

太阳能热发电经济性分析和产业激励政策建议*

杜凤丽^{1†}, 谢宏²

(1. 中国科学院太阳能热利用及光伏系统重点实验室, 北京 100190; 2. 威廉·杰斐逊·克林顿总统基金会, 北京 100600)

摘要: 太阳能热发电作为能够输出稳定优质电力的可再生能源发电形式, 已在欧洲、美国等国家和地区快速发展。随着产业链的不断完善、技术水平的逐步提升, 太阳能热发电产业有望加速进入规模化发展的新阶段。为促进国内太阳能热发电产业发展, 国家能源局于2012年9月委托国家太阳能光热产业技术创新战略联盟会同国家可再生能源中心等单位就太阳能热发电产业发展政策开展研究。通过分析我国太阳能热发电技术现状、产业基础及发展中面临的突出技术和政策问题, 发现发电成本高是阻碍太阳能热发电技术在我国产业化推广的最大障碍。鉴于国内尚无商业化太阳能热发电站, 同时也不能完全照搬国外的经验模式, 研究人员通过采用国际范围内普遍适用的商业化电站投融资模式分析经验, 对在中国建设运行一个50 MW槽式太阳能热发电站的经济性和2020年导致成本下降的潜在机遇进行了分析, 在假设现行1元/(kW·h)的光伏上网电价同样适用于太阳能热发电的基础上, 提出了扶持太阳能热发电产业发展的短期激励政策建议, 同时也对出台商业化太阳能热发电上网电价的可能性以及固定电价形成的方法进行了探讨。

关键词: 太阳能热发电; 均化发电成本; 经济性; 激励政策

中图分类号: TK514

文献标志码: A

doi: 10.3969/j.issn.2095-560X.2013.03.001

Economics Analysis of Solar Thermal Power and Recommendations on Industry-based Incentive Policies

DU Feng-li¹, XIE Hong²

(1. Key Laboratory of Solar Thermal Energy and Photovoltaic Systems, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

2. Clean Energy Program, Clinton Climate Initiative (CCI), Beijing 100600, China)

Abstract: Concentrated Solar Power (CSP), as one form of renewable power generation to supply stable and dispatchable electricity to the grid, has been developing rapidly in Europe, the United States and other countries and regions. With constant improvement across the industrial chain and technology advancement, the CSP industry is expected to progress into a new stage of large-scale development. In 2012, to promote the development of China's domestic CSP industry, the National Energy Administration (NEA) commissioned the National Solar Thermal Energy Alliance, in collaboration with the National Renewable Energy Center and other organizations to carry out a policy study on the CSP industry development. By analyzing the status quo of China's CSP technology development, manufacturing capacities, as well as various technical and policy issues, the researchers finds out that the high cost of solar thermal power generation is the biggest obstacle that has hampered the commercialization of CSP technologies in China. Given there has been no commercial CSP plant built in China and that international experiences cannot be applied without customization, the researchers, with reference to the internationally recognized project financial modeling methodology, have analyzed the capital costs and operating costs of a prototypical 50 MW parabolic trough power plant with base location in China, as well as the indicative potential of cost reduction by 2020. Assuming that the existing 1 yuan/(kW·h) Feed-in Tariff (FiT) appropriate for solar PV development also applies to the CSP development, various short-term incentive policies for the CSP development have been recommended in a practical manner. In addition, different ways for determining the appropriate level of CSP specific FiTs, as well as the fixed FiT in particular, have been thoroughly discussed in this paper.

Key words: concentrated solar power generation; leveled cost of electricity; economics; incentives

* 收稿日期: 2013-10-29 修订日期: 2013-12-04
项目来源: 国家能源局委托课题“太阳能热发电产业政策研究”
† 通信作者: 杜凤丽, E-mail: du.fengli@mail.iese.ac.cn

0 引言

太阳能热发电是将太阳能转化为热能,通过热功转化过程发电的技术。作为可再生能源发电技术之一,太阳能热发电系统的最大特点是电力输出稳定、非常具有电网友好性,既可以作为基础负荷也可以作为调峰负荷。太阳能资源具有间歇性和不稳定性特点,白天太阳辐射的变化会引起以太阳能作为输入能源的系统发电功率大幅波动,对电网系统实时平衡和稳定安全运行带来挑战。太阳能热发电站配置相对低价的储热系统,可以将多余的热量储存起来,在云遮或夜间的时候及时向动力发电设备进行热量补充,从而可以保证发电功率平稳和可控输出,减少对电网的冲击。此外,太阳能热发电站采用汽轮机、燃气轮机等常规热功转化设备进行热功转化驱动发电机发电,易于与化石燃料发电系统进行联合循环运行,降低化石燃料的消耗和 CO_2 的排放。

太阳能热发电可建成独立大型电站并网发电,同时利用余热进行咸水淡化和供暖;还可形成微型电网独立运行,适用于边远农牧区、山区和海岛等地供电,也可联网运行作为电网可控发电单元。作为全生命周期 CO_2 排放极低〔约 $17 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 〕的环境友好型技术,太阳能热发电是节能减排的重要手段之一,同时也是解决当前可再生能源发电波动性对电网安全性影响问题的重要途径。

截至 2013 年 11 月,国外已经运行的太阳能热发电装机容量(含研发示范系统) $3\,298 \text{ MW}$,在建装机容量(含示范电站) $2\,360 \text{ MW}$,开发及规划装机容量 $8\,112 \text{ MW}$ 。在我国,尚未建立真正意义的商业化太阳能热发电站,仅有 3 座完整的太阳能热发电实验系统,容量分别为 10 MW 、 1 MW 和 160 kW 。据不完全统计,目前国内正在筹划的太阳能热发电总装机容量约 860 MW ,但总体都处于开展前期工作的阶段,整体项目推进进度有快有慢。

现阶段,我国的太阳能热发电产业发展进展颇缓,主要原因可归于:

1) 现阶段中国国内尚无成熟的、适用于大规模推广的各种本土化太阳能热发电技术。虽然通过技术研发和实验室级别的系统示范,我国在太阳能热发电关键技术产品方面已经积累了一定的经验,但由于没有在大容量太阳能热发电站上实际应用,其设计理论和运行经验目前还仅局限于实验室阶段,

因此这些技术产品亟需实践考验,并进行改进提高。

2) 国内尚无商业化太阳能热发电站整套系统集成和运行的经验。太阳能热发电站涉及太阳能集热、传热储热、常规发电等多个系统,既不同于传统的电力生产,又不同于单纯的太阳能应用,需要跨学科、跨领域的系统集成技术和经验。我国目前还没有建成商业化的示范电站,仅仅几个研究试验电站还不足以具备电站整体系统设计能力,更是缺乏电站整体建设、运营经验。另外,即使是国外的成熟技术和经验,在我国特殊的气候条件和运行环境下是否适合也需要研究和验证。

3) 国内尚无适用的电价政策,导致投资收益无保障,无法深入推进。在发展的初期阶段,太阳能热发电投资成本和发电成本都较高,目前我国在太阳能热发电站项目开发环节没有针对性的政策,电站项目开发没有合适的上网电价、也没有相应的财税激励政策,项目的收益情况无法评估,因此太阳能热发电项目投资运营的政策环境还不具备。在没有适用的投资回报驱动刺激下,太阳能热发电发展徘徊不前,更导致一些项目中途夭折。

为推动太阳能热发电技术和产业在我国的发展,国家太阳能光热产业技术创新战略联盟(以下简称联盟)在国家能源局的委托下,组织专家团队,通过采用国际范围内普遍适用的商业化电站投融资模式分析经验,从经济性角度全面考量了阻碍太阳能热发电技术在我国商业化发展的各项壁垒,分析了适合推动中国早期商业化太阳能热发电发展的上网电价,同时也提出了促进太阳能热发电产业发展的激励政策建议。

1 太阳能热发电经济性分析

1.1 模拟分析方法及关键设定值

1.1.1 数据来源及分析方法

为了对太阳能热发电站投融资收益和商业运营模式的系统进行深入分析研究,联盟组织的专家团队以一个在中国的 50 MW 槽式太阳能热发电站为典型案例,对其均化发电成本(Levelized cost of electricity, LCOE)进行了计算和模拟分析。均化发电成本的分析考虑了电站建设的初投资成本、运行维护成本和投融资成本,在此基础上计算出经济可行的商业化电站运行的相应电力销售价格,即上网电价(feed-in-tariff, FiT)。

1.1.2 案例太阳能热发电站的技术数据

案例太阳能热发电站位于中国内蒙古自治区鄂尔多斯地区(北纬 39°36', 东经 109°46'), 电站规模 50 MW, 带 4 小时储热, 电站运行寿命为 25 年。电站所在地年法向直射辐照(DNI)为 1 900 (kW h)/m²。该案例电站的技术参数设置详见表 1。

表 1 案例太阳能热发电站技术参数设置
Table 1 Technical parameters of reference plant

太阳能热发电站设置(案例电站)	技术数据
电站容量(MW):	50
地理位置:	北纬39°36', 东经109°46'
技术选型:	抛物面槽式
集热器采光口面积(m ²)	500 000
DNI [(kW h)/(m ² a)]	1 900
年均环境空气温度(°C)	7.4
导热油工作温度(°C)	393
汽轮机冷却方式	直接空气冷却
汽轮机额定进汽温度(°C)	383
全天任何时刻系统设定的导热油温度下限(°C)	60
集热器启动工作时油温(°C)	60
油/水蒸发器效率(%)	96
汽轮发电机组热效率(%)	35
白天运行时间比例(%)	83
工程建设期(年)	2
容量因子(%)	31.7
预热防冻辅助燃料	天然气
年发电量(kW h)	138 700 000
按照发电量10%计, 年厂用电量(kW h)	13 870 000
年上网电量(kW h)	124 304 096

数据来源: 中国科学院电工研究所, 中国电力工程顾问集团公司, 电力规划设计总院

1.1.3 电站一次投资成本数据

根据 1 × 50 MW 槽式太阳能热发电站的系统配置, 对关键设备及材料向国内外厂家进行现行市场价格询价, 得到了 8 个不同设备供货商的报价。考虑到中国市场化运作的采购招标惯例, 即采用设备公开招标方式。另外也考虑到未来关键设备的造价将有所降低的影响因素。设备安装与工程施工造价是依照有关国家工程设计与建设标准估算确定。案例电站工程包括太阳能集热系统、储热系统、换热系统、热力发电系统及其他辅助系统和辅助配套设施, 如采暖设施、生产办公设施等。

太阳能集热系统: 主要包括聚光器、真空吸热管、导热油管路、辅助热源及膨胀系统、就地控制等设备及其相应的辅助设施, 包括相应的土建设施等。

储热系统: 包括熔融盐、盐泵、就地远程控制系统等设备及其相应的辅助设施, 包括相应的土建设施等。

换热系统: 包括充热换热器、预热器、蒸汽发生器以及过热器等设备及其相应的辅助设施, 包括相应的土建设施等。

发电系统: 包括热机系统、化学水处理系统、电气系统、远程控制系统、供水排水系统等全部设施, 包括相应的土建设施等。

初投资成本不包括电网基础设施建设的投资成本, 案例分析假定电站具备并网条件。

案例电站一次性初投资估计约为 14.56 亿元, 相当于单位造价 29 119 元/kW。如图 1 分析, 案例电站的太阳能集热场采光口面积为 50 万 m², 太阳能集热场设备成本占整个电站建设成本的 50%, 为电站成本投资最多的部分。储热系统和导热油系统总共占总投资的 22%。

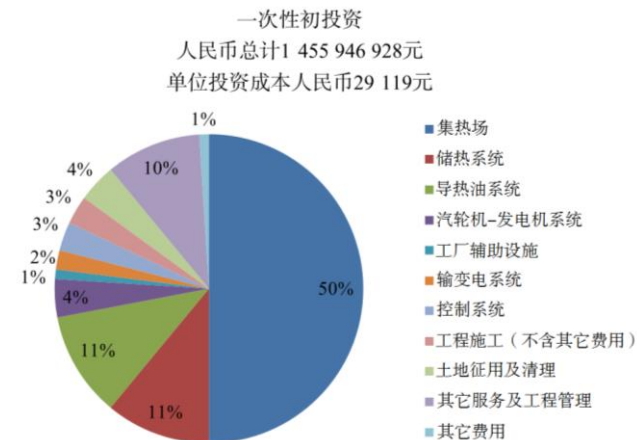


图 1 案例电站一次性初投资成本

Fig. 1 Reference plant overnight capital costs

数据来源: 中国电力工程顾问集团公司, 电力规划设计总院

1.1.4 电站运行维护成本数据

本案例电站运行维护成本计算参照了欧洲同类电站的经验, 并结合了国内专家的专业建议。电站运行维护成本估计为每年 2 216 万元, 其中包括电站设备一年内正常情况下的以及不可遇见的运行维护费用, 比如反射镜和吸热管的更换、导热油系统预热所需天然气的成本、电站保险费用、反射镜面的清洗成本等。案例电站的导热油国际普遍的报价为 3.5 万元/吨。

在下表中,为分析方便起见,年厂用电购电费用未计入运行维护成本中,但每年厂用电量按照年发电总量 10% 计算。参照表 1 的计算结果,案例电站年厂用电约为 13.87 GW h,参照内蒙古鄂尔多斯

电价水平 0.451 元/(kW h) 计算,每年用于厂用电购电费用约为 624 万元。

然而,在下文基础情形的分析中,占总发电量 10% 的厂用电的成本计算则采用均化发电成本。

表 2 案例电站年运行维护成本
Table 2 Reference plant annual operating costs

类别	单位	年需求	单价(元)	总计(元)
用水	吨	50 000	5	250 000
天然气	Nm ³ /h	3 600 000	2.28	8 208 000
运行维护劳动力	人	45	120 000	5 400 000
运行维护所需材料	元/MW	140 000	50	7 000 000
不可预见费用	元/MW	36 000	50	1 800 000
其它	元			4 142 000
运维成本总计				22 158 000

数据来源:中国电力工程顾问集团公司,电力规划设计总院

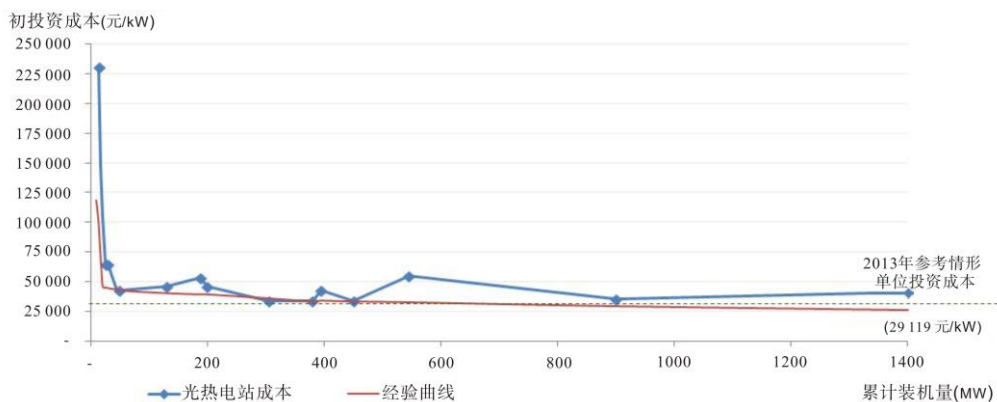


图 2 成本经验曲线与装机规模扩大经验曲线对比

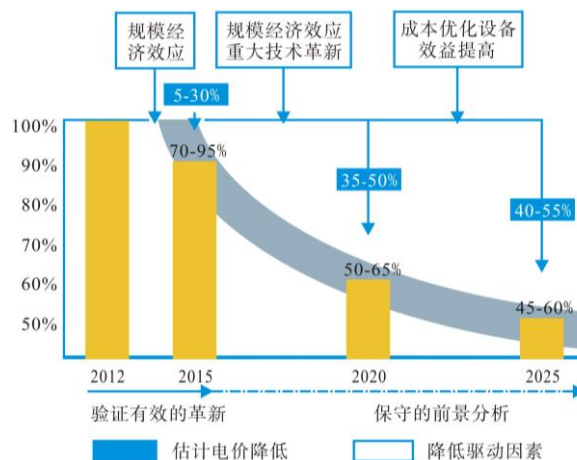
Fig. 2 Historical cost curve vs. cumulative installed capacity (RMB)

数据来源:基于 IRENA 公司 2012 年有关《太阳能热发电站成本分析报告》折算成人民币成本数据

1.2 全球太阳能热发电成本下降预期

尽管中国尚未开始进行商业化太阳能热发电站的应用,但和其它可再生能源技术一样,一旦得到正式推广应用,未来投资成本将会大幅下降。如图 2 所示,在美国,随着电站规模扩大到 100 MW 以上,项目经验的积累使得电站设计得以不断优化,电站运行效率得以不断提高,从而,单个电站的单位造价会大幅下降。

根据 A.T Kearney 公司 2012 年为欧洲太阳能热发电协会 (ESTELA) 所做的全球太阳能热发电路线图,太阳能热发电投资成本预计在 2015 年较现在水平下降 30%,到 2025 年下降 50%,成本下降的主要原因是,设备运行效率提高,技术不断更新,装机规模不断扩大,运行经验得以提高,从而成本得以大幅下降(图 3)。



来源: A.T. Kearney 2025 年太阳能热发电情形研究

图 3 2012 ~ 2025 全球太阳能热发电一次投资下降趋势

Fig. 3 ESTELA expected global cost reductions by 2025
数据来源:《ESTELA 前五年报告》(2012 公布)

全球太阳能热发电成本下降预期主要基于三种假设：1) 规模经济效应。经验表明，投资成本会随着电站规模的不断扩大而大幅下降，设备材料的批量生产以及电站系统配置进一步优化会使投资成本大幅下降。2) 学习曲线。经验表明，在欧洲，技术专业人员和工程总包商掌握电厂的优化设计和最佳施工方案，他们会不断改进电厂设备的运行效率和优化程度。3) 新技术。效率更高的新技术不断涌现，带来的是成本的不断下降。

1.3 适合中国的成本曲线

中国已经向世界证明，中国清洁能源技术的应用步伐比世界其它国家都快，且成本更低。如图 4 分析，中国在各类不同发电技术上的成本优势各有不同，但总体上，传统的发电技术（如：燃煤、燃气、核电）成本比欧洲低约 55%，可再生能源技术（光伏、水电、生物质、陆上风电）成本比欧洲低大约 40%。

与传统燃料发电技术相比，太阳能热发电站除了太阳能集热场和储热之外，其它设置都相似，都有汽轮机、发电机组和电站辅助设施。鉴于此，如果 ESTELA 的成本曲线适合于其它国家的太阳能热发电发展情况，那么，未来短期的大幅成本效率会在中国得以提高。确切地说，太阳能热发电技术早期阶段的应用速度与规模有赖于“学习曲线”。因此，以中国太阳能热发电发展成本曲线的下降幅度大于 ESTELA 全球成本曲线 20% 的这一情形作为中国的基础情景，从目前案例电站的一次单位初投资 29 119 元/kW 为起始来预测，2015 年中国的单位投资成本将会下降至 23 004 元/kW，2020 年将会下降至 14 268 元/kW，2025 年将会下降至 12 521 元/kW。

在基础情景分析中，我们假定了成本下降的平均幅度为 ESTELA 全球曲线 20% 这一情形，见图 5 中的红色曲线。

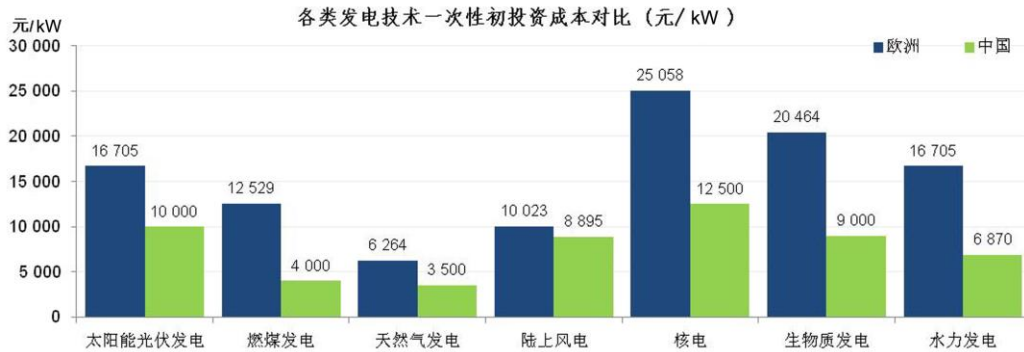


图 4 欧洲与中国各类电厂技术单位投资成本对比
 Fig. 4 Indicative unit capital costs of power technologies in Europe and China
 资料来源：ECF2050 路线图，中国电力监督委员会《“十一五”期间电力行业报告》

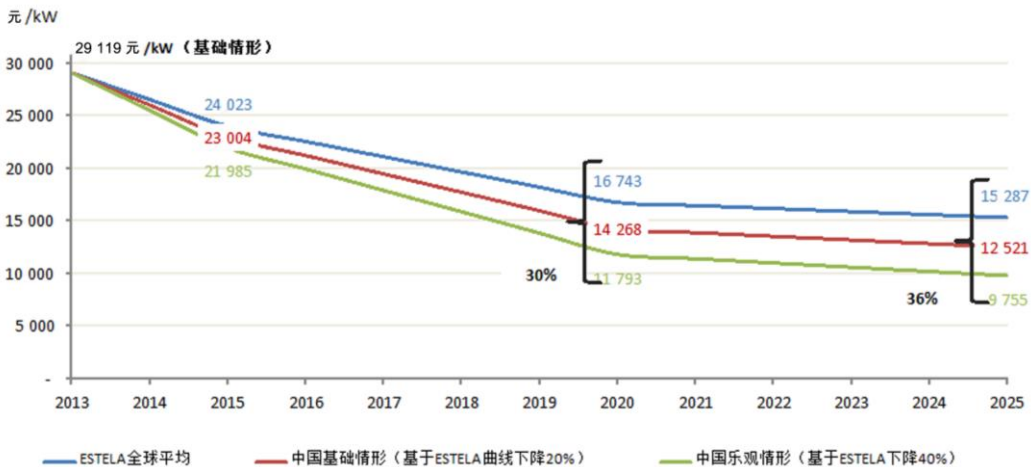


图 5 适合中国的太阳能热发电成本曲线
 Fig. 5 Establishing an appropriate cost curve for China
 数据来源：《ESTELA 前五年报告》(2012)，克林顿气候行动团队分析

在乐观情景分析中,我们假定了成本下降的平均幅度大于 ESTELA 全球曲线 40%这一情形,见图 5 中的绿色曲线。在此情形中,到 2020 年和 2025 年,中国太阳能热发电的单位初投资较 ESTELA 全球曲线将分别降低 30%和 36%左右,这与中国在其它可再生能源技术应用中实现的成本降幅相一致。

1.4 投融资条件设定值

计算采用的基础数据如下:

1)假设案例电站 70%初投资来自中国国家开发

银行的贷款,利率与其它新能源技术所享受的贷款利率一样,其余 30%初投资由电站建设方提供。

2)该案例电站的资本金内部回报率为 8%,加权平均资本成本(WACC)为 5.91%(这个数值相对国际市场同类项目要低)。能够确保项目产生足够现金流的债务备付率为 1.25x。有关其它数据,详见表 3。

由于中国的银行贷款过程不计算交易成本,所以本表中没有考虑银行借贷的交易费用。

表 3 基础情形投融资情景
Table 3 Base case financing scenario

债务比例 (%)	资本金比例 (%)	贷款利率 (%)	资本金回报率 (%)	贷款期限 (年)	WACC (%)
70	30	5.895	8.000	20	5.91

注: WACC = 加权平均资本成本 = 债务比例 × 贷款利率 × (1 - 所得税) + 资本金比例 × 资本金回报率

数据来源: 中国国家开发银行、亚洲开发银行

1.5 其它基础数据设定值

其它基础数据考虑到了我国现有可再生能源技术所享有的政府优惠政策,其中体现在 1) 企业所得税。假设太阳能热发电站企业所得税减为 15%。此外,也适用其它环保及清洁能源工程的企业所得税减免优惠,即:运营期头三年企业所得税全免(100%免除),后三年税收按照 50% 征收(即:第 4~6 年期间企业所得税为 7.5%),第 7 年到运营期结束实施 15% 的企业所得税征收。2) 增值税(VAT)。假设太阳能热发电技术跟风电和太阳能光伏发电一样,享受标准 VAT 税率 17% 的减半优惠。另外,基础数据分析还假设了设备部分的初投资成本应征 VAT 可以通过电站投用后的售电应征 VAT 进行抵扣,直到 VAT 数额完全抵扣完为止。

3) 固定资产折旧。采用适用于我国现行的其它各类环保技术、能源技术、或节水及生产安全工程的直线折旧法,折旧期为 10 年,折旧期每年无法折旧的金额允许转入后五年内依次累计折旧,折旧残值为 0。

此外,假设运营期内年均通货膨胀率保持不变。

1.6 基础情形下的均化发电成本

基于以上假设数据,依据电站所在地太阳能资源、电站容量配置(电站容量因子及年均上网电量)、投资成本、运维成本及融资成本,分析团队计算了案例电站在不同建设日期内电站建设投资的均化发电成本为 1.38 元/(kW h)。

如图 6 显示,案例电站的均化发电成本会随着电站建设起始日期不同而发生变化。假设采用中国的基

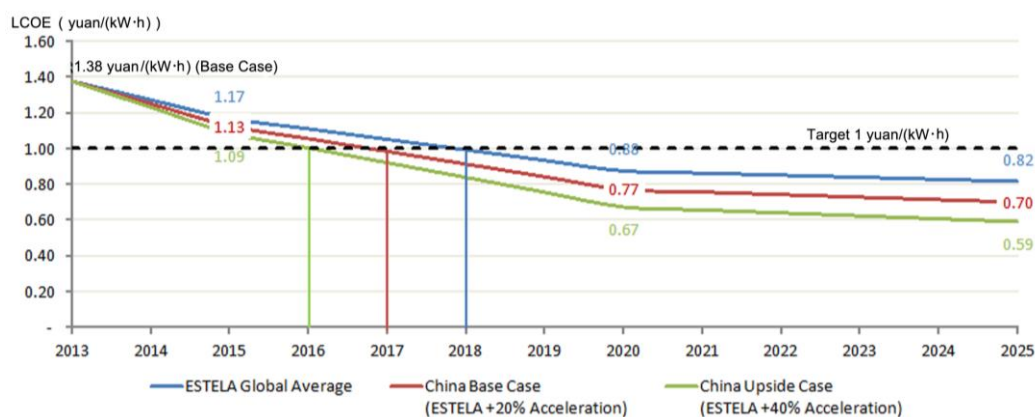


图 6 案例电站在不同成本曲线下的均化成本变化

Fig. 6 Reference plant LCOE under different cost curves

数据来源: 克林顿基金会气候行动分析团队

础成本情形曲线，即：中国保守情形（红色曲线）在低于 ESTELA 情形（蓝色曲线）成本降幅 20% 的情况下，中国的电站开发商要在 2017 年才能达到 1 元/(kW h) 的目标电价。而在中国乐观情形（绿色曲线）中，在低于 ESTELA 情形（蓝色曲线）成本降幅 40% 的情况下，中国的电站开发商最早能在 2016 年实现 1 元/(kW h) 的目标电价，而 ESTELA 曲线只有在 2018 年才能实现 1 元/(kW h) 的目标电价。

2 商业化电站项目所需扶持政策

如前所述，太阳能热发电是节能减排的重要手段之一，同时也是解决当前可再生能源发电波动性对电网安全性影响问题的重要途径。中长期而言，在我国及全球范围内推广太阳能热发电应用势在必行。国务院 2012 年 7 月 9 日印发的《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》（国发〔2012〕28 号）“专栏 17 太阳能产业发展路线图”中提出了太阳能热发电的发展目标：2015 年开展太阳能热发电试验示范。2020 年太阳能热发电实现产业化和规模化发展。

国家能源局 2012 年 7 月 7 日印发的《太阳能发电发展“十二五”规划》（国能新能〔2012〕194 号）提出了 2015 年建成光热发电总装机容量 1 GW 的发展目标，然而“以经济性与光伏发电基本相当为前提”。我国 2013 年 1 月太阳能光伏发电的上网电价是 1 元/(kW h)，鉴于目前我国太阳能热发电技术所处的发展阶段，案例电站的基础情形均化发电成本为 1.38 元/(kW h)，经济性还不足以和光伏发电进行竞争。

假设采用 1 元/(kW h) 的光伏上网电价用于现阶段我国太阳能热发电项目的推广，我们需要进行下列一系列叠加：

2.1 降低运行成本

运行成本降低的一项手段为厂用电采用电网供电。在基础情形分析中厂用电价成本采用的是均化发电成本，而在我国，电厂用电普遍采用电网购电这种形式，所购电力不含增值税。通常电站运行商与电网直接签订电力购买协议（PPA），该协议价格

因电站所处地区而不同，但相对非常优惠。本分析中参照了内蒙古鄂尔多斯地区额定的标准电价 0.451 元/(kW h)。假设采用基础情形中的投融资条款，厂用电通过电网供电这种形式，LCOE 会降低 7.3%，达到 1.28 元/(kW h)，如图 7 所示。

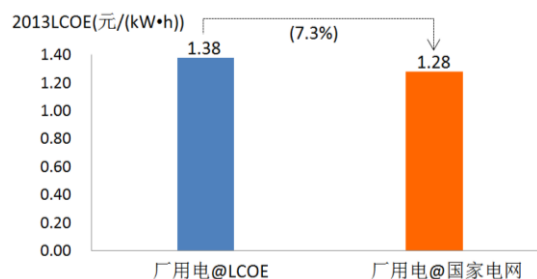


图 7 厂用电从电网购电对均化发电成本的影响

Fig. 7 Impact of parasitic power purchase from state grid on LCOE

数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

2.2 降低投融资成本

太阳能热发电项目初投资成本相对较高，因此，太阳能热发电技术与其它可再生能源技术未来的投资成本和投融资成本的敏感性变化会更大。

从图 8 可以看出，降低电站投资成本和所导致的案例电站均化发电成本的变化并非严格的线性变化关系，而且，税后项目资本金回报率只要降低 1%，其收益持平的均化发电成本就会相应降低 10%~11%。在此基础上，分析团队计算了诸如亚洲开发银行（ADB）和世界银行（World Bank）所提供的有条件优惠贷款（见表 4）情景下的成本变化。

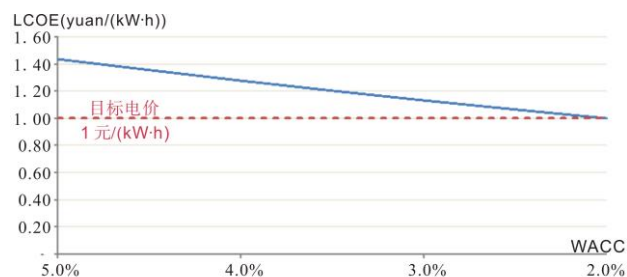


图 8 投资成本对均化发电成本的影响

Fig. 8 Cost of capital impact on LCOE

数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

表 4 有条件优惠贷款情景

Table 4 Concessional financing scenario

贷款比例 (%)	资本金比例 (%)	贷款利率 (%)	资本金回报率 (%)	贷款期限 (年)	WACC (%)
70	30	2.5	8.0	25 (5 年宽限期)	3.89

数据来源：中国电力工程顾问集团公司，电规院，克林顿基金会气候行动分析团队

图 9 分析的是采用有条件优惠贷款条件下的案例电站均化成本的变化。鉴于资本金所占电站对于总投资成本比例的影响程度，资本金的下降将会使得 WACC 从 5.9% 下降到 3.9%，从而得以实现收益持平的 LCOE 下降至大约 19%，达到 1.12 元/(kW h)。

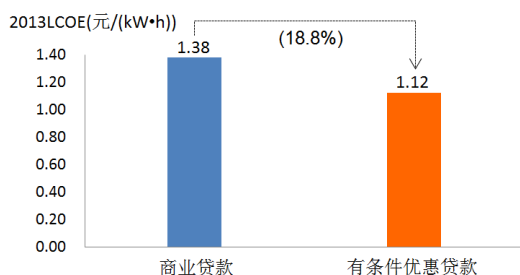


图 9 有条件优惠贷款对均化发电成本的影响

Fig. 9 LCOE variation with conditional preferential loans
数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

2.3 各种税收补贴

基础情形的 LCOE 分析中已经考虑了适用于新型能源技术现行的各项税收优惠，除此之外，还可以考虑其它的税收减持手段，即对于售电增值税全免。图 10 反映了增值税全免情形下的案例电站均化成本的变化。假设还是采用基础情形中的投融资条款，即国家开发银行贷款条件，计算结果显示：LCOE 会降低 9.4%，达到 1.25 元/(kW h)。

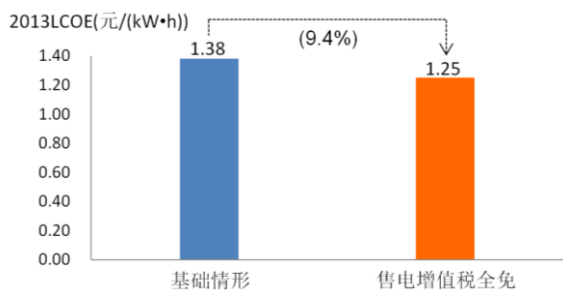


图 10 增值税减免情形

Fig. 10 Further value added tax reduction
数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

2.4 电厂用地费用减免

鉴于初投资对于实现收益持平时的均化成本的重要影响，本分析也模拟了另外一种政府扶持手段，即：电厂用地零费用。尽管用于土地征用和使用的成本只占案例电站的 3.6%，但当地政府部门也许会更容易利用吸引投资的政策手段来减免这部分成本负担，而这部分费用的减少也依次影响到投融资成本的变化。

从图 11 可以看出，当政府/当地政府部门免征土地使用费用后，还是采用基础情形中的银行贷款条件，即：国家开发银行的贷款条件，案例电站的均化成本可以下降 3.6%，降到 1.33 元/(kW h)。

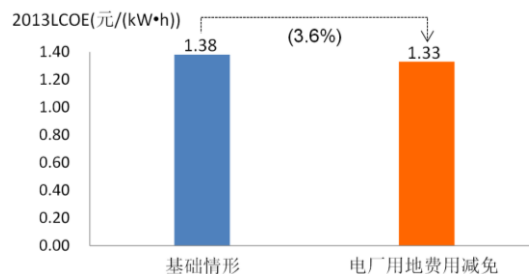


图 11 电厂用地零费用对均化发电成本的影响

Fig. 11 Zero land cost
数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

2.5 与太阳能发电园区融合

作为最后一种扶持手段，克林顿基金会气候行动分析团队引入了融合大型太阳能发电园区（Solar Park）模式，即：将太阳能热发电站建在一个法向太阳辐射资源很好的太阳能发电园区内，而非园区外的某一个独立运营的太阳能热发电站。该园区类似于经济开发区，但专门为太阳能发电服务，是集发电-设备生产-服务于一体的产业园区，是吸引多家电厂运营商和设备制造商投资、加速推广太阳能发电技术应用部署的一种方式，通过集中征地、整体部署、统一配备齐全的基础设施来降低开发商的项目开发风险并简化行政审批程序的模式。结合其它国家类似项目的经验，估计融合 Solar Park 模式会降低案例电站的总体成本达 4% 之多。假定继续采用基础情形下的投融资贷款条件，即：国家开发银行的贷款条件，如图 12 显示，均化成本可以下降 3.6%，降低到 1.33 元/(kW h)。

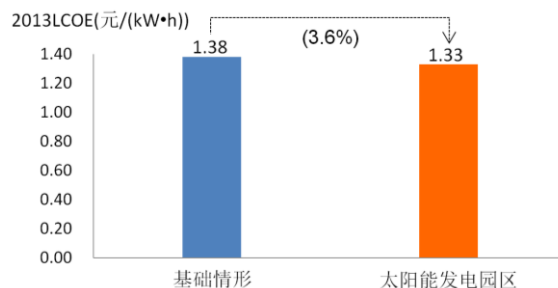


图 12 融合太阳能发电园区模式（初投资成本下降 4%）的均化发电成本变化

Fig. 12 Solar power synergies (capital cost reduction by 4%)
数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

2.6 结合各种扶持手段的瀑布情形

模拟分析结果发现，上述任何一种手段都无法单独将现有的均化发电成本降至能确保案例电站实现收益持平的上网电价降低到 1 元/(kW h) 的目标，从而完成国家能源局规划的 1 GW 的发展目标。

基于此，如图 13 显示，为了促进商业化起步阶段的太阳能热发电行业的发展，分析团队将所有扶持手段进行叠加，最终的计算均化发电成本

(即上网电价)为 0.9 元/(kW h)，低于光伏发电 1 元/(kW h) 的上网电价。

在此基础之上，分析团队还考虑到另外一种情形，即：在没有优惠贷款情形下的 LCOE 变化。如图 14 所示，假设 2015 年开始建设太阳能热发电站，在没有类似亚行和世行提供的优惠贷款情形之下，商业化太阳能热发电站仍然可以依赖其它各种扶持手段来实现 LCOE 低于 1 元/(kW h) 的目标电价，从而促进太阳能热发电的商业化发展。

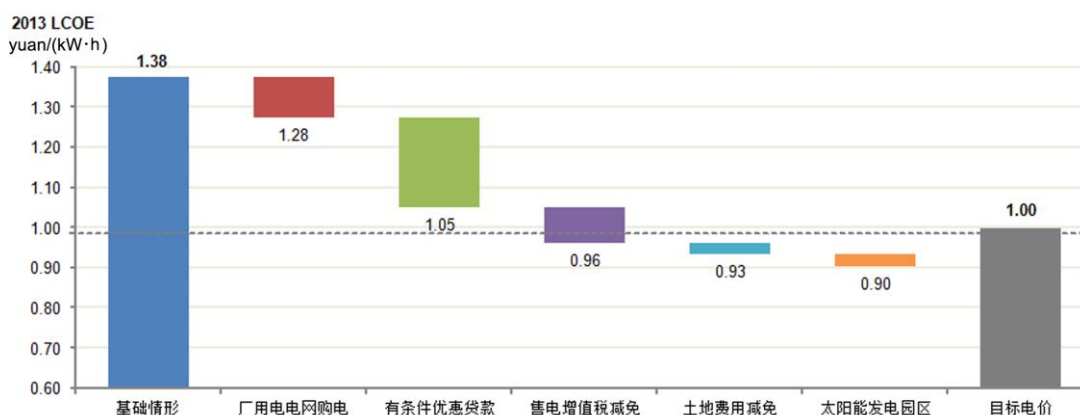


图 13 结合各种扶持手段的瀑布情景 (累计影响)

Fig. 13 Supporting measures waterfall (cumulative impact)

数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

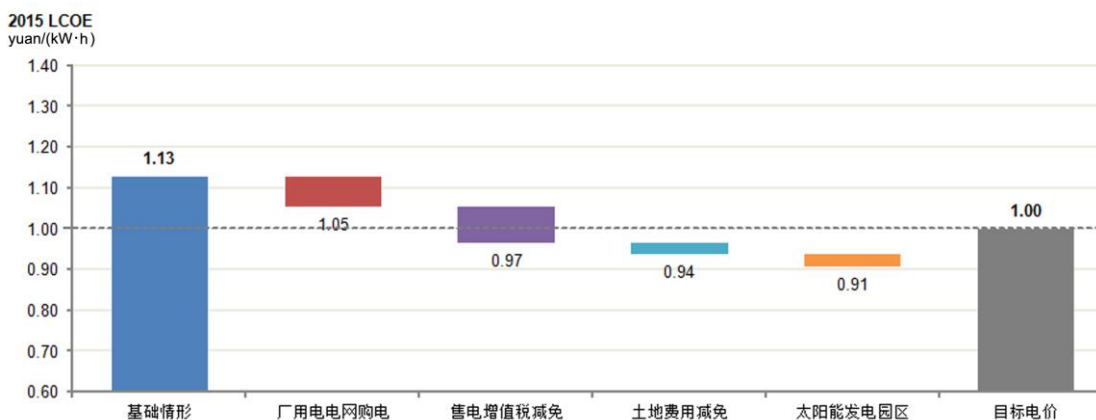


图 14 无优惠贷款条件下各种扶持手段的瀑布情景 (累计影响)

Fig. 14 Support measures waterfall (cumulative) without concessional finance

数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

3 太阳能热发电产业发展政策建议

3.1 政府扶持是全球光伏产业发展的主因

太阳能光伏属于政策驱动的行业，从西班牙、德国、日本等太阳能光伏市场的发展经验来看，当一国采取补贴政策时，该国光伏市场就迎来发展热潮。

政府扶持是推动太阳能光伏市场迅速崛起的主要驱动因素^[1]。

我国光伏产业的发展也得益于政府的激励政策。2010 年以前，我国光伏产品 95% 以上出口到国外，2011 年光伏组件出口比例下降至 87%^[2]，这些数字足以说明政策变化对政策驱动性产业发展的影响作用。

3.2 参考光伏发电经济性缺乏合理性

在国际市场多年培育的基础上,我国光伏产业政策经历了从2008年最初的4元/(kW h)的上网电价,2009年的“太阳能光电建筑应用示范项目”和“金太阳示范工程”补贴,随后几次的特许权招标,直到近期对光伏电站实行分区域标杆上网电价的扶持过程。

目前太阳能热发电产业处于产业起步阶段,全球累计装机容量刚刚超过3GW,而国内装机容量更是近乎为零。显然将没有任何产业市场积累的太阳能热发电和已经商业化发展的光伏发电放在同一起跑线上,是不合理的,也不利用对太阳能热发电的投资。但如果拿太阳能热发电目前的成本水平与光伏发电的同期发展阶段相比,我国目前的太阳能热发电成本远低于当时其它技术的成本水平。

此外,虽然同是对太阳能的利用,太阳能热发电的发电原理与光伏发电截然不同,运行方式也存在很大区别。在光到电的转换中各有特点,应用模式也各有特点,电价也不可能相同。非常重要的一点,由于带有相对低廉的储热系统,太阳能热发电可以提供稳定优质的电力输出,与波动性较大的光伏电力相比,太阳能热发电应享受“优质优价”。因此,如果参考光伏电价应用于太阳能热发电,也应该以太阳光伏具有与太阳能热发电同样稳定性输出为前提。

目前,使太阳能热发电电价等同光伏电价是不合适的。

3.3 通过特许权招标确定电价应控制权重

国家能源局特许权的原则是讲究“一事一议”,目的是对特许权招标项目的建设成本等经济性和技术成熟度进行初步摸底。从风力发电和光伏发电的发展情况来看,特许权招标对价格摸底和最后上网电价的确定有一定的作用,也能体现公平。但前期应特别注意控制电价构成因素的权重。由于我国太阳能热发电刚刚开始,应保证技术的可靠性、安全性,防止初期为了圈占资源和市场的恶性竞争。

3.4 参考计算模拟电价

通过权威机构的计算确定不同地区的固定电价也是一个办法。但由于我国没有运行电站的经验,国外公司也没有在我国西北地区进行过电站实践。因此即使一次投资计算准确,但运维模式和运维成本会有较大误差,导致电价不准。计算电价可作为确定固定电价初期的参考,同时还应

该有其他财政手段作为调节,这样才能保证形成合理的电价。这种方式在形成电价的初期可以避免招标的盲目性。

3.5 参考生物质能的价格补贴政策

太阳能热发电的电价定价可以参考生物质能的价格策略,即“电价标准由各省(自治区、直辖市)脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成,同时给定补贴电价标准和取消补贴电价的时间。为了促进行业发展,可以规定每年新批准和核准建设的发电项目的补贴电价比上一年新批准和核准建设项目的补贴电价递减率”。

如果大多数电站在补贴电价下后仍然亏损,参考生物质能的做法,国家可对补贴电价进行调整,直到得到合理的电价。在考虑亏损补贴时,对电站的亏损评估很重要。

3.6 太阳能热发电固定电价形成机制建议

通过以上分析,建议采用固定电价的机制。形成固定电价的方法可以有A和B两种:

方式A:固定电价 = 专家计算电价 + 运行后亏损补贴,

方式B:固定电价 = 低电价权重特许权招标 + 运行后亏损补贴。

方式A启动形式较为简洁,但需要计算出基本合理的电价比较困难,因为没有对中国环境条件下的运行经验。方式B需要进行招标,其招标过程可以参考风电,注意中标人的确定规则和电价权重。电价权重可以在不同发展阶段给予不同权重。开始时权重小,发展到后期该权重可逐步加大。通过实施方式A或方式B,经过几个电站的运行后即可得到合理的固定电价。

由以上计算结果可见,银行利率等财税政策在确定电价时会有比较大的影响作用。因此,无论方式A或方式B都要考虑财税政策。

4 结论

由于太阳能热发电可以采用储热系统或者利用化石燃料补燃,很大程度上克服了太阳能资源具有的间歇性、不稳定的特点。太阳能热发电是最具电力系统友好性的可再生能源发电技术之一。其规模化发展后,近期能够作为调峰电源为风力发电、光伏发电等间歇性电源提供辅助服务,远期随着未来技术的优化提升,由大型太阳能热发电站组成的太

太阳能热发电厂有可能承担电力系统基础负荷。

国家能源局于《太阳能发电发展“十二五”规划》中提出2015年我国将建成光热发电总装机容量1 GW。距离2015年底仅还有2年多的时间,实现2015年底建成1 GW太阳能热发电装机目标任务很重。目前太阳能热发电在我国发展缓慢的原因很多,但从根本上来说,太阳能热发电相对较高的发电成本阻碍了其大规模发展的进程。

根据测算,目前我国太阳能热发电参考均化发电成本为1.38元/(kW h)。如果将包括厂用电电网购电、有条件优惠贷款、售电增值税减免、土地费用减免、实施太阳能发电园区模式等所有可能的激励扶持手段累加,太阳能热发电均化发电成本能够极大程度上降低,以0.9元/(kW h)的上网电价满足项目投资取得合理回报这一最基本条件。随着技术的进步、工艺的改进、规模化应用和市场竞争,太阳能热发电成本将持续下降。

上网电价是推动可再生能源发电技术爆发式增长的最有效政策手段。合理的上网电价可以带动投资和产业建设,成本也会随之降低;随之会吸引更多的项目投资,规模随之扩大,带动成本进一步降低,从而进入良性循环。适度的财税激励政策也可以加速产业化进程,加快太阳能热发电产业与市场的发展速度。然而,由于发电原理和发展阶段不同,太阳能热发电无法按照目前光伏发电的电价作为参考,并为之进行经济性竞争。同时也应该考虑到光伏发电也无法按照太阳能热发电的储能模式形成稳定的上网电力。

目前太阳能热发电出台统一的上网电价政策时机还不成熟,主要原因是我国还没有投运的商业化

太阳能热发电电站做参考,电站的建设成本、特别是电站的运行成本也有待进一步探索,太阳能热发电技术在国内还未得到验证,系统的集成技术及关键的产品技术还不成熟,在这样的情况下难以预算合理的上网电价。建议选取几个有代表性的试点示范项目,并实施所有优惠政策,推动示范项目建设,积累经验。经过几轮的项目示范,逐步建立产品供应体系、电站的设计运行维护规程等技术支撑体系,从而研究出台统一的上网电价政策,推动太阳能热发电在我国良性、规模化发展。

致谢

本文根据国家能源局委托课题太阳能热发电产业政策研究报告的专题三整理编写,特此对该专题参与单位及成员表示感谢。

参考文献:

- [1] 张于喆,李红宇. 发达国家和地区培育太阳能光伏市场的政策和启示[J]. 全球科技经济瞭望, 2011, 26(2): 5-12.
- [2] 孙鸿航,孟浩,苏竣,等. 美对华太阳能“双反”政策的影响及对策分析[J]. 可再生能源, 2012, 30(8): 1-4.

作者简介:

杜凤丽(1980-),女,硕士,助理研究员,主要从事为太阳能热发电发展现状及政策研究。

谢宏(1975-),男,工商管理硕士,能源分析师,克林顿基金会北京代表处首席代表,主要从事新能源技术投融资政策分析。