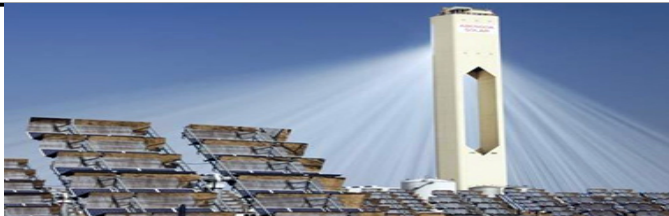


光热发电预期将造就万亿产业



- **光热发电经过 60 年的发展，比较优势突出开始走向成熟。**光热发电最早由前苏联于上世纪 50 年代投入试验，70 年代石油危机爆发后美国和日本加快光热技术的研发，在 1985 年—1991 年间，路兹公司在美国建成 8 座 SEGS 槽式光热电站，共 354MW，随后路兹公司破产光热陷入停滞。直至 2007 年美国 Nevada Solar One 并网发电成为光热重启的标志，随后西班牙开建 Andasol1 电站，欧洲提出 Desertec 计划，光热进入新的发展阶段。光热发电负荷曲线稳定、通过蓄热延长发电时间至 4000 小时以上、适合大规模开发应用。目前光热电站投资成本为 4000—7000 美元/KW，
- **全球光热发电热潮悄然来临，万亿产业正在成形。**2010 年底已并网的光热电站总装机容量达到 1.27GW，其中美国占 35%，西班牙占 59%；而在建的装机容量高达 1.93GW。在规划中的装机容量达到了 17.53GW，其中北美（以美国为主）占 56%、欧洲（以西班牙为主）占 27%、中东（以色列为主）占 6%。据 IEA 预测，到 2020 年全球 CSP 装机将超过 42GW，可推算未来 10 年年均建设规模为 4GW。根据 IEA 的预测，到 2030 年光热发电装机将占总装机的 3—3.6%，假定 2030 年累计装机为 6.2TW，CSP 装机约为 200GW，按照 2500 美元/KW 建造成本计算，潜在产业规模约为 3.2 万亿，万亿产业正在成形。
- **中国光热技术成为鼓励项目，但仍处于起步阶段。**中国通过 973、863 计划对光热进行了基础研究和示范项目，光热已被列入《产业结构调整指导目录 2011 版》。据专家预测，2011—2015 年主要为技术验证和商业化起步阶段，2015—2020 年为商业化规模化建设阶段，2020 年后进入飞速发展阶段，预计千瓦造价将降低到 1 万元/KW，届时光热将如同现在的风电。
- **聚光、集热和储热是关键环节，国内企业从零部件开始切入光热产业链。**聚光、集热和储热是光热发电的关键环节，是技术核心和难点所在，这三部分约占总成本的 60%。根据测算，在 2011—2020 年，吸热器潜在规模为 174 亿美元，供应商有以色列 Solel 和美国 SCHOTT；聚光镜的规模为 174 亿美元，德国 Alanod 和美国 3M 技术较为领先；储热系统规模达到 306 亿美元，由美国 Radco 垄断。国内企业为国外企业配套部分零部件，聚光和集热有实验产品，需要进一步研发突破。
- **涉足光热发电的上市公司：**部分公司开始涉入光热发电，建议关注杭锅股份（未评级）、金晶科技（未评级）、三花股份（未评级）、湘电股份（未评级）、华仪电气（未评级）、亚马顿（未评级）等。
- **潜在风险：**政策支持风险、电网建设风险、成本下降风险。



东方证券
ORIENT SECURITIES

证券分析师

曾朵红

8621—63325888 × 6089

zengduohong@orientsec.com.cn [mail to:zengduohong@orientsec.com.cn](mailto:zengduohong@orientsec.com.cn)

执业证书编号：S0860511080001

联系人

方重寅

8621—63325888—7500

fangcy@orientsec.com.cn

行业评级

看好 中性 看淡（维持）

国家/地区

中国/A 股

行业

电力设备新能源

数据基准日

2011 年 10 月 13 日

报告发布日期

2011 年 10 月 17 日

东方证券股份有限公司经相关主管机关核准具备证券投资咨询业务资格。

东方证券股份有限公司及其关联机构在法律许可的范围内正在或将要与本研究报告所分析的企业发展业务关系。因此，投资者应当考虑到本公司可能存在对报告的客观性产生影响的利益冲突，不应视本证券研究报告为作出投资决策的唯一因素。

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

目 录

1. 太阳能光热发电概述	4
1.1 太阳能光热发电的不同方式	5
1.2 四种光热发电技术各有特点，各有所长	7
2. 发展太阳能是解决能源困局的必由之路	8
2.1 能源供求矛盾带动新能源开拓	8
2.2 太阳能储量无穷，优势明显	9
2.3 我国太阳能资源优势突出	10
2.4 光伏与光热各有优势，长期互补	11
3. 光热发电历经 60 年，走向成熟	12
3.1 20 世纪光热的发展以及之后的停滞	12
3.2 光热太阳能发电技术在 21 世纪后的繁荣	13
3.3 长期以来发展的瓶颈	15
4. 全球光热潮已经来临	16
4.1 各国目前对光热发电的政策支持	16
4.2 具体的项目进展情况	18
4.3 瓶颈突破之路	20
4.4 未来进一步的发展空间	23
5. 产业链上各子行业市场空间广阔	24
5.1 光热发电的产业链	24
5.2 目前国外已初步产业化，国内还要等多久？	24
5.3 重点设备的子行业市场空间广阔	26
6. 投资标的：国内厂商面临上万亿产业崛起	27
6.1 光热发电相关上市公司	27
6.2 盈利预测与估值	28
7. 风险提示	29

图表目录

图表 1: 太阳能光热发电示意图.....	4
图表 2: 槽式发电技术示意图	5
图表 3: 菲涅尔式发电技术示意图	6
图表 4: 塔式发电技术示意图	6
图表 5: 碟式发电技术示意图	7
图表 6: 四种 CSP 发电技术比较.....	8
图表 7: 主流能源价格不断攀升及消费量不断增长带动新能源的不断开拓	9
图表 8: 主流能源可使用年限非常有限, 太阳能利用是必然趋势.....	9
图表 9: 我国太阳能资源丰富, CSP 适用性强	10
图表 10: 我国太阳能可开发资源量丰富	10
图表 11: 光热发电的负荷率较光伏更稳定.....	11
图表 12: 光热发电与光伏发电各有千秋	12
图表 13: 全球光热发电量已呈现爆发趋势	13
图表 14: Nevada Solar One 项目	14
图表 15: Andasol 1-3 (槽式带储热装置)	14
图表 16: Desertec 计划示意图	15
图表 17: 目前我国已有的光热发电项目	16
图表 18: 目前我国部分洽谈中的光热发电项目	17
图表 19: 光热项目规划量远远大于运行与在建量.....	18
图表 20: EER 预测也显示 11 年将是全球光热发电爆发元年	18
图表 21: 项目分布呈现扩张趋势, 越来越多国家参与到 CSP 建设中	19
图表 22: 目前规划和在建项目(不完全统计).....	19
图表 23: 当前建设成本和单位发电成本都已进入商业化区间.....	20
图表 24: 光热发电的资本成本仍是最高, 但下降存在较大空间	21
图表 16: 槽式(左图)和塔式(右图)项目成本构成及其下降空间	21
图表 25: 本土化建设带来的成本下降空间巨大	22
图表 26: 主要发电方式的成本比较	22
图表 27: 三项光热发电技术的 LCOE 在未来下降 60%以上.....	22
图表 28: CSP 的产业链构成.....	24
图表 29: 国外产业链中的设备提供商.....	24
图表 30: 塔式发电站(左图)与槽式发电站(右图)的成本构成.....	26
图表 31: 各重点子行业 11-15 年市场规模测算	26
图表 32: 盈利预测与估值水平	28

前言

太阳能光热发电技术起步于 20 世纪 50 年代，但经历了 60 多年技术与产业的发展，其成本仍然较高。是否意味着该技术成本下降空间较小，不值得发展呢？

2007 年颁布的《可再生能源中长期规划》提出，到 2010 年太阳能热发电总容量达到 50GW，光伏发电总容量达到 20GW。但目前光伏产业如火如荼的同时，国内光热发电的第一个 50MW 级项目才刚刚起步。其原因又是什么？

2010 年国务院颁布的《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》明确提出要“开拓多元化的太阳能光伏光热发电市场”。今年发布的“十二五”规划纲要也再次明确了要重点发展包括太阳能热利用和光伏光热发电在内的新能源产业。今年 5 月中旬发布的《产业结构调整指导目录》又一次强调了光热发电的特殊地位。那么，这是否意味着光热发电产业将迎来大发展呢？如果是，那么前景又如何？产业链上有哪些投资标的呢？在本篇报告中，我们将针对投资者所关注的这一系列问题给予解答。

1. 太阳能光热发电概述

太阳能光热发电也称为聚光太阳能热发电（Concentrating Solar Power, CSP），是太阳能发电中不同于光伏发电的另一种技术路线。

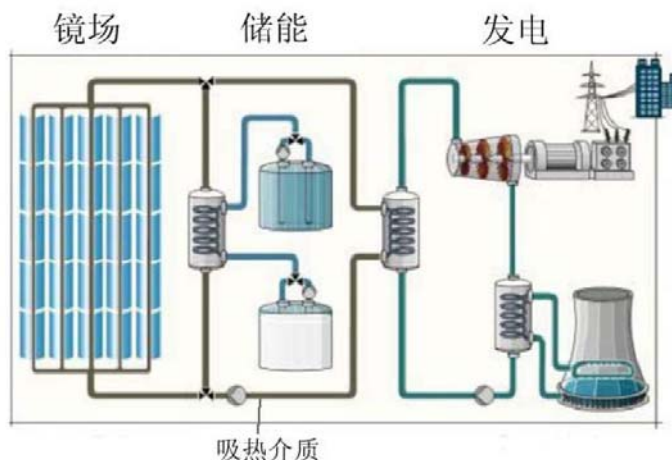
光伏发电技术一般以多晶硅为一代技术，薄膜为二代技术，聚光技术为三代技术。光伏发电就是利用光子照射在半导体上产生直流电，直接接入电网或通过逆变器把电能放在蓄电池中。

光热发电技术则完全不同于光伏发电。它是通过光热管、聚光管把太阳照射的热量通过超白玻璃、高温储热材料、吸热膜层材料等进行储存，然后接入类似火力发电厂的汽轮机系统，通过烧水蒸气的方式最终由发电机发电。主要技术分为槽式、塔式、碟式和菲涅尔式。

光热电站的具体组成部分主要分为镜场集热系统、储能系统和发电系统。在光照强度高的时间里，其工作模式为通过镜场集热后将一部分热能通过储热系统储存，另一部分热能将转移至发电系统来维持发电。在光照强度不高的时间里，镜场集热系统不进行工作，储热系统通过将储存的热能转移至发电系统来维持发电。因此，由于储能系统的存在，光热发电的年发电小时数可接近传统热电的发电小时数。

在近几年建设的光热电站中，越来越多项目选用与热电站（包括火电站、天然气电站和垃圾发电站）联合建设运作，通过联合运作，不仅能够使光热电站的发电持续性更强，更能通过提高系统温度使系统效率得到提升。另外，将光热电站建在海边还能用于制备氢气和海水淡化。

图表 1：太阳能光热发电示意图



资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

1.1 太阳能光热发电的不同方式

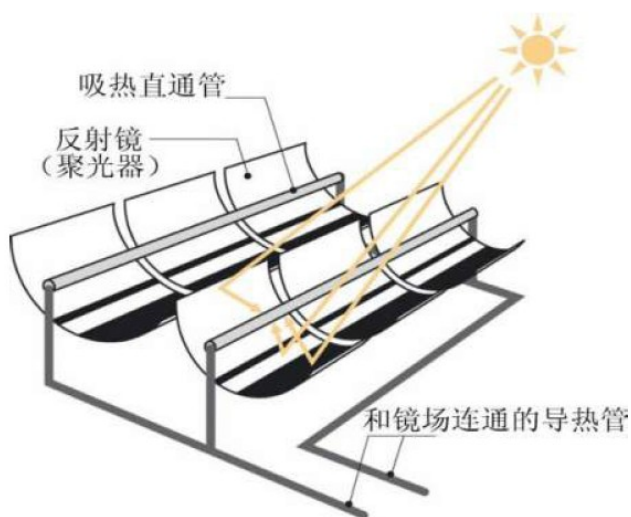
目前，比较常用的一种分类方式，是根据对太阳能的采集方式的不同，把太阳能光热发电主要可分为槽式、菲涅尔式、塔式和斯特林（碟式）发电系统。其它的还有太阳烟囱式发电系统，由于其占地过大，将来大规模商用的可能性比较低，在此不做讨论。

槽式系统是目前四种太阳能光热发电方式当中，技术成熟度和商业化验证程度最高的

槽式发电使用抛物面（parabolic）长槽型(trough)的聚光器和吸热管；工作介质一般在 400° C。采用合成油、熔盐等作为工作介质的双回路系统技术成熟。

应用的代表案例有从上世纪 80 年代到 90 年代在美国在加州莫哈维沙漠(Mojave)建造的由 9 座电站组成的 354MW 的 SEGS 系列电站、西班牙 Andasol 1 号(50MW)，和美国的 Nevada Solar One (64MW)。

图表 2：槽式发电技术示意图



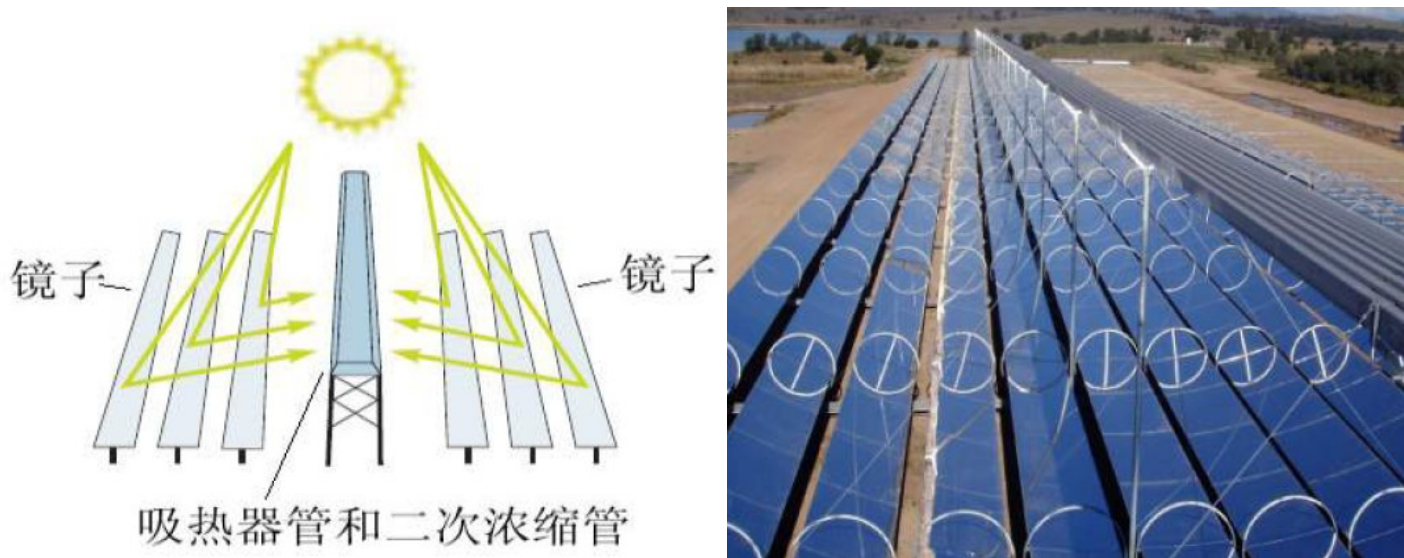
资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

菲涅尔系统就是简化了的槽式系统

菲涅尔系统其实就是用一组平板镜来取代槽式系统里的抛物面型的曲面镜聚焦。通过调整控制平面镜的倾斜角度，将阳光反射到光热管中，实现聚焦加热。

为了简化系统，一般采用水/水蒸气作为吸热介质（油和熔盐介质在技术上也是可行的）。相比于抛物面式的曲面镜，平面反射镜制造难度低，因此大大降低了初始投资成本，但聚焦精度比槽式差。目前菲涅尔还在示范阶段，没有商业化运行的电站。

图表 3：菲涅尔式发电技术示意图



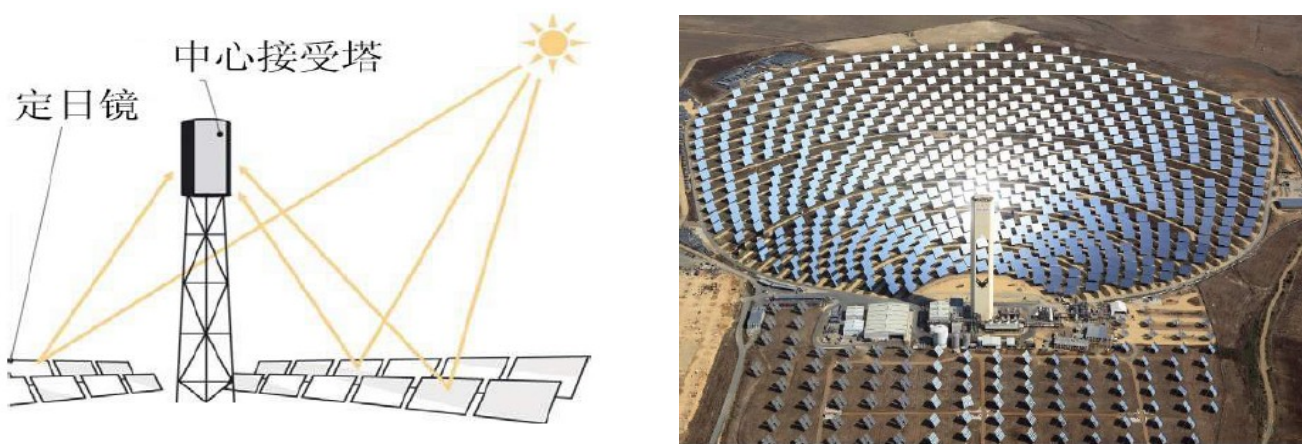
资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

塔式系统已经进入了商业化示范阶段

塔式系统利用多面定日镜跟踪太阳光，将阳光反射并集中到接收塔的顶部的吸热器。吸热器中的工作介质的温度在 500°C - 1000°C 。相对于槽式系统，由于省掉了管道传输系统，热损失小，系统效率高，也更便于存储热量。塔式的工作介质可用空气、水或者水蒸气、以及熔盐。商业化初期的电站为了降低技术风险，多用水、水蒸气作为工作介质。熔盐应该为大型商业化塔式系统的选择。

美国在 20 世纪 80-90 年代建立了 10MW 的 Solar One，后来演化为 Solar Two。2007 年西班牙 11MW 的 PS10 电站投入运行，标志着该技术进入商业化示范阶段。目前已有多个塔式项目处于在建和规划中，并且其在 CSP 项目中的占比也逐步提升。

图表 4：塔式发电技术示意图

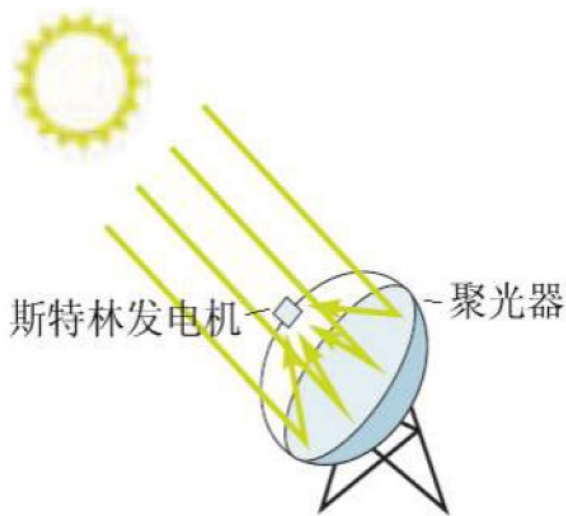


资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

斯特林（碟式）系统适合小型的分布式发电

和其它太阳能光热发电系统不同，斯特林（碟式）系统是由斯特林发动机实现由热能到机械能的转化，而不是汽轮机。它外形类似一个卫星接收器，是利用旋转抛物面反射镜，将入射阳光聚集在焦点上，放置在焦点处的太阳能接收器收光热能，加热工质，从而驱动斯特林发电机组发电。这种系统规模较小，高效、模块化，可以灵活单独使用或者集成使用。单机功率在 5-50kw，但聚焦温度可达 750°C - 800°C ，光电转化率高，可达 29%，主要缺点是单位投资高，多用于在边远地区或者野外单体或多体串联分布式发电。如果用于大规模集中式发电的话，其初始投资成本高的问题则更为显著。

图表 5：碟式发电技术示意图



资料来源：EMCA、东方证券研究所

1.2 四种光热发电技术各有特点，各有所长

槽式和菲涅尔都属于线式聚焦系统，结构相对简单。耗材少，结构部件简单，易于实现工业上标准化批量生产和安装。对太阳的跟踪一般采取单轴跟踪，多个聚光光热器单元只作同步跟踪，跟踪装置也可大为简化。但系统结构庞大，抗风性略差。而塔式和斯特林碟式则为点式聚焦系统，采用双轴跟踪的方式，使得镜子的控制系统更为复杂。塔式太阳能热发电站镜场中的众多定日镜，每台都必须作独立的双轴跟踪。槽式的单轴跟踪的精度低，使得余弦效应导致的对光的损失更高，每年平均可达到 30%。但在跟踪精度要求不高或阳光充裕的地方可以优先考虑槽式。

其次，由于线式聚焦比点式分散，散热面积也大，尽管槽式吸热管设计了真空层以减少对流带来的损失，但其辐射损失仍然随温度的升高而增加，热损耗大。且线性的聚光比小，一般在 50 左右，塔式可到几百，斯特林的聚光比在可从几百至上千。因此，槽式和菲涅尔的传热介质一般在 400°C 左右，属于对太阳能的中低温利用；而塔式和斯特林的聚焦温度则可达 1000°C 。高工作温度不仅对于提高发电效率具有重要的意义，更重要的是具有了提供热储存的温度区间，以备阴天或者调峰发电。

此外，为了保障运行效率，槽式必须使用利于维持高温的真空管作为吸热部件，而塔式可以使用非真空的吸热器进行光热转换，因此热交换部分的寿命优于依赖于真空技术的槽式聚光系统。槽式和菲涅尔对于地表倾斜度的要求也比较高，一般地面坡度不得超过 1%。而塔式对于地面坡度的要求则会稍为灵活一些。

图表 6：四种 CSP 发电技术比较

	塔式	槽式	碟式	Fresnel 式
太阳能资源 (MJ/(m ² *y))	10000	10000	10000	10000
可采用的动力循环模式	Rankine; Brayton; R/B 联合循环	Rankine	Stirling	Rankine
发电站容量	50MW	50MW	25kW	50MW
占用土地面积 (km ²)	3.4	1.09	91m ²	不详
反射镜面积 (km ²)	0.72	0.32	91m ²	不详
每平方公里土地发电 (GWh/km ²)	34.5 (Rankine)	113	分布式, 不比较	不详
用水量 (升/千瓦时)	2 升或干式	3 升或干式	干式	3 升或干式
吸热器运行温度	340-560 (Rankine) ; 800-1200 (Brayton)	320-500	750	450
动力循环运行温度	230-1200	320-400	750	370
适宜规模容量 (MW)	10-200	10-200	5 至 25	10-200
聚光比	300-1500	10 至 70	100-1000	3 至 50
年净平均效率	15-20 (Rankine) ; 20-30 (Brayton) ; 25-35 (R/B 联合循环)	11-15 (Rankine)	12 至 25	13
是否需要储热	是	是	否	是
设备一次投资 (欧元/kW)	2500-2900	2300-2500	5000-8000	2000-2300
对太阳直射资源要求	高	高	高	小
商业化现状	商业化	商业化	样机示范	示范
商业化前景	好	好	一般	好
在我国实现的技术难点	高温储热材料 定日镜传动系统的低成本 高精度 高温吸热器	450° C 下长期 工作真空管制 备 高温储热材料	适合与碟式 聚光器配合 的 Stirling 机	450° C 下长期 在大气环境中 工作的高温吸 热膜层
技术风险	低	低	高	中

资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

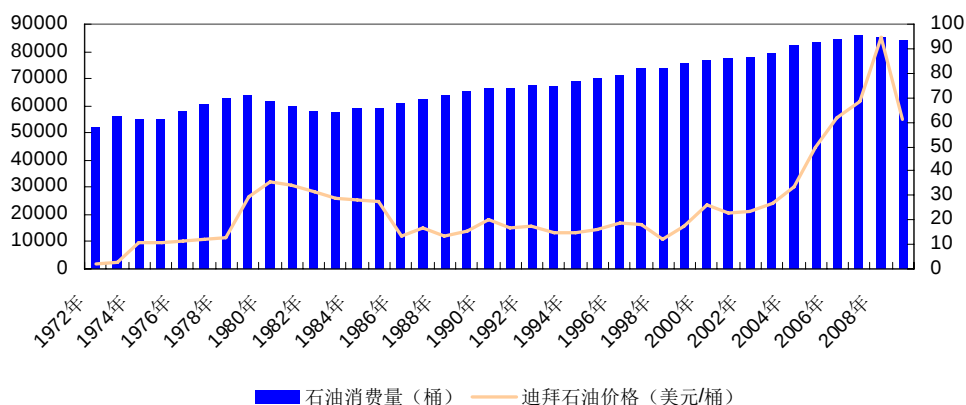
2. 发展太阳能是解决能源困局的必由之路

2.1 能源供求矛盾带动新能源开拓

随着对于主流能源的需求急剧增加以及能源寡头的崛起，能源的供求矛盾不断凸显。而价格的长期攀升以及短期的巨大波动使各国政府越来越意识到发展新能源的重要性。世界上对新能源开发的热情源自 20 世纪 70 年代出现的石油危机的刺激，众多市场化国家开始制订有关新能源研发与

示范性利用的政策。自 90 年代以来，新能源的开发得到越来越多国家的重视，与其相关的政策措施更多，如可交易的许可证制度在荷兰、意大利、日本等国出现，而且随着人们对环境问题的关注，尤其是《联合国气候变化框架公约(UNFCCC)》(又称《京都议定书》)的形成和最终生效，使得新能源开发不仅仅是出于商业或者国家能源战略上的考虑，而是一种责任和义务，这都体现在数十个国家新能源政策的内容中。

图表 7：主流能源价格不断攀升及消费量不断增长带动新能源的不断开拓



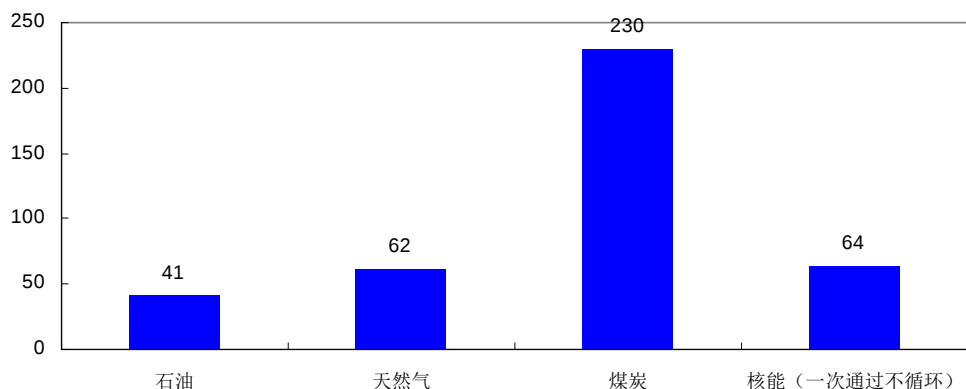
资料来源：BP Statistic、东方证券研究所

2.2 太阳能储量无穷，优势明显

世界的发展就是能源利用的历史。英国工业革命 18 世纪后半叶之后，能源使用量飞涨。21 世纪后，为了维持人类的文明和技术发展，我们必须依靠可再生能源的开发和利用。

另外，人口的增长将带动能源需求的同步增长，二氧化碳排放也带来了新的压力。这些都使得对于可再生能源的需求应运而生。从各种能源可使用的年限来看，石油 41 年、天然气 62 年、煤炭 230 年、核能 64 年（一次通过不循环）。而相比之下，太阳能的可使用年限达到 30 亿年，与其他能源相比，储量近乎无穷。如果我们不将目光转向太阳能的开发和利用，能源的供求矛盾很难得到解决。

图表 8：主流能源可使用年限非常有限，太阳能利用是必然趋势

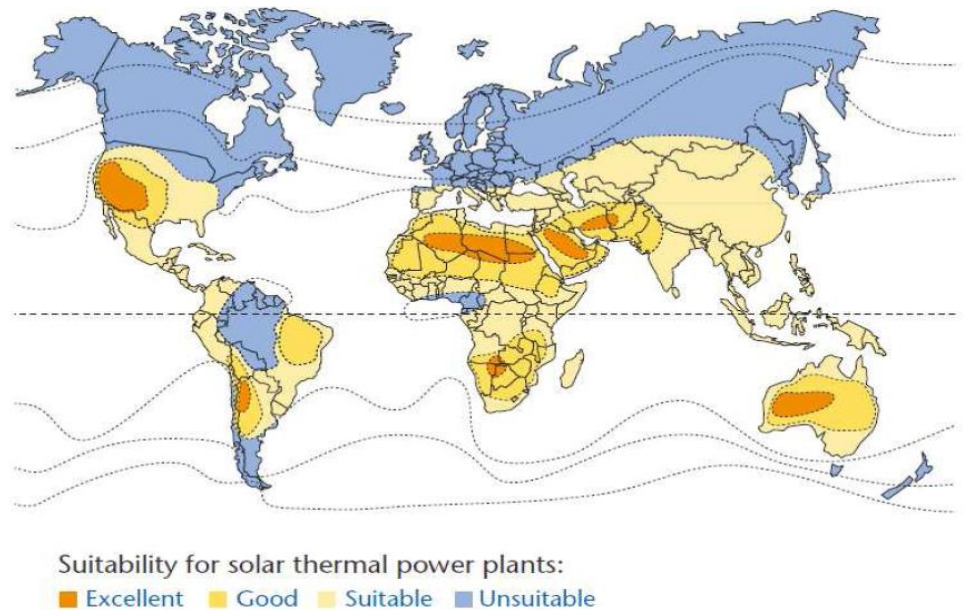


资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

2.3 我国太阳能资源优势突出

太阳能发电在我国发展潜力巨大。我国属于太阳能资源储量丰富的国家之一，年日照时数大于2000小时的地区面积约占全国总面积的三分之二以上，年接受太阳辐射的能量相当于上万个三峡工程的发电量或17000亿吨标准煤的热量。其中，有条件发展太阳能电站的沙漠和戈壁面积约为30万平方公里，占我国沙漠总面积的23%。

图表 9：我国太阳能资源丰富，CSP 适用性强



资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

与其他可再生能源相比，太阳能也有着不可取代的地位。仅仅依靠如风能、水能、生物质能等可再生能源，仍然难以满足我们对能源的需求。只有大力开发可开发量、可使用年限近乎无限的太阳能，才是解决能源困局的必由之路。

图表 10：我国太阳能可开发资源量丰富

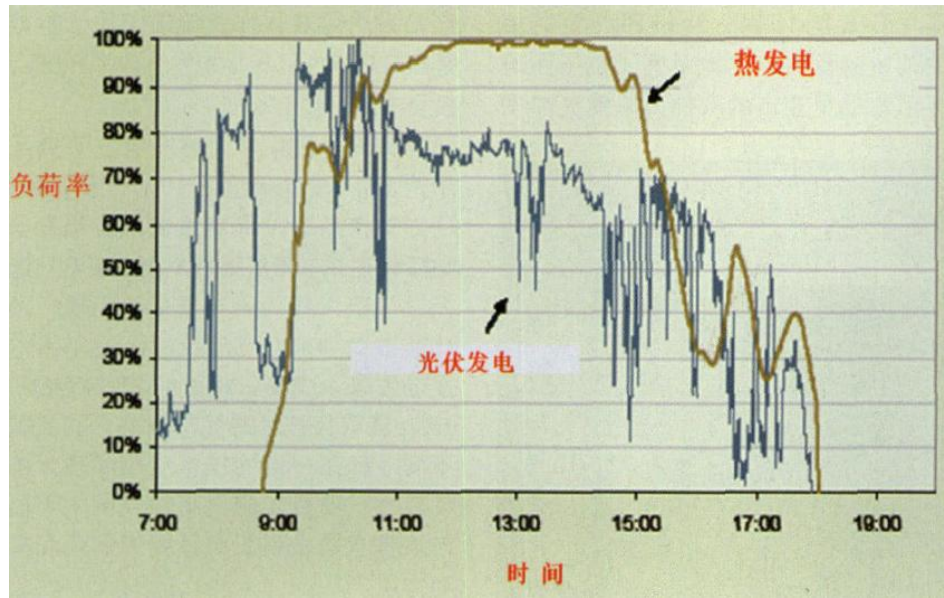
种类		资源可开发量	折合标准煤（亿 tce）
太阳能		17000 亿 tce	17000
风能		10 亿 kW	8
水能		经济可开发 4 亿 kW，技术可开发 5.4 亿 kW	4.8-6.4
生物质能	生物质发电	3 亿秸秆+3 亿吨林业废弃物	1.5+3=3.5
	液体燃料	5000 万吨	0.5
	沼气	800 亿立方米	0.5
	总计	-	4.6
地热能		33 亿 tce	33（但适用于发电的少）

资料来源：中国科学院、东方证券研究所

2.4 光伏与光热各有优势，长期互补

作为同样都是利用太阳能进行发电的可再生能源技术，光伏发电无疑是最经常用来与太阳能光热发电做比较的新型发电技术。我们认为，光伏发电主要应用于分布式发电，而光热发电则较多用作集中式发电。因此两者长期来看是互补关系。

图表 11：光热发电的负荷率较光伏更稳定



资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

光热发电与传统发电方式及现有电网能够更好契合。如前所述，太阳能光热发电是将光能转变为热能，然后再通过传统的热力循环做功发电的技术。而光伏发电是由光子使电子跃迁，形成电位差，光能直接就转变为电能。因此，光伏发电产生的是直流电，而太阳能光热发电产生的是和传统的火电一样的交流电，与传统发电方式和现有电网的匹配性更好，可直接上网。

储能方式使光热发电具备调峰的功能。而两者之间最为重要的差别，则在于各自在能量储存方式上的差异。而储能对于弥补太阳能发电的间歇性，以及对电网的调峰能力，具有着非常重要的意义。由于光伏发电是由光能直接转换为电能，因此其多余的能量只能采用电池储存，其技术难度和造价远比太阳能光热发电中，仅需储热要大得多。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光伏发电的一个最为重要和明显的优势。

工程特性也决定了光伏与光热的不同分工。在工程技术和安装上，光伏发电的全部光电转化都已经被完整地包含在一个模块当中，功能独立，因此非常适合分散式发电。而光伏发电的集中式发电，也是基于对数目众多的太阳能电池模块的叠加效应，是对单块电池的拼装和连接。一旦电池出厂，就已经是功能独立的运行单元，后期的现场安装和维护都相对简单。所以产业的重点在于对单片的太阳能电池的制造技术的开发上。而太阳热发电技术，除了斯特林（碟式）本身因为有类似于光伏的模块化的特点以外，其它三种光热方式缺乏用作分布式小型发电的优势，而更适合于大型的集中式发电，其经济性也只有在大规模的集中发电中才能够体现出来。在太阳能热发电技术中，虽然所使用的材料都只是一般的常规材料，诸如玻璃和钢材，但系统集成更具工程性，现场安装和施工都相对复杂，并且对于整个项目的成功至关重要。如镜场的支架、乃至调试等，甚至是经验也起着非常关键的作用。

商业化过程中两者存在资源上的竞争，光热发电由于与电网和传统热电契合较好，短期将更易胜出。虽然，从长远与积极的角度来看，光热发电与光伏发电都是人类对太阳能的有效利用方式，是解决未来人类能源危机行之有效的办法。两者也是基于各自的发电特点，在发电方式上可以进

行有益的补充和共同发展的关系。然而，从商业运作的角度上来讲，两者同样依靠太阳能发电、在资源要求上的类似性，造成短期内两者之间的被比较与相互竞争关系不可避免。

图表 12：光热发电与光伏发电各有千秋

	光热发电	光伏发电
发电原理	利用太阳光中的热能转化为动能并使用汽轮机进一步转化为电能实现发电的过程。	利用太阳光中的可见光形成光电子，使用半导体吸附并形成电流从而实现发电的过程。
可利用太阳能资源	30%	60%
年发电小时数（小时）	储能：4000-5000； 不储能：1000-2000	1000-2000
占地面积（m ² /MW）	35-40	25-30
转换效率	12%-25%	10-20%
应用范围	由于其与火力发电有着共性，同样适合集中式大规模发电。	适合小规模、分布式发电。
储能系统	通过一些介质如熔融盐、水等材料进行热储存，使用寿命长，损耗小。	使用电池进行电能储存，使用寿命短，损耗大。
全球技术水平	技术已相对成熟	技术成熟应用，可能也有新的技术突破
全球产业化水平	产业化初步形成	产业化程度很高
国内技术水平	863、973 项目等多个实验项目以及一些示范项目启动带来了积累，但较国外仍有落后。	国内企业已经掌握所有晶硅电池所有核心技术。
国内产业化水平	未形成产业化	产业化程度较高
目前发电成本（美元/千瓦时）	0.12-0.3	0.2-0-0.35
未来发电成本（美元/千瓦时）	0.04-0.06	0.04-0.10
目前建设成本（美元/千瓦）	2300-5000	2000-2500
未来建设成本（美元/千瓦）	1500-2500	1000-1800
优势	储热成本低且效率高，年发电小时数长，与其他热发电可有效契合。	技术和产业已相对成熟。
劣势	对地理条件要求较高。	生产和维护过程中存在污染，且稳定性有待提高。

资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

3. 光热发电历经 60 年，走向成熟

3.1 20 世纪光热的发展以及之后的停滞

1950 年，原苏联设计了世界上第一座太阳能塔式电站，建造了一个小型试验装置。

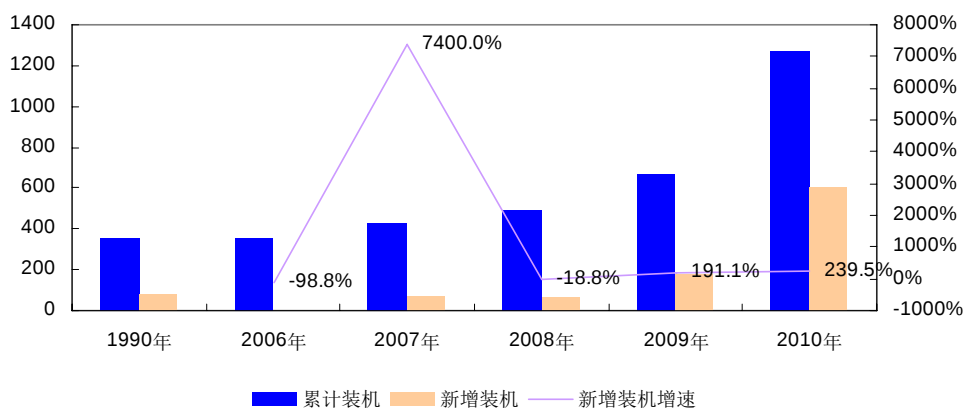
70 年代，由于石油危机的影响，人们开始把注意力集中到太阳能发电上。当时来看，太阳电池价格昂贵，效率较低，相对而言，太阳热发电效率较高，技术比较成熟，因此当时许多工业发达国家都将太阳热发电作为重点，投资兴建了一批试验性太阳热发电站。据不完全统计，从 1981~1991 年，全世界建造的太阳能热发电站（500kw 以上）约有 20 余座，发电功率最大达 80MW。按太阳能采集方式划分，太阳能热发电站主要有塔式、槽式和盘式三类。这些电站基本上都是试验性的。例如，日本按照阳光计划建造的一座 1MW 塔式电站，一座 1MW 槽式电站，完成了试验工作后即停止运行。美国 10MW 太阳 1 号塔式电站，进行一段时间试验运行后及时进行技术总结，很快将它改建为太阳 1 号电站，并于 1996 年 1 月投入运行。

80 年代中期，人们对建成的太阳能热发电站进行技术总结后认为，虽然太阳能热发电在技术上可行，但投资过大（美国太阳 1 号电站投资为 1.42 亿美元），且降低造价十分困难，所以各国都改变了原来的计划，使太阳能热发电站的建设逐渐冷落下来。例如，美国原计划在 1983~1995 年建成 5~10 万 kw 和 10~30 万 kw 太阳能热电站，结果没有实现。

正当人们怀疑太阳能热发电的时候，美国和以色列联合组成的路兹太阳能热发电国际有限公司，自 1980 年开始进行太阳热发电技术研究，主要开发槽式太阳能热发电系统，5 年后奇迹般地进入商品化阶段。该公司从 1985 年至 1991 年在美国加州沙漠建成 9 座槽式太阳能热电站，总装机容量 353.8MW。电站的投资由 1 号电站的 5976 美元/KW，降到 8 号电站的 3011 美元/KW，发电成本从 26.5 美分/KWh 降到 12 美分/KWh。公司之后计划到 2000 年，在加州建成装机容量达 800MW 槽式太阳能热发电站，发电成本降到 5-6 美分/KWh。遗憾的是，1991 年因路兹公司破产而使计划中断。

而随着路兹公司的倒闭，光热发电技术也步入了长达 16 年的停滞。根据 NREL 的数据显示，从 90 年到 06 年新增装机容量仅 1MW，而 90 年当年的新增装机容量为 80MW，降幅达到 98.8%。

图表 13：全球光热发电量已呈现爆发趋势



资料来源：NREL、《太阳能》、东方证券研究所

3.2 光热太阳能发电技术在 21 世纪后的繁荣

在 90 年后，世界对光热发电技术进入了长达 16 年的停滞期，但 07 年随着美国 Nevada Solar One 电站的并网，光热发电打开了新的篇章。

美国对光热发电技术率先破冰。Nevada Solar One 是美国在太阳能集热电站建设经历了长达 16 年的停顿之后（即 1991 年后），所建的最大的槽式发电电站。设计功率为 64MW，最大可达到 75MW。使用了 18200 面槽式发光镜把太阳的能量聚集到 18240 个吸热管中。Nevada Solar One 在 2007 年并网发电，可满足一万四千家用户的用电需求，年减排 CO2 相当于 2 万辆轿车的排放 17。

图表 14: Nevada Solar One 项目



资料来源: 公开资料整理、东方证券研究所

西班牙也不甘示弱，大规模进入光热发电市场。位于西班牙 Granada 省的 Andasol 项目由三个同等规模的 50MW 太阳能槽式集热发电站组成。其中 Andasol1 已经在 2009 年 3 月实现并网发电，是欧洲的第一个商业化太阳能集热电站，也是目前为止最大的。其主要特点是使用了双塔式熔盐（60%的硝酸钠+40%的硝酸钾）储热系统。储热塔高 14 米，直径 36 米，内装约 28,500 吨的熔盐，可保证电站在无日光状态下全负荷持续运行 7.5 小时，因此大大增加了电站的运行时间。Andasol 1 提供的环境友好的电能，可以满足大约 20 万人的用电需要。

由于 Andasol 位于 Guadix 高原之上，海拔近 1100 米，且是沙漠气候，因此年日照量可达 2,200 KWh/m²-year。

图表 15: Andasol 1-3（槽式带储热装置）



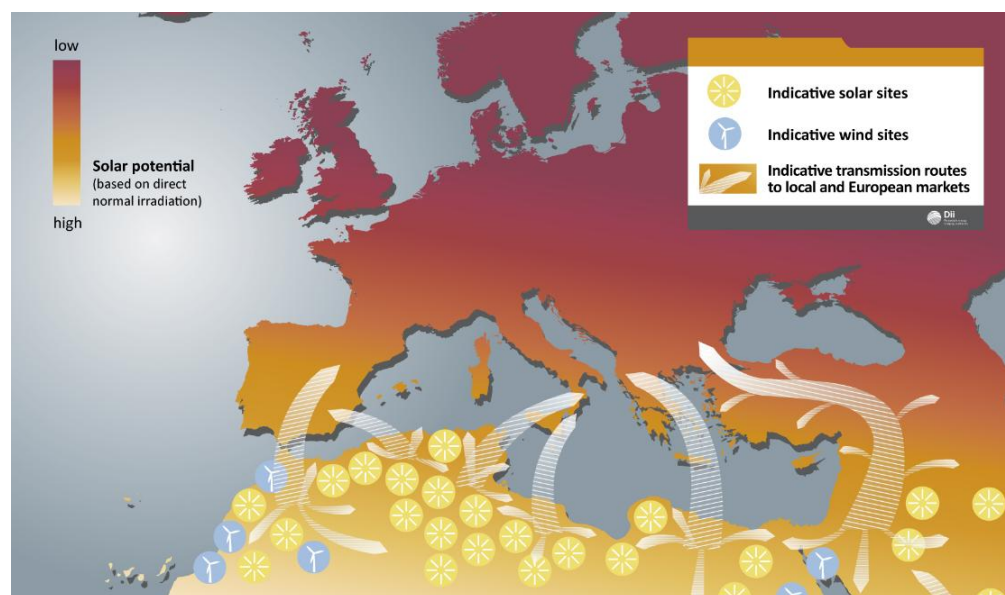
资料来源: 公开资料整理、东方证券研究所

举世瞩目的 Desertec 计划预示光热发电时代即将到来。Desertec 是以德国为首的多个欧洲国家联合参与的一个雄心勃勃的计划²⁰。它的目标就是利用撒哈拉沙漠架设 9000 平方公里的太阳能电板，来满足全世界的电力要求。而这个面积与 900 万平方公里的撒哈拉沙漠相比，不过是沧海一粟。

Desertec 概念是由罗马俱乐部的 TREC 行动衍生的，希望通过开发沙漠的潜能，为世界各地供应可持续电力。2009 年 10 月 30 日，欧洲沙漠太阳能热发电行动计划合资公司“Desertec Industrial Initiative (DII)”在德国慕尼黑成立，计划投资 4000 亿欧元，在撒哈拉沙漠建设世界最大的太阳能热发电项目。

根据该计划，这项工程到 2050 年的时候，所产生的电能产量峰值将达到 100GW，相当于 100 座大型火力发电厂的发电量，届时将满足欧洲地区 15% 的用电需求。从规模上当得起世纪工程的称号。另外，计划还指出电能的输送将采用高压直流输电技术，可以使电能传输过程中的损耗降低至 10% 以下。整个送电工程会横跨地中海，而主要的线路穿越直布罗陀海峡，由摩洛哥至西班牙、经由巴利阿里群岛，由阿尔及利亚至法国、突尼斯至意大利、利比亚至希腊、经由塞浦路斯，由埃及至土耳其。

图表 16：Desertec 计划示意图



资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

3.3 长期以来发展的瓶颈

太阳能热发电站高额的初始投资，导致其电价与传统发电电价相比缺乏竞争力，这是 CSP 在历史发展中曾经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，太阳能光热发电首先要建立大面积的镜场，用以收集太阳能。这部分“多出来”的镜子、镜子支架，乃至光热管，导热油以及控制系统，在太阳能光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。

西班牙 Andasol1 电站（槽式系统 50MW，7.5 小时储能能力），电站总共花费了三亿一千万欧元进行兴建，年发电量约为 180GWh，由此可得出每千瓦小时的投资成本为 €1.72/kWh，开发商公布的核算的平准化后的电价（LEC）为 €0.271/kWh，与西班牙政府给予的 €0.27/kWh 的上网电价基本相平。而在总投资中，与镜场有关的成本就占了总体费用的 37%，如果加上热储存部分，即与太阳能收集和储存有关的成本达到了总体费用的 48%。而传统的蒸汽轮机发电部分（包含控制、冷却塔，管路系统等），不过只占到了 16%。因此，高额初始固定投资始终是发展太阳能光热发电的主要障碍。

4. 全球光热潮已经来临

4.1 各国目前对光热发电的政策支持

西班牙在 CSP 方面走在世界前列。目前，西班牙是太阳能热发电规模最大的国家，既有 20 兆瓦量级的塔式电站，也有 50 兆瓦量级的槽式电站。在西班牙的可再生能源规划中，设定了 2005-2010 年太阳能热发电装机容量 500 兆瓦的目标，这一目标已经提前实现。于是，西班牙部长会议在 2009 年 11 月通过决议，提出 2010-2013 年太阳能热发电装机容量的新目标：2440 兆瓦。

欧洲不甘落后，德国主导“Desertec”计划轰动全球。2009 年 7 月启动的“欧洲沙漠行动计划”，堪称全世界可再生能源领域最具雄心的计划。以德国企业为主的多个欧洲财团和公司，计划在未来几十年内投资 4000 亿欧元，在中东及北非地区建立一系列并网的太阳能热发电站，来满足欧洲 15% 的电力需求，以及电站所在地的部分电力需求。同时，太阳能热发电还可以与海水淡化结合，灌溉当地的农作物和提供工业及民用淡水。该行动计划的实体合资公司“DII”已于 2009 年 10 月 30 日在德国慕尼黑成立，首批股东有 12 家大的工业集团公司、金融、保险、能源业巨头及基金会。

美国后来居上，成就增速上的第一。美国处于准备阶段的太阳能热发电项目已有 8.5GW，其中 3200MW 已经签署购电协议，而美国加州政府能源局处于审批公示阶段中的太阳能热发电装机容量则达 24GW，占地面积超过 12.14 万公顷。根据美国加州的计划，到 2030 年，太阳能发电容量中太阳能热发电与光伏发电的比例为 4:1。2010 年 2 月，美国能源部为太阳能热发电公司 BrightSource 提供了将近 14 亿美元的贷款担保，用于支持其建设一座 400 兆瓦的太阳能热发电厂。这是美国近 20 年来首座光热太阳能发电设施，预计有望成为世界上最大的太阳能项目。2010 年 5 月，美国能源部为 4 家 CSP 技术新兴企业提供了 6200 万美元的研发资金，帮助它们将先进技术推向市场。在加州，联邦或州土地的环境分析需要花费 18-24 个月。为了解决这个问题，美国土地管理局已经简化了太阳能热发电厂批准的程序。

5 年的技术研发已初步完成积累，我国大规模建设已不远。“十一五”期间，国家 863 计划设立太阳能热发电技术及系统示范项目，重点研究太阳能塔式热发电关键技术，建立太阳能热发电实验系统和实验平台，探索大规模低成本商业化电站的技术途径，为我国太阳能热发电技术的研究与发展奠定技术基础。国家 973 计划“高效规模化太阳能热发电的基础研究”，力图对光热发电技术进行集中突破，该项目计划在北京延庆建设的 1MW 塔式光热发电项目目前正在调试。一系列的项目进展都预示着技术积累已日渐充分，光热发电的大规模建设期已经不远。

图表 17：目前我国已有的光热发电项目

项目	技术	建设单位	建成时间	装机容量 (KW)
中科院实验项目	碟式	中科院电工所	2006	1
河海大学实验项目	塔式	河海大学	2005	70
华电太阳能热发电实验基地	槽式	华电集团	2009	-
杭州光热发电项目	塔式	上海工电能源科技有限公司	2009	300
八达岭 1MW 太阳能热发电站	塔式	华电集团	2010	1000
云南楚雄彝族自治州光热电站	光伏 / 光热复合	云南银通竹炭有限公司、云南省太阳能研究所光明工程公司	2011	10

	电站			
内蒙古鄂尔多斯项目	槽式	大唐集团、皇明太阳能	2011	50000
北京延庆八达岭示范项目	塔式	中科院电工所	2011	1000
宁夏哈纳斯高沙窝槽式太阳能——燃气联合循环 (ISCC) 发电站项目	槽式	宁夏哈纳斯新能源集团	2013	92500

资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

产业资本入驻预示商业化前景。中海阳（北京）新能源电力股份有限公司长期专注于太阳能电站建设，于今年 4 月份宣布投资 20 医院在成都组建成都禅德太阳能电力有限公司，专业从事太阳能热发电聚光反射镜生产，意欲以此推动中国光热发电产业的发展。

政策的进一步鼓励也表明政府发展光热发电的决心。2010 年国务院颁布的《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》明确提出要“开拓多元化的太阳能光伏光热发电市场”。今年发布的“十二五”规划纲要也再次明确了要重点发展包括太阳能热利用和光伏光热发电在内的新能源产业。今年 5 月中旬发布的《产业结构调整指导目录》又再一次强调了光热发电的特殊地位。

图表 18：目前我国部分洽谈中的光热发电项目

项目	技术	建设单位	装机容量 (MW)
甘肃金塔太阳能热电站	塔式	华电集团	50
-	塔式	上海工电能源科技有限公司	100
西藏太阳能热系统电站	碟式	天津彩熙太阳能环保公司（美国 SETC 子公司）	6
内蒙古达拉旗展旦苏木项目	槽式	北京康拓科技开发公司	550
格尔木光热电站	-	澳洲雄狮国际投资有限公司、华电新能源技术开发有限公司	1000

资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

针对未来光热产业的发展，我们对光热技术的推广和光热电站的大规模商业化制定了日程表：

太阳能集热发电的发展除了依靠国产化的技术和装备制造之外，还会部分依靠“技术引进，国内制造”这样的路线。可再生能源市场因某些因素，如环境压力、化石燃料的巨幅涨价等因素，而变得更为引人瞩目。在现有的政策基础上，政府针对可再生能源或者太阳能热发电出台相对有力的经济刺激或者补贴措施，商业投资活跃。按照现在已公布的项目建设规划，如此多家的能源企业和当地政府同时都在窥伺太阳能集热发电市场。那些已经宣布的项目哪怕只有五分之一进入实质性的政府审批和前期的融资过程，规模已经相当可观。在这样的情景下，我们预测：

2010-2015 年为技术验证和商业起步阶段，以平均每年 10-100MW 的速度增长，诸如内蒙古施德普 50MW 的槽式系统、上海工电 100MW 的塔式系统等在这个时期应已实现并网发电。

2015-2020 年为商业化规模化发展阶段，规模化的太阳能集热发电电站已经成为常规，太阳能集热发电以平均每年 500-1000MW 速度增长。

2020-2030 年为飞速成长阶段，太阳能集热发电成为新的投资热点，平均以每年 1GW—5GW 左右的速度增长。

2030-2050 年，在前期积累的基础上，太阳能热发电进入自由市场发展时期。2030 年的规模基础上，以年平均 15% 的速度增长(参照中国“十五”到“十一五”期间火力发电装机容量的平均增长率在 10%-15% 之间)，到 2050 年时 CSP 的发电量可满足中国大约 7-8.5% 的电力需求(CSP 年有效发电时间按照 2000 小时计算)。

从我国的光热发展路线来看，我们认为，商业化电站的成功运营以及技术标准的制定将会成为其大规模爆发的前奏。

4.2 具体的项目进展情况

从在建电站看光热发电，爆发式增长临近。截至 10 年底已经并网的太阳能光热发电总装机容量达到 1.27GW，其中美国占 35%，西班牙占 59%；但在建的装机容量已达到 1.93GW，增幅达到 51.97%。而更可观的是，在规划中的装机容量达到了 17.53GW，是目前运行中光热发电装机容量的 12.8 倍。仍处于规划阶段的项目中 56% 是北美（以美国为主）、27% 是欧洲（以西班牙为主）、6% 是中东（以色列为主）。

图表 19：光热项目规划量远远大于运行与在建量

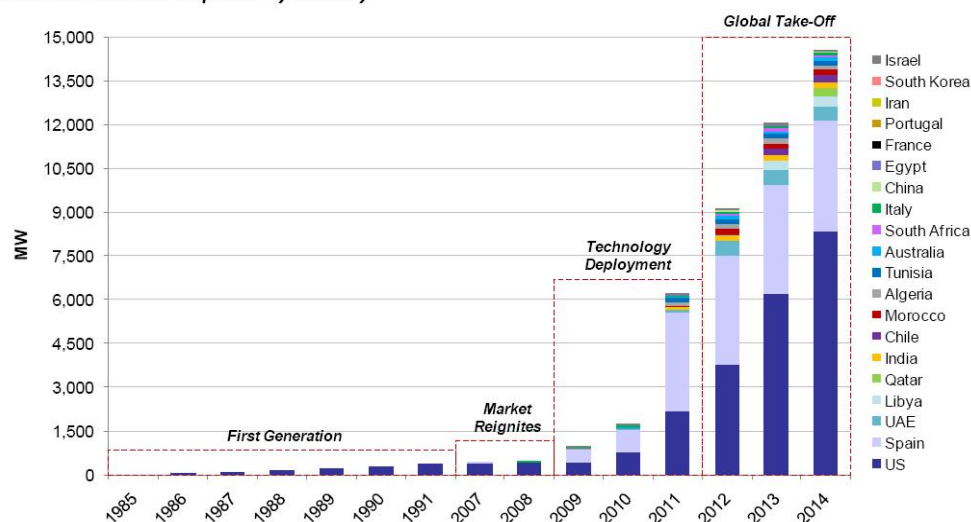
	项目总数	装机 (GW)	单位项目装机 (MW)	占当前装机规模比重
运行	39	1.27	32.56	100%
在建	29	1.93	66.55	152%
规划	67	17.53	261.64	1380%

资料来源：NREL、东方证券研究所

根据美国能源咨询机构 EER 在 2009 年 6 月发布《2009-2020 年全球聚光型太阳能热发电市场和战略》中的统计结果，2009 年 4 月全球在建太阳能热发电装机已达 1200MW，预计到 2014 年，全球 CSP 累计装机容量将超过 14GW，到 2020 年达到 25GW。相关的设备制造商、技术提供商、EPC 服务商等都将受益 CSP 的大规模建设。据报告的预测，由于西班牙和美国的光热发电项目逐步完工，今年将是 CSP 的爆发元年，装机增幅将超过 300%。

图表 20：EER 预测也显示 11 年将是全球光热发电爆发元年

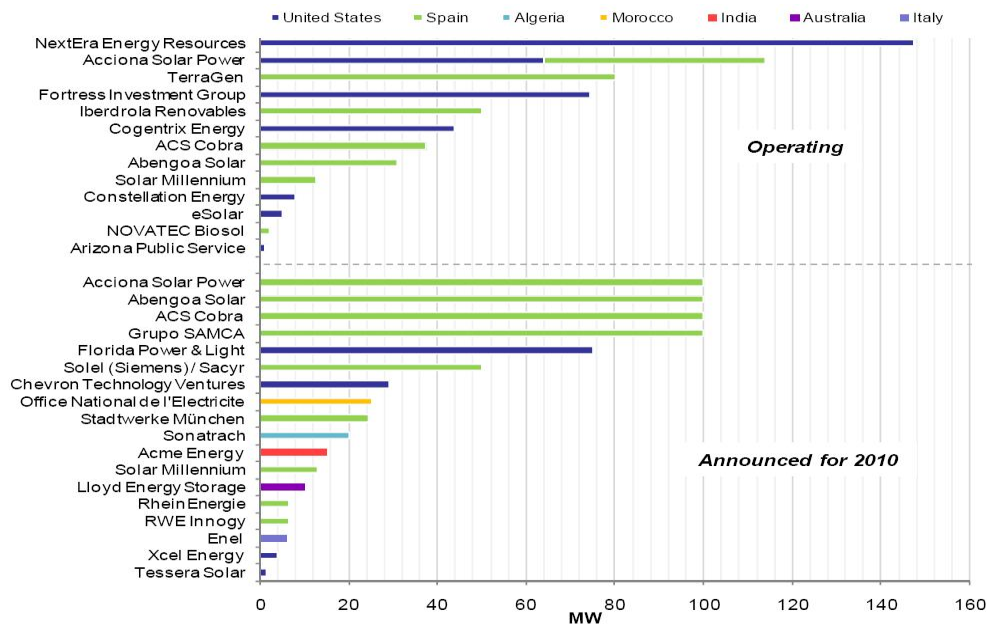
Exhibit: Global CSP Pipeline by Country



资料来源：NREL、东方证券研究所

根据 EER 的统计，我们发现，在 10 年之前大力兴建光热发电项目的国家主要是美国和西班牙，但从目前在建的项目来看，新加入的国家包括阿尔及利亚、摩洛哥、印度、澳大利亚、意大利等国。

图表 21：项目分布呈现扩张趋势，越来越多国家参与到 CSP 建设中



资料来源：EER、东方证券研究所

图表 22：目前规划和在建项目(不完全统计)

项目名称	项目地点	技术选择	总容量 (MW)
Ecija	西班牙	槽式	50
Helios	西班牙	槽式	50
Solnova 2	西班牙	槽式	50
Solnova 5	西班牙	槽式	50
Almadem	西班牙	塔式	20
Puertollano	西班牙	槽式	50
Florida	西班牙	槽式	50
Az20	西班牙	塔式	20
Gotasol	西班牙	菲涅尔式	10
Arcosol50	西班牙	槽式	50
Murciasol 1	西班牙	槽式	50
Aste 2	西班牙	槽式	50
Axtesol	西班牙	槽式	50
Ibersol val.1	西班牙	槽式	50
Ibersol val.2	西班牙	槽式	50

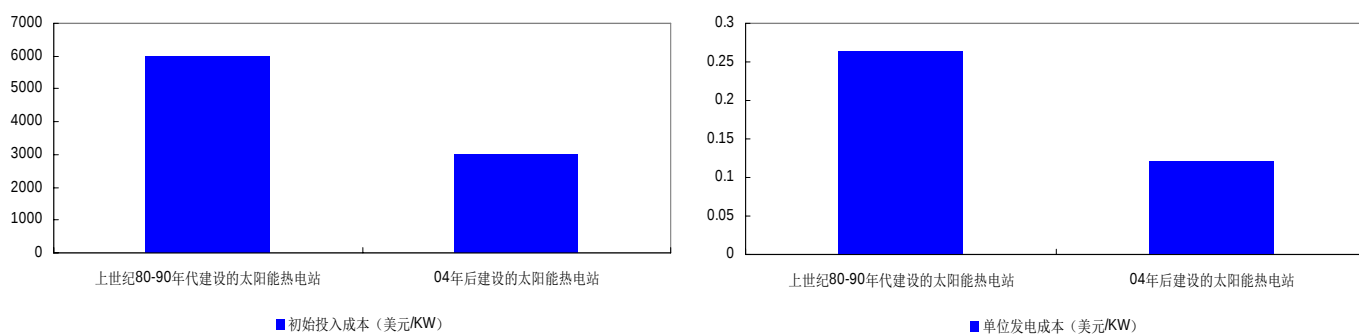
Negev dessert	以色列	槽式	250
Shams 1	沙特阿拉伯	槽式	100
Yazd iscc	伊朗	槽式	67
Naama	阿尔及利亚	槽式	75
Meghaier	阿尔及利亚	槽式	75
Hassi	阿尔及利亚	槽式	75
SES Solar 1	美国	碟式	500
SES Solar 1 (extension)	美国	碟式	350
SES Solar 2	美国	碟式	300
SES Solar 2 (extension)	美国	碟式	600
Solana Generating Station	美国	槽式	280
Antelope Valley plant	美国		245
Beacon Solar Energy Project	美国		250
FPL plant	美国		300
Ivanpah Solar Power Complex	美国		400
Mojave Solar Park 1	美国		553

资料来源：公开资料整理、东方证券研究所

4.3 瓶颈突破之路

从 1984 年到 1991 年，路兹公司在美国南加州建造了 9 座装机容量共计 354mW 的太阳能热发电系统。虽然路兹公司后因税务问题而破产，但这 9 座电站仍顺利运行至今，且年发电量仍非常稳定。随着技术不断发展，系统效率由起初的 11.5% 提高到 13.6%。建造费用由 5976 美元/kW 降低到 3011 美元/kW，发电成本由 26.3 美分/kWh 降低到 12 美分/kWh。

图表 23：当前建设成本和单位发电成本都已进入商业化区间

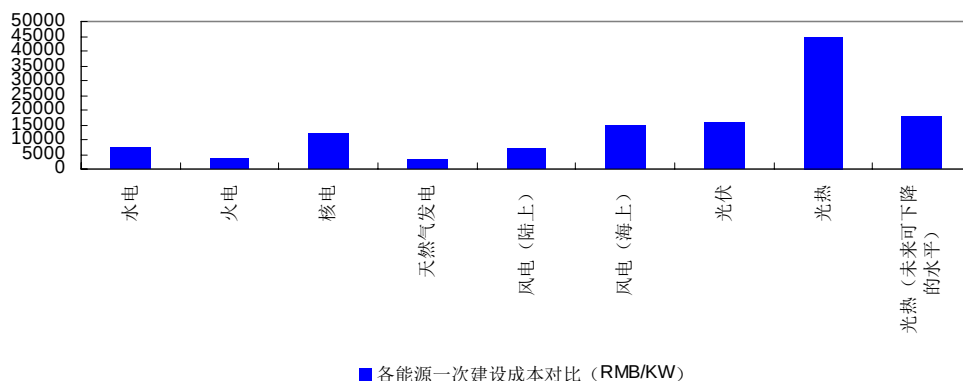


资料来源：根据 SEGS 项目的资料整理、东方证券研究所

从目前来看，光热发电的初始投资成本仍然是最高的，远高于火电，比核电和光伏的初始投资成本都要高 50% 左右。我们认为，其原因有三点：**1. 电站本身的规模效应未得到充分体现**。由于光热发电是典型的集中式发电技术，其电站的装机容量越大，单位发电成本就越低。而目前已经运行的大部分电站装机容量都不超过 100MW，电站规模效应的体现仍有限。从图表 19 中所列的在

建及规划电站来看，未来的光热发电站正在向大规模发展，这样就能进一步使光热发电站的初始投资成本下降。**2.设备和组件的产业化及竞争不充分。**成本较高还因为目前设备和组件的生产商数量仍然非常有限，并且产业竞争不足，导致了设备及组件的价格较高。**3.技术不成熟带来的成本居高。**由于光热发电的大规模商业化运营刚刚起步，生产工艺和设备制造技术仍不成熟。随着产业化不断深化、技术不断提升，技术的提升也会带动建设成本的大幅下降。

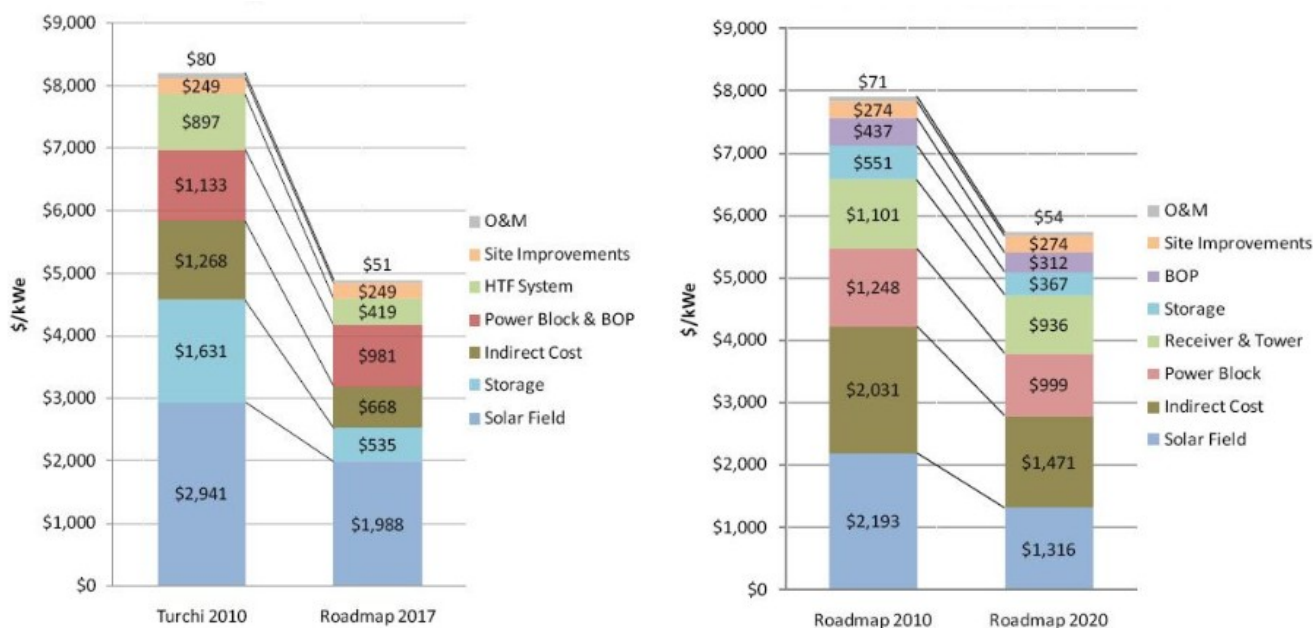
图表 24：光热发电的资本成本仍是最高，但下降存在较大空间



资料来源：东方证券研究所

从一次建设成本来看，槽式的建设成本将从 10 年的 8200 美元/kW 下降至 17 年的 4891 美元/kW，降幅达到 40%。其中，占比最大的太阳能部分（包括聚光和集热部分）和储热系统从 4572 美元/kW 下降至 2523 美元/kW，降幅达到 45%。塔式的建设成本将从 10 年的 7906 美元/kW 下降至 17 年的 5729 美元/kW，降幅达到约 30%。其中，占比最大的太阳能部分（包括聚光和集热部分）和储热系统从 3845 美元/kW 下降至 2619 美元/kW，降幅达到 32%。

图表 16：槽式（左图）和塔式（右图）项目成本构成及其下降空间



资料来源：Kolb et al., 2010, Kutscher et al., 2010, Turchi et al., 2010、东方证券研究所

国产化使其本土建设成本下降约 40%。由于中国太阳能热发电在未来的成本降低的潜力，主要存在于蒸汽发动机组、钢筋结构，土建工程成本方面，由 CRP (cost-reduction-potential)来表示。CRP 通过把在中国的价格与欧美相应的同种部件或服务来进行比较所得。根据不同的数据来源对有关欧美和中国产品与服务价格进行总结比较后的结果。

在中国一台 100 MW 的蒸汽机组只相当于欧美同类产品的三分之一左右，并且钢筋结构和土建工程的价格也分别只是欧美的 30%到 40%。在综合考虑了这三者的因素之后，可以得出在中国，槽式发电的成本与欧美相比，有可能降低 39%。

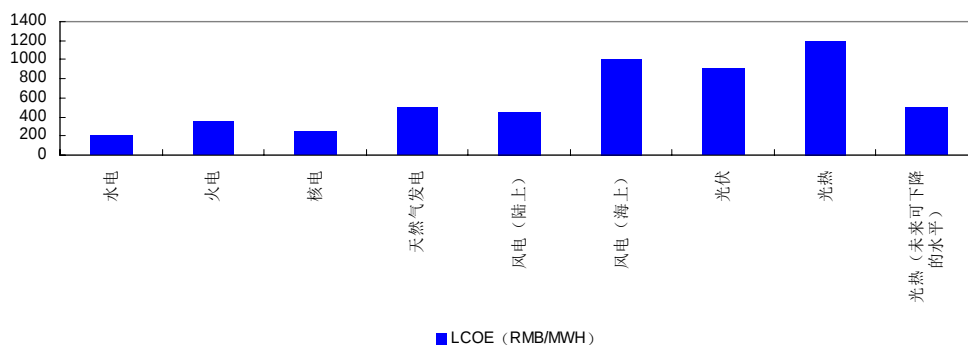
图表 25：本土化建设带来的成本下降空间巨大

产品/服务	欧美价格	中国价格	CRP
100MW 蒸汽机组	200 美元/kW	68 美元/kW	1/3
钢筋建构	-	-	30%
土建工程	-	-	40%

资料来源：Wen Zhang、东方证券研究所

从单位发电成本来看，目前光热的发电成本比光伏发电成本依然要高，与火电、水电等传统能源仍有较大差距。但是随着大型光热电站的大规模运营，通过调式后，光热发电的单位成本未来可降至与火电近似。

图表 26：主要发电方式的成本比较



资料来源：东方证券研究所

国际能源署 IEA 预测，光热发电的 LCOE 将在 2020 年前下降 60%，其中，槽式技术将最先成熟，将在 2012 年降至 5 美分/KWh,塔式技术将在 2018 年降至 4 美分/KWh,碟式技术将在 2025 年降至 6 美分/KWh。

图表 27：三项光热发电技术的 LCOE 在未来下降 60%以上

类型	成熟时点	发电成本 (美分/千瓦时)	目前发电成本 (美分/千瓦时)	下降比例
塔式	2018	4	15	73.3%
槽式	2012	5	12	58.3%
碟式	2025	6	30	80.0%

资料来源：IEA、东方证券研究所

4.4 未来进一步的发展空间

(1) 大规模化

建造大规模的太阳能热发电站是降低太阳能热发电成本的必要途径和主要发展趋势之一。因为在同样技术条件下，机组容量越大，单位千瓦投资成本和年运行费用越低；同时，机组容量较大时，机组本身的运行效率明显提高，电站辅助设备及管道系统的效率也较高，则电站综合效率明显提高。在技术路线上，塔式发电和槽式发电的规模化效应非常明显。

(2) 与常规热电站（包括天然气发电和垃圾发电）联合运作

对于太阳能热发电系统，如运行温度在 300-360℃ 以下，则建设成本低，技术难度小，且系统光热转换效率较高，但系统发电运行效率很低；为了提高系统发电运行效率以及系统综合效率，降低其单位电量的发电成本，则需要尽可能提高系统运行温度，并确保系统有较高的光热转换效率和热循环效率。

在常规热电站中，高温甚至超高温发电运行技术、设备制备以及运行维护经验等都已很成熟，且系统综合效率很高。但在常规热电厂中为把冷凝水加热到 300-360℃ 小热量的热能所占比重很大。

因此，将太阳能热发电系统与常规热电站联合运营，将成为今后较长一个时期内开发利用太阳能热发电技术的重要发展趋势之一。这种联合运行系统既可高效利用太阳能热系统提供中低温、中低压的水蒸气，又具有很高的发电系统综合效率。槽式发电和塔式发电与常规热电站的联合运作将进一步提升光热发电的经济性。

(3) 光伏-光热联合利用系统

由于太阳能光伏利用与光热利用的太阳光的波段不同，因此可以根据太阳能的光谱特性，利用光线分束器（Beam Splitter）将太阳光中不同波长的光线分离，在进行光伏发电的同时利用其不用的光能进行热发电，这样可以有效提高太阳能的利用效率（热-电转化率可达 60%），并且可减小 PV 发电的热负荷。该联合利用系统将可能成为今后太阳能发电技术的重要发展趋势。

(4) 新型聚光方法和聚光器的研究

太阳能热发电系统的常用聚光方法主要是塔式、槽式和碟式三种。目前以色列、西班牙、日本等国对地面接收的二次聚光方法进行了试验研究。这种聚光方法的二次聚光器是放置在塔顶的双曲面形的反射镜。由于这种聚光方法的吸热器位于地面，因此结构更加稳固，切热损耗比位于塔顶要小，并避免了将导热工质泵到塔顶，特别适合于吸热器较大，较重的电站应用。

(5) 高温传热、储热装置及吸热器的研究

高温传热工质需要具有较好的流动性和稳定性，以提高传热效率、减小传输能耗，减少传热工质的更换次数。超大容量的高温储热可以有效延长太阳能热发电站的发电时数。因此，选择合适的高温传热工质和适用于高温流体工况的储热材料以及换热器是今后太阳能热发电技术的重要研究内容之一。

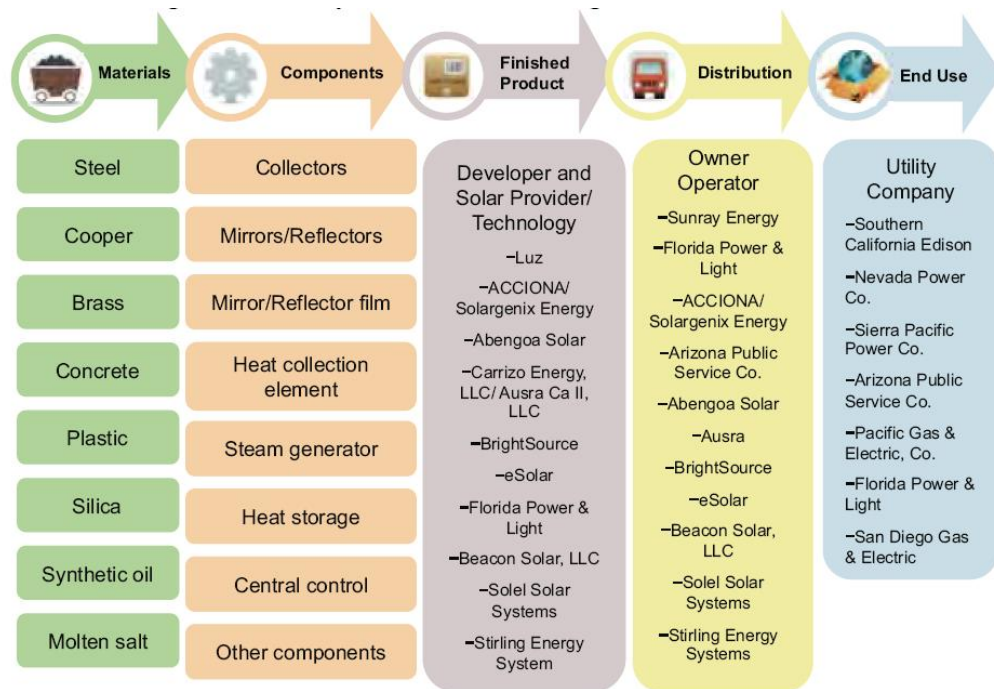
(6) 耐高温太阳能真空管吸热器的研究

耐高温太阳能真空管吸热器是槽式太阳能热发电系统的核心部件，其制造成本和性能将对槽式热发电系统的技术经济可行性产生决定性的影响。因此，耐高温太阳能真空管吸热器将是今后太阳能热发电技术的关键研究内容之一。具体包括以下几个方面的研究：1.真空管的真空形成与保持技术及工艺；2.耐内外高温差（500℃）真空管的金属与玻璃封接技术及工艺；3.真空管的耐 450℃ 选择型吸收涂层制备技术。

5. 产业链上各子行业市场空间广阔

5.1 光热发电的产业链

图表 28：CSP 的产业链构成



资料来源：GCCG、东方证券研究所

光热发电产业由金属及非金属原材料提供商、组件及设备提供商、光热技术提供商、项目开发商、电站运营商构成。一般在产业化初期，最先受益的则是组件及设备商，但考虑到光热发电的技术门槛较高，技术提供商和组件设备提供商将会共同分享价值链中最大的蛋糕。

5.2 目前国外已初步产业化，国内还要等多久？

从装机容量来看，目前占据主导地位的仍是美国和西班牙，而从产业化程度来看，美国的光热产业已非常完善，几乎每个组件及设备都有可提供的本土厂商。其次，德国在设备厂商方面也较为完整。这也为美国、西班牙大规模推广光热发电技术提供了保障。

图表 29：国外产业链中的设备提供商

组成设备	国际主要厂商	所在地
接收器	European Partners	欧洲
	Industrial Solar Technology	美国科罗拉多州
	Luz/Solel	以色列
	Solargenix Energy	美国北卡罗来纳州
	Solar Millennium AG	德国
	Sopogy	美国夏威夷州

反射镜	Alanod	德国
	Ausra Manufacturing	美国内华达州
	Boeing (formerly McDonald Douglas)	美国伊利诺伊州
	Cristaleria Espanola SA	西班牙
	Flabeg	德国
	Glaverbel	比利时
	3M Company	美国明尼苏达州
	Naugatuck Glass	美国康涅狄格州
	Paneltec Corporation	美国科罗拉多州
	Pilkington	英国
	SCHOTT North America	美国纽约州
反射膜	Alanod	德国
	3M Company	美国明尼苏达州
	ReflecTech	美国科罗拉多州
集热元	Luz/Solel	以色列
	SCHOTT North America	美国纽约州
蒸汽发电系统	Siemens	美国纽约州
储热系统	Radco Industries	美国伊利诺伊州
中央控制系统	Abengoa Solar USA	美国科罗拉多州
线性接收机	Luz/Solel Solar Systems	以色列
	SCHOTT North America	美国纽约州
聚能器结构	European Partners (Euro Trough)	欧洲
	Solargenix	美国北卡罗来纳州
其他组件	用于电厂的生产，但不是唯一的其他组成部分要集中太阳能包括一个天然气锅炉，汽轮机，蒸汽发生器，冷凝器，冷却塔。	

资料来源：GCCG、东方证券研究所

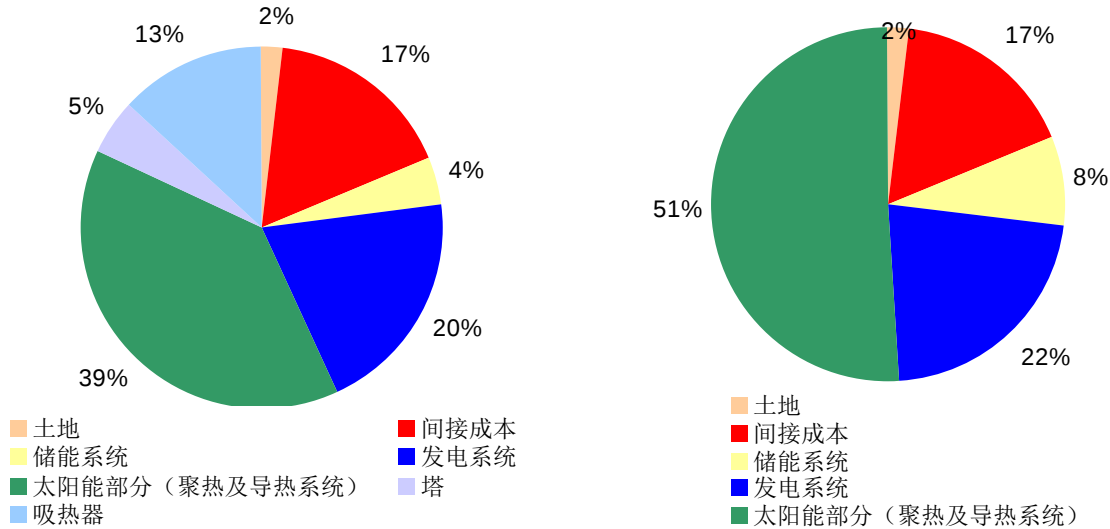
我们分析认为，在光热技术大规模推广前，设备的产业化必不可少。在我国长达 5 年的政策推动和技术积累都进入蓄势待发的状态后，设备及组件的产业化将是我们唯一欠缺的“东风”。

设备商产业化重点仍在太阳能部分与储热系统。从光热电站的成本构成中，我们发现，太阳能部分与储能系统占成本的 50% 左右。其中，槽式电站更是占到 59%。而发电系统方面，无论是其技术还是设备的规模化生产均已相对成熟（碟式技术除外），因此在此不做赘述。

在太阳能部分中，主要包括两部分：聚光镜与集热元。在塔式电站中，由于聚光镜与集热元分离，因此在成本上也将其分开考量。而正是由于这两类设备的产业化未形成规模和其技术水平有待提

高，使得光热电站的建设成本仍然居高。我们认为，随着光热电站的建设逐步推广，太阳能部分和储能系统的设备制造商将受益。

图表 30：塔式发电站（左图）与槽式发电站（右图）的成本构成



资料来源：CSIRO 2011、东方证券研究所

5.3 重点设备的子行业市场空间广阔

从 CSP 的成本构成来看，将近 60% 的成本构成源于太阳能部分和储热系统。因此我们通过对这一系列组件和设备的市场规模进行测算，从而更明确相关上市公司的受益程度。

根据 IEA 在 2011 年最新的预测，到 2020 年的全球 CSP 装机容量将超过 42GW，而 10 年仅 1700KW，我们假定 2011-2020 年全球 CSP 新增装机容量达到 40GW，那么，吸热器的全球市场规模可达 174.53 亿美元；聚光镜的全球市场规模可达 174.53 亿美元；储热系统的全球市场规模可达 306 亿美元；蒸汽机组的全球市场规模可达 80 亿。

从国内来看，《“十二五”可再生能源发展规划》目前已上报国务院待批，“十二五”光伏发电装机总量目标已明确上调至 10GW，而考虑到光热的诸多优势及此前充分的技术积累，我们认为 11-20 年新增装机 5GW 的目标较为合理。那么，吸热器的国内市场规模 21.82 亿美元；聚光镜的国内市场规模 21.82 亿美元；储热系统的国内市场规模 38.25 亿美元；蒸汽机组的国内市场规模 10 亿美元。

图表 31：各重点子行业 11-15 年市场规模测算

	单价	预计 11-20 年全球新增装机 (GW)	预计 11-20 年中国装机 (GW)	全球市场规模(亿美元)	国内市场规模 (亿美元)
吸热器 (美元/平方米)	60	40	5	174.53	21.82
聚光镜 (美元/平方米)	60	40	5	174.53	21.82
储热系统 (美元/KW)	765	40	5	306.00	38.25
太阳能其他热辅助设施 (美元/平方米)	150	40	5	60.00	7.50
蒸汽机组 (美元/KW)	200	40	5	80.00	10.00

资料来源：《中国太阳能集热发电的可行性及政策研究报告》、东方证券研究所

6. 相关受益公司：国内厂商面临上万亿产业崛起

作为一个全球最大的能源消费国，新能源的开发对我国经济起到至关重要的作用，由于电网侧的建设仍然不足，间歇式、分布式发电仍存在诸多障碍，我们认为，具有连续性、集中式的光热发电将是新能源的新宠。并且由于产业化的不断深化和技术的不断突破，光热发电的成本仍有非常大的下降空间。通过降低成本，光热发电将会成为未来的主流能源之一。我们认为，在国外大力推动光热发电项目以及国内技术不断完善积累的多重推动下，“十二五”期间国家将有望给予光热发电更多的政策支持和鼓励。

6.1 光热发电相关上市公司

杭锅股份（未评级）

2011年4月，公司向中控太阳能以1:2.3810元（即每1元注册资本作价2.3810元）的价格增资5,000万元，共获得2,100万元股权，增资后，中控太阳能的注册资本为10,500万元，公司占其注册资本的20%。

中控太阳能是一家专业从事太阳能热发电技术研究和解决方案的开发，以光学、物理学、热能技术、自动化技术、发电技术、软件工程为核心技术基础，为电力运营商提供太阳能热发电整体方案核心技术和方案设计的高科技公司。

公司依托浙江中控技术股份有限公司、浙江大学的技术优势和工程积累，构架了算法研究、机械、电气、软件、热工、蓄热、工程实施等综合性的科研攻关和产业化组织机构，开发了完全自主知识产权的模块化太阳能塔式热发电系统解决方案，已经掌握太阳能聚光、光热转换、高效蓄热和系统集成等方面的核心技术，已经申请发明专利6项，该技术利用小尺寸镜面随动驱动和基于通讯总线技术的全镜场协调控制，具有实现规模大、光能转换效率高、集热温度高、装备运行寿命长等特点。

金晶科技（未评级）

公司主营玻璃及下游相关产品的生产、研发及销售。主要产品包括浮法玻璃原片、压花玻璃原片以及纯碱相关产品。其中，超白浮法玻璃是光热发电中聚光镜的主要原材料。根据公开资料显示，公司已规模化向国外光热电站供货。

2009年6月，公司的太阳能超白玻璃获得了欧瑞康太阳能300-419质量标准。该产品可作为太阳能光热、光电转换系统的基片，提高光电转换效率。2010年公司超白浮法玻璃销量320万重箱，贡献利润约1亿元。公司计划将本部一线技改为超白玻璃生产线，上半年可技改完成，预计超白玻璃今年销量至少增长50%以上，约500万重箱。

三花股份（未评级）

公司通过出资925万美元认购HelioFocus公司发行的5,744,862股普通股B股持有其20.30%的股权，同时通过出资125万美元受让HelioFocus公司创始人拥有的2,743,840股普通股持有其9.70%的股权，共计持有HelioFocus公司30%的股权。ICG公司通过出资231万美元认购HelioFocus公司发行的1,434,663股普通股B股，认购后ICG公司持有HelioFocus公司42.28%的股权。

HelioFocus公司目前正在研发的是一种新型的碟式发电系统，现已完成太阳能接收器技术的开发和测试，目前的重点是详细设计和构建碟式聚光器，以及研发接收器、涡轮机和碟式聚光器一体化技术。

HelioFocus公司以世界知名的以色列魏兹曼科学研究院为依托，拥有先进的太阳能热发电技术和科研能力。HelioFocus公司的技术是基于“土地的协同使用”来应对现有发电厂对土地资源的制约，既能够适合地点协同太阳能热发电，以热电联产的方式供应蒸汽和电能，又能够独立发电，来提高发电的效率和降低成本，该技术处于世界先进水平。若项目研发进展顺利，HELIOFOCUS公司预计在2012年产生收入。

航空动力（买入）

2009 年 12 月，公司通过非公开增发募集资金 20.49 亿元投资四个项目，其中 9700 万元用于投资建设“斯特林太阳能发动机生产及示范工程项目”（该项目总投资 1.1 亿元）。斯特林发动机是碟式 CSP 系统的核心设备，其太阳能转化电能效率达到了 33%，高于光伏电池的 18-22% 水平。公司通过对其进行研发和生产为未来光热发电大规模推广做技术储备。

湘电股份（未评级）

20 世纪 80 年代初，湘潭电机厂与美国太空电子公司合作，试制了 2 台 5KW 碟式抛物面点聚焦太阳能热发电装置。但由于当时价格过高，加上工艺、材料、部件及相关技术等没有得到根本解决，而未能得到推广使用。但公司对于光热技术的积累仍非常深厚，我们认为，未来国内大规模开拓光热发电时，公司将会成为碟式技术的领先技术提供商和开发商。

华仪电气（未评级）

2008 年，华仪集团引进国际尖端技术，建立浙江杭州康迪斯太阳能公司，投资 2000 多万元着手研发太阳能热电发电技术。2010 年 10 月 17 日，首台 3 千瓦斯特林太阳能聚光热系统已在杭州正式发电，其光电转换效率高达 31% 以上。目前，这一系统在国内尚属首例，仅比美国晚了半年。公司已与意大利、荷兰等国家和地区签订了供货合同，2011 年将实现产品出口。该项目已于 2010 年 6 月申报《杭州高新开发区引进海外高层次人才创新创业“5050”计划》，获得 100 万元创业启动资金。

虽然浙江杭州康迪斯太阳能公司目前不在上市公司的资产中，但由于光热技术的投入需要大量资金，未来公司有激励将其注入上市公司。

东山精密（未评级）

公司于去年 8 月与美国 SolFocus, Inc 签订了《关于购买 SolFocus, Inc D 系列可转换优先股的意向书》。意向书规定公司以货币资金 13,600 万元向 SolFocus 投资，用于购买 SolFocus D 系列可转换优先股。目前，公司占 SolFocus, Inc 约 10% 的股权。SolFocus, Inc 主要从事开发和生产具有跟踪技术的聚能光伏太阳发电设备，是聚能光伏业公认的技术领先者，其产品为业内首款经过认证的聚能光伏产品，已获得 IEC 62108 和 UL 证书，并经过 CEC 登记注册。其聚光系统同样也可以用于聚光光热发电系统。

金通灵（未评级）

公司与中国科学院工程热物理研究所于 2010 年 10 月签署《联合开发协议》，就“新型高效小型蒸汽轮机技术”展开联合研发。该系列新型小型蒸汽轮机可适用于太阳能热发电。其热功转换率可达 35-40%，比传统汽轮机效率提高 40-60%。

旭光股份（未评级）

公司于去年 11 月披露的非公开发行预案中的募投项目“技术中心改造升级项目”中计划研发太阳能热发电用真空集热管，并适时推出该类具有战略意义的前瞻性新产品。

亚马顿（未评级）

公司除了在光伏镀膜玻璃方面有着突出表现外，目前也在向光热太阳能发电方面推进。公司依托在玻璃领域的优势，正在开发聚光镜玻璃。寄望通过聚光镜玻璃打入光热发电的广阔市场。

6.2 盈利预测与估值

图表 32：盈利预测与估值水平

可比公司	股价 (2011-10-14)	10EPS	11EPS	12EPS	10PE	11PE	12PE
杭锅股份	25.51	0.75	0.87	1.25	34.21	29.18	20.41
金晶科技	5.73	0.27	0.30	0.39	21.09	19.28	14.54
三花股份	28.49	1.10	1.43	1.84	26.00	19.96	15.45

航空动力	13.78	0.20	0.28	0.36	69.35	50.31	40.61
湘电股份	10.98	0.38	0.48	0.76	28.57	22.92	14.51
华仪电气	9.16	0.29	0.48	0.65	32.06	18.99	14.19
东山精密	30.22	0.63	1.25	1.66	48.35	24.17	18.24
金通灵	13.14	0.36	0.43	0.66	36.34	30.39	19.80
旭光股份	8.48	n/a	n/a	n/a	—	—	—
亚玛顿	35.69	n/a	1.52	1.92	—	23.48	18.62
Average					37.00	26.52	19.60

注：未评级公司相关数据取自 Wind 资讯
 资料来源：Wind、东方证券研究所

7. 风险提示

1. 政策支持风险

光热发电目前的建设成本相对其他发电技术仍然较高，在其商业化初期仍需要一系列政策支持才能得到有效推广。虽然从 10 年内蒙古鄂尔多斯 50MW 项目的建设可以发现政策支持力度较大，但仍存在支持政策退出的风险。

2. 电网建设风险

由于光热电站的建设地点多为电力消费供需不紧张的地区，因此将电输送到电力需求旺盛的地区就显得尤为必要。而在我国，光热电站的建设将会部分与特高压电网建设同步。如果电网建设慢于预期，那么光热电站的建设也会相应减缓。

3. 成本下降风险

虽然各国都通过一系列实验项目论证了成本下降空间，但其商业化的过程中还没有有效推广。因此，在推广的过程中是否会产生其他问题致使成本下降受阻也成为光热发电产业发展的潜在风险。

分析师申明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的研究分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本研究报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

投资评级和相关定义

报告发布日后的 12 个月内的公司的涨跌幅相对同期的上证指数/深证成指的涨跌幅为基准；

公司投资评级的量化标准

买入：相对强于市场基准指数收益率 15%以上；
增持：相对强于市场基准指数收益率 5%~15%；
中性：相对于市场基准指数收益率在-5%~+5%之间波动；
减持：相对弱于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级 —— 由于在报告发出之时该股票不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该股票的研究状况，未给予投资评级相关信息。

暂停评级 —— 根据监管制度及本公司相关规定，研究报告发布之时该投资对象可能与本公司存在潜在的利益冲突情形；亦或是研究报告发布当时该股票的价值和价格分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确投资评级；分析师在上述情况下暂停对该股票给予投资评级等信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该股票的投资评级、盈利预测及目标价格等信息不再有效。

行业投资评级的量化标准：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5%以上；
中性：相对于市场基准指数收益率在-5%~+5%之间波动；
看淡：相对于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级：由于在报告发出之时该行业不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该行业的研究状况，未给予投资评级等相关信息。

暂停评级：由于研究报告发布当时该行业的投资价值分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确行业投资评级；分析师在上述情况下暂停对该行业给予投资评级信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该行业的投资评级信息不再有效。

免责声明

本报告由东方证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本研究报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。

本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。过去的表现并不代表未来的表现，未来的回报也无法保证，投资者可能会损失本金。外汇汇率波动有可能对某些投资的价值或价格或来自这一投资的收入产生不良影响。

那些涉及期货、期权及其它衍生工具的交易，因其包括重大的市场风险，因此并不适合所有投资者。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东方证券研究所，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

东方证券研究所

地址：上海市中山南路 318 号东方国际金融广场 26 楼

联系人：王骏飞

电话：021-63325888*1131

传真：021-63326786

网址：www.dfzq.com.cn

Email：wangjunfei@orientsec.com.cn