

太阳能光伏发电成本及平价上网问题研究

马翠萍¹ 史丹² 丛晓男³

(1. 中国社会科学院 财经战略研究院 北京 100045; 2. 中国社会科学院 工业经济研究所 北京 100836;
3. 中国社会科学院 城市发展与环境研究所 北京 100005)

摘要:在剔除财政补贴情况下,不同光照资源区,装机规模10kW-50kW光伏发电系统,目前发电成本在1.13-1.94元/千瓦时,2015年将下降到0.74-1.28元/千瓦时,2020年将进一步下降到0.58-1.00元/千瓦时;装机规模1MW以上的光伏发电系统,2012年发电成本在1.03-1.79元/千瓦时,2015年有望降到0.68-1.18元/千瓦时,到2020年将下降到0.53-0.92元/千瓦时。2020年,居民用光伏发电系统将在小部分地区实现发电侧平价上网;兆瓦级光伏发电系统将在2019年,绝大部分地区实现发电侧平价上网。

关键词:财政补贴;光伏发电;装机规模;发电侧;平价上网

文献标识码:A **文章编号:**1002-2848-2014(02)-0085-10

一、引言

2009年,我国第一批光伏特许招标项目,投标价格最低仅为0.69元/千瓦时,最高为1.92元/千瓦时,13个项目的平均报价为1.42元/千瓦时。2010年,我国第二批光伏电站特许权项目,121份标书最高报价0.9907元/千瓦时,最低报价0.7288元/千瓦时,平均报价为1.0355元/千瓦时^①,最终中标电价全部低于1元/千瓦时上网电价。对我国两次光伏特许招标项目的报价,学术界和产业界专家纷纷表示特许招标光伏电价已然脱离光伏发电实际价格成本^②。2011年,我国对不同地区、不同建设时点光伏发电项目实行1.15元/千瓦时与1元/千瓦时(含税)光伏发电上网标杆电价。在一定程度

是对特许招标项目光伏发电竞标报价偏离实际的一个理性回归。

事实上,2012年我国光伏发电成本仍高达1.3/千瓦时,即使光伏产业技术先进的欧洲,其2012年光伏发电成本也在0.8元-1.2元/千瓦时之间^③。光伏发电中标价格是国家财政扶持政策的结果,目前光伏发电的价格不能真实体现光伏发电的真正成本^[1]。那么我国光伏发电成本是多少?什么因素影响光伏发电成本?在未来多少年我国财政能结束对光伏发电的财政补贴,实现与传统能源发电的平价上网?本文试图通过解构光伏发电成本,采用国际通行的计量方法,对我国光伏发电成本及平价上网进行探讨研究,回答上述的问题。

收稿日期:2013-11-01

基金项目:中国博士后第53批面上资助项目(2013M530810);国家发改委中国低碳发展宏观战略研究项目“中国低碳发展产业政策研究”(201312)、国家自然科学基金青年项目(71103005)和教育部人文社会科学研究青年项目(11YJC790126)阶段性成果。

作者简介:马翠萍(1983-),女,黑龙江省孙吴县人,中国社会科学院财经战略研究院博士后,管理学博士,研究方向:低碳经济、能源经济;史丹(1961-),女,北京人,中国社会科学院工业经济研究所书记兼副所长,研究员,博士生导师,研究方向:能源经济、低碳经济;丛晓男(1982-),山东省文登市人,中国社会科学院城市发展与环境研究所博士后,管理学博士,研究方向:计算经济学与政策模拟。

① 实际有50家企业,135份标书,但有14份标书没有通过技术评审,因此,最终为121份标书。

② 值得一提的是,第二批涉及西部8省区的13个光伏特许权招标中,除了新疆哈密、吐鲁番、和田和青海、河南等少数项目外,2010年过半项目尚未开工。

③ 潘少军. 光伏产业亟需苦练内功[N]. 人民日报, 2012-10-23.

二、文献综述

梳理国内外研究文献显示,从光伏发电系统装机规模角度来看,一般大型光伏发电成本显著低于同期户用及商业光伏发电系统的度电成本。这个规律在不同国别^[2],甚至整个世界都得到了较好的验证^[3]。从经济发展水平来看,发达国家光伏发电系统的度电成本要低于发展中国家和最不发达国家。欧洲光伏发电成本集中在0.22-0.27美元/千瓦时^[4],发展中国家光伏发电成本分布在0.20-0.35美元/千瓦时^[5],非洲地区光伏发电成本则在0.20-0.51美元/千瓦时^①。虽然不同地区光伏发电成本存在一定差异,但从整体来看,目前光伏发电成本显著高于同期传统能源发电成本是个不争的事实。

但同时我们也应看到,伴随光伏发电技术的不断进步,传统能源发电成本的上涨,光伏发电成本有望与传统能源发电成本相当,实现平价上网。光照资源条件较好的地区,将在2012年实现光伏发电平价上网^[6-7]。美国、日本和南欧等光照资源丰富的地区将在2012-2013年实现平价上网,其他地区将在2020年前后实现平价上网^[8]。意大利有望在2015年率先实现欧盟地区光伏发电平价上网,而英国将是欧盟光伏发电平价上网最晚的国家,大约在2019年^②。中国到2014年商业电价有望率先实现平价上网,2018年,居民用电消费侧实现平价上网,2021年,发电侧实现平价上网^[9]。预计到2020年,世界大部分地区,商业规模的光伏发电系统和户用光伏发电系统将实现消费侧平价上网,而同期大规模的公共事业光伏发电系统在电价批发侧实现平价上网。

通过对已有文献的梳理,我们发现,相比美国、欧盟、日本、德国等国外光伏发电成本及平价上网的研究进展和丰富程度,我国目前有关光伏发电成本的研究文献数量不多,已有的研究基本以定性分析为主,仅有的光伏发电成本的测算也只是围绕某个光伏发电系统项目展开^[10]。从国家层面研究光伏发电成本的文献相对比较少。对光伏发电平价上网研究的文献也不常见,而将这两个问题放在一个研

究框架的文献就更为少见^③。这里值得一提的是李俊峰等(2011)^[9]、马胜红等(2010)^[11]等人的前期研究,为本文的研究奠定了基础,但由于研究的侧重点不同,他们对光伏发电系统成本的线性增长假设条件、研究方法的选择有待商榷。我们认为鉴于未来光伏发电产业的战略地位以及国内发展大势,我们显然有必要将光伏发电纳入国际通行的研究框架,结合我国光伏产业国家规划,科学地刻画出来我国光伏发电成本及平价上网的时点,为政府出台对光伏产业扶持政策提供科学的理论基础。

三、本文研究思路及研究方法

(一) 研究思路

本文试图对不同装机规模的光伏发电系统进行发电成本测算。光伏发电成本解构立足光伏发电项目的生命周期,将成本解构为光伏发电系统成本和光伏发电系统生命周期内的额外发生成本。光伏发电系统成本从光伏产业链“节点”出发,剖析了光伏发电成本的影响因素及影响程度,判断了未来光伏发电系统成本的趋势;额外成本考虑光伏发电生命周期内其他成本的投入,例如维修成本、土地成本、融资成本等,这些成本的发生是产业链“节点”的外部影响因素。在成本解构基础上,我们采用国际通用的光伏度电成本核算方法,对我国不同装机规模的光伏发电成本进行了核算,在此基础上,绘制了我国光伏发电评价上网路线图。

基于以上研究思路,本文以下的结构安排为:第三部分光伏发电度电成本核算数理模型;第四部分基于光伏产业链解构了光伏发电系统成本,并剖析了系统发电的额外成本组成;第五部分采用国际通行的研究方法结合我国实际,测算了我国太阳能光伏发电成本,同时结合我国产业规划以及国家政策,预测了不同装机规模下的光伏发电成本;第六部分,结合传统火电发电成本,绘制了光伏发电平价上网路线图;第七部分为结论。

(二) 光伏发电度电成本核算的数理模型

1. 光伏度电成本核算模型——平准化发电成本 (Levelised Cost of Electricity)

① 上述光伏发电成本的测算均基于平准化成本法。

② 意大利之所以率先实现光伏发电平价上网,一方面源于光照资源的有效利用,使其光伏发电成本降低,另一方面意大利电价较高,两因素的共同作用,使意大利成为欧盟最先实现光伏发电平价上网的国家。

③ 当然这与我国光伏产业以产品出口为主,光伏系统国内应用缺乏有很大关系。

光伏发电成本是指光伏发电系统单位千瓦时的发电价格。对于能源发电项目的经济可行性评价通常采用投资回收期(ROI)和内部收益率(IRR),而从长期政策指导的角度来看,平准化发电成本模型是政策制定者倾向使用的方法^[12]。整理已有研究文献,我们发现平准化成本法是国际目前比较通用的计算方法。

平准化成本法是考虑项目生命周期内所有成本时间分布的经济示意图。在项目生命周期内各期的资产投入、贷款、运营成本、发电收入等折算成现值,并令项目生命周期内净现值等于零的方式。即光伏发电度电成本乘以光伏系统使用年限内的发电量的净现值应等于光伏发电系统的投资总成本的基年净现值。Singh(2010)^[13]、EPIA(2011)^[14]、Wang et al.(2011)^[15]均采用 LCOE 法对光伏发电系统度电成本进行了测算,特别是 Brankera et al(2011)^[16]总结了光伏发电成本采用 LCOE 方法的研究文献。

$$\sum_{t=0}^T \left(\frac{LCOE_t}{(1+r)^t} \times E_t \right) = \sum_{t=0}^T \left(\frac{C_t}{(1+r)^t} \right) \quad (1)$$

其中, T 为光伏发电系统使用年限(年); t 为第 t 年; $LCOE$ 为光伏发电度电成本(元/千瓦时); r 为贴现率(%); E 为年发电量(千瓦时); C 为投资成本(元)。公式的左边为光伏发电项目在一定内部报酬率下,其发电总成本等式右边为光伏发电投资总成本。经公式转换,光伏发电度电成本可表示为:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} \quad (2)$$

投资总成本的发生包括光伏发电系统成本、运行维护成本、融资成本、土地成本(仅对光伏电站)、设备更新成本、税收成本等。以融资成本为例,鉴于大型光伏建筑一体化发电项目和光伏电站的建设,项目初始投资在至少在千万以上,那么对融资成本的核算可以详细表示为:

$$C_{loan} = \frac{P_1(1)}{(1+i)} + \frac{P_1(2)}{(1+i)^2} + \frac{P_1(3)}{(1+i)^3} + \dots + \frac{P_1(L)}{(1+i)^L} \quad (3)$$

其中, C_{loan} 为光伏发电项目融资成本的净折现值; L 为贷款偿还期限; $P_1(L)$ 为每年的偿还贷款额,

其值的确定依据借贷双方约定还款方式; i 为折现率。

2. 光伏发电系统成本拟合数理模型——经验曲线(Experience Curves)

光伏发电系统成本是光伏发电度电成本核算的基础。在光伏发电项目的总投资中,光伏系统成本一般占到总投资的 80-90%。因此,光伏发电系统成本的拟合和预测方法的选择对光伏发电度电成本的测算就显得尤为重要。一般来说,学习曲线是个不错的方法。学习曲线又称经验曲线,是用来描述过去,预测未来成本趋势的一种方法,通常刻画为单位成本与累计产量之间关系的曲线^[17],其公式定义为:

$$C_{cum} = C_0 \times Cum^b \quad (4)$$

其中, C_{cum} : 单位成本,是连续累计产量的函数,本文中具体指单位装机规模的系统成本; C_0 : 连续累计产量为 1 时的成本,本文中具体指累计装机规模 1 单位时的光伏系统成本; cum : 连续累计产量,本文中具体指连续累计光伏装机规模; b : 经验指数。当连续累计产量增加 1 倍时,即 $Cum_2 = 2Cum_1$,单位成本变化为:

$$\frac{C_{cum2} - C_{cum1}}{C_{cum1}} = \frac{C_0 \times Cum_2^b - C_0 \times Cum_1^b}{C_0 \times Cum_1^b} = 2^b - 1 \quad (5)$$

$$PR = 2^b \quad (6)$$

$$LR = 1 - 2^b \quad (7)$$

其中, PR 被称为进步率, LR 被称为学习率。其含义是当连续累计产量增加 1 倍时,单位成本下降的速度,例如 $PR = 0.8(80\%)$ 或者 $LR = 0.2(20\%)$,意味着当生产累计增加 1 倍时,单位成本将会下降 20%。生产成本的下降归因于生产技术的改良(例如:工艺革新,学习效应,规模效应),产品的开发(新产品,产品重新设计,产品标准化)以及投入成本的下降(例如:零件和材料)。

四、对光伏发电成本的解构

太阳能光伏电池可以简单分为晶硅电池和非晶硅电池。目前在各类光伏电池中,晶硅太阳能电池占据绝对优势。2010年,世界光伏电池产量中,晶硅电池占光伏电池比重达 87%^[18]。2010年,我国晶硅电池占太阳能电池总产量的 95% 以上^①。考虑

① 中华人民共和国工业和信息化部,《太阳能光伏产业“十二五”发展规划》2012年。http://www.miit.gov.cn/n11293472/n11293832/n11293907/n11368223/14473431.html.

在 2020 年之前,晶硅电池仍旧占据光伏发电电池的主导地位。因此,本文光伏发电成本主要以晶硅电池光伏发电系统展开讨论的。

(一) 基于产业链的光伏发电系统成本解构



图 1 光伏发电产业链

晶硅生产成本主要包括原材料成本、电力成本、折旧成本、切割线、刃料、切割液成本以及人工成本等。早期我国并不具备高晶硅提纯技术。2006 年,我国高晶硅原料自给率几乎为零。伴随核心技术的引进→吸收→消化→自主研发,截止 2011 年,我国原材料自给率已超过 50%^①。目前多晶硅原料平均成本已经降到 30 美元/kg 以下,先进水平已达到 20 美元/kg。从光伏发电系统产业链来看,硅材料价格的下降将从产业链初始端通过后续环节推动太阳能光伏发电系统成本的下降,从而最终促使度电成本下降。

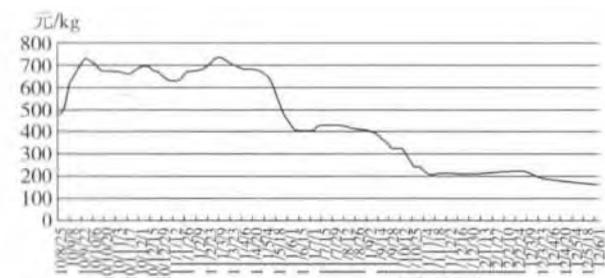


图 2 重点企业多晶硅产品价格走势(平均含税价)

资料来源:PV News

晶硅经过损伤层去除、绒面制作、电极印刷、烧结等工艺流程后制作成为晶硅电池。晶硅电池通常是由厚度 350 ~ 450 μm 的高质量硅片制成,其中硅材料成本占电池成本的 50% 左右^[19]。目前晶硅电池的耗硅材料大约为 7g/W。我国先进企业的光伏电池高纯硅材料用量在 6g/W,显著小于 9g/W 的世界平均水平。据 IEA(2010)的预测,2015 - 2020 年世界光伏电池耗材将在 3g/W,2020 - 2030 年将会降到 2g/W。硅片厚度也由实验室阶段的 450 -

500 μm ,减少到目前的 160 - 180 μm 。从产业链源头助推光伏发电成本的下降。

表 1 晶体硅太阳能光伏电池片耗材变化

年份	硅片厚度 (μm)	硅用量 (吨/MW _p)
20 世纪 70 年代	450 ~ 500	>20
20 世纪 80 年代	400 ~ 450	16 ~ 20
20 世纪 90 年代	350 ~ 400	13 ~ 16
2006	200 ~ 220	10 ~ 11
2007	180 ~ 200	9 ~ 10
2010	160 ~ 180	约 7

数据来源:赵玉文,吴达成,等. 中国光伏产业发展研究报告(2006 - 2007) [J]. 太阳能,2008(6):11 - 18.

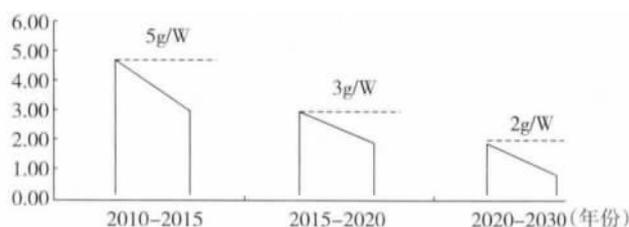


图 3 未来光伏发电电池耗材量

数据来源:IEA, Technology Roadmap Solar photovoltaic energy, IEA Publications, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15 Printed in France by Corlet, October 2010, pp24.

硅晶体太阳能电池通过单片互连、利用 EVA 胶膜与封装玻璃粘合,形成光伏组件。标准的太阳能光伏组件由 60 - 72 片晶体硅电池片组成,额定功率在 120 - 300W_p,一般占到光伏系统成本的 60%。早期实验室阶段(1968 年)光伏组件价格高达 90 美元/W_p,到商业化应用后(1976 年后),光伏组件价格下降到 51 美元/W_p,1998 年仅为 3.5 美元/W_p。伴随技术的不断进步,光伏电池组件价格已从 2005 年 40 元/W 下降到 2010 年每瓦 7 ~ 8 元/W,太阳能发电的上网电价从 2009 年前的每千瓦时 4 元下降到 2010 年的每千瓦时 1 元左右^②。

光伏组件及光伏系统平衡部件(Balance of System, BOS)构成了太阳能光伏发电系统。光伏系统平衡部件一般由结构组件(例如:电缆和支架等),电路系统(例如:逆变器、接线)以及离网型发电的蓄电池组成。光伏发电系统成本与系统发电终端相关。对地面光伏电站而言,并网发电的光伏系统平衡部件成本和安装费用一般占光伏发电系统成

① <http://www.mit.gov.cn/n11293472/n11293832/n11293907/n11368223/14473431.html>.

② 国家能源局,太阳能发电十二五规划 2011.

本的40%;对户用和小规模的光伏发电系统,系统平衡部件成本和安装费用占光伏发电系统总成本的55% - 60%,其中,逆变器成本占10%;对于光伏离网型发电系统而言,则要高达70%。

事实上,在光伏发电生命周期内测算光伏发电度电成本时,除了通过产业链关键节点形式直接进入成本核算体系的因素外,还包括土地使用成本、光伏发电项目的融资成本等额外成本。

(二) 额外成本(Additional Cost)

土地购置成本:光伏发电度电成本的核算还要考虑发电系统生命周期中土地占用成本(仅适用兆瓦级光伏电站)。一般来说,装机规模10MW电站需占用土地规模为500亩,土地使用费依据《全国工业用地出让最低价标准》也是一笔不小的前期投入;**融资成本:**光伏发电前期投入成本较高,特别是光伏电站,因此,融资成本占有较高的比重;**主要设备更新成本:**设备更新发生成本是主要是光伏系统使用年限内对逆变器等设备的更新,目前光伏发电系统中逆变器使用年限在10年左右^[20-21],小于光伏组件25年的使用年限^①;**运行和维护费用(不包括更新逆变器成本):**系统运行年限内的运行及维护费用一般占到规模化并网光伏发电系统的0.12%,对于离网型光伏发电系统,运行及维护费用占总投资成本达5% - 6%;**税收成本**,例如增值税、所得税、附加税等。

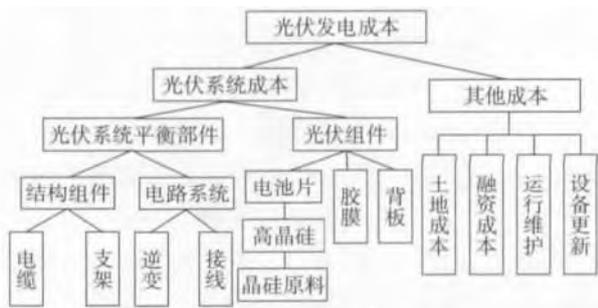


图4 光伏发电成本构成示意图

五、太阳能光伏发电度电成本的核算

(一) 关键参数的确定

太阳能光伏发电年利用小时数的确定:目前大多数厂家实际给出的光伏组件每年的衰减小于0.5%,而实际的数据更小。为简单起见,我们可以假定光伏电站安装运行后,每年的年满负荷等效发电时间

① 预计到2020年电池组件的使用年限将达到35年,而这将进一步助推光伏发电成本的下降。

是个常数。考虑到LCOE方法对假设条件的敏感性,对未来度电成本的预测就更加依赖假设的条件。因此,假设要依据政策条件而设定,会增加预测的可靠性^[22]。我们依据《可再生能源发展“十二五”规划》、《太阳能发电发展“十二五”规划》确定光伏发电年利用小时数:到2015年,太阳能光伏发电装机容量达到2100万千瓦,年发电量250亿千瓦时,到2020年,太阳能发电总装机容量达到5000万千瓦。我们可以计算出未来光伏发电年平均有效利用小时数在1190小时。考虑我国太阳光资源分布的不均匀性(例如,目前湖南省长沙市光照有效利用小时数可达1750小时,西藏地区光照有效利用小时数甚至可达2000小时以上),我们对太阳能年利用小时数设置在1100 - 1900小时。

光伏发电系统成本的确定:国内外已有文献显示,光伏组件成本的学习率由于研究的时段、研究对象国的不同,学习率也是不尽相同的。但综合来看,光伏组件成本的学习率在15% - 24%^[23],而光伏发电系统的成本相对来说比较难以确定。我们采用EPIA(2011)测算光伏系统成本的经验曲线模型,结合我国《太阳能发电发展“十二五”规划》,到2015年,太阳能光伏发电装机容量达到2100万千瓦,到2020年,太阳能发电总装机容量达到5000万千瓦的目标,同时采用国际能源署(IEA,2010)对光伏系统成本学习率修正为18%。

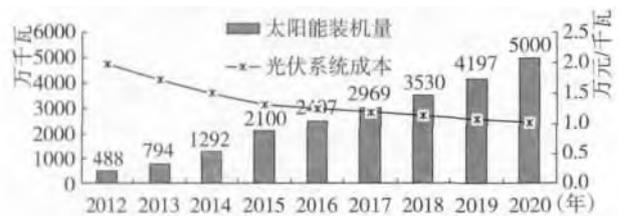


图5 2012 - 2020年我国光伏发电系统成本
数据来源:经作者计算整理。

我们的预测结果显示,到2015年光伏发电系统成本将下降到1.3万元/千瓦,到2020年光伏系统成本进一步下降到1.01万元/千瓦,光伏系统成本下降了48%。实现了《太阳能光伏产业“十二五”发展规划》的目标,即到2015年,光伏组件成本下降到7000元/千瓦,光伏系统成本下降到1.3万元/千瓦,光伏发电具有一定经济竞争力;到2020年,光伏组件成本下降到5000元/千瓦,光伏系统成本下降

到1万元/千瓦,在主要电力市场实现有效竞争的目标。同时与欧洲光伏产业系统成本到2020年将下降36-51%,国际能源署(IEA,2010)期望到2020年光伏系统成本在2010年基础上下降50%基本吻合。

运行及维护费用:实际上光伏系统的运行及维护费用是很少的,一般为0.01美元-0.10美元/千瓦时^[24]。IEA(2010)对世界光伏发电成本预测时假定运行及维护费用占光伏系统成本的1%,Moore et al(2008)^[25]曾对2002-2007年的光伏系统的运行及维护费用进行过数据统计,发现户用光伏发电系统的运行及维护费用占光伏发电系统总成本的1.47%,Breyer, Gerlach et al.(2010)^[8]在测算光伏发电成本时使用了1.5%的水平,Notton et al.(1998)^[26],Wiser & Barbose Et al(2009)^[27]等将这个比重调高到2%。考虑中国未来我国劳动力成本,我们对装机规模在10kW-50kW的光伏发电系统的运行及维护成本我们采用2%的水平。对于光伏电站的运行及维护费用我们采纳 Moore et al(2008)^[25]对1998-2003年、2001-2006年光伏发电规模化应用的运行及维护费用统计数据显示,其成本分别占光伏发电系统总成本的0.35%、0.12%,考虑我国劳动力成本优势,我们选择0.12%这个水平。

内部收益率:Brankera et al.(2011)^[16]等对光伏发电项目采用平准化发电成本测算的现有研究文献进行了综述,整理结果显示,已有研究基础对光伏发电项目采用的内部收益率主要分布在5%-10%。结合我国实际来看,目前我国常规电站项目合理收益率一般在8%以上,但从长期来可持续发展来看,光伏发电项目内部收益至少要在6%^①。

财务费用:对2012年我国光伏电站的招标项目的研究显示,目前项目招标要求企业的自筹资金在30%以上,因此,本文基于企业自有资金30%,其余来自银行借款,贷款利率采用2012年中国银行人民币贷款5年以上贷款年利率6.55%。企业还款方式采用按年支付利息,到期一次偿还本金的方式,贷款年限20年。

折旧费:固定资产在使用过程中会逐渐磨损和贬值,其价值逐步转移到产品中去,这种伴随固定资产损耗所发生的价值转移被称为固定资产折旧。本文应用直线折旧方式来计算光伏固定资产折旧费。

年折旧费=(固定资产原值-固定资产残值)/折旧年限

(二)光伏发电度电成本

我们采用光伏发电成本数理模型,在表1假设条件下,对装机规模在10kW-50kW的光伏发电系统和装机规模大于1MW以上的光伏发电系统的度电成本进行了测算。

1. 装机规模10kW-50kW的光伏发电系统电价

表2 装机规模10kW-50kW的光伏发电系统电价测算的财务条件

财务指标	初始条件	财务指标	初始条件
贷款比例	80%	年运行费用	投资成本的2%
贷款年限	20年	增值税率	17%、8.5%
贷款利息	6.55%	所得税率	25%
运营期	20年	附加税率	8%
折旧期	20年	折现率	6%
固定资产残值	0%	装机规模	10kW-50kW

备注:2012年12月19日,国务院常务会议专题研讨了光伏产业问题,建议光伏电站项目执行与风电相同的增值税优惠政策。因此,本课题模拟了增值税在17%、8.5%的两种情况;年运行费包括维修清洗费、管理费、人工工资等。年折旧费=(固定资产原值-固定资产残值)/折旧年限

装机规模10kW-50kW的光伏发电系统,在不同有效日照小时条件下,发电成本存在显著差异。目前来看我国光伏发电系统有效日照利用小时数在1200左右,在没有增值税优惠条件下的发电成本分别为1.78元/千瓦时。如果光伏发电执行风力发电的50%增值税优惠,在相同条件下,目前光伏发电成本在1.5元/千瓦时左右。《太阳能光伏产业“十二五”发展规划》提出,到2015年光伏发电度电成本0.8元/千瓦时,到2020年实现光伏发电度电成本0.6元/千瓦时。结合我们的预测来看,到2015年,光照有效利用小时数在1500小时以上的地区(增值税8.5%),装机规模10kW-50kW的光伏发电系统发电度电成本将在0.8元/千瓦时以下。到2020年,光伏利用小时数在1600小时的地区,将实现0.6元/千瓦时的度电成本。2019年,光伏发电度电成本全国实现“1元1度电”;当增值税在17%的条件下,光伏发电度电成本将在2016年,光照有效利用小时数1700小时以上的地区,将实现光伏发电度电成本0.8元/千瓦时,2020年,光照有效利用小时数在1700小时以上地区,将实现0.6元/千瓦

① 可再生能源专委会,《中国光伏发电平价上网路线图》2011。

时的成本。2017年,装机规模10kW-50kW的光伏发电系统全国实现光伏发电成本“1元1度电”。

表3 装机规模10kW-50kW的光伏发电成本测算

增值税8.5%

年份	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
光伏系统价格(万元/kW)	1.97	1.72	1.49	1.30	1.24	1.18	1.12	1.07	1.01
有效日照时数(小时)	1100	1.677	1.465	1.269	1.107	1.056	1.005	0.954	0.860
	1200	1.538	1.343	1.163	1.015	0.968	0.921	0.874	0.788
	1300	1.419	1.239	1.074	0.937	0.893	0.850	0.807	0.728
	1400	1.318	1.151	0.997	0.870	0.830	0.789	0.749	0.676
	1500	1.230	1.074	0.930	0.812	0.774	0.737	0.699	0.631
	1600	1.153	1.007	0.872	0.761	0.726	0.691	0.656	0.591
	1700	1.085	0.948	0.821	0.716	0.683	0.650	0.617	0.556
	1800	1.025	0.895	0.775	0.676	0.645	0.614	0.583	0.526
	1900	0.971	0.848	0.735	0.641	0.611	0.582	0.552	0.498

数据来源:经作者计算整理。

表4 装机规模10kW-50kW的光伏发电成本测算

增值税:17%

年份	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
光伏系统价格(万元/kW)	1.97	1.72	1.49	1.30	1.24	1.18	1.12	1.07	1.01
有效日照时数(小时)	1100	1.943	1.696	1.469	1.282	1.223	1.164	1.105	0.996
	1200	1.781	1.555	1.347	1.175	1.121	1.067	1.012	0.913
	1300	1.644	1.435	1.243	1.085	1.035	0.985	0.935	0.843
	1400	1.526	1.333	1.155	1.007	0.961	0.914	0.868	0.783
	1500	1.425	1.244	1.078	0.940	0.897	0.853	0.810	0.730
	1600	1.336	1.166	1.010	0.881	0.841	0.800	0.759	0.685
	1700	1.257	1.098	0.951	0.830	0.791	0.753	0.715	0.644
	1800	1.187	1.037	0.898	0.783	0.747	0.711	0.675	0.609
	1900	1.125	0.982	0.851	0.742	0.708	0.674	0.639	0.577

数据来源:经作者计算整理。

表5 装机规模1MW以上的光伏系统上网电价测算的财务条件

财务指标	初始条件	财务指标	初始条件
贷款比例	70%	年运行费用	系统成本的0.12%
贷款年限	20年	增值税率	8.5%、17%
贷款利息	6.55%	所得税率	25%
使用年限	20年	附加税率	8%
折旧期	20年	折现率	6%
固定资产残值	5%	装机规模	>1MW

备注:年运行费包括维修清洗费、管理费、人工工资等。

预算结果整体显示,无论增值税是否减免,预计到2020年,装机规模10kW-50kW的光伏发电系

统度电成本将在目前基础上下降50%,与欧洲光伏发电成本下降趋势吻合^①。

2. 装机规模1MW以上的光伏系统上网电价

考虑装机规模1MW以上的光伏系统,一般建在有效日照小时数1400小时以上的地区,增值税17%,内部收益率6%的条件下,2012年发电成本在1.4元/千瓦时以下。我们的测算结果较好地与现实相吻合^②。到2015年,全国基本实现“1元度电”。如果光伏电站实行50%的增值税优惠,到2012年在光照有效利用小时数1600小时以上的地区实现“1元1度电”。2015年,全面实现“1元

① 根据EPIA(2011)的预测,欧洲光伏发电度电成本到2020年将在目前基础上下降50%。

② 人民日报,2012年10月23日揭示我国光伏发电价格约为1.3元/千瓦时。

1 度电”。同时测算结果显示,预计到 2020 年,装机规模在 1MW 以上的光伏发电系统发电度电成本将在目前基础上下降 50%,这也与欧盟光伏产业协会的预测基本一致^①。

整体来看,在其他相同条件下,装机容量 1MW 以上的光伏发电系统度电成本要显著低于装机规模在 10kW - 500kW 的光伏发电系统度电成本,规模经济效益比较明显,这也比较符合现有研究整体趋势。

表 6 装机规模 1MW 以上的光伏发电系统上网电价测算结果

增值税 8.5%

年份	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
光伏系统价格(万元/kW)	1.97	1.72	1.49	1.30	1.24	1.18	1.12	1.07	1.01
有效日照时数(小时)									
1100	1.546	1.350	1.170	1.021	0.973	0.926	0.879	0.840	0.793
1200	1.418	1.238	1.072	0.935	0.892	0.849	0.806	0.711	0.727
1300	1.309	1.142	0.990	0.864	0.824	0.784	0.744	0.770	0.671
1400	1.215	1.061	0.919	0.802	0.765	0.728	0.691	0.660	0.623
1500	1.134	0.990	0.858	0.748	0.714	0.679	0.645	0.616	0.581
1600	1.063	0.928	0.804	0.702	0.669	0.637	0.604	0.577	0.545
1700	1.001	0.874	0.757	0.660	0.630	0.599	0.569	0.544	0.513
1800	0.945	0.825	0.715	0.624	0.595	0.566	0.537	0.513	0.485
1900	0.895	0.782	0.677	0.591	0.564	0.536	0.509	0.486	0.459

数据来源:经作者计算整理。

表 7 装机规模 1MW 以上的光伏发电系统上网电价测算结果

增值税:17%

年份	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
光伏系统价格(万元/kW)	1.97	1.72	1.49	1.30	1.24	1.18	1.12	1.07	1.01
有效日照时数(小时)									
1100	1.791	1.564	1.355	1.182	1.127	1.073	1.018	0.973	0.918
1200	1.642	1.433	1.242	1.083	1.033	0.983	0.933	0.892	0.842
1300	1.515	1.323	1.146	1.000	0.954	0.908	0.862	0.823	0.777
1400	1.407	1.229	1.064	0.929	0.886	0.843	0.800	0.764	0.721
1500	1.313	1.147	0.993	0.867	0.827	0.787	0.747	0.713	0.673
1600	1.231	1.075	0.931	0.813	0.775	0.738	0.700	0.669	0.631
1700	1.159	1.012	0.877	0.765	0.729	0.694	0.659	0.629	0.594
1800	1.095	0.956	0.828	0.722	0.689	0.656	0.622	0.594	0.561
1900	1.037	0.905	0.784	0.684	0.653	0.621	0.590	0.563	0.532

数据来源:经作者计算整理。

六、光伏发电平价上网(Grid Parity)路线图

目前光伏发电成本显著高于传统能源发电度电成本,但伴随传统能源发电价格不断上涨,光伏发电成本的下降过程,在未来某一时点也可称为临界点,

两者发电成本必然存在价格交点,这个时点就是光伏发电平价上网时点^[28-31]。对于光伏发电平价上网问题,欧盟对 2011 - 2020 年间批发电价的年均增长率预期在 5.7 - 6.7%。结合我国电价历史演变,我们将上网电价设置在年均增长 6% 的水平^②。

① EPIA, Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector - On the road to competitiveness, 2011 年第 9 页。http://www.epia.org/news/publications/

② 参照王斯成、李俊峰等《中国光伏平价上网路线图》。同时,中国电力企业联合会 2012 年发布的《电力工业“十二五”规划滚动研究报告》称,目前中国电价水平偏低,其合理电价是 2015 年平均销售电价应在 0.729 元/千瓦时,年均增长 5%。

2012年,我国各地区燃煤发电机组脱硫标杆上网电价分布在0.25-0.52元/千瓦时区间,全国平均水平为0.4元/千瓦时,按照年均6%的电价增长率,则到2015年煤电标杆上网电价将达到0.48元/千瓦时,2020年将达到0.65元/千瓦时。同时我们的测算发现:到2018年在光照有效利用小时数1700小时以上(增值税50%优惠),10kW-50kW光伏发电系统将实现0.60元/千瓦时的发电侧平价上网。到2020年在光照有效利用小时数1400小时以上的地区(增值税50%优惠),光伏发电系统将实现0.68元/千瓦时的发电侧平价上网。

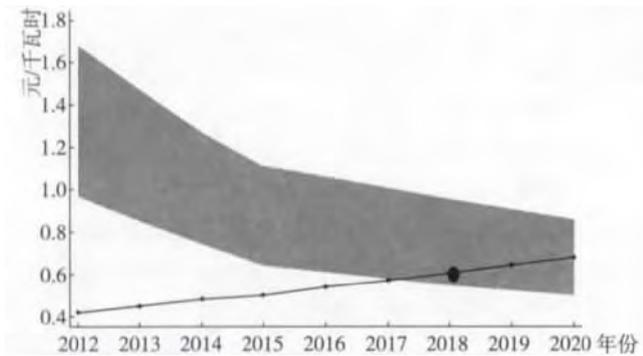


图6 装机容量10kW-50kW光伏发电系统平价上网路线图
数据来源:stata12.0,原始数据经作者计算整理。

备注:光伏发电成本带状图上边界为增值税税率17%时的光伏发电度电成本,下边界为增值税税率8.5%时的光伏发电度电成本,以下同。

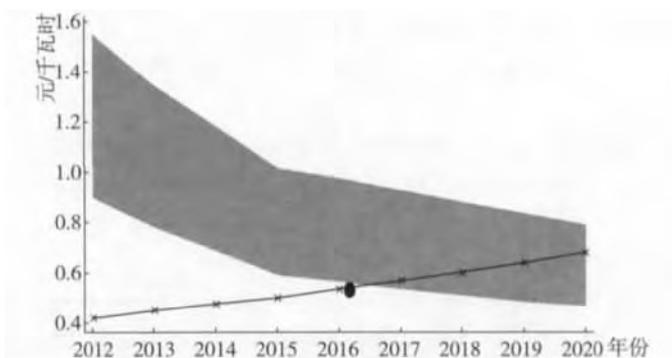


图7 装机容量1MW以上光伏发电系统平价上网路线图
数据来源:stata12.0,原始数据经作者计算整理。

对于兆瓦级光伏发电系统,到2017年在光照有效利用小时数1700小时以上的地区,光伏发电系统将实现0.57元/千瓦时的发电侧平价上网。到2020年在光照有效利用小时数1200小时以上的地区,光伏发电系统将实现0.68元/千瓦时的发电侧平价上网。这意味着2020年我国绝大部分地区装机容量兆瓦级的光伏发电系统,都将实现发电侧平

价上网。

研究结果显示,不同装机规模不同光照资源的光伏发电成本是不尽相同的,但实证结果同时向我们呈现:光伏平价上网必然是从光照资源条件好,光伏系统装机容量大的地区开始,逐渐扩展到资源小件有限,装机规模不大的地区。

七、结 论

光伏发电成本必然伴随光伏发电技术进步、商业化的推广,其发电成本在未来将会呈现下降趋势。但目前光伏发电系统度电成本显然高于传统能源发电成本。但利用太阳能光伏发电是未来世界发展的方向,因此,目前对光伏发电进行财政补贴是扶持幼稚产业发展的必然手段,从欧美等国早期对光伏产业的财政投入也证明了光伏产业的初期发展离不开国家财税政策的支持。本文的研究显示,是否对光伏发电采用与风能发电同样的增值税减免政策,很大程度影响光伏发电系统的度电成本。我们应以欧美等国对我国光伏产业的“双反”为契机,大力推进我国光伏发电并网产业的发展,采取行之有效的财税政策,推进我国光伏产业的发展。

参考文献:

- [1] Timilsina G R, Kurdgelashvili L, Narbel P A. Solar energy: Markets, economics and policies [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, 16 (1): 449 - 465.
- [2] Pernick R, Wilder C. Utility solar assessment (USA) study: Reaching ten percent solar by 2025 [R]. *Clean Edge Inc. and Co-op America*, 2008.
- [3] International Energy Agency (IEA). Trends in photovoltaic application: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009 [R]. 2010. Report IEA - PVPS T1 - 19:2010.
- [4] European Photovoltaic Industry Association. Solar photovoltaics competing in the energy sector - on the road to competitiveness [R], 2011, September, Brussels.
- [5] Schmidt T S, Born R, Schneider M. Assessing the costs of photovoltaic and wind power in six developing countries [J]. *Nature Climate Change*, 2012 (2): 548 - 553.
- [6] Song J, et al. The true cost of solar power: Race to \$1/W [N]. 2009, Photon Consulting.
- [7] Hutchinson A. Solar panel drops to \$1 per watt: is this a milestone or the bottom for silicon-based panels? [N]

- . Popular Mechanics , 2009. February 26.
- [8] Breyer Ch , Gerlach A , Mueller J , Behacker H , Milner A. Grid – parity analysis for EU and US regions and market segments – Dynamics of grid – parity and dependence on solar irradiance , local electricity prices and PV progress ratio [R]. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference , Hamburg , Germany , 2009 ,September21 – 25.
- [9] 李俊峰 ,王斯成. 中国光伏发电平价上网路线图报告 [R] 2011.
- [10] 赵玉文 ,吴达成 ,王斯成等. 中国光伏产业发展研究报告(2006 – 2007)下[J]. 太阳能 2008(8) :6 – 13.
- [11] 马胜红 ,李斌 ,陈东兵等. 中国光伏发电成本价格及技术进步作用的分析[J]. 太阳能 2010(4) :6 – 13.
- [12] Bazilian M , Onyeji I , Liebreich M , et al. Re – considering the Economics of Photovoltaic Power [J]. Renewable Energy , 2013 ,53 : 329 – 338.
- [13] Singh P P , Singh S. Realistic generation cost of solar photovoltaic electricity [J]. Renewable Energy , 2010 , 35(3) :563 – 569.
- [14] Greenpeace , European Photovoltaic Industry Association and Greenpeace. Solar generation 6: Solar photovoltaic electricity empowering the world [R]. European Photovoltaic Industry Association , Greenpeace Report , 2011.
- [15] Wang X , Kurdgelashvili L , Byrne J , Barnett A. The value of module efficiency in lowering the levelized cost of energy of photovoltaic systems [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews , 2011 , 15(9) : 4248 – 4254.
- [16] Branker K , Pathak M J M , Pearce J M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews , 2011 ,15(9) : 4470 – 4482.
- [17] Neij L. Cost dynamics of wind power [J]. Energy , 1999 ,24(5) :375 – 389.
- [18] Short W , Packey D , Holt T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies [R]. Report No. TP – 462 – 5173. Golden , CO: National Renewable Energy Laboratory , March 1995.
- [19] 邱克强 ,龙桂花 ,陈少纯. 对发展我国太阳能级多晶硅低成本制备技术的战略思考与选择[J]. 新材料 , 2008(6) :20 – 28.
- [20] Price S , Margolis R. 2008 solar technologies market report [R]. . Energy Efficiency & Renewable Energy US Department of Energy , January , 2011.
- [21] Pearce J M. Industrial symbiosis for very large scale photovoltaic manufacturing [J]. Renewable Energy , 2008 ,33(5) :1101 – 1108.
- [22] Darling S B , You F , Veselka T , Velosa A. Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics [J]. Energy Environ Science , 2011 ,4(9) : 3133 – 3139.
- [23] Zweibel K. Should solar photovoltaics be deployed sooner because of long operating life at low , predictable cost? [J]. Energy Policy , 2010 ,38(11) :7519 – 7530.
- [24] Harmon C. Experience curves of photovoltaic technology [R]. Interim Report. IR – 00 – 014. International Institute for Applied Systems Analysis. 2000.
- [25] Moore L M , Post H N. Five years of residential photovoltaic system experience at tucson electric power [J]. Strategic Planning for Energy and the Environment , 2008 ,28(2) :58 – 73.
- [26] Notton G , Muselli M , Poggi P. Costing of a stand – alone photovoltaic system [J]. Energy , 1998 ,23(4) : 289 – 308.
- [27] Wiser R , Barbose G , Perterman C , Darghouth N. Tracking the sun – II. Installed cost of PV in the USA from1998 – 2008 [R]. LBNL Working paper 2674E. Lawrence Berkeley National Laboratory , 2009.
- [28] Hegedus S , Luque A. Achievements and challenges of solar electricity from photovoltaics [A]. Luque A , Hegedus S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering , Second Edition [C]. John Wiley & Sons , Ltd , Chichester , UK. 2011.
- [29] Denholm P , Margolis R M. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies [J]. Energy Policy , 2007 ,35 : 4424 – 4433.
- [30] Yaqub M , Shahram Sarkni P E , Mazzuchi T. Feasibility analysis of solar photovoltaic commercial power generation in California [J]. Engineering Management Journal , 2012 ,24(4) : 36 – 49.
- [31] Yang C J. Reconsidering solar grid parity [J]. Energy Policy , 2010 ,38(7) : 3270 – 3273.

责任编辑、校对:李再扬

their own liquidity demand and legacy demands.

Key words: Systematic Longevity Risk; Longevity-Indexed Deferred Annuity (LIDA); Annuity Equivalent Wealth; Annuity Puzzle; Mortality Index

Empirical Analysis on the Relationship between Development of Insurance Industry and Total Factor Productivity of Chinese Economy

DONG Jian-guo¹, CHEN Yan²

(1. Academe of Economics, Shandong University, Jinan 250100, China;

2. Academe of Economics, Shandong University, Jinan 250100, China)

Abstract: From the point of view of Total Factor Productivity (TFP), this paper studies the relationship between the development of insurance industry and macroeconomic growth in China. We use the data from 1986 to 2011 to empirically check the contribution rate of insurance industry to Chinese economic growth. The empirical results show: (1) the development of insurance industry is faster than the growth rate of GDP and total factor productivity in the same period; (2) the role played by insurance industry in upgrading productivity and economic growth in the long run is not significant; (3) Total Factor Productivity can significantly promote the insurance industry.

Key words: Insurance Industry; Total Factor Productivity; VAR Analysis; Granger Test of Causality

The Research on the Generation Cost of Solar Photovoltaic Electricity and a Pathway to Grid Parity

MA Cui-ping¹, SHI Dan², CONG Xiao-nan³

(1. Academe of Financial and Economic Strategy, CASS, Beijing 100045, China;

2. Research Institute of Industrial Economy, CASS, Beijing 100836, China;

3. Research Institute of Urban Development And Environment, CASS, Beijing 100045, China)

Abstract: Without financial subsidy, at present, in different lighting resource areas, the LCOE of 10kW-50kW PV systems is CNY 1.13-1.94/kWh. This is estimated to decrease to CNY 0.74-1.28/kWh in 2015. By 2020, it will decrease to CNY 0.58-1.00/kWh. The LCOE of 1MW PV systems is CNY 1.03-1.79/kWh. This is estimated to fall to CNY 0.68-1.18/kWh in 2015. By 2020, the LCOE of these systems will drop to CNY 0.53-0.92/kWh. We can conclude that the grid parity of 10kW-50kW PV system in China will appear in 2020 in some areas. The grid parity of 1MW PV system in China will emerge in 2019 in most areas.

Key words: Photovoltaic Power Generation; Financial Subsidy; Installation Scale; Generation Side; Grid Parity

A Study on the Financing Constrains and Chinese Enterprises' Scale Distributions: —An Analysis Based on the Data of Listed Companies in Chinese Manufacturing

LI Hong-ya, SHI Xue-gui, ZHANG Yin-jie

(School of Economics, Shanghai University of Finance and Economics, Shanghai 200433, China)

Abstract: The theory of "financing constraints" on the enterprises' scale distribution suggests that financing constraints restrict the enterprises' growth due to financial market imperfectness, thus influence the general enterprises' scale distribution. Our empirical results show that the scale distribution of listed companies in Chinese manufacturing has both the feature of "age dependence" and "size dependence", and doesn't comply with Gibrat's Law completely; the financing constraints restrict the enterprises' growth, especially influence the growth rate of small and medium-sized enterprises of listed companies in Chinese manufacturing; on the whole, the financing constraints can't determine the overall enterprises' scale distribution of listed companies in Chinese manufacturing. However, the financing constraints significantly influence the scale distribution of the small and medium-sized enterprises. The results are beneficial for us to deeply understand the intrinsic link between the