



中国太阳能热发电产业政策研究报告

专题报告三

中国太阳能热发电产业激励政策分析

总主笔人：王志峰博士，中国科学院电工研究所

总秘书： Mr. Sheldon Xie, William J.Clinton Foundation

国家太阳能光热产业技术创新战略联盟

2013-5-15

本报告受国家能源局委托编制及指导

主笔人:	王志峰	中国科学院电工研究所	
参加人员	电价计算及分析	William J. Clinton Foundation (克林顿基金会), Tony Wood, James Baird, Sheldon Xie, Tatiana Zervo	
	一次投资计算	中国电力顾问集团公司、陈玉虹, 王斌 电力规划总院, 张健	 
		中国科学院电工所, 张剑寒	
	发电量计算	中国科学院电工研究所, 王志峰, 徐立	
	政策分析	国家可再生能源中心, 胡润青, 孙培学	
	数据提供及讨论	皇明太阳能股份有限公司, 王杰	
		华电工程集团有限公司, 黄湘, 王佩明	
		大唐新能源有限公司, 张贵银, 焉长会	
		中广核太阳能公司, 邱和梅, 董军	
		杭州大明玻璃有限公司, 屠有军, 潘军	
		北京天瑞星真空技术开发有限公司, 王宏, 徐丹	
		ESTALE (欧洲太阳能热发电协会), Luis Crespo	
		ASAHI GLASS CO., LTD (日本旭肖子公司), 神谷雅行, 邓东	
		Flabeg CO., LTD, 周立新	
		Abengoa Solar S.A (西班牙), Julian. Lopez Garrido, 卢智恒	
		内蒙古电力设计院, 寇建玉	
		国家开发银行, 何佰磊	
翻译		William J. Clinton Foundation, Sheldon Xie	

目 录

1、背景介绍	1
2、太阳能热发电站的经济可行性分析	2
2.1 模拟分析方法及关键设定值	2
2.2 全球光热发电成本下降趋势预期	5
2.3 适合中国的成本曲线	9
2.4 投融资条件设定值	11
2.5 其它基础数据设定值	12
2.6 基础情形下的均化发电成本 (LCOE)	13
3、经济可行性商业化电站项目所需扶持政策框架	18
3.1 政策框架背景	18
3.2 实现上网电价 1 元/度的可能激励政策架构	19
4、太阳能热发电电价形成机制探讨	27
4.1 参考当地光伏电价形成固定电价	27
4.2 通过特许权招标确定电价	27
4.3 通过专家计算确定电价	28
4.4 补贴政策	28
4.5 太阳能热发电固定电价形成机制建议	28
5、结论	30
附件 1：风电不同阶段激励政策	32
1) 风电场特许权招标政策	32
2) 根据风能资源条件确定的分区固定上网电价政策	33
3) 财政税收政策	34
附件 2：光伏不同阶段政策	35

1) 补贴政策	35
2) 特许权招标政策	36
4) 标杆上网电价政策	38
附件 3：生物质能发电不同阶段政策	39
1) 补贴政策	39
2) 上网电价政策	39
3) 税收政策	40

1、背景介绍

本研究中的专题二针对中国现阶段太阳能光热发电产业发展所存在的挑战进行了详细的分析，其中，阻碍我国光热发展最为显著的挑战有：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光热发电技术、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、国内尚无适用于大规模商业化太阳能热发电站核心设备的生产装备能力、以及尚无对太阳能热发电站投融资收益和商业运营模式的系统深入分析研究。所有这些挑战只有通过首批商业化太阳能热发电站的建设和运行来积累经验、降低投资成本、制定最佳的政府支持手段，我国光热行业才会蓬勃发展。基于这一背景，本文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，全面考量阻碍商业化发展的各项壁垒，为决策者提供详实且有建设性的建议，推动光热发电行业在中国的蓬勃发展。

本专题报告任务

在此背景之下，本专题本着“边实践边学习”以及未来光热发电可持续发展的遵旨，旨在分析适合推动中国早期商业化光热发展的上网电价和形成上网电价的机制，初步提出供政府决策部门制定光热发电预商业化阶段的扶持政策参考建议，以实现 2015 年以及未来的太阳能热发电站装机目标。具体而言，本专题采用了国际商务惯例和投融资模式分析方法，主要分析内容如下：

- 第一、 在中国建设运行一个 50 兆瓦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分析；
- 第二、 中国现行适用于可再生能源技术推广应用的扶持政策分析：假设现行 1 元/千瓦时的光伏上网电价同样适用于包括光热发电在内的各项太阳能发电技术，在此基础上提出了扶持光热发展的短期激励政策参考建议；
- 第三、 出台商业化太阳能热发电站上网电价的可能性以及固定电价形成的方法评价。

2、太阳能热发电站的经济可行性分析

2.1 模拟分析方法及关键设定值

2.1.1 数据来源及分析方法

以此为目标，克林顿基金会气候行动（CCI）团队以一个在中国的 50MW 槽式太阳能热发电站为典型案例，对其均化发电成本（LCOE）进行了计算和模拟分析。均化发电成本（LCOE）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（FiT）。该太阳能热发电站年所有技术数据由中国科学院电工研究所（简称‘电工所’）牵头提供，成本数据由中国电力工程顾问集团公司（简称‘中电工程’）/电力规划设计总院团队（简称‘电规总院’）牵头提供。银行贷款额度和贷款利息等在内的所有投融资条件皆参照了中国国家开发银行（CDB）现有适用于新能源技术应用的贷款标准。

2.1.2 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 50MW，带 4 小时储热，电站运行寿命为 25 年。电站所在地年总法向直射辐照量（DNI）值为 1900kWh/ m²yr。下表一详细介绍了该电站的运行条件及发电量等信息：

表 1: 案例太阳能热发电站技术参数设置

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 (kWh/m ² yr)	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(kWh)	138,700,000
按照发电量10%计, 年厂用电量(kWh)	13,870,000
年上网电量(kWh)	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、电力规划设计院

2.1.3 电站一次投资成本数据

根据 1×50MW 槽式太阳能太阳能热发电站的系统配置，将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。考虑到未来关键设备的造价将有所降低，案例计算中已考虑此项影响因素。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。

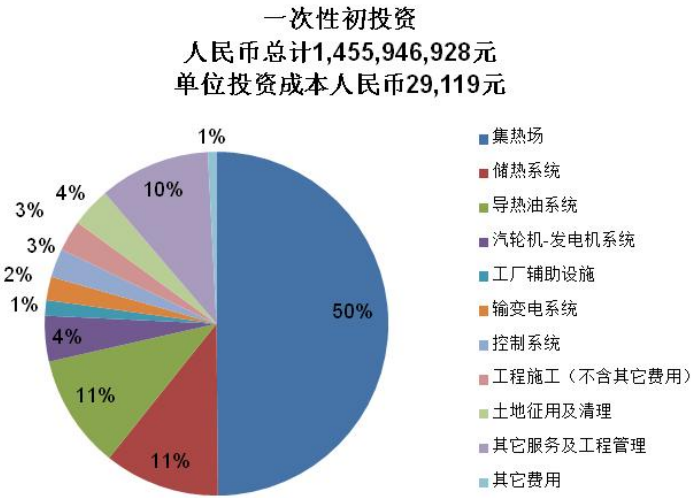
换热系统：包括充热换热器、预热器、蒸汽发生器以及过热器等设备及其相应的辅助设施，包括相应的土建设施等。

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 亿元人民币，相当于单位造价 29,119 元/千瓦。如下图 1 分析，本报告参照案例的太阳能集热场采光口面积为 50 万平方米，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。太阳能集热场成本主要由聚光器、真空吸热管、就地控制器和安装费等构成。储热系统和导热油系统总共占总投资的 22%，主要是熔盐与储盐罐的投资成本。工程设计与施工建设成本占总投资成本的 10%左右。汽轮发电站等动力部分占总成本的约 4%。

图 1：参照电站一次性初投资成本



数据来源：中电工程，电规总院。

2.1.4 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 2216 万元人民币，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 1387 万千瓦时，参照内蒙古鄂尔多斯电价水平 0.451 元/千瓦时计算，每年用于厂用电购电费用约为 624 万元。

表 2：参照电站年运行维护成本

	单 位	年 需 求	单 价 (元)	总 计(元)
用水	吨	50,000	5	250,000
天然气	Nm ³ /小时	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：中电工程，电规总院。

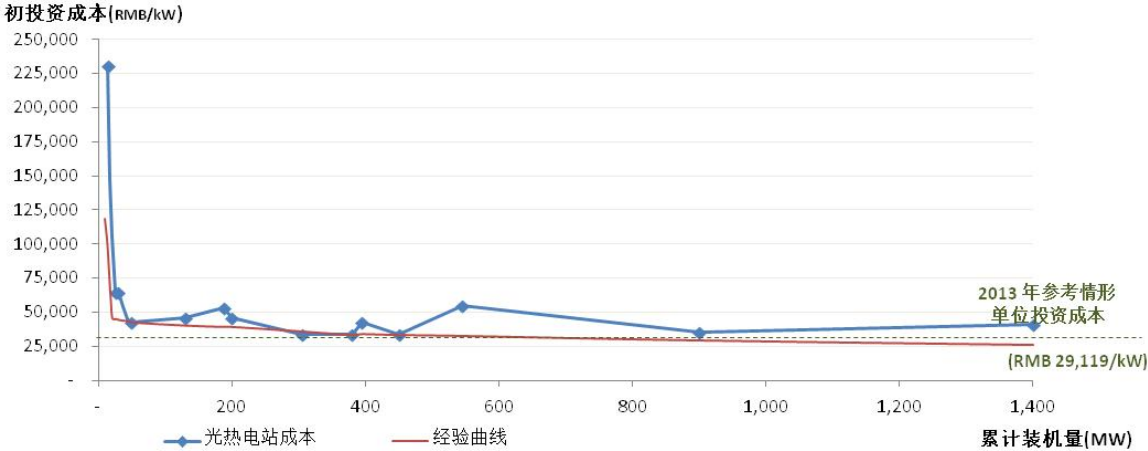
然而，在下文基础情形的分析中，占总发电量 10% 的厂用电的成本计算则采用均化发电成本。

2.2 全球光热发电成本下降趋势预期

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。如下图 2 所示，在美国，随着

电站规模扩大到 100MW 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。

图 2：历史成本经验曲线与装机规模扩大经验曲线对比



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

另外，在美国上世纪已经运行电站的经济数据如下表 3 所示。

表 3：美国 SEGS 电站技术经济数据

电站名称	SEGS I-II	SEGS II-VII	SEGS VIII-IX
投入运行年份	1984-1985	1986-1988	1989-1990
容量	14M(I),30MW(II)	5×30MW	2×80MW
年效率	9.5-10.5%	11.0%-12.5%	13.8%
投资成本(美元/kW)	3800-4500	3200-3800	2890
LCOE(美分/kWh)	27	18	14

数据来源：《太阳能热发电产业及投资分析报告 2011-2012》，国家太阳能光热产业技术创新战略联盟

2.2.1 西班牙太阳能热发电产业协会预测的 LCOE

该协会在 2009 年预测，从 2007 到 2025 年，(全球)太阳能热发电的 LCOE 会以每年 2%-5% 的速度降低。

地中海地区 (DNI: 2600kWh/m²/年) 太阳能热发电站的 LCOE 将从 2007 年的 18 美分/kWh 降到 2025 年的 12 美分/kWh 左右。

西班牙地区 (DNI: 2100kWh/m²/年) 太阳能热发电站的 LCOE 将从 2007 年的 25 美分/kWh 降到 2025 年的 17 美分/kWh 左右。

2.2.2 美国 Sargent & Lundy 预测的 LCOE

在美国桑迪亚实验室的委托下，美国全球咨询公司 Sargent & Lundy 对各种太阳能热发电方式的 LCOE 发展进行了预测。如表 3 所示，通过技术进步、规模发展实现经济效应和经验学习曲线等方式，至 2018 年，除碟式斯特林系统外，槽式和塔式系统的 LCOE 可降至 8 美分/kWh 左右。见表 4。

表 4：各种太阳能热发电方式 LCOE 预测

太阳能热发电技术形式	LCOE (美分/kWh)	
	2018 年	2025 年
槽式无储热系统	8.75	7.71
槽式有储热系统	8.37	6.79
熔融盐塔式系统	8.82	7.36
碟式斯特林系统	11.03	8.59

数据来源：Sargent & Lundy (2009)

2.2.3 美国能源部规划指定实现的 LCOE 目标

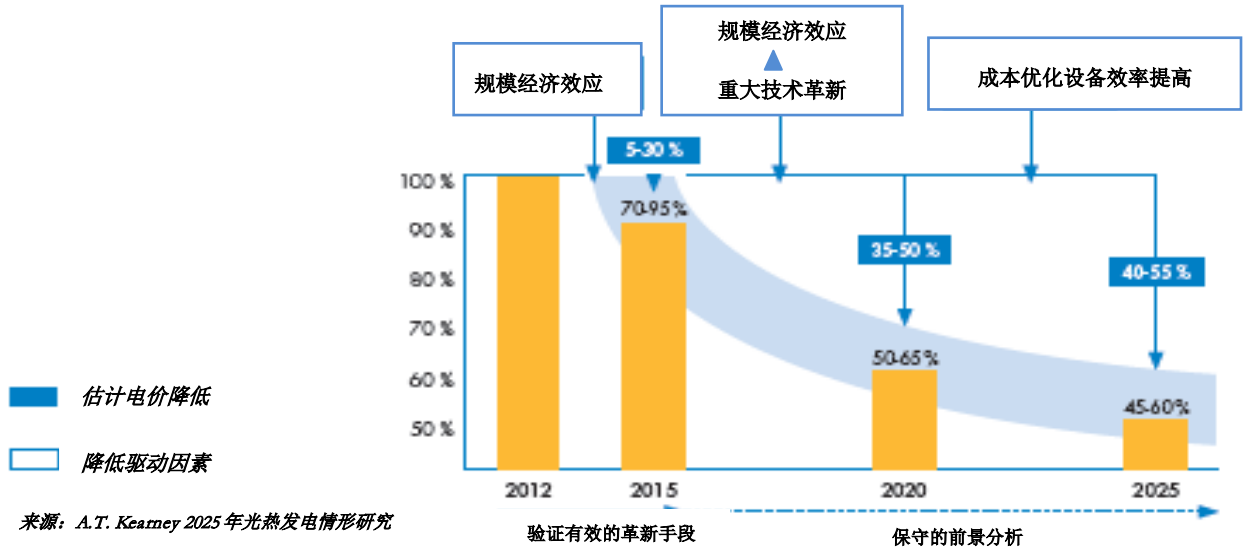
美国能源部通过《美国太阳能技术多年计划2008-2012》报告对太阳能热发电技术提出了下列目标：

- ❖ 到 2015 年，储热 6 小时的太阳能热发电成本降至 8-10 美分/kWh，满足调峰负荷市场需求；
- ❖ 到 2020 年，储热 12-17 小时的太阳能热发电成本降至 5-7 美分/kWh，满足基础负荷市场需求。

2.2.4 欧洲太阳能热发电协会预测投资成本

根据 A.T Kearney 公司为欧洲太阳能热发电协会（ESTELA）2012 年所做的全球光热发电路线图，光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%，成本下降主要的主要原因是，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： 2012-2025 全球太阳能热发电一次投资下降趋势



数据来源：《ESTELA 前五年报告》（2012 公布）

规模经济效益

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。随着太阳能光热发电市场的兴起，规模超过 50MW 的电站将会大批涌现，从而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。

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。以槽式电站集热管的技术改进为例，集热管热量吸收能力的提高、散热程度的减少以及导热面积的扩大会大大提高设备的转化效率。类似的技术革新也反映在集热器技术革新方面，传热流体耐温、反射镜面的反射率、聚光跟踪精度、储热介质性能、钢结构优化形式和电站利用率在不断改良。尽管中国普遍采用的工程总包模式与国际上的操作惯例有所不同，但随着更多太阳能热发电站项目建成，太阳能热发电站系统集成和成本优化效率都会相应提高。

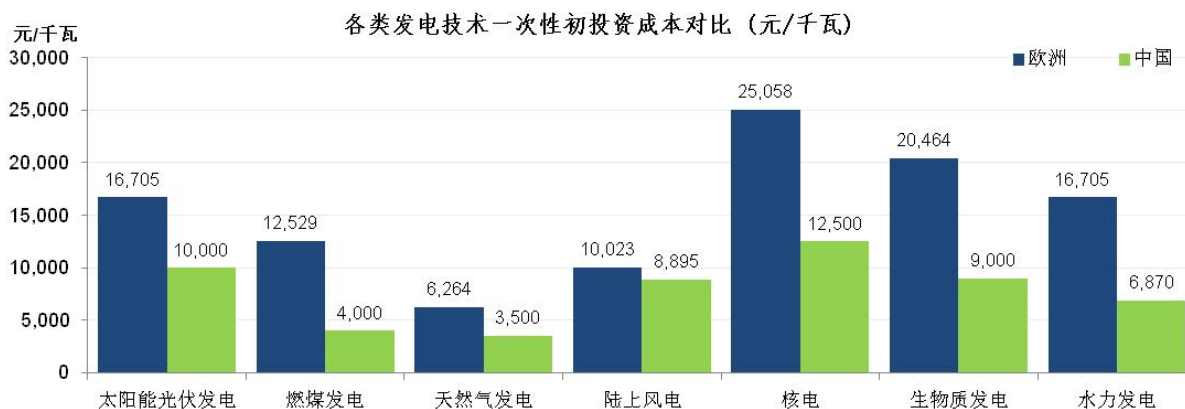
新技术

效率更高的新技术不断涌现，带来的是成本的不断下降。目前光热发电领域的科研成果日新月异。针对塔式技术，从 PS10，PS20 的饱和蒸汽技术到目前直接过热蒸汽技术的变革，从导热油到熔融盐传热/储热介质的发展使得发电效率大大提高，这一革新会带来很可观的发电量增加。与此同时，类似的研究方向也是朝着大幅提高效率的目标而努力，例如，第三代的塔式技术着力高温空气吸热驱动布莱顿循环技术的进行变革。同样地，第三代的槽式技术在通过探索直接过热蒸汽、熔融盐为传热介质等手段来提高转化效率，从而带动成本下降。此外，针对不同电站技术的储热方式也多种多样，目前都在积极研发探索中。这些技术将会使得储热设计和总体效率在此提高，从而带动成本下降。

2.3 适合中国的成本曲线

中国已经向世界证明，主要由于加工成本低，中国在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，其对比的是中国与欧洲的各类电站当今投资成本的情况。

图 4：欧洲与中国各类电厂技术单位投资成本对比



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》

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%。

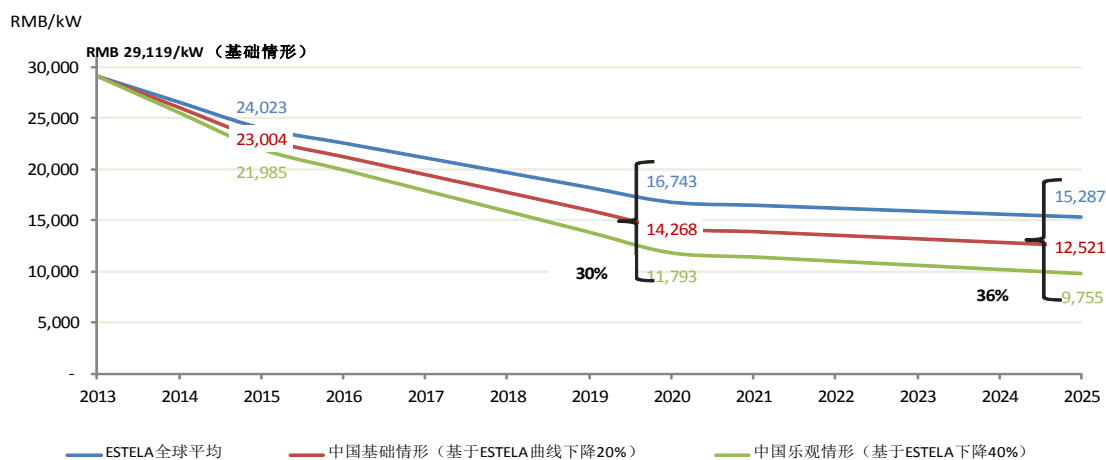
与传统燃料发电技术相比，太阳能热发电站除了太阳能集热场和储热之外，其它设置都相似，都有汽轮机、发电机组和电站辅助设施。鉴于此，如果 ESTELA 的成本曲线适合于其它国家的光热发展情况，那么，未来短期的大幅成本效率会在中国得以提高。确切地说，光热发电技术早期阶段的应用速度与规模有赖于“学习曲线”。因此，为了达到该报告的分析目的，我们假设中国光热发展成本曲线的下降幅度大于 ESTELA 全球成本曲线 20%的这一情形作为中国的基础情形，从目前案例电站的一次单位初投资 29,119 元/kW 为起始来预测，2015 年中国的单位投资成本将会下降至 23,004 元/kW，2020 年将会下降到 14,268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

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 中的下面曲线（绿色曲线）。在此情形中，到 2020 年和 2025 年，中国光

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。

图 5：建立适合中国的光热成本曲线



数据来源：《ESTELA 前五年报告》（2012）；克林顿气候行动团队分析；

2.4 投融资条件设定值

本节所涉及到的各项投融资计算的设定值都与中国国家开发银行、亚洲开发银行一起讨论商定后确定的。

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) 该案例电站能够实现开发商实现商业化运行所需的资本金内部回报率确定为 8%，由此计算出加权平均资本成本（WACC）为 5.91%，这个数值相对国际市场同类项目要低。例如在美国，太阳能热发电开发商的资本金内部回报率从 2009 年第四季度的 7%已经提高到了 2010 年同期的 15%，而相应的债务成本也从 4.4%提高到了同期的 11%。假设

债务—资本金比例与案例电站基础情形一样，企业所得税也保持一样，这种变化如果发生在中国，其加权平均资本成本只从 5.91%提高到 10.5%。其中，分析考虑到了偿债备付率(DSCR)的限制因素。债务备付率是指项目在借款偿还期内，各年可用于还本付息的资金与当期应还本付息金额的比值，专题三分析假设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 5。

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 5：基础情形投融资情景

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

数据来源：国家开发银行；本专题参与人员； $WACC = \text{加权平均资本成本} = \text{债务比例} \times \text{贷款利率} \times (1 - \text{所得税}) + \text{资本金比例} \times \text{资本金回报率}$

2.5 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，其中体现在企业所得税优惠、增值税减免抵扣以及适用于固定资产折旧的税收优惠等政策，具体说明如下：

2.5.1 企业所得税

在该分析中，假设太阳能热发电站享受普遍适用于包括光伏、风电、生物质和地热资源利用在内的所有可再生能源技术目前所享有的企业所得税优惠，即：企业所得税从普遍税率 25%减为 15%。

此外，假设光热发电技术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。

2.5.2 增值税 (VAT)

有关售电所征的增值税（VAT），基础情形假设太阳能热发电技术跟风电和太阳能光伏发电一样，应同样享受标准 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。

2.5.3 加速折旧

基础情形假设折旧采用直线折旧方法，即，采用 10 年完成折旧，而非 25 年。基础情形电站假定折旧残值为 0，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。该折旧处理方法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。

2.5.4 通货膨胀

假设运营期内年均通货膨胀率保持不变。

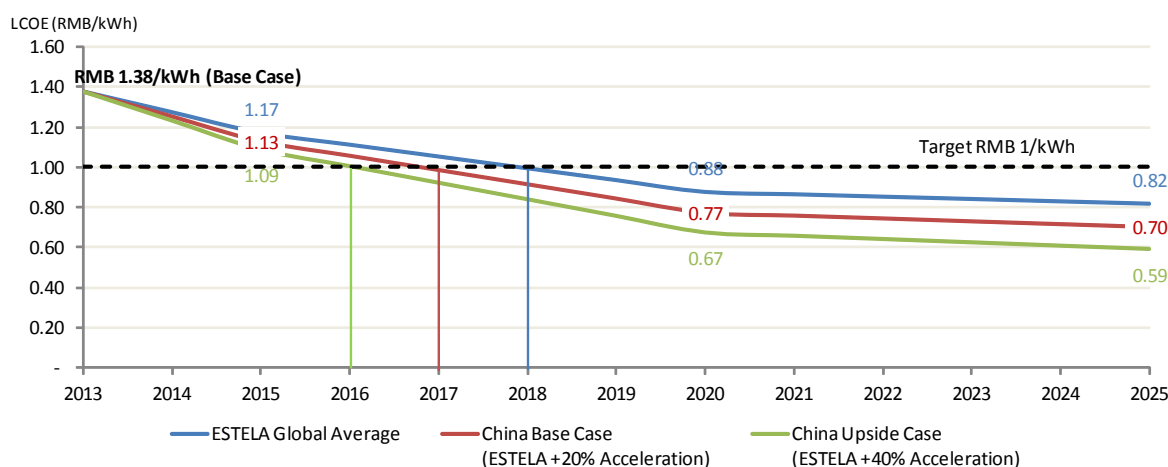
2.6 基础情形下的均化发电成本 (LCOE)

基于以上假设数据，依据电站所在地太阳资源、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，CCI 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成本（LCOE）为人民币 **1.38 元/kWh**。

如图 6 显示，依据 2.3 部分的三种成本曲线情形，案例电站的均化成本会随着电站建设起始日期不同而总在变化。假设采用中国的基础成本情形曲线，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 年才能达到人民币 1 元/kWh 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也只能在 2016 年实现人民币 1 元/kWh 的目标电价，而 ESTELA 曲线只有在 2018 年才能实现 1 元/kWh 的目标电价。

图 6：案例电站在不同成本曲线下的均化成本变化

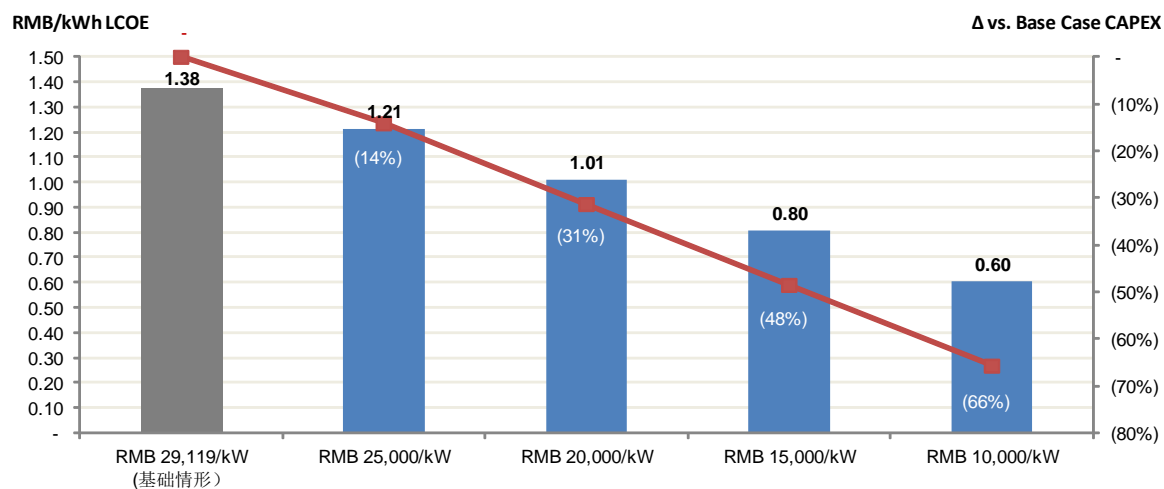


数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

2.6.1 一次投资对 LCOE 的影响

在此基础上，为了专题三的分析目的，图 7 模拟分析了不同一次投资降幅下的 LCOE 变化趋势。如图所示，只有将案例电站的单位一次投资（29,119 元/千瓦时）下降 31%，相对应的 LCOE 才会下降至我们的目标电价 1 元/千瓦时以下。随后更大幅度的成本降低将依赖于未来技术发生重大的变革，而如今普遍商业化应用的槽式技术向塔式技术的快速过度将会带来光热成本根本性的变化。

图 7：案例电站在不同单位初投资成本下的电价变化

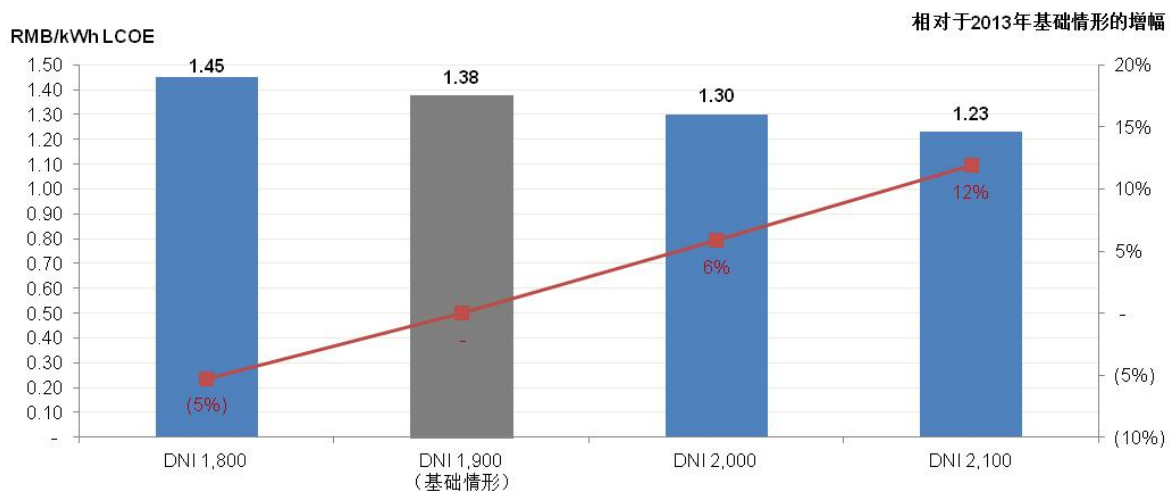


数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

2.6.2 DNI 对 LCOE 的影响

DNI 是影响热电站经济性非常重要的影响因素，图 8 展示的是不同成本降幅和 DNI 值增幅情形下的变化关系。如图 8 所示，当 DNI 值从基础情形下的 1900kWh 升高至 2100kWh 时，LCOE 将会下降 12%，相反，如果 DNI 值下降至光热项目最低要求值 1800kWh 时，LCOE 将会增加 5%。由此可见，商业化电站的建设地域选择非常重要，当地 DNI 资源越高，其发电成本效率就越高。

图示 8：DNI 值上升与 LCOE 下降之间的关系



数据来源：电工所，克林顿基金会气候行动分析团队。

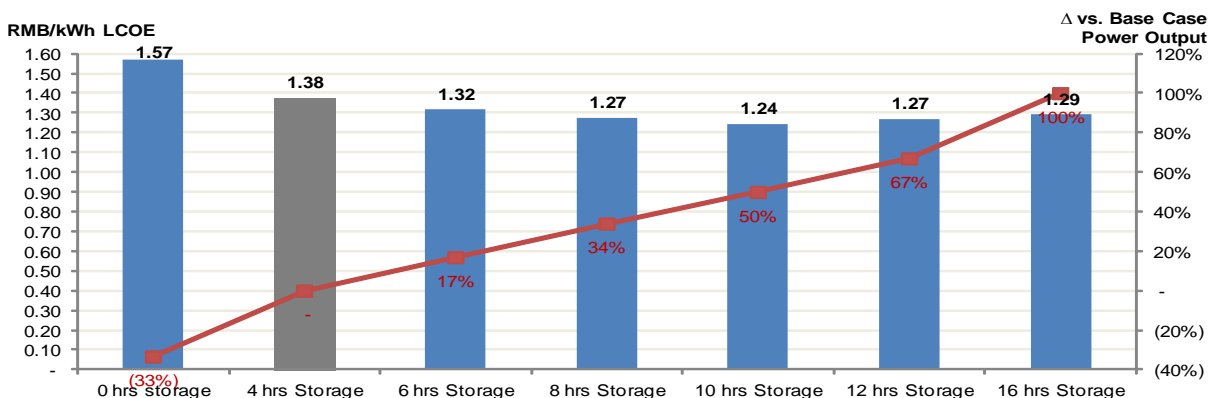
2.6.3 储热时间对 LCOE 的影响

储热时间的长短直接影响到太阳能热发电站的初投资成本的变化，因此也会影响到 LCOE 的变化，专题三成员仔细核对了案例电站的基本技术参数与成本参数，图 9 展示的是不同储热情形下的均化发电成本变化。

从图 9 可见，电站的电价随着储热时间呈现曲线变化，该案例电站在储热时间为 10 小时的电价可以达到最低。

这个最低点的位置主要取决于电站容量，储热成本以及当地的太阳辐照资源。

图 9：储热时间与 LCOE 之间的关系

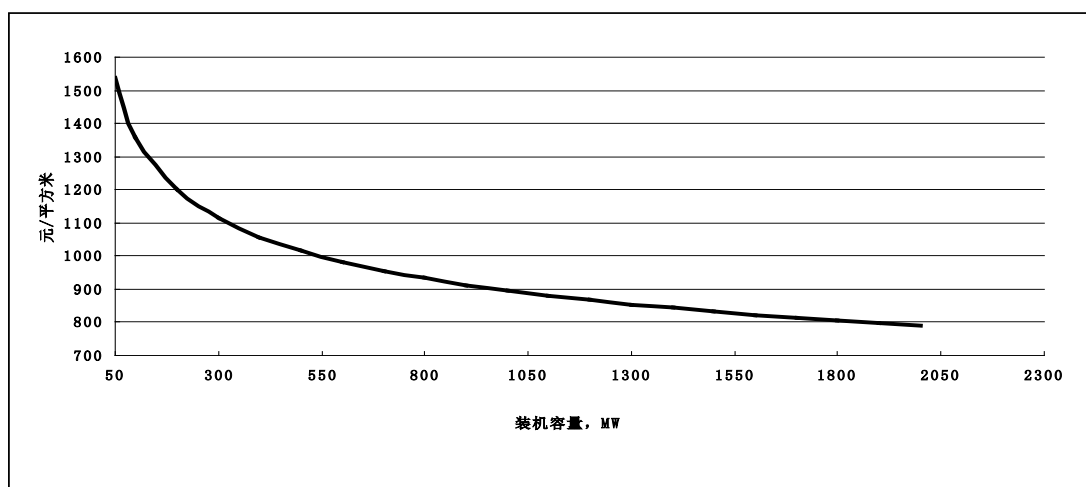


数据来源：电工所，克林顿基金会气候行动分析团队。

2.6.4 槽式集热器成本与电站推广规模之间的关系

电站推广规模带来的效应显然要直接影响到太阳能热发电站的初投资成本的变化，因此也会影响到 LCOE 的变化，图 10 展示的是不同推广规模情形下的均化发电成本变化。

图 10：槽式集热器成本与电站推广规模之间的关系



数据来源：电工所

3、经济可行性商业化电站项目所需扶持政策框架

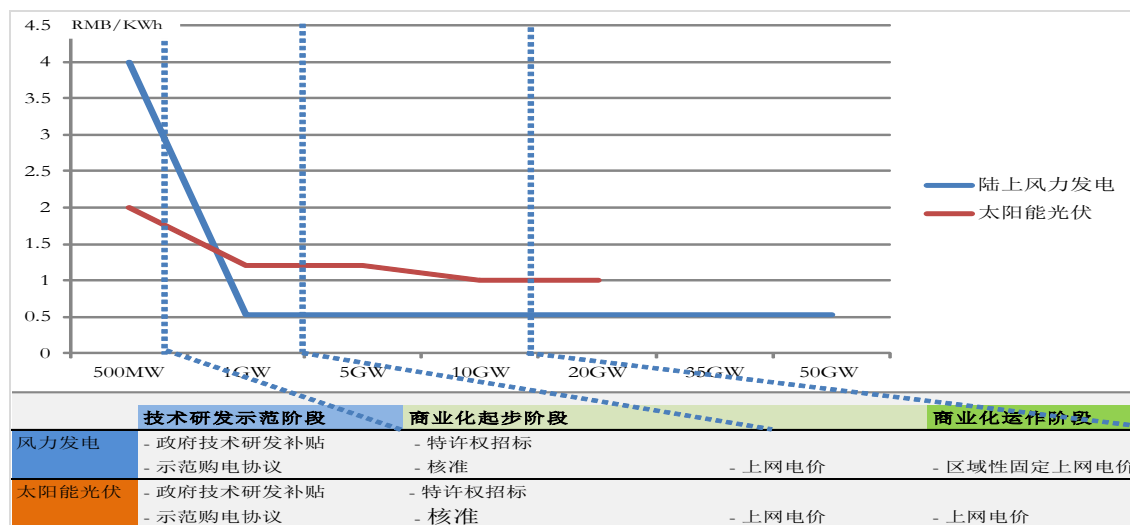
我国 2013 年 1 月光伏发电的上网电价是人民币 1 元/kWh，但根据上面章节的分析，鉴于我国太阳能热发电目前所处的发展阶段，这样的电价水平完全无法推动我国光热发电的商业化发展。然而，就中长期而言，在全球和我国范围内推广光热应用势在必行，那么，政府要么出台必要的扶持政策，要么制定光热发电的上网电价。

下文篇章针对各种可能的扶持政策对于商业化电站经济性的可能影响，以此来验证国家扶持政策的适用性。

3.1 政策框架背景

在过去 10 年中，中国在大规模风力发电和光伏发电应用上取得了有目共睹的进展。如图 11 中回顾分析，风力发电和光伏发电都曾经历了从研发示范到商业化起步阶段的过渡。

图 11：风电和光伏在不同发展阶段的政府支持回顾



数据来源：国家可再生能源研究中心，克林顿基金会气候行动分析团队。

如上分析，在每一发展阶段，政府扶持政策对于孕育并推进行业发展至关重要。尽管经历了不同的电价演变过程，但风电和光伏起步阶段的均化发电成本分别在 4 元/kWh 和 2 元/kWh 的水平。另外，固定上网电价都是在风电和光伏发电产业发展到一定的商业化阶段，生产和开发成本大幅下降的情况下才出台的。就拿我国光热发电目前的成本水平与

风电、光伏发电的同期发展阶段相比，我国目前的光热发电成本远低于当时其它技术的成本水平。

作为专题三分析的有力政策参考，专题三对于我国风电、光伏和生物质能行业发展过程中成本变化与国家扶持政策的演变进行了详细的回顾分析，详细内容参见附件（[附件 1](#)、[附件 2](#)、[附件 3](#)）。另外，[附件 4](#)也对个新能源项目的特许权招标过程与电价制定方法进行了详细的回顾总结，作为下文篇章中均化发电成本（即：上网电价）分析的参考依据。

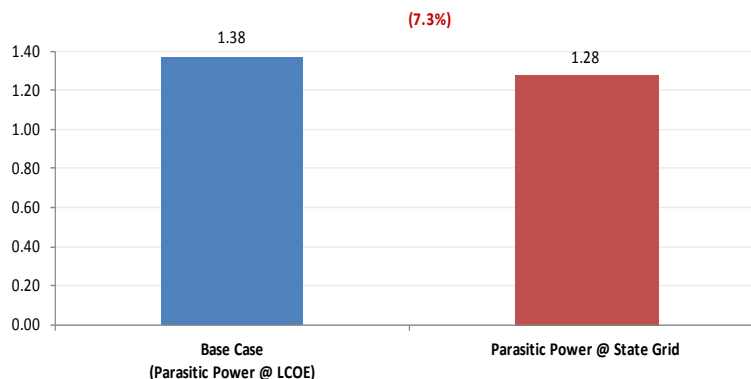
3.2 实现上网电价 1 元/度的可能激励政策架构

假设采用目前的光伏上网电价用于现阶段我国的光热发电项目推广，基于上文的成本分析，案例电站的基础情形均化发电成本为 1.38 元/kWh，基于我国截至 2020 年光热装机总量的总目标，下文评估分析了一系列激励政策将会对均化成本降低的所起的作用。

3.2.1 降低运行成本

首先考虑的是运行成本减持的一项手段，即：**厂用电采用电网供电**。需要说明的是，专题三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。本专题参照了内蒙古鄂尔多斯地区额定的标准电价 0.451 元/千瓦时。采用厂用电电网供电这种形式，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 7.3%，达到人民币 1.28 元/KWh

图 12: 厂用电采用国家电网供电



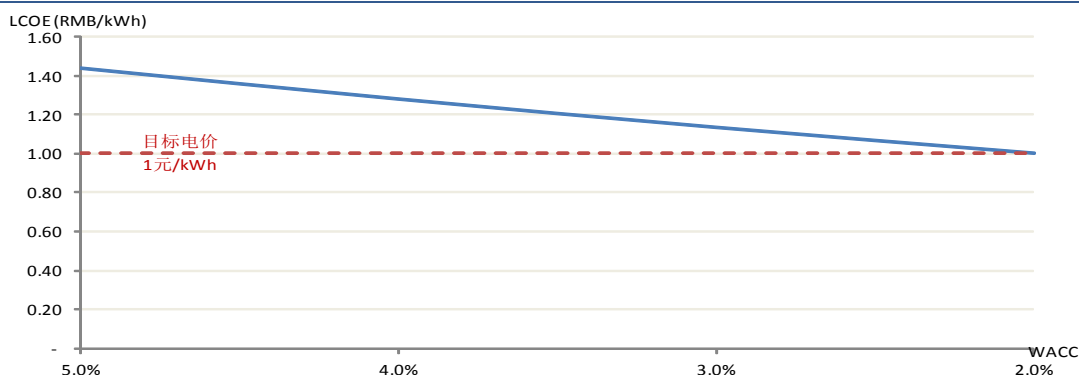
数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队。

3.2.2 降低投资成本

与化石燃料发电技术相比，光热发电一次性初投资成本相对过高，运行维护成本相对较小，而燃料成本相对而言却很小。因此，光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。

图 12 反映了降低电站投资成本对于案例电站均化成本的不同影响。这两者的关系不是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%，其收益持平的均化成本（LCOE）就会相应降低 10~11%。

图 13： 投资成本对均化成本（LCOE）的影响



数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队。

在此基础上，CCI 团队模拟了诸如亚行（ADB）和世行（World Bank）所提供的有条件优惠贷款利率下的成本变化。

表 6：有条件优惠贷款情景

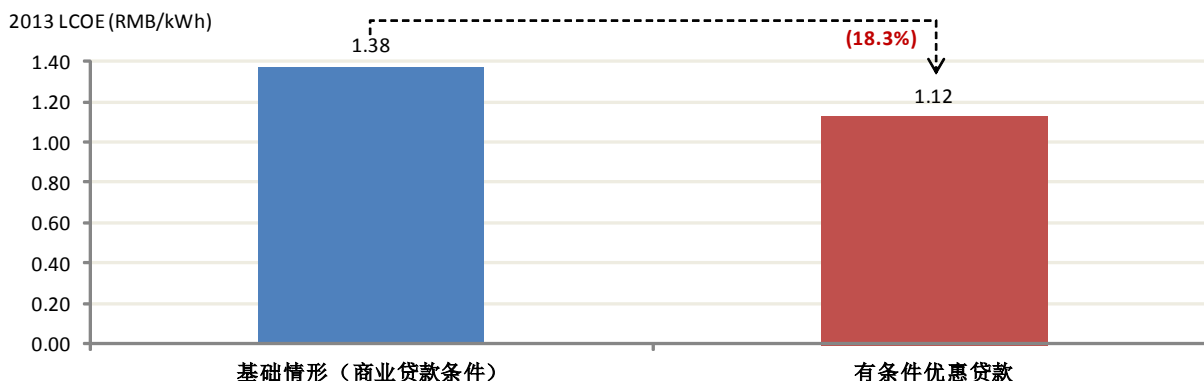
贷款比例 (%)	70%	资本金比例 (%)	30%
贷款利率 (%)	2.5%	资本金回报率 (%)	8.0%
贷款期限 (年)	25 (5年宽限期)	WACC	3.89%

分析依据： $WACC = \text{加权平均资本成本} = \text{债务比例} \times \text{贷款利率} \times (1 - \text{所得税}) + \text{资本金比例} \times \text{资本金回报率}$

数据来源：中电工程，电规院，克林顿基金会气候行动分析团队。

图 14 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%，从而使得得以实现收益持平的 LCOE 下降至大约 18%，达到人民币 1.12 元/kWh。

图 14：有条件优惠贷款情景

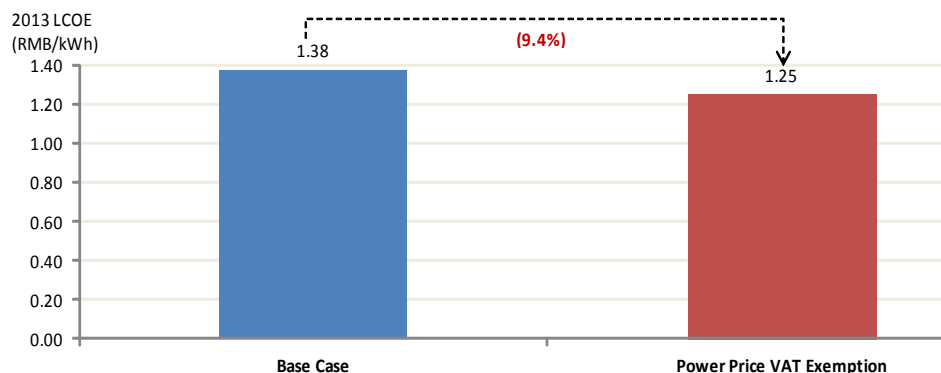


数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队。

3.2.3 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。专题三对于售电增值税全免情形进行了模拟分析，图 14 反映的就是增值税全免情形下的案例电站均化成本（LCOE）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%，达到人民币 1.25 元/KWh（图 11 中最后一个图柱）。

图 15： 增值税（VAT）再减持手段



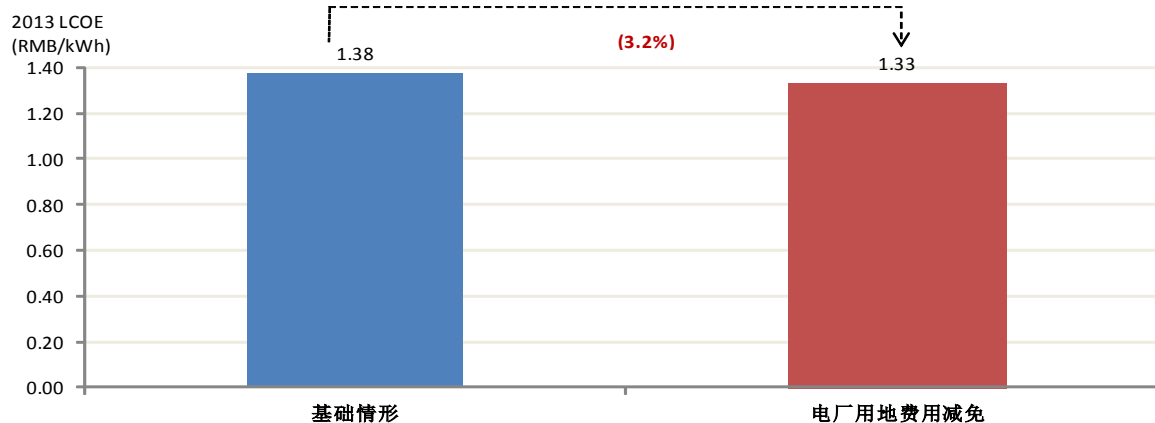
数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

3.2.4 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，该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。

图 16 模拟分析的是政府/当地政府部门免征土地使用费用后，案例电站其均化成本的变化。假定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，均化成本（LCOE）可以下降 3.2%，降低到人民币 1.33 元/KWh。

图 16：电厂用地零费用

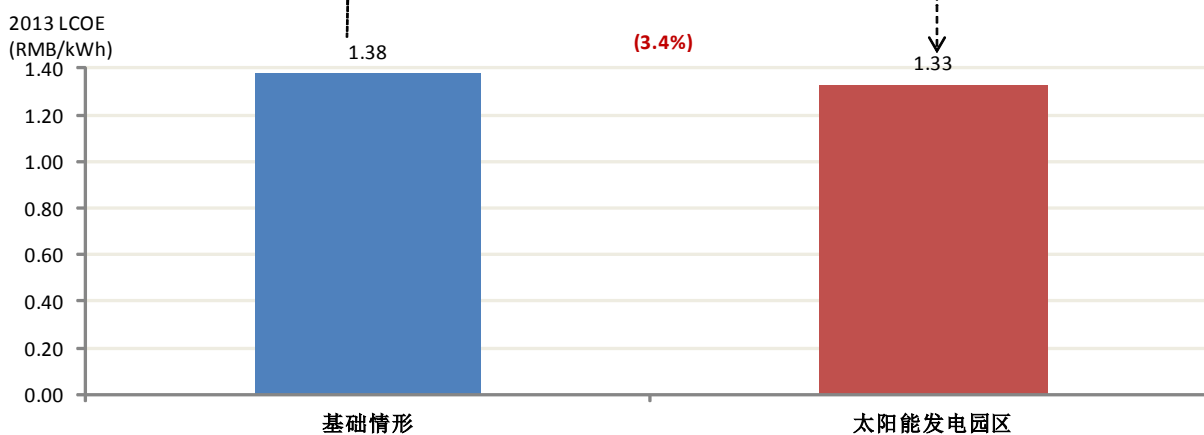


数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队

3.2.5 与太阳能发电园区融合

作为最后一种扶持手段，CCI 团队引入了融合大型太阳能发电基地（Solar Park）这一模式（在专题报告五中有详细论述）。即：将太阳能热发电站建在一个 DNI 资源很好的太阳能发电园基地内，而非园区外的某一个独立运营的太阳能热发电站。专题五对 Solar Park 模式进行了详细描述，Solar Park 就是一个类似经济开发区的、但专门为太阳能发电服务的集发电-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这种方式来降低开发商的项目开发风险并简化行政审批程序。CCI 团队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 17 显示，均化成本（LCOE）可以下降 3.4%，降低到人民币 1.33 元/KWh。

图 17：融合太阳能园区模式 (初投资成本下降 4%)



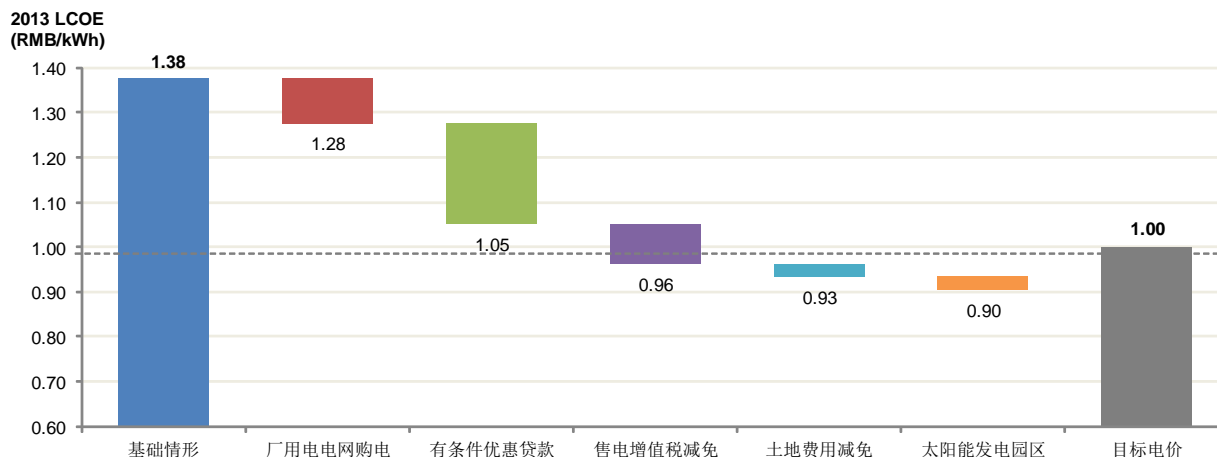
数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队。

3.2.6 结合各种扶持手段的瀑布情形

至此，该分析已经结合了中国现有的、有可能适用于中国光热发电行业商业化起步阶段的各种扶持手段，其目的就是尽可能将实现收益持平的上网电价降低到人民币 1 元 /KWh 的目标。显而易见，上述任何一种手段都无法单独将现有的均化发电成本（LCOE）降至能确保案例参照电厂实现市场化商业运作的地步。

基于此，如图 18 显示，为了促进商业化起步阶段的光热发电行业的发展，该分析结合了上述所有扶持手段模拟出如下累计下降的均化发电成本。分析采用了厂用电电网购电增值税免除、优惠贷款条件、高新技术税收优惠基础上售电增至税减免以及两种直接的初投资扶持补贴，最终的均化发电成本（即:上网电价）是人民币 0.9 元/kWh，低于光伏 1 发电 1 元/kWh 的上网电价。

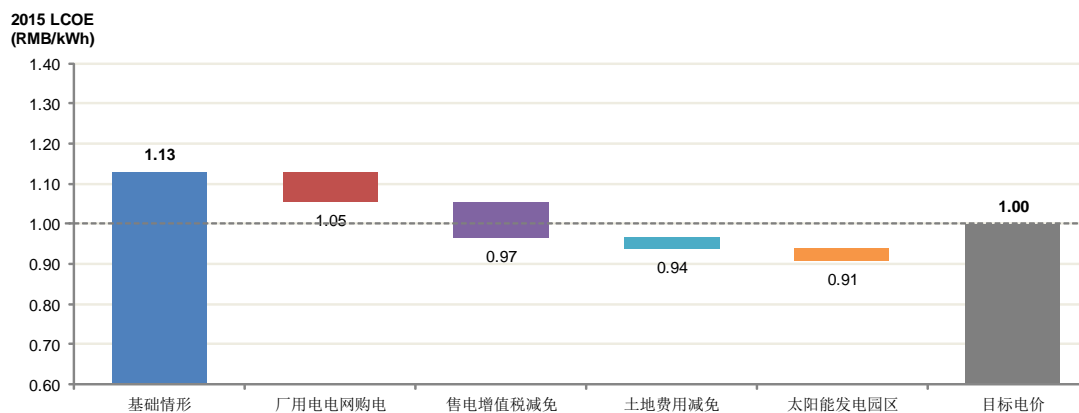
图 18： 结合各种扶持手段的瀑布情景（累计影响）



数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队。

在此基础之上，专题三分析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 19 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 1RMB/kWh 的目标电价，从而也可以促进光热发电的商业化发展。

图 19： 无优惠贷款条件下各种扶持手段的瀑布情景（累计影响）



数据来源：克林顿基金会气候行动分析团队。

4、太阳能热发电电价形成机制探讨

固定上网电价的出台将会降低上文分析模拟的各种激励政策出台的必要性，但无疑是政府部门参考风电、光伏和生物质发电发展过程中的成功经验、稳妥可持续发展光热行业的一项选择。

4.1 参考当地光伏电价形成固定电价

光伏是一个已发展成熟的技术，电价构成中不确定因素较少。从本报告附录 2 中可见，光伏在发展过程中通过前期多个电站的运行也总结出了经验，确定的固定电价较为准确。而太阳能热发电刚刚开始商业前期，如依据已商业化的光伏电价来形成固定电价会与热发电实际经济性有较大差别，显然不利于太阳能热发电的投资。

太阳能热发电原理与光伏发电不同，运行方式也不同。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。在不同的发展阶段和不同的场合两者各有高低。

太阳能热发电可带有储热是可稳定上网的电力，这种优质电力与稳定上网困难的光伏电力相比应享受“优质优价”。如果两者比较也应该使得光伏具有与热发电有同样稳定性为前提进行比较。

因此，使太阳能热发电电价等同光伏电价是不合适的。

4.2 通过特许权招标确定电价

从前面描述的情况来看，特许权招标对摸清价格情况有一定的作用，也能体现公平。但前期应特别注意控制电价的权重。由于我国热发电刚刚开始，应保证技术的可靠性和安全性和恶性竞争，因此在招标中电价的权重应控制。

4.3 通过专家计算确定电价

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。

4.4 补贴政策

参考生物质能的价格策略，规定发电的上网电价“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。

4.5 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。方式 B 的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。

由本报告的研究成果可见，银行利率等财税政策在确定电价时会有比较大的作用。这些无论是方式 A 或方式 B 都是要考虑的。

在考虑亏损补贴时，对电站的亏损评估是很重要的，这可参考生物质电站的做法。

5、结论

本研究专题报告详细描述了有关太阳能光热发电技术的技术优势、规模经济效应、产供电平稳不冲击电网这一显著的稳定性特点以及中国广大的大西北具有得天独厚的光热资源开发条件，光热发电在我国的发展前景十分乐观。但是，我国光热发展也需要随着全球光热发电技术不断革新和成本不断降低并步步推进。从现实角度出发，在过去 10 年中，尽管我国已有的光热发电研发机构、设备制造厂家以及工程开发公司都已经储备了相应的技术研发和生产装备的能力，但与达到世界水平仍然存有一定差距。为了给所有参与光热行业发展的各利益攸关者带来行业发展的希望，专题三报告通过上述各种情形模拟分析，提出以下建设性建议，希望为政府政策的制定提供参考，具体总结如下：

第一、 有关技术研发和生产装备： 纵观我国风电和光伏发电的历史发展，拥有本土化的光热发电和装备能力是促进风电和光伏得以迅猛发展的关键因素。同样地，继续加大光热发电技术革新和研发能力的扶持力度最终会很快推动这一行业的发展，使得中国光热发展处于世界竞争之列。如有可能的话，中国的太阳能热发电站承建商可以考虑和国际知名的光热总承包商联手，创建合资公司，通过这种方式孕育中国本土化的光热发电系统工程经验。另外，当今商业运作模式不乏有行业内联手兼并和收购的各种案例，如有可能的话，中国的光热设备制造商可以在国际范围内进行兼并和收购，最终掌握世界领先的技术研发和生产装备的能力。

第二、 有关太阳能热发电站场址选择的考虑： 正如在该主题第二部分 2.6.2 图 8 中分析，DNI 是太阳能热发电站经济可行性十分重要的影响因素，基于此，对于中国未来太阳能热发电站项目的部署，必须考虑在光热资源十分理想的地区进行。国际上公认 DNI 值 1800 是光热发电最低的要求，那么，在中国有限优先考虑部署太阳能热发电站的地区应该是在西藏、青海、甘肃、新疆南部和内蒙古西北部光热资源十分丰富的地区开展。

第三、 有关财税政策支持： 在本报告第三部分和第四部分对财税激励政策做了深入的研究，探讨了两种形式的政策参考建议，如下：

- a) 现行光伏上网电价配套财税激励政策。如图 17 所示，结合现有各种激励手段可以从极大程度上降低均化发电的成本，使得项目投资取得合理的投资回报这一最基本的条件。因此，政府决策部门应考虑给与最初 10 家商业化电站示范项目上述所有优惠政策，这一政策将无疑会激励整个行业的快速发展，在我国实现光热发电成本的大幅下降。

- b) 建议采用固定电价政策。由于发电原理和发展阶段不同，热发电无法按照目前光伏的电价作为固定电价。光伏也无法按照热发电的储能模式形成稳定的上网电力。热发电固定电价的形成可通过先给定计算电价或特许权形成电价加后补贴的方式逐步确定。特许权招标过程的价格权重的确定和评标模式可参考风电。

附件 1：风电不同阶段激励政策

风电是通过特许权招标（2003 年）作为启动和探索，然后确定固定电价（2009 年），同时财税政策（2008）对某些技术进行支持，以加快科技进步。

1) 风电场特许权招标政策

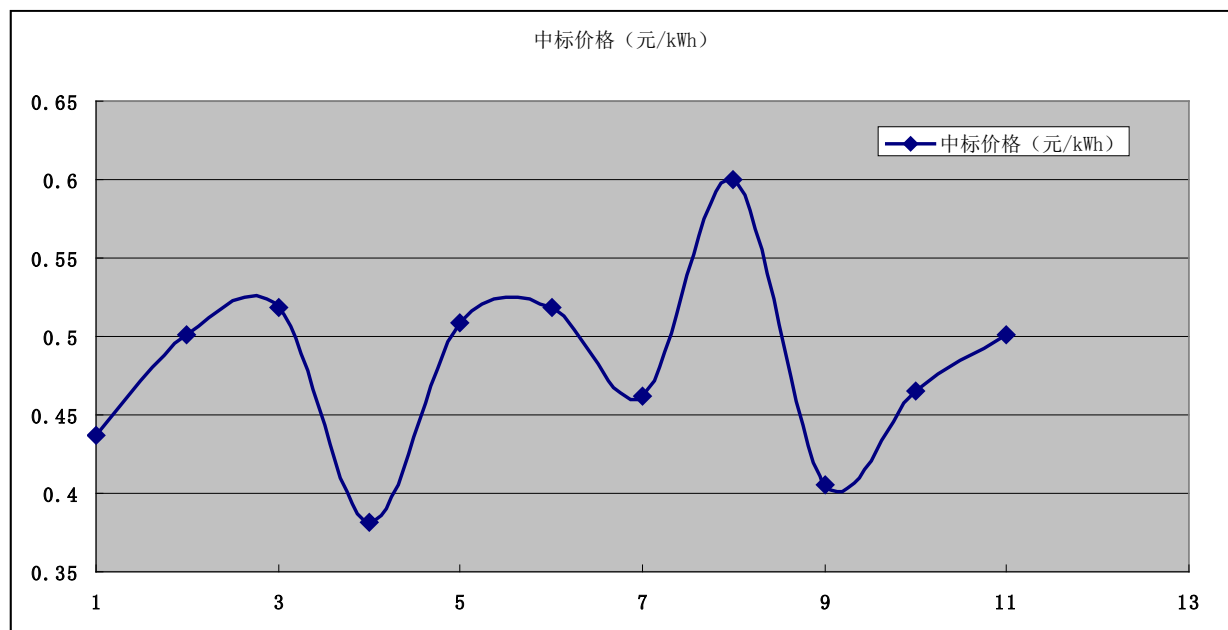
2003 年国家发展改革委推动了的风电特许权项目，旨在通过风电开发权招标的方式，引入竞争机制，降低风电上网电价，并推进风电设备国产化。在 2003-2006 年期间，共有 11 个风电项目中标，中标规模 245 万 kW，中标电价 0.52—0.38 元/kWh，见表 A1 和图 A1。从图中可见，不同地区，不同时段招标产生的中标价格差别较大。目前对于海上风电主要采用特许权招标电价。

表 A1：十一个风电项目中标电价

	项目名称	中标单位	中标价格（元/kWh）
1	江苏如东风电场	华睿公司	0.4365
2	广东惠来石碑山风电场	广东粤电集团	0.5013
3	江苏如东第二风电场	龙源电力集团	0.519
4	内蒙古辉腾锡勒风电场	北京国际电力新能源	0.382
5	吉林通榆团结风电场	龙源电力与华能新能源环保	0.509
6	江苏东台风电场	国华能源	0.519
7	甘肃安西风电场	黄河上游水电	0.4616
8	山东即墨王村	华电国际	0.6
9	内蒙古锡盟灰腾梁风电场	中广核	0.4056
10	内蒙古包头巴音风电场	龙源电力	0.4656
11	河北张北单晶河风电场	中国节能投资公司与香港建设	0.5006

数据来源：国家可再生能源中心

图 A1：十一个风电项目中标电价



数据来源：国家可再生能源研究中心。

主要内容：

- 通过公开招标选择投资商，承诺最低上网电价者中标，要求风电设备国产化率不低于 70%（2009 年已取消）；
- 风电特许权项目特许期 25 年；
- 省电网公司要按照与中标人签订的购电合同收购风电项目全部电量；
- 风电与常规的电源差在省电网分摊（2006 年起在全国分摊）。

2) 根据风能资源条件确定的分区固定上网电价政策

2009 年 7 月，国家发改委《关于完善风力发电上网电价政策的通知》1906 号。按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为 4 类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。

4类资源区风电标杆电价水平分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。海上风电上网电价现阶段为审批电价和招标电价结合的方式，价格区间为 0.62~0.97 元/千瓦时。对比图

3) 财政税收政策

国家税务总局财税【2008】156 号文《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》。对利用风力生产的电力实现的增值税实行即征即退 50%的政策。

财政部、国家税务总局和国家发展改革委联合发布《关于公布公共基础设施项目企业所得税优惠目录(2008年版)的通知》(财税[2008]116号)。自 2009 年 1 月 1 日起，在维持现行增值税税率不变的前提下，允许企业逐年抵扣其新购进设备所含的进项税额。

风电企业享受所得税三免三减半的优惠(自项目取得生产经营收入的第一个纳税年度起，前三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税)。

2007 年初，财政部、发展改革委、海关总署和税务总局四部委联合发布《关于落实国务院加快振兴装备制造业的若干意见有关进口税收政策的通知》。自 2008 年 1 月 1 日起，对国内企业为开发、制造 1.2MW 以上的大功率风力发电机组而进口部分关键零部件、原材料所缴纳的进口关税和进口环节增值税实行先征后退政策。对进口单机功率不小于 1.5 MW 的风电机组配套的关键零部件和原材料，免征关税和进口环节增值税

附件 2: 光伏不同阶段政策

我国的光伏发电市场激励政策是以国家全额投资开始（2009 年前）、通过补贴政策（2009 年），经过特许权招标（2010 年）、最终发展到目前的上网电价（2011 年）。

我国最初的光伏市场主要是无电地区独立光伏电站，由国家全额投资建设。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”，明确为分布式光伏发电系统提供财政补助；同时国家能源局也启动了大型光伏电站的特许权示范招标，为大规模光伏电站建设提供政策支持。

1) 补贴政策

在光伏的发展期，国家给予了扶植。

光电建筑一体化补助：2009 年 3 月 23 日，财政部印发了《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。重点引导光电建筑一体化发展，重点扶持技术先进的光伏产品推广应用。2009 年建材型、构件型光电建筑一体化项目的补贴标准为 20 元/W，安装型光电建筑一体化项目 15 元/W。2010 年补助标准有所下降，对于建材型、构件型光电建筑一体化项目补贴 17 元/W，对于与屋顶、墙面结合安装型光电建筑一体化项目补贴 13 元/W。以后年度补助标准将根据产业发展状况予以适当调整。

金太阳示范工程：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（以下简称金太阳示范工程）。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。以后每年都有金太阳项目申报，补助标准都相应调整。

2) 特许权招标政策

2009 年以前，我国对于大型光伏电站建设一直采取“一事一议”的上网电价模式。2007 年和 2008 年国家发改委先后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光伏电站项目，虽然这四个项目的太阳能资源条件不同，但上网电价均为 4 元/kWh。

2009 年，国家能源局进行了第一轮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，以推动大型并网光伏电站建设，上网电价为 1.09 元/kWh。

2010 年 6 月，国家能源局启动了第二轮并网光伏发电特许权示范项目招标，共涉及陕西、青海、甘肃、内蒙、宁夏和新疆西北六省区的 13 个光伏电站项目，项目总装机 280MW，中标电价在 0.72 至 0.99 元/度之间。十三个项目中标电价表 A2 和图 A2。可以看到，中标电价与建站地点有关，但电价均低于 2011 年 8 月 1 日国家发改委对外发布的固定电价。

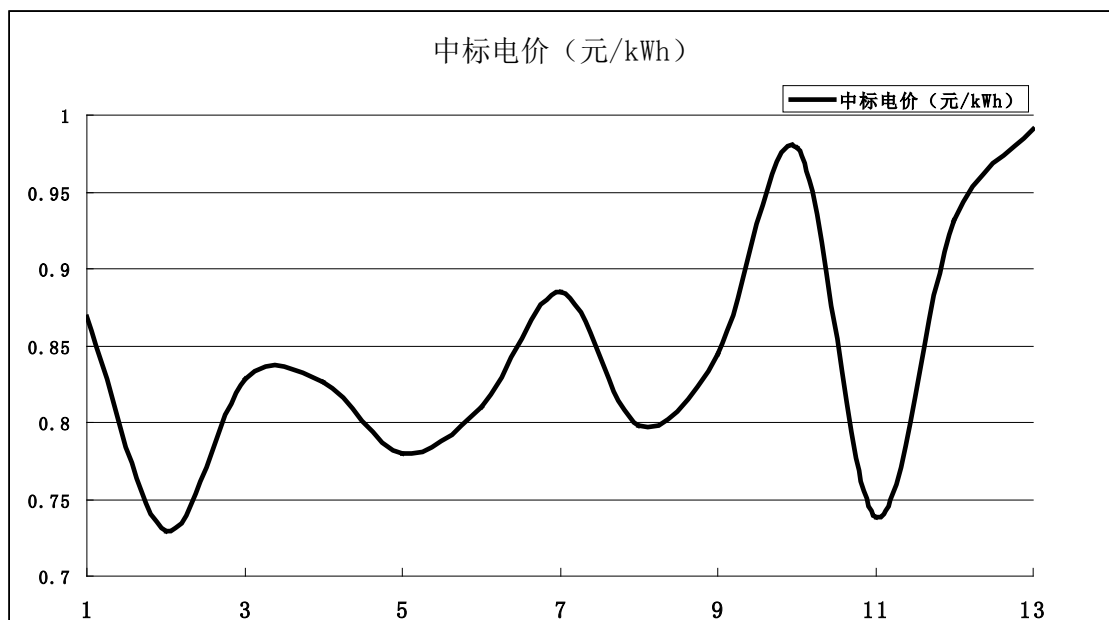
表 A2：十三个光伏项目中标电价

序号	项目名称	中标企业名称	中标电价（元/kWh）
1	陕西榆林靖边 20MW 光伏并网发电项目	国华能源投资有限公司	0.8687
2	青海共和 30MW 光伏并网发电特许权项目	中电投黄河上游水电开发公司	0.7288
3	青海河南 20MW 并网发电特许权项目	中电投黄河上游水电开发公司	0.8286
4	甘肃白银 20MW 并网发电特许权项目	中电国际新能源控股有限公司	0.8265

5	甘肃金昌 20MW 光伏并网发电特许权项目	华能新能源产业控股有限公司	0.7803
6	甘肃武威 20MW 光伏并网发电特许权项目	中电国际新能源控股有限公司	0.8099
7	内蒙古阿拉善 20MW 光伏并网发电项目	内蒙古国电能源投资有限公司	0.8847
8	内蒙古包头 20MW 并网发电特许权项目	包头鲁能白云鄂博风电有限公司	0.7978
9	内蒙古巴彦淖尔 20MW 光伏并网发电	内蒙古国电能源投资有限公司	0.8444
10	宁夏青铜峡 30MW 光伏并网发电特许项目	华能新能源产业控股有限公司	0.9791
11	新疆哈密 20MW 光伏并网发电特许项目	中电投新疆能源有限公司	0.7388
12	新疆吐鲁番 20MW 并网发电特许权项目	中电投新疆能源有限公司	0.9317
13	新疆和田 20MW 并网发电特许权项目	中电投新疆能源有限公司	0.9907

数据来源：国家可再生能源研究中心

图 A2：十三个光伏发电项目中标电价



数据来源：国家可再生能源中心

4) 标杆上网电价政策

2011年8月1日，国家发改委对外发布通知，我国的光伏上网电价政策开始实施，政策主要内容：制定全国统一的太阳能光伏发电标杆上网电价，2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建成投产、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）。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。今后将根据投资成本变化、技术进步情况等因素适时调整。

附件 3：生物质能发电不同阶段政策

我国的生物质能发电政策是以国家补贴开始（2006 年）、通过补贴调整（2008 年），发展到目前的上网电价（2011 年）。

1) 补贴政策

2006 年 1 月 4 日，国家发展改革委发布了《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)以下简称“《办法》”)规定生物质发电的上网电价“电价标准由各省（自治区、直辖市）2005 年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成。补贴电价标准为每千瓦时 0.25 元。”并且规定了“发电项目自投产之日起，15 年内享受补贴电价；运行满 15 年后，取消补贴电价。自 2010 年起，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 2%。”

2008 年 3 月，国家发展改革委、国家电监会公布了《关于 2007 年 1-9 月可再生能源电价附加补贴和配额交易方案的通知》，考虑到生物质直燃项目在得到每千瓦时 0.25 元的补贴后仍然亏损，《通知》对纳入补贴范围内的秸秆直燃发电亏损项目按上网电量给予临时电价补贴，补贴标准为每千瓦时 0.1 元，使生物质发电项目的度电补贴增至每千瓦时 0.35 元。

2) 上网电价政策

2010 年 7 月 8 日，国家发改委出台的《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》完善了生物质发电项目的上网电价。对农林生物质发电项目实行标杆上网电价政策。统一执行标杆上网电价每千瓦时 0.75 元（含税）。已核准的农林生物质发电项目（招标项目除外），上网电价低于上述标准的，上调至每千瓦时 0.75 元；高于上述标准的国家核准的生物质发电项目仍执行原电价标准。

2012 年发布了“关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知”（发改价格[2012]801 号），规定了以生活垃圾为原料的垃圾焚烧发电项目，均先按其入厂垃圾处理量折算成上网电量

进行结算，每吨生活垃圾折算上网电量暂定为 280 千瓦时，并执行全国统一垃圾发电标杆电价每千瓦时 0.65 元（含税）；其余上网电量执行当地同类燃煤发电机组上网电价。

3) 税收政策

《资源综合利用企业所得税优惠目录》（财税[2008]117 号）作为新《企业所得税法》配套政策之一，由财政部、国家税务总局、国家发展改革委联合修订公布，规定的资源作为主要原材料，生产国家非限制和非禁止并符合国家及行业相关标准的产品取得的收入，减按 90%计入企业当年收入总额。并自 2008 年 1 月 1 日起施行。因此生物质发电因资源综合利用可享受收入减计 10%的所得税优惠。

2008 年 12 月 9 日财政部国家税务总局发布的《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》规定，以垃圾为燃料生产的电力或者热力实行增值税即征即退的政策。文件要求垃圾用量占发电燃料的比重不低于 80%，并且生产排放达到 GB13223—2003 第 1 时段标准或者 GB18485—2001 的有关规定。文件中所称垃圾，是指城市生活垃圾、农作物秸秆、树皮废渣、污泥、医疗垃圾。该政策自 2008 年 7 月 1 日执行。

《企业所得税法实施条例》第八十八条规定，企业从事《企业所得税法》第二十七条第三项所称符合条件的环境保护、节能节水项目的所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。即三免三减半。

对于取得发改委《资源综合利用认定证书》的项目，除增值税实行即征即退，购置的机械设备允许进行增值税抵扣。