

分布式光伏发电项目成本效益分析

孙为兵

(扬州供电公司, 江苏 扬州 225009)

摘 要: 通过建立分布式光伏发电项目的成本电价数学模型, 分析项目的成本构成、投资收益、社会效益和环境效益, 讨论了影响成本电价的因素, 如装机成本、日照时间、贷款状况、运营费用以及预期的投资回收期等。以普通居民用户屋顶光伏发电项目 (BAPV) 为例, 分析了不同地区的成本电价和投资回收期。计算结果表明, 在现行电费政策下, 普通居民用户投资屋顶光伏发电项目 (BAPV) 有着较好的社会效益和环境效益, 但投资回收期较长, 投资收益一般, 建议制定电费补贴政策。

关键词: 分布式光伏发电; 屋顶光伏发电项目 (BAPV); 成本效益; 成本电价

0 引言

光伏发电资源开发, 对优化我国能源结构、应对保护生态环境、促进经济社会可持续发展, 具有十分重要的作用。我国西部地区地域广阔, 便于集中式光伏的开发利用; 在中东部广大地区, 受到环境条件限制, 分布式光伏发电成为光伏发电发展的重点。分布式光伏发电是指位于用户附近, 所发电能就地利用, 以 10 (20) 千伏及以下电压等级接入电网, 且单个并网点总装机容量不超过 6 兆瓦的光伏发电项目。

分布式光伏发电系统多采用与建筑结合的形式, 主要就是所谓的“屋顶计划”。我国宣布到 2020 年, 全国建成 2 万个屋顶光伏发电项目, 总容量 100 万 kW。与建筑结合的并网光伏发电系统又分为: 将光伏电池直接作为建筑材料的光伏建筑一体化项目 (BIPV); 在已建成的建筑屋顶上安装光伏发电组件的屋顶光伏发电项目 (BAPV)。由于造价较高和综合发电效率较低等因素, BIPV 项目的应用规模较小。与建筑结合的并网光伏发电项目的主要应用形式是屋顶光伏发电 (BAPV)。

本文建立了屋顶光伏发电项目 (BAPV) 的成本电价数学模型, 分析项目的成本构成、投资收益、社会效益和环境效益, 讨论了影响成本电价的因素, 并给出电费补贴政策建议。

1 成本电价数学模型

1.1 发电成本构成

分布式光伏发电项目的发电成本由装机成本

C_{ivs} 、运营管理成本 C_{op} 和财务成本 C_{fn} 三部分组成。

装机成本 C_{ivs} : 是指光伏电站的初始建设费用, 为一次性投资费用, 对应于光伏电站的固定资产。主要由项目前期费用、系统设计费用、设备购置费、材料费、安装施工费以及外线接入费等组成。

$$C_{ivs} = C_{qq} + C_{sj} + C_{sb} + C_{cl} + C_{sg} + C_{jr}$$

其中, C_{qq} 为项目前期费用, C_{sj} 为系统设计费用, C_{sb} 为设备购置费, C_{cl} 为材料费, C_{sg} 为安装施工费, C_{jr} 为外线接入费。

运营管理成本 C_{op} : 是指光伏电站的日常维护和管理费用。由于光伏电站在运营过程中, 不需要原材料, 也没有运动磨损部件, 因此维护费用很低, 也完全可以预见。通常, 维护费用除了人员工资外, 主要是备件费用。光伏电站可以按照总体固定投资提取某一比例进行估算。根据现有光伏电站经验, 年运营费率通常在 1%~3% 之间。装机容量越大的电站, 年运营费率越低。

$$C_{op} = C_{ivs} \times k_{op}$$

其中, k_{op} 为年运营费率。

财务成本 C_{fn} : 是指贷款年利息。如果项目资金全部为自有资金, 则财务成本为零。

分布式光伏发电项目总的发电成本为:

$$C = C_{ivs} + \sum_{i=1}^n C_{op} + \sum_{i=1}^n C_{fn}$$

其中, n 为项目全寿命周期。考虑到光伏组件的使用寿命大约是 25 年, 因此设定 n 为 25 年。

1.2 发电收入构成

分布式光伏发电项目的发电收入由售电收入 F_p 和财政补贴 F_b 两部分组成。

售电收入 F_p ：是指年发电量按上网电价出售给公用电网所获得的电费收入。

$$F_p = W \times P_{arif}$$

$$W = (R \times S \times \eta) \times (1 - \lambda)$$

其中， P_{arif} 为上网电价， W 为光伏电站年发电量， R 为单位面积年平均太阳辐射总量， S 为电池板总面积， η 为光电转换效率， λ 为年递进衰减率。

按照国际光伏产业通用标准的要求，光伏组件每年的衰减不得高于 1%，或者 25 年不得小于 20%（递进衰减）。目前大多数厂家实际给出的数据是每年的衰减不超过 0.5%。

财政补贴 F_b ：是指政府为鼓励光伏发电产业发展而进行的专项财政补贴或其他补贴，补贴可考虑按发电量或系统容量进行补偿。

分布式光伏发电项目总的发电收入为：

$$F = \sum_{i=1}^n F_p + \sum_{i=1}^n F_b$$

其中， n 为项目全寿命周期。

1.3 成本电价模型

分布式光伏发电项目的成本电价是指在预定的投资回报期内能够收回光伏电站总发电成本的最低电价。假设预期投资回报期为 N 年，成本电价的公式为：

$$P_{cost} = \frac{C_{ivs} + \sum_{i=1}^N C_{op} + \sum_{i=1}^N C_{fn}}{\sum_{i=1}^N W}$$

式中， P_{cost} 为成本电价。

在不考虑财政补贴或其他补贴的情况下，当 $P_{cost} \leq P_{arif}$ 时，项目能够确保在预期投资回报期内收回成本。

对于普通居民用户实施的屋顶光伏发电项目

（BAPV）而言，装机规模较小，对应投资规模也相对较小，全部为自有资金，且日常维护费用相对于装机成本也可忽略不计。通过对成本电价数据模型进行简化，可得出普通居民用户 BAPV 的成本电价公式为：

$$P_{cost} = \frac{C_{ivs}}{\sum_{i=1}^N W}$$

2 成本电价影响因素

2.1 装机成本

光伏发电系统的装机成本是由技术发展现状、产业发展规模、市场供需情况所决定的。总体来说，光伏发电装机成本近年不断下降，尤其受 2011 年光伏市场不理想造成光伏设备供大于求的现状，加速了光伏装机成本的下降。今年受欧盟启动“双反”政策的影响，光伏装机成本已降到 10000 元/kW 的水平。随着太阳电池组件等设备价格的继续下跌及一次装机容量的增加，光伏发电装机成本仍有很大的下降空间。以普通居民用户实施的屋顶光伏发电项目（BAPV）为例，装机容量 5kW，所发电量全部上网，采用自有资金，项目周期 25 年，每年的衰减为 0.5%，对应于 10 元/W 的装机成本水平，成本电价为 0.35 元/kWh。目前，上网电价执行脱硫电价 0.46 元/kWh，明显大于项目成本电价。

2.2 年发电量

光伏发电系统的年发电量取决于所在地区单位面积年平均太阳辐射总量、电池板总面积、电池板光电转换效率和电池板年递进衰减率。

电池板光电转换效率取决于太阳能电池板所采用的光伏材料。光伏材料能产生电流是因为光生伏特效应，即如果光线照射在太阳能电池上并且光在界面层被吸收，具有足够能量的光子能够在 P 型硅和 N 型硅中将电子从共价键中激发，以致产生电子—空穴对。界面层附近的电子和空穴在复合之前，将通过空间电荷的电场作用被相互分离。电子向带正电的 N 区和空穴向带负电的 P 区运动。通过界面层的电荷分离，将在 P 区和 N 区之间产生一个向外的可测试的电压。通过光照在界面层产生的电子—空穴对越多，电流越大。界面层吸收的光能越多，界面层即电池面积越大，在太阳能电池中形成的电流也越大。常用光伏材料有：单晶硅、多晶硅、非

晶硅（薄膜式太阳电池），对应光电转换效率如表 1 所示。

表 1 光伏材料光电转换效率		%
光伏材料	光电转换效率	
单晶硅	15~24	
多晶硅	12~14.8	
非晶硅	10 左右	

单位面积年平均太阳辐射总量取决于项目所处地区。目前，我国太阳辐射总量地区分为五类地区。一类地区：全年日照时数为 3200-3300 h，年辐射量在 1860-2330 kWh/m²。主要包括：青藏高原、甘肃北部、宁夏北部和新疆南部等地。太阳能资源丰富地区。二类地区：全年日照时数为 3000-3200 h，年辐射量在 1630-1860 kWh/m²。主要包括河北西北部、山西北部、内蒙古南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部和新疆南部等地。此区为我国太阳能资源较丰富地区。三类地区：全年日照时数为 2200-3000 h，年辐射量在 1390-1630 kWh/m²。主要包括山东、河南、河北东南部，山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部、江苏北部和安徽北部等地。四类地区：全年日照时数为 1400-2200 h，年辐射量在 1160-1390 kWh/m²，主要是长江中下游、福建、浙江和广东的一部分地区，春夏多阴雨，秋冬季太阳能资源较好。五类地区：全年日照时数约 1000-1400 h，年辐射量在 933-1160 kWh/m²，主要包括四川、贵州两省。

以采用单晶硅太阳能电池板、装机容量 1kW、屋顶 25° 倾斜角安装的屋顶光伏发电项目(BAPV)为例，不同地区年发电量估算值如表 2 所示。

表 2 不同地区年发电量估算值	
地区	年发电量估算值/kWh
四、五类地区	1200~1400
二、三类地区	1400~1600
一类地区	1600~1800

3 BAPV 项目实例效益分析

以扬州地区已实施且并网发电的某一普通居民屋顶光伏发电项目(BAPV)为例，装机容量 5kW，采用自有资金，装机总成本 5 万元，接入电压等级 380V，用户侧并网点 1 个，发电量消纳方式为全部上网，上网电价执行脱硫电价 0.46 元/kWh。

3.1 社会效益

屋顶光伏并网发电系统与其它光伏发形式相比，具有突出的优点，尤其适合在工商业发达，缺乏可供开发利用空地的地区大规模推广应该，其主要特点如下：

(1) 利用现有建筑的闲置屋顶，不占用专门的用地面积，符合建设条件的建筑量大，可大规模推广应用；

(2) 建设改造成本低，可选光伏组件种类较多；

(3) 建筑物多位于城镇，并网条件好，接入系统成本低；

(4) 光伏组件安装方式比较自由，系统效率高，可实现大规模装机；

(5) 维护方便，可实现无人值守等。

利用自然屋顶光伏发电系统形式具有突出的优点，是目前全世界应用最广泛的光伏发电形式，适合大规模推广。结合我国电网特点，在有优势的地区建设更多示范性屋顶光伏项目，以推动我国在该领域的成功运作。

3.2 经济效益

低压集中抄表终端显示该项目 2013 年 6 月上网电量为 641.5kWh，按照脱硫电价 0.46 元/kWh 计算，当月售电收入为 295.09 元。年发电量约 6500kWh，年售电收入约为 2990 元。

以目前上网电价推算，不考虑光伏发电组件衰减率的情况下，项目投资回收期为 16~17 年；若每年的衰减为 0.5%，则项目投资回收年限为 17~18 年。单纯以经济效益来看，投资回收期较长，投资收益一般。

3.3 环境效益

火电厂每上网发电 1kWh，需消耗标准煤 305g，约产生 814g CO₂、6.2g 的硫氧化物(SO_x)和 2.1g 的氮氧化物(NO_x)，对环境和生态造成不利的影响。

该项目利用自然太阳能转变为电能，在生产过程中不直接消耗矿物燃料，不产生污染物，其全寿命周期总的发电量为 15.3 万 kWh。与同容量的燃煤电厂相比较，减少排放温室效应性气体 CO₂ 约 124.5t，减少排放大气污染气体 SO₂ 约 0.95t、NO_x 约 0.32t。

到 2020 年，以全国建成 2 万个屋顶光伏发电项目、总容量 100 万 kW 推算，每年可减少排放温室效应性气体 CO₂ 约 113.96 万吨，减少排放大气污染气体 SO₂ 约 0.87 万吨、NO_x 约 0.29 万吨。

由此可见，随着屋顶光伏发电项目大规模的推广和实施，对于全社会环境和生态而言，有着显著的环境效益。

4 结论

在现行电费政策下，普通居民用户投资屋顶光伏发电项目（BAPV）有着较好的社会效益和显著的环境效益，但投资回收期为 17 年左右，投资收益一般。为进一步促进分布式光伏发电项目的推广和应用，同时切实提高项目投资收益，建议出台相关

财政补贴政策。若采用度电直补措施，每度电直接补贴 0.45 元，普通居民投资屋顶光伏发电项目的投资回收期将缩短至 8 年左右，显著提升项目的经济效益的同时，从而撬动国内民用光伏市场。

作者简介：

孙为兵（1980—），男，江苏建湖人，工程师，研究方向为电力市场、智能变电站设计、配电网规划，E-mail: 88543578@QQ.com。