

## 新能源发电

# 光热发电“从0到1”爆发在即，千亿规模“盛宴”开局

## 行业评级推荐

## 评级变动首次评级

### 投资观点

#### 1. 国家能源战略“大船”托底，光热发电爆发式增长在即

作为新兴能源品种，光热发电今年纳入国家能源战略决策范畴。根据国家规划，2020年光热发电装机规模达10GW，未来五年内光热发电实现从无到有、“从0到1”的跨越。在国家政策扶持之下，国内光热发电在经过数年技术研发、项目试验后，进入爆发增长的快车道。

#### 2. 光热补贴政策出台进入最后关头，后来者居上

光热发电补贴政策出台进入关头，在国家发改委、财政部、能源局等部门联合会签后即将发布。预计示范项目上网电价1.1元/千瓦时左右，可以实现项目10%的内部回报率。参照国内风电、光伏产业成长路径，电价补贴政策明确后，产业发展势不可挡。2020年光热发电规划装机10GW，与现阶段相比有500倍增长空间。预计2030年突破30GW，2050年达到100GW以上，中国将成为全球重要的光热发电新兴市场。

#### 3. 解决行业痛点，2030年有望平价上网

光热发电自带蓄热平稳可控，可以与煤电等发电系统联合运行，发电小时数可以接近5000小时，完美解决风电、光伏发展的痛点问题，且电网支持优先上网。随着规模扩张，光热发电成本、上网电价将同步下调，行业内预计2020年光热上网电价降至0.75元/千瓦时以下，并承担调峰和中间电力负荷的电源角色，2030年实现平价上网。

#### 4. 国内光热系统集成商、设备供应商的春天来临

按照投资成本30元/瓦测算，“十二五”期间国内光热发电投资规模在3000亿元以上。聚光系统、储热、导/换热系统是光热电站的核心，投资占比约70%，将获得2100亿元左右的投资规模。国内定日镜、集热器、熔盐介质、熔盐泵、蒸汽发生器等装备制造企业最为受益，系统集成商是最大赢家。

#### 5. 投资建议：

光热发电年内将实现“从0到1”的跨越，在政策支持、技术进步、商业利益的多因素驱动下，行业进入快速增长区间。光热发电系统集成商，以及定日镜、集热管、换热器和导热介质等设备制造企业率先获益。相关标的：首航节能、三维工程、杭锅股份。

### 证券分析师



证券分析师：张文博

执业编号：S0360512020001  
电话：010-66500826  
邮箱：zhangwenbo@hcyjs.com



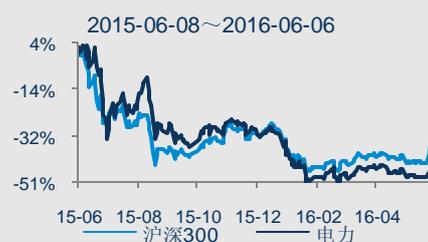
联系人：王秀强

电话：010-66500846  
邮箱：wangxiuqiang@hcyjs.com

### 推荐公司及评级

公司名称及代码	评级
首航节能（002665）	
三维工程（002469）	
杭锅股份（002534）	

### 行业表现对比图(近12个月)



### 相关研究报告

《新能源发电行业报告：“数”说起伏：一文摸清电新行业2015年及2016年一季度行情》

2016-05-13

# 目录

一、千亿光热发电市场启动在即，新兴能源战略价值提升 .....	6
(一) 光热发电自带储能，摸准新能源产业“弃风弃光”痛点 .....	6
1、储能是光热发电核心竞争力，可实现 24 小时连续发电 .....	6
2、光热发电对电网友好，可参与电网一次、二次调频 .....	7
3、光热发电对环境友好，全生命周期排放最少 .....	8
4、光热发电储能成本低于光伏，系统竞争优势放大 .....	9
(二) 光热发电战略价值重大，助力能源结构调整、经济增长 .....	9
1、光热是重要的接续资源，能源安全保障价值高 .....	9
2、光热发电可担当基荷电源，有助于清洁能源占比提高 .....	10
3、光热发电产业链条长，投资拉动效应明显 .....	10
4、光热经济带动力强，有利于西部资源省份经济发展 .....	10
(三) 槽式、塔式是光热发电主流技术路线 .....	11
二、全球光热发电进入快速增长期，装机规模近 5GW .....	12
(一) 光热发电始于上世纪 80 年代，美国、西班牙是主力 .....	12
(二) 受益资源条件、政策驱动：国内光热发电步入商业化前夕 .....	13
1.光热发电资源潜力大：近 10 万平方公里可建电站 .....	13
2. 国内光热发电享受政策红利：含着“金汤匙”降生、成长 .....	16
三、光热发电产业链蕴藏千亿市场空间，聚光、储换热系统集体掘金 .....	17
(一) 光热发电市场投资规模 3000 亿元，装备制造业率先受益 .....	17
(二) 光热发电产业链：开发运营+设备材料+监测审批 .....	18
四、中国光热发电商业化路线图 .....	20
(一) 中国光热发电“四步走”战略：从实验电站到商业电站 .....	20
1. 参照光伏成长路径，光热发电正处于商业化发展前夕 .....	20
2.2020-2030 年国内光热发电将进入规模化发展阶段 .....	21
(二) 中国光热发电规模化发展实现路径 .....	22
1、政策支持为光热发电“扶上马，送一程” .....	22
2、上网电价是光热发电的生命线，1.1 元/千瓦时是价格“红线” .....	22
3、降低成本是光热发电规模化发展的核心 .....	24
4、光热发电技术进步决定项目前景 .....	26
(三) 国内光热发电存在的限制因素和风险 .....	27
1.行业准入技术门槛高，高额初始投资 .....	27
2.太阳能间歇性增加运营成本 .....	28

3.光热电站外送距离长，电网外送存在不配套风险 .....	28
4.光热发电政策依赖性强，存在政策支持退出风险 .....	28
<b>五、投资建议 .....</b>	<b>29</b>
<b>六、（附录一）国内光热发展支持政策 .....</b>	<b>32</b>
（一）含着“金汤匙”降生、成长：光热发电享受政策红利 .....	32
（二）政策红利释放：光热发电第二个十年启程 .....	34
<b>七、（附录二）四种光热发电技术路线比较 .....</b>	<b>36</b>
（一）槽式太阳能热发电：技术成熟、商业化程度高 .....	36
（二）塔式太阳能热发电：高温运行、转化效率高 .....	37
（三）碟式太阳能热发电系统：全球只有一座商业化电站 .....	38
（四）菲涅尔式集热发电：实验示范阶段、转化效率低 .....	39

# 图表目录

图表 1	光热发电工艺流程图.....	6
图表 2	光伏电站一天内出力集中在 10~16 点.....	7
图表 3	西班牙 Gemasolar 光热发电厂 19.9MW 机组一周时间的出力曲线稳定.....	7
图表 4	2015 年新疆、甘肃弃光率最高达 30%.....	8
图表 5	光热发电全生命周期 CO <sub>2</sub> 排放最少.....	8
图表 6	光伏发电与光热发电行业特点对比.....	9
图表 7	国内光热发电从无到有，2020 年将占一席之地.....	10
图表 8	光热发电六大优势提升战略价值.....	10
图表 9	槽式是投运项目主流技术占比 84.7%.....	11
图表 10	塔式在在建项目中占比逐渐回升.....	11
图表 11	全球光热发电装机保持稳步增长.....	12
图表 12	2015 年美国、西班牙光热发电装机占比 85%.....	12
图表 13	近三年新增装机容量波动大.....	13
图表 14	2015 年新增光热发电装机集中在新兴市场.....	13
图表 15	全球八个代表性光热发电项目.....	13
图表 16	全国直射辐照 (DNI) 分布图.....	14
图表 17	光热发电项目选址条件.....	15
图表 18	国内太阳能热发电面积接近 10 万平方公里.....	15
图表 19	国家光热发电重要支持政策.....	16
图表 20	光热发电三大系统及主要装备.....	17
图表 21	聚光、储热、换热系统占光热项目投资 70%.....	18
图表 22	“十三五”光热市场投资规模 3000 亿元，太阳岛系统 2100 亿元.....	18
图表 23	光热发电上中下游产业链构成.....	19
图表 24	光热发电细分领域主要生产商分布.....	19
图表 25	光伏经过试验示范后进入快速增长阶段.....	20
图表 26	国内光热发电电站四步走战略.....	21
图表 27	国内光热发电由试验到规模发展时间轴.....	22
图表 28	光热发电内部收益率与上网电价正相关.....	23
图表 29	全球典型光热发电电站上网电价分布.....	23
图表 30	预计 2017 年前光热发电上网电价 1 元/千瓦时.....	24
图表 31	光伏上网电价随规模扩张连续下调.....	25
图表 32	光伏上网电价随多晶硅成本降低连续下调.....	25

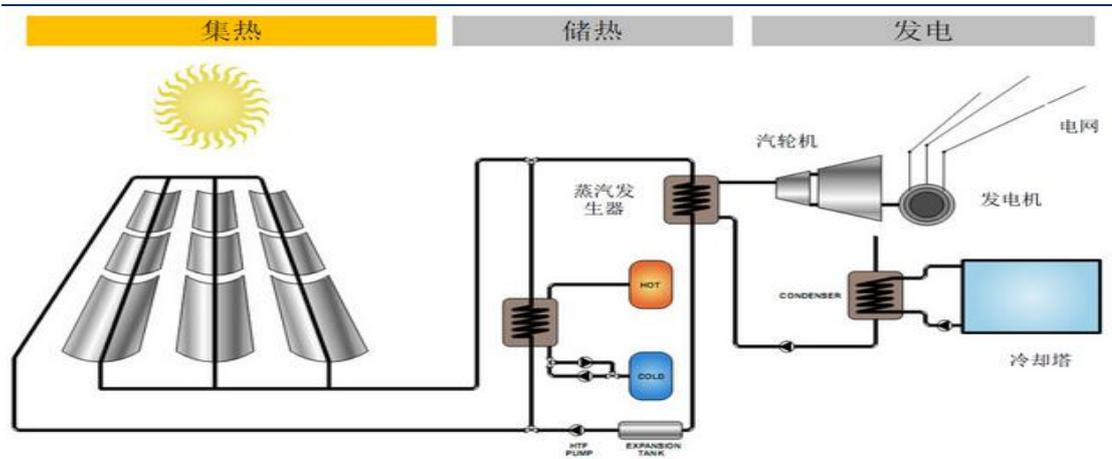
图表 33	光热发电上网电价 2020 降至 0.75 元/千瓦时 .....	26
图表 34	国内太阳能热发电项目工程造价变化趋势预测 .....	26
图表 35	光热发电四代技术路线图.....	27
图表 36	光热发电政策红利密集而至 .....	32
图表 37	国内光热发电项目列表（不完全统计） .....	34
图表 38	槽式太阳能集热系统.....	37
图表 39	水/蒸汽太阳能塔式热发电系统.....	37
图表 40	熔融盐太阳能塔式热发电系统.....	38
图表 41	空气太阳能塔式热发电系统 .....	38
图表 42	碟式太阳能光热发电站示意图.....	39
图表 43	菲涅尔式太阳能光热发电站基本原理图.....	39
图表 44	槽式、塔式、碟式系统对比 .....	39

## 一、千亿光热发电市场启动在即，新兴能源战略价值提升

光热发电是指利用不同类型的聚光装置，将太阳光聚焦加热工质后，利用热能发电的技术，包括集热、吸储（换热）、发电三个环节。

概而言之，光热发电工艺流程是，反射镜将太阳的直接辐射能聚集在吸热器上，加热吸热器中的吸热介质，将光能转化成热能；再将热能通过蒸汽发生系统产生高温高压蒸汽，高温高压蒸汽通过汽轮发电机组实现热能到机械能，再到电能的转换。

图表 1 光热发电工艺流程图



资料来源:行业调研华创证券

### （一）光热发电自带储能，摸准新能源产业“弃风弃光”痛点

#### 1、储能是光热发电核心竞争力，可实现 24 小时连续发电

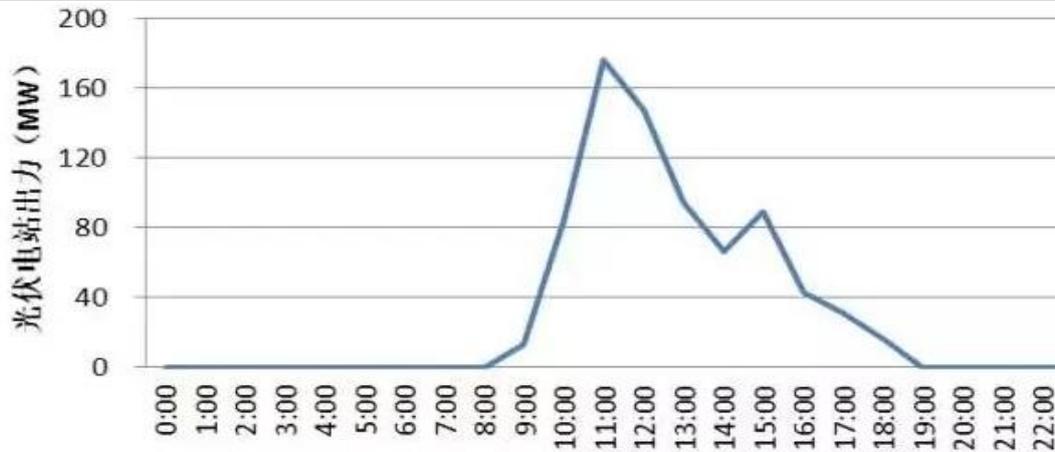
太阳能资源具有间歇性、不稳定性特点，白天太阳辐射的变化会引起系统发电功率波动，对电网系统实时平衡和稳定安全运行带来挑战。“弃光限电”是光伏发电近年来不得不面对，且日益严重的问题。

目前，太阳能光热发电系统可以通过增加储热单元或通过补燃或与常规火电联合运行改善出力特性，输出电力稳定，电力具有可调节性。而光伏发电受日光照射强度影响较大，上网后给电网带来较大压力，其发电形式独特，与传统电厂合并难度大。

就并网难易程度来看，光热发电比常规的光伏发电更具有优势。通过储热改善光热发电出力特性，白天将多余热量储存，晚间再用储存的热量释放发电。通过这种方式，光热发电可以实现连续供电，保证电流稳定，避免了光伏发电与风力发电难以解决的入网调峰问题。基于自身储能的特性，光热发电年发电利用最多可以达到 7000 小时左右，国内光伏平均发电小时数只有 1100 小时。

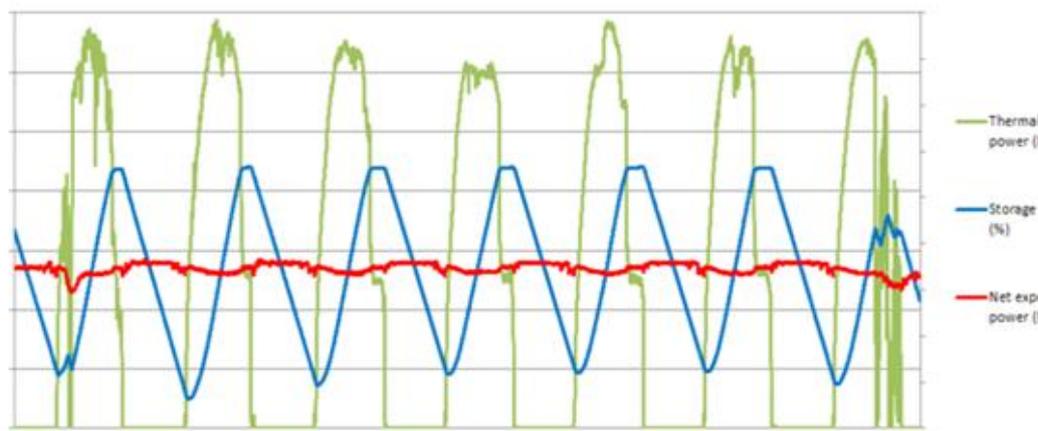
在光伏发电装机跃进的进程中，地面电站弃光问题日渐突出。从体制上说，光伏等新能源品种作为后来者，在存量市场上寻找生存空间，面临不同能源品种的竞争问题；从技术层面上说，光伏发电系统缺少储能平滑出力曲线，波动性、间歇性使得光伏发电面临并网消纳的问题。

图表 2 光伏电站一天内出力集中在 10~16 点



资料来源:电规总院华创证券

图表 3 西班牙 Gemasolar 光热发电厂 19.9MW 机组一周时间的出力曲线稳定



资料来源:电规总院华创证券

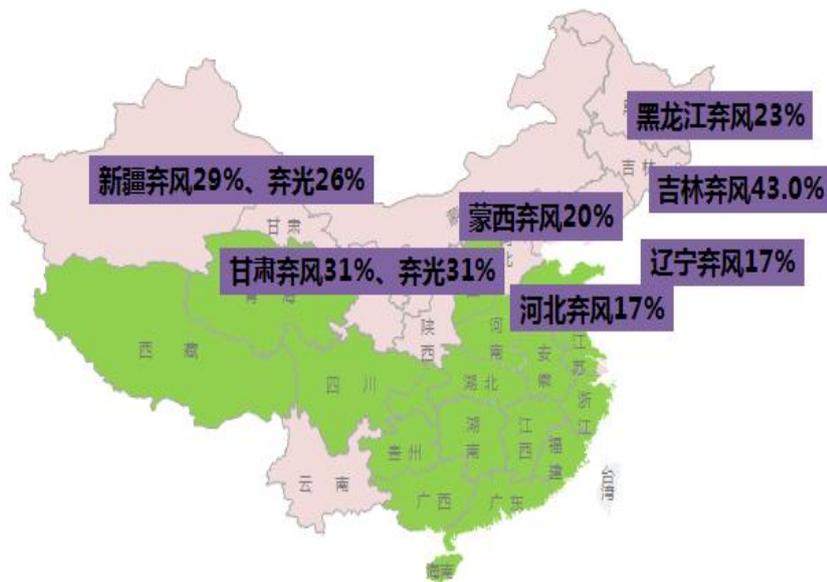
## 2、光热发电对电网友好，可参与电网一次、二次调频

从光热发电工艺流程看，在完成聚光、储热、换热之后，光热电站采用汽轮机、燃气轮机等常规热功转化设备进行热功转化，驱动发电机发电。基于此，光热发电系统可以通过配置储能系统，或与燃煤、燃油、天然气及生物质发电系统等联合运行，根据电网用电负荷需要，快速调节汽轮发电机组出力，参与电网一次调频和二次调频。

根据电网无功功率的平衡情况，光热发电项目可以参与电网无功功率调解。稳定的电力输出和良好的调节性能，适用于大规模电站建设。同时，光热发电可替代燃煤机组，调节电力系统中因风光带来的用电负荷不平衡，实现太阳能发电和风力发电的稳定外送。

相比之下，光伏发电因其自身波动性、间歇性特点，再叠加配套输配网络不到位、用电增速放缓、电力调度等问题，西部光伏电站出现严重的弃光问题。根据国家能源局数据，2015 年甘肃全年平均利用小时数为 1061 小时，弃光率达 31%；新疆自治区全年平均利用小时数为 1042 小时，弃光率达 26%。尤其在冬季供暖时段，弃光情况较上述平均值更为严重。

图表 4 2015 年新疆、甘肃弃光率最高达 30%



资料来源:行业调研华创证券

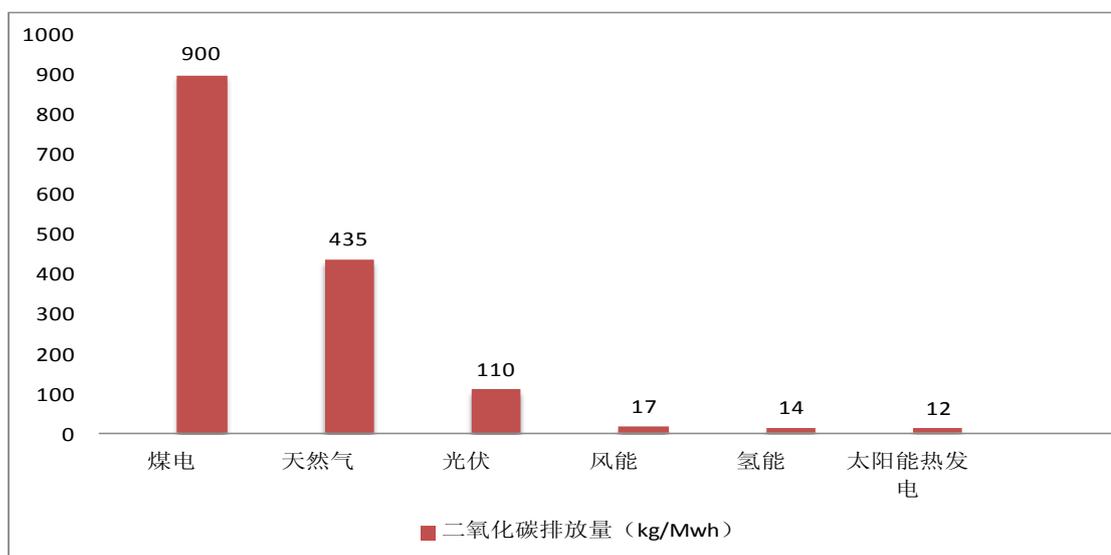
### 3、光热发电对环境友好，全生命周期排放最少

全生命周期 CO<sub>2</sub> 排放约 17g/kWh，远远低于。再加之光热发电配置储热系统，可以与其他可再生能源发电进行竞争。

光热发电基本采用物理手段进行光电能量转换，对环境危害极小。根据测算，太阳能光热发电站全生命周期的 CO<sub>2</sub> 排放仅为 3~19kg/MWh，远低于燃煤电站、天然气联合循环电站，以及风电、光伏发电。光伏发电技术的致命弱点是太阳能电池在生产过程中对环境的损耗较大，是高能耗、高污染的生产流程。

德国政府对各种不同发电方式排放 CO<sub>2</sub> 的比较发现，在生命周期评价中，太阳能热发电的 CO<sub>2</sub> 减排是几种发电方式中最优的。

图表 5 光热发电全生命周期 CO<sub>2</sub> 排放最少



资料来源: 德国环境自然资源和核能部华创证券

#### 4、光热发电储能成本低于光伏，系统竞争优势放大

对比储能型光伏发电和储热型光热发电，前者成本远高于后者。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。现阶段，光伏电站的造价约为 8600 元/千瓦，若同步配套储能 10 小时的铁锂电池组储能系统，储能系统的造价约 45000 元/千瓦，则总造价高达 53600 元/千瓦，是现在光伏电站造价的 6 倍多，并且铁锂电池的寿命只有 8 年。而光热发电配套熔盐或导热油储能，造价成本在 30000 元/千瓦左右。

图表 6 光伏发电与光热发电行业特点对比

	光伏	光热
发电原理	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	利用太阳光中的热能转化为动能，并使用汽轮机转化为电能
单位造价（元/千瓦）	晶硅 8000-10000 薄膜 10000-12000 聚光 14000-17000	20000-30000
光资源利用	直接辐射+漫反射，对太阳资源要求宽松	直接辐射，对太阳资源要求高
储能系统	蓄电池，成本高	储热介质，成本低
利用方式	集中式+分布式	集中式
每年发电小时数（小时）	1800~2200(受弃光影响严重)	储能：5000 不储能：2000 上下
与传统电厂合并	不能	能
输出电力特性	不可改变	可改变，调节
生产过程清洁度	高污染	清洁
转化效率	10~20%	15~30%
全球技术水平	技术成熟应用	技术已相对成熟
全球产业化水平	产业化程度很高	产业化初步形成
国内产业化水平	产业化程度很高	未形成产业化

资料来源：行业调研华创证券

### （二）光热发电战略价值重大，助力能源结构调整、经济增长

光热发电作为一个综合性朝阳行业，在国家政策的支持和鼓励下，其在能源结构中的战略价值，对经济拉动效应快速提升。

#### 1、光热是重要的接续资源，能源安全保障价值高

我国有丰富的光照资源，国家太阳能光热产业技术创新联盟统计，国内潜在太阳能热发电装机约为 16000GW，发电潜力约 42000TWh/年（42 万亿千瓦时/年，相当于社会用电量 8 倍）。在应对气候变化、环境治理的压力之下，

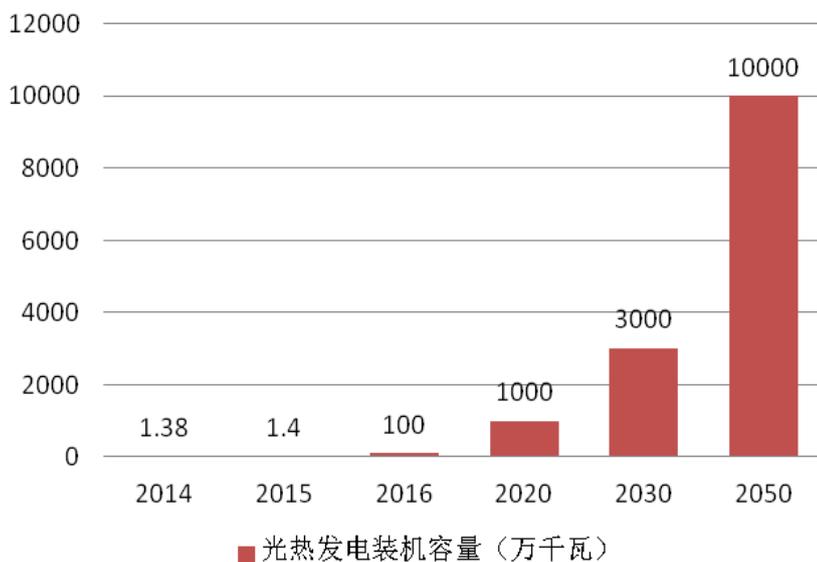
光热替代化石能源，有成为主流能源品种的可能。

## 2、光热发电可担当基荷电源，有助于清洁能源占比提高

基于光热发电稳定可控的属性，有望担当基荷电源并承担系统调峰任务。大规模开发光热发电可以缓解西部和北部的风电、光伏发电并网困难局面，共同组成清洁发电系统，提高可再生能源在电源结构中的比例。

根据国家战略布局，“十三五”时期将积极推动光热示范项目建设。2015-2020年，工程的试点示范阶段，积累系统集成经验；2020-2030年，进入规模化发展阶段；2030年以后，进入大规模发展阶段。2020年之后，光热发电将在国内能源产业布局中占据一席之地。

图表 7 国内光热发电从无到有，2020 年将占一席之地



资料来源:行业调研华创证券

## 3、光热发电产业链条长，投资拉动效应明显

光热发电产业链绝大部分为制造业，其规模化发展可拉动钢材、铝材、玻璃、水泥、矿料、电料、耐火、保温、机电、机械、电子等十几个行业传统产业发展，成为经济发展的新动力、新增长点。在经济下行压力之下，国家鼓励技术创新、支持新兴战略产业发展，光热发电发展合乎需求。

## 4、光热经济带动力强，有利于西部资源省份经济发展

我国西部、北部地区太阳能热发电资源潜力巨大，具有广袤的未利用土地资源。发展光热发电行业，可在当地打造太阳能热发电产业链，为经济发展建立新的支撑点。根据国家规划，将在青海、宁夏、甘肃等地打造百万千瓦光热发电基地，对应产业投资规模在千亿元以上。

图表 8 光热发电六大优势提升战略价值

	优点和优势
1	具备调频、调峰能力，对电网冲击很小

	优点和优势
2	可以与传统热电站结合，形成联合发电模式
3	通过热储存技术，能够提供稳定的电力供应能力
4	系统效率高，发电成本降低空间大
5	产业链条长，规模效益显著
6	全生命周期低排放，环境友好

资料来源：华创证券

### （三）槽式、塔式是光热发电主流技术路线

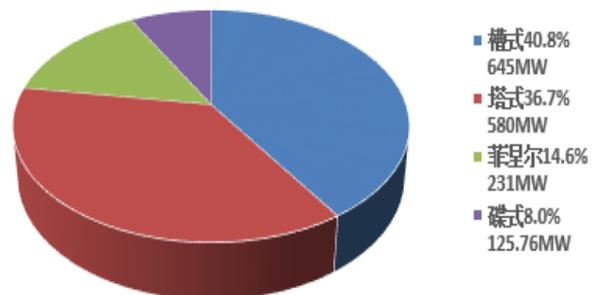
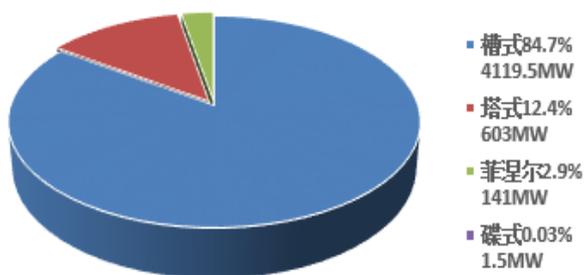
根据聚光方式的不同，目前光热发电行业技术路线主要分为四种：塔式、槽式、碟式和线性菲涅尔。基于技术的成熟特点，槽式和塔式光热电站目前在全球已实现了大规模商业化运行，而碟式及线性菲涅尔式则分别处于系统示范阶段。

图表 9 槽式是投运项目主流技术占比 84.7%

图表 10 塔式在在建项目中占比逐渐回升

太阳能热发电投运容量中各种型式占比  
(2015年底)

太阳能热发电在建容量中各种型式占比  
(2015年底)



资料来源:行业调研华创证券

资料来源:行业调研华创证券

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能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，线性菲涅尔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。

截至 2015 年底，全球太阳能热发电市场已投运装机容量达 4940MW，2015 年新增装机 421MW。太阳能热发电项目仍主要以槽式电站为主，占比近 90%。塔式电站市场份额继续增长，线性菲涅尔式技术和碟式技术仍处于商业化应用的前期。

## 二、全球光热发电进入快速增长期，装机规模近 5GW

### (一) 光热发电始于上世纪 80 年代，美国、西班牙是主力

20 世纪 80 年代初期，美国由于能源危机致使石油价格猛涨，开始寻找替代能源。以色列和美国联合组建了 LUZ 太阳能热发电国际有限公司，集中力量研究开发槽式抛物面聚光反射镜太阳能热发电系统。从 1985 年-1991 年的 7 年间，投资 12 亿美元，在加州莫哈夫沙漠 (Majave Desert) 地区相继建成九个槽式太阳能热电站 (Trough, “SEGS1…1X”)，总装 354MW。

其中，最早的 SEGSI 建成于 1984 年，最晚的 SEGSIX 建成于 1990 年。由于 1991 年到 1992 年油价下跌，CSP 失去开发经费，承包 SEGS 的公司 Luz 因而破产。

欧洲对 CSP 开发作第二轮投资 (Euro Trough) 是受 1986 年切尔诺贝利 (Tschernobyl) 核电站事故的影响，对 Trough 技术也做了进一步开发。2001 年“9·11”事件后油价上涨，才形成 CSP 电厂建设的第二次机遇。一些国家和地区 (如西班牙和美国加州) 为鼓励发展可持续能源 (Renewable Energy) 相继立法，也极大促进了太阳能热电的建设。

2004 年起，由于不断增长的电力需求、石油的短缺和对全球变暖的关注和应对，全球光热发电市场近年来进入高速发展期，特别是从 2008 年至 2013 年的五年期间，全球总计装机容量的年均增长率接近 50%。

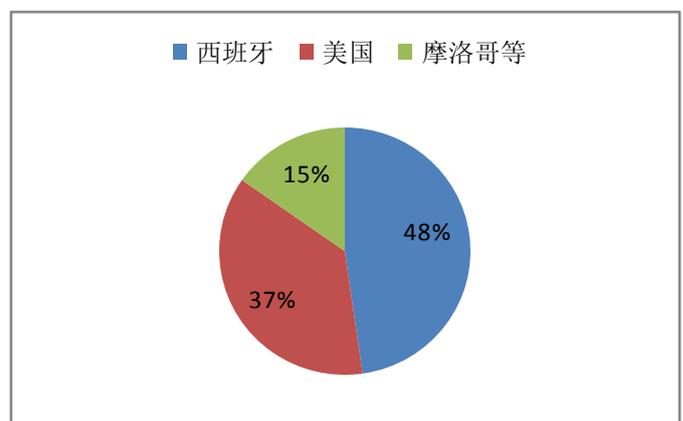
截至 2015 年底，全球光热发电装机总容量达到 4940MW。其中，西班牙光热发电装机总容量达到 2362MW，美国光热发电装机总容量达到 1830MW，两者合计达到全球装机总容量 85%。2015 年新增装机容量 421MW，摩洛哥以 160MW 的新增装机容量领跑。

图表 11 全球光热发电装机保持稳步增长



资料来源:行业调研华创证券

图表 12 2015 年美国、西班牙光热发电装机占比 85%

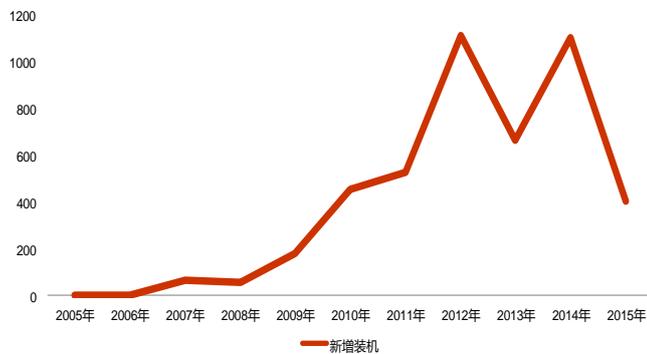


资料来源:行业调研华创证券

自 2013 年起，包括南非、摩洛哥、沙特、印度等新兴市场的光热发电产业开始扩张，大量的光热发电项目正在建设当中。新兴市场的增速主要来源于能源的需求和政策的刺激。目前，南非、摩洛哥、印度等国家建立了不同程度的电价补贴和鼓励政策，将促进光热发电产业的进一步发展。

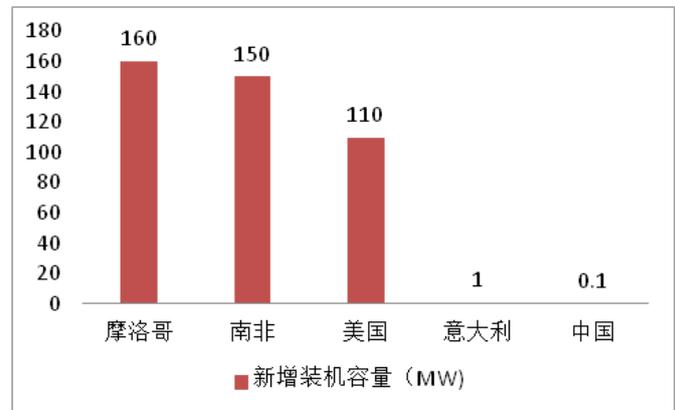
从行业发展增长情况看，最近 3 年全球光热发电新增装机波动较大，2013 年出现了下降，2014 年出现回升，2015 年再度下降。光热发电技术不断完善和成熟：储热时间不断延长，单体规模不断扩大，商业化运营模式完全成熟。欧洲太阳能热发电协会 ESTELA 预测，乐观情况下 2020 年光热发电装机容量达 42GW，正常情况下达 22GW。

图表 13 近三年新增装机容量波动大



资料来源:华创证券

图表 14 2015 年新增光热发电装机集中在新兴市场



资料来源:华创证券

图表 15 全球八个代表性光热发电项目

	项目名称	技术路线	装机容量 MW
美国投产最早槽式电站	SEGS 系列电站	槽式	354
世界上第一个熔盐储热商业电站	西班牙 Andasol-1	槽式	50
世界唯一商业化碟式电站	美国 Maricopa 示范项目	碟式	1.5
世界第一座 24 小时发电电站	西班牙 Gemasolar 电站	塔式	19.9
世界最大槽式电站	美国 Solana 电站	槽式	280
世界最大线性菲涅尔商业电站	印度阿海珐 Dhursar 电站	菲涅尔	100
世界上最大光热电站	Ivanpah 电站	塔式	392
世界最大熔盐塔式光热电站	星月沙丘 Crescent Dunes	塔式	110

资料来源: 行业资料华创证券

## (二) 受益资源条件、政策驱动: 国内光热发电步入商业化前夕

### 1. 光热发电资源潜力大: 近 10 万平方公里可建电站

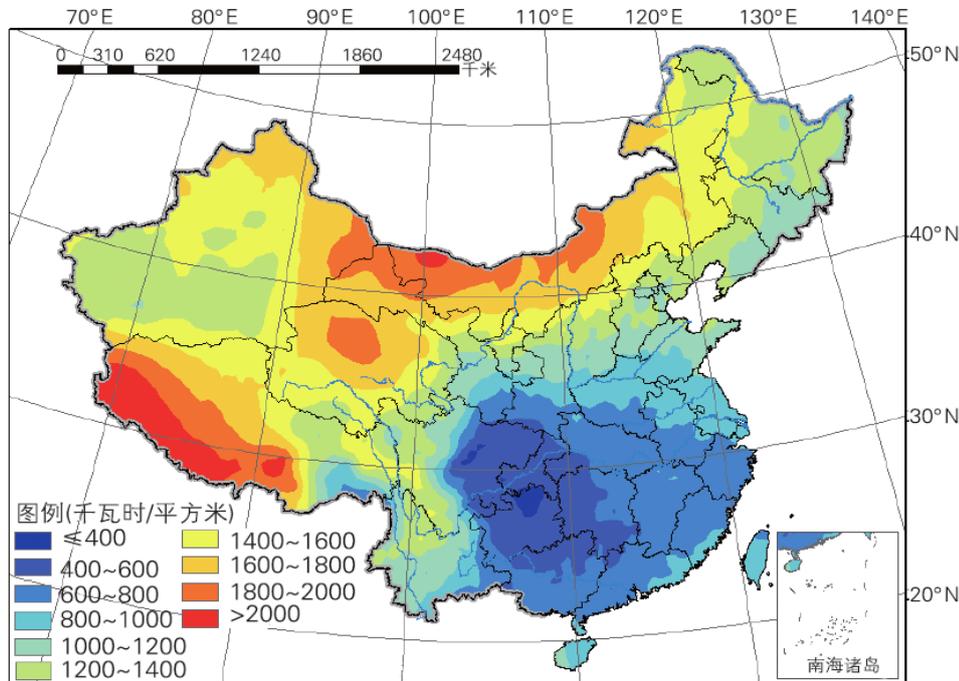
地球上太阳能资源的分布与各地的纬度、海拔高度、地理状况和气候条件有关, 资源丰度一般以全年总辐射量和全年日照总时数表示。就全球而言, 美国西南部、非洲、澳大利亚、中国西藏、中东等地区的全年总辐射量或日照总时数最大, 为世界太阳能资源最丰富地区。

我国属太阳能资源丰富的国家之一, 全国总面积 2/3 以上地区年日照时数大于 2000 小时。总体分布呈现高原资源比平原丰富, 西部资源比东部丰富的特点。其中西藏、青海、新疆、内蒙古、山西北部、河北北部等广大地区的直射辐照很大。

以 DNI (Direct Normal Irradiance, 直接辐射) 计, 我国西藏地区最高可达 2400 kWh/m<sup>2</sup>/年左右, 甘肃敦煌地区的 DNI 约为 2000kWh/m<sup>2</sup>/年, 河北张家口地区的 DNI 约为 1600kWh/m<sup>2</sup>/年。法向直射太阳辐射 (DNI) 值是光热发电技术方案选择及经济评价的重要依据。据国际可再生能源署的研究, 平均 DNI 每增加 100 kWh/m<sup>2</sup>/年, 上网电价成

本能降低 4.5%。受益于光照资源条件，我国的光热发电有一定的成本优势。

图表 16 全国直射辐照 (DNI) 分布图



资料来源:中国气象局风能太阳能资源中心华创证券

光热电站选址首要考虑的因素就是太阳直射辐射资源条件。根据经验，太阳能直射辐射量 (DNI) 在 1700 千瓦时/(平方米·年) 以上的地区适宜建设太阳能热发电站，1600~1800 千瓦时/(平方米·年) 的地区可以建设太阳能热发电站。

其次，太阳能集热发电对地面坡度有比较严格的要求。槽式电站对坡度要求高于塔式电站，坡度大于 3% 的地面被视为不适合发展槽式太阳能集热发电。电站选址还需要通过地理信息系统所提供的信息，将水体、流沙、沼泽、森林、盐盆，以及城市，自然保护区、矿区等不适合发展太阳能电站的地方扣除。如果电厂采用水冷方式冷却的话，则对附近水资源的可取性、取水距离也有一定的要求。

**图表 17 光热发电项目选址条件**

选址因素	一般性条件		
DNI	DNI ≥ 1700 千瓦时 / (平方米 · 年)		
地形	坡度	槽式	塔式
		≤ 3%	≤ 7%
	纬度	≤ 42°	
	地质	土壤承载力 ≥ 2 千克 / 平方厘米	
	土地面积	2 ~ 3 公顷 / 兆瓦	
水资源	应距离水源 ≤ 10 千米		
气候条件	风速	年运行风速	最大容许风速
		0 ~ 14 米 / 秒	31 米 / 秒
电网覆盖	距离电网连接点 ≤ 15 千米		

资料来源:中国气象局风能太阳能资源中心·华创证券

我国青藏高原大部、内蒙古中西部、新疆东部部分地区，直接辐射资源最为丰富，年辐射量超过 1700 千瓦时 / (平方米 · 年)，其中西藏南部及内蒙古西部部分地区年辐射量超过 2000 千瓦时 / (平方米 · 年)。根据行业内测算，包括内蒙古、西藏、青海、新疆、甘肃、河北、山西等地在内，可用以光热发电的面积近 10 万平方公里。

**图表 18 国内太阳能热发电面积接近 10 万平方公里**

省份	总面积(k m <sup>2</sup> )	DNI>1700 面积(k m <sup>2</sup> )	可利用面积(k m <sup>2</sup> )	可利用面积占总面积百分比 (%)
内蒙古	1146000	484000	337120	29
西藏	1203000	657380	169360	14
青海	694000	271480	156690	23
新疆	1632000	230770	145040	9
甘肃	427000	189280	140110	33
河北	187320	1960	88	<1
山西	156430	130	14	<1
合计			948422	

资料来源:电力规划总院·华创证券

根据可用于发展太阳能集热发电的有效土地面积和DNI、光电转化效率等指标，可以估算中国太阳能集热发电的潜力年。年发电量=地区内CSP有效面积×DNI×电厂发电效率×聚光镜占发电厂总面积的比例。

按照电厂占地面积为采光面积的 5 倍，年均法直接辐射量（DNI）值为 1800 kWh/(m<sup>2</sup>.a)，太阳能热发电年平均光电转换效率为 15%测算，10 万平方公里面积的年发电量为 5.4 万亿千瓦时（公式 100000÷5×1800×0.15=54000×10<sup>8</sup>kWh），与 2015 年全社会用电量相当。

如果按配置储热系统机组的利用小时数为 4000 计算，10 万平方公里土地可装机容量约为 13.5 亿千瓦，这一装机规模与 2014 年全国电力装机总量（13.6 亿千瓦）相当。

## 2.国内光热发电享受政策红利：含着“金汤匙”降生、成长

国内光热发电技术研究和政策支持已有十年时间，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。

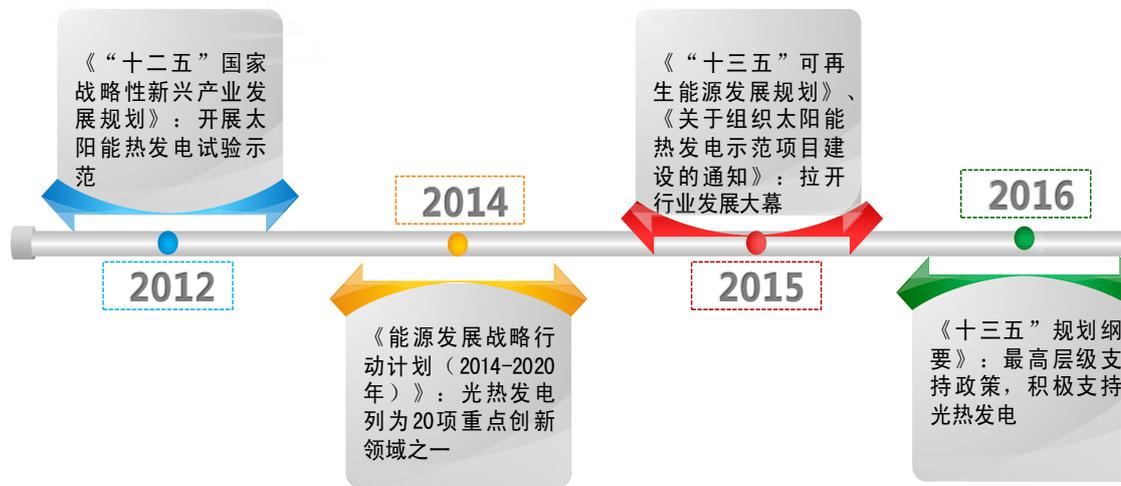
2012 年 7 月，国务院制定《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》，提出要积极推动多元化太阳能光伏光热发电技术新设备、新材料的产业化及其商业化。2012 年 8 月，国家能源局印发的《太阳能发电发展“十二五”规划》提出，到 2015 年底太阳能热发电装机达到 1000MW，到 2020 年装机达到 3000MW。

2014 年 11 月，国务院印发《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》，行动计划提出“要稳步实施太阳能热发电示范工程”，并把太阳能热发电列为 20 项重点创新领域之一。2015 年 9 月，国家能源局下发《关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》，拉开新一轮光热发电项目示范序幕。2016 年 1 月《“十三五”可再生能源发展规划》（征求意见稿）提出，2020 年建设 10GW 光热电站。

2016 年 3 月，“十三五”规划纲要通过全国“两会”审议对外公布。纲要提出建设现代能源体系，继续推进风电、光伏发电发展，积极支持光热发电。这是保障未来五年光热发电发展的高层级政策，为光热发电政策定下基调。

截止 2015 年底，国内光热发电累计装机超过 20MW，全国正在建设、规划中和在开发的大型商业化光热发电项目的数量已近 40 个左右，总装机 3GW 左右。典型项目包括，新疆新华能 1.5MWth 槽式示范项目，滨海光热甘肃阿克塞 800 米熔盐槽式示范回路等小型试验项目，首航节能敦煌 10MW 塔式熔盐电站、中控德令哈 10MW 塔式电站、深圳华强兆阳张家口 15MW 改良菲涅尔示范项目、兰州大成敦煌 10MW 菲涅尔熔盐电站等。

图表 19 国家光热发电重要支持政策



资料来源:华创证券

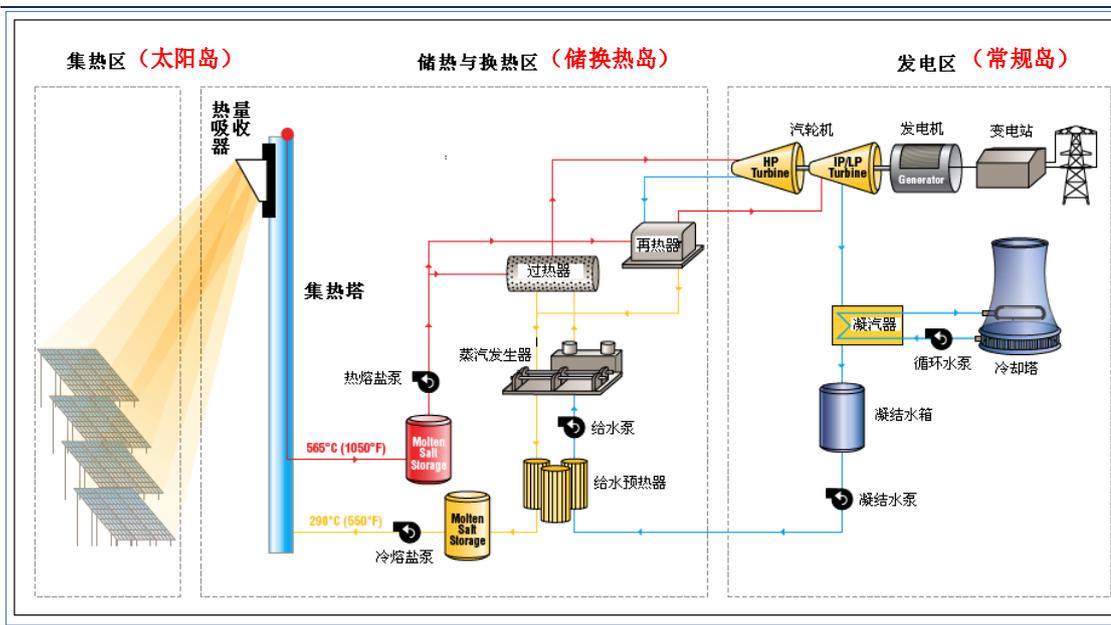
### 三、光热发电产业链蕴藏千亿市场空间，聚光、储换热系统集体掘金

#### （一）光热发电市场投资规模 3000 亿元，装备制造业率先受益

光热发电过程涉及光学、热交换、机电、材料等多个领域。从系统构成看，主要有三个系统：一、太阳能集热系统、跟踪系统（太阳岛）；二、高温热传导介质的储热、传热、热交换蒸汽发生器、冷却系统（储换热岛）；三、汽轮机发电系统（常规岛）。

对应三大系统的核心设备包括：反射镜/原片玻璃/反射膜、聚光场跟踪控制系统、槽式真空集热管、塔式热量接收器、传热介质（熔盐、导热油）、导热油系统、传热储热器（熔盐管道、熔盐储罐）、汽轮机、蒸汽发生器、换热器、光热发电阀门仪表、光热发电专用泵。

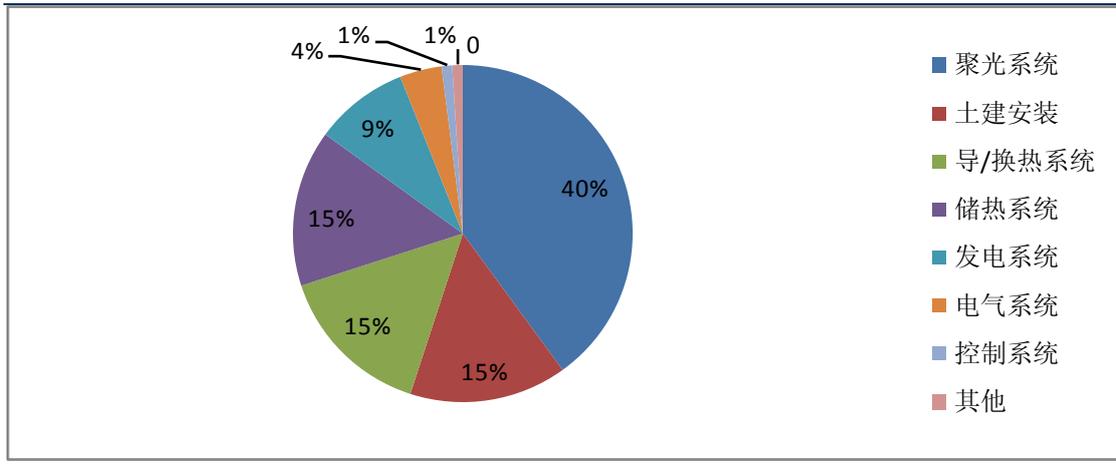
图表 20 光热发电三大系统及主要装备



资料来源:行业调研华创证券

从光热发电投资构成看，太阳岛聚光系统（集热器、反射镜、定日镜等）所占的成本最高，为 40%左右；储热（熔融盐、盐泵等）占比 15%、导/换热系统（充热换热器、预热器、蒸汽发生器以及过热器）占比为 15%；常规岛（发电、电气系统）投资占比 15%左右；土建安装投资占比 15%左右。

图表 21 聚光、储热、换热系统占光热项目投资 70%



资料来源:行业调研华创证券

按照现阶段光热发电工程造价 30000 元/千瓦测算，首批 1GW 示范项目对应投资规模 300 亿元。其中，聚光系统、储热、导/换热系统投资规模 210 亿元。根据国家能源局《太阳能利用“十三五”发展规划》（征求意见稿），“十三五”期间我国规划建设 10GW 光热电站，投资规模预计 3000 亿元，太阳岛系统投资 2100 亿元。

图表 22 “十三五”光热市场投资规模 3000 亿元，太阳岛系统 2100 亿元

	聚光系统	土建安装	导/换热系统	储热系统	发电系统	电气系统	控制系统	其他	综合
成本占比 (%)	40%	15%	15%	15%	9%	4%	1%	1%	100%
投资规模 (亿元)	1200	450	450	450	270	120	30	30	3000

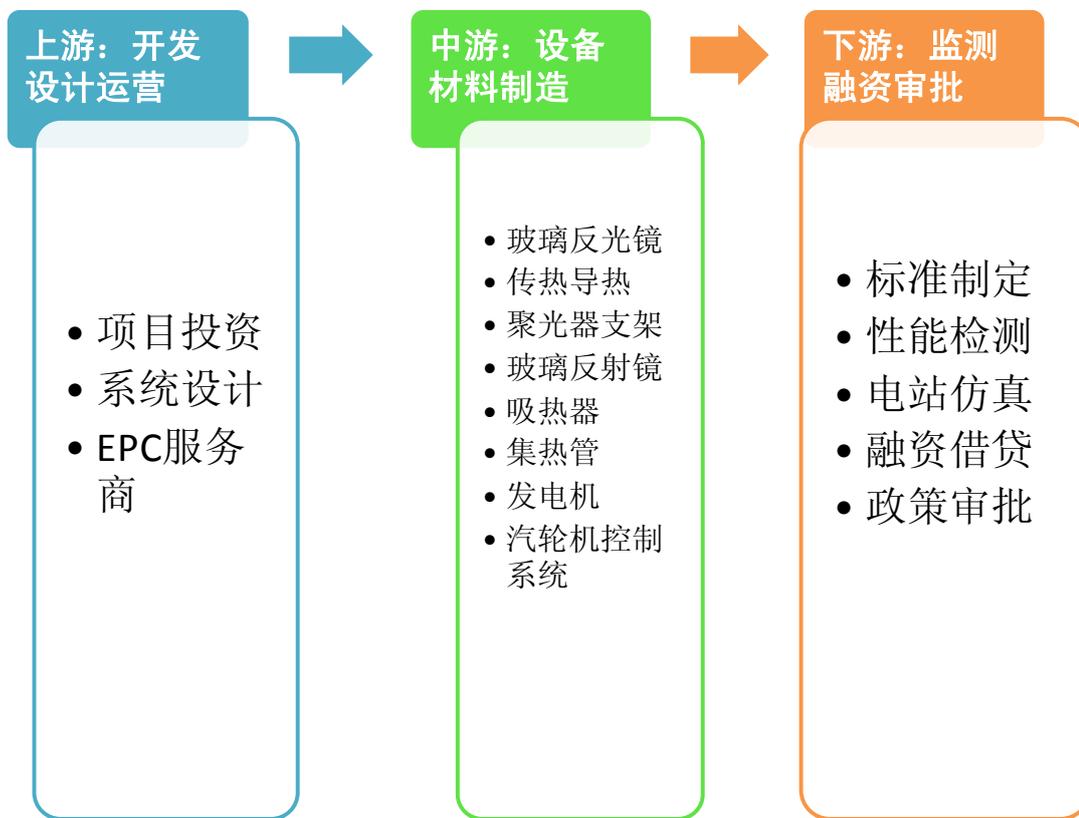
资料来源:行业调研华创证券

## （二）光热发电产业链：开发运营+设备材料+监测审批

光热发电产业链构成看，产业链上游包括项目投资运营、系统设计、系统集成、项目总承包、研究开发；产业链中游包括传热/导热工质、聚光器支架、吸热器、真空集热管、汽轮机、储热装置、控制系统等设备制造；产业链下游包括标准与检测、系统仿真、融资、审批等环节。

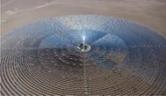
目前，国内光热项目运营商有首航节能、中海阳、中广核、中控太阳能，主要 EPC 运营商包括中广核、首航节能、中海阳。主要设备生产企业中，反射镜生产企业有成都禅德、大明玻璃、台玻悦达；集热器生产企业包括，北京天瑞星、威海金太阳光、陕西宝光新能源、北京有色院、皇明太阳能；光热发电汽轮机主要有哈尔滨汽轮、上海汽轮机、东方汽轮机、杭州汽轮机；光热发电换热器供应商包括杭锅股份等。

图表 23 光热发电上中下游产业链构成



资料来源:《中国太阳能产业政策研究报告》华创证券

图表 24 光热发电细分领域主要生产商分布

环节	细分环节	国内主要厂商
材料		导热油：常州热岩化学、江苏中能化学等
		熔融盐：浙江联大化工等
		玻璃：金晶科技等
设备		反射镜：台玻、大明、中海阳、成都禅德等
		真空集热管：天瑞星、汇银、常州龙腾、北京有色院等
		回转减速器：江阴华方新能源、江阴尚驰机械、浙江恒丰泰等
		塔式吸热器：杭州锅炉等

		储热系统：山东三维工程、百吉瑞、爱能森、太阳宝等
		汽轮机：上海电气、东方电气、杭州汽轮机、哈尔滨电气、长江动力等
		碟式斯特林发动机：湘电、西航、中船 711 所
		控制系统 DCS：中控集团、国电智深、北京天弈新能、北京京仪集团等
		换热器、过滤器、蒸汽发生器：哈尔滨汽轮机等
EP C		中国能建集团下属设计院、中船 703 所、首航节能、上海电气等
业主		五大发电集团、中广核、地方能源集团等

资料来源：行业调研华创证券

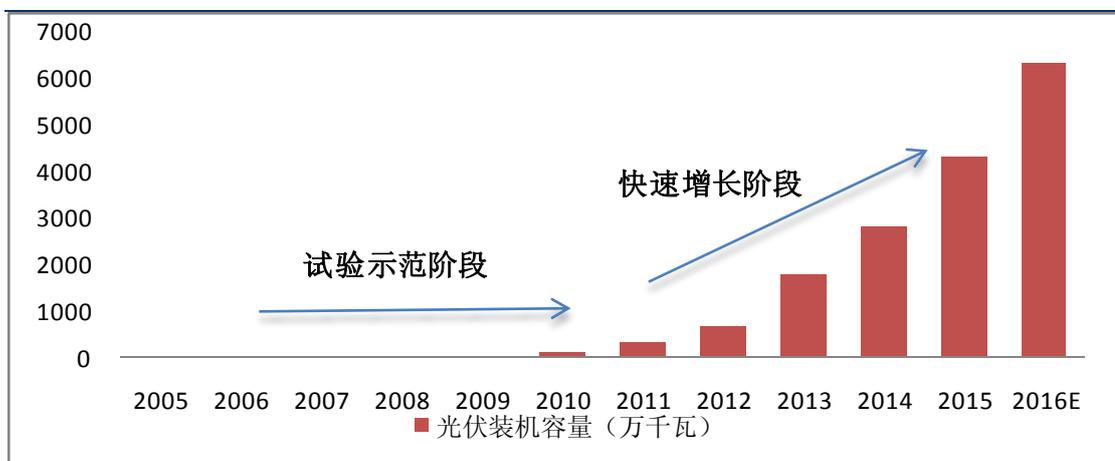
#### 四、中国光热发电商业化路线图

##### （一）中国光热发电“四步走”战略：从实验电站到商业电站

##### 1. 参照光伏成长路径，光热发电正处于商业化发展前夕

借鉴光伏产业发展路径，国内光热发电正处于 2011 年光伏标杆电价确定之前，行业内示范项目的建设投运为规模化、商业化提供基础。国家发改委、能源局在 2001 年明确 1.15 元/千瓦时的标杆电价之后，光伏产业进入快速增长阶段。参照光伏产业成长路径，光热发电电价补贴政策明确后将进入快车道。

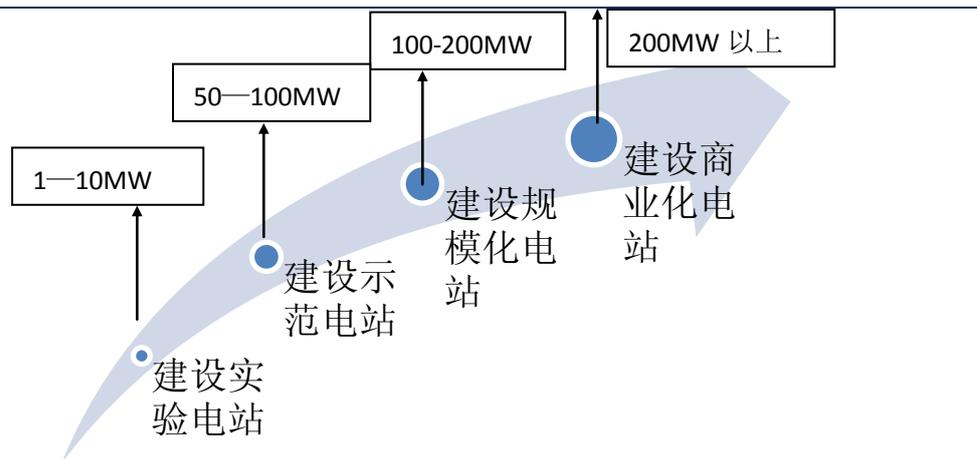
图表 25 光伏经过试验示范后进入快速增长阶段



资料来源：行业调研华创证券

在常规的发展环境下，太阳能集热发电的发展将主要依靠国产化的技术和装备制造。随着太阳能集热的电站逐步规模化，光热发电项目运营商、服务商等投资、建设的积极性增强。从试验电站建设到商业化电站的运营，我国光热发电预计将经过四个步骤。第一步建设实验电站，打通系统流程，发现供应商；第二步建设示范电站，建立产业链基础，打通产业链；第三步建设规模化电站，完善产业链，降低发电成本；第四步建设商业化电站，实现无补贴的竞争式发展。

图表 26 国内光热发电电站四步走战略



资料来源:行业调研华创证券

## 2.2020-2030 年国内光热发电将进入规模化发展阶段

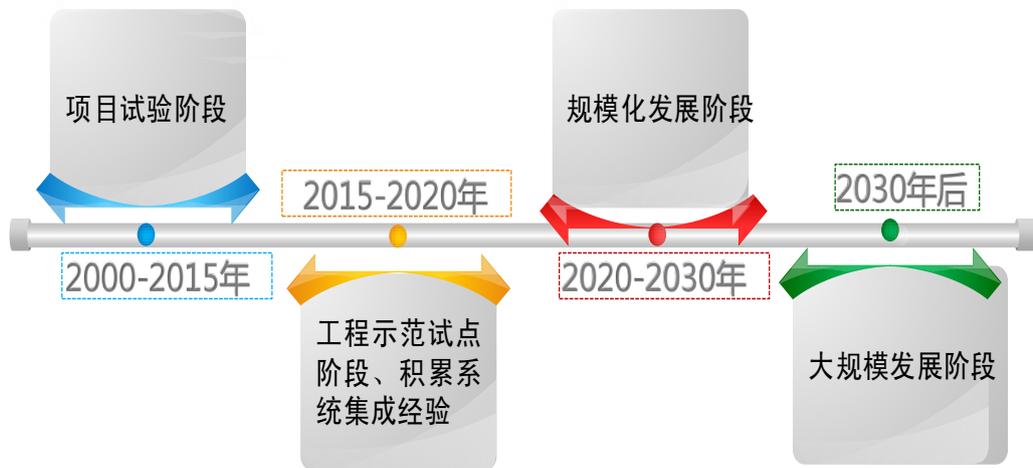
国际能源署 IEA2014 年《光热发电技术路线图》预测，2030 年全球光热发电装机容量增长到 261GW，2050 年全球光热发电的装机规模有望达 983GW，年发电量将达到 4380TWh，将占全球电力供应的 11%。其中，中国市场到 2030 年将达到 29GW 装机，到 2040 年翻至 88GW 装机，到 2050 年将达到 118GW 装机，成为全球继美国、中东、印度、非洲之后的第四大市场。

中丹可再生能源项目《中国可再生能源发展路线图 2050》认为，太阳能热发电作为可承担基本电力负荷的可再生能源发电技术之一，随着关键材料和装备以及集成技术的进步，光热发电中期内作为中间负荷与峰值负荷有望实现与常规能源的价格竞争，并有可能通过太阳能碟式热发电及太阳能冷热电联供技术的突破来推进分布式应用。

从中远期看，太阳能热发电技术将与常规化石能源实现联合运行、电热/ 电水联供，并结合经济有效的储热技术，实现能源输出的稳定性、可靠性、可控性和经济性，还可以作为基础调节负荷，与光伏发电、风力发电等可再生能源发电技术组合形成稳定的高比例可再生能源电力系统。

2020 年太阳能热发电可以成为承担调峰和中间电力负荷的电源，2025-2030 年以后成为可以承担基础负荷的电源，并实现平价上网。2015-2020 年，主要是工程的试点示范阶段，积累系统集成经验；2020-2030 年，开始进入规模化发展阶段；2030 年以后，进入大规模发展阶段。

图表 27 国内光热发电由试验到规模发展时间轴



资料来源:华创证券

## (二) 中国光热发电规模化发展实现路径

### 1、政策支持为光热发电“扶上马，送一程”

由于现阶段环境污染和治理的成本因素并没有反映到传统化石能源发电的价格上，光热发电等新能源与传统能源先比缺少竞争能力。世界各国普遍采用低利率贷款、税收优惠、可再生能源配额制，以及入网电价等调节和补贴手段，促进光热发电产业发展。

税赋抵减 (Tax Credits) 是指政府提供企业一定比例的税赋抵免，以鼓励可再生能源的投资，美国是这种政策最主要的施行国家。投资补助 (Investment Subsidies) 由政府提供一定比例之投资补助 (通常为 20~50%)，可有效降低业者初期的投资成本。

可再生能源配比制度 (Renewable Portfolio Standard, RPS) 是指，为了鼓励用户和电网企业使用可再生能源来替代传统的能源结构，政府以规划的方式，规定在电力用户和电网企业，在一定期限内所必须达到的可再生能源发电配额。在此基础上辅之以可交易绿色凭证系统 (Tradable green certificate systems)，促进可再生能源产品价格市场化。

上网电价 ( Feed-in Tariffs ) 是欧洲应用最为广泛的机制，政府依据可再生能源成本等因素，制定再生能源的上网固定价格及收购年限，从而提供企业长期而稳定的投资保障。

### 2、上网电价是光热发电的生命线，1.1 元/千瓦时是价格“红线”

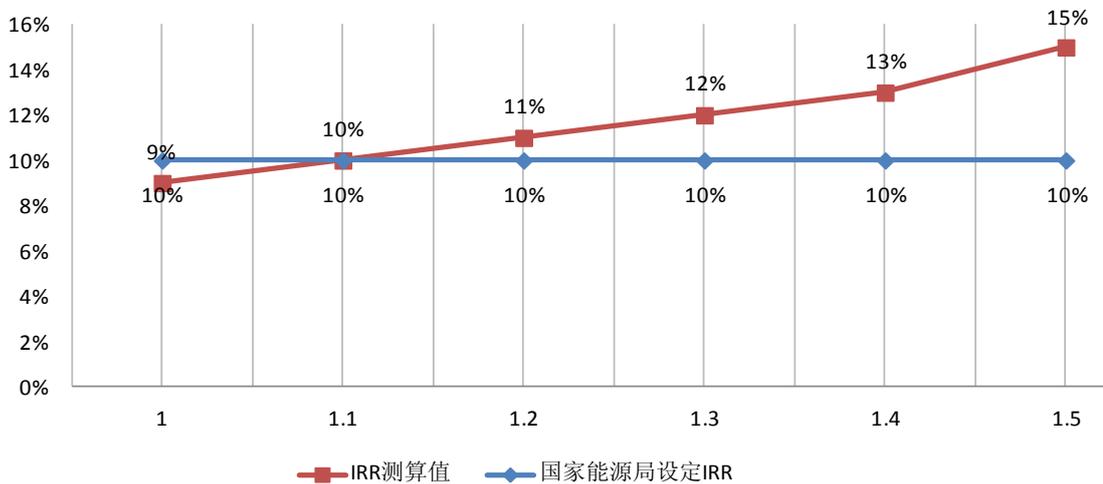
上网电价决定光热发电项目经济性，参考国外成熟市场，光热补贴政策一般先于市场启动出台。我国政府对于光热发电行业的基本思路是通过一定规模的商业化示范项目的建设，带动技术进步和成本下降，并在合理评估示范项目的基础上，适时出台统一的上网电价政策。目前中控的德令哈项目上网电价 1.20 元/千瓦时，对于整个产业的上网电价制定都具有一定的指导意义。

从项目投资回报上看，上网电价 IRR 正相关。以 50MW 槽式 (塔式) 光热发电项目为例，DNI 取值 1800kwh/m<sup>2</sup>，自带储能 4 小时，年发电小时数 3000 小时，工程造价 30 元/瓦，运营期 20 年。上网电价分别取 1 元/千瓦时、1.1 元/千瓦时、1.2 元/千瓦时、1.3 元/千瓦时、1.4 元/千瓦时、1.5 元/千瓦时，测算项目内部回报率 IRR 分别为 9%、

10%、11%、12%、13%、15%。

按照国家能源局要求，首批申报示范的项目应该在满足运营期成本支出，应缴纳的税费，银行贷款还本付息，和资本金内部收益率不低于 10%的基础上，测算平均上网电价。按照 10%内部收益率测算，50MW 光热发电项目上网电价应不低于 1.1 元/千瓦时。

图表 28 光热发电内部收益率与上网电价正相关



资料来源:行业调研华创证券

在国内第一批申报的光热发电项目中，申报最高电价为 1.487 元/千瓦时，最低电价为 1.091 元/千瓦时，平均电价为 1.236 元/千瓦时。其中，电价高于 1.32 元/千瓦时的项目 9 个。

从全球光热发电项目电价执行情况看，不同技术路线、光照条件、储能条件下，上网电价差别较大。FIT 电价补贴、低息贷款、政府担保、税收优惠等各国主要的政策支持方式，在此基础上，美国 SEGS 系列电站在运行 30 年之后，上网电价不足 6 美分/千瓦时；星月沙丘上网电价 0.87 元/千瓦时；西班牙 Andasol-1 项目上网电价在 1.98 元/千瓦。

图表 29 全球典型光热发电电站上网电价分布

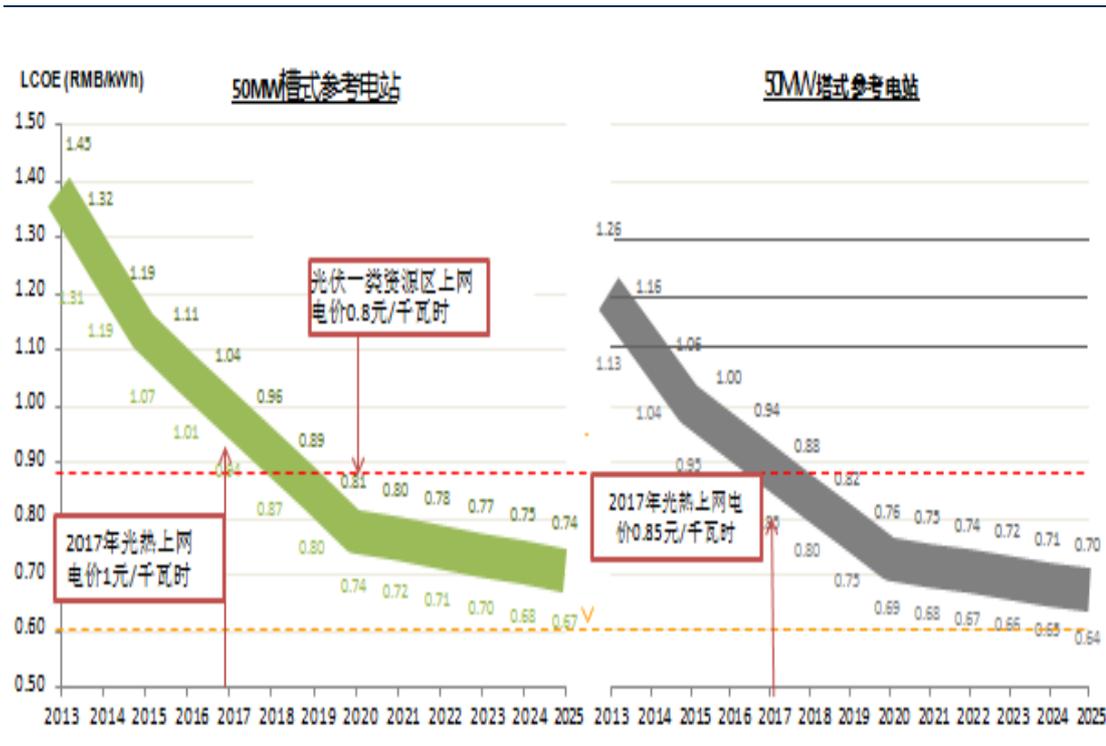
	项目名称	技术路线	装机容量 (MW)	上网电价 (元/kwh)	年发电量 (GWh)
1	美国 SEGS 系列电站	槽式	354	5.57 美分/kWh (0.36 元/kwh)	
2	西班牙 Andasol-1	槽式	50	27 欧分/kWh (1.98 元/kWh)	158
3	西班牙 Gemasolar 电站	塔式	19.9	27 欧分/kWh (1.98 元/kWh)	110
4	美国 Solana 电站	槽式	280	14 美分/kWh (0.91 元/kWh)	940
5	印度阿海珐 Dhursar 电站	菲涅尔	100	11.97 卢比/kwh (1.17 元/kwh)	280
6	Ivanpah 电站	塔式	392	18.5 美分/kwh (1.202 元/kwh)	1079
7	星月沙丘 Crescent Dunes	塔式	110	13.5 美分/kWh (0.87 元/kwh)	500

	项目名称	技术路线	装机容量 (MW)	上网电价 (元/kwh)	年发电量 (GWh)
8	中控德令哈	塔式	10	1.2 元/kwh	16

资料来源：行业调研华创证券

克林顿气候行动团队分析认为，随着中国的光热不断得以推广，塔式、槽式光热技术的电站发电成本有望最迟在 2017 年前实现光伏现有的上网电价 1 元/千瓦时的水平。

图表 30 预计 2017 年前光热发电上网电价 1 元/千瓦时



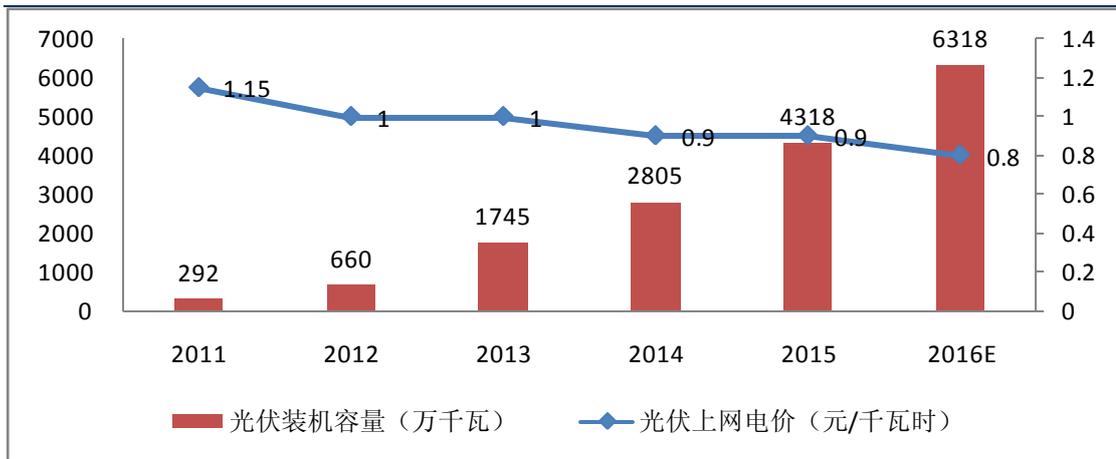
资料来源：行业调研华创证券

### 3、降低成本是光热发电规模化发展的核心

规模化是光热发电降低成本、成为主流能源品种的核心。目前，国内光热发电装机规模不足，初始投资成本在 3 万元/千瓦左右，度电成本为 1.38 元/度上下。光热发电的初始投资成本和度电成本均相当于传统火电的 4 倍，是光伏发电的 3 倍。

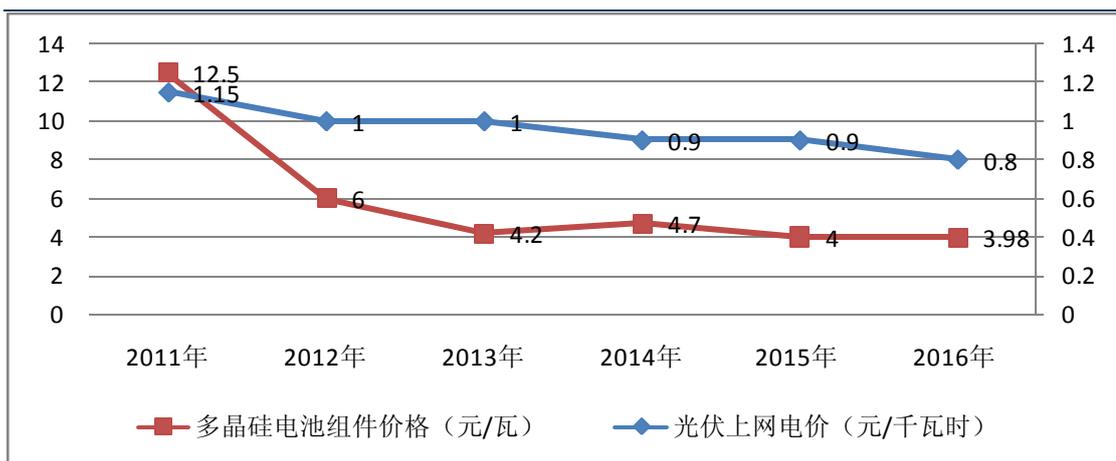
参照光伏行业发展路线图，光热发电也将经过高投资成本、高上网电价到低投资成本、低电价转移。随着光伏规模扩张、光伏组件成本下降，光伏发电经济性向好。自 2011 年国家发改委明确光伏发电上网电价之后，连续三次下调光伏上网电价，目的是到 2020 年实现平价上网。

图表 31 光伏上网电价随规模扩张连续下调



资料来源:国家能源局华创证券

图表 32 光伏上网电价随多晶硅成本降低连续下调



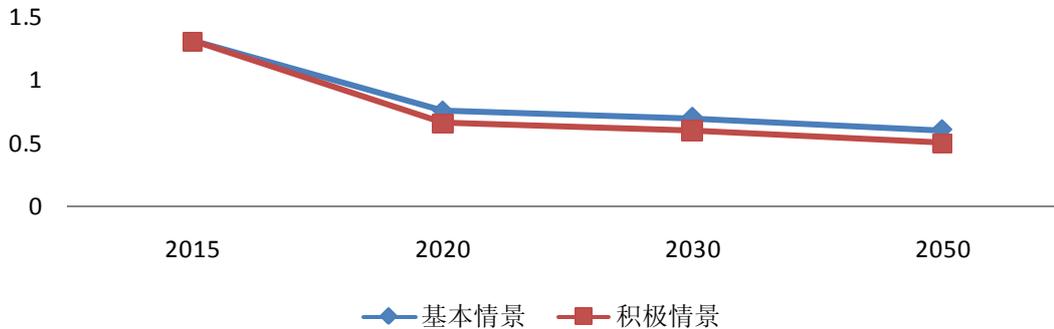
资料来源:wind 华创证券

尽管中国尚未开始进行商业化太阳能热发电站的应用,但和其它可再生能源技术一样,一旦得到正式推广应用,未来投资成本将会大幅下降。成本下降主要的原因是,设备运行效率提高,技术不断更新,装机规模不断扩大,运行经验得以提高。随着太阳能光热发电市场的兴起,规模超过 50MW 的电站将会大批涌现,从而设备材料的批量生产以及电站系统配置进一步优化会使投资成本大幅下降。

国际能源署 IEA 研究显示,光热电站具有显著的规模效应。电站装机从 5 万千瓦增至 10 万千瓦,造价将下降 12% (槽式电站);增至 20 万千瓦时,造价下降 20%。光热发电累计装机容量翻倍后,发电设备、辅机以及电网建设成本等下降幅度可达 20%~25%。

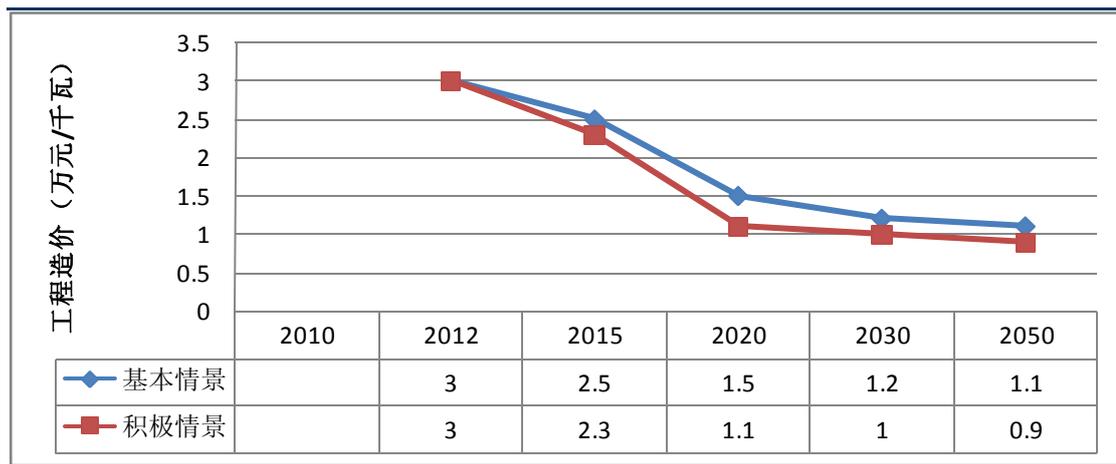
《中国可再生能源发展路线图 2050》预测到 2020 年,太阳能热发电项目的工程造价会降低到 15000 元/kW 以下,上网电价会降低到 0.75 元/kWh 以下。

图表 33 光热发电上网电价 2020 降至 0.75 元/千瓦时



资料来源: 《中国可再生能源发展路线图 2050》华创证券

图表 34 国内太阳能热发电项目工程造价变化趋势预测



资料来源: 《中国可再生能源发展路线图 2050》华创证券

#### 4、光热发电技术进步决定项目前景

太阳能热发电的技术进步反映在成本上，太阳能热发电系统的光电转换效率是影响发电成本最重要的因素。通过技术进步，可以提高镜面的反射和吸收器的吸收性能，来提高镜场效率；更好的支架结构设计以用来降低重量和成本；HTF（热交换介质）性能的提高，储热性能的提高，提高光热发电项目经济性。

从热力学的角度，发电工质的参数（温度、压力）会对系统效率产生重要影响，发电工质参数与聚光、光热转换、储热过程中的材料问题、热学问题和力学问题等密切相关。基于以上考因素虑，以系统年平均发电效率为引领，以发电工质温度和换热介质种类为主线，太阳能热发电技术主要分为四代。

图表 35 光热发电四代技术路线图



资料来源:《中国可再生能源发展路线图 2050》华创证券

从国内光热发电发展阶段看，仍处于第一代技和第二代技术示范阶段。从聚光技术路线看，塔式、槽式将是国内主流技术。《中国可再生能源发展路线图 2050》认为，塔式和槽式技术路线能够在 2030 年前后实现商业化。

国家能源局文件（国能新能[2015]355 号）《国家能源局关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》提出，新建太阳能光热发电示范项目以塔式和槽式为主。相比之下，碟式技术光热发电效率最高，可达到 30%以上，但无法储能且斯特林机造价高；菲涅尔技术工作温度低，发电效率低于其他三种技术。

### （三）国内光热发电存在的限制因素和风险

#### 1.行业准入技术门槛高，高额初始投资

光热发电聚光、储换热环节技术门槛高，国内光热产业链上关键设备生产商诸多，但光热发电系统集成、商业电站运营仍是空白。区别于传统煤电、光伏发电等行业，光热发电技术约束性强，对于运营商、EPC 服务商而言增加了挑战。

光热发电投资规模大，是制约行业规模扩张的一个重要因素。与煤电不同，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。增加反射镜、镜子支架、控制系统，以及集热管、导热油、储罐等系统。在光热发电项目中，太阳岛系统投资占比高于常规岛投资，同时施工、设计、融资、运营维护难度同步增加。

以西班牙 Andasol1 电站（槽式系统 50MW，7.5 小时储能能力）为例，电站总共花费了 3.1 亿欧元进行兴建，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%。

## 2.太阳能间歇性增加运营成本

太阳能发电的不稳定性和间歇性，在影响电厂总发电量，降低其经济性的同时，也增加了发电机组的运行和维护的难度。太阳能的能流密度低，一天之中日照强度的差别就会很大，外加天气情况等很多的不可控因素，给发电系统的运行带来了很多的不稳定因素，发电机系统更是每天都必须经历熄火、系统冷却，然后重新启动的过程。

## 3.光热电站外送距离长，电网外送存在不配套风险

国内光热资源集中在内蒙、青海、甘肃、新疆等地区。从长远看，随着光热发电规模扩大，若配套输电网建设不协调，这些地区面临电力外送问题。加之电力需要大规模外送，输送成本增加可能成为未来光热发展的约束条件。

## 4.光热发电政策依赖性强，存在政策支持退出风险

与风电、光伏等可再生能源相似，光热发电在发展初期，主要依靠国家政策支持、电价补贴、税收优惠政策等起步，随着产业规模扩大政策支持有逐步退出的风险。一旦政府经济补贴政策有变，投资人预期中的资金收益则会受到影响。国家在经济补贴或者扶持政策的制定一定要保持的长期性稳定性和一致性，以保障投资者对投资可再生能源的信心。

五、投资建议

首航节能 股票代码：002665.SZ

公司  
点评

**光热发电产业龙头标的，奔跑在行业爆发前夕！**

目标价：-RMB

当前股价：7.75RMB

**投资评级推荐**

**评级变动维持**

**1. 全产业链布局光热发电项目**

首航节能 2010 年开始涉足光热业务，通过一系列光热产业链整合和资本运作，成为国内唯一一家同时掌握塔式、槽式、碟式光热发电技术的公司，唯一一家光热全产业链布局的企业。业务范围包括光热发电站设计、核心材料与装备研制、电站系统集成以及运行维护。

根据公司战略布局，2016-2020 年公司进入第三个战略发展阶段，其营收和利润将有望快速放大，光热发电成为最主要的收入和利润来源。预计在第一批光热示范项目中，首航节能能够获得 2~3 个项目 EPC 总包资格。

**2. 46 亿元募投支撑光热发电规模扩张**

2015 年 12 月，首航节能启动 46 亿元定向增发，为建设光热设备产能、建设 100MW 塔式光热电站募集配套资金。根据资金安排，募集资金中 30.4 亿元用于投资建设位于敦煌的 100MW 光热熔盐塔式电站项目，建设期 24 个月；15.6 亿元用于建设光热发电设备制造基地，形成年产 400MW 塔式光热和 150MW 槽式光热发电设备。

**3. 传统空冷业务龙头地位稳定，为业绩增长托底。**

电站空冷是首航节能传统主业，基于技术优势市场占有率稳定在 50% 左右，行业龙头地位稳固。目前，首航节能空冷业绩涵盖 1100MW 到 50MW 等大小机组空冷系统，总装机容量超过 55000MW。在手空冷设备订单量累计突破 30 亿元，大型电力集团为主要客户，客户结构优化有利于空冷业绩的兑现。预计年内可以贡献 1.5~2 亿元利润。

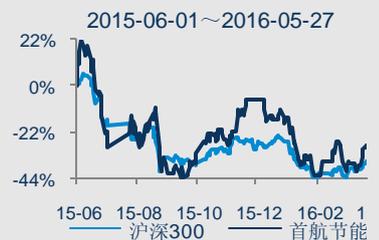
**4. 风险提示：**

光热项目发展低于预期；国家光热产业政策发生变化；市场风险。

**公司基本数据**

总股本(万股)	197,113
流通 A 股/B 股 (万股)	154,064/-
资产负债率 (%)	33.6
每股净资产 (元)	1.4
市盈率(倍)	88.16
市净率(倍)	5.56
12 个月内最高/最低价	16.71/7.02

**市场表现对比图(近 12 个月)**



**相关研究报告**

- 《首航节能 (002665)：厚积薄发，在光热发电行业爆发前夕“奔跑”！》  
2016-04-14
- 《首航节能 (002665)：一季度开局势头强劲，全年业绩翻倍后劲充足！》  
2016-05-04

**三维工程** 股票代码：002469.SZ

## 传统化工企业转身，依托热传储热技术 进军光热发电

目标价：-RMB

当前股价：RMB

**投资评级推荐**
**评级变动首次评级**

### 1. 致力于能源“大环保”，打造百年老店

公司以环保见长，在石化、煤化工及节能环保技术服务领域拥有国内领先、国际先进水平的技术。以此为依托，公司通过资本控股或参股的方式搭建比较完善的产业链，覆盖工程设计、工程总承包、新材料、石化电商、石化产品贸易、船舶废气治理、新能源等业务模块，有打造百年老店的决心和目标。

### 2. 依托技术优势，开启光热发电领域新业绩增长点

在传统环保业务基础上，三维工程以太阳光热发电为切入点，对“熔融盐储热系统”、“电站导热油系统”、“蒸汽发生系统”等涉及的相关技术进行了攻关、突破，并成功中标中广核德令哈光热发电热传储热系统 EPC 项目，项目金额 2.56 亿元。借此项目中标，提高公司在光热发电领域竞争力，开启新的业绩增长点。

### 3. 布局船舶废气、化工电商等新兴业务

公司积极布局新兴业务板块，在自身业务基础上，投资参与船舶废气治理、化工电商两个新领域。公司投资的普益环保在船舶废气治理上具备技术、成本优势，获颁中国船级社（CCS）废气清洗系统原理认可证书之后，相继获得法国船级社（BV）、英国劳式船级社（LR）的认可证书，获得进入国际国内市场的许可，填补了中国在船舶废气排放控制领域的空白。2015 年公司合资成立上海志商，投资 5000 万成立中油三维全资子公司，将产业链延伸至石油及制品销售和贸易经纪等领域，打通化工市场线上、线下资源。

### 4. 传统化工工程设计、总承包业务订单稳定

目前，传统工程设计、总承包在手订单 6 亿元以上，新增订单稳定，可以支撑公司业绩。今年下半年，新增订单密集释放业绩，年内经营状况有望回归 2014 年水平。

### 5. 风险提示：光热发电发展不及预期、新兴业务开展缓慢。

单击此处输入文字。

#### 公司基本数据

总股本(万股)	50,326
流通 A 股/B 股 (万股)	42,254/-
资产负债率(%)	14.5
每股净资产(元)	2.5
市盈率(倍)	
市净率(倍)	
12 个月内最高/ 最低价	/

#### 市场表现对比图(近 12 个月)



#### 相关研究报告

杭锅股份 股票代码：002534.SZ

## 锅炉老牌制造业转身光热，想象空间巨大

目标价：-RMB

当前股价：9.24RMB

投资评级推荐

评级变动首次评级

### 1. 老牌锅炉企业依靠储换热技术优势转身

杭锅股份是国内老牌锅炉制造企业，以锅炉、压力容器、环保设备等产品生产、销售为主营业务。在光热产业中，主供吸热器、换热器和储热系统等核心装备。核心装备存在较强技术壁垒，公司在行业竞争中有比较优势。

按照光热电站投资构成，吸、储、换热总包投资占比 20%左右。国家能源局即将启动第一批 1GW 示范项目，对应吸、储、换热总包投资 60 亿元。根据“十三五”规划 10GW 光热电站的目标，对应吸、储、换热总包金额 600 亿元左右。在第一批示范电站中，杭锅股份有望获得 1-2 个项目订单，对应收入 3~6 亿元。

### 2. 参股首个光热商业化项目运营商，系统集成优势扩大

同时，杭锅股份是中控太阳能的重要股东，参与德令哈 10MW 光热发电项目储热、换热单元总包改造工程，从设备供应商向系统集成商转身，为光热领域发展积累技术、人才和项目。

中控太阳能是国内唯一商业化运营光热电站运营商，具有塔式光热项目运营经验。杭锅股份与中控新能源的密切合作关系，有利于拓展光热业务，获取更多的光热发电项目订单。

国家能源局出台在《关于推进光热示范项目建设的通知》中提出，培育若干具备全面工程建设能力的系统集成商，以适应后续发展。随着光热发电行业发展，杭锅股份市场份额想象空间大。

**3. 风险提示：**光热项目发展低于预期；国家光热产业政策发生变化；市场风险。

### 公司基本数据

总股本(万股)	61,703
流通 A 股/B 股(万股)	59,294/-
资产负债率(%)	60.2
每股净资产(元)	4.1
市盈率(倍)	-31.22
市净率(倍)	2.33
12 个月内最高/最低价	22.51/6.74

### 市场表现对比图(近 12 个月)



### 相关研究报告

## 六、（附录一）国内光热发展支持政策

### （一）含着“金汤匙”降生、成长：光热发电享受政策红利

从“十五”开始，我国 863 计划，973 计划，攻关计划，支撑计划，中小企业创新基金，国家自然科学基金，国家能源能力建设资金及各省科技计划等都对太阳能热发电给予了支持，且投入逐步加大。装备和技术的突破为光热发电产业化、规模化发展提供了条件，同时也让行业发展坚定信心。

2012 年 7 月，国务院制定《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》，提出要积极推动多元化太阳能光伏光热发电技术新设备、新材料的产业化及其商业化。2015 年之前要掌握太阳能发电、热利用关键技术，太阳能利用设备及其新材料的研发制造能力大幅提高，开展太阳能热发电试验示范。规划 2020 年底完成太阳能发电装机容量 5000 万千瓦以上，太阳能热发电实现产业化和规模化发展。

2012 年 8 月，国家能源局印发的《太阳能发电发展“十二五”规划》提出，到 2015 年底太阳能热发电装机达到 1000MW，到 2020 年装机达到 3000MW。受多个因素所限，2015 年规模目标没有完成，但国家能源局提高了 2020 年光热发展的目标。《“十三五”可再生能源发展规划》（征求意见稿）提出，2020 年建设 10GW 光热电站。

2014 年 11 月，国务院印发《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》，行动计划提出“要稳步实施太阳能热发电示范工程”，并把太阳能热发电列为 20 项重点创新领域之一。国家发改委在《国家应对气候变化规划（2014-2020 年）》中，也将太阳能光热被列入优化能源结构的行动措施之一。

2015 年 9 月，国家能源局下发《关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》，拉开新一轮光热发电项目示范序幕。2016 年 3 月，“十三五”规划纲要通过全国“两会”审议对外公布。纲要提出建设现代能源体系，继续推进风电、光伏发电发展，积极支持光热发电。这是保障未来五年光热发电发展的高层级政策，为光热发电政策定下基调。

图表 36 光热发电政策红利密集而至

时间	部门	政策文件	相关内容
2016 年 3 月	国务院	十三五规划纲要	提出建设现代能源体系。继续推进风电、光伏发电发展，积极支持光热发电
2015 年 7 月	国务院	张家口可再生能源示范区	计划到 2020 年在张家口地区建成 1GW 光热电站，到 2030 年建成 6GW 光热电站；
2015 年 9 月	国家能源局	关于推进光热示范项目建设的通知	启动第一批光热示范项目审批，规模 1GW，计划 2015 年 9 月前全部开工，2017 年建成投产；
2015 年 8 月	国家能源局	《关于下达 2015 年能源领域行业标准制（修）订计划的通知》	《通知》共涉及 7 项热利用的相关标准项目，5 项为太阳能热利用标准项目。
2015 年 1 月	国家能源局	《2014 年第二批能源领域行业标准制（修）订计划的通知》	《通知》包括《光热发电工程规划报告编制规程》、《太阳能发电工程光资源评估办法》。
2014 年 11 月	发改委 工信	《重大节能技术与装备产业化工程实施方案》	《方案》鼓励采用太阳能工业热利用系统。

时间	部门	政策文件	相关内容
	部		
2014年11月	国务院	《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》	该行动计划提出“要稳步实施太阳能热发电示范工程”，并把太阳能热发电列为20项重点创新领域之一。
2014年11月	发改委	国家应对气候变化规划（2014-2020年）	2020年太阳能发电装机容量达到1亿千瓦；
2014年8月	太阳能光热联盟	《定日镜质量试验方法》、《定日镜跟踪误差测试方法》	确定了太阳能塔式电站用定日镜的质量界定的基本技术要求、检测装路和检测方法以及跟踪精度的测试方法。
2014年8月	发改委	《光热发电上网电价通知》	国家发改委价格司批准了我国首个光热发电示范项目的上网电价为1.2元/kWh。
2013年12月	国家能源局	《国家能源局关于下达2013年第二批能源领域行业标准制（修）订计划的通知》	《光热发电工程安全验收评价报告编制规定》和《光热发电工程安全预评价报告编制规定》两项标准被列入计划其中。
2013年7月	国家能源局委托	《中国太阳能热发电产业政策研究报告》	该报告重点研究国际太阳能热发电技术进展、产业现状、政策经验和发展趋势，分析我国太阳能热发电技术现状、产业基础及发展中面临的突出技术和政策问题，提出促进我国太阳能热发电产业发展的具体政策建议和措施。
2013年3月	发改委	《战略性新兴产业重点产品和服务指导目录》	该目录涉及到了太阳能热发电行业数十项相关产品和装备、技术服务。
2012年8月	能源局	《太阳能发电“十二五”规划》	规划提出到2015年底，我国太阳能热发电完成总装机容量1000MW，到2020年装机达到3000MW。
2012年7月	国务院	“十二五”国家战略性新兴产业发展规划	该发展规划提出要积极推动多元化太阳能光伏光热发电技术新设备、新材料的产业化及其商业化。2015年之前要掌握太阳能发电、热利用关键技术，太阳能利用设备及其新材料的研发制造能力大幅提高，开展太阳能热发电试验示范。规划2020年底完成太阳能发电装机容量5000万千瓦以上，太阳能热发电实现产业化和规模化发展。
2011年5月	发改委	《产业结构调整指导目录(2011年本)》	将光热发电列为新能源鼓励门类的第一项。
2007年9月	发改	《可再生能源中长期发展规划》	《规划》提出在内蒙古、甘肃、新疆等地

时间	部门	政策文件	相关内容
	委		选择荒漠、戈壁、荒滩等空闲土地，建设太阳能热发电示范项目。到 2010 年，太阳能热发电总容量达到 5 万千瓦。到 2020 年太阳能热发电总容量达到 20 万千瓦。
2006 年 1 月	科技部	《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020)》	《规划》提出重点发展太阳能热发电等关键技术、组件和成套设备，掌握太阳能发电全产业链的核心技术、生产工艺与设备。

资料来源：华创证券

## （二）政策红利释放：光热发电第二个十年启程

从时间序列上看，2012 年国内首座 MW 级塔式太阳能热发电站“八达岭 1MW 太阳能热发电技术及系统示范”工程并网发电；1.5MWth 线性菲涅尔太阳能热发电与燃气蒸汽联合循环互补发电机组在海南三亚南山电厂投入运行。

2013 年，首座商业化运营的太阳能热发电站 10MW 塔式太阳能热发电机组在青海德令哈并网运行；国内第一个槽式太阳能热发电项目-中广核太阳能德令哈 50MW 槽式电站已开工建设，预计 2017 年投入运行。

2015 年 9 月国家能源局下发《关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》，启动第一批光热示范项目审批，规模 1GW，计划 2015 年 9 月前全部开工，2017 年建成投产。这是光热发电第二个十年的开始，是光热发电从实验到工程示范的开端。

在本轮项目申报过程中，共有 109 个项目入围最后的申报名单，总装机为 8.8GW，央企中除国电以外的中信、华电、国华、国电投、大唐、华能、国华等均有项目申报，民营企业中，中海阳、中控、兆阳光热、中核龙腾、首航、大成、成都博昱等光热企业和英利等企业参与，外企 rightSource、Abengoa 等也有上报。

根据 cspplaza 统计，按技术路线划分，申报项目中槽式项目 60 个，塔式项目 36 个，碟式项目 8 个，菲涅尔项目 7 个。申报电价集中在 1.18~1.25 元，平均申报电价为 1.2418 元。

按省划分，甘肃省申报项目最多为 32 个，内蒙古 23 个，青海 16 个，新疆 11 个，河北 7 个，宁夏 6 个，新疆建设兵团 5 个，西藏 3 个，山西省 2 个，云南 2 个，山东 1 个，陕西 1 个、四川 1 个、黑龙江省 1 个。

图表 37 国内光热发电项目列表（不完全统计）

开发商	项目地	技术类型	装机容量	状态
中科院电工所	延庆	塔式	1MW	建成
华源风积沙有限公司	鄂尔多斯 乌审旗	碟式	0.1MW	建成
海南益科博有限公司	三亚	碟式	1MW	建成
中国华能集团公司	南山电厂	菲涅尔	1.5MW	建成
国电新疆电力有限公司	吐鲁番	槽式	0.18MW	建成
国电电力青海新能源有限公司	青海德令哈	槽式	50MW	规划中

开发商	项目地	技术类型	装机容量	状态
国电电力青海新能源开发有限公司	青海格尔木	塔式	50MW	规划中
国电电力内蒙古新能源公司	内蒙古磴口	槽式	50MW	规划中
国电西藏分公司	西藏山南	槽式	50MW	规划中
国电新疆艾比湖流域开发公司	新疆博州	ISCC	59MW	规划中
大唐新能源股份有限公司	鄂尔多斯	槽式	50MW	开发中
大唐与天威太阳能合作开发	嘉峪关	槽式光煤互补	10MW	规划中
华电工程集团公司	金塔	槽式	50MW	开发中
华电与科林洁能合作开发	青海	碟式斯特林	50MW	开发中
华能集团	西藏山南	槽式	50MW	开发中
华能集团	格尔木	菲涅尔	50MW	开发中
中控太阳能有限公司	德令哈	塔式	50MW	开发中
深圳市核电工程建设有限公司	阿克塞	熔盐槽式	50MW	开发中
青海省发展投资有限公司	青海共和	槽式	50MW	开发中
首航光热技术股份有限公司	敦煌	熔盐塔式	100MW+10MW	建设中
首航光热技术股份有限公司和内蒙古庆华集团	额济纳	熔盐塔式	50MW	开发中
北京兆阳光热技术有限公司	张家口	改良型菲涅尔	50MW	建设中
深圳华强兆阳能源有限公司	张家口	改良型菲涅尔	15MWe	建设中
北京电力建设公司	敦煌	槽式	50MW	开发中
北京国投军安投资管理公司	张家口	槽式	64MW	开发中
宁夏哈纳斯新能源集团	宁夏盐池	ISCC	92.5MW	已终止
赤峰市天润鑫能新能源公司	内蒙古宁城	槽式	200MW	开发中

开发商	项目地	技术类型	装机容量	状态
山东煜阳科技	潍坊	槽式	15MW	开发中
中海阳能源集团股份有限公司	玉门	槽式	100MW	规划中
亚洲新能源太阳能发电（德令哈）有限公司	德令哈 300MW 光 热发电项 目	塔式	50MW	规划中
上海晶电新能源有限公司	新疆鄯善	塔式二次反射	100MW	规划中
常州龙腾太阳能热电设备公司	乌拉特中旗	槽式	100MW	开发中
青海光热电力集团	格尔木	塔式熔盐	200MW	建设中
兰州大成科技股份有限公司	敦煌	菲涅尔	110MW	建设中
山西云达机械有限公司	大同	槽式	50MW	开发中
河北恩发能源科技有限公司	康保	熔盐槽式	100MW	开发中
成都博昱新能源有限公司	德令哈	槽式	50MW	规划中
阿本戈太阳能	青海格尔木	待定	50MW	规划中
神华集团国华电力分公司	宁夏太阳山	塔式	50MW	规划中
东方宏海新能源发展有限公司	玉门	碟式	50MW	规划中

资料来源：行业调研华创证券

## 七、（附录二）四种光热发电技术路线比较

根据聚光方式的不同，光热发电技术主要分为四种：塔式、槽式、碟式和线性菲涅尔。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方向直射辐照度之比。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能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，线性菲涅尔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。

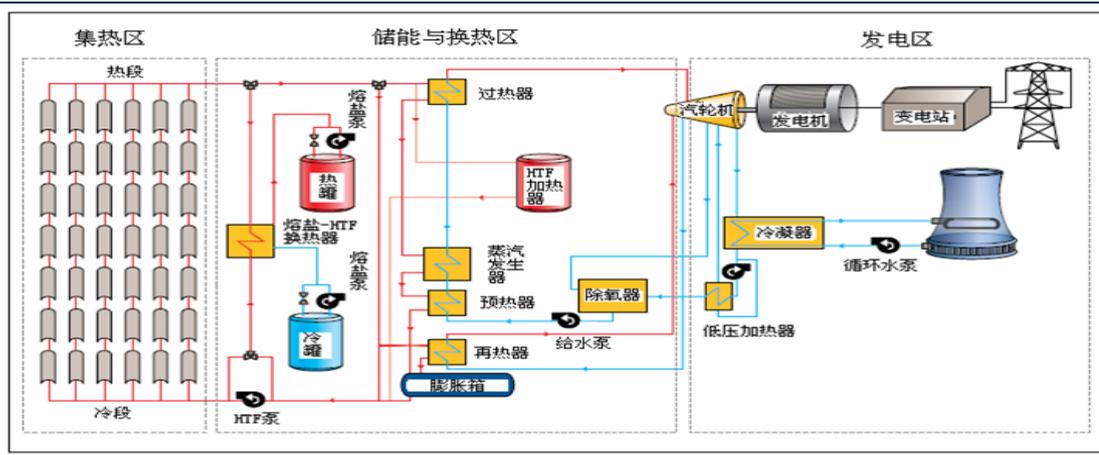
### （一）槽式太阳能热发电：技术成熟、商业化程度高

太阳能槽式发电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/水-蒸气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。

图表 38 槽式太阳能集热系统



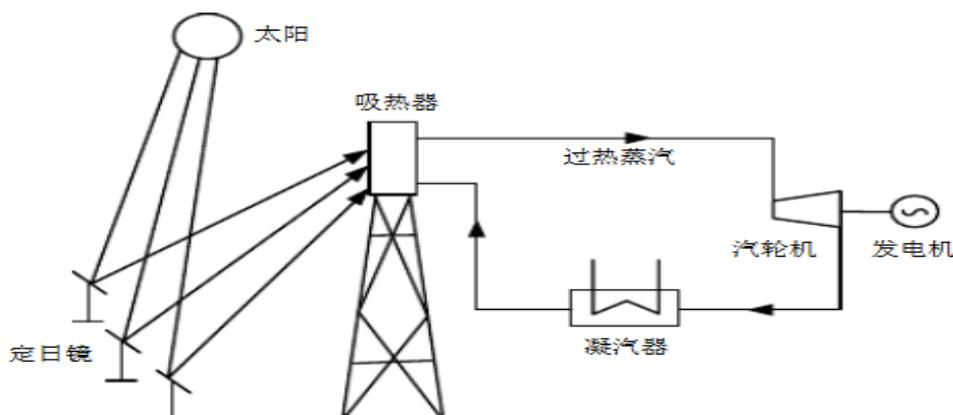
资料来源:行业调研华创证券

## (二) 塔式太阳能热发电：高温运行、转化效率高

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聚光系统、吸热系统、储热系统和发电系统构成，包括定日镜场、支撑塔、吸热器、储热器、换热器和发电机组等核心装备。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（60%硝酸钠和 40%的硝酸钾）和空气等形式。

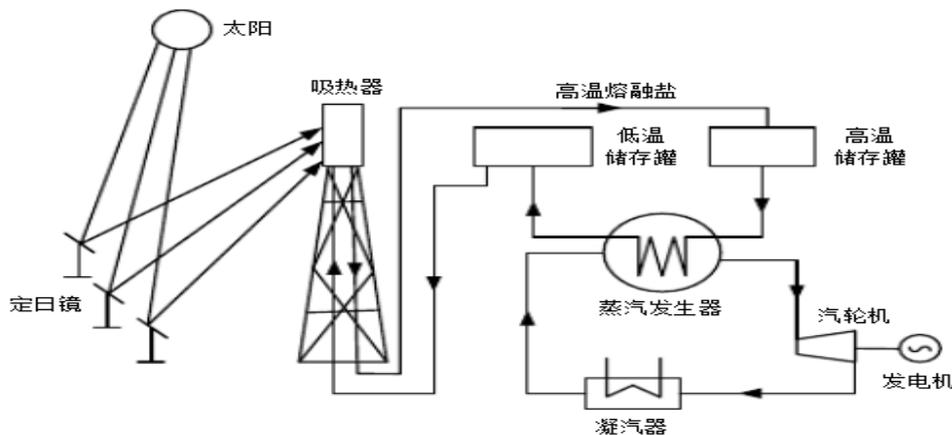
水/蒸汽太阳能塔式热发电系统以水/蒸汽作为传热工质，水经过吸热器直接产生高温高压蒸汽，进入汽轮发电机组发电；熔融盐太阳能塔式热发电系统以熔融盐作为传热介质，在吸热器内加热后，通过熔融盐/蒸汽发生器产生蒸汽，并推动汽轮机发电；空气太阳能塔式热发电系统以空气作为传热工质，空气经过吸热器加热后形成高温热空气，进入燃气轮发电机组发电的太阳能热发电系统。

图表 39 水/蒸汽太阳能塔式热发电系统



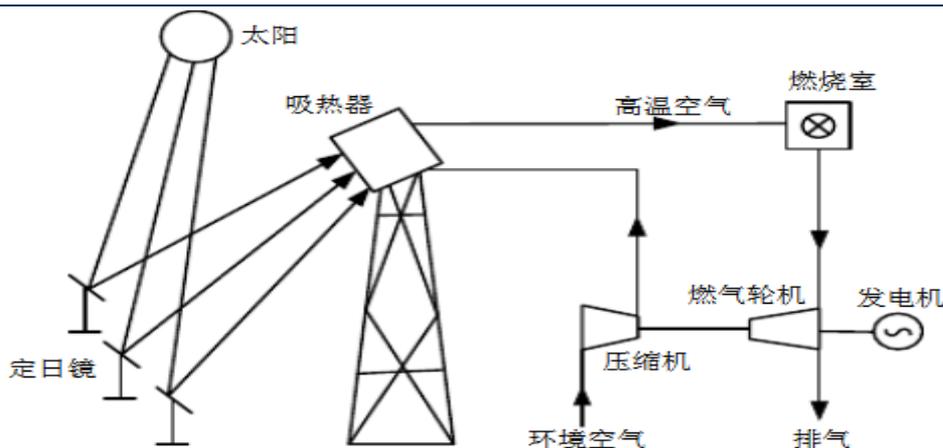
资料来源:行业调研华创证券

图表 40 熔融盐太阳能塔式热发电系统



资料来源:行业调研华创证券

图表 41 空气太阳能塔式热发电系统



资料来源:行业调研华创证券

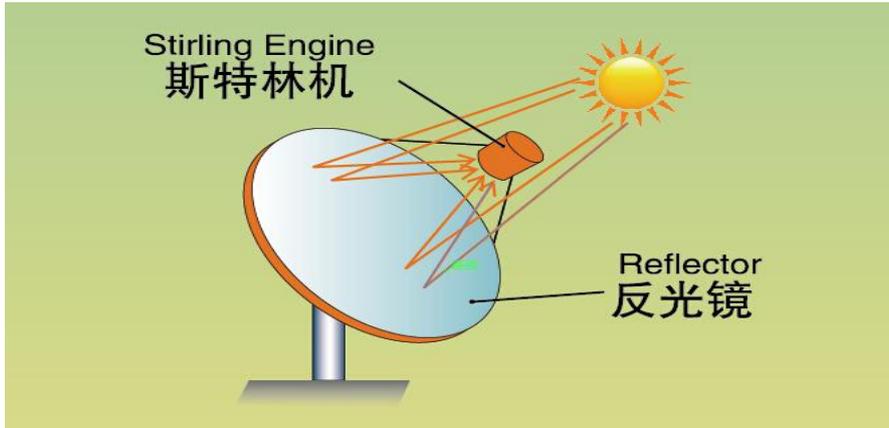
### (三) 碟式太阳能热发电系统：全球只有一座商业化电站

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。系统主要由聚光器、吸热器、斯特林或布雷顿热机和发电机等组成。

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。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 90%，吸热器工作温度可以达到 800℃以上，系统峰值光电转化效率可以达到 29.4%。

目前全球只有一座投入商业化运行的碟式斯特林热发电站 Maricopa（马里科帕），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。

图表 42 碟式太阳能光热发电站示意图

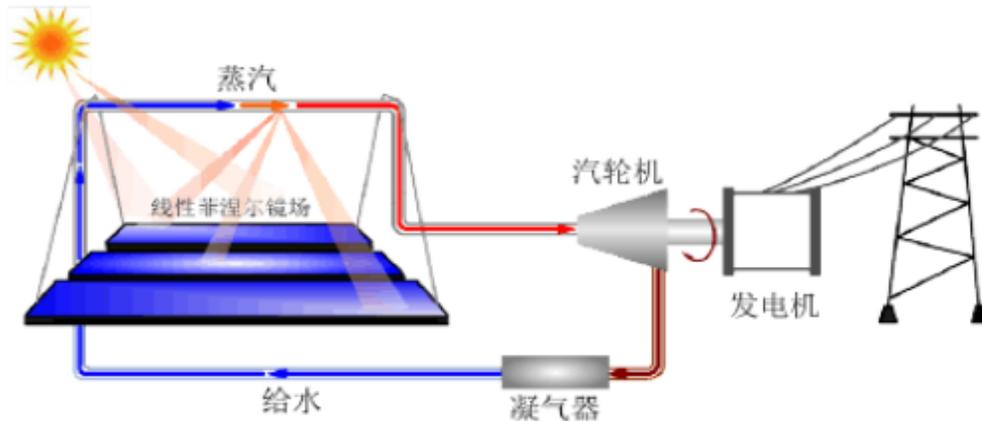


资料来源:行业调研华创证券

#### (四) 菲涅尔式集热发电：实验示范阶段、转化效率低

线性菲涅尔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尔聚光集热器、发电机组、凝汽器等组成。线性菲涅尔式太阳能热发电系统通常以水/蒸汽作为传热流体。菲涅尔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，返回菲涅尔聚光集热器，形成闭合的水/蒸汽回路。

图表 43 菲涅尔式太阳能光热发电站基本原理图



资料来源:行业调研华创证券

图表 44 槽式、塔式、碟式系统对比

参数	槽式系统	塔式系统	碟式系统	菲涅尔系统
规模 (MW)	30~320	30~400	1~50	10~100
运行温度(℃)	295-400	230-1200	500-2000	45-100
年净效率 (%)	11~16	7~20	25~30	15~20
单位成本 (元/w)	25 (不带储热)	30~32 (带	62~83 (不带储热)	—

参数	槽式系统	塔式系统	碟式系统	菲涅尔系统
		储热)		
系统平均效率 (%)	15	20~35	25~30	15-20
商业化状态	已商业化	已商业化	完成示范阶段	示范
技术风险	低	中等	高	中等
能量储存	可以	可以	电池	可以
多燃料设计	可以	可以	可以	可以
占地规模	大	中等	小	中小型
应用	技术成熟，商业化程度高；单轴跟踪，多个聚光集热器同步跟踪太阳光，易于批量生产	可热量储能，高温段加热，发电效率高	转换效率最高，可达30%，小容量分散发电、边远地区独立系统供电	中小型电站
缺点	管道系统复杂，热量及阻力损失大，真空管破损更换成本高	技术复杂，投资较大，定日镜控制成本高，配套设备还不成熟	无法储热，斯特林造价昂贵，商业化可行性需要验证	光学效率低、占比面积大

资料来源：行业调研华创证券