



中国太阳能热发电产业政策研究报告

专题报告二

我国太阳能热发电的技术和政策瓶颈分析

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:	胡润青, 孙培军	国家可再生能源中心	
参加单位:	焉长会, 张贵银	大唐新能源	
	邱和梅	中广核太阳能公司	
	王志峰	中国科学院电工研究所	
	赵亮	中国电力科学研究院新能源研究所	
	邵继新	甘肃省建材设计研究院	
	黄湘, 王佩明	华电工程集团有限公司	
	高霞	国电龙源电力技术工程有限责任公司	

目 录

1、技术障碍分析	1
1.1 太阳能热发电产业链分析	1
1.2 太阳能热发电技术障碍分析	8
1.3 热发电的技术经济性分析	10
2、现有的政策环境	11
2.1 可再生能源发电激励政策	11
2.2 太阳能热发电政策	22
3、 国际贸易政策	29
3.1 WTO 关于贸易救济的规定	29
3.2 现有的可再生能源贸易争端	30
3.3 国际新能源产业贸易争端产生的根源	32
3.4 对太阳能热发电产业发展的启示	35
4、 太阳能热发电政策障碍分析和建议	36
4.1 政策瓶颈分析	36
4.2 发电项目开发	41
4.3 产业和市场规模	43
4.4 技术研发和示范	43

4.5 公共服务体系	44
5、中国与国外建站条件差异	45
5.1 资源与环境差异	45
5.2 用电负荷中心及电网条件差异	46
6、案例介绍	47
6.1 内蒙古鄂尔多斯 50MW 太阳能热发电站	47
6.2 西班牙槽式太阳能热发电站 Solnova 1	49
6.3 西班牙 PS20 塔式太阳能热发电站	50

太阳能热发电是利用聚集起来的太阳辐射能加热工质，经过换热产生过热蒸汽，驱动汽轮机带动发电机发电。主要的技术类型分为槽式、塔式、碟式和菲涅尔式。槽式太阳能热发电系统目前发展比较成熟，塔式热发电系统虽开发较早，但成熟度尚不如槽式热发电系统，而碟式和菲涅耳式热发电系统则只有少量的示范工程。太阳能热发电近几年在世界范围内出现了较快的发展，尤其是美国 and 西班牙建造了当今世界近 75% 的太阳能热发电站，而我国还没有商业化的太阳能热发电站建成，但是太阳能热发电相关的产业培育及示范工程的准备和筹建正在进行当中。太阳能热发电对太阳能直射资源要求较高，同时对水资源及地形、地貌也有严格的要求，且太阳能热发电站占地都比较大，而我国同时满足太阳能资源、水资源、土地资源的地方多分布在西北地区，但是西北地区的多风、低温的气候条件与目前太阳能热发电站发展较好的西班牙和美国有较大的区别。因此太阳能热发电在我国规模化发展将面临选址的挑战。

1、技术障碍分析

1.1 太阳能热发电产业链分析

太阳能热发电在我国虽然已经开始了相关部件的生产及示范电站的建设工作，但是进展缓慢，从太阳能热发电的全产业链分析，我国在产业链的关键环节及产品的产业化方面还存在瓶颈。

太阳能热发电的产业链可以分为材料—热发电产品—系统集成—产业服务—生产设备等几个环节，具体详见图 1：

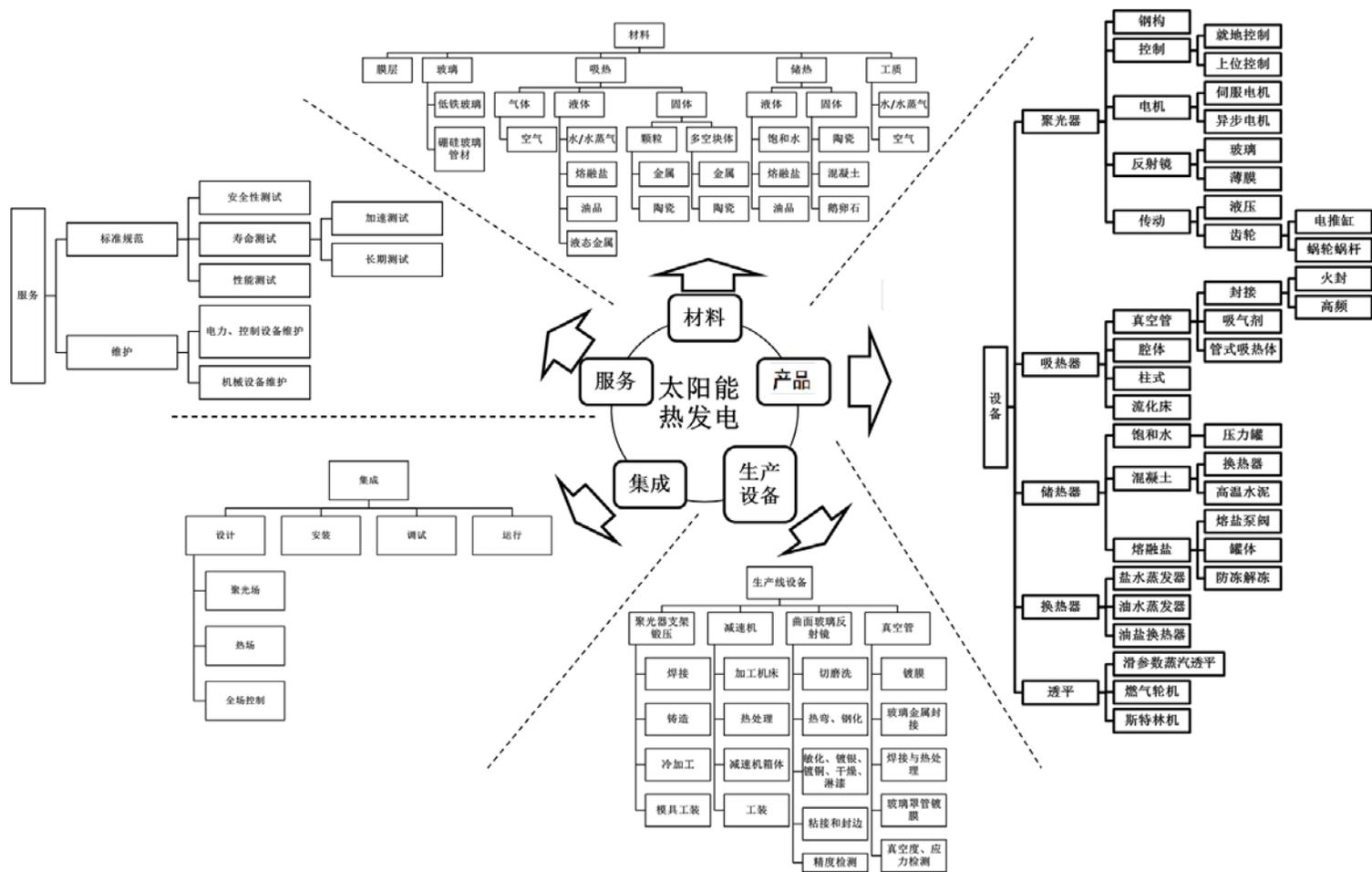


图 1:太阳能热发电产业链构成图

总体来看，电站集成是一个国家掌握太阳能热发电技术的重要标志。我们用不同技术种类太阳能热发电站所处的商业化过程中的阶段，比较我国与国外最先进国家的差别，详见表 1

表 1:中国与先进国家热发电技术商业化阶段的比较

		试验	中试	示范	商业化	规模化
槽式	中国					
	先进国家					
塔式	中国					
	先进国家					
碟式	中国					
	先进国家					
菲涅尔式	中国					
	先进国家					

1) 材料环节

从产业链分析，在原材料环节，除一些高温导热油我国还缺乏技术和相应产品外，大部分原材料在我国不存在障碍，反之有些原材料如钢铁、铝、塑料在我国是比较丰富的，有的原材料如铝型材支架、铜、溶盐等已经出口到国外的太阳能热电站中。因此从原材料角度，我国比较适宜发展太阳能热发电产业。而在具体的技术方面，总体上我国与先进国家在材料方面技术差别约 5 年。

膜层材料：耐选择性吸热涂层 2010 年我国目前已可批量生产。在年代上与国外没有差距。

玻璃反射涂层方面，我国已经可以在玻璃基材上制备银膜，反射比可达 94%，在年代上与国外没有差距。但其耐候性还有待验证，与国外已经有 25 年用户经验的玻璃生产商相比还需要增加时间考验，尤其是针对我国地理和气候条件的考验。

特种玻璃：反射镜和真空管用超白和特硬玻璃管方面我国已有自主知识产权的技术，可以批量提供产品。在年代上与国外没有差距。

吸热介质：我国已经出口熔融盐材料给欧洲电站，在熔融盐制备技术，介质物性表征技术等方面已居于世界前列。液体介质中的美国 VP-1 导热油已经在

1983 年应用于 SEGS 电站。我国目前还不能生产该种工作温度的导热油，落后约 30 年。在新型吸热介质，例如陶瓷固体颗粒、液态金属等我国与国外基本相同。

储热材料：油品储热在我国已经有实例在应用，但该方向不是技术主流，国外应用不多。熔融盐储热是太阳能热发电的重要和有前景的技术方向，我国已经出口熔融盐材料给欧洲电站使用。我国在熔融盐制备技术，介质物性表征技术等方面已居于世界前列。混凝土和蒸汽储热方面我国已有实验和科研文章发表，基本与国外先进水平持平。在饱和蒸汽储热方面我国也有实验装置，2007 年西班牙 PS10 实施了饱和蒸汽储热商业化运行。该部分技术难度不大。我国与国外差距约 2 到 3 年。需要指出的是，在储热材料方面，全球还没有发现好的方法。

在发电工质方面，全球普遍采用水做工质作为汽轮机做功工质。热空气作为燃气透平工质。我国在该方面与国际同步。

2) 产品环节

在热发电的产品环节，我国的研发水平和生产能力近几年有所增加。从 2009 年以来，在科技部、自然科学基金委、地方政府和企业自主投入下，多个单位开展了槽式真空集热管关键技术研究，定日镜关键技术研发和制造，蓄热和传热技术研究等。总体上，在具体技术方面我国与先进国家差别约 5 年。

定日镜整机：我国的研究起步于上世纪 90 年代末，目前已经可以批量生产整机。其中 100-120 平方米大型定日镜在延庆电站已经经过 5 年以上的野外恶劣环境考验。在聚光精度，聚光器重量、聚光器控制等方面与国外的技术差距不大。

槽式聚光器：我国研究槽式聚光器始于“九五”科技计划，目前已有在野外连续运行 2 年以上的系统多套。在聚光器设计方面与国际商业化机型水平差距不大，但在集成安装工艺、精度及寿命检测等方面与国外商业化产品达到的工艺还有差距，估计在 5 年以上。我国在抛物面槽式反射镜方面已有数种规格的产品。在塔式定日镜反射镜方面也有数种产品。目前商业化槽式电站所采用的基本都是 4mm 超白浮法镀银玻璃镜。反射镜的加工一般为 4mm 厚。槽式用曲面反射镜的国内生产商达 5 家以上，与国外同类产品的技术参数已经接轨。

传动箱：其形式有齿轮传动、液压传动或两者结合的方式。槽式传动器一般为液压驱动。在槽式液压产品方面我国目前还没有成熟产品。而西班牙在 1999 年已使用液压来驱动槽式聚光器，我们在这方面目前落后 12 年以上。定日镜一般采用齿轮传动，由于目前我国投入运行的塔式发电数量不多，因此适用于塔式定日镜的传动装置在我国还未能产业化生产。国外商业化的塔式电站（西班牙 PS10、PS20 电站及 GemaSolar 电站）的定日镜传动装置均由西班牙 SENER 公司提供。该产品的齿轮间隙水平角 0.521mrad ，俯仰角 0.475mrad 。我国产品在该项指标方面也可达到以上指标。电动推缸减速机在我国应用的较多，延庆电站的减速机全部采用该种形式。在减速机的驱动电机等方面我国在伺服电机抗低温方面还有待大力加强，以适应今后我国西北部市场的使用。在定日镜控制方面中国已有相当多的一手经验，目前也具有很好的、经过试验验证可靠的产品以及定日镜及定日镜场设计经验。在槽式控制方面，已经有了专用的控制器产品。包括就地控制器和上位计算机，以及合理的基于 BCS 的控制逻辑和控制等。

吸热器：槽式集热用直通式真空吸热管在 1981 年已经出现在 SEGS 电站。目前的真空管是德国肖特和西门子两家主导。这两家公司为 LS-2, LS-3 和 PTR70 吸热管。我国真空管已于 2010 年 8 月在北京延庆用于室外做挂机运行，目前工作情况良好。吸热膜层也已经出口西班牙电站。目前与国外的差距主要在真空管的真空寿命还未得到证实，应该有 5 年左右的差距。

在塔式吸热器：我国的水\水蒸汽工质吸热器已经运行一年，在安全性、可靠性和效率等方面表现良好。与国外技术相比没有的明显差距。1995 年，美国 Solar Two 塔式电站运行，采用柱式熔融盐吸热器，吸热器出口熔融盐设计温度 565°C 。我国只有腔体式实验室级的室内模拟器研究，还没有室外型的熔融盐吸热器出现，落后时间约 20 年。2009 年德国宇航局（DLR）研发了以蜂窝陶瓷为吸热体的容积式空气吸热器，并进行了系统测试，空气出口温度达到了 780°C 。另外 DLR 还研发了承压式空气吸热器、粒子式空气吸热器等新技术。我国 2011 年也研制成功了吸热体为泡沫陶瓷的非承压型太阳能空气吸热器，空气温度达到 850°C ；颗粒流化床型的颗粒吸热器，空气温度达到 1020°C ，没有明显差距。

储热技术：第一个使用储热技术的实验电站是 SOLAR ONE，当时采用了饱和

水蒸汽储热。SOALR TWO 采用了熔融盐储热。饱和水蒸汽储热技术在延庆电站已有使用。我国目前在储热技术方面正在尝试使用熔融盐储热，但还未有成熟产品，差距在 20 年以上。目前的技术发展重点在防冻技术以及单罐温跃层储热方面。2001 年开始，在德国 DLR 研究应用在槽式系统的混凝土储热示范系统，储热温度达到了 325°C，工作范围为 340°C -390°C。我国目前混凝土储热材料的温度可以达到 650°C。已经有了初步的实验室传热和机械性能研究，但还没有规模级的样机，差距在 5 年左右。

太阳能热发电用油/水换热器，油/盐换热器，盐/水换热器：我国目前刚刚开始研究，国外上世纪八十年代已经大批量使用。我国具备该种换热器的设计能力，但在高温高压交变条件下的应力蠕变等方面的研究还没有实践经验，落后约 10 年。

3) 集成环节

系统集成环节，由于我国并没有实际运行的太阳能热发电站案例，系统集成的经验相对缺乏。目前传统的电力设计公司已经参与到太阳能热发电站的系统设计中，传统的电力开发公司如华电、国电、大唐、中广核等也正在积极参与到太阳能热发电站项目的开发和建设。在太阳能资源方面，由于我国的太阳能直射资源数据比较缺乏，对太阳能热发电站的资源评估造成一定影响。具体技术来看，我国在电站集成方面比国外先进国家落后约 20 年。

塔式：意大利 1980 年建成 1MW 塔式实验电站 Eurelios，1982 年 Solar One 塔式实验电站在美国南加利福尼亚州投入运行，2007 年在西班牙建成商业化塔式电站 PS10。我国目前刚刚 1MW 塔式实验电站建成，还未正式运行，差别年数约为 10 年。

槽式：1984-1991 年期间，9 座名为 SEGS 的槽式电站先后在美国加州莫哈维沙漠投入商业化运行，总容量为 354MW。我们目前还没有一座运行的槽式电站，因此差别年数为 25 年。

碟式—斯特林：在 1982 年，美国 Advanco 公司研制了一套 25kW 碟式斯特林发电系统，创下当时最高太阳能-电能转换效率为 29.4%。1984 年，又在 Riyash

建立两个 50kWe 发电系统，该系统运行到 90 年代中期。美国 SES 公司于 2010 年初建立了 1MW 碟式—斯特林商业化电站。2011 年我国西安航空动力股份有限公司和中船总公司 711 研究所也研制碟式斯特林机，并形成了实验室级样机。技术差别年限约为 30 年。

在系统集成环节，电站的运行技术尤其重要。运行经验是电站设计、电站设备制造的核心。只有积累了运行经验，才能有效地把握电站的各个技术环节，把握电站的材料、零部件和装备的设计要求，从而得出合理的设计产品。在电站运行技术方面我国还没有槽式和碟式—斯特林电站，因此也就不存在运行经验。在塔式电站方面，我国延庆八达岭电站正在调试运行。但在目前高效率的熔融盐塔式电站方面也还没有任何运行经验。

4) 生产设备环节

我国用于太阳能热发电产品生产的生产装备总体上与国外先进国家差距为 10 年左右。

太阳能热发电关键产品的生产线在国外发展较早。例如抛物面槽式真空管生产线等在 1980 年于以色列就有出现。抛物面聚光器在上世纪八十年代也已经出现。槽式真空管、槽式反射镜等方面的生产线在 2011 年在我国已经出现。目前槽式反射镜生产线的自动化程度在国际堪称一流。槽式真空管生产线我国企业从 2010 年开始投入建设，目前手工生产线已经完成数条。正在建设以镀膜和自动排气为要点的全自动自动化生产线。但该真空管生产线在产品品质监测方面的技术与国外成熟技术相比还有较大差距。因此还不能完成工业化大批量生产。该方面落后国外估计在 5 年左右。

槽式聚光器、定日镜、菲涅尔聚光器的生产线在我国还没有，尤其是面型精度检测仪器和方法等还几乎是空白，这对产品品质的保障存在一定的隐患。在该方面我国落后约 10 年。

太阳能热发电专用的低速大扭矩减速机生产工艺目前还不成熟，生产线还未建立。如果以美国 SOLAR ONE 的定日镜减速机为基础，以上世纪九十年代出现的 SENER 减速机为代表，我国生产线落后约 25 年。

5) 产业服务环节

在太阳能热发电的产业服务环节，由于我国还没有商业化的太阳能热发电站，因此这一环节在我国还是空白。太阳能热发电的相关产品标准、检测、认证等支撑体系严重缺乏，这些都成为太阳能热发电产业发展的重要障碍。

我国 2011 年 9 月颁布了太阳能热发电国家标准《聚光型太阳能热发电术语》，该方面目前还没有国际标准。同时制定了塔式和槽式太阳能热发电技术的标准框架体系。在国际上处于领先地位。在槽式太阳能热发电直通式真空管热损系数，聚光器反射面面形误差检测，太阳聚光光斑能流分布检测，聚光器抗风稳定性能力检测等方面已开展数年工作。与国外技术现有检测技术和仪器设备水平基本相当。德国 DLR、西班牙 CIEMAT 和美国 NREL 在真空管热损测量，槽式集热器性能评价，高密度光斑能流密度测量等方面已有多年的经验。但目前还未出现商业化的测量仪器仪表和规范方法等。

在设备维护方法和规范等方面从 1981 年的美国 SOLAR ONE 到 SEGS，国外技术先进国家已经有了数十年的经验。我国从 2011 年延庆塔式太阳能热发电站产汽开始，已经着手了这方面的研究。但与国外相比较，既没有商业化运行的经验，也没有事故工况的处理方法，甚至没有典型事故工况的处理方法以及事故预判方法。

1.2 太阳能热发电技术障碍分析

从太阳能热发电的产业链分析可以看出我国的太阳能热发电产业在各个环节的发展还面临不同程度的挑战，主要包括：

1) 热发电站的系统集成技术缺乏

太阳能热发电站涉及太阳能集热、常规发电、传热蓄热等多种系统集成，集合光学、热学、材料及其机械等多个技术领域，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，尤其需要系统的集成经验。我国目前还没有建成商业化的示范电站，仅仅有几个研究试验电站刚刚运行，国内对电站整体系统设计和系统集成没有经验，太阳能热发电站系统模

拟及仿真技术刚刚起步，缺乏电站整体建设、运营经验和能力。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。例如目前世界上主流的槽式热发电站多建于少风或无风地区，且环境温度较高，而我国适合太阳能热发电的阳光充足地区往往多风，甚至有频繁的沙尘暴，因此我国进行槽式电站建设就不能简单照搬国外的技术和经验，而应根据国内条件增强集热系统抗风沙能力。总之我国还没有商业太阳能热发电站系统的运行经验，系统地集成能力极度匮乏，亟需提高这方面的能力。

2) 关键技术有待突破

我国太阳能热发电处于产业化起步阶段，热电产业链上的核心技术，如集热系统中的槽式太阳能聚光器、高温真空太阳集热管、储热系统等尚处于试验阶段；大型光热发电系统的详细设计、光场安装、维护我国均是空白；而塔式集热系统众定日镜/场的精密控制技术、高性能聚光集热器设计与制造的相关工艺，碟式斯特林发动机的可靠性加工工艺均由国外大企业垄断；聚光镜镜面生产工艺上产品弯曲精度和反射率主要依靠先进的设备做保证，抛物镜面多采用超白平板玻璃热弯工艺，国外的热弯工艺有两类，一类是电加热+模具热弯，可以进行跟踪加热，精密度较高，意大利和芬兰的设备最好，另一类是美国技术，主要加热形式为电辐射式加热炉，辅助加热形式为燃气强制对流加热；槽式真空集热管的制造技术主要是德国 Schott 公司和以色列 Solel 公司，所生产的真空集热管皆为熔封直通式金属-玻璃真空集热管，均实行技术封锁，即使用市场份额也很难换回技术。这些关键技术和装备的研发和制造，直接关系着我国太阳能光热的产业化进程。目前我国在这些关键技术和设备上还处于研发和试制阶段，这也是成为我国太阳能热发电规模化发展的重要制约因素。

3) 关键设备、产品的质量还需要验证

我国在太阳能聚光、高温光热转换、高温蓄热、大规模热发电系统集成等方面得到了一定发展，已基本能够生产太阳能热发电的主要装备，一些部件也处于商业生产的前期。其中以槽式技术真空集热管和玻璃反射镜最为突出，在“2012年的北京新能源、新技术、新产品、新工艺产品国际展览”中，直通式真空管的

中国参展商多达 7 家，槽式用曲面反射镜生产商达 5 家，实际上国内槽式真空管生产厂家已超过 10 家，反射镜厂家也超过 7 家。但这些产品大多还没有实际项目使用过，产品的性能、质量还没有得到实际的验证。而由于目前国内还没有相关的标准和检测平台，因此产品的质量和性能还需要实际工程的检验。国内的项目电站在建设时，对这些国内设备的应用还存在疑虑，这也是导致我国太阳能热发电站进展缓慢的一个因素。

4) 太阳能直射资源数据不足

我国幅员辽阔，地形复杂，太阳能资源丰富，但是具有明显的地域差异。而我国的气象台站的分布为东部密集，西部稀少，且国家气象局观测系统中有辐射观测共 98 个站，而其中仅有不到 20 个站观测项目包含直接辐射，这与我国的地域分布极不相称，也远远满足不了日益发展的太阳能资源开发利用需求。因此亟需建立太阳能直射辐射资源调查体系，着手建立太阳能直射辐射资源数据收集体系，特别是在太阳能资源好、有一定土地资源的中西部和东南部沿海地区，安排一定数量的气象台站测试太阳能直射辐射数据，完成资源的调查和场址的考察，为太阳能热发电的规模化应用打好基础。

5) 技术支撑体系，技术标准等产业服务体系还处于空白

我国的太阳能热发电还处于技术研发和示范阶段，相关产业链上的产品还处于试制和产业化的前期阶段，因此国内关于太阳能热发电的相关技术标准和规范刚刚开始，国内对电站整体系统设计和系统集成没有经验，太阳能热发电站系统模拟及仿真技术刚刚起步，缺乏电站整体建设、运营经验和能力。相关检测体系、标准体系还是空白。对关键设备的检测能力还处于建设初期，因此对我国刚试制出的产品缺乏检测手段和能力，因此也就无法验证我国生产的产品的性能和可靠性，进而使国内电站的建设由于缺乏国内产业的支撑而进展缓慢，反过来电站建设缓慢又影响到产业产品的研究与开发，形成了一个恶性循环。因此技术支撑等产业服务体系的缺失也是制约国内太阳能热发电发展的因素之一。

1.3 热发电的技术经济性分析

太阳能热发电站除了技术产品方面的制约因素外，其发展缓慢的另外一个重

要制约因素是其技术经济性。太阳能热发电需要高额的初始投资，导致其电价与传统发电电价相比缺乏竞争力，这是太阳能热发电在发展中一度徘徊不前的主要原因，也是未来能否真正得到广泛应用的关键。

和传统简单的燃烧化石燃料而获取电能方式不同的是，太阳能集热发电首先要建立大面积的镜场，用以收集太阳能。这部分镜子、镜子支架，乃至集热管，导热油以及控制系统，在太阳能集热发电的固定资产投资中所占比例大于发动机发电部分——同时增加的还有工程设计与施工的难度，给融资带来的困难和后期财务运行的费用。因此，高额初始固定投资始终是发展太阳能集热发电的主要制约因素。

高额的初始投资使得太阳能热发电系统的发电成本较高，是常规能源发电成本的 2~3 倍。造成太阳能热发电成本高的主要原因有以下三个方面：第一，太阳能能流密度低，需要大面积的光学反射装置和昂贵的接收装置，将太阳能直接转换为热能这一过程的投资成本占整个电站投资的一半以上，目前这些转换装置还没有大规模生产，制造和安装成本较高，增加了太阳能热发电的技术和经济风险；第二，太阳能热发电系统的发电效率低，在相同的装机容量下，较低的发电效率需要更多的聚光集热装置，增加了投资成本，并且目前还缺乏这类电站的运行经验，整个电站的运行和维护成本高；第三，由于太阳能供应不连续、不稳定，需要在系统中增加蓄热装置，大容量的电站需要庞大的蓄热装置和管路系统，造成整个电站系统结构复杂，增加了成本。总之，太阳能热发电的技术经济性制约了太阳能热发电的大规模发展，也是其市场份额增长缓慢的重要原因之一。

2 现有的政策环境

2.1 可再生能源发电激励政策

1) 可再生能源发电综合政策

2006 年 1 月 1 日，《可再生能源法》开始实施。该法明确国家鼓励和支持可再生能源并网发电，确定了可再生能源发电全额保障性收购制度，电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电

提供上网服务；同时规定，所有用户都要承担的支持可再生能源发展的义务，明确随销售电价征收可再生能源发电附加资金。

2006 年发布的《可再生能源发电有关管理规定》(发改能源[2006]13 号)明确了：可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，包括太阳能、风能、生物质等可再生能源发电。2006 年生物质直燃发电项目的固定上网电价最先开始实施，风电项目的固定上网电价 2009 年开始实施，光伏发电项目的固定上网电价 2011 年开始实施。

2007 年发布的《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》(发改价格[2007]44 号)建立了我国可再生能源发电费用分摊制度，明确 2006 年 6 月开始对除农业生产外的销售电量每千瓦时征收 1 厘钱的可再生能源电价附加。对收取的可再生能源电价附加金额小于应支付电价补贴金额的省区，国务院价格主管部门按照短缺金额颁发同额度的可再生能源电价附加配额证，以电网企业之间配额交易的形式实现附加资金的统一平衡。同年发布的《关于 2006 年度可再生能源电价补贴和配额交易方案的通知》(发改价格[2007]2446 号)首次实施了可再生能源电价补贴和配额交易方案，标志着我国可再生能源发电费用分摊制度的正式启动。电价附加补贴范围为 2006 年度可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、公共可再生能源独立系统单位电量成本高于当地省级电网平均销售电价的部分以及可再生能源发电项目接网费用。

2006 年开始征收可再生能源发电附加资金后，随着可再生能源市场的快速发展，补贴需求不断增长，电价附件征收标准从初期的每千瓦时电量 2 厘、4 厘增加到目前的 8 厘，该资金用于补贴可再生能源发电项目高出当地燃煤标杆电价的部分，实现全社会共同负担可再生能源发电高成本的目标。

2) 风力发电

我国风电产业发展历程主要得益于两个阶段的政策和措施：一是从 2003 年开始的几次风电特许权招标活动，使风电建设规模从过去的几千千瓦级扩大到了 10 万千瓦级，从根本上改变了人们对风电建设规模的认识，特别是特许权招标

明确要求使用国产风电机组设备，为国内风电设备制造企业发展提供了可靠的市场保障，带动了国内设备制造业的迅速发展，使我国很快成为了全球风电设备的制造大国。二是根据风能资源条件确定的分区固定上网电价政策，使投资者预先知道投资风电场的收益，调动了投资者投资风电的积极性。

① 风电场特许权招标电价：

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 个风电项目实施招标活动，项目规模 245 万千瓦，中标电价在 0.52—0.38 元/kW。

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（2005 年改变），要求风电设备国产化率不低于 70%（2009 年已取消）；

风电特许权项目的特许经营期 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；

风电与常规煤电上网电价的差价在全国分摊；

项目执行两段制电价政策：第一段执行期为风电场累计上网电量在等效满负荷小时数 30000 以内，执行中标电价；第二段执行当时电力市场的平均上网电价。

目前海上风电项目仍采用特许权项目招标的方式选择项目开发商、确定电价。

② 分区固定上网电价

2009 年 7 月，国家发改委发布《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。

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。

3) 生物质能发电

① 电价补贴政策

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%。”《办法》还规定了,“发电消耗热量中常规能源超过 20%的混燃发电项目,视同常规能源发电项目,执行当地燃煤电厂的标杆电价,

不享受补贴电价。”在一些垃圾发电项目中，由于垃圾中的含水量较高，热值较低，需要掺烧部分煤炭或燃油，以上规定明确了掺烧化石燃料的上限。

《办法》明确了生物质发电上网电价补贴的来源。《办法》规定了对高于当地带脱硫燃煤电厂标杆电价的费用“通过向电力用户征收电价附加的方式解决”。这部分费用称为“可再生能源电价附加”，同时规定了免收“可再生能源电价附加”具体范围。

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。未采用招标确定投资人的新建农林生物质发电项目，统一执行标杆上网电价每千瓦时0.75元（含税）。通过招标确定投资人的，上网电价按中标确定的价格执行，但不得高于全国农林生物质发电标杆上网电价。

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。

农林生物质发电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网企业负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。脱硫燃煤机组标杆上网电价调整后，农林生物质发电价格中由当地电网企业负担的部分要相应调整。该政策自2010年7月1日起实行。

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。垃圾焚烧发电上网电价高出当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分实行两级分摊。其中，当地省级电网负担每千瓦时 0.1 元，电网企业由此增加的购电成本通过销售电价予以疏导；其余部分纳入全国征收的可再生能源电价附加解决。该通知自 2012 年 4 月 1 日起执行。2006 年 1 月 1 日后核准的垃圾焚烧发电项目均按上述规定执行。

③ 生物质发电税收政策

《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。生物质发电政策见表 1

表 1：生物质发电政策一览表

类别	时间	发文单位	文件名称	开始实施日期	主要内容
电价政	2006	国家发改委	《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》	2006 年 1 月 1 日	生物质发电上网电价：各省脱硫燃煤机组标杆电价+补贴电价 0.25 元/千瓦时

策	2008	国家发改委、电监会	《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》	2008 年	秸秆直燃发电电价: 各省脱硫燃煤标杆电价+每千瓦时 0.35 元
	2010	国家发改委	《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》	2010 年 7 月 1 日	农林生物质发电: 统一执行标杆上网电价 0.75 元/千瓦时
	2012	国家发改委	关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知	2012 年 4 月 1 日	以生活垃圾为原料的垃圾焚烧发电项目: 执行全国统一标杆电价 0.65 元/千瓦时
税收优惠	2008	国家税务总局	《资源综合利用企业所得税优惠目录》	2008 年 1 月 1 日	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	财政部国家税务总局	《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》	2008 年 7 月 1 日	生物质发电项目: 享受增值税即征即退政策

4) 太阳能光伏发电

我国的光伏发电市场激励政策是以补贴政策开始的, 经过特许权招标, 最终发展到目前的上网电价。我国最初的光伏市场主要是无电地区独立光伏电站, 是由国家全额投资建设; 此后由于光伏发电的成本高和缺乏长期的市场激励政策, 之后的光伏市场又陷入停顿状态, 即使 2006 年开始实施的《可再生能源法》也未能推动我国光伏发电市场好转。

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 光电建筑

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。2009 年 4 月 16 日, 财政部办公厅和住房城乡建设部共同印发《太阳能光电建筑应用示范项目申报指南》, 进一步规范了示范项目申报的各项内容。国家重点支持太阳能光电建筑一体化安装且发电主要用于解决建筑用能的项目。2009 年 9 月, 首批项目安排预算 12.7 亿元,

开始启动太阳能屋顶计划，其中列入首批国家光电建筑应用示范项目共 111 个，总规模为 91MW，示范工程分布在 30 个省、市、自治区，重点向产业基础好、阳光资源丰富的江苏、浙江、内蒙、河南等省倾斜，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。

② 金太阳政策

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。2009 年 11 月，财政部公布了金太阳示范工程项目目录，共安排 294 个示范项目，发电装机总规模为 642MW，计划用 2 至 3 年时间完成。根据要求，示范项目在完成立项、招投标、环评等前期准备工作后，就可以申请财政补助资金。为加强“金太阳示范工程”建设管理，进一步扩大国内光伏发电应用规模，降低光伏发电成本，促进战略性新兴产业发展，2010 年 9 月，财政部、科技部、住房城乡建设部和国家能源局联合下发了《关于加强金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程建设管理的通知》，对关键设备招标、示范项目选择、补贴标准、项目监督管理和示范项目并网等相关政策进行了调整。2010 年 10 月，四部委联合启动 200MW“金太阳和光电建筑应用示范工程”关键设备供应商招标工作，对晶体硅光伏组件、并网逆变器以及储能铅酸蓄电池 3 类关键设备进行了集中招标，16 家国内企业中标，如表 2 所示。

表 2. 2010 年“金太阳与光电建筑应用示范工程”关键设备供应商招标

	入围企业	入围产品规格型号	协议供货价格
--	------	----------	--------

		180Wp	230Wp		
光伏 电 池 组 件	英利能源（中国）有限公司	YL185P-23b/1310*990	YL235P-29b/1650*990 ; YL240P-29b/1310*990	10.5 元/Wp	
	上海太阳能科技有限公司	S-180C(195W)	S-230D(235W)	10.8 元/Wp	
	江阴海润太阳能电力有限公司	HR-185-24/Aa	HR-235P-18/Cb	11 元/Wp	
		50kW 以上	50kW 以下		
逆 变 器	北京京仪绿能电力系统工程有限公司	JYNB-100K JYNB-500K	JYNB-5KVI	0.69 元/W	
	北京科诺伟业科技有限公司	KNGI900-100PTA KNGI900-150PTA KNGI900-250HEA KNGI900-500HEA	KGI-5	0.86 元/W	
	北京能高自动化技术有限公司	Sunvert50 Sunvert 100 Sunvert 250	Sunvert25	0.918 元/W	
	深圳科士达科技股份有限公司	KSG-55K KSG-110K	KSG-2K KSG-3K KSG-5K	0.88 元/W	
	南京冠亚电源设备有限公司	GSG50KTT-V GSG100KTT-V GSG250KTL-V GSG500KTT-LV	无	1.1 元/W	
	许继集团有限公司	GBL200-100 GBL200-500	无	0.98 元/W	
	合肥阳光电源股份有限公司	SG50k3 SG100k3 SG250k3	SG30k3	1.3 元/W	
	中达电通股份有限公司	ESI53B100 AN ESI53B250 AN ESI53B500 AN	RPI203N	0.98 元/W	
		2V	12V	2V	12V
蓄 电 池	山东圣阳电源股份有限公司	100/200/300/400/500/600/800/1000/1200/1500/2000Ah	18/42/50/70/100/150/200Ah	0.626 元/Wh	0.536 元/Wh
	广州市恒达电池有限公司	100/150/200/300/400/500/1000Ah	7/17/24/38/65/100/150/200 Ah	0.69 元/Wh	0.48 元/Wh

武汉银泰科技电源股份有限公司	200/300/400/500/600/800/1000/1500/2000/3000Ah	24/38/50/65/80/100/120/150/200Ah	0.63 元 /Wh	0.54 元 /Wh
扬州欧力特电源有限公司	100/200/300/400/500/600h/800/1000/2000Ah	17/24/38/50/65/70/80/90/100/120/150/200Ah	0.64 元 /Wh	0.54 元 /Wh
风帆股份有限公司	200/300/400/500/600/800/1000/1500/2000 Ah	7/12/18/24/33/38/55/65/75/90/100/150/200/250 Ah	0.63 元 /Wh	0.51 元 /Wh

数据来源：财政部

“金太阳示范工程”政策和管理体系的完善对我国分布式光伏发电的市场发展起到了良好的推动作用。

③ 太阳能光伏发电特许权招标项目

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。第一轮甘肃 10MW 敦煌并网光伏发电特许权示范项目，由中广核太阳能开发有限公司中标，已于 2010 年 9 月完成光伏系统安装工作，具备并网发电的条件，2010 年 12 月 27 日项目正式投产，项目上网电价为 1.09 元/kWh；跟标项目国投华靖电力控股股份有限公司敦煌 10MW 并网光伏发电特许权招标项目也于 2010 年 8 月底全部建成，并具备并网条件。

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，这是迄今为止我国规模最大的并网光伏发电特许权示范项目，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，其中 11 个子项目装机容量均为 20MW，2 个子项目装机容量均为 30MW。

2010 年 9 月项目招标结束，其中中国电力投资公司共计中标青海、甘肃、新疆等省区的 7 个子项目；华能集团和国电集团各中标 2 个子项目；国华能源投

资有限公司和包头鲁能白云鄂博风电有限责任公司各中标 1 个子项目，十三个子项目中标电价见表 3。

两轮并网光伏发电特许权示范项目的招标，一方面拓展了国内大型并网光伏电站的市场空间，另一方面也为我国太阳能光伏发电规模化应用提供了相关决策参考依据。

表 3 我国 280MW 太阳能光伏电站特许权招标

项目名称	中标企业名称	中标电价 (元/kWh)
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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：国家能源局

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。

另外上网电价政策对通过特许权招标确定业主的太阳能光伏发电项目及对享受中央财政资金补贴的太阳能光伏发电项目都给出了相应电价，规定招标项目的中标价格不得高于太阳能光伏发电标杆电价，对享受中央资金补贴的太阳能光伏发电项目，其上网电价按当地脱硫燃煤机组标杆上网电价执行。

光伏上网电价的出台在促进光伏发展上受到了业界较高的评价，但在细节问题上的还存在不少的争议，如上网电价政策的细节模糊、补贴的标准、期限等不明确是主要问题。

2.2 太阳能热发电政策

2.2.1 政策综述

我国太阳能热发电还处于研发、试验和示范阶段，国家对太阳能热发电的支持主要是通过科技部支持太阳能热发电技术和产品的研发。对于太阳能热发电产业和市场，我国尚未出台任何激励政策。

2010年实施了太阳能热发电特许权项目招标工作，但并没有在此基础上形成固定上网电价。

特许权招标项目进展

为了推动太阳能热发电项目的示范开发，我国2010年开展了内蒙古鄂尔多斯50MW太阳能热发电特许权项目的招标工作。能源局希望能通过几轮特许权

项目的招标工作，摸清太阳能热发电的合理上网电价，制定实施太阳能热发电的固定上网电价，推动太阳能热发电的规模化发展。

鄂尔多斯太阳能热发电项目招标公告发布后，共有十一家企业购买标书。而在最后竞标时只有大唐新能源、中广核太阳能和国电电力三家参与投标。2011年1月，太阳能热发电特许权项目开标，中广核太阳能报价0.98元/千瓦时，国电电力报价2.2543元/千瓦时，大唐新能源报出了最低电价0.9399元/千瓦时。最终，国家能源局公布中国大唐集团新能源股份有限公司中标，中标电价0.9399元/千瓦时。

按照特许权项目的要求，项目需在特许权协议正式签署并生效后的30个月内完成。目前，时间已过去了2年，项目仍处于项目设计和可行性研究阶段，尚未开工建设，项目进展缓慢。

在特许权项目投标文件中，大唐新能源绑定了天威（成都）太阳能热发电开发有限公司、皇明太阳能、台玻、杭州汽轮机等合作伙伴共同投标，绑定方式包括参与投资、供应设备、技术支持等。大唐新能源根据各合作方的零部件报价测算太阳能热发电电价。

如果根据此次招标电价，制定固定上网电价，项目的可行性较差，难以起到对太阳能热发电项目的推动作用。

第一轮太阳能热发电特许权招标结束后，到目前为止，没有实施新的太阳能热发电特许权招标项目。

业内普遍认为，太阳能热发电特许权招标项目的中标电价偏低，项目不具经济性。太阳能热发电在我国还处于起步阶段，也没有形成产业，技术上缺乏支持，产业上缺乏支撑，更关键的是我国没有成熟的工程可以参照，系统集成经验更是空白。因此投标时，各种产品、系统地供应商对热发电产业过于乐观，其询价、报价可能过于理想化，价格都比较低，而随着中标后的设计深化和市场调研，才发现中标价格难以做到。这是太阳能热发电进展缓慢的重要原因之一。

除了太阳能热发电目前成本较高，招标电价较低的因素以外，技术及产品的

不成熟也是导致发展缓慢的原因。太阳能热发电在我国处于起步阶段，系统集成技术、关键产品的工艺技术等在我国还不成熟，产业还没有形成，因此对电站的建设缺乏支撑，反过来市场发展缓慢，也就无法带动产业的建设，所以技术的不成熟、产业建设滞后也是其发展缓慢的重要原因。

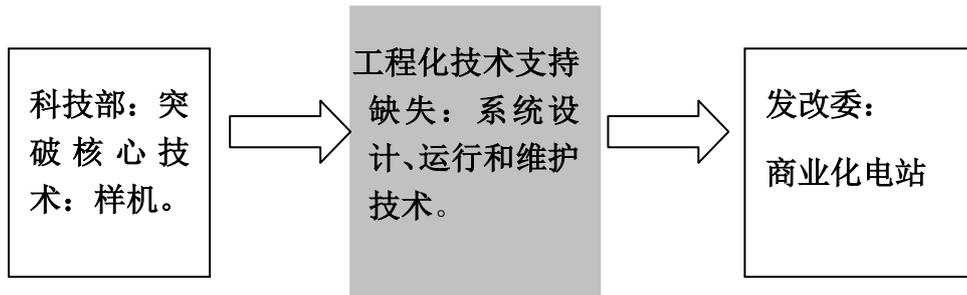
2.3 政策瓶颈分析

截止 2012 年底，全球已运行太阳能热发电电站装机容量达到 2 GW，在建项目超过 2.5 GW。我国在 2006 年科技部颁布实施的《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020)》、2007 年国家发改委颁布的《可再生能源中长期发展规划》、2011 年国家能源局颁布的《国家能源科技“十二五”规划》中均把太阳能热发电明确列为重点和优先发展方向。2009 年 11 月 25 日召开的国务院常务会议决定，到 2020 年中国单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%-45%。完成这一减排目标，这些也将促进热发电技术的战略地位方面进一步提升。

2.3.1 技术研发政策环境瓶颈——工程化技术阶段研究支持缺失

我国政府从“七五”就开始投入太阳能热发电技术研究。目前形成了国家自然科学基金、973 计划、863 计划、支撑技术、中小企业创新基金、产业化配套能力建设等多层次的支持。对于产业结构的调整升级提出“自主创新能力增强，研究与试验发展经费支出占国内生产总值比重增加到 2%，形成一批拥有自主知识产权和知名品牌、国际竞争力较强的优势企业”。这对太阳能热发电设备从业企业加强技术研发起到了促进作用，特别是聚光器、吸热器作为太阳能热发电设备中的新型高技术产品，无疑会得到更多的政策支持。

太阳能热发电技术产业链长，从本报告第一分部可见。我国太阳能热发电技术在材料，部件、装备、集成技术方面已经有了很大发展，而且发展速度很快。例如 SCI 文章在 5 年内跃居世界第一，建立了 3 套可发电的示范装置或系统，建立了约十余台套的集热装置和系统。但从完整掌握技术和将技术市场化的角度来看，目前我国的研发体系还远未渗透到集成技术方面，包括系统设计、运行技术、系统维护技术等方面基本没有国家资金的投入。科技部的支持到样机或示范系统出现阶段，国家发改委的政策主要是通过电价支持商业化电站的建设和运行。



工程化技术的缺失使得我国目前没有设计院具备设计电站的实力，一方面已经建成的研究系统和设备的使用经验得不到有效的总结，无法支撑国内的电站建设，尤其是无法实施对用户方便的 EPC。另一方面我国的电站投资人还需要国外的 EPC 总包或支付高额的咨询费以完成低风险的设计。

太阳能热发电工程化技术这对我国完整掌握自主知识产权的技术是一大瓶颈。

2.3.2 材料和装备制造业的政策环境——缺乏质量监督体系

国家发改委 2011 年第 9 号令公布的“战略性新兴产业重点产品和服务指导目录”中将太阳能集热发电、太阳能光热综合利用列为新能源发展的第一、三、四位，我国新能源发展规划也明确提出了太阳能光热利用在“十二五”乃至“十三五”期间的发展目标。我国太阳能热发电产业链上的关键材料和装备，例如槽式曲面玻璃反射镜、传动箱、聚光器、高温传热流体、储热材料、储热换热器、真空吸热管、各种腔体式吸热器等均还没有形成连续的生产线。目前国家对这些产品的上马持支持态度。目前制造业遇到的政策问题不是来自其本身，而是来自质量约束体系的建立。

要使得制造业能有序发展，我国应该尽快出台各种检测标准和建立认证体系。质量政策对抑制产能过剩也有作用。

2.3.3 投资经营业政策环境——电价政策不明朗、政策连续性不强

投资，特别是国际间的投资的效果，与投资地点客观条件的好坏直接相关。对投资者来说，必须考察各国各地区不同的投资环境，把资金投向有利可持续发

展的环境中。投资经营政策环境是指投资经营者所面对的客观政策条件。包括国家和地区政策，政治法律环境，主要包括：

- 1) 是否有电价和财税政策，这些政策是否有连续性；
- 2) 项目审批政策，包括中央政府和地方政府；
- 3) 社会文化环境，主要是指公民的文化教育水平、宗教、风俗习惯等；
- 4) 经济环境，包括宏观经济发展状况、基础设施、经济政策、电网政策。

目前我国的太阳能热发电投资环境条件的问题有以下几点：

1) 国家电价支持的政策还没有出台，我国可再生能源电力市场的定价体系与其他传统行业例如火电、石油、核电等相比还没有成熟。对于太阳能热发电的价格体系或支持政策也还没有明确出台。这些政策出台、政策连续性以及政策20-50年计划性对投资人是非常重要的参考。长期政策的明确会对抑制我国惯常出现的产能过剩起到一定效果。

就目前阶段来说，出台统一的电价政策时机还未成熟，主要原因有：一是太阳能热发电技术类型较多，发展程度也不尽相同，成本也有不同，这些技术还未在国内得到验证，哪一种技术更适合于中国的自然环境特点，更适合在中国进一步发展还需要论证。二是国内现有的装备生产水平，产品质量还没有完全成熟，整个标准体系还没有建立，现有的产品价格水平也还没有成熟。三是各地光资源等本身资源区别造成的差异。因此，现阶段出台一个统一的合理的具有积极意义的电价还较为困难。现阶段，仅就电价来说还是“一事一议”，成本加利润的模式较为合理。

现阶段，建议参照风电、光伏等其他新能源产业，对光热发电采取在融资、投资、税收等方面优惠的方式作为激励太阳能光热发电发展的手段。如在融资上国家给与担保，得到优惠贷款。在投资上可以参考光伏发电已出台的“太阳能屋顶”计划和“金太阳”工程的这样投资补贴政策，进行一定比例的投资补助，即便补贴力度没有50%这样大。对于像太阳能热发电站这样初始投资成本高，后期运行成本低的产业来说，不仅降低了企业最初的融资风险，且每年的财务费用由于

贷款的减少，也会大幅度减少。

在税收上，国家近年对于新能源企业，外资或者合资企业，无论是投资阶段、还是运营阶段，都有专门的政策出台在税收方面予以优惠。例如在投资阶段，无论是内外资企业都有购买进口设备有免关税和进口环节增值税的优惠政策。外资企业购买国产设备的话可退增值税；以及购买与环保节水等有关的专用设备投资额，可按照一定比例实行税额抵免。此外还有相关进口贴息政策等。

在运营阶段，企业从事国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营的所得，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。根据《企业所得税法》（08年1月1日施行）第二十七条第二款规定：从事国家重点扶持的公共基础设施项目投资经营的所得可以免征、减征企业所得税。在《企业所得税法实施条例》第八十七条对“国家重点扶持的公共基础设施项目”加以明确定义：是指《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、电力、水利等项目。2008年起实施的《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》的第十二项即为由政府投资主管部门核准的太阳能发电新建项目。因此，太阳能集热发电企业应该属于目录适用范围，可享受三免三减半的税收优惠。

有关国家税收里的重头，即增值税部分，根据《财政部 国家税务总局关于部分资源综合利用及其他产品增值税政策问题的通知》（财税[2001]198号），自2001年1月1日起，对利用煤矸石、煤泥、油母页岩和风力生产的电力，实行按增值税应纳税额减半征收的政策。此政策内、外资企业均可享受。风力发电目前正是享受增值税减半的优惠政策。本政策目前并不包括于太阳能热发电。

除这些政策能明确适用于太阳能光热发电，希望更多针对性的政策能随之出台。

此外，由于太阳能热发电项目属于新能源电站建设，属于国家鼓励项目，希望当地政府也能给予一定的鼓励政策。如土地政策给予优惠。当年实现并缴入地方国库的增值税、企业所得税属于地方财政收入的部分可与当地政府进行协商，地方财政留存部分可申请返还，申请财政专项资金扶持等。

2) 对不同容量的太阳能热发电站审批程序及地方部门的审批权限应统一。我国风电等一般将 50MW 作为中央政府和地方政府审批的界限。对于太阳能热发电来说, 一般有容量的电站可适应低成本的要求, 因此鼓励大型电站的建设是重要的。太阳能热发电形式很多, 各种技术路线产别较大。地域适应性也不同。将大型电站的审批权限统一归并到中央有助于在前期掌握技术和鼓励某些适应性技术的发展。待到商业化发展到一定程度后再放开到地方审批有利于技术和市场的有序合理发展。地方政府为了当地经济的一时发展, 往往都对外来投资大力支持, 建立各种各样的电站。这对太阳能热发电这种商业化还处于前期的技术来讲, 这样无序审批、无序发展是非常不利的。

3) 和电网协调的审批机制。太阳能热发电的储热和连续发电特性使得其可成为调峰电站, 这样在电网中的布置就相当灵活。另外, 大型的电力基地的建设也应该有与电网的事先协调, 热发电站的规划与电网规划和当地经济发展就地消纳的规划应有事先协调。由于热发电站在不同季节效率不同, 输出的电量不同, 国家应该专门布置课题对此进行研究。

4) 土地政策不明确。太阳能热发电站占用土地的计算方法与光伏和风电不同。目前常用的计算方法有: 围墙内面积法、聚光器地基面积法、聚光器支撑柱面积法、聚光器反射面面积法。不同的土地计算方法会引起电力价格 10%-15% 左右的波动。用地面积排序: 围墙内面积>聚光器反射面面积>聚光器地基面积>聚光器支撑柱面积。

2.3.4 电网接入政策——电网规划与电站规模规划协调

电网接入是目前大规模可再生能源发电遇到的瓶颈, 电网的长期规划和接入政策规划应明确并与大型太阳能发电基地的规划协调。避免发生电力外送受阻的问题。对于对电网有扰动的电源, 应加收电网安全费, 该笔费用可用于加强电网建设, 增加电网的安全性和保证送出容量。

在可再生大力发展的今天, 电网的规划和建设如果与建站速度不协调会带来很大的问题。

2.3.5 市场准入政策

目前国内的太阳能热发电行业属于发展初期，国家应在充分论证的基础上积极推动不同类型的太阳能热发电示范电站的建设。通过示范电站一方面为国内提供各种热发电技术进行技术验证、装备制造、产品验证的平台，积累建设经验；另一方面，也通过不同类型示范电站的建设，理解各种不同热发电技术，不同区域的技术与经济适用性，为以后中国热发电发展，乃至标杆式的上网电价的确立，提供可以借鉴的经验和范例。

3. 国际贸易政策

3.1 WTO 关于贸易救济的规定

根据世贸组织的规定，当外国进口对一国国内产业造成负面影响时，该国政府可以采取一定的贸易救济措施，以减轻乃至消除该类负面影响。这些措施包括反倾销、反补贴、保障措施和特别保障措施，就是通常所说的“两反两保”。也就是说，反倾销、反补贴等是 WTO 赋予缔约国的合法的贸易保护措施，而反倾销被视为最经济最快捷的贸易保护工具。

倾销是指产品的出口价格低于其同类产品在本国正常贸易过程中的可比价格。出口价格低于正常价格的差额被称为倾销幅度。对于市场经济国家，正常价格通常是指在一般贸易条件下出口国国内同类产品的可比销售价格。但对于非市场经济国家，要以第三国同类产品出口价格来确认正常价格。反倾销是指对外国商品在本国市场上的倾销所采取的抵制措施。一般是对倾销的外国商品除征收一般进口税外，征收反倾销税，使其不能廉价出售。

补贴是指在一成员国领土内由一国政府或任何一个公共机构提供并授予某种利益的财政资助或任何形式的收入或价格支持。认定补贴的要素有三个，一是存在由政府或公共机构提供的财政资助；二是授予了补贴接受者一项利益；三是补贴具有专向性。我国加入 WTO 议定书中有关补贴的特殊条款包括：1) 允许进口成员使用替代国数据确定和计算中国补贴；2) 国有补贴自动视为专项性补贴；3) 放弃了发展中国家待遇。

3.2 现有的可再生能源贸易争端

目前，我国新能源产品面临的国际贸易摩擦日益增多，其中美国自 2010 年以来先后针对我国可再生能源产品，包括风电产品和太阳能电池（板）进行“301 调查”、“反倾销”和“反补贴”调查，而印度和欧洲等国家和地区也出现了对我国光伏电池等新能源产品进行贸易摩擦的企图。在全球金融危机和欧美等国贸易保护主义的大背景下，这些不断频发的贸易争端给我正在成长的新能源产业带来了一定的冲击。

美国对中国光伏产品的双反调查已终裁

2011 年 10 月 19 日，以 Solar World Industries America Inc. 公司为首的 7 家美国光伏电池厂商向美国政府提出申请，对来源于中国的晶硅光伏电池和组件产品（不包括高纯多晶硅和硅片）提起反倾销、反补贴调查（“双反”调查）。美国国际贸易委员会和美国商务部分别于 2011 年 10 月 19 日和 11 月 8 日予以立案。

2012 年 11 月 7 日，美国国际贸易委员会作出终裁，认定从中国进口的晶体硅光伏电池及组件实质性损害了美国相关产业；并决定从 12 月 7 日起征收双反关税，预计为期 5 年。美国将对此类产品征收高额的反倾销和反补贴关税，反补贴税率从 14.78% 至 15.97%，反倾销税率从 31.4% 至 249.96%，合并税率从 23.75 到 254.66%，其中尚德 35.97%，天合 23.75%，英利等 30.66%，最高超过 250%。

美国对中国风机塔筒的双反调查已终裁

2011 年底，美国风塔贸易联合会提起的申诉，要求对向中国进口的此类产品征收 213.54% 的反倾销税，在此基础上再征收反补贴税。2012 年 1 月 18 日，美国商务部对原产于中国和越南的应用级风电塔筒进行反倾销调查，对中国产应用级风电塔筒进行反补贴调查。

2012 年 5 月 30 日，美国商务部公布对中国输美应用级风塔双反调查的反补贴初步裁定结果，认为中国应用级风塔对美国相关产业构成实质损害威胁，认定强制应诉企业天顺风能的初裁税率为 26%，重山风力设备有限公司的税率为 13.74%，其他中国企业为 19.87%。

2012年12月18日，美国商务部作出终裁，认定中国向美国出口的应用级风塔存在倾销和补贴行为，并通过了向中国风电塔筒征收高额关税的计划。美国商务部对原产于中国的风电塔筒作出了征收44.99%至70.63%的反倾销关税和21.86%至34.81%的反补贴关税的终裁。中国风电企业中，中船澄西船舶修造有限公司、重山风力设备公司、国电联合动力技术保定有限公司，以及天顺风能、华锐风电将被征收高额关税。其中，天顺风能被认定的倾销幅度为44.99%、补贴率为34.81%；华锐风电分别为46.38%和28.34%。

此次裁决对涉案企业影响非常大，但是，就整个产业而言，其影响有限。目前我国生产风电塔筒的企业约有100多家，主要集中在山东等省，约30%的产品外销，美国是中国风电产业最重要的出口国。2012年涉案的几家中国企业输美风电塔筒总金额仅2亿美元以下。

但尽管如此，此案仍有可能产生不良的示范效应。可能会促使欧洲等地区国家效仿美国，也对风电塔筒进行“双反”调查，或者“双反”调查范围由风电塔筒扩展至其他零部件甚至是整机。

欧盟对中国光伏产品的双反已立案

2012年9月6日，欧盟委员会发布公告，对原产于中国的光伏电池产品（硅片、电池、组件）发起反倾销调查。11月8日，欧盟委员会又宣布对中国进口的光伏电池产品发起反补贴立案调查。

2013年2月28日，欧盟委员会宣布，将把中国光伏产品双反调查范围扩大至光伏玻璃。据商务部初步统计，2012年我国涉案产品（包括统一税号下其他玻璃制品）对欧出口约2亿美元，涉案企业200多家。预计欧盟将于2013年5月初公布初裁结果。

欧盟是中国光伏产品最主要的出口市场，占比到达60%左右，出口额约为200亿美元（约1300亿元），是我国历年涉案金额最大的一宗贸易争端。如果裁定双反成立，对我国光伏产业的打击将会是巨大的。

中国对美韩欧盟多晶硅产品的双反调查已立案

2012年7月20日，商务部决定对原产于美国和韩国的进口太阳能级多晶硅反倾销调查及对原产于美国的进口太阳能级多晶硅反补贴调查进行合并调查。

2012年11月1日，商务部决定对原产于欧盟的太阳能级多晶硅进行反补贴、反倾销调查，并将本案与美韩多晶硅双反调查合并调查。2011年中国自欧盟进口多晶硅14643吨，总价值超过55亿元人民币。

商务部预定于2013年2月20日发布对美韩、欧多晶硅双反初裁结果，目前初裁日期被推迟。

通常认为，中国对美韩欧盟多晶硅产品的双反调查是中国政府对欧美对我国光伏产品实施双反的反制措施之一，对中国多晶硅企业具有一定的保护作用。但同时，针对欧盟的多晶硅双反调查，中国光伏产业的上下游企业有不同的声音，上游多晶硅企业是支持的，但部分下游电池和组件企业则担心会进一步增加产品的生产成本。

中欧正在开展对欧盟光伏补贴政策的磋商

目前，中国正在与欧盟开展对欧盟光伏补贴政策的磋商，主要是针对意大利和希腊两国实施的对本地化补贴政策的质询。质询的政策主要是意大利和希腊本地化的光伏发电项目能够获得额外的电价补贴，违反了WTO的相关规定。

3.3 国际新能源产业贸易争端产生的根源

从全球范围来看，随着国际新能源产业规模不断扩大、我国新能源产品“量”与“质”的国际竞争优势不断加强以及潜在的贸易保护，国际新能源产品贸易摩擦的出现存在其必然性。

第一、全球性金融危机带来的产业竞争加剧是国际新能源产品贸易摩擦的外部诱因。2009年以来，全球金融危机和欧洲债务危机的影响下，一方面主要国家调整了新能源激励政策，包括风电和太阳能光伏发电在内的新能源市场增速出现下滑；另一方面全球范围内新能源产业规模仍在不断增长，造成新能源产品价

格大幅下降，太阳能光伏电池产品价格过去一年降幅达到 40%以上，国内外新能源生产企业均面临比较严重的经营压力，企业破产倒闭现象日益频繁，全球性新能源产业不景气直接导致国际新能源产品贸易摩擦的出现。

第二，我国新能源产业强大的国际竞争力是新能源贸易摩擦的内在诱因。随着我国新能源制造业的规模和成本优势不断增强，我国新能源产品国际竞争优势的日益加强，新能源产品制造业日益向中国集中，使得国际贸易摩擦的矛头直接指向中国。目前我国风机和太阳能光伏电池产量均居世界第一，特别是太阳能光伏电池产量占到全球份额的 50%以上，在全球排名前十的太阳能电池生产商中，中国大陆地区企业共占 5 家。我国新能源制造业的规模和成本优势对世界各国新能源生产企业带来了强大的竞争压力，据美国一家咨询公司（GTM Research）的调查数据显示，过去一年里美国约有 1/5 的新能源产能消失，主要原因是无法与中国“廉价”太阳能产品竞争，这些都是新能源产品贸易摩擦指向我国的内在原因。

第三，对我国优势战略性新兴产业进行遏制。从国内形势来看，我国已经提出到 2020 年非化石能源占一次能源消费需求 15%左右的发展目标，并把清洁能源产业作为战略性新兴产业的重点予以支持。而在清洁能源领域，新能源产业是我国少数几个具有国际竞争优势的产业，从美国和印度对我国新能源产品提出的反倾销调查表明，从战略上对中国具有优势的新兴产业进行遏制，已经成为主要国家重要的战略性选择。近期出现的各种贸易摩擦，包括“301 调查”等都是这种战略性遏制的现象之一。一方面，发达国家国内重视可再生能源等战略性新兴产业的市场培育和发展，并开始加快部署绿色能源转型的发展战略，意在提高本国产业技术水平，降低产品成本，增强产业竞争力，并积极谋划抢占未来经济发展竞争制高点，创造新的经济增长点；另一方面，主要国家还通过提高市场准入门槛和贸易保护等手段加大对本国市场发展的保护力度，极力压制有竞争能力或潜在竞争能力的其他国家产业发展。

因此，可以预计未来我国清洁能源产业，包括新能源产业面临的国际性贸易摩擦将不会停止，并将不断增加。

3.3.1 发展新能源产业避免贸易摩擦的应对措施

从战略层面判断，欧美国家在近、中期对我国战略性新兴产业包括新能源产品的遏制并不会停止。在国际贸易形势的不稳定的情况下，近期我应团结一致、积极应对贸易摩擦，避免国际贸易争端对我国新能源产业带来较大冲击；中期应推动行业整合，提高产业的技术水平，以我国新能源产业的核心竞争力提高来应对不断出现的国际贸易争端；中远期应完善激励政策，以国内国际市场的均衡发展来应对主要国家对我国新能源产业的战略性遏制。

第一，团结一致，积极应对国际新能源产品贸易摩擦。作为世界最大的风电机组安装国和太阳能光伏电池的最大生产国，我国新能源市场开发和产业发展对于世界绿色能源转型、降低温室气体排放和增加就业方面所做出的贡献日益显著。因此，在应对新能源产品贸易摩擦的问题上，各利益相关方应该协调一致，加强信息沟通；针对目前国内新能源企业、政府和其他利益团体协调出现偏差的实际局面，形成以政府相关部门合作指导、企业团结一致应对、利益相关方全力支持的健康局面；同时团结国内外受益于我国清洁能源发展的相关团体，共同应对我国新能源产品及其他可再生能源产品的无端指控。所以，要政府主导，积极地发挥行业协会、产业联盟的作用，团结一致地积极应对国际新能源产品贸易摩擦。

第二，行业整合，加速提高产业核心竞争力，以优质技术和服 务占领国际新能源市场。我国应对新能源产品贸易摩擦的关键在于继续提升我国新能源产业的在规模、质量和成本方面的核心竞争力。从目前的实际情况来看，无论是从产业链的上游还是下游，国内新能源企业都面临严重的内外部经营困难，从近期来看，我国新能源产业需要以经营模式创新推动现有企业整合、以金融创新解决企业融资困难，继续保持新能源产业的“规模优势”；从长远来看，以技术创新推动企业升级，以管理规范化推动企业正规化发展，将是保持我国新能源产业的“质量优势”的重要任务。

新能源产业是朝阳产业，也是国家未来的能源支柱产业，一个新兴的能源产业从发展初期到成熟，至少需要 20-30 年，甚至更长的时间，而这期间没有政府

的支持，这个产业是发展不起来的。由于我们国家已加入 WTO，政府支持的措施不当很容易引起“双反”案件。我们与发达国家如德国、美国这些发达国家搞可再生能源最大的差距在于缺乏为政府、为企业科学决策服务的公共平台。所以，要提高产业的核心竞争力乃至国家的竞争力，我们最需要做的一件事是，国家财政要加大投入，建立公共的、政府能源主管部门直属的新能源产业发展科学决策服务平台，研究并提出具体的、可操作的、结合国情的政策和法律法规体系，清晰完善的政策和法律法规体系是确保我国发展可再生能源，能从“想要做”走向“能做成”的桥梁。

第三，创新机制，加速扩大国内新能源市场的发展规模，以事实和榜样的力量封堵国际对我“双反”的贸易摩擦。由于新能源应用成本仍然较高，政府补贴政策将是未来较长一段时期内我国太阳能等新能源发电规模化应用的最主要驱动力。同时，随着世界范围内的新能源产业不断发展和壮大，国际贸易摩擦也将不断加剧。

3.4 对太阳能热发电产业发展的启示

目前，我国的太阳能热发电产业和市场都处于起步阶段，产业规模和市场规规模都还很小，太阳能热发电设备的进口量和出口量也很小，还不存在与其他国家的贸易摩擦问题。

2011 年 1 月我国完成了第一座 50MW 太阳能热发电特许权项目的招标工作之后，我国的太阳能热发电产业投资剧增，形成了一波太阳能热发电生产设备生产的投资热潮。有大批的企业开始或计划介入槽式聚光器、槽式吸热管、镀膜设备、定日镜等主要产品部件的生产，同时这些企业的计划产能很大，市场目标也都着眼于国际市场。一些专家和业界人士开始担心，太阳能热发电产业的发展路径会与光伏产业相似，以国际市场为主，是否会引发针对太阳能热发电产业的贸易争端。

通过回顾和分析光伏产品面临的贸易争端，为避免未来太阳能热发电产业产生的贸易争端，我们建议：

对产品研发的补贴支持是 WTO 机制中各方较为认可的补贴方向。我国应加

大对产品研发的支持力度，加速提高产业核心竞争力，以优质技术和服 务占领国际新能源市场。我国应对新能源产品贸易摩擦的关键在于继续提升我国新能源产业的在规模、质量和成本方面的核心竞争力。

加强信息沟通和交流，使产业界能够及时了解国内外太阳能热发电市场的需求和变化趋势，避免落后产能的投资、重复投资和产能过剩，引导产业健康有序发展。

积极推动国内太阳能热发电试点示范项目的实施，积累产业制造和项目开发的经验，近期开始实施固定上网电价，有序推进太阳能热发电市场的规模化发展，为产业发展提供支撑。

充分发挥市场机制作用，减少政府干预，禁止地方保护。地方政府提供的优惠的土地政策、能源价格政策、补贴政策等此轮光伏反补贴的重点内容之一。地方政府的作用应该是提供更便捷的服务体系，让企业在市场机制作用下进行投资和运营，具备真正的市场竞争力。

4、太阳能热发电政策障碍分析和建议

太阳能热发电在我国处于研发、示范阶段，因此政策层面上重点鼓励、支持太阳能热发电的技术研发，尤其是系统集成技术、关键产品部件的工艺技术等，鼓励示范工程的建设，带动市场规模的扩大，推动热发电的产业建设。

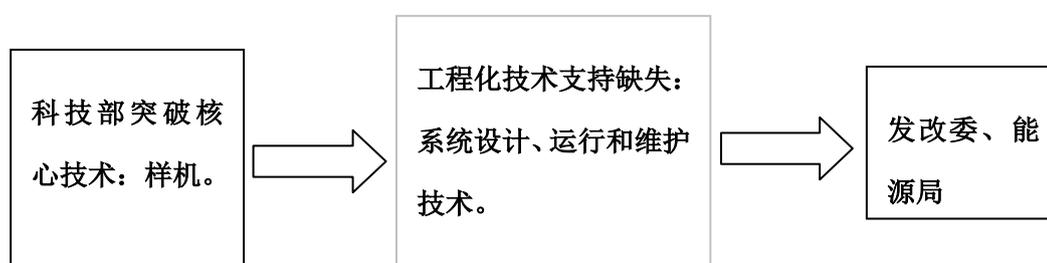
4.1 政策瓶颈分析

截止 2012 年底，全球已运行太阳能热发电电站装机容量达到 2 GW，在建项目超过 2.5 GW。我国在 2006 年科技部颁布实施的《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020)》、2007 年国家发改委颁布的《可再生能源中长期发展规划》、2011 年国家能源局颁布的《国家能源科技“十二五”规划》中均把太阳能热发电明确列为重点和优先发展方向。2009 年 11 月 25 日召开的国务院常务会议决定，到 2020 年中国单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%-45%。完成这一减排目标，这些也将促进热发电技术的战略地位方面进一步提升。

4.1.1 技术研发政策环境瓶颈——工程化技术阶段研究支持缺失

我国政府从“七五”就开始投入太阳能热发电技术研究。目前形成了国家自然科学基金、973 计划、863 计划、支撑技术、中小企业创新基金、产业化配套能力建设等多层次的支持。对于产业结构的调整升级提出“自主创新能力增强，研究与试验发展经费支出占国内生产总值比重增加到 2%，形成一批拥有自主知识产权和知名品牌、国际竞争力较强的优势企业”。这对太阳能热发电设备从业企业加强技术研发起到了促进作用，特别是聚光器、吸热器作为太阳能热发电设备中的新型高技术产品，无疑会得到更多的政策支持。

太阳能热发电技术产业链长，从本报告第一分部可见。我国太阳能热发电技术在材料，部件、装备、集成技术方面已经有了很大发展。而且发展速度很快，例如 SCI 文章在 5 年内跃居世界第一，建立了 3 套可发电的示范装置或系统，建立了约十余台套的集热装置和系统。但从完整掌握技术和将技术市场化的角度来看，目前我国的研究体系还远未渗透到集成技术方面。包括系统设计、运行技术、系统维护技术等方面基本没有国家资金的投入。科技部的支持到样机或示范系统出现阶段，国家发改委的政策主要是通过电价支持商业化电站的建设和运行。



工程化技术的缺失使得我国目前没有设计院具备设计电站的实力，一方面已经建成的研究系统和设备的经验得不到有效的总结，无法支撑国内的电站建设，尤其是无法实施对用户方便的 EPC。另一方面我国的电站投资人还需要国外的 EPC 总包或支付高额的咨询费以完成低风险的设计。

太阳能热发电工程化技术这对我国完整掌握自主知识产权的技术是一大瓶颈。

4.1.2 材料和装备制造业的政策环境——缺乏质量监督体系

国家发改委 2011 年第 9 号令公布的“战略性新兴产业重点产品和服务指导目录”中将太阳能集热发电、太阳能光热综合利用列为新能源发展的第一、三、四位，我国新能源发展规划也明确提出了太阳能光热利用在“十二五”乃至“十三五”期间的发展目标。我国太阳能热发电产业链上的关键材料和装备，例如槽式曲面玻璃反射镜、传动箱、聚光器、高温传热流体、储热材料、储热换热器、真空吸热管、各种腔体式吸热器等均还没有形成连续的生产线。目前国家对这些产品的上马持支持态度。目前制造业遇到的政策问题不是来自其本身，而是来自质量约束体系的建立。

要使得制造业能有序发展，我国应该尽快出台各种检测标准和建立认证体系。质量政策对抑制产能过剩也有作用。

4.1.3 投资经营政策环境——电价政策不明朗、政策连续性不强

投资，特别是国际间的投资的效果，与投资地点客观条件的好坏直接相关。对投资者来说，必须考察各国各地区不同的投资环境，把资金投向有利可持续发展的环境中。投资经营政策环境是指投资经营者所面对的客观政策条件。包括国家和地区政策，政治法律环境，主要包括：

- 1) 是否有电价和财税政策，这些政策是否有连续性；
- 2) 项目审批政策，包括中央政府和地方政府；
- 3) 社会文化环境，主要是指公民的文化教育水平、宗教、风俗习惯等；
- 4) 经济环境，包括宏观经济发展状况、基础设施、经济政策、电网政策。

目前我国的太阳能热发电投资环境条件的问题有以下几点：

- 1) 国家电价支持的政策还没有出台，我国可再生能源电力市场的定价体系与其他传统行业例如火电、石油、核电等相比还没有成熟。对于太阳能热发电的价格体系或支持政策也还没有明确出台。这些政策出台、政策连续性以及政策 20-50 年计划性对投资人是非常重要的参考。长期政策的明确会对抑制我国惯常

出现的产能过剩起到一定效果。

就目前阶段来说，出台统一的电价政策时机还未成熟，主要原因有：一是太阳能热发电技术类型较多，发展程度也不尽相同，成本也有不同，这些技术还未在国内得到验证，那一种技术更适合于中国的自然环境特点，更适合在中国进一步发展还需要论证。二是国内现有的装备生产水平，产品质量还没有完全成熟，整个标准体系还没有建立，现有的产品价格水平也还没有成熟。三是各地光资源等本身资源区别造成的差异。因此，现阶段出台一个统一的合理的具有积极意义的电价还较为困难。现阶段，仅就电价来说还是“一事一议”，成本加利润的模式较为合理。

目前阶段，建议参照风电光伏等其他新能源产业，对光热发电采取在融资、投资、税收等方面优惠的方式作为激励太阳能光热发电发展的手段。如在融资上国家给与担保，得到优惠贷款。在投资上可以参考光伏发电已出台的“太阳能屋顶”计划和“金太阳”工程的这样投资补贴政策，进行一定比例的投资补助，即便补助力度没有 50% 这样大。对于像太阳能热电站这样初始投资成本高，后期运行成本低的产业来说，不仅降低了企业最初的融资风险，且每年的财务费用由于贷款的减少，也会大幅度减少。

在税收上，国家近年对于新能源企业，外资或者合资企业，无论是投资阶段、还是运营阶段，都有专门的政策出台在税收方面予以优惠。例如在投资阶段，无论是内外资企业都有购买进口设备有免关税和进口环节增值税的优惠政策。外资企业购买国产设备的话可退增值税；以及购买与环保节水等有关的专用设备投资额，可按照一定比例实行税额抵免。此外还有相关进口贴息政策等。

在运营阶段，企业从事国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营的所得，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。根据《企业所得税法》（08 年 1 月 1 日施行）第二十七条第二款规定：从事国家重点扶持的公共基础设施项目投资经营的所得可以免征、减征企业所得税。在《企业所得税法实施条例》第八十七条对“国家重点扶持的公共基础设施项目”加以明确定义：是指《公共基础设

施项目企业所得税优惠目录》规定的港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、电力、水利等项目。2008 年起实施的《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》的第十二项即为由政府投资主管部门核准的太阳能发电新建项目。因此，太阳能集热发电企业应该属于目录适用范围，可享受三免三减半的税收优惠。

有关国家税收里的重头，即增值税部分，根据《财政部 国家税务总局关于部分资源综合利用及其他产品增值税政策问题的通知》（财税[2001]198 号），自 2001 年 1 月 1 日起，对利用煤矸石、煤泥、油母页岩和风力生产的电力，实行按增值税应纳税额减半征收的政策。此政策内、外资企业均可享受。风力发电目前正是享受增值税减半的优惠政策。本政策目前并不包括于太阳能热发电。

除这些政策能明确适用于太阳能光热发电，希望更多针对性的政策能随之出台。

此外，由于太阳能热发电项目属于新能源电站建设，属于国家鼓励项目，希望当地政府也能给与一定的鼓励政策。如土地政策给予优惠。当年实现并缴入地方国库的增值税、企业所得税属于地方财政收入的部分可与当地政府进行协商，地方财政留存部分可申请返还，申请财政专项资金扶持等。

2) 对不同容量的太阳能热发电站审批程序及地方部门的审批权限应统一。我国风电等一般将 50MW 作为中央政府和地方政府审批的界限。对于太阳能热发电来说，一般有容量的电站可适应低成本的要求，因此鼓励大型电站的建设是重要的。太阳能热发电形式很多，各种技术路线产别较大。地域适应性也不同。将大型电站的审批权限统一归并到中央有助于在前期掌握技术和鼓励某些适应性技术的发展。待到商业化发展到一定程度后再放开到地方审批有利于技术和市场的有序合理发展。地方政府为了当地经济的一时发展，往往都对外来投资大力支持，建立各种各样的电站。这对太阳能热发电这种商业化还处于前期的技术来讲，这样无序审批、无序发展是非常不利的。

3) 和电网协调的审批机制。太阳能热发电的储热和连续发电特性使得其可成为调峰电站，这样在电网中的布置就相当灵活。另外，大型的电力基地的建设也应该有与电网的事先协调，热发电站的规划与电网规划和当地经济发展就地消

纳的规划应有事先协调。由于热发电站在不同季节效率不同，输出的电量不同，国家应该专门布置课题对此进行研究。

4) 土地政策不明确。太阳能热发电站占用土地的计算方法与光伏和风电不同。目前常用的计算方法有：围墙内面积法、聚光器地基面积法、聚光器支撑柱面积法、聚光器反射面面积法。不同的土地计算方法会引起电力价格 10%-15% 左右的波动。用地面积排序：围墙内面积>聚光器反射面面积>聚光器地基面积>聚光器支撑柱面积。

4.1.4 电网接入政策——电网规划与电站规模规划协调

电网接入是目前大规模可再生能源发电遇到的瓶颈，电网的长期规划和接入政策规划应明确并与大型太阳能发电基地的规划协调。避免发生电力外送受阻的问题。对于对电网有扰动的电源，应加收电网安全费，该笔费用可用于加强电网建设，增加电网的安全性和保证送出容量。

在可再生大力发展的今天，电网的规划和建设如果与建站速度不协调会带来很大的问题。

4.1.5 市场准入政策

目前国内的太阳能热发电行业属于发展初期，国家应在充分论证的基础上积极推动不同类型的太阳能热发电示范电站的建设。通过示范电站一方面为国内提供各种热发电技术进行技术验证、装备制造、产品验证的平台，积累建设经验；另一方面，也通过不同类型示范电站的建设，理解各种不同热发电技术，不同区域的技术与经济适用性，为以后中国热发电发展，乃至标杆式的上网电价的确立，提供可以借鉴的经验和范例。

4.2 发电项目开发

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，只是举行了国家层面的太阳能热发电站项目的特许权招标，但项目进展缓慢，国内还没有形成太阳能热发电项目投资运营的政策环境，电站项目开发没有上网电价、也没有相应的财税激励政策，项目的收益情况无法评估，因此项目的投融资条件还不具备。

从项目开发政策角度建议优先给予上网电价，其次是出台相应的财税激励政策。合理的上网电价可以带动电力开发商投资，相应的产品制造商也会跟进，从而带动产业的建设，成本也会随之降低，也会吸引更多的电站投资，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可以加速产业化进程，加快热发电产业与市场的发展速度，从而抢占先机。

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，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。国内现有的装备生产水平，产品质量也还没有达到规模化应用的要求，整个标准体系还没有建立，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，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，示范各种太阳能热发电技术的技术成熟度和经济性，包括槽式、塔式、太阳能热发电与燃气联合运行、太阳能热发电与煤电联合运行等，根据成本加合理利润的原则，给予示范项目较优惠的上网电价政策，推动示范项目建设，积累经验。经过 1-2 轮的示范项目，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，研究出台统一的上网电价政策，来推动太阳能热发电的规模化发展。

在财税激励政策方面，太阳能热发电作为新生产业，国家还没有出台针对太阳能热发电产业的税收优惠政策，因此建议参照其他可再生能源实施如下的财税优惠政策：

增值税实施减半征收：参照《财政部、国家税务总局关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》(财税[2008] 156 号)中规定的“销售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”。

所得税实施三免三减半。根据财政部、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)，太阳能热发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)。

减免关键设备及其零部件的进出口关税。对太阳能热发电关键设备和零部件，减免进口、出口环节的关税、增值税，鼓励技术交流和产业联合，促进太阳能热发电技术的发展。

4.3 产业和市场规模

太阳能热发电相对于风电、太阳能光伏等可再生能源，其国家层面的产业和市场规模研究还极其薄弱，因此太阳能热发电产业的发展缺乏清晰的指导思路，处于跟在国际社会后面模仿的状况，没有制定自主研发和创新的方向，因此亟需研究、制定太阳能热发电的产业与市场规模，明晰未来发展方向和重点，指引产业和市场的发展。

建议尽快开展太阳能热发电潜力调查，制定明确的太阳能热发电发展规划和目标，引导太阳能热发电产业的发展方向。规划的研究制定应充分考虑国内外太阳能热发电技术的发展态势，对太阳能热发电产业发展的定位、产业体系、产业结构、产业链、空间布局、经济社会环境影响、实施方案等做出科学规划，对理清产业发展的思路，明确产业布局，并建立相关的保障措施。

目标的确定和规划的实施能阐明政府对太阳能热发电的战略意图，明确太阳能热发电的工作重点，有效配置公共资源、引导市场主体行为。规划中的量化指标可以引导未来太阳能热发电发展的方向，为其创造良好的宏观环境、制度环境和市场环境，有利于综合运用各种手段和政策引导社会资源配置，从而推动太阳能热发电的健康、快速发展。

4.4 技术研发和示范

我国在太阳能热发电的技术研发和示范主要是科技部通过国家自然科学基金、863 计划或 973 计划等重点课题进行政策支持，其它部门对太阳能热发电技术研发和示范的支持力度相对于风电、太阳能光伏等可再生能源薄弱许多。我国对太阳能热发电技术研发的支持还远未渗透到集成技术方面，包括系统设计、运行技术、系统维护技术等。近期由国家发改委等部门逐渐开始对热发电的产业化

技术研发和示范项目进行支持，但力度较小。

工程化技术研发支持的缺失，使得我国在太阳能热发电工程化技术方面严重匮乏。目前没有设计院具备设计太阳能热发电站的实力，一方面已经建成的研究系统和设备的经验得不到有效的总结，无法支撑国内的电站建设，尤其是无法实施对用户方便的 EPC。另一方面我国的电站投资人还需要国外的 EPC 总包或支付高额的咨询费以完成低风险的设计。太阳能热发电工程化技术对我国完整掌握自主知识产权的技术是一大瓶颈。因此在技术研发和示范环节，建议进一步加大产品产业化技术、装备技术、电站集成技术研发和示范的力度。

目前太阳能热发电发展的最大制约因素之一是系统集成技术及装备制造等方面的技术尚不成熟。建议进一步加大对系统集成、装备、关键零部件等技术攻关的支持；加大对示范工程建设的支持力度，从国家层面上更好地统一协调各环节的科研政策。在一系列关键产品和技术中确定创新项目，加大资金投入，提高研发体系的效率，并加快科研成果向生产实践的转化。积极吸纳高校、研究机构和企业，尤其是具有创造力的中小企业参与到研发体系中，调动企业参与研发的积极性。

为使有限的投入有效地发挥最大的作用，政府在研发示范的计划制定和实施中，确定有限目标，集中优势资源，解决研发中的最关键的技术。以国家科技计划项目为纽带，建立政府与企业、企业与合作伙伴的关系，鼓励我国技术人员和机构积极参与国际合作，学习国外经验，同时发挥市场的拉动作用，加快示范工程建设，从而使与市场相适应的技术研发及时得到市场的认可与鼓励。积极吸引国外有太阳能热发电建设和产品研发经验的跨国公司来华合作研发，进行示范工程的建设，为我国的太阳能热发电的发展积累经验。

4.5 公共服务体系

产业公共服务体系建设包括太阳能热发电的标准、检测和认证等质量控制体系，以及人才培养体系的建设。太阳能热发电在我国还处在起步阶段，产业公共服务体系的能力薄弱。因此，在加强研发和示范的同时，要重点关注产业公共服务体系的建设，以便更好地推动太阳能热发电的技术研发和示范，促进市场的开

拓。有了标准和公共检测服务平台，对于太阳能热发电的技术研发和产品的质量保证就会上一个新的台阶，加快技术研发的进程，同时认证体系的建设也会加强热发电项目建设和开发的信心，带动市场的开发。因此太阳能热发电发展的初期就要关注、支持产业公共服务体系的建设，并不断加大支持力度，从而推进太阳能热发电健康、快速的发展。

5、 中国与国外建站条件差异

5.1 资源与环境差异

太阳能热发电站的建设需要考虑到自然资源条件以及环境因素。太阳能热发电开发的主要影响因素包括太阳法向直射辐射、地形和土地、水资源和电网基础设施等。

根据国外的经验，DNI 值在 1800kWh/m²/年以上的地区适宜建设太阳能热发电站，1600kWh/m²/年-1800kWh/m²/年的地区可以建设太阳能热发电站。

对地形和土地的要求，不同技术类型的太阳能热发电站有所不同。国外经验显示，槽式和线性菲涅尔发电要求地面坡度在 3% 以下；塔式与碟式发电对坡度要求较为宽松。由于塔式定日镜场中的每台定日镜都是单独的“个体”，只需要确定每台定目镜的地面坐标即可。碟式由于单机规模较小，因此对坡度的要求更低。另外，太阳能热发电站的占地面积与储热系统有较大关系。目前国际经验显示，建设一座 50MW 无储热的太阳能热发电站(槽式或塔式)需要占地约 1 平方公里，一座 30MW 带 6 小时储热的太阳能热发电站(槽式或塔式)电站同样需要 1 平方公里土地。

太阳能热发电站对水资源的要求和传统的热电站类似，也需要在蒸汽轮机循环的冷端进行制冷。太阳能热发电站的冷却方式通常有水冷和空冷两种技术形式。采用空冷技术时，太阳能热发电站的用水量会大幅降低，但同时也将导致投资成本的上升以及发电量的减少，投资成本的上升比例约 7-9%，发电量的减少比例约 5%。

电网基础设施的情况对商业化太阳能热发电站的开发也极其重要。因太阳能热发电站需要将电力输送到电网上，因此要求电站附近就具备接入电网的基础设施，避免过多增加架设输电线路的建设成本。根据欧洲经验，太阳能热发电站的站址离电网的距离最好在 10 公里以内。

总之，太阳能热发电站的开发，首先考虑太阳能辐射、水、土地等资源因素的影响，也要充分考虑电网、环境等情况。目前商业化太阳能热发电站的开发主要集中在西班牙和美国，因为其具备太阳能热发电站开发所需要的各个要素。这两个国家在太阳能热发电站开发选址时，都较容易选出太阳能直射辐射资源、土地资源和水资源都比较丰富的地区，可以为热发电站的开发提供有利条件。在气候环境方面，这两个国家的热电站开发地区环境温度较高，昼夜温差不大，寒冷时的温度也大多在零度以上，且没有太大的风沙影响，非常适合太阳能热发电站的开发。

而相对于西班牙和美国，我国太阳能直射辐射资源丰富的地区多分布在宁夏、青海、新疆等西北地区 and 西藏地区，而这几个地区地形复杂多变，且属于缺水地区，水资源相对匮乏。这些区域的气候环境相对恶劣，昼夜温差大，夜间温度可达到零下 20 度以上，且风沙较大，这些因素是在我国开发太阳能热发电站所必须重点关注的，也是我国与国外开发太阳能热发电站在资源和环境方面最大的差异所在。

5.2 用电负荷中心及电网条件差异

西班牙和美国的电网基础设施建设相对发达。以西班牙电网设施为例，其输电线路的规划倾向于超过当前输电需要。西班牙电网境内各地区间输电能力非常强，目前西班牙境内联络线传输容量为 6905.9 万 kW，与法国、葡萄牙和摩洛哥的互联线路最大输送容量分别为 90 万、190 万和 90 万 kW，能为太阳能可再生能源电力的大区域消纳提供输送通道。且西班牙近年来大力发展具有深度调峰能力的快速调节机组，以吸纳更多的太阳能等可再生能源电力。因此西班牙、美国等地的电网基础设施建设和规划以及电网的运行机制对太阳能热发电站的开发提供了有力支持。

我国的地区发展不均衡，经济发达地区主要集中在东部地区，用电负荷中心也集中在东部和南部地区。而我国的能源与电网分布也不均，我国的水电资源集中在西南，煤炭资源集中在西北，而负荷中心集中在华北、华东、华中地区，且电源结构以煤电为主，调节能力不足，而电网结构由若干区域电网组成国家电网，电力调度既有国家级调度，也有分区分级调度。因此我国的电力远距离输送面临巨大的挑战。近期，随着我国风电、太阳能光伏发电等可再生能源电力的快速发展，电力调峰与输送问题越来越突出。而我国适宜开发太阳能热发电站的区域多位于西北地区，远离负荷中心，因此需要电网的远距离输送支持。

6、 案例介绍

6.1 内蒙古鄂尔多斯 50MW 太阳能热发电站

内蒙古鄂尔多斯热发电站是我国第一个槽式太阳能热发电站特许权项目，2010 年 10 月发布招标公告，招标对象为项目开发商，招标内容为：

项目地点：内蒙古自治区鄂尔多斯市

项目内容：设计、投资、建设、运营、维护和拆除一个 50 兆瓦的太阳能热发电站；

项目建设周期：30 个月

特许经营期：25 年

对投标人资格要求为：投标人应具有独立法人资格；投标人可以是单个体，也可以是联合体，但均须来自中华人民共和国或是与中华人民共和国有正常贸易往来的国家或地区。

招标公告发布后，共有 11 家企业购买标书，而在最后竞标时只有大唐新能源、中广核太阳能和国电电力 3 家参与投标。2011 年 1 月份，第一轮太阳能热发电特许权项目开标，中广核太阳能报价 0.98 元/千瓦时，国电电力报价 2.2543 元/千瓦时，大唐新能源报价 0.9399 元/千瓦时。最终，国家能源局宣布中国大唐

集团新能源股份有限公司中标，中标电价 0.9399 元/千瓦时。

目前项目仍处于建设前期准备阶段，尚未开工建设。业内人士认为中标电价较低、热发电系统集成技术和关键零部件产品不成熟是该项目面临的最大问题。电站的详细信息见表 6-1。

表 6-1：内蒙古鄂尔多斯热电站详细信息

序号	一、电站背景	
1	技术形式	槽式太阳能热发电
2	地点	内蒙古鄂尔多斯市杭锦旗巴拉贡镇
3	经纬度	东经 107° 05' ， 北纬 40° 14'
4	占地面积	2 平方公里
5	太阳能资源情况	年 DNI1920kwh/m ²
6	水资源情况	巴拉贡镇城市自来水厂
7	电站环境(温度、风力)	年平均气温 8.0℃，年平均风速 4.1 米/s
	二、电站参数	
8	电站容量	50MW
9	设计电站年运行小时数	2400 小时
10	年发电效率	12.3%
11	预计年发电量	1.2 亿 kWh/年
12	电站寿命	25 年
13	辅助能源	天然气
14	冷却方式	空冷
15	传热介质	导热油
16	储热方式	熔盐
17	储热时间	4 小时
18	储热介质	储热介质采用无机盐混合物

三、电站投资		
19	项目进展程度	初步设计完成
20	初始投资	总投资 98004 万元；单位投资 19600 元/kW
21	土地成本	700 万
22	运行维护费用	396 万/年
24	中标上网电价	0.9399 元/kWh
四、电站配套设施		
25	周边地区电网发达程度、商业化运行水平	鄂尔多斯西部电网以 220KV 电压等级为主干网，通过乌海的乌海 500KV 变及千里山 500KV 辐射状供电。
26	热电站距需要接入电网的距离	700m
27	地下电缆与架空线路各占比例大小	1:0.6
28	输电线路所需成本	1454 万

6.2 西班牙槽式太阳能热发电站 Solnova 1

西班牙 50MW 的 Solnova 1 的槽式太阳能热发电站在 2010 年建成投运，位于桑路卡拉马尤镇(Sanlucar la Mayor)，由 98 万平方英尺的抛物面槽式反光镜组成，占地面积约 280 英亩。具体信息见表 6-2。

表 6-2: Solnova 1 的槽式太阳能热发电站信息

序号	一、电站背景	
1	技术形式	槽式太阳能热发电
2	地点	西班牙桑路卡拉马尤镇(Sanlucar la Mayor)
3	经纬度	西经 6° 14' ，北纬 37° 26'
4	占地面积	115 公顷
5	太阳能资源情况	年 DNI 2012kwh/m ²

6	水资源情况	附近有充足水源
7	土地情况	平地（周围草地牧场）
8	电站开发商	Abengoa Solar
9	电站运营商	Abengoa Solar
20	投运时间	2010 年 5 月
二、电站参数		
11	电站容量	50MW
12	年发电小时数	2000 小时
13	预计年发电量	1.135 亿 kWh
14	冷却方式	水冷
15	储热方式	无
16	镜场面积	300, 000 平米
三、电站投资		
17	项目进展程度	已投运
18	初始投资	2.75 亿欧元；5500 欧元/千瓦
19	上网电价	27.1188 欧分/kWh
20	上网电价执行年限	25 年
四、电站配套设施		
21	接入电网	66KV 输电线路

6.3 西班牙 PS20 塔式太阳能热发电站

西班牙 20MW PS20 塔式太阳能热发电站于 2009 年建成投运，电站塔高 160m，占地约 90 万平米，采用 1255 片定日镜，每片 120 平米。具体信息见表 6-3。

表 6-3：PS20 的槽式太阳能热发电站信息

序号	一、电站背景	
1	技术形式	塔式太阳能热发电
2	地点	西班牙安达卢西亚省塞维利亚

3	经纬度	西经 6° 14' ， 北纬 37° 26'
4	占地面积	80 公顷
5	太阳能资源情况	年 DNI 2012kwh/m ²
6	水资源情况	附近有充足水源
7	土地情况	丘陵（周围草地牧场）
8	电站开发商	Abengoa Solar
9	电站运营商	Abengoa Solar
10	投运时间	2009 年 4 月
	二、电站参数	
11	电站容量	20MW
12	年发电小时数	2200 小时
13	预计年发电量	4800 万 KW.h
14	冷却方式	水冷
15	储热方式	蒸汽储热
16	储热时间	1.5 小时
17	镜场面积	150, 000 平米
	三、电站投资	
18	项目进展程度	已投运
19	初始投资	9500 万欧元； 4750 欧元/千瓦
20	上网电价	27.1188 欧分/KW.h
21	上网电价执行年限	25 年
	四、电站配套设施	
22	接入电网	66KV 输电线路