



中国太阳能热发电产业政策研究报告

专题报告一

国内外太阳能热发电 技术、市场及政策发展现状

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：	杜凤丽	皇明太阳能股份有限公司，中国科学院 电工研究所		
参加人员	Luis Crespo,	ESTELA（欧洲太阳能热发电协会）		
	Cayetano Lluna			
	Julian Lopez Garrido,	ABENGOA SOLAR（阿本戈太阳能公司）		
	卢智恒			
	高霞	国电龙源电力技术工程有限责任公司		
	原郭丰	中国科学院电工研究所		
	黄湘, 王佩明	中国华电工程（集团）有限公司		
	邱河梅, 董军	中广核太阳能开发有限公司		

目 录

1、 太阳能热发电技术介绍.....	1
1.1 太阳能热发电原理和历史.....	1
1.1.1 太阳能热发电原理及特点.....	1
1.1.2 太阳能热发电技术分类.....	3
1.1.3 太阳能热发电技术发展简史.....	12
1.2 太阳能热发电优势.....	15
1.2.1 资源需求：用之不竭.....	15
1.2.2 环境影响：极低.....	16
1.2.3 发电出力特性：平滑.....	17
1.2.4 接入电网特性：灵活.....	17
1.2.5 太阳能热发电与太阳能光伏发电比较.....	18
1.3 太阳能热发电产业的战略地位.....	19
2、 国外太阳能热发电技术及产业情况.....	20
2.1 太阳能热发电产业发展态势.....	20
2.1.1 总体概述.....	20
2.1.2 西班牙及其它国家情况.....	22
2.1.3 四种太阳能热发电技术的不同成熟期.....	24
2.2 国际已经运行电站的经验.....	25
2.2.1 太阳能热发电站的成本.....	25
2.2.2 上网电价或购电协议.....	26

2.2.3 DNI 对 LCOE 的影响	28
2.3 太阳能热发电与光伏成本结构对比分析.....	29
2.3.1 西班牙太阳能热发电站初始投资成本结构	29
2.3.2 美国大型并网光伏电站初始投资成本结构	31
2.3.3 国外运行太阳能热发电站与光伏电站成本结构对比分析	33
3、中国太阳能热发电产业发展现状及趋势.....	34
3.1 产业起步，产业链初步形成	34
3.2 示范练兵，示范系统形式多样	36
3.3 商业化项目启动，总装机 886MW.....	46
3.4 未来产业发展趋势	48
4、国际太阳能热发电政策及经验.....	50
4.1 美洲.....	50
4.1.1 美国	50
4.1.2 其他美洲国家	52
4.2 欧洲.....	52
4.2.1 西班牙.....	52
4.2.2 意大利	54
4.2.3 法国.....	55
4.2.4 葡萄牙.....	55
4.2.5 希腊.....	56
4.2.6 塞浦路斯.....	56
4.3 亚洲.....	57

4.3.1 印度	57
4.3.2 日本	59
4.4 非洲	59
4.4.1 南非	59
4.4.2 摩洛哥	60

1、 太阳能热发电技术介绍

1.1 太阳能热发电原理和历史

1.1.1 太阳能热发电原理及特点

太阳能热发电是将太阳能转化为热能，通过热功转化进行发电的技术。采用这种光电转换技术的电站称为太阳能热发电站。根据收集太阳辐射方式的不同，太阳能热发电技术可分为塔式太阳能热发电、槽式太阳能热发电、碟式-斯特林太阳能热发电和线性菲涅耳式太阳能热发电四种类型。

光学聚光比是区别四种聚光型太阳能热发电技术的主要指标。光学聚光比是聚集到吸热器采光口平面上的平均辐射功率密度与进入聚光场采光口的太阳法向直射辐照度之比。聚光比和太阳能热发电的系统效率（光-电转换效率）密切相关。一般来讲，聚光比越大，太阳能热发电系统可实现的集热温度就越高，整个系统的发电效率也就越高。碟式-斯特林太阳能热发电系统的聚光比最高，在 600~3000 之间，塔式太阳能热发电系统的聚光比在 300~1000 之间，线性菲涅耳式太阳能热发电系统的聚光比在 150 以下，而槽式太阳能热发电系统的聚光比在 80-100 之间。在聚光比确定的情况下，如果只是单纯提高集热温度，并不一定能够实现系统效率的提高，反而可能会降低光-电转换效率。因为，太阳能热发电的系统效率是集热效率和热机效率的乘积，如图 1-1 所示，在某一聚光比下，随着吸热器工作温度的提高，热机效率会随之提高，但集热效率会出现下降，因而系统效率曲线会出现一个“马鞍点”。因此必须满足聚光比与集热温度的协同提高才能实现光电转化效率的提高。

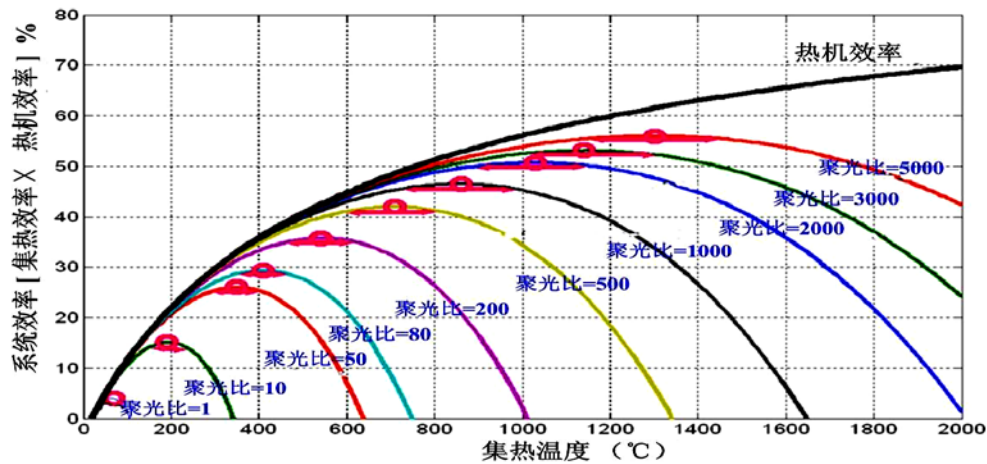


图 1-1 聚光比、吸热器温度和系统效率的关系

聚光型太阳能热发电技术的主要特点包括：

1) 利用太阳直射光。这部分太阳光未被地球大气层吸收、反射及折射，仍保持原来的方向直达地球表面。

2) 带有蓄热系统，发电功率相对平稳可控。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安全稳定运行带来挑战。太阳能热发电站配置蓄热系统，可以将多余的热量储存起来，在云层遮日或夜间及时向动力发电设备进行热量补充，因此可以保证发电功率平稳和可控输出，减少对电网的冲击。

3) 可与常规火电系统联合运行。太阳能热发电站采用汽轮机、燃气轮机等常规设备进行热-功转化驱动发电机发电，容易同燃煤、燃油及天然气等发电系统进行联合循环运行，节约化石燃料的消耗。同时克服太阳能不连续、不稳定的缺点，实现全天候不间断发电，达到最佳的技术经济性。图 1-2 是 2011 年 5 月在摩洛哥投入商业化运行的 Ain Beni Mathar 联合循环电站，其中太阳场的容量为 20MW。

4) 全生命周期二氧化碳排放极低。太阳能热发电站的全生命周期 CO_2 排放约 17g/kWh，远低于燃煤电站以及天然气联合循环电站。

太阳能热发电技术是真正的不影响自然环境和实现经济社会可持续发展的新能源技术，尤其是蓄热系统是太阳能热发电与光伏发电等其它可再生能源发电竞争的一个关键要素。研究显示，一座带有蓄热系统的太阳能热发电站，年利用率可以从无蓄热的 25% 提高到 65%；利用长时间蓄热系统，太阳能热发电可以在未来满足基础负荷电力市场的需求。



图 1-2 Ain Beni Mathar (470 MW)槽式/天然气联合循环电站

此外，太阳能发电系统还可以与热化学过程联系起来实现高效率的太阳能热化学发电。太阳能热发电系统余热可以用于海水淡化和供热工程等，进行综合利用。近年来还有科学家提出太阳能热发电技术用于煤的气化与煤的液化，形成气体或液体燃料，进行远距离的运输。

1.1.2 太阳能热发电技术分类

1.1.2.1 塔式太阳能热发电

太阳能塔式发电是通过多台跟踪太阳运动的定日镜将太阳辐射反射至放置于支撑塔上的吸热器中，把太阳辐射能转换为传热工质的热能，通过热力循环转换成电能的太阳能热发电系统。塔式太阳能热发电系统主要由定日镜场、支撑塔、吸热器、储热器、换热器和发电机组等组成。按照传热工质的种类，塔式太阳能热发电系统主要有水/蒸汽、熔融盐和空气等形式。

1) 水/蒸汽太阳能塔式热发电系统。以水/蒸汽作为传热工质，水经过吸热器直接产生高温高压蒸汽，进入汽轮发电机组，系统原理图如图 1-3 所示。水/蒸汽塔式太阳能热发电系统的传热和做功工质一致，年均发电效率可达 15%以上。水/蒸汽具有热导率高、无毒、无腐蚀性等优点。蒸汽在高温运行时存在高压问题，在实际使用时蒸汽温度受到限制，抑制了塔式太阳能热发电系统运行参数和系统效率的提高。

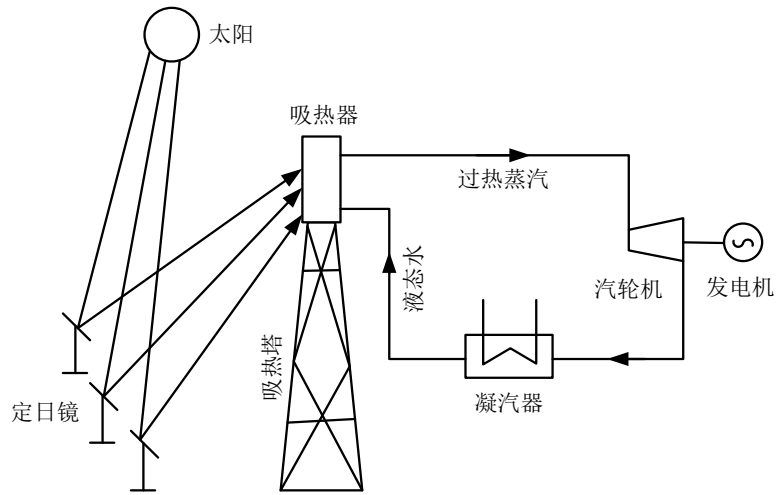


图 1-3 水/蒸汽太阳能塔式热发电系统示意图

2) 熔融盐太阳能塔式热发电系统。以熔融盐作为传热介质，在吸热器内加热后，通过熔融盐/蒸汽发生器产生蒸汽，并推动汽轮机发电。如图 1-4 所示，加热后的熔融盐先存入高温储存罐，然后送入蒸汽发生器加热水产生高温高压蒸汽，驱动汽轮发电机组。汽轮机乏汽经凝汽器冷凝后返回蒸汽发生器循环使用。在蒸汽发生器中放出热量的熔融盐送至低温储存罐，再送回吸热器加热。常用的硝酸钠加硝酸钾的混合盐沸点较高，可达 620°C ，可以实现热能在电站中的常压高温传输，实现系统高参数运行，传热和蓄热工质一致，减小换热过程损失，年均发电效率可达 20%。

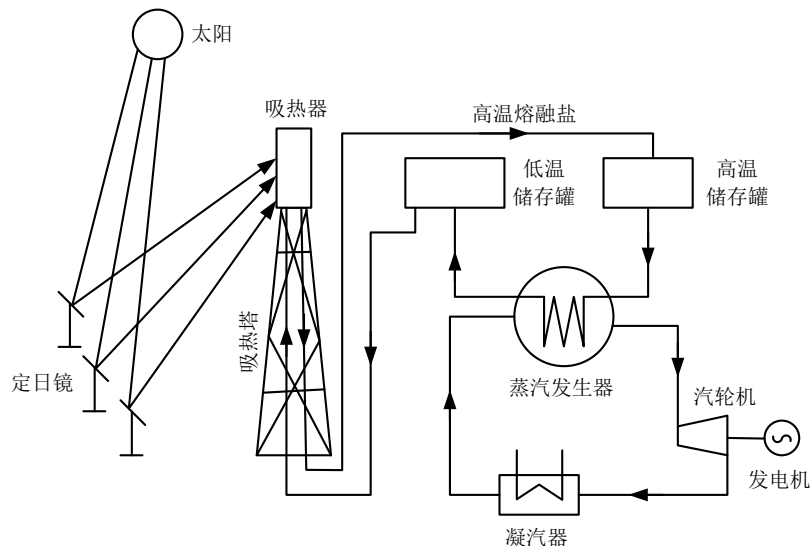


图 1-4 熔融盐太阳能塔式热发电系统示意图

3) 空气太阳能塔式热发电系统。以空气作为传热工质，空气经过吸热器加热后形成高温热空气，进入燃气轮发电机组发电的太阳能热发电系统（见图 1-5）。空气作为传热工质，易于获得，工作过程无相变，工作温度可达 1600°C ，由于空气的热容较小，空气吸热器的工作温度可高于 1000°C ，大大提高燃气轮机进口空气温度，减少燃气用量，年均发电效率可达 30%。

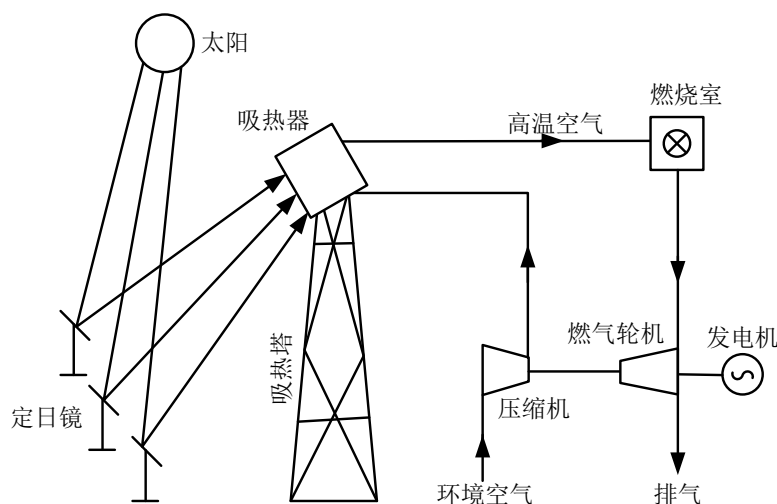


图 1-5 空气太阳能塔式热发电系统示意图

目前国际上已经投入商业化运行的塔式太阳能热发电站共有三座，分别为 PS10 和 PS20（图 1-6）以及 GemaSolar 电站（图 1-7），均位于西班牙境内。其中，GemaSolar 电站是全球首座采用熔融盐作为传热和储热介质的商业化塔式电站，于 2011 年 5 月投入商业化运行。电站占地 185 公顷，容量 19.9MW，包括 2650 台定日镜，每台定日镜的反射面积为 120 平米，太阳塔高 150 米。传热介质为熔融盐，吸热器入口温度为 290°C ，出口温度为 565°C 。储热形式为双罐直接储热，介质也是熔融盐，冷盐罐（ 290°C ）中的冷盐由冷盐泵送到太阳塔顶的吸热器中，被加热到 565°C 后，回到热盐罐（ 565°C ）储存起来。储热容量为 15 小时，容量因子为 75%。由于长时间的储热，Gemasolar 电站几乎能够实现全年 12 个月每天 24 小时连续发电。年满负荷运行小时数约为 6500 小时，是其他可再生能源电站的 1.5 倍；年发电量约 1.1 亿千瓦时，可以满足安达鲁西亚地区 25,000 户家庭的用电需求，同时减少 3 万吨的二氧化碳排放。

处于建设中的最大容量的塔式电站是 Ivanpah 电站(图 1-8)，总容量 392MW，目前已经完成 85% 的建设内容。该电站采用空冷技术，每度电水耗为 0.11 升。



图 1-6 PS10 和 PS20 塔式电站

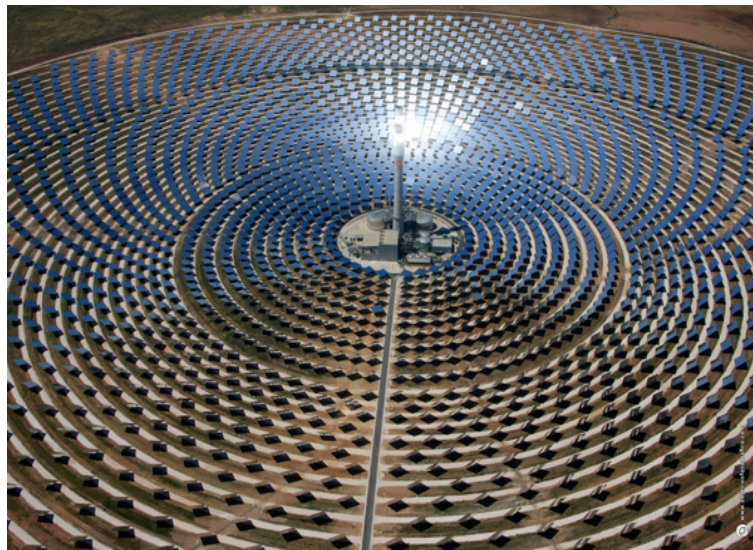


图 1-7 GemaSolar 塔式电站

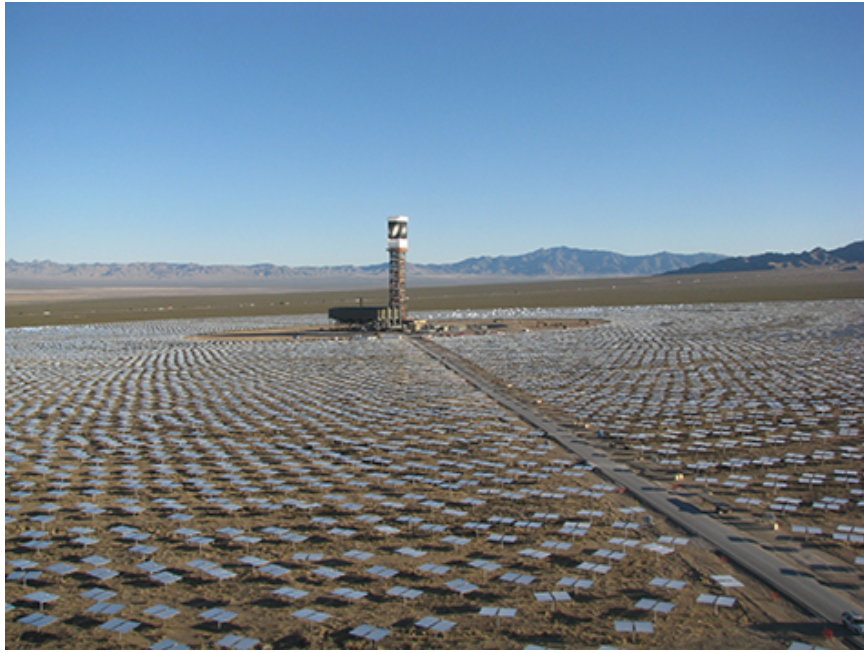


图 1-8 建设中的 Ivanpah 塔式电站

1.1.2.2 槽式太阳能热发电

太阳能槽式发电系统是通过抛物面槽式聚光集热器跟踪太阳，使得直射太阳光聚集到吸热管表面，以加热吸热管内传热流体，进而参加热力循环发电的系统。槽式太阳能热发电系统一般由抛物面槽式聚光器、吸热管、储热单元、蒸汽发生器和汽轮发电机组等单元组成。槽式太阳能热发电站中，抛物面槽式聚光集热器通过串联和并联方式相互连接，并通过模块化布局形成集热场。

导热油是抛物面槽式太阳能热发电系统中广泛采用的传热流体。抛物面槽式集热器将收集到的太阳能转化为热能加热吸热管内的导热油，并通过导热油/水-蒸汽发生器产生高温高压的过热蒸汽，送至汽轮机发电机组做功发电。汽轮机出口低温低压蒸汽经过凝汽器冷凝后，返回导热油/水蒸汽发生器。经过导热油/水蒸汽发生器放热后的导热油返回抛物面槽式聚光集热器进行加热，形成封闭的导热油循环回路。其系统流程如图 1-9 所示。当太阳辐照度较高时，可以将部分高温热量通过换热器存储在高温存储罐中，当太阳辐照强度较弱时，提取高温储热罐中的热量用于发电，以平衡太阳能波动对电力输出稳定性的影响。

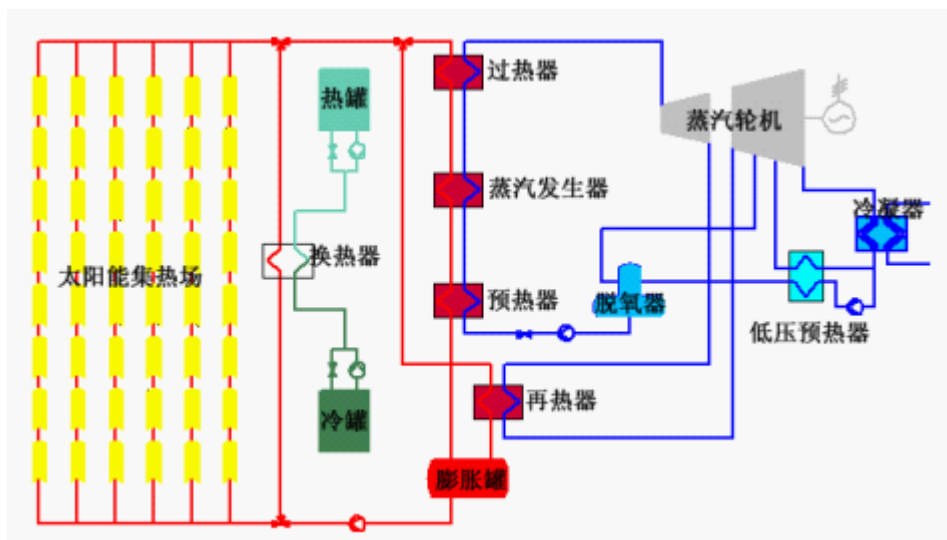


图 1-9 槽式太阳能热发电系统示意图

目前，槽式太阳能热发电系统出现了利用水取代价格高昂的导热油，在集热管中直接转化为饱和或过饱和蒸汽（温度可达 400°C ，压力可达 10Mpa ）的直接蒸汽发生技术。采用水作为传热介质，可以减少换热环节的热损失和提高集热岛出口参数，从而提高发电效率；另外还能够降低环境风险、简化电站的设计结构、减少投资和运行成本。直接蒸汽发生技术的瓶颈在于：集热管内易产生两相层流现象，管体会由于压力和温度不均匀问题发生变形或造成玻璃管破裂；控制系统和连接部件设计相对十分复杂；由于蒸汽是由气态放热的恒温传热过程，所以目前的蓄热材料和方式无法满足系统的蓄热要求。此外，国际上也有采用熔融盐作为槽式太阳能热发电系统的吸热传热工质的示范系统，但是由于槽式系统聚光比的限制以及熔融盐介质本身的特性，系统可靠稳定的运行仍面临许多挑战。

槽式技术是最早实现商业化的，也是目前在全球已经投入商业化运行中占比最多的太阳能热发电技术类型，约占 85%。图 1-10 是 2012 年在西班牙投入商业化运行的 Valle 电站，由相邻的两座槽式电站组成（Valle 1 和 Valle 2），总容量 100MW 。每座电站的聚光场进口温度为 293°C ，出口温度 393°C ；采用双罐间接熔融盐储热技术，储热容量 7.5 小时；年运行小时数达 4000 小时，年发电量约 160GWh ，年二氧化碳减排量约 4.5 万吨。



图 1-10 Valle 1 和 Valle 2 槽式电站

1.1.2.3 碟式太阳能热发电

碟式太阳能热发电系统是利用碟式聚光器将太阳光聚集到焦点处的吸热器上，通过斯特林循环或者布雷顿循环发电的太阳能热发电系统。碟式太阳能热发电系统通过驱动装置，驱动碟式聚光器像向日葵一样双轴自动跟踪太阳，如图 1-10 所示。碟式聚光器的焦点随着碟式聚光器一起运动，没有余弦损失，光学效率可以达到约 90%。通常碟式聚光器的光学聚光比可以达到 600~3000，吸热器工作温度可以达到 800° C 以上，系统峰值光-电转化效率可以达到 29.4%。

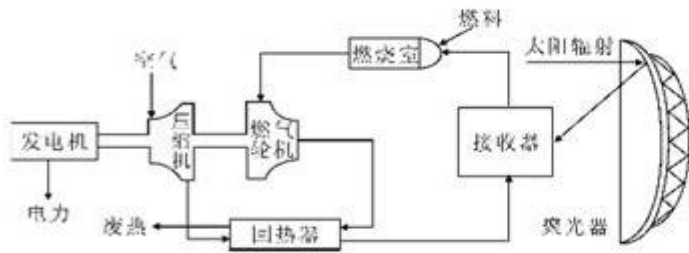


图 1-10 碟式太阳能热发电系统组成示意图

由于每套碟式太阳能热发电系统都可以单独发电，所以这种技术既可以用做分布式发电，又可以进行集中式发电。目前全球只有一座投入商业化运行的碟式斯特林热电站 Maricopa，位于美国 Arizona 州，总装机容量为 1.5MWe，由 60 台单机容量为 25kW 的碟式斯特林太阳能热发电装置组成（图 1-11）。



图 1-11 Maricopa 碟式斯特林电站

1.1.2.4 线性菲涅耳式太阳能热发电

线性菲涅耳式太阳能热发电系统是通过跟踪太阳运动的条形反射镜将太阳辐射聚集到吸热管上，加热传热流体，并通过热力循环进行发电的系统。系统主要由线性菲涅耳聚光集热器、发电机组、凝汽器等组成。

线性菲涅耳式太阳能热发电系统通常以水/蒸汽作为传热流体，其基本工作过程如图 1-12 所示：菲涅耳聚光集热器将收集到的太阳能转化为热能并产生高温高压蒸汽，送至汽轮机发电机组做功发电，汽轮机出口低温低压蒸汽经过凝汽器冷凝后，返回菲涅耳聚光集热器，形成闭合的水/蒸汽回路。

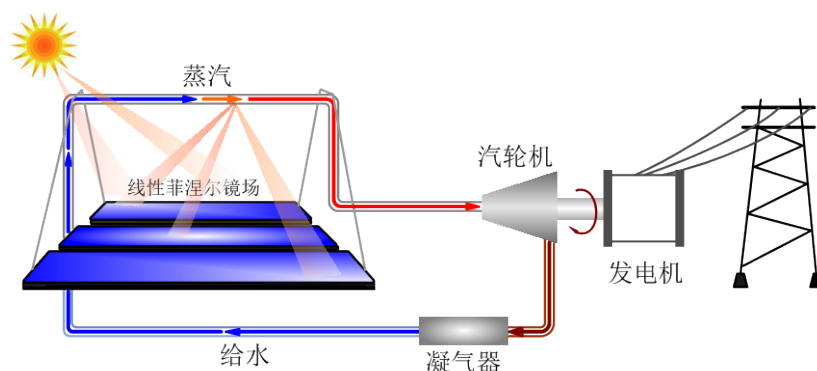


图 1-12 线性菲涅耳式太阳能热发电系统原理图

线性菲涅耳式太阳能热发电系统可以看做是简化的槽式太阳能热发电系统。采用可弹性弯曲的平面反射镜代替高精度曲面反射镜达到降低反射镜成本的目的。每个反射镜排的跟踪旋转角度相同，可以采用同一传动装置进行联动调节，传动系统较为简单；单个反射镜宽度较小，可以贴近地面安装，风载荷大幅减小，对支撑结构和基础的强度要求也大为降低，反射镜可密排布置，土地使用率高；线性菲涅耳聚光集热器的吸热管在工作过程中固定不动，流体回路相对更安全。同时，菲涅耳聚光集热器存在以下缺点：各反射镜排布紧密，反射镜之间的遮挡较为严重，同时又受到余弦效应的影响，系统在早晨和傍晚的光学效率较低，造成聚光器年均光学效率较低；吸热器的热损失较大，系统效率较低；由于增大了反射镜面积和反射镜与吸热管之间的间距，造成菲涅耳聚光集热器的光斑增大，为了增大聚光比，需要采用二次聚光器进行二次聚光（见图 1-13）。

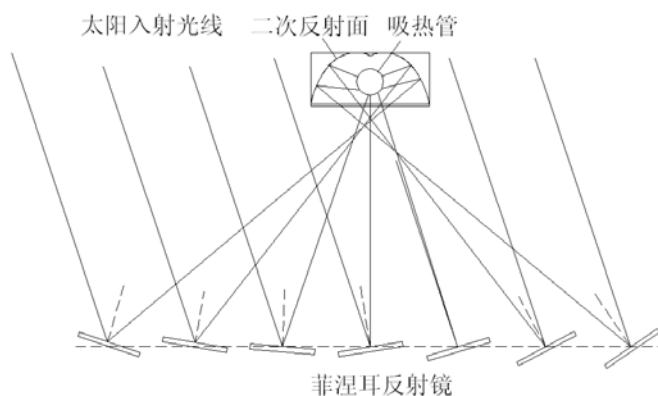


图 1-13 菲涅耳二次聚光器结构示意图

目前国际上该技术形式有小规模商业化示范。Puerto Errado 2 是全球装机容量最大（30MW）的线性菲涅耳电站，总占地面积 70 公顷，集热器面积 30.2

万平米传热介质为水，镜场进口温度 140°C ，出口温度 270°C ，运行压力 55bar，最大热能输出 150MWt，冷却方式为空冷，储热方式为单罐温跃层，储热容量为 0.5 小时。电站于 2012 年 3 月在西班牙并网发电。



图 1-14 Puerto Errado 2 线性菲涅耳电站

1.1.3 太阳能热发电技术发展简史

1860 年，法国数学教授 Auguste Mouchout 开始研究将太阳热能转换成机械能。1878 年，Mouchout 在巴黎世界博览会上展出了被认为是世界上第一个最大的利用太阳能产生蒸汽的装置（图 1-15）。后来，Mouchout 的助手 Abel Pifre 对 Mouchout 的“太阳机器”进行了改进，采用球形抛物面的太阳集热器带动一个印刷机。

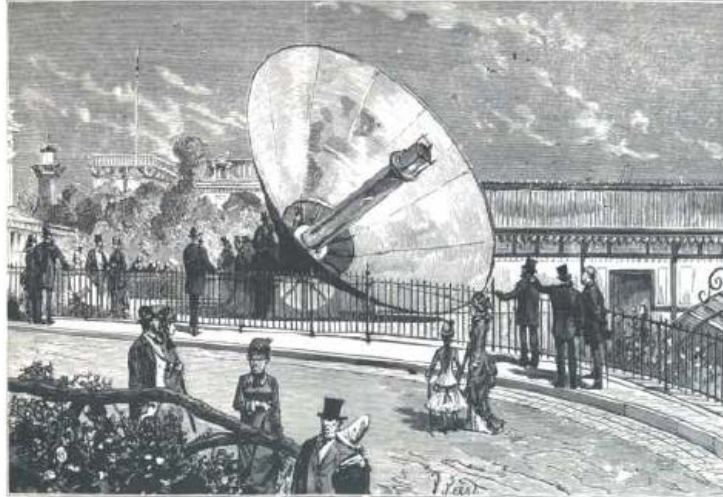


图 1-15 1878 年在巴黎博览会展出的太阳能机器

1884 年，意大利工程师 Alessandro Battaglia 对 Mouchot-Pifre 的设计进行了改进，并申请了一个“多太阳能集热器”的专利，包括一个水平的圆柱形的长 10 米直径 1 米的锅炉以及由 250 面平面镜组成的集热场。

1912 年，Frank Shuman 在埃及搭建了一座 62 米长的槽式抛物面太阳能集热装置（图 1-16），产生的蒸汽用来驱动功率为 45kW 的蒸汽马达泵，进行农业灌溉。1916 年德国议会批准拨款 20 万马克，在西南非洲领地进行槽式抛物面太阳能集热装置的示范试验，但第一次世界大战的爆发和近东地区石油的发现阻碍了这项计划的实现。

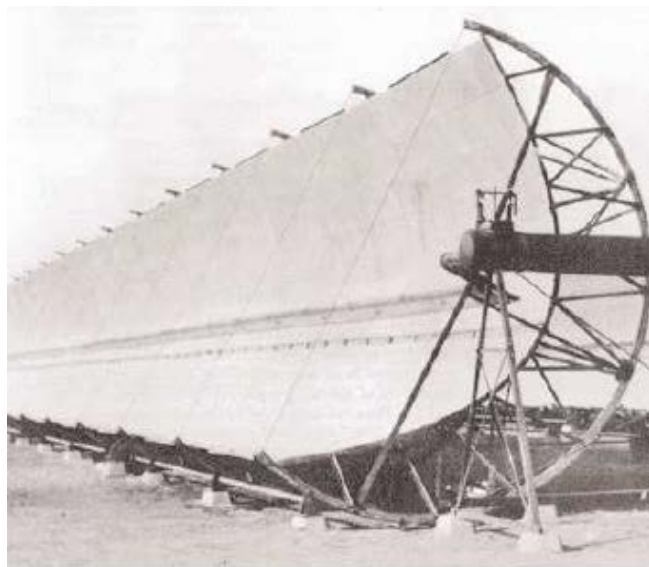


图 1-16 1912 年建于埃及的抛物面槽式聚光器

1960 年，意大利数学家 Giovanni Francia 对太阳能聚光方法进行了革命性

突破，在 Battaglia 的基础上，将线性的或点的锅炉置于多反射镜之上，并进行单轴或双轴跟踪。Francia 是世界上第一个将菲涅耳反射聚光器概念应用于实际线聚焦和点聚焦系统的人。1962 年，Francia 在意大利申请了其第一个线聚焦专利。1963 年，Francia 设计并搭建了第一个线聚焦样机系统（图 1-17），总面积约 8.2×7.9 平米，每小时可产 100atm，450℃的蒸汽 38 公斤。随后，Francia 开始研究点聚焦系统，着重关注塔式技术。Francia 相信当“太阳能锅炉”可以产生压力超过 150 大气压、温度超过 500℃的蒸汽时，太阳能热发电就具有竞争力；而塔式技术比线聚焦系统更有希望实现这一目标。

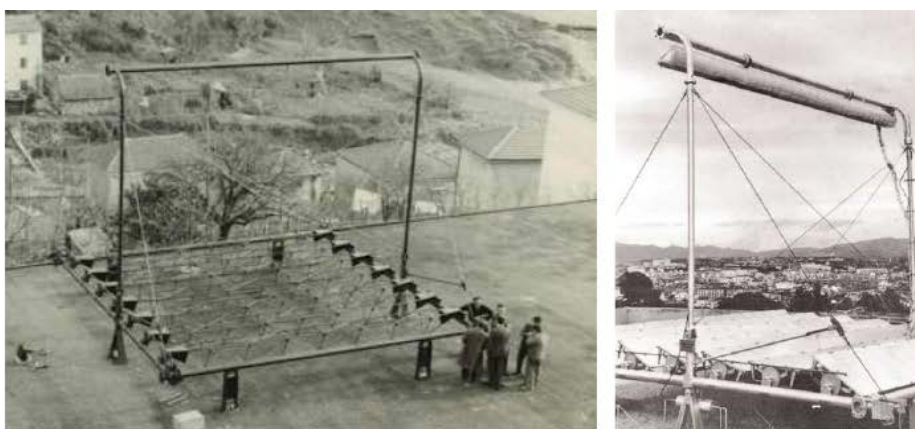


图 1-17 第一个线聚焦样机系统，1963 年

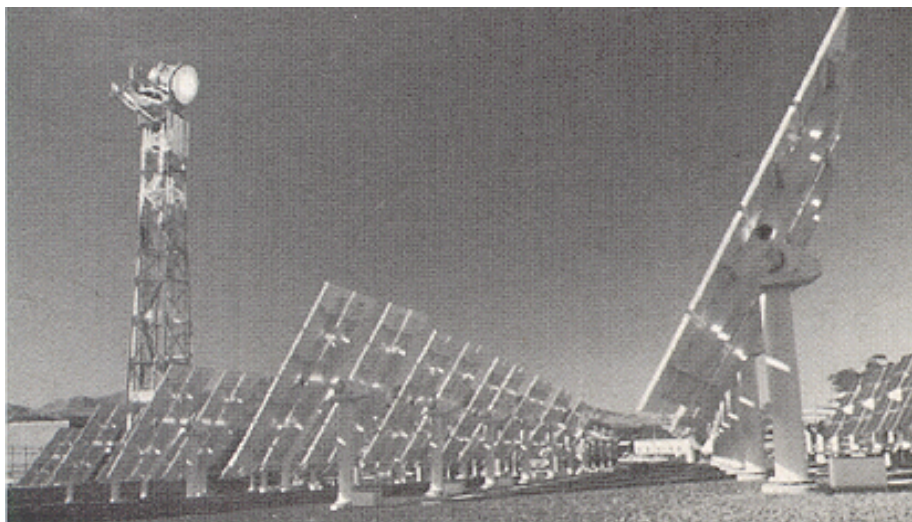


图 1-18 意大利 Eurelios 1MWe 塔式电站，1980 年



图 1-19 美国 Solar One 塔式电站，1982 年

随着 1973 年石油危机的爆发，人们开始对各种聚光太阳能热发电技术进行广泛性的探索和研究。1976 年欧洲共同体委员会启动了太阳能热发电可行性研究，1980 年全球第一座 MW 级塔式电站 Eurelios（图 1-18）在意大利西西里岛建成。1982 年，Solar One（容量为 10MW）塔式电站（图 1-19）在美国南加利福尼亚州投入运行。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。然而，随着石油危机的缓解，美国政府对可再生能源的激励政策发生变化，第十座 SEGS 电站未能建设。随后在很长一段时期内，便宜而又唾手可得的化石燃料以及联合循环技术的发展导致太阳能热发电技术不再具有吸引力和竞争力。

直至 2007 年，西班牙政府颁布了合理的太阳能上网电价，催生了太阳能热发电技术的应用的热潮，太阳能热发电市场逐渐复苏。2012 年底，全球运行的太阳能热发电装机容量约 2GW。

1.2 太阳能热发电优势

太阳能热发电实质是太阳能热利用方式之一，从其发电原理上看，是一种清洁能源的绿色利用方式。太阳能热发电技术的发展对于人类经济社会可持续发展具有重要意义。相比于其他能源利用方式，太阳能热发电有其独特的发展优势。

1.2.1 资源需求：用之不竭

相比于其它可再生能源，太阳能资源取之不尽，用之不竭。中国是一个太阳能资源非常丰富的国家。全国陆地面积接受的太阳能辐射能约为 17000 亿吨标准

煤，其中年日照时数大于 2200，辐射总量高于 5000MJ/m² 的太阳能资源丰富或较丰富的地区面积较大，主要包括：内蒙古西部阿拉善盟和鄂尔多斯地区、甘肃西部河西走廊、青海、西藏、以及新疆的哈密和吐鲁番地区，约占全国总面积的 2/3 以上，具有良好的太阳能利用条件。特别是人口密度稀少又具有一定水资源的甘肃河西走廊，青海、西藏等地区，更具有发展大规模的太阳能热发电站的潜力。并且，中国西部的戈壁滩、荒漠地、废弃盐碱地和沙漠面积巨大，例如，内蒙古杭锦旗沿黄河南岸的适合发展太阳热发电面积达 1 万公顷，地表水资源丰富，可以安装 200 万千瓦的太阳热电站，年发电量可达 100 亿度电；甘肃敦煌有 5000 多平方公里的平坦戈壁滩，实施“引哈济党”（大哈尔腾河向党河调水的一项水利工程）调水工程后，可以安装 100 万千瓦的太阳热电站。因此，在资源的可利用量和可开发量方面，太阳能资源要优于风能、生物质能、地热能、海洋能等可再生能源（表 1-1）。而在可开发利用的地域方面，也较地热能、海洋能等能源利用方式广阔。

表 1-1 中国可再生能源资源可开发量

种类		资源可开发量	折合标准煤（亿 tce）
太阳能		17000 亿 tce	17000
风能		10 亿 kW	8
水能		经济可开发 4.0 亿 kW	4.8-6.4
		技术可开发 5.4 亿 kW	
生物 质能	生物质发电	3 亿吨秸秆+3 亿吨林业废弃物	1.5+3.0=3.5
	液体燃料	5000 万吨	0.5
	沼气	800 亿 m ³	0.6
	总计	-	4.6
地热能		33 亿 tce	33（可适用于发电的少）

1.2.2 环境影响：极低

太阳能热发电的整个发电过程不会对外产生污染物和温室气体，较常规化石燃料能源发电是一种清洁能源利用形式。同时，在资源利用的开发过程中，其对生态环境也不会产生破坏和影响，相比较风能、水能、地热能、海洋能等具有环

境友好的优势。另外，从全生命周期来看，太阳能热发电的从设备制造到发电生产再到报废，整个过程的能耗水平和对环境的影响与其他可再生能源利用形式相当，而与太阳能光伏发电的电池板生产和报废相比，能耗和污染水平大大降低。太阳能热发电系统全生命周期二氧化碳排放极低。以 2009 年的技术为基准，太阳能热发电站的全生命周期二氧化碳排放约 17g/kWh，远远低于燃煤电站（776g/kWh）以及天然气联合循环电站（396g/kWh）。因此，太阳能热发电是对环境影响较小的一种可再生能源发电利用形式。

1.2.3 发电出力特性：平滑

由于发电原理不同，太阳能热发电出力特性优于光伏、风电的出力特性。特别是通过蓄热单元的热发电机组，能够显著平滑发电出力，减小小时级出力波动。根据不同蓄热模式，可不同程度提高电站利用小时数和发电量、提高电站调节性能。另外，太阳能热发电通常通过补燃或与常规火电联合运行改善出力特性，使其可以在晚上持续发电，甚至可以稳定出力承担基荷运行。

1.2.4 接入电网特性：灵活

带有蓄热和补燃装置的太阳能热发电站不同于其他如风电、光伏这样的波动电源，蓄热装置可以平滑发电出力，提高电网的灵活性，弥补风电、光伏发电的波动特性，提高电网消纳波动电源的能力。同时，带有蓄热装置的太阳热发电系统在白天把一部分太阳能转化成热能储存在蓄热系统中，在傍晚之后或者电网需要调峰的时候用于发电以满足电网的要求，同时也可以保证电力输出更加平稳和可靠。而光伏发电是由光能直接转换为电能，其多余的能量只能采用电池储存，技术难度和造价远比太阳能集热发电仅需蓄热要大得多。因此，易于对多余的能量进行储存，以实现连续稳定的发电和调峰发电，是太阳能热发电相对于风电、光伏等可再生能源发电方式一个最为重要和明显的优势，有利于稳定电力系统运行，也容易被电网所接受。另外，由于太阳热发电是通过产生过热水蒸气带动汽轮机发电，与传统火力发电方式相同，不会对电网产生不利的影 响，同时还能提供无功功率，是与现有电力系统友好的发电方式。

1.2.5 太阳能热发电与太阳能光伏发电比较

1) 能量储存

在能量的存储方面，光热发电优势明显，这是因为热量的存储技术比电能的存储技术成熟且廉价的多。这使得当前光伏电站依然无法满足全天候发电的愿望，而光热发电已经实现这一目标。

2) 电网接入

在电网接入方面，光伏发电的不稳定性对电网运行造成了较大的挑战，而光热发电则可以像常规火电一样并入电网而不会对电网产生任何有害影响。这使得光热发电有希望成为基础负荷的绿色电力来源。

3) 电力调度

在电力调度方面，光热发电也可使其像抽水蓄能电站一样充当电网的调度电力来源，在较好的峰谷电价机制下，这将产生更大的经济收益，从另一个方面来讲，也将加快电站的成本回收。

4) 从能量转化的过程来看

光伏发电仅需经过光电一次转换即可，而光热发电则需要经过光到热再到电的二次转换。这虽然增加了系统集成的难度，但热量发生作为光热电站运行的一个中间环节，也扩大了光热发电技术的应用领域。比如可以利用其产生的过热蒸汽与传统的燃煤电站、燃气电站或生物质发电厂进行混合发电。另外，其产生的热也可当做副产品用来进行海水淡化、工业用热、空调等领域。

5) 原材料供应

光伏电站的主要组成是光伏电池板，目前应用较多的为晶硅电池、碲化镉薄膜电池，其原材料供应可能会出现供应趋紧并导致市场价格升高的问题，特别是碲化镉的元素组成都为稀有金属材料，更易引发价格波动，而光热电站的原材料构成主要为玻璃、钢铁、混凝土等常见材料，供应量充足，基本不会出现因原材料供应而引发的价格大幅波动。

6) 就业

光伏电站的组件安装不需要有专业技术能力的工人，光热电站的系统安装难度较大，需要掌握一定技术能力的工人，上岗之前需要对其进行一定程度的培训，这一方面也增加了劳动力的素质；同时由于光热电站的建设周期较长，对劳动力

的需求也更多，创造的工作岗位也就更多。对带动项目建设当地的人员就业效果更加明显。

1.3 太阳能热发电产业的战略地位

能源和环境都是世界焦点问题，常规能源短缺，生态环境恶化，全球变暖等问题，使全球各国都加大了对可再生能源的开发。可再生能源具有资源分布广、开发潜力大、环境影响小、可永续利用的特点。目前太阳能光伏、风能、生物质发电等均在我国进行了部署应用。

太阳能热发电是通过太阳能转换成热能，再将热能转换成电能的发电技术。正是通过这样的环节，太阳能集热发电技术可与传统火电发电技术顺利集成。由于火电发电技术早已非常成熟，从而降低了太阳能集热发电整体技术开发的风险。目前，槽式太阳能热发电已进入商业化阶段。同时，太阳能热发电最重要的优势是具有储热系统，可以平滑发电出力，具备参与系统调峰的能力，提高电网灵活性和接纳波动性可再生能源的能力，友好地接入电网。

太阳能热发电如果与余热采暖结合的话将对电价的降低有极大的好处。

综合考虑，从资源富集程度和发展潜力来看，太阳能发电未来发展前景广阔。为保证可再生能源发电系统电力输出稳定，安全可靠的接入电网，大规模太阳能光热发电具有较大潜力，并可以与光伏、风电、抽水蓄能等形成互补，构成混合发电系统，向电网提供清洁、安全、稳定的电能。

国际能源署（IEA）在 2010 年 5 月发布的《太阳能热发电技术路线图》（Technology Roadmaps Concentrating Solar Power）中提到，在适度的政策支持下，预计到 2050 年，全球太阳能热发电累计装机容量将达到 1089GW，平均容量因子为 50%（4380 小时/年），年发电量 4770TWh，占全球电力生产的 11.3%（9.6%来自于纯太阳能），其中，中国太阳能热发电电力生产将占全球的 4%，年发电量约 190TWh。在太阳能资源非常好的地区，太阳能热发电有望成为具有竞争力的大容量电源，到 2020 年承担调峰和中间电力负荷，2025 至 2030 年以后承担基础负荷电力。

通过地理信息系统（GIS）分析，我国符合太阳能集热发电基本条件（法向直射辐射 $\geq 5\text{kWh}/\text{m}^2/\text{天}$ ，坡度 $\leq 3\%$ ）的太阳能热发电可装机潜力约 16,000GW，与

美国相近；其中法向直射辐射 $\geq 7\text{kWh}/\text{m}^2/\text{天}$ 的装机潜力约 1400GW。以年可发电量来讲，我国潜在的太阳能热发电年发电潜力为 42,000TWh/年。这意味着，即便在未来，所有的化石能源枯竭之后，中国仍然有着远大于自给自足能力的丰富的太阳能热发电资源。

另外，太阳能热发电产业的发展也将是我国经济发展的有效支点。调整产业结构是我国经济发展的战略决策，战略性新兴产业发展将进一步加快。太阳能热发电产业由于产业链长，在发展过程中可拉动钢材、铝材、玻璃、水泥、矿料、电料、耐火、保温、机电、机械、电子等十几个行业产业的发展，成为经济发展的新方向、新支点、新动力。

总之，加快推进我国太阳能热发电技术的应运和太阳能的热能利用，无论对国家当前的经济社会发展、产业结构调整、优化和改善环境，还是对国家的能源安全、国防安全等长远利益都具有重大的现实意义和深远的历史意义。

2、国外太阳能热发电技术及产业情况

2.1 太阳能热发电产业发展态势

2.1.1 总体概述

全球太阳能热发电装机容量稳步上升，截至 2013 年 3 月，全球太阳能热发电装机容量超过 2.8GW。西班牙和美国仍是主要市场：在西班牙，共有 45 座太阳能热发电站处于商业化运行的状态，总装机容量达到 2053.8MWe，其中槽式电站 40 座（1972.5MWe）、塔式电站 3 座（49.9MWe）、菲涅尔式电站 2 座（31.4MWe）。在美国，处于运行中的太阳能热发电装机容量为 525MWe。阿联酋、阿尔及利亚、埃及、摩洛哥和伊朗等分别有一座容量超过 10MW 的商业化电站，其中阿联酋的太阳能热发电站容量为 100MW。

随着运行经验的增加，系统成本和投资风险都在逐步降低，商业化太阳能热发电项目在全球逐步推进。根据 SolarPACES 统计，截至 2013 年 4 月，西班牙共 6 座太阳能热发电站处于建设中，容量总计 300MWe；因此预计 2013 年底，西班牙商业化运行的太阳能热发电装机容量将达到 2.35GWe。美国有 5 个电站项目正在建设中，总容量达到 1312MWe，单个项目容量分别为 392MW（塔式）、250MW（槽

式)、280MW (槽式/储热)、110MW (塔式/储热) 和 280MW (槽式)。另有 1 座容量为 500MW 的太阳能混合电站正在筹备中。以色列有 2 个总容量为 220MW 太阳能热发电项目正在推进, 其中一个为塔式电站, 容量为 110MWe, 中标单位为 Megalim (Alstom 和 Brightsource), 上网电价约为 1.351 元/kWh, 目前处于详细设计阶段, 预计年发电量为 270-300GWh; 另外一个项目为槽式电站, 进展较慢, 主要原因是投标商的更换 (Abengoa 替换了西门子), 预计 2013 年中旬可以宣布中标结果。此外, Shikon & Binoy 公司通过土地招标方式正在 Ze' elim 地区推进第三座 100MW 太阳能热发电项目。南非 100MWEskom 塔式空冷熔融盐带 9-12 小时储热系统项目将于年内启动土建, 预计 2017 年完成建设。法国有 2 个项目入选电力监管委员会组织的招标, 技术形式都为菲涅尔, 容量分别为 12MW 和 9MW。上网电价约合 0.7 元/kWh。法国政府规定太阳能电站的最大装机容量为 12MW。

当前, 产生世界需要的电力而不会释放更多的气体在技术上是可行的, 太阳能热发电的特性使其成为有效的可再生能源组合的重要组成部分。可调度性是太阳能热发电站的主要优势, 这一特点可以使电网可以消纳更多的其它间歇性发电技术。在所有可再生能源中, 太阳能热电力由于其独特的技术特点而独树一帜, 例如可调度性——通过储热和/或者混合, 以及电网稳定性, 同时也表现在对宏观经济的高影响性方面, 通过高投资在很大程度上增加该国的国内生产总值、财政收入, 减少燃料进口, 创建组件生产以及电站建设和运营的工作岗位。

太阳能热发电系统自上个世纪 80 年代已经开始证明其可靠性。目前, 西班牙太阳能热发电贡献了超过 4% 的电力需求, 同时在一天的太阳能热发电与电力需求曲线的吻合度堪称完美。根据西班牙 Ciemat 数据, 2012 年 7 月 11 日下午 5 时西班牙太阳能热发电尖峰电力贡献率达到 4.1% (见图 2-1), 7 月 15 日当天太阳能热发电对电网贡献率达到 3.2%, 整个 7 月份太阳能热发电并网电力 524GWh (见图 2-2)。

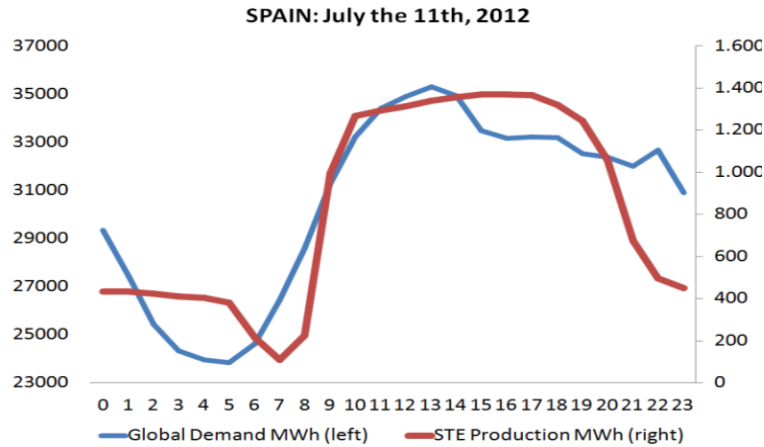


图 2-1 西班牙 2012 年 7 月 11 日太阳能热发电站电力输出

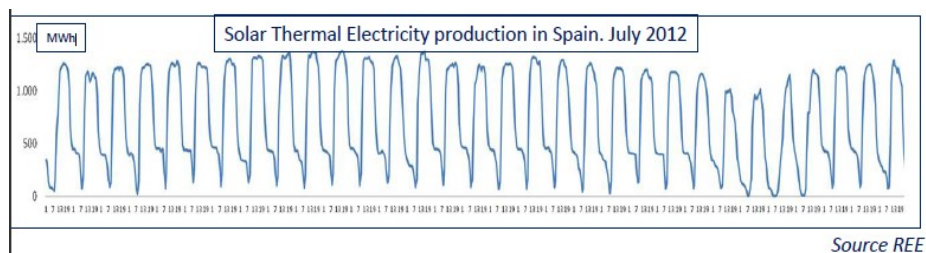


图 2-2 西班牙 2012 年 7 月份太阳能热发电站发电情况

成本方面，自 2007 年以来尽管全球仅有不足 3GW 的装机容量，但是太阳能热发电成本降低显著。相比较而言，风能和光伏发电目前的成本水平是其遵循很长的学习曲线轨迹的结果。在未来几年中太阳能热发电 LCOE 也会持续降低。可调度性的附加价值和“黄金端”的结束——西班牙的上网电价补贴期已过期，为太阳能热发电技术未来短期内的竞争力提供更多的经济上的论据。电站概念的创新，新的电站集成解决方案，新的工作流体，新的材料，组件性能的提高，运行控制的新工艺都将能够做到降低成本。

太阳能热发电站正在促进产业的发展。对经济的积极影响在很大程度上弥补了对太阳能热发电的补贴支持，补贴是太阳能热发电在达到全面发展之前仍然需要的。随着时间的推移，这种支持将逐步降低，到 2020 年左右，欧洲的太阳能热发电将不再需要扶持，而在其他国家太阳能热发电形成具有竞争力的技术可能还要早些。

2.1.2 西班牙及其它国家情况

西班牙堪称欧洲在太阳能热发电领域的典范。西班牙太阳能热发电产业真正

的商业化是始于 2007 年，在上网电价法案（RD661/2007）颁布之后，其中规定每座太阳能热发电站的最大容量为 50MW。在 RD661/2007 法案中，规定了两种不同的电价：1) 固定电价：电站运行前 25 年执行 0.28 欧元/kWh 电价，之后执行 0.23 欧元/kWh 电价。2) 浮动电价（市场价+补贴），并网售电价格取决于市场价（pool price），但设定最低和最高两个限额，分别是 0.27 欧元/kWh 和 0.36 欧元/kWh。由于浮动电价更有利可图，因此几乎所有的太阳能热发电生产商都选择浮动电价进行售电。得益于 RD661/2007 提供的一个合理的电价水平，致使西班牙太阳能热发电站的融资和快速部署得以实现，很短时间内涌出了大量项目，总装机容量达到 2500MW。由于其验证的累计运行寿命带来的高投资信心，槽式太阳能热发电技术成为最合适的选择。这导致了两个“标准的” 50MW 槽式电站设计的发展，一个有储热，一个没有储热（50MWe 是西班牙法律所允许的最大电站容量）。然而，塔式太阳能热发电技术也同样受到了关注，原因是其可以实现更高的运行温度，更高的电站效率。因而，第一座商业化熔融盐塔式电站于 2011 年在西班牙建成，额定发电功率 20MW，储热能力 15 小时，电站可以在夏季期间全天 24 小时持续发电。

在西班牙之后，其他国家也设定了对太阳能热发电的激励政策。美国没有实施上网电价政策，而是执行了围绕可再生能源比例标准（RPS）政策的一系列激励政策，包括能源部贷款担保计划和太阳能投资赋税优惠政策（ITC）等。美国能源部对正在建设的 5 个太阳能热发电项目提供了共计 50.87 亿美元的贷款担保，这有效解决了太阳能热发电项目由于初期投资大、融资困难的问题。而 ITC 政策的有效期至 2016 年底，对商业和家用太阳能电站或系统提供高达 30% 的税收优惠。该政策极大地稳定了投资者长期持续投资太阳能发电市场、美国国内制造业和供应链产能升级的信心。目前美国在建的大项目（>100 MW）在塔式发电技术和槽式技术之间有所平衡。“Ivanpah”和“Tonopah”项目是基于塔式概念，分别采用过热蒸汽和熔融盐作为主要工质，而“Solana”和“Genesis”项目则采用槽式技术。

同时，其他许多“太阳带”国家也都在实行激励政策。南非政府启动了 REIPP 窗口项目（REIPP Window），窗口1有2个项目，分别是100MW空冷槽式带3小时储热电站（KaXu Solar 1）和50MW空冷塔式蒸汽电站（Khi Solar 1）；窗口2为50MW

带9.5小时储热电站；窗口3项目容量为400MW。在100MW Shams 1电站投入运行后，阿联酋迪拜启动了约32.7亿美元的太阳能产业园项目，预计2030年总装机容量约1000MW，目前有一座10MW的光伏项目已经招标。

2.1.3 四种太阳能热发电技术的不同成熟期

目前四种太阳能热发电技术都已经达到了不同的发展时期。

成熟度和发展程度可以用“代”来表示。目前正在运行或处于施工中的商业化太阳能热发电站是“第一代电站”。“第二代电站”应该能够通过更高的工质运行温度（500°C及更高）实现更高的效率，同时结合改进的设计，通过先进的蓄热和混合工艺技术增加可调度性。“第三代电站”预计将具有充分的竞争力，主要途径是吸取经验教训，并采用最佳的设计理念和非常高的温度和更高的效率转换循环。这个“成本平价”期到来的时间，也就是，太阳能热发电站的发电成本等于常规电站的发电成本的那个点，取决于其本身的成本降低速度以及化石燃料价格的上升速度。四种太阳能热发电技术的发展程度见表2-1所示。

不同的情景假设都认为太阳能热发电的“成本平价”可以在2017年和2020年之间真正实现。然而，在一些地区，峰值负荷的供应已经通过太阳能热发电站以一种具有竞争力的方式实现了，例如，个别与公用事业机构签订的根据不同的需要分区分时的供电合同。

同时，其它有前途的、具有独特性的太阳能热发电技术，如线性菲涅耳反射器技术和抛物碟式技术也在研发中，并通过一些试点和示范电站进行了证明。

表 2-1 四种太阳能热发电技术的发展程度

		状况			
技术	代	目前	短期 (至 2015)	中期 (至 2020)	长期 (2025 及以后)
槽式	1	成熟	成熟	成熟	成熟
	2	开发	成熟	成熟	成熟
	3	开发	开发	成熟	成熟
塔式	1	开发/成熟	成熟	成熟	成熟

	2	开发	成熟	成熟	成熟
	3			开发	成熟
线性菲涅耳	1	开发	成熟	成熟	成熟
	2			开发	成熟
	3			开发	成熟
碟式	1	开发	开发	开发	成熟
	2				
	3				

2.2 国际已经运行电站的经验

2.2.1 太阳能热发电站的成本

地理位置、气候条件、融资模式、技术选择，系统设计等不同，都会影响太阳能热发电站的初始投资成本。以个例来说，国外商业化运行的带7.5小时熔融盐储热的50MW Andasol槽式电站总投资3.1亿欧元；无储热50MW Solnova 1号槽式电站的总投资为2.75亿欧元。

图2-3是西班牙某带有7.5小时储热系统，容量为50MW的槽式太阳能热发电站的简化成本结构，其中太阳场包括所有的项目，例如土建、金属支撑结构、反射镜、吸热管、跟踪器、控制系统、电缆，以及防雷设施等。

■ 太阳场 ■ 发电单元及相关基础设施 ■ 蓄热系统 ■ 其他

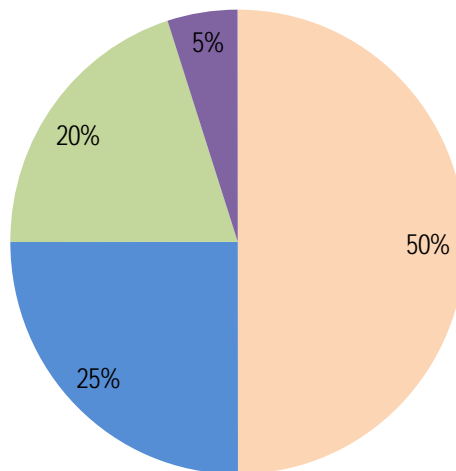


图 2-3 太阳能热发电站成本结构图

太阳能热发电的发电成本决定了太阳能热发电在可再生能源发电中的竞争地位，太阳能热发电的发电成本可以通过平准化电力成本（LCOE，即电站全生命周期的单位发电成本）来确定。LCOE由电站全寿命周期内的所有费用折现计算，包括初始投资、运行成本、燃料费用等。欧洲太阳能热发电协会ESTELA根据表2-2中的参数对LCOE进行了非常粗略的计算。结果显示西班牙2010年水平的太阳能热发电站的LCOE平均值为22欧分/kWh。

表 2-2 太阳能热发电 LCOE 计算输入参数

法向直射太阳辐射（DNI）	2050 kWh/m ² /y
电站容量	50 MW
投资成本	300 M€
运行及维护成本（投资成本的百分比）	2%
容量因子	42 %
资本成本	9 %
项目寿命期	40 年
LCOE（2010年基础）	22 c€/kWh

2.2.2 上网电价或购电协议

实际上太阳能热发电站LCOE的计算本身有难度，技术角度来讲，太阳能热发电站的寿命周期不限于一般融资中债务期规定的20年。因为电站的寿命可能超过40年，美国加州SEGS槽式电厂自20世纪80年代中期以来就一直在持续商业化运行。因此如果用购电协议价（PPAs）或上网电价（FiTs）来表示太阳能热发电站的建设成本更清晰。这个PPAs或FiTs包含开发商的利润和优惠——在购电协议期的末尾——即所谓的“黄金端”，当电力成本只是运行维护成本的时候。

现在有关一座太阳能热发电站的电力成本有很多参考。在西班牙、美国、印度、摩洛哥、南非或埃及，太阳能热发电站的购电协议价（PPAs）或上网电价（FiTs）都是公众所知晓的。然而，令人可能感到困惑的是，西班牙当前的上网价格是30欧分/kWh，而美国的购电协议价仅有10欧分/kWh多点，南非的中标电价则为25欧分/kWh。价格的差异不仅是因为不同地理位置的太阳辐射值，也是因为电站的

容量、购电协议的期限、电站是否获得了资助和低息贷款、购电协议价或上网电价是否涉及调整因素等等。

为了能够更清晰的表示太阳能热发电站的真实度电成本，欧洲太阳能热发电协会尝试将“折扣因素”应用于不同国家的真实购电协议价上，在类似的“标准化的”基础上进行对比。被定义的“标准项目”是一座容量为150MW，带有4小时储热系统，PPA期限25年，没有购电协议价的调整升级，没有资助，没有低息贷款的槽式电站。结果显示，当前，在太阳能资源相对较好的地区，按照定义的融资条件，建设上述“标准的”槽式电站所需要的购电协议PPA价格在15-17欧分/kWh之间。“标准化的”结果见下图2-4中的星星标志。其中星星分别对应2012年西班牙、美国、印度、摩洛哥、南非和以色列“标准化”的太阳能热发电购电协议价格（PPAs）或上网电价（FiT）。红色曲线对应的太阳法向直射辐射为2100kWh/m²/年，蓝色曲线对应的辐射值为2600kWh/m²/年。

为了预测客观的成本降低曲线，ESTELA征集了其协会成员的意见，其中很多成员单位都是在世界范围内电站建设和部件生产制造最积极活跃的企业。学习曲线，相对应的是最广泛的槽式集热器概念，也被绘制在上图中。假设条件是到2020年。太阳能热发电产业界认为，到2020年当全球太阳能热发电总装机容量达到30GW时，在阳光充足的国家，太阳能热发电站能够以10-12欧分/kWh的价格向电网送出可调度 and 可靠的电力。中期来看，太阳能热发电技术和传统发电相比将具有完全竞争性。成本降低的潜在突破口来自于新的竞争观念，例如塔式或菲涅耳式或使用能够在显著高温下工作的新流体。

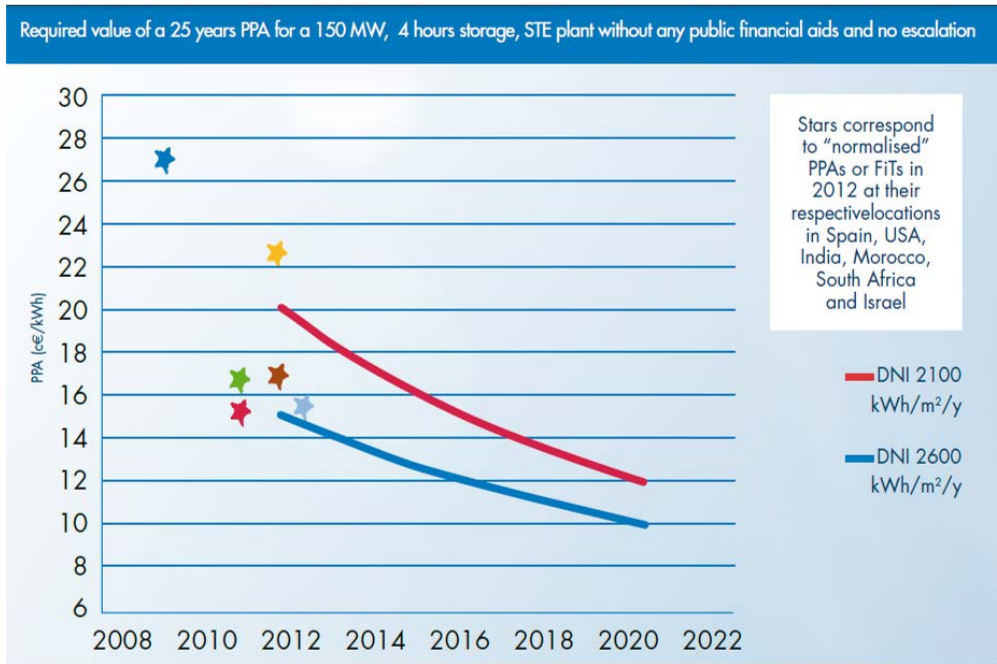


图2-4 “标准化的”槽式电站25年购电协议价格

2.2.3 DNI 对 LCOE 的影响

平均来说，DNI每增加100kWh/m²/年，上网电价能降低4.5%（图2-5）。这意味着对于DNI高的地方，如中东和北非地区，或美国加利福尼亚州，一个太阳能热发电项目所需要的最低持平电价将较在西班牙地区同样的项目少25%。（这些估计，只考虑了DNI的变化。国家的风险、融资成本和劳动力成本的变化也在界定最低的上网电价时发挥着重要作用）。

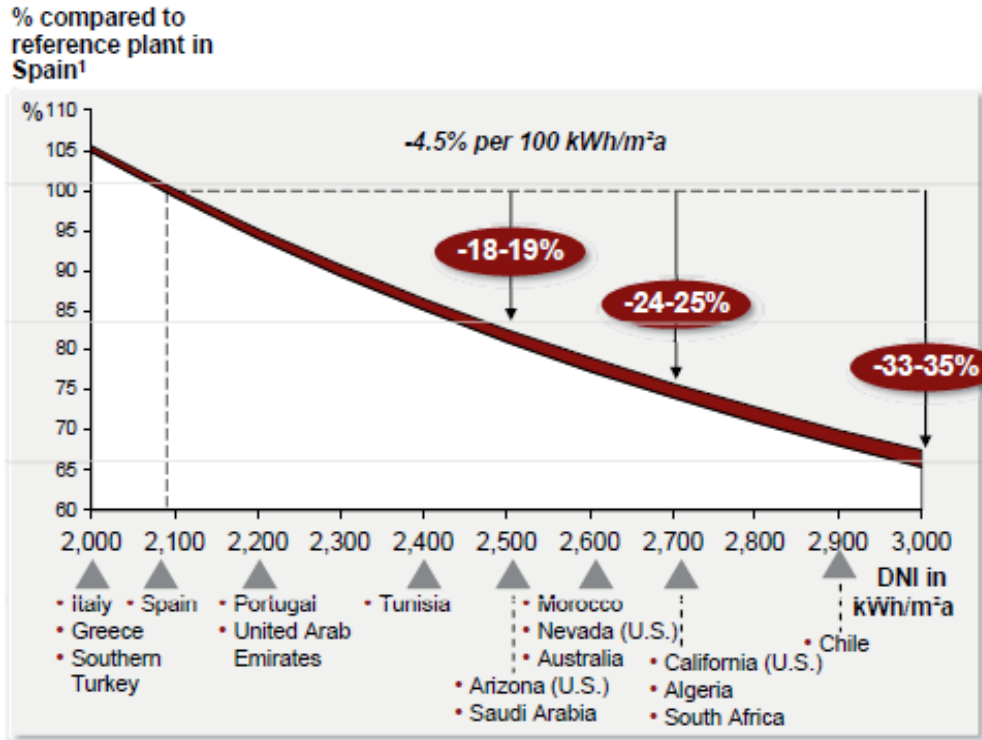


图 2-5 DNI 和上网电价的关系

这些事实证明太阳能热发电技术在未来有提高其竞争力的潜力，产业界应致力于通过技术进步、建设更大的电站，并在DNI的高值区（例如中东北非）部署太阳能热发电站实现这一目标。

2.3 太阳能热发电与光伏成本结构对比分析

作为具有代表性的国外正在运行的电站项目，本节选取了位于西班牙的光热电站项目和位于美国的光伏电站项目进行对比分析，选择这两个国家的原因是在运营的装机容量而论，西班牙是目前全球最大的太阳能热发电市场；而美国是目前全球最重要和最成熟的光伏市场之一，在过去几年内有相当数量的百兆瓦级光伏电站在美国投入运行。

2.3.1 西班牙太阳能热发电站初始投资成本结构

在西班牙，目前正在运行的太阳能热发电项目绝大部分都是 50 MW 的槽式电站，而且其中绝大部分均无蓄热系统。这些项目的总承包成本主要由太阳能集热场、导热油系统、热力系统、电气系统、控制系统及土建成本等几大部分构成。

在此选取一个典型的 50MW 无蓄热槽式热发电站，对其总承包成本结构分解如表 2-3。需要特别注意的是，总承包成本并不包含土地费用、项目前期工程费以及项目融资成本，后三项费用之和一般占项目初始投资的 20%左右。此四项费用合计组成项目的初始投资。

表 2-3 西班牙 50 MW无蓄热槽式电站的总承包成本结构¹（单位：百万欧元/MW）

1		太阳能集热场	1.87	42%
	1	聚光器钢结构	1.15	
	2	真空集热管	0.40	
	3	槽式反射镜	0.09	
	4	驱动系统	0.13	
	5	安装及装配	0.10	
2		导热油系统	0.74	17%
	1	导热油泵/管道/油罐	0.43	
	2	蒸汽发生系统	0.10	
	3	导热油辅助加热天然气锅炉	0.06	
	4	安装及装配	0.15	
3		热力系统	0.56	13%
	1	汽轮机组	0.29	
	2	泵/管道/罐体容器	0.13	
	3	安装及装配	0.15	
4		电气系统	0.25	6%
	1	电机控制及线缆	0.07	
	2	升压站	0.05	
	3	电气隔间及线缆	0.04	
	4	安装及装配	0.08	
	5	其它	0.03	
5		控制系统	0.06	1%

¹数据来源：Emerging Energy Research, “Global Concentrated Solar Power Market and Strategies: 2010-2025”

	1	气象站	0.03	
	2	系统控制器	0.02	
	3	安装及装配	0.01	
6		场地平整及土建	0.81	18%
	1	太阳能场场地平整	0.68	
	2	其它土建项目	0.13	
7		其他辅助系统	0.13	3%
		合计	4.43	100%

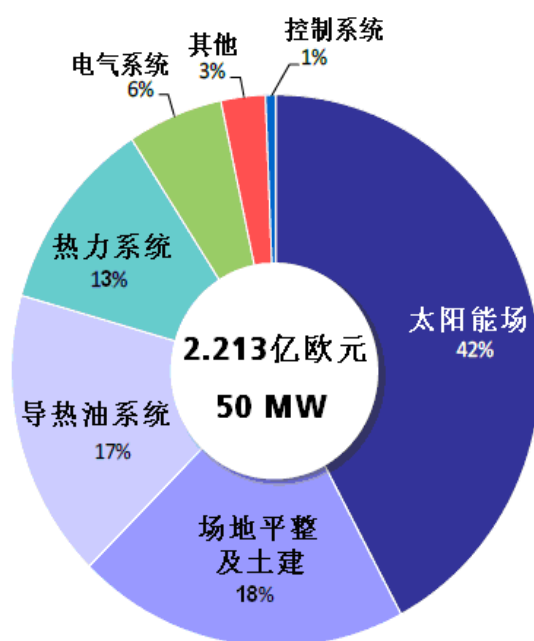


图 2-6 西班牙 50 MW 无储热槽式电站总承包成本结构

图 2-6 以圆饼图的形式给出了上表中各大组成部分在总承包成本中所占的比例，其中太阳能场在总承包成本中所占比例超过 40%，导热油及其相关系统占据了不到 20%，而传统的常规部分包括蒸汽发电循环、电气、控制及其他辅助系统仍然占据接近 25%的比例。需要注意的是场地平整及土建工程，该部分的占比接近总承包成本的 20%，具体值为 81 万欧元/MW。

2.3.2 美国大型并网光伏电站初始投资成本结构

在美国，目前正在运行的光伏电站和光伏系统形式多样，包括并网运行和独

立运行的，包括屋顶安装和地面安装的，包括固定安装、单轴跟踪和双轴跟踪的。为与前述商业化运行的并网热发电电站进行有效对比，特此选取装机规模为187.5 MWp 的地面并网光伏电站为典型代表，对其初始投资成本结构分解如下表。

表 2-4 美国 187.5 MWp 地面并网光伏电站初始投资成本结构²（单位：百万欧元/MWp）

1	光伏组件	1.48	51%
2	逆变及升压设备	0.23	8%
3	支架及线缆耗材	0.27	9%
4	电气安装	0.26	9%
5	机械安装	0.06	2%
6	项目调试及审批费用	0.02	1%
7	建设用地费	0.02	1%
8	场地平整及土建	0.11	4%
9	建设管理费	0.07	2%
10	建设商利润	0.04	1%
11	供应链成本	0.21	7%
12	销售税	0.17	6%
	合计	2.92	100%

²数据来源：Goodrich, A, et al., "Commercial, and Utility-Scale Photovoltaic(PV) System Prices in the United States: Current Drivers and Cost Reduction Opportunities", NREL（经过汇率转换，欧元兑美元汇率为 1.29965）

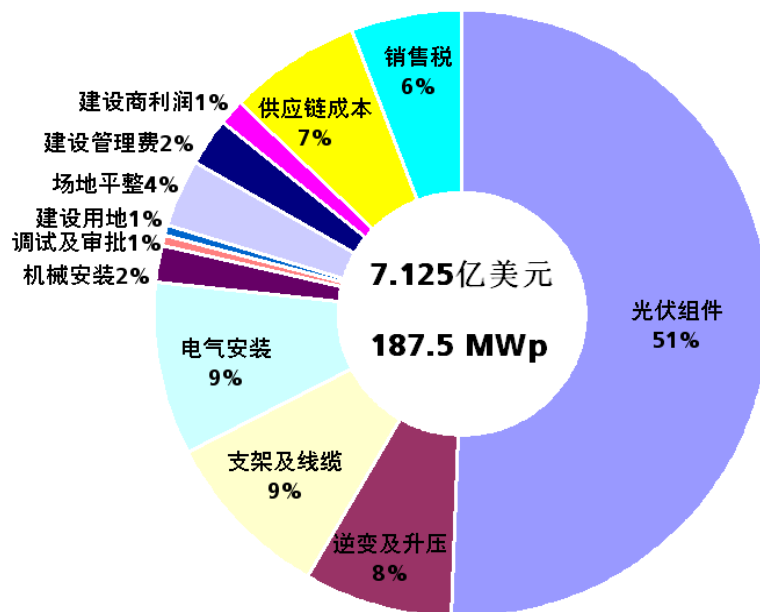


图 2-7 美国 187.5 MWp 地面并网光伏电站初始投资成本百分比结构

美国的大型地面并网光伏电站，其初始投资成本主要由光伏组件、逆变设备、支架线缆、安装人工成本、土地及土建成本以及销售税费等几大部分构成。图 2-7 以圆饼图的形式给出了上表中各大组成部分在初始投资中所占的比例，其中光伏组件的成本在初始投资中所占比例超过 50%，逆变及升压设备占据了不到 10%，如果考虑供应链成本（如采购、物流、保险等），两大系统在初始投资中的占比将超过 60%。再考虑支架、电气线缆以及销售税费，设备采购在光伏电站初始投资中超过 80%。由于美国的人力成本较高，故机械安装和电气安装两者的成本占比超过 10%，但值得注意的是场地平整及土建成本占比不高，仅为 4%，具体值为 11 万欧元/MWp。

2.3.3 国外运行太阳能热发电站与光伏电站成本结构对比分析

对比上述两个目前正处于运营阶段的国外太阳能热发电站和光伏电站的成本结构发现，对于“太阳能包”部分，热发电站中的太阳能场、导热油系统及部分电气系统和控制系统在初始投资中的占比约为 50%（假设土地费用、项目前期工程费以及项目融资成本三者之和占项目初始投资的 20%，下同），而光伏电站的光伏组件、支架及线缆及部分电气安装和机械安装费用，在初始投资中的占比超过 60%（考虑将供应链成本和销售税平均分摊到光伏组件、逆变及升压、

支架及线缆三大部分中，下同)。

对于“发电包”，由于热发电电站采用传统的蒸汽循环发电系统，其热力系统和辅机系统在初始投资中的占比接近 17%，而光伏电站采用的主要是逆变升压设备和配套电气连接，所以占比刚刚超过 10%。

然而，差别最大的一项是场地平整及土建工程，该项在热发电电站中具体值为 81 万欧元/MW，而在光伏电站中仅为 11 万欧元/MWp。究其原因，一方面是因为在“太阳能包”内，槽式热发电电站对场地的平整度和坡度要求比光伏电站严格得多，因此相应的土石方工程量和人工工时数都相应大幅增加，当然这些增加的工程量会相应地增加当地的就业机会，促进当地的经济发展；另一方面是因为在“发电包”内，光伏电站只有主控楼以及一般的生活消防设施，而热发电电站除此以外，还有汽轮机主机房、泵房、冷却塔、蒸汽发生系统、化学水处理设备、备用燃气锅炉以及各种罐体等，所以土建工程的成本会进一步大幅增加，但同样地也会为当地创造更多的就业机会。

3、中国太阳能热发电产业发展现状及趋势

3.1 产业起步，产业链初步形成

总体上来说，我国太阳能热发电处于产业化起步阶段。技术方面，经过多年的技术研究，我国在太阳能聚光、高温光热转换、高温蓄热、兆瓦级塔式电站系统设计集成等方面得到了进一步发展。随着国外太阳能热发电市场的快速发展，我国企业已经进入太阳能热发电产业链的上下游环节，包括太阳能实验发电系统，太阳能集热/蒸汽发生系统等。国家发改委、国家能源局和科技部也在持续关注和支持太阳能热发电项目。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年国家发展改革委颁布的《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。支持太阳能热发电用材料、聚光部件、吸热部件、储热装置、系统集成和项目开发等。在关键部件的开发方面，已经涌现出一批企业公司。目前国内已基本可全部生产太阳能热发电的关键和主要装备，一些部件具备了商业生产条件，太阳能热发电产业链逐步形成。其中以槽式真空管和玻璃反射镜更为突出，国内槽式真空管生产厂家已超过14家，反射镜

厂家也超过7家，有些厂家的产品已经通过国外专业检测机构的检测，检测性能参数达到国际水平。只是这些产品还没有经过实际项目使用，产品的性能、质量还没有得到实际的验证。比起关键设备制造，光热电站系统集成技术则更为缺乏，目前国内还没有商业化运行的光热电站，整体系统设计能力和集成技术、太阳能热发电系统模拟及仿真技术也刚刚起步，缺乏电站建设运营经验和能力。大型太阳能热发电系统的详细设计、镜场安装及维护在我国均是空白。

我国太阳能热发电产业链现状如图3-1所示。

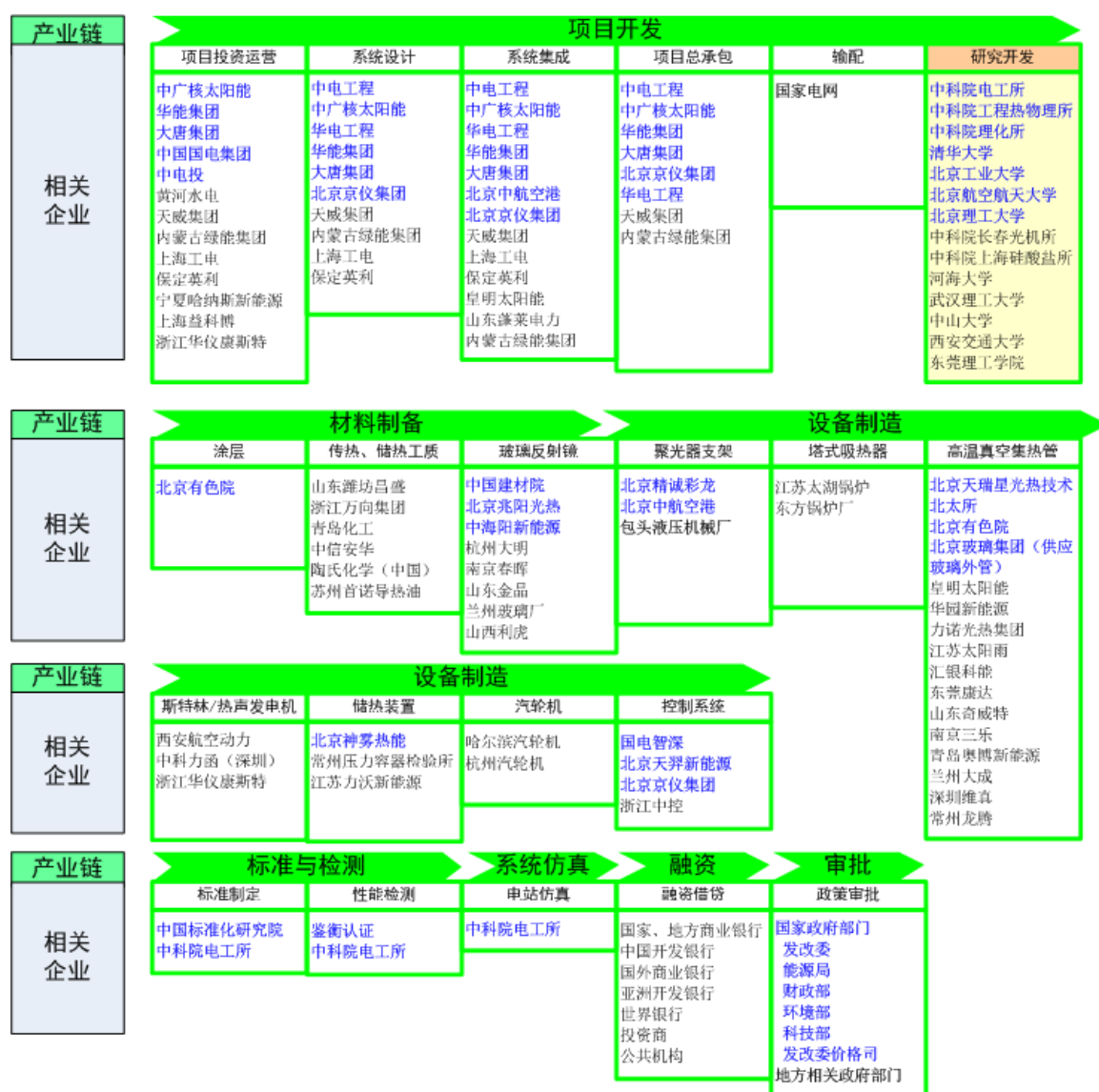


图 3-1 我国太阳能热发电产业链现状

3.2 示范练兵，示范系统形式多样

在国家发展新兴战略性产业的框架下，随着可再生能源配额制的实施，五大发电集团和地方能源公司高度重视太阳能光热发电项目的开发与技术储备。据不完全统计，我国已经搭建的太阳能高温集热系统共22个³（见表3-1），其中2个为采用汽轮机发电系统：中科院电工所1MW塔式电站（图3-2）和上海益科博公司三亚电站（图3-3）。1个采用160kW螺杆机发电系统，由兰州大成科技公司建设，位于兰州新区（图3-4）。另外，青海中控太阳能公司也已经完成一期塔式系统的工程建设，并产汽，其容量为容量10MW（图3-5）。



图 3-2 中科院电工所 1MW 塔式电站



³ 本节中所有图片如没有特殊注明，均由项目单位提供。

图 3-3 上海益科博公司 1MW 三亚电站



图 3-4 兰州大成科技 160kW 电站



图 3-5 青海中控 10MW 塔式系统（来源：公司网站）



图 3-6 上海工电 200kWt 塔式示范系统 (来源: 公司网站)



图 3-7 国电青松吐鲁番的槽式集热系统



图 3-8 中广核太阳能公司在建 1.6MWt 集热系统



图 3-9 中科院电工所的槽式集热系统



图 3-10 华电工程公司的槽式系统



图 3-11 常州龙腾公司的槽式集热系统

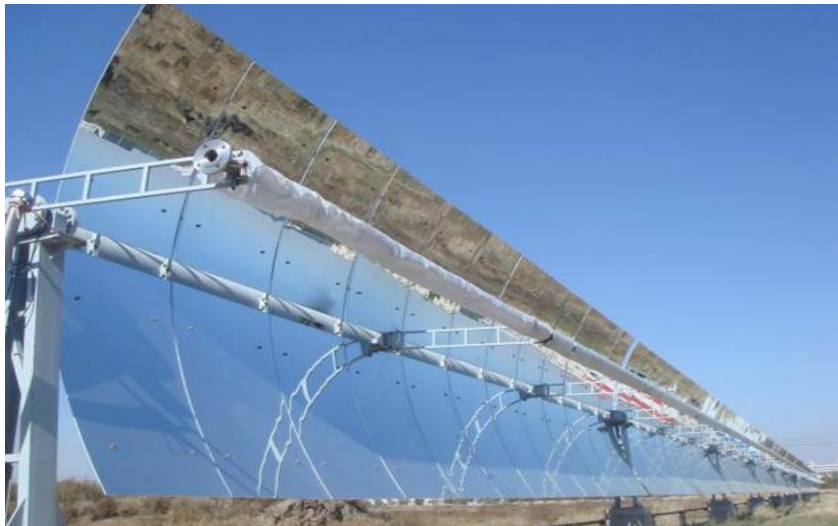


图 3-12 北京天瑞星公司的槽式集热系统（来源：公司网站）



图 3-13 兰州大成公司的槽式集热系统



图 3-14 康达机电公司正在建设的 1MWth 示范检测平台



图 3-15 华能南山电厂的线性菲涅尔系统



图 3-16 皇明太阳能公司线性菲涅尔系统



图 3-17 中广核在建 1.6MWt 线性菲涅尔系统



图 3-18 西航动力公司的碟式斯特林系统



图 3-19 上海齐耀动力公司的碟式斯特林系统



图 3-20 由瑞典 Cleanergy 与内蒙华原集团合作完成的碟式斯特林电站（来源：网络）

表 3-1 我国已建的太阳能高温集热系统

技术形式	业主	地点	说明
塔式	中国科学院电工研究所	北京延庆县	发电装机容量 1.5MW。定日镜场采光面积 10,000 平米, 包括 100 台定日镜; 吸热塔高 118 米; 传热介质为水/蒸汽; 储热介质为饱和蒸汽和导热油, 采用两级储热方式, 储热能力 1 小时满发; 2.35MPa, 390°C 蒸汽轮机发电。2011 年 7 月 17 日产汽, 2012 年 8 月 9 日发电。
	上海工电能源科技有限公司	浙江杭州	200kWth, 集热装置。2011 年产汽。见图 3-6。
	青海中控太阳能发电有限公司	青海德令哈	一期 10MW 于 2012 年 9 月 13 日产汽。工程规划总装机容量为 50MW, 共建设 6 个热功率为 40MW 的镜场和吸热塔, 1 套熔融盐蓄热系统, 1 套蒸汽发生器系统, 1 套汽轮发电机系统以及辅助发电系统; 全场共设置定日镜 217440 面, 每个镜场设置 36240 面, 每面镜子 2 平米; 吸热塔高度 80m。
槽式	国电青松吐鲁番新能源有限公司	新疆吐鲁番	24 台集热器, 总集热面积 1728m ² , 装机 180kW, 于 2012 年 4 月完成主汽管道吹管工作, 5 月完成了汽轮发电机组单体和空载试验工作, 6 月成功实现并网试运。见图 3-7。
	中广核太阳能公司	青海德令哈	集热功率 1600kW, 熔盐蓄热 4MWh。集热装置。还未产汽。见图 3-8。
	中国科学院电工研究所	北京延庆县	集热器长 100 米, 开口 5.76 米, 集热温度 400°C。2010 年 8 月产汽。见图 3-9。
	华电新能源技术开发公司	河北廊坊	集热器长 112 米, 开口 5.77 米。2011 年 10 月产汽。见图 3-10。
	常州龙腾太阳能热电设备有限公司	江苏常州	集热器长 100 米, 开口 6.77 米, 焦距 1.71 米。见图 3-11。
	北京天瑞星真空技术开发有限公司	北京怀柔区	槽式集热器总长 48 米, 开口 6 米, 总集热面积 300 平米。还未产汽。见图 3-12。

	司		
	兰州大成科技股份有限公司	甘肃兰州	集热器长 150 米，测试出口蒸汽压力 2.5MPa，温度 340℃。见图 3-13。
	东莞市康达机电有限公司	广东东莞	见图 3-14。
	北京中航空港通用设备有限公司	北京顺义区	集热器长 120 米，集热温度 350℃。2011 年产汽。
	中国科学院广州能源研究所	广东广州	集热器长 24 米。
线性 菲涅耳	中国华能集团公司	海南三亚	集热功率 1.5MWt，发电功率 400kW，菲涅耳集热器总长 540 米，蒸汽参数：压力 3.5MPa，温度 400℃~450℃，每小时产气量 1.8 吨/小时。见图 3-15。
	皇明太阳能股份有限公司	山东德州	集热面积 2500 万平米，饱和蒸汽。见图 3--16。
	中广核太阳能公司	青海德令哈	集热功率 1600kWt。见图 3-17。
	兰州大成科技股份有限公司	甘肃兰州	共 2 组太阳能聚光器，每组长度 96 米。螺杆机发电。进汽压力 1.1MPa，流量 4 吨/小时，进汽温度 256℃，排气温度 149℃，功率 160kW。
碟式 斯特林	中航工业西安航空动力股份有限公司	陕西西安	系统发电功率 10kW。见图 3-18。
	浙江华仪康迪斯太阳能科技有限公司	宁夏石嘴山	系统发电功率 10kW。
	上海齐耀动力技术有限公司	上海	1kW 级斯特林发动机，正在开发 25kW 级。未在室外发电。见图 3-19。
	内蒙古华原集团	内蒙鄂尔多斯乌审旗	10kW，10 台。瑞典 Cleanergy 能源技术公司提供斯特林机。见图 3-20。

新型	上海益科博	海南三亚	集热场面积 1MW，蒸汽压力 2.35MPa，温度 355℃。2012 年 10 月发电。
----	-------	------	---

虽然通过技术研发和实验室级别系统示范，我国在太阳能热发电关键设备和运行方面已经积累了一定的研究经验，但由于没有在大容量太阳能热发电站，其设计理论和运行经验目前还仅局限于实验室阶段，缺乏商业电站级的使用经验，这些技术的中试实验、技术考验和技术改进亟需开展。

3.3 商业化项目启动，总装机 886MW

虽然目前由于缺乏有效的激励政策，中国的光热发电市场尚未启动、投资前景不甚明朗，然而几大电力集团及数个民营企业已开始布局，数个数十兆瓦级的商业化光热发电项目在西北西南地区相继落子，但整体的项目进展却有快有慢，更不乏中途夭折、终止之类。目前国内筹划推进的商业化太阳能热发电项目总装机容量约 886MW，见表 3-2。

表 3-2 国内处于建设及筹备阶段的热发电项目

开发商		项目名称	备注
国电集团	国电电力青海新能源开发有限公司	德令哈 50MW	2012 年 7 月 3 日获青海省发改委同意开展前期工作的路条。
	国电电力青海新能源开发有限公司	格尔木 50MW	2012 年 7 月 3 日获青海省发改委同意开展前期工作的路条。
	国电电力内蒙古新能源开发有限公司	磴口 50MW	2013 年 1 月 24 日获内蒙古发改委同意开展前期工作的路条。
	国电西藏分公司	西藏山南 50MW	2012 年 9 月 18 日获西藏发改委同意开展前期工作的路条，前期方案设计中。
	国电新疆艾比湖流域开发有限公司	博州 59MW 太阳能燃气联合循环发电	2012 年 5 月开始选址，8 月开始测光。

	司		
大唐集团	大唐新能源股份有限公司	鄂尔多斯50MW槽式电站	为我国首个光热发电特许权招标项目,将于今年9月16日到期,目前尚未动工。招标电价0.9399元/kWh。
	大唐与天威太阳能合作开发	嘉峪关10MW光煤互补发电	一期1.5MW预计今年完工。
华电集团	华电工程(集团)公司	金塔50MW槽式	2011年8月份获国家能源局核准,处于设计阶段。
	华电与澳大利亚雄狮国际合作开发	格尔木1GW	※2009年12月,华电与澳大利亚雄狮国际签署合作协议规划在格尔木开发1GW光热发电项目,该计划最终夭折,几经流转后,最终演变为中控德令哈50MW项目。
华能集团	华能西藏分公司	西藏山南菲涅尔50MW	2012年12月获西藏自治区核准开展前期工作,开始测光。处于前期设计方案确定阶段。
	华能集团	格尔木菲涅尔50MW	完成可行性报告,前期方案设计中。
中电投集团	黄河工电光能发电有限公司	格尔木100MW塔式项目	※2011年5月21日宣布开工,目前该项目已陷入停滞。
中国广东核电集团	中广核太阳能公司	德令哈50MW槽式	10MWh熔融盐储热,设计阶段
		德令哈10MW塔式	有储热,设计阶段
		武威100MW槽式	可研阶段
中控太阳能	青海中控太阳能发电有限公司	德令哈50MW	一期10MW已完工,预计今年7~8月份可并网发电。
哈纳斯新能源	宁夏哈纳斯新能源集团	高沙窝92.5MW太阳能燃气联合循环	优化设计方案中。

Skyfuel	葫芦岛瑞鑫达实业有限公司	辽宁葫芦岛 50MW	※2011年3月签署合作协议,引进 Skyfuel 反射膜技术,目前该项目已中止。
	北京国投军安投资管理有限公司	张家口 64MW	2012年9月14日与察北管理区签署协议,项目预采用 Skyfuel 反射膜技术,该项目目前正在推进中。
金钒能源	深圳金钒能源科技有限公司	阿克塞 50MW	计划于 2015 年 6 月底前并网发电
注:项目进展截至 2013 年 4 月 16 日,带※号的为中止或终止的项目。			

从上表可见,五大电力目前均已涉足光热发电项目。尽管太阳能热发电项目看似不少,但真正推进实施的却屈指可数。究其原因,大致可归于:1、电价政策不明,投资收益无保障,无法深入推进;2、各大央企欲在光热发电市场爆发之前抢先圈占资源;3、项目实施面临的技术等各方面的困难远远大于规划之初的设想,难以按预期推进。

3.4 未来产业发展趋势

总体来讲,中国太阳能热发电产业还刚刚起步,主要面临的问题包括:一是上网电价政策还没出台;二是核心设备和关键配件缺乏实际项目运行检验;三是无丰富的系统集成经验,具有开发、设计、施工、调试、运营全过程技术能力的人才极其匮乏;四是检测平台及标准体系还是空白,设计、施工、调试和运营的全过程标准体系匮乏;五是气候和环境条件相对国外来说更为复杂和恶劣,光照资源丰富地区平均温度较低、风沙大、海拔高、水资源相对匮乏等,需要摸索一些适应于中国环境特点的光热技术。

技术路线方面,中国的气候和环境特点决定了光热发电技术路线将由槽式逐渐向塔式、碟式等高聚光比、高光热转换效率的技术倾斜。电站建设也将向规模化、集群化发展。光热发电输出电力稳定,电力具有可调节性,随着蓄热储能技术的成熟及成本下降,电站也将实现连续运行模式,满足尖峰、中间或基础负荷电力市场需求,甚至承担区域性电网的调峰功能。随着国家分布式能源政策的实施,新能源发电技术、洁净煤技术的应用,国家也将逐渐以全国能源最优化配置原则布局各区域资源,以期达到资源的最佳利用。光热-天然气联合发电、光热-

生物质联合发电、光热-风电联合发电、光热-燃煤电站的梯级利用以及诸多能源方式的整合、系统集成，将成为一种广泛应用的发电方式。利用光热技术的海水淡化、向工业提供所需高温热源、建筑物供暖、制冷等建筑节能，也将成为光热小规模应用主流。

目前太阳能热发电最大的障碍是成本过高，但根据国际太阳能研究机构预测，太阳能光热发电成本下降的空间很大。随着技术进步、工艺改进、规模化应用和市场竞争，太阳能热发电的成本将持续下降。初始投资将随着规模效应、部件产业化和产能的提高、供应商竞争、技术进步等稳步下降。由于规模效应的存在，光热的成本下降要快于光伏。国外机构预测光热的成本最终将低于光伏发电成本。

目前光热产业发展还刚刚起步，与光伏相比，由于光热产业发展有着不同于光伏的特点和时机，预计光热发展将会形成与光伏不同的产业格局，形成从材料到制造，从系统集成再到最终应用的完整的清洁能源产业链。光热电站的专业化建设将成为我国新能源建设技术含量最高、对现有建设方式挑战最大的一项工作。光资源测量准确性、电站建设程序、电站运行模式、安装调试的特殊性，将催生光资源监测、光热电站仿真系统以及光热电站安装的专业装备生产及建设公司，以满足市场需求。

1) 政策将更加积极，稳健。对于新兴产业来说，政策扶持往往是商业化启动的关键。由于有了风电和光伏两个较早启动的可再生能源产业发展的经验和教训，可以预期政府在光热政策制定和执行上将更加成熟和稳健，但也可能将更为积极。

2) 应用市场率先启动，拉动上游供应链配套产业。我国光伏制造起飞于 04 年，但 09 年 3 月才开始首个光伏电站招标，09 年 10 月才有首个 10MW 级电站并网，市场应用严重滞后；而 2011 年鄂尔多斯项目特许权招标，标志着光热是在产业发展初期就启动应用市场，产业起于应用而非制造。

3) 行业门槛高，央企、地方国企和大型民企将是主导者。光热发电的一大优势是规模效应，可商业化运营电站的装机量至少 50MW，初期投资至少也在十亿规模以上，而且投资回收期长。除了资金门槛，电站系统复杂，整体集成、建设以及运营的要求都较高，大型传统发电集团更具有优势。

4) 太阳能中低温利用和火电等传统产业奠定了光热产业良好的基础。光伏是全新产业，我国到目前也尚未完全掌握多晶硅提纯等核心技术。但光热发电很多组件是传统产业或传统产业的延伸，包括太阳能低温热利用、传统火电等，有着良好的产业基础，且有火电站运营经验，产业基础条件好于当年的光伏。

5) 短期内不会迎接产业转移。中国光伏产业的迅速规模化肇始于国外企业将光伏制造环节大规模转移至中国，但光热发电制造领域没有环境污染压力，部分国外企业的进入主要是看好中国市场，短期内还没有技术转让或产能转移的动力。这也为中国的企业更好的布局光热产业提供了时间。

6) 可能的产业模式：因资金实力雄厚，拥有火电站建设运营的成熟经验，具备先天无与伦比的优势，电力巨头将成为主要推动者和主导者；因光热对电网的友好性，相对于风电、光伏等其他可再生能源，光热更能得到电网公司的欢迎和积极响应，从而更具市场应用条件；民企可能选择产业链上一环或者与电力巨头合作。进而形成，国企及几大电力集团投资，核心供应商提供关键部件和 EPC 等技术支持，相关企业提供基础零部件和材料支持，电网公司购电并网，在国内可实现全产业链的供需平衡的产业格局。

4、国际太阳能热发电政策及经验

4.1 美洲

4.1.1 美国

美国是目前太阳能热发电电站在建装机容量最大的国家，这源于美国设立和执行着一套良好的政策体系，同时也维系着法规政策的稳定延续，这些对于投资者来说都意味着能够保证合理的项目投资回报和顺利达成项目融资。这些政策体系都是以可再生能源发电配额（RPS）为指导思想设立。

可再生能源发电配额是指政府给电力公司分配任务指标，要求他们所发出的电力中必须有一定比例的部分来自于可再生能源，在某些情况下要求来自于太阳能。例如，内华达州的可再生能源发电配额政策规定 2013 年内华达州的公用事业企业需供应 15%的可再生能源电力；到 2025 年，内华达州家庭及企业必须使用 25%的可再生能源电力。按照可再生能源发电配额的规定，地方电力公司必须

与可再生能源发电公司签署购售电合同（如前所述，PPA），保证在一段确定的时间段内（一般为数十年）以一个确定的价格购买一定确定数量的可再生能源电力。

为了支持可再生能源技术和项目的发展，美国联邦政府出台了一系列的激励政策：

1) 能源部贷款担保计划第 1703 号：无终止期，用于为可再生能源、洁净煤技术、核能、输变电和节能高效项目提供贷款担保，规则允许信贷补贴成本（Credit Subsidy Cost, CSC）可由借款人、纳税人或两者联合支付（最后一个选项是在 2012 年加入的）。目前该计划为可再生能源项目已提供的贷款担保额度为 15 亿美元，信贷补贴数额为 1.7 亿美元。

2) 能源部贷款担保计划第 1705 号：于 2011 年 10 月 1 日终止，用于为可再生能源项目和节能高效项目提供贷款担保。该计划共计提供的贷款担保额度为 345 亿美元，国会授权的用于支付补贴费用额度的基金总额为 20 亿美元。

3) 太阳能投资赋税优惠政策（ITC）：有效期至 2016 年底，对商业和家用太阳能电站或系统提供高达 30% 的税收优惠。该政策极大地稳定了投资者长期持续投资太阳能发电市场、美国国内制造业和供应链产能升级的信心。

4) 1603 财政基金计划：于 2011 年底终止，该计划允许投资者直接以财政基金的形式获得税收优惠，而无需通过税收资本市场进行货币化。该基金计划的好处在于保证税收优惠额度能够全额进入到可再生能源项目当中，而无需将部分额度贡献给华尔街。许多行业都受惠于该基金计划，而不仅仅是太阳能行业。

为了实现 2020 年太阳能热发电无补贴发展，美国能源部启动了 SunShot 计划，旨在降低太阳能热发电的发电成本。SunShot 计划经济指标包括：LCOE 从 2010 年的 21 美分/kWh 将至 6 美分/kWh，其中镜场降低 7 美分/kWh（2010 年，9 美分/kWh），发电部分降低 2 美分/kWh（2010 年，4 美分/kWh），吸热器/传热降低 2 美分/kWh（2010 年，3 美分/kWh），储热降低 4 美分/kWh（2010 年，5 美分/kWh）。

各部分的技术经济指标为：镜场（成本 \leq \$75/m²，光学误差 \leq 3mrad，风速 \geq 85MPH，寿命 \geq 30 年）、吸热器（传热介质出口温度 \geq 650 $^{\circ}$ C，热效率 \geq 90%，寿命 \geq 1 万次循环，成本 \leq \$150/kWth）、发电模块（净循环效率 \geq 50%，空冷，成本 \leq \$1200/kWe）、传热流体（热稳定性 \geq 800 $^{\circ}$ C，Cp \geq 3J/g-k，熔点 Pt \leq 250 $^{\circ}$ C，

成本 \leq \$1/kg)、储热（发电循环入口温度 \geq 600 $^{\circ}$ C，（火用）效率 \geq 95%，成本 \leq \$15/kWht）。

4.1.2 其他美洲国家

其他美洲国家，特别是那些太阳能资源丰富的国家，目前正在着手准备制订推进太阳能热发电行业发展的相关法律法案，因为这些国家已经意识到囊括太阳能热发电这种可调度的可再生能源技术在内的能源结构多样化的重要性，以及太阳能热发电行业对当国经济的巨大影响力。

4.2 欧洲

欧洲2010年6月30日通过了2020年国家可再生能源行动计划（NREAP），其中规定了在太阳最充足的一些欧洲国家使用太阳能热发电的约束性指标，见表4-1。

表 4-1 欧洲 NREAP 中太阳能热发电装机目标

国家	塞浦路斯	法国	希腊	意大利	葡萄牙	西班牙	总计
NREAP2020目标 (MW)	75	540	250	600	500	5079	7044

国家补贴方面，由于经济危机的影响，目前欧洲的情况不确定，在国家层面可再生能源项目的杠杆投资新措施也在实施。目前，欧洲的太阳能热发电上网电价在30欧分/kWh，不过取决于国家和电站参数。

4.2.1 西班牙

1998年西班牙建立了可再生能源发电的特别制度。然而直到2004年皇家法令RDL436的颁布才让太阳能热发电项目在合适的上网电价下得以推广。2007年颁布的RDL661法令规定的电价大幅提高，催生了新电站，银行也看到了融资这些项目的更有利的条件。

世界上第一座商业化太阳能热发电站——自1991年在加州并网的最后一座电站后——是位于塞维利亚的PS10。PS10容量11MW，采用饱和蒸汽塔式发电技术，系统带有一个小型加压蒸汽缓冲存储系统。其后，2008年投入运行的太阳能热发电站装机容量达到61MW（包括欧洲第一座槽式太阳能热发电站Andasol-1），2009年达到331MW，2010年达到532MW，2011和2012年分别达到999 MW和 1925 MW。

根据皇家法令R.D.L 6/2009，在当前的上网电价框架下注册的有60座电站（包括已经运行的电站）。所有这些电站，总计容量2475MW必须在2013年底投入运行，否则将无法享受之前的上网电价。这些项目(2012)当前的电价是29.89 c€/kWh，这个价格也随着每年全民消费价格比而变动。

由于融资条件更易倾向于成熟的技术和有一定规模的电站形式，因此已经发电的电站中94%的比例基于槽式太阳能热发电技术，而另外三种技术形式只占了小部分比例。除了所有已经注册的电站项目外，超过10GW的太阳能热发电项目正在进行选址和项目开发。一座预计在2013年投产的50MW熔融盐塔式电站已被纳入在西班牙太阳能热发电创新项目计划中。另一座50MW混合塔式电站也已向NER300计划递交了项目建议书。

在2010年西班牙政府向欧盟提交的可再生能源国家行动计划(RENAP)中预测到2020年西班牙总装机容量将达到5079MW。在新的可再生能源计划中，这一数字被缩减为4800 MW。2012年初期，西班牙政府发布了R.D.L 1/2012法令，要求在对安装容量并入西班牙电力系统的情况全面审查结束前，不得核准新的热发电项目。新法令也规划了实现2020年目标的新路径。

在过去的18个月中，西班牙政府对正在执行的法律框架进行了大幅修改，其中对太阳能热发电产业产生重大冲击的法律修改来自四个方面。一是新的能源税法(15/2012法律)减少收益7%，二是混合燃料比例取消(15/2012法律)减少收益15%，三是取消浮动上网电价(皇家法案2/2013)，统一执行固定电价，导致收益减少13%，四是采用基础通胀取代居民消费价格指数(皇家法案2/2013)，导致收益减少2%。因为在一系列新的法律框架下，既有的太阳能热发电站投资者减少了37%的收入，部分电站甚至开始亏损（在2008-2009年建设高峰期，很多部件供应商因为供不应求提高了部件价格，导致初投资大幅提升）。目前西班牙的投资者对西班牙政府提起了法律诉讼，而外国投资者则向欧洲法院发起诉讼请求。由于产业界的不利局面，西班牙在研发方面的投入也相应减少。目前西班牙太阳能热发电产业界纷纷将目光转向中东北非等地区。

4.2.2 意大利

根据2011年3月制定的RENAP，意大利2020年太阳能热发电站装机容量目标600MW，年发电量1700GWh，占全国电力消费的0.5%。2012年7月，经济发展部长联合环境部长发布了可再生能源组合新法令，该法令对大规模太阳能热发电站规定了一项新的激励政策，见下表4-2。享受这一政策有两个必须的前提条件：1) 必须采用无污染的传热系统（除非系统位于工业区内）；2) 安装系统必须采用法令规定的最低蓄热容量。

表 4-2 意大利大规模太阳能热发电政策

太阳能比例大于 85 %的系统	0.32 €/kWh - 能源销售
太阳能比例在 50% - 85 %之间的系统	0.30 €/kWh -能源销售
太阳能比例小于50%的系统	0.27 €/kWh -能源销售

这项激励政策适用的最大反射面积为250万平米，在所有的反射面积安装完成后，政府给予了一个36个月的宽限期，从而实施太阳能热发电站的并网工程（这个宽限期仍处于讨论中）。对于小规模太阳能热发电站，新法令也有规定，见表4-3。这些规定适用太阳能集热面积小于2500平米的系统。

表 4-3 意大利小规模太阳能热发电政策

太阳能比例大于 85 %的系统	0.36 €/kWh -能源销售
太阳能比例在 50% - 85 %之间的系统	0.32 €/kWh -能源销售
太阳能比例小于 50%的系统	0.30 €/kWh -能源销售

所有类型的太阳能热发电站（大型和小型）都并入国家电网。在2016年并入国家电网的电站，上网电价将减少5%，在2017年连接到电网的发电站的电价将减少10%。上网电价支持期限是25年。

第一座采用熔融盐作为传热流体的槽式热发电站已经在意大利投入运行，容量5MW，带有蓄热系统，采用联合循环。预计2017年意大利太阳能热发电装机容量可达到几百兆瓦。

4.2.3 法国

根据2010年6月批准的法国NREAP，到2020年法国太阳能热发电装机目标为540MW，年发电量972GWh，占法国电力消费的0.2%。

2012年7月，法国政府核准了一座12MW名为Alba Nova1的电站。该电站将建于科西嘉岛，结合线性菲涅耳反射器、直接蒸汽发生和蓄热系统技术。法国的主权财富基金对该项目进行了支持。另有位于比利牛斯山地区的容量为9MW的线性菲涅耳方案也已被批准。

对不同的可再生能源发电技术而言，意大利的上网电价总体来说比较令人满意，除了太阳能热发电，主要是因为意大利境内的DNI水平较低。

4.2.4 葡萄牙

葡萄牙在太阳能技术的实施方面具有非常高的潜力，主要是葡萄牙的可用太阳能资源很高（是欧洲最高的国家之一），另外，当地居民对太阳能技术认知度很好。

自2000年以来，葡萄牙政府一直保持监管终端消费者的电价低于电力的实际成本。于是“电价债务”由此累积，政府担保每年进行融资。然而，分配到可再生能源（主要是风能）的电价债务比例被证明是非常小的（小于15%）。在上网电价方案进行重大更新后，伊比利亚电力市场MIBEL在2007年进入运营。太阳能电站的招标于2009年开始，其实一些大财团早在2007年就试图申请太阳能热发电项目的许可证。2008年的金融危机导致利率上升，这对本来已经不堪重负的电价债务来说更是雪上加霜。在2009年达到高峰后，总债务从2010年开始逐渐变小。2011年5月政府倒台，随后是国家金融救助申请。葡萄牙与欧盟达成了一项谅解备忘录，备忘录中也要求对可再生能源支持计划进行回顾总结。

2010年政府核准了10个太阳能热发电示范项目（槽式、塔式、线性菲涅耳技术项目各2个，容量分别为4MW，碟式技术项目4个，总容量1.5MW）。2012年，由于可再生能源政策还存在不确定性，尤其针对太阳能热发电技术，因此这些项目目前无一启动。事实上，根据DGGE规定的要求进度确认的最后期限，一些项目已

经失效。2012年5月，政府发布了影响可再生能源发电技术的政策变动，利用立法的不确定性改变上网电价的条件。

无论如何，葡萄牙在NREAP提出的太阳能热发电2020目标已经从500MW降低到50MW。新的可再生能源发电接入电网的分配许可已被暂停（直至2014/2015年）。同时，政府仍然支持正在进行的、已经许可的和已经核准的可再生能源项目，不过这些项目大多是风电项目。

4.2.5 希腊

根据2010年6月批准的希腊NREA，2020年太阳能热发电装机目标是250MW，年发电量约714GWh，占可再生能源电力消费的1%。

希腊规定的上网电价为26.5欧分/kWh，如果有至少2小时的蓄热，那么电价提高至28.5欧分/kWh，上网电价享受期限为20年。

NREAP是部长级法令分配2020年装机容量目标到不同的可再生能源发电领域的基础。目前还不可预见该支持机制的变动性：预计仍保持一个固定电价。“加速可再生能源发展”的法律简化了行政审批程序和理顺了可再生能源发电项目部署中的当地壁垒问题。此外，新政府已经将几个管理部门合并到MEECC（环境能源和气候变化部），其现在的功能是为可再生能源发电项目提供一站式服务。结合2008年发布的物理规划法，MEECC优先考虑可再生能源项目，而非其他土地的用途，并确定优先发展领域以及限制。

希腊也效仿了意大利的做法，在NER300机制框架下提交了两份符合资格的太阳能热发电项目建议书。项目的筛选在2012年下半年进行。

4.2.6 塞浦路斯

根据2010年批准的塞浦路斯NREAP，2020年太阳能热发电装机目标75MW，年发电量约224GWh，占全国电力消费的3%。有迹象表明，未来修订的可再生能源法（影响电价的法律）可能会为可再生能源产业的重要组成部分重新建立投资安全保障。

塞浦路斯有一个项目建议书列入NER300机制的候补名单上。审议结果预计在2012年下半年公布。SEAPEK（塞浦路斯可再生能源企业协会）相信，塞浦路斯完

成有能力完成2020年可再生能源发电13%的约束性指标。然而，这一目标的实现将需要政府，财政和行政的一些努力。

4.3 亚洲

4.3.1 印度

印度电力供应极度紧张，开发利用太阳能为印度找到了更绿色的电力生产方式。从2010年初的17.8MW, 到2012年3月份的506.9MW, 印度的太阳能发电装机在短短两年内猛增27倍，太阳能产业链创造的国内生产总值也翻了几番，实现了历史性的跨越发展，这一方面得益于印度良好的太阳辐照资源，更重要的推动力就是尼赫鲁国家太阳能计划的实施。尼赫鲁国家太阳能计划（Jawaharlal Nehru National Solar Mission, 简称JNNSM）正式实施于2010年，该计划的目标是在2022年底前太阳能并网装机容量累计达到20GW。基于这一规划，印度构建了建设“太阳能之国”（Building Solar India）的宏伟蓝图，其规划阶段性目标如表4-4所示。

表 4-4 印度国家太阳能计划阶段性目标

印度尼赫鲁国家太阳能计划各阶段目标			
太阳能技术	阶段一（2010~2013年）	阶段二（2013~2017年）	阶段三（2017~2022年）
并网太阳能发电-屋顶太阳能发电	1000 MW - 2000 MW	4000 MW - 10000 MW	20000 MW
离网太阳能发电	200 MW	1,000 MW	2,000 MW
太阳能集热（热水）面积	700 万平方米	1500 万平方米	2000 万平方米
农村太阳能路灯照明	---	---	2000 万套

在第一阶段中，为了分摊太阳能发电的发电成本，NVTN（NTPC Vidyut Vyapar Nigam有限公司，NTPC是印度国内最大的发电央企，其拥有的电站遍布全国各地）通过将大量的传统能源电力与可再生能源电力捆绑在一起，以一个调整过的上网

电价进行打包销售。目前，第一阶段总计涉及7个太阳能热发电招标项目，平价中标电价为11.48卢比/kWh（约0.2美元/kWh），总容量470MW，详见表4-5。

表 4-5 印度第一阶段光热发电项目列表

项目名称	发起单位	技术	装机 (MW)	中标电价 (卢比/kWh)	EPC 商	金融支持机构(主要)
Aurum 可再生能源项目	Aurum	菲涅尔	20	12.19	Indure	印度洲际银行 SBI
Corporate Ispat Alloys	Abhijeet	槽式	50	12.24	Shriram EPC	BOI 和 IOB 银行
Diwakar Solar	Lanco	槽式	100	10.49	Lanco Solar; Initec Energía	艾克塞斯银行 Axis
Godawari 绿色能源	Hira 集团	槽式	50	12.2	Lauren, Jyoti Structures	印度巴罗达联合银行
KVK Energy Ventures	Lanco	槽式	100	11.2	Lanco Infratech	ICICI 印度信贷投资公司
Megha Engineering	Megha 工程公司	槽式	50	11.31	MEIL 绿色电力公司	印度工业开发银行
Rajasthan Sun Technique	信实电力	菲涅尔	100	11.97	信实电力	亚洲开发银行 ADB, 美国进出口银行, 荷兰开发银行 FMO
备注:	1、1 印度卢比=0.017 美元。2、总计规划装机容量为 500MW，表中所列的为 470MW，其余 30MW 是尼赫鲁国家太阳能计划制定之前已有的项目，后被并入该计划，本表不再列出。					

当前，印度第一阶段 500MW 光热发电项目进展较为缓慢，有的刚刚破土动工，而根据 JNNSM 规划，第一阶段的项目应在 2013 年 5 月底投运，目前来看，基本没有实现可能。项目进展缓慢的原因是多方面的，其中包括由于招标文件并没有对投标人的资格进行约束，并不要求作为投标人的技术提供方、电站开发商或项目总承包方具有热发电方面的工程业绩或者可证明的能够投建热发电电站的技术能力项目，最终这些项目都由无热发电项目经验的开发商中标夺得，另外，上网电价（约合 1.17 元/kWh）在目前现有的市场条件下，使热发电项目在财务评价方面不具备可行性等也导致了融资困难。鉴于这是印度首次开发大规模的太阳能热发电站，经验欠缺，印度新能源和可再生能源部的一个专家委员会已经提议对这些光热发电项目给予 10 个月的宽限期。

4.3.2 日本

目前日本政府只出台了光伏方面的上网电价政策，因日本的太阳能法向直射资源（DNI）不足以满足建设热发电电站的技术要求，故未考虑热发电方面的政策。

在 2011 年福岛核电站事故之后，日本国家进一步意识到需要在能源结构方面进行多样化的配置，而上网电价政策的目标就是为了刺激在可再生能源项目方面的投资。该政策要求发电企业必须以高于市场价格的电价购买清洁能源电力，光伏电力的上网电价远高于工业用户在 2011 年 3 月至 2012 年 3 月期间的电力支付价格 14.59 日元/kWh，并且这个上网电价的持续有效期固定为 20 年。

4.4 非洲

4.4.1 南非

南非普遍被认为是一个国家如何制定可再生能源的宏伟目标和实行途径，并如何在短时间内获得项目执行显著成效的成功范例。南非的可再生能源目标通过可再生能源独立发电商采购计划（REIPPP）计划实行：

- 目标：在 2014 年底前采购 3725MW 的可再生能源电力。为实现此目标，南非政府将经过五轮不同装机容量的项目招标，最后一轮中标项目的融资交割计划在 2014 年 5 月完成，这意味着最后一轮的中标项目将不会在 2015 年底前投入运行。到目前为止，共有 200MW 的热发电项目已经完成招标，其中第一轮招标 150MW，第二轮招标 50MW。这些已完成招标的项目涵盖了塔式和槽式两种热发电技术，而且第一轮中标项目目前已完成融资交割和处于项目建设阶段。
- 独立发电商（IPP）与南非政府签署一份项目执行协议，同时与 Eskom（南非公用电力事业单位）签署一份 20 年的购售电合同。
- 政府支持的框架协议。
- 对项目的评价标准：30%基于创造的就业机会和当地社会经济的满意度，70%基于经济学评价标准。

4.4.2 摩洛哥

摩洛哥具有很好的太阳能直射资源，因此摩洛哥政府在意识到太阳能热发电行业对当国经济的具体推动力之后，同样也制定了太阳能热发电行业发展的宏伟目标。该目标基于以下计划实行：

摩洛哥太阳能计划（MSP）

- 该计划的目标在于发展综合性多样化的能源电力项目，在 2020 年底以前，规定来自太阳能的电力装机容量不少于某个最小值。
- 成立摩洛哥太阳能局（MASEN），专门负责所有与太阳能项目开发和执行有关的事务，如：从不同的方面为太阳能项目提供支持、组织招标（包括太阳能热发电和光伏等各种项目的招标）。
- 独立发电商负责太阳能电站的建设、投资、运营和维护。
- 与 MASEN 签订购售电合同，持续有效期为 25 年。
- 与摩洛哥国家电力公司（ONE）签订并网协议。