_p太阳能电池。硅片产量与之相当,2008年产量19 621 t,约合2 453 MW_p,也与太阳能电池产量相当;2009年产量32 000 t,相当于4 000 MW太阳能电池,与下游光伏电池的产量保持基本一致。

2010年世界光伏市场需求强劲,中国的光伏企业的产量也有了大幅度增长,预计2010年无锡尚德的组件产量将超过First Solar达到1.5 GW,成为世界第一。中国其他上市公司的产量也无一例外地翻了一番以上,如表6所示。中国主要光伏企业2010年电池和组件产量预测见表7。

表6 中国主要光伏企业2010年电池产量与2009年对比

Table 6 PV cell production in 2009 and 2010 for the top PV companies

光伏企业	河北晶澳	无锡尚德	保定英利	常州天合	苏州阿特斯	江苏林洋
2009年/MW	509	704	525	399	326	220
2010年/MW	1 500	1 200	1 000	930	700	450
年增长/%	194.70	70.45	90.48	133.08	114.72	104.55

表7 中国主要光伏企业2010年电池和组件产量预测

Table 7 PV cell and module production in 2010 for the top PV companies

光伏企业	2009年电池 产量/MW	2010年电池产量 (预计)/MW	2010年组件产量 (预计)/MW
河北晶澳	509	1 500	200
无锡尚德	739	1 200	1 500
保定英利	525	1 000	1 200
常州天合	399	930	1 000
苏州阿特斯	326	700	800
江苏林洋	220	450	600
晶科	120	400	500
中电	194	300	350
宁波太阳能	140	200	300
常州亿晶光电	135	150	200
浙江向日葵	120	150	200
LDK	0	120	150
竣鑫太阳能	80	100	120
其他	504	800	1 880
总产量	4 011	8 000	9 000

除了原有的名牌光伏企业,一些新入行的企业也有很好的业绩,如浙江正泰、国电光伏、江苏海润、江西晶科、四川天威等。由于受 38 号文的制约,投资多晶硅受到限制,于是资金转向下游产业链,据行业协会的统计,中国 2010 年新建光伏电池生产线 400 条(每条标准生产线 25 MW),新增产能 10 GW,到 2010 年年底中国光伏电池的产能已经超过 20 GW,是 2009 年全球光伏产量的 2 倍。

中国光伏组件的生产企业大约有 300 家,产能甚至超过太阳电池,但受到电池片供应和成本的制约,实际产量与太阳电池基本相当。

在制造设备方面中国近几年发展也很快,20 世纪 90 年代中期,中国光伏制造设备几乎 100% 进口,而现在光伏制造设备的国产化率已经达到 70%,但一些高端设备仍需进口,有些高端设备虽然国内可以生产,但质量的差距还很大,如多晶硅还原炉、四氯化硅回收氢化设备、大尺寸多晶硅铸锭炉、多线切割机、PECVD 设备、自动丝网印刷机、组件自动焊接机等;在某些基础材料方面也还依赖进口,如制造坩埚的高纯石英粉、制造光伏电池用的银浆、多线切割机用的钢线、制造封装材料 EVA 用的高分子材料等。在装备制造和基础材料方面还有很多工作要做。中国光伏产业链各环节产能和产量情况见表 8。

表 8 中国光伏产业链各环节产能和产量

Table 8 The capacity of PV manufacturing in Chain

产业链	2010 年		2009 年	
	产能	产量	产能	产量
多晶硅/t	40 000	20 357	60 000	45 000
硅锭、硅片/t	40 000	40 000	80 000	70 000
太阳电池/MW	8 000	4 011	200 000	8 000
光伏组件/MW	10 000	5 000	200 000	9 000

2.4 国内外光伏市场的发展趋势

从国际市场的发展看,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,根据国际上的最新预测,欧洲光伏市场 2011 年的份额将下滑到全球市场的 60% 以下,2012 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,而美国市场的保守、日本市场的封闭以及中国市场的不明朗,将使得中国庞大的光伏产业面临风险。

世界光伏市场不会像前 10 年那样地快速增长(平均年增长率超过 40%),但也会有一个 20%~24% 的比较稳定的增长。

3 启动中国光伏市场的可行性分析

毋庸置疑,中国的光伏产量在 2010 年超过全世界总产量的 50%,而 95% 以上的产品出口,对海外市场的过度依赖的情况不容乐观。面对欧洲各国补贴的削减和新的光伏市场形势的变化,加快启动国内光伏市场则是积极的应对措施,也是保证中国光伏产业健康发展的必要条件。

3.1 中国光伏市场分类和份额

2008 年以前,光伏发电主要用于离网项目,如无电地区离网电站、户用电源、通信、气象、铁路、太阳能路灯等。国家先后实施了西藏无电县建设、中国光明工程、西藏阿里光电计划、送电到乡工程、无电地区电力建设、新农村亮起来工程等国家计划;“九五”到“十一五”期间,又开展了多项城市并网光伏发电和大型并网荒漠电站的工程示范;2009 年,中国启动了光电建筑、金太阳示范工程和敦煌大型荒漠光伏电站等多个项目,在这些项目的带动下,中国的光伏市场得到了飞速发展。中国 2008 年当年装机 40 MW,到 2008 年年底,中国光伏发电的累计装机达到 140 MW;2009 年当年装机达到 160 MW,超过了过去历年装机,累计装机达到 300 MW;2010 年国内装机 500 MW,累计达到 800 MW。中国光伏发电自 1990 年来的市场发展见表 9 和表 10。

表 9 1990 年以来中国国内光伏市场的发展

Table 9 PV installation in China since 1990

年度	1990	1995	2000	2002	2004	2006	2007	2008	2009	2010
年装机/MW	0.5	1.55	3	18.5	10	10	20	40	160	500
累计装机/MW	1.78	6.63	19	42	62	80	100	140	300	800

表 10 近 10 年中国光伏市场应用分类统计

Table 10 PV market development according to sectors

年份	农村电气化 /MW _p	通信和工业 /MW _p	分散利用 /MW _p	建筑光伏 /MW _p	大型电站 /MW _p	年装机 /MW _p	累计用量 /MW _p
2000	2.00	0.80	0.20	0.00	0.00	3.00	19.00
2001	2.50	1.50	0.50	0.005	0.00	4.50	23.50
2002	15.00	2.00	1.50	0.01	0.00	18.50	42.00
2003	6.00	3.00	1.00	0.07	0.00	10.00	52.00
2004	4.00	2.80	2.00	1.20	0.00	10.00	62.00
2005	2.00	2.90	1.50	1.30	0.20	8.00	70.00
2006	3.00	2.00	4.00	1.00	0.00	10.00	80.00
2007	8.50	3.30	6.00	2.00	0.20	20.00	100.00
2008	4.00	5.00	20.50	10.00	0.50	40.00	140.00
2009	9.80	2.00	6.00	34.20	108.00	160.00	300.00
2010	15.00	6.00	6.00	188.0	285.00	500.00	300.00

中国近几年光伏市场的特点是并网发电占据主导,2009年并网发电市场的比例高达88.6%,累计市场份额也超过了50%。当前,国际光伏市场的90%属于并网发电,中国的情况与世界的总体情况基本一致。2010年,中国新启动的280MW“大型光伏电站特许权招标”和“金太阳示范工程”二期也都属于并网光伏发电,金太阳工程300MW中只有10MW属于无电离网光伏项目。

3.2 用户侧并网光伏市场

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,与建筑结合的用户侧并网发电系统占90%以上,德国在输电侧大型并网发电仅占10%,而美国仅占6%。

德国“十万屋顶计划”、日本“十万屋顶计划”以及美国“百万屋顶计划”主要都是在低压用户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,也是电力公司所欢迎的。

因此,能够在中国有效推广用户侧并网的分布式光伏系统是能快速、规模化启动中国光伏市场的关键。

在中国规模化推广用户侧并网的光伏市场主要考虑以下几个关键因素:是否有足够的安装空间;规模化推广用户侧并网的光伏系统在技术上是否可行;在现行政策体制下是否有足够的经费支持;现行的推广模式下,在经济上是否可行;是否有合适的、能够可持续发展的商业化运作模式;电网公司是否能够积极配合,使建成的光伏系统在用户侧顺利接

入配电网。

1) 安装空间。根据2009年《中国统计年鉴》,中国现有建筑总面积410.2亿m²,屋顶面积178亿m²(城市22亿m²,农村156亿m²),南墙面139亿m²,合计317亿m²。又根据住房和城乡建设部人居环境中心的测算,实际可利用面积185.1亿m²。

按照1m²安装60W(平铺实际可安装120W),则可安装11.1亿kW;如果只利用20%的可利用面积,都可以安装不少于2亿kW。

结论:安装空间不存在问题。

2) 技术可行性。用户侧并网,“发自自用”,并网点是随着计费电表的位置而有所不同。而计费电表随用户类型的不同安装位置也不同。根据国家发展和改革委员会价格司公布的销售电价,计费点可以在中、低压电网的任何电压等级。

因此,光伏发电系统只要在计费点(计费电表)的用户侧并入电网,就可以称作“用户侧”并网,而并不仅指并入400V低压电网,具体的并网点要根据项目的情况而定。

当光伏穿透率(PV penetration)很低时(穿透率是指光伏装机容量占峰值负荷的比例),不会有任何技术问题,美国将这一比例确定为15%,日本为20%。而当光伏穿透功率较大,如超过30%,在白天负荷较小的情况,有可能出现光伏系统总功率高于总负荷,光伏电量则通过配电变压器向高压侧反送电,被称作“逆功率”。一般情况下,电力公司是不允许分布式发电系统向输电电网反送电的,因为一旦出现“逆功率流”,由于线路和变压器的阻抗,配

电网的网压将会升高,造成安全隐患。

当光伏穿透率低于 20 % 时,即使发生“逆功率流”,由于电流很小,也不会引起网压升高。对于光伏穿透率高于 30 % 的情况,安装防逆流装置就可以有效防止网压升高,仅仅会损失部分光伏电量。因此,无论是低穿透率,还是高穿透率,光伏系统在用户侧并网都不会造成安全隐患,低穿透率不会造成网压升高,高穿透率情况下可以采用无功调压,或安装防逆流装置。

光伏系统在用户侧并网也不会影响电网的电能质量和安全性。电能质量包括:电压波动、频率波动、电流谐波、三相不平衡度、直流分量和功率因数;安全性包括:高、低电压保护,系统的绝缘和防触电以及“防孤岛”运行。IEC61727(1995)“光伏(PV)系统电网接口特性”、GB/T19939(2005)“光伏系统并网技术要求”和国家电网发展(2009)747号“国家电网公司光伏电站接入电网技术规定”等都对光伏系统接入电网的电能质量和安全性作出了规定。当前,所有光伏设备和并网逆变器都是按照这些要求生产的,只要严格测试、认证,是不存在电能质量和安全性问题的。

结论:无论光伏穿透率的大小,光伏系统在用户侧并网都不存在技术问题或者说所有技术问题都有成熟的解决方案。

3) 资金支持。在 2010 年 12 月 2 日四部委一公司(财政部、能源部、科技部、住房和城乡建设部以及国家电网公司)关于金太阳示范工程的会议上,财政部宣布 2012 年以后金太阳工程每年装机不少于 1 000 MW。这部分资金并不受每度电 4 厘可再生能源电力附加资金的限制。按照 1 kW 补贴 10.8 元(金太阳工程二期的补贴标准),1 000 MW 需要 108 亿元。随着光伏成本的下降(每年不低于 8 %),补贴资金将会逐年减少,直到光伏成本达到用户侧“平价上网”,预计 2015 年即可实现。

结论:补助资金不成问题。

4) 经济可行性。金太阳示范工程围绕用户侧并网发电项目展开,主要设备(太阳能光伏组件和并网逆变器)的价格通过招标确定,国家补贴中标价的 50 %;国家对光伏建筑附加(BAPV)项目另外补贴 4 元/W,对光伏建筑一体化(BIPV)项目另外补贴 6 元/W。

除了初投资补贴,允许光伏系统在用户侧并网,以省电的方式并网运行,相当于享受了与销售电价

一致的上网电价。

通过招标,光伏组件和并网逆变器的价格有了明显下降,光伏组件的平均中标价为 10.77 元/W_p,并网逆变器(50 kW 以上)的平均中标价为 0.964 元/W。

对于用户侧并网的光伏发电系统,以 100 kW 项目为例,根据主要部件的平均中标价进行测算,系统投资约为 17.4 元/W_p。项目补贴后的实际投资见表 11。

表 11 项目补贴后的实际投资

Table 11 The real system cost after subsidy

项目	单位价格/(元·W ⁻¹)	国家补贴/(元·W ⁻¹)
光伏组件	10.770	5.385
逆变器	0.964	0.482
系统	5.660	4.000
合计	17.394	9.867
投资	(补贴前) 17.394	(补贴后) 7.527

为了进行效益评估,对于无补贴情况下的并网发电系统的合理电价以及补贴之后的合理电价进行了测算,电价测算的边界条件如表 12 所示。

表 12 电价测算边界条件

Table 12 Conditions to measure PV electricity cost

项目	数值	项目	数值
无补贴系统投资/(万元·kW ⁻¹)	1.739 4	固定资产折旧率/%	80.0
补贴后系统投资/(万元·kW ⁻¹)	0.752 7	年运行费用/%	0.5
系统年满发时间/h	1 100	增值税率/%	17.0
贷款比例/%	70	所得税率/%	25.0
贷款年限/年	15	附加税率/%	8.0
贷款利息/%	6.12	税后内部收益率/%	10
运营期/年	20	资金回收年限	10 年以内
折旧期/年	15		

没有国家补贴下,初投资为 1.739 4 万元/kW_p,要保证税后内部收益率 10 %,年满发 1 100 h 情况下,合理的电价应该是 1.91 元/kW·h。

国家补贴后,初投资为 0.752 7 万元/kW_p,在保证税后内部收益率 10 %,年满发 1 100 h 情况下,合理的电价则是 0.84 元/kW·h。

用户侧并网抵消的是电网的销售电价,如果当地销售电价高于 0.84 元/kW·h,则能够保证 10 % 的税后内部收益率,在经济上是可行的。在我国很多省(市)自 2009 年 11 月开始实施峰谷电价,民用

电和大工业用电的电价水平都较低,工商业用电的电价水平最高,一些省(市)工商业用电(小于1 000 V)的电价如表13所示(单位:元/(kW·h))。

表13 部分省(市)电网销售电价

Table 13 Electricity price for industry and commercial units

省市	尖峰电价	高峰电价	平段电价	低谷电价	白天平均电价
北京市	1.368	1.253	0.781	0.335	1.104 75
上海市	NA	1.168	0.740	0.274	1.007 50
浙江省	1.418	1.113	NA	0.590	1.020 38
河北省	1.163	1.127 8	0.713 1	0.321 4	0.955 10
福建省	NA	1.334 9	0.839 7	0.517 4	0.944 83
广东省		0.914 8			0.914 80
山东省		0.836 3			0.836 30
海南省		0.836 0			0.836 00

表13所列省(市)白天的商业和小工业用电电价平均为0.952 5元/kW·h,远高于0.84元/kW·h,开发商可以盈利。当销售电价为0.952 5元/kW·h时,内部收益率达到13.6%,资金回收期仅为8.47年。

结论:国家补贴后,开发商只需要对光伏系统投入7 500元/kW,东部地区工商业用户侧并网的实际价值(工商业平均电价)为0.952 5元/kW·h。只要建筑类型(工商业建筑)选择合适,盈利空间还是非常可观的。

5) 商业模式。金太阳示范工程的原则是“用户侧并网”和“发自自用”。如果是自己的建筑,当然没有问题,但如果光伏系统开发商和建筑本身不属于同一单位,则会出现“为别人省电”和如何进行利益分配的问题。

对于此种情况,能源合同管理的方式是很好的商业模式,光伏系统开发商与建筑所有者签订协议,建筑所有者将省下来的电费按照租赁光伏电源的方式支付给光伏开发商,而光伏开发商以租赁屋顶的方式对建筑所有者给予适当补偿,这对于双方都是有利的,是一种“双赢”的商业化模式。泰豪集团已经有成功的经验。

结论:有可持续发展的商业化模式,没有后续问题。

6) 电网接入。电网接入是金太阳示范工程和光电建筑是否能够顺利实施的关键。只要能够解决光伏系统用户侧并网的问题,光伏系统肯定会在中国有一个爆发式的增长。电网公司的积极推进将是金太阳工程顺利实施的关键,光伏系统顺利接入电网的重要条件为:

是否能够顺利在用户侧接入,即允许用“抵消电量”的方式运行光伏系统,“用户侧并网”和“发自自用”是金太阳工程的实施原则。

在规定的穿透率下,用户侧并网的光伏系统应当按照“负荷管理”的原则执行,属于电网的不受控单元,其功率波动与负荷的波动在同一数量级,因此,金太阳工程用户侧并网的光伏系统不应按照发电站进行管理,做到“只监测,不调度”。

主要光伏穿透率不超过30%,则过高的技术要求是不必要的,如有功、无功调节、低电压穿越等;即便对于高穿透率的光伏系统,配置了“防逆流”设施,就没有网压升高的问题,只要基本的电能质量和安全性(防孤岛和绝缘特性)符合要求即可。

应当有合理的电网接入系统费用和并网检测费用,对于用户侧并网光伏系统一般不应超过初始投资的5%。

为了金太阳工程的顺利实施,电网公司应起到主导作用,尽快发布简单、易行的用户侧电网接入标准和管理办法,而且一定要下发到地方电力部门,基层电力部门好有章可依。

结论:光伏系统的电网接入是金太阳工程能否顺利实施的关键,一定要引起充分的注意。

3.3 大型光伏电站

在中压输电侧并网的大型光伏电站(LS-PV)近年来发展较快,它的作用和管理均与大型风电场类似。中国有大约120万km²的荒漠面积,包括沙化、半沙化土地和沙漠,假定3万m²荒漠土地可以安装1MW光伏电站,那么2.5%的荒漠面积(3万km²)就可以安装10亿kW的光伏电站。

大型荒漠电站是在中压(10、35、110kV)输电侧并网,是发电站的方式,不能“发自自用”,只能像火电厂和风电场一样将发出的电量卖给电网,即享受“上网电价”政策。目前国内还没有出台光伏电站的标杆上网电价,需要通过特许权招标的方式确定光伏电价。

问题正如电网公司提出的,荒漠大部分在中国西部,而负荷中心现在在东部,长距离输电的条件目前还不具备,就地消化受到一定限制,于是就会有先要加强电网建设,然后才能大规模建设光伏电站和风力发电的结论。

建设大型荒漠电站从管理上讲电力公司很容易接受,同管理大型风电场类似,而且更为简单。建设大型荒漠光伏电站,可以形成规模化的光伏市场,有

利于迅速拉动中国的光伏产业,促进技术进步,降低成本。从产业发展的角度是有利的。

4 “上网电价法”是最有效的激励政策

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发电量,国家对于超出常规电价的部分对电力公司给予补偿,补偿金则通过绿色电力附加分摊到电网的销售电价中去。

有了这样的政策,安装光伏发电系统的用户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;光伏生产厂家通过销售太阳能电池赚到了钱;政府达到了推行清洁能源的目的;电力公司用国家的补偿金购买绿色电力,经济上不亏损,还完成了减排义务;政府通过绿色电力附加征收到了补偿金;通过媒体的广泛宣传,那些购买绿色电力的人知道自己是为保护环境和能源的可持续发展在做贡献,也愿意购买,因此“上网电价”政策已经证明是成功的多赢政策。

德国首先实施“上网电价法”,取得了明显的效果,十万屋顶计划顺利实施,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,现在,澳大利亚、韩国,甚至印度也都开始实施“上网电价”政策。

美国和日本都是实施对光伏初投资补贴政策的国家,由于“上网电价法”在欧洲的成功,美国和日本也从2009年开始实施“上网电价”。美国现在已

经有6个州实行“上网电价法”;日本自2009年开始,将小型用户侧并网的光伏电价确定为48日元(相当于3.2元/kW·h),大型光伏的电价定为24日元(相当于1.6元/kW·h)。

为了评估各国不同的激励政策,欧洲光伏工业协会(EPIA)公布了一项调研报告,对“上网电价”、“初投资补贴”、“配额制”等政策进行了评估,结果是“上网电价法”从操作的简单易行、保证投资者的利益、资金的使用效率到实际的成功效果,都优于其他政策。

金太阳示范工程初投资补贴的办法虽然对于拉动光伏市场很有效,但在资金使用效率、保障工程建设质量和后期运行方面却有不足之处。如果“用户侧并网”的光伏系统也能够实行“上网电价”,将更有利于光伏市场的健康、可持续发展,资金的利用也会更为有效。

5 平价上网指日可待

5.1 光伏发电成本下降趋势

按照中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1.5万元/kW,发电成本小于1元/kW·h,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/kW·h,在发电侧达到平价上网也是完全有可能的(见图3)。

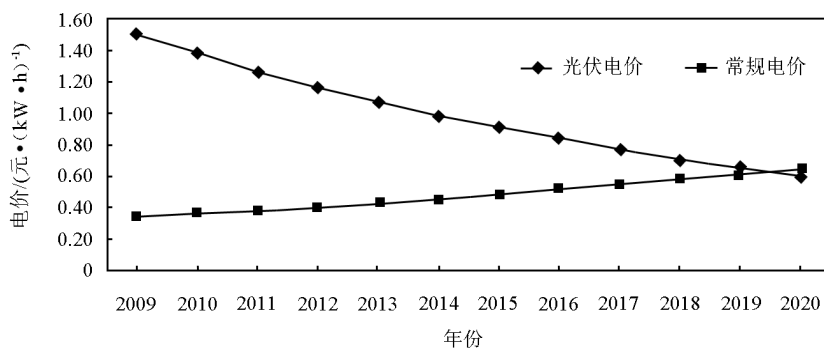


图3 光伏发电达到平价上网的发展路线

Fig. 3 Roadmap of PV grid parity

图3的条件:2009年的光伏上网电价按照1.5元/kW·h,以后每年下降8%;2009年的全国平均火电上网电价为0.34元/kW·h,以后每年上涨6%;则到2015年火电电价上涨到

0.48元/kW·h,光伏电价下降到0.91元/kW·h;2020年,火电电价上涨到0.65元/kW·h,光伏电价下降到0.60元/kW·h,达到平价上网。

5.2 国际上对于光伏发电成本下降的预测

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年光伏电价将低于10美分/kW·h(相当于0.7元/kW·h)。

德意志银行经过细致的成本测算,预计光伏发电到2015年,即可达到每度电15美分,相当于1元/kW·h。

2009年日本政府(NEDO)发布了新的光伏发展路线图,预测如下:2017年达到14日元/kW·h(相当于1元/kW·h),2025年达到7日元/kW·h(相当于0.5元/kW·h)。

欧洲光伏工业协会(EPIA)2009年12月发布“Set for 2020”,认为到2020年光伏将在76%的发电市场达到可竞争。

结论:根据国际上的预测,光伏发电的电价将在2015年左右达到1元/kW·h(15美分/kW·h)以下,与用户侧的销售电价相一致,实现“自发自用”平价上网。

5.3 国际上对于光伏发展目标的展望

2009年12月,EPIA公布了“Set for 2020”,对光伏发电的目标分3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%。

美国太阳能工业协会(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%,将提供67.6万个工作岗位,每年减排3.8亿吨二氧化碳,2020年美国的光伏累计装机将达到300GW。

日本计划在2030年以前在目前的基础上再增加40倍太阳能电池装机量,在2020年达到累计装机容量28GW,2030年为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。

5.4 中国的光伏发展目标

2020年的中国光伏发电累计装机目标是20GW,这个目标虽然与国家发展和改革委员会2007年发布的“可再生能源中长期发展规划”的目标(1.6GW)相比提高了很多,但还是远远低于欧盟和美国的设定目标(见表14,单位:GW)。

表14 世界各地光伏累计装机发展目标比较

Table 14 Cumulative installation target of PV in the world

年份	2004	2010	2020
日本	1.2	4	28
欧洲	1.2	20	100 ~ 400
美国	0.34	3	350
印度		0.5	20
中国	0.065	0.8	20 ~ 50
世界	4	35	500 ~ 1 000

虽然“十二五”规划中中国2020年的累积装机目标是20GW,但是按照光伏目前的成本和降价趋势以及中国光伏产能(2010年年底的年产能至少20GW),2020年累计装机达到50GW是完全有可能的。

5.5 欧盟“可再生能源思考—2050”

欧盟可再生能源委员会于2010年4月对外公布了“可再生能源思考—2050”(RE Thinking 2050),在欧盟“20—20—20”(到2020年,节能20%,减排20%,可再生能源占欧盟总能源需求的20%)基础上又提出了更为积极的设想,提出到2050年可再生能源将全面替代常规能源和核能,在电力、空调采暖和交通各个能源领域实现100%采用可再生能源。

欧盟提出这样的目标是有根据的,报告中从技术、经济和政策等方面进行了全面的分析。

经济上:欧盟当前能源对外的依存度已经高达55%,如果不采取积极措施,到2030年能源对外的依存度将上升到70%,到2050年,累计在进口能源上的花费将高达10900亿欧元,这仅仅是直接采购费用;而花在二氧化碳减排上的费用更是高达30000亿欧元;如果从现在积极推进可再生能源的开发利用,到2050年实现全面替代,则只需要28000亿欧元,而且全部就业人口都在欧盟内部,在经济上和社会效益上都是完全合算的。

技术上:电力实现100%替代的技术路线清晰,建立北海、地中海和波罗的海三条电网环路,建立大量的分布式电源和微电网,基础电力采用增强型地热发电、太阳能热发电和水力发电等高利用小时的发电方式,以智能电网和“虚拟电站”实现信息化管理。采暖和制冷主要依靠太阳能、地热和生物质,特别强调的是“热驱动制冷”而不是电驱动制冷,将这一革命性的技术称之为“沉睡的巨人”。交通能源主要依靠电动汽车和生物质燃料。

政策上:提出制订有法律效力的“强制替代目标和时间点”,在三个20基础上,尽快制定具有法

律效力的 2030 年的强制替代目标;“对化石能源强制征收碳税”以尽快减少对化石能源的依赖;“能源、电力市场开放”,允许各种能源形式进入能源电力市场,允许各种投资主体和用户参与能源电力建设,加快推进分布式发电和微电网的建设。

6 我国 4 厘钱的可再生能源电力附加远远不够

从 2009 年 11 月起,全国每度电提取 4 厘钱,2010 年大约可以征集 130 亿元可再生能源电力附加,用于风力发电、生物质发电和太阳能发电的电价补贴。

这几年风力发电和生物质发电发展迅速,补贴资金需求连年翻番,2006 年全年可再生能源项目(包括风

力发电、生物质发电和光伏发电)的补贴资金仅需要 2.6 亿元,2007 年需要大约 27 亿元,2008 年 40 亿元,2009 年达到 74 亿元,2010 年已经突破 120 亿元。按照这样的速度发展,每度电 4 厘钱的电力附加在 2011 年已经完全不够用了,见表 15(单位:亿元)和图 4。

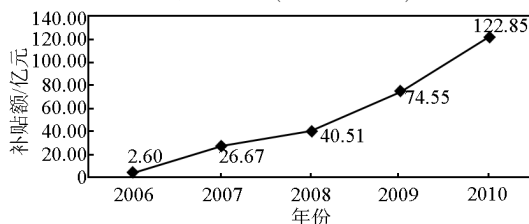


图 4 中国可再生能源电价补贴需求统计

Fig. 4 Subsidy spent on renewable energy feed in tariff

表 15 中国可再生能源电价补贴统计

Table 15 Subsidy spent on renewable energy feed in tariff

年份	2006	2007. 10—2008. 6	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	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

如果能够将电力附加增加到 1 分钱/kW·h,则到 2020 年全国累计电力附加可达 5 000 多亿元,如果按照 2020 年累计装机 50 GW,对上网电价给予补贴,到 2020 年补贴资金的累计需求只有大约 500 亿元;即使光伏累计装机到 2020 年达到 1 亿 kW,也才仅需要累计大约 1 000 亿元的电价补贴,其他 4 000 亿元用于风力发电和生物质发电,这样就可以完全满足国内可再生能源发展的需求。

7 结论和政策建议

7.1 太阳能光伏发电应当成为中国能源结构调整战略的发展重点

为了实现非化石能源到 2020 年满足中国能源需求 15% 的目标,原计划水力发电由 2010 年的 1 亿 kW 发展到 2020 年的 3 亿 kW,核能发电由 2010 年的 1 000 万 kW 发展到 2020 年的 7 000 万 ~ 8 000 万 kW,风力发电由 2010 年的 4 000 万 kW 发展到 2020 年的 1.2 亿 kW。现实的情况是水能资源全部集中在中国西南部,大规模开发西南水电存在

国际性河流、远距离输电、潜在的生态问题和开发成本等诸多问题;发展核电存在选址、将来核废料的处理以及由自然灾害或战争引起的安全隐患等问题;由于中国风力资源分布的特点,风力发电主要在远离负荷中心的西部发展,存在无法就地消纳、远距离输电的问题。而太阳能光伏发电不受地域、资源条件、制造材料和远距离输电的限制,安全可靠,是发展空间巨大、理想的清洁能源。

7.2 加快落实可再生能源法,全面实施“上网电价”政策

“十二五”期间应针对国内太阳能发电市场发展的主要矛盾,解决好政策和管理的问题,按照可再生能源法的原则,在全国推行太阳能发电的“上网电价”政策。为了顺利推进“上网电价”政策,还必须解决好相关的技术和管理问题,落实补贴资金,建立起一整套兼顾各方利益、操作性强、简单高效和可持续的商业化运行模式和管理办法。

“上网电价”政策的资金使用效率最高,开发商负责投资建设,国家对发电量进行差价补贴,既保证

了开发商的收益,更有利于项目的建设质量。如果2020年光伏发电的累计装机目标是1亿kW(相当于5个三峡的装机),2011—2020年的累计补贴资金只需要大约1000亿元(建设一个三峡的费用是2000亿元人民币)。可再生能源替代常规能源是必然的,只是时间早晚的问题,欧洲全面替代的时间表已经确定在2050年,中国亦应认真思考加速替代火力发电,使中国的能源、电力结构向着更为清洁、更为安全和更加可持续的方向发展。

7.3 加大技术研发投入,提高光伏产业核心竞争力

“十二五”期间政府应加大对光伏产业技术创新的支持力度,提高企业技术创新能力,在基础材料、制造工艺、生产装备的国产化以及系统集成和平衡部件等各个方面取得新的突破,通过技术创新努力降低成本,巩固和发展核心竞争力,加强科技研发平台的建设,加快技术创新步伐,使我国光伏产业的技术水平始终保持国际领先。太阳能热发电产业和应用目前处于起步阶段,应当给予更多的科研投入,使其尽快实现商业化。

7.4 重视太阳能热利用和太阳能热发电的产业发展和市场开发

在大力发展太阳能光伏发电的同时要注意太阳能热利用和太阳能热发电的产业发展和市场开发。中国是太阳能热水器的最大生产国,也是太阳能热

水器的最大应用国。“十二五”期间,不但要继续巩固中国太阳能低温热利用的世界领先地位,还要重视太阳能中温热利用(80~250℃)的技术开发和产业发展。太阳能中温热利用主要是太阳能采暖和热驱动制冷,被称为“沉睡的巨人”,具有非常广阔的市场前景,欧盟预测到2050年欧洲的采暖和空调市场的40%来自太阳能。

太阳能热发电由于可以采用廉价的储热系统(可达到储热16h及以上),做到连续、稳定发电,克服太阳能固有的昼夜辐射差大的缺点,成为供电负荷的基础电力,应当给予足够的重视。

7.5 提高可再生能源电力附加,为可再生能源发电提供足够的资金支持

2009年11月起,国家对电力消费市场提取4厘钱/kW·h,作为可再生能源电力附加,用于补贴可再生能源发电。目前的电力附加每年可以征集120亿元,到2020年可以累积征集大约2200亿元,但是这样的电力附加水平,2010年就已经不足以支付风力发电和生物质发电的电价补贴,今后几年的缺口将更大,更不用说用于太阳能发电了。如果能够将可再生能源电力附加水平提高到1分钱/kW·h,到2020年可以累积征集5000多亿元,这样就能够有足够的资金用于支持太阳能、风力和生物质等可再生能源发电的发展了。

Speed up development of PV to ensure sustainable energy supply in China

Wang Sicheng

(Energy Research Institute, National Development and Reform Commission, Beijing 100038, China)

[Abstract] PV is never limited by resources and production materials and is the main alternative energy sources in the future. China is now the largest producer of PV modules in the world and has made remarkable cost reduction in recent years. It is expected that PV will reach “grid parity” within 5~10 years and become market competitive with conventional electricity. Large scale utilization of PV domestically will give great help to realize the target of GHG reduction and energy sustainable development in China. We still need great efforts in incentive policies, financing and grid connection.

[Key words] solar photovoltaics; grid parity