

图片来源：迪拜 950MW 光热光伏混合发电项目



光热发电行业相关信息报告

2019 年 3 月

行业研究 章颢缤
责任编辑 吴念慈

目 录

第一章 综述分析.....	3	3.4. 调峰可行，成本下降路径清晰！中控太阳能金建祥多角度谈太阳能热发电发展.....	17
第二章 能源政策动态.....	4	3.5. 中控德令哈塔式光热电站出境《中国推介》丝路明珠德令哈宣传片.....	22
2.1. 发改委时璟丽谈 2019 新能源电价补贴政策方向.....	4	3.6. 国家能源局西北监管局赴中广核德令哈 50MW 光热发电示范项目调研.....	23
2.2. 两会光热提案：尽快盘活退出和取消资格的首批示范项目，启动一批新项目.....	6	3.7. 哈电玉门 2×100MW 塔槽结合光热发电示范项目通过可研收口评审.....	24
2.3. 新疆印发《发电侧储能电站试点的通知》鼓励发电企业投资储能设施.....	9	3.8. 全额保障性收购！首航节能敦煌 100MW 塔式光热电站签订购售电合同.....	25
第三章 国内光热行业动态.....	10	3.9. 上海电气电站辅机厂签署迪拜 100MW 塔式光热电站蒸汽发生系统供货合同.....	26
3.1. 德勤 2018 年发布报告称“太阳能风能会成为未来能源主流”	10	3.10. 亚太兆业第五代梁式聚光镜联动测试效果良好.....	27
3.2. 两会光热提案：尽快盘活退出和取消资格的首批示范项目，启动一批新项目.....	13	3.11. 玉门鑫能 50MW 塔式光热发电项目完成汽轮发电机组吊装.....	28
3.3. 河北漳河将建太阳能“光热+”综合示范区，中国建筑技术集团中标一期设计.....	16	3.12. 盘点中国规划建设的几大光热发电基地.....	29

3.13. 中核龙腾 100MW 槽式光热项目开始安装聚光镜, 预计 8 月底镜场安装完成.....	35	4.4. Rioglass 斩获迪拜 600MW 槽式光热电站全部反射镜和集热管订单.....	44
3.14. 天沃科技年报: 打造光热发电系统集成供应商, 重点推广二次反射塔式技术.....	36	4.5. 阿曼计划建设装机 500-1000MW 太阳能发电项目, 有望采用光热发电技术.....	45
3.15. 双良节能: 看好光热前景, 已推出光热发电蒸汽发生系统等产品, 将持续布局.....	38	4.6. 迪拜 950MW 光热光伏混合发电项目完成融资.....	46
3.16. 杭锅 2018 年报: 如期实现大容量熔盐系统设计开发, 将持续布局光热发电市场.....	39	4.7. 壳牌积极布局光热市场: 参投全球最大光热 EOR 项目, 推出中国光热电站专属润滑产品.....	47
第四章 国际光热行业动态.....	40	4.8. 中行阐述全球最大太阳能光热光伏项目参与融资过程.....	48
4.1. 美能源部再拨 3300 万美元推动光热发电新技术研发, 扶持额度超光伏.....	40	第五章 能源行业动态.....	49
4.2. SolarEurope 发布《当太阳能政策走向数字化—特别工作报告》.....	41	5.1. 电力央企 2019 年发展瞭望.....	49
4.3. 迪拜 100MW 熔盐塔式光热发电项目集热塔基础混凝土浇筑顺利完成.....	43	5.2. IEEFA 发布《全球 100 余家金融机构正在退出煤炭行业, 未来还会有更多机构退出》.....	54
		5.3. 一图讲 2018 各省煤电、风电、光伏上网电价.....	56
		5.4. 利用熔盐储能技术重整煤电厂, 靠谱吗?	57

第一章 综述分析

2019 年的第一个季度过去了，在这个季度末，我们迎来了美国能源部再拨 3300 万美元推动光热发电新技术研发的消息，在本期市场信息汇编有具体信息，各位可以参阅。

值得关注是，美国能源部给予新能源的支持资金，将有 2600 万美元用于光伏研发，目的是实现光伏发电成本减半；有 3300 万美元用于光热发电，旨在确保光热发电的连续提供电力能力，并实现发电成本降低至 5 美分。其中将拨款 1240 万美元用于支持研发承受 700 度高温以及耐腐蚀的吸热器、动力循环系统、热力传输系统所需相关材料。

看到这里的时候，我感到非常痛心。我国的能源局还在纠结光热的后续政策的时候，美国又走在我们前面了。

今年 3 月份光热大会上，有人说光伏比光热成本低，我反对这种说法。我要说的是：初发展光伏时，煤电、水电比光伏的标杆电价低的多！并且，风电、海上风电、光伏都经历过国家给予标杆电价补贴的阶段，才迎来了平价上网的今天。

光热发电同样需要给予商业化运行的标杆电价支持，才能够良性发展下去。尤其是在国内掌握了光热发电技术以及正在

研发光热发电技术的企业，尤其需要持续性政策支持技术的持续性研发。

还有人说要等到首批示范项目评估后再制定政策，要知道即使美国一部分光热电站性能尚未达标，但美国能源部依旧支持他们，为什么？必定是因为他们认为在电力发展中，光热发电将起到的关键性作用。石油、天然气，将有更高的利用价值，用在发电上就太浪费了！

强烈呼吁国家制定能源政策的有关部门，尽快草拟出台光热发电的相关政策！

科技强则国强！在此祝愿祖国繁荣昌盛、国强民富！

———以上内容供参考，欢迎交换观点。观点联系邮箱：zhanghaobin@supcon.com———

中控太阳能北京办事处

2019 年 3 月 31 日

第二章 能源政策动态

2.1. 发改委时璟丽谈 2019 新能源电价补贴政策方向

3月19日，国家发改委价格司就2019年光伏电价政策征求意见当天，由《石油观察》主办的“CEW中国能源周——2019行业影响力年会”同步开启。会上，国家发改委能源研究所研究员、国家可再生能源中心政策研究部主任时璟丽带来了《新能源电价补贴政策方向》的主题分享，系统阐述了我国电力体制改革、电价机制变革的历程和方向。

1、我国电力定价机制演变：2015年，我国启动了新一轮电力体制改革，核心内容有六个方面：一、电价改革：单独核定输配电价，分步实现公益性外的发售价格由市场形成；二、电力交易机制改革：完善电力市场化交易机制；三、发用电计划改革：建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台；四、售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务；五、确保可再生能源发电依照规划保障性收购；六、开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制。

从电力体制改革的历程来看，我国电力定价机制演变主要分为四个阶段。第一阶段(1986-1995)：依项目按照还本付息

定价—还本付息成本+合理利润；第二阶段(1996-2004)：依项目进行经营期定价——经营期成本+合理利润；第三阶段(2004年后)：标杆电价——经营期成本+合理利润，煤电实施煤电联动；第四阶段(2015年后)：标杆电价+新电改下的市场竞价、直接交易电价、启动电力现货市场。

2、可再生能源电价机制和政策：在电价定价机制演变过程中，与新能源、可再生能源相关的是在第三、四阶段。第三阶段始于2004年国家开始实施发电侧标杆定价机制。2015年后的第四阶段属于多元化标杆定价阶段，涉及新电改下的市场竞价，直接交易的电价，以及即将启动的电力市场，多种模式组成了发电侧电价体系。

“我国可再生能源发电的定价机制，是在两个框架之下来确定的，一个就是发电侧总的电力定价原则，另外一个是从2006年实施的《可再生能源法》。为了支持可再生能源电力发展，法律规定了对可再生能源按照成本加成确定固定电价。具体来说，光伏发电采取的是标杆电价+定额补贴+招标电价的

定价模式，风电主要是标杆电价+竞争配置电价模式。进入‘十三五’以来，一些相对成熟的风电和光伏发电成本下降比较迅速，最近几年以来对于风电和光伏发电实施了电价补贴水平退坡机制。”

3、陆上风电、光伏发电标杆电价补贴退坡机制：我国陆上风电和光伏发电标杆定价采取的分区定价机制，视各地区风、光资源分布情况并考虑工程建设费用而定。风电资源区分为四类，光伏资源区分为三类，标杆定价基准也因地制宜。

电价水平确定依据成本加成确定。随着可再生能源的发展，标杆定价采取退坡机制，尤其是光伏发电电价退坡明显。

4、可再生能源发电费用补偿机制：对于可再生能源上网电价，目前政策执行是电网按照燃煤标杆定价，向可再生能源发电企业支付相应的购电费用，同时可再生能源电价和燃煤标杆电价之差由国家可再生能源发展基金提供补贴，基金资金来源为可再生能源电价附加。2006年最开始是1厘/千瓦时，经过5次调整之后，2016年电价附加的标准是0.019元/千瓦时。

从政策执行即2006年到2018年的13年情况来看，通过增收电价附加的模式，全国对可再生能源提供的电价补贴资金已超过了4000亿元。当然，可再生能源发电在过去的十几年

实现飞速发展，所以补贴资金需求目前超过预期，到现在存在累计超过1000亿元的补贴资金缺口。

5、可再生能源电价定价机制变革驱动力：外因和内因都是多方面的，主要的外因在于发展环境变化和影响，还有一个重要外因是我国电力体制改革在持续推进，为可再生能源电价机制调整提供了重要的平台。主要的内因一是可再生能源的规模化发展，二是可再生能源技术进步和产业升级加快，带来效率提升和成本快速下降，最主要是以风电和光伏为代表可再生能源产业和市场发展猛。

6、机制变革方向：（1）全面实施竞争配置方式确定项目和电价；（2）规模化推进风光无补贴平价上网项目；（3）可再生能源参与市场化竞争，逐步融入电力市场。

“十四五”：风光等可再生能源进入“后补贴”时代：从目前趋势上来看，预期风电在“十四五”初期，光伏发电最早在“十四五”初期最晚在“十四五”中期，可以进入到全面去补贴阶段。且可能同期进入到电力市场竞争阶段，届时补贴去除，但价格机制会有很多变化，风光等可再生能源可以多种方式参与市场。

（来源：能源100）

2.2. 两会光热提案：尽快盘活退出和取消资格的首批示范项目，启动一批新项目

近日，新能源商会向全国工商联提交了《关于进一步加大光热发电政策支持力度的提案》。

提案全文如下：

关于进一步加大光热发电政策支持力度的提案

我国太阳能可开发资源体量巨大，其利用技术的开发是提高可再生能源消费占比的关键。光热发电是当前最稳定且最经济的可再生能源，通过自身配备大型储热系统很好解决了传统可再生能源间歇性问题，可实现 24 小时稳定连续发电，能为电网调峰调频支撑，大幅提升电网输送能力，有效解决“弃风弃光”老大难问题。

风电、光伏+光热储多能并举发展成为新趋势，将促进我国可再生能源进一步快速持续健康发展，推动我国能源结构顺利转型。光热发电产业有效带动我国玻璃、钢铁及常规火电行业技术装备等过剩产能的消纳与转型升级，可为“一带一路”战略提供强大的产业链支持。

在首批示范项目建成的 2018 年已在摩洛哥和阿联酋取得 300 亿元左右装备与服务输出，光热发电将快速成为与“高铁”一样国家名片。总体而言，光热发电产业的健康可持续发展对

于推动我国能源结构转型、保障能源战略安全、改善生态环境、促进经济社会发展和“一带一路”战略实施具有极为重要的意义。

2016 年 9 月国家能源局启动首批 20 个光热发电示范项目，并由国家发改委制定明确示范电价 1.15 元/kWh，在当年 12 月印发的《太阳能发展“十三五”规划》中明确 2020 年建成 500 万千瓦太阳能热发电装机的发展目标，开启了我国光热发电的产业示范进程。

就目前情况来看，我国光热发电全产业链已形成，相关企业在实际项目的参与中得到历练和提升，部分示范项目先后建成，使我国迈入拥有大型光热电站的国家行列。大型项目的建设也为项目所在地经济社会注入了活力，带动了相关产业发展。

但光热发电行业取得进步的同时，还面临部分先行企业在完成项目建设后，后续项目无以为继，融资难等亟待解决的问题。

光热发电是一种适宜大规模并网开发的新能源发电技术，参照我国光伏行业，其装机规模的扩大对于发电成本的下降具

有较大贡献，数据显示，从 2011 年至今，我国光伏累计装机量扩大了近 40 倍，光伏电价降幅达 50%左右，而当前我国光热发电装机规模较小，成本的削减还需更大程度的规模化生产、应用及政策支持。

鉴于首批代表性示范项目已建成投产，验证了我国具有发展光热发电产业条件与建设能力，示范目标已实现。为促进我国光热发电产业良性发展，推进“十三五”光热发电 5GW 装机规划目标的实现，建议：

1、尽快盘活首批示范项目中的退出项目、已取消示范资格的项目，明确延期政策遴选合适投资企业接续建设。

建议允许新投资方通过购买原投资方前期成果的方式移交相关手续。通过政策的延续性，保障市场体量不至于萎缩，既使得光热企业持续有可发挥的空间，又保障项目所在地政府在财政较为紧张的情况下为项目所作配套不被闲置浪费。

2、尽快启动一批新项目，保持电价政策稳定。

(1) 单个光热发电项目投资大，建设期为 36 个月，且都在受冬季无法施工影响的西北地区，为如期完成“十三五”5GW 的规划目标，建议 2019 年启动剩余 4GW 项目，鼓励企业开发大型光热发电基地以形成规模化效应；

(2) 由于当前我国光热发电行业还未进入商业化发展，仍处于市场初期培育阶段，建议“十三五”期间电价政策保持稳定。

3、加大政策支持力度，提高电站经济性。

国家政策的大力扶持，推动了我国光伏产业近年来突飞猛进发展。相对于光伏发电，光热发电项目投资额巨大，国家却没有与之相匹配的针对性扶持政策，为此，建议国家加大对光热发电的政策支持力度，出台一揽子扶持政策。

借鉴发达国家经验，利用投资税收抵免、贷款担保、政策性低息贷款和发绿色债等，解决光热发电产业融资难与融资贵问题；

当前，我国光热发电企业税费负担沉重，光热发电项目涉及的土地使用税、水土保持费和征地补偿费等税费占度电成本的比重过高，建议由国家能源局和国家税务总局牵头全面清理光热发电企业的土地使用税、水土保持费和进口关税等税费清单，并借鉴阿联酋等国家和地区光热产业的成功经验，加大税收减免力度，切实为新兴产业减负；

光热电站的寿命远超 35 年，能达到常规火电站、核电站一样的水平，因此，**建议将光热发电示范项目的电价政策，配**

套延长至 35 年以上（国外光热同类电价政策年限，如迪拜项目）；这样将进一步提升光热电站的投资可行性，吸引社会各界资本稳步进入光热发电行业；

建议财政部将光热发电示范项目直接列入可再生能源电价附加资金补助目录并优先拨付其补贴资金。

4、加快布局和启动一批“光伏+风电+光热储”多能互补项目，缓解风光消纳问题，促进区域可再生能源健康持续发展。

建设多种能源有机整合、集成互补的综合能源体系已成为大势所趋，建议尽快在我国西北等风能、太阳能充足的区域，布局一批“风电、光伏、光热（带储能）发电”多能互补项目，以光热发电作为调节手段，改善风力发电、光伏发电固有的间歇性和不稳定性，并将项目涉及的光伏、风电的指标配额予以单列支持，促进区域可再生能源健康持续发展。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

2.3. 新疆印发《发电侧储能电站试点的通知》鼓励发电企业投资储能设施

2月19日，新疆自治区发改委印发《关于在全疆开展发电侧储能电站建设试点的通知》，以达至增强新疆电力系统调峰备用容量，促进新能源消纳的战略目标。

《通知》要求，全疆储能电站布局要向和田、喀什与克州三地州倾斜，试点储能电站装机总计不超过55万千瓦。《通知》强调要鼓励光伏电站合理配置储能系统，储能电站原则上按照光伏电站装机容量20%配置。《通知》还指出，配置储能电站的光伏项目，原则上增加100小时计划电量。由于地理资源禀赋之别，南北疆电源结构迥异。北疆以火电、水电为主，南疆风电、光伏等新能源场站众多。

根据国家能源局及新疆发改委最新数据，截至2018年12月底，新疆电网联网运行的发电装机总容量为8553.5万千瓦。其中光伏发电装机容量951.6万千瓦，设备平均利用小时数为1337小时，弃光率为15.5%；风力发电装机容量1921万千瓦，设备平均利用小时数为1951小时，弃风率为26%。弃光弃风率均高居全国前列，南疆克州弃光率在2018年更是高达

30.3%。

按照此番《通知》要求，光伏电站在配置储能之后，可增加100小时计划电量，理论上可为一座100MW光伏电站每年增加数百万元营收。

目前，新疆共有约540座电站在“两个细则”考核之列，其中风电场181个，光伏电站300个。加装储能配置已成为西北新能源场站业主提升综合运营水准需要直面的关键策略。在2018年最后三个月，新疆全区电站“考核+分摊”分数分别是85424、78452和86699，参与考核的新能源场站兑现金额均为负数。而自2019年1月1日起，新疆全区已采用新版西北“两个细则”进行考核与补偿，光伏、风电等新能源场站承压更为加剧。

本批发电侧储能电站试点项目申报截止为2019年5月1日。

（来源：今日头条）

第三章 国内光热行业动态

3.1. 德勤 2018 年发布报告称“太阳能风能会成为未来能源主流”

三大主要推动可再生能源发展的原因:1、风电光伏逐步实现平价上网；2、风电光伏对电网而言是可靠而经济的；3、新技术的应用会不断优化风电光伏。

提升可再生能源需求的主要消费者:1、将可再生能源纳入其智慧城市计划的城市；2、开展能源项目，发展上网和离网可再生能源的社区；3、部署可再生能源、推动城市发展的新兴市场；4、不断扩大风电光伏采购范围的企业。

推动力一：风电光伏逐步实现平价上网。**风电光伏已实现平价上网，其性能也逐步与传统能源不相上下。**全球大部分地区，集中式的风电与太阳能光伏发电，在未获政府补贴的情况下，平均度电成本不断下降，与其他发电技术持平甚至更低。

从**价格**角度看，陆上风电已成为全球发电价格最低的能源资源，在未获政府补贴的情况下，其平准化度电成本为 30 美元至 60 美元，低于最便宜的化石燃料天然气价格区间（42 美元至 78 美元）。

从**性能**角度看，日益平价的蓄电池储能和其他创新技术正

在逐步解决风电光伏的间歇性问题，风电光伏的可靠性不断提高，可与传统能源一较高下。

在过去的八年中，除燃气发电外，所有的传统能源和非风电光伏的可再生能源的平准化度电成本或保持平、或有所上升，而风电光伏凭借制造成本的下降和效率的提升，其平准化度电成本经历了快速的下降，并且还将继续下降。**风电光伏与其他发电能源之间的成本差距将会逐渐拉大，全球更多地方可以实现风电光伏平价上网。**

全球各地降低风电光伏发电成本的举措	
发达国家	风力涡轮机升级改造提高容量系数
非洲、南美洲	和全球太阳能发电的领先国家进行合作项目
欧洲、日本、中国	竞价上网

搭配储能的风电光伏不仅提高了可再生能源的性能，还推动了平价上网。搭配储能的风电光伏可以通过提供装机发电量和辅助电网服务从而增强其竞争力，也能够大幅度提高可再生能源的可调度性。

推动力二：风电光伏对电网而言是可靠而经济的。**风电光伏的间歇性问题没有我们想象的那么严重。**在可再生能源的普及阶段，只要求对电网进行最低限度的调整，对运行方式和现有资源的使用做小幅变动。

大多数国家还处于普及阶段，不少国家通过增加火电的灵活性、与邻近市场互联等方式进行调节，以提高可再生能源并网比例。在可再生能源普及率较高的国家和地区中，会要求更复杂的系统性改动，并对传统能源进行调整以促进可再生能源更大规模且更经济实惠地进行并网。

由于风电光伏的边际发电成本为零，风电光伏会促进电价的下降。美国风电光伏排名前 20 个州中，四分之三的州电价低于美国全国平均水平，四分之一属于电价最低的 10 个州，包括风电比例较高的德克萨斯州。

风电光伏的份额增加，提高了电网的可靠性和灵活性。在欧洲，风电光伏大国德国和丹麦目前是全球电网最可靠的两个国家。在极端天气情况下，可再生能源可以弥补燃料型能源的不足之处。2018 年英国的暴雪导致该国天然气短缺，而彼时风能打破发电纪录，持续为英国提供电力。

风电光伏将成为重要的电网资产。借助智能逆变器，间歇

性可再生能源能够精准响应电网，提供与频率、电压和爬坡速率相关的电网可靠性服务。

推动力三：先进技术推动可再生资源向，自动化、智能化、区块链化转型。自动化、人工智能、区块链、先进材料和先进制造等新技术能够加快可再生能源的部署步伐。这些技术进一步助力降低成本，提高并网率。

自动化技术大幅度削减了风电光伏的生产和运营的时间和成本。全球最大的海上风电场部署全自动化无人机，将风场检查时间由两小时缩短至 20 分钟。目前处于研发阶段的爬行机器人可以对光伏板和风力涡轮机内部结构和材料进行自动化微波和超声波检查。

人工智能更精准地预报天气、优化可再生能源使用。人工智能系统能够处理卫星图像、气象站测量情况、过往模式的详尽数据，预测天气情况，对比预测和实况，并利用机器学习调整自身模式，生成准确度更高的预报信息。

人工智能系统每天能处理 100TB 以上的数据，每 15 分钟提供分辨率达到几百米的预测，并且可以在短时间内分析大量数据，大大提高了预测的速度与精确度，降低风电光伏场的运营成本。

区块链技术能够支持可再生能源证书的推广。可再生能源证书（即绿证）就是一个可再生能源信用证明，代表 1MWh 可买卖的可再生能源发电量，购买绿证也是企业社会责任的体现。

但目前绿证跟踪流程涉及多方之间发生的复杂的、代价昂贵且耗时的交易认证过程，并存在欺诈风险，不利于证书推广。而区块链技术可以通过共享账目，无需注册提供商、经纪人和第三方的验证。对于多数小型公司而言，这一自动化流程更透明、更便宜、速度更快、门槛更低，它们更愿意参与进来。

先进材料和先进制造技术：钙钛矿和 3D 打印即将在光伏风电产业掀起重大变革。在问世不到十年的时间里，钙钛矿就已取得硅半个多世纪才实现的效率提升幅度。2018 年 6 月，先进材料钙钛矿太阳能电池以 27.3% 的转换效率创造了历史纪录，钙钛矿太阳能电池最早能在 2019 年实现商业化。

而在风电方面，首台 3D 打印风力叶片模具已经被生产出来，这一技术的应用将大幅削减原型开发成本，并将开发时间从一年以上缩短至三个月。

（来源：能源人吕成之）

3.2. 两会光热提案：尽快盘活退出和取消资格的首批示范项目，启动一批新项目

近日，新能源商会向全国工商联提交了《关于进一步加大光热发电政策支持力度的提案》。

提案全文如下：

关于进一步加大光热发电政策支持力度的提案

我国太阳能可开发资源体量巨大，其利用技术的开发是提高可再生能源消费占比的关键。光热发电是当前最稳定且最经济的可再生能源，通过自身配备大型储热系统很好解决了传统可再生能源间歇性问题，可实现 24 小时稳定连续发电，能为电网调峰调频支撑，大幅提升电网输送能力，有效解决“弃风弃光”老大难问题。

风电、光伏+光热储多能并举发展成为新趋势，将促进我国可再生能源进一步快速持续健康发展，推动我国能源结构顺利转型。光热发电产业有效带动我国玻璃、钢铁及常规火电行业技术装备等过剩产能的消纳与转型升级，可为“一带一路”战略提供强大的产业链支持。

在首批示范项目建成的 2018 年已在摩洛哥和阿联酋取得 300 亿元左右装备与服务输出，光热发电将快速成为与“高铁”一样国家名片。总体而言，光热发电产业的健康可持续发展对

于推动我国能源结构转型、保障能源战略安全、改善生态环境、促进经济社会发展和“一带一路”战略实施具有极为重要的意义。

2016 年 9 月国家能源局启动首批 20 个光热发电示范项目，并由国家发改委制定明确示范电价 1.15 元/kWh，在当年 12 月印发的《太阳能发展“十三五”规划》中明确 2020 年建成 500 万千瓦太阳能热发电装机的发展目标，开启了我国光热发电的产业示范进程。

就目前情况来看，我国光热发电全产业链已形成，相关企业在实际项目的参与中得到历练和提升，部分示范项目先后建成，使我国迈入拥有大型光热电站的国家行列。大型项目的建设也为项目所在地经济社会注入了活力，带动了相关产业发展。

但光热发电行业取得进步的同时，还面临部分先行企业在完成项目建设后，后续项目无以为继，融资难等亟待解决的问题。

光热发电是一种适宜大规模并网开发的新能源发电技术，参照我国光伏行业，其装机规模的扩大对于发电成本的下降具

有较大贡献，数据显示，从 2011 年至今，我国光伏累计装机量扩大了近 40 倍，光伏电价降幅达 50%左右，而当前我国光热发电装机规模较小，成本的削减还需更大程度的规模化生产、应用及政策支持。

鉴于首批代表性示范项目已建成投产，验证了我国具有发展光热发电产业条件与建设能力，示范目标已实现。为促进我国光热发电产业良性发展，推进“十三五”光热发电 5GW 装机规划目标的实现，建议：

1、尽快盘活首批示范项目中的退出项目、已取消示范资格的项目，明确延期政策遴选合适投资企业接续建设。

建议允许新投资方通过购买原投资方前期成果的方式移交相关手续。通过政策的延续性，保障市场体量不至于萎缩，既使得光热企业持续有可发挥的空间，又保障项目所在地政府在财政较为紧张的情况下为项目所作配套不被闲置浪费。

2、尽快启动一批新项目，保持电价政策稳定。

(1) 单个光热发电项目投资大，建设期为 36 个月，且都在受冬季无法施工影响的西北地区，为如期完成“十三五”5GW 的规划目标，建议 2019 年启动剩余 4GW 项目，鼓励企业开发大型光热发电基地以形成规模化效应；

(2) 由于当前我国光热发电行业还未进入商业化发展，仍处于市场初期培育阶段，建议“十三五”期间电价政策保持稳定。

3、加大政策支持力度，提高电站经济性。

国家政策的大力扶持，推动了我国光伏产业近年来突飞猛进发展。相对于光伏发电，光热发电项目投资额巨大，国家却没有与之相匹配的针对性扶持政策，为此，建议国家加大对光热发电的政策支持力度，出台一揽子扶持政策。

借鉴发达国家经验，利用投资税收抵免、贷款担保、政策性低息贷款和发绿色债等，解决光热发电产业融资难与融资贵问题；

当前，我国光热发电企业税费负担沉重，光热发电项目涉及的土地使用税、水土保持费和征地补偿费等税费占度电成本的比重过高，建议由国家能源局和国家税务总局牵头全面清理光热发电企业的土地使用税、水土保持费和进口关税等税费清单，并借鉴阿联酋等国家和地区光热产业的成功经验，加大税收减免力度，切实为新兴产业减负；

光热电站的寿命远超 35 年，能达到常规火电站、核电站一样的水平，因此，**建议将光热发电示范项目的电价政策，配**

套延长至 35 年以上（国外光热同类电价政策年限，如迪拜项目）；这样将进一步提升光热电站的投资可行性，吸引社会各界资本稳步进入光热发电行业；

建议财政部将光热发电示范项目直接列入可再生能源电价附加资金补助目录并优先拨付其补贴资金。

4、加快布局和启动一批“光伏+风电+光热储”多能互补项目，缓解风光消纳问题，促进区域可再生能源健康持续发展。

建设多种能源有机整合、集成互补的综合能源体系已成为大势所趋，建议尽快在我国西北等风能、太阳能充足的区域，布局一批“风电、光伏、光热（带储能）发电”多能互补项目，以光热发电作为调节手段，改善风力发电、光伏发电固有的间歇性和不稳定性，并将项目涉及的光伏、风电的指标配额予以单列支持，促进区域可再生能源健康持续发展。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.3. 河北漳河将建太阳能“光热+”综合示范区，中国建筑技术集团中标一期设计

中国建筑技术集团有限公司中标河北漳河经济开发区太阳能“光热+”综合示范区一期工程项目设计，将进行“光热+”综合示范区一期项目的初步设计、建筑施工图设计、室外工程设计等。

“光热+”综合示范区一期工程经邯郸市发改委批准，由邯郸市建旭新能源有限公司投资建设，位于漳河经济开发区，总投资 9.1 亿元。项目主要建设内容包括：建设太阳能聚光集热镜场 11.2 万平方米；建设地热井一眼，建设地下储能设备间 30000 平方米，建设数控中心 8000 平方米，敷设供热一次管网 25000 米。400 亩太阳能“光热+”利用项目建成后，实现供热面积 300 万平方米，年供应热水 60.3 万吨，供应蒸汽量 5.9 万吨，制冰 7.2 万吨。项目建成后预计年产值 4 亿元，年利税 1.8 亿元，新增就业 100 人。

项作为“光热+”项目的配套生产项目，内蒙古旭宸能源

有限公司将投资建设的光热产品装备制造项目。项目总投资 2 亿元，主要建设集太阳能光热反射镜等高新技术产品的研发、生产、销售、服务为一体的产业园。该项目建成后预计年产值 3 亿元，年利税 1.5 亿元，新增就业 100 人。

上述两个项目纳入 2018 年 9 月河北磁县一批重大项目，举行了集中开工典礼。此外，邯郸“光热+”综合开发（磁县、涉县）项目今年 2 月被列入 2019 年河北省重点项目。

河北漳河经济开发区位于邯郸市的南部漳河北岸，与河南省安阳市隔河相望，横跨磁县和临漳县。开发区规划区域西起 107 国道以西约 7 公里处，东至京广客运专线控制线，南至漳河主河道，北至漳河北堤及北堤。东西长 25 公里，南北宽约 1-7 公里，规划控制面积约 97.81 平方公里。

（来源：太阳能光热产业技术创新战略联盟）

3.4. 调峰可行，成本下降路径清晰！中控太阳能金建祥多角度谈太阳能热发电发展

金建祥是浙江中控太阳能技术有限公司（简称中控太阳能）董事长兼总工程师，多年来一直从事工业自动化领域的研究开发以及产业化工作；2010年初，开始致力于塔式太阳能热发电相关技术的研究开发工作，已获得发明专利13项，并在工程化和产业化方面做了大量工作，取得了令人瞩目的成绩。

1、目前我国光伏发电行业走向平价上网的步伐在不断加快，那太阳能热发电该如何发展？

首先我们应该从客观的角度来看光伏迈向平价上网的发展路径，这是经历了十余年的发展，2017年我国光伏发电装机新增容量就达到53GW，在这种大规模发展的情况下，对于成本下降的拉动作用是非常显著的。此外，目前很多人都认为光伏电价很低，但实际情况并非如此，根据国家能源局公布的数据，2017年全国光伏发电的平均上网电价为0.94元/kWh，东部沿海地区光伏并网电价达到1.05元/kWh以上。太阳能热发电产业化刚刚起步，我国也只有3个太阳能热发电示范项目投产，总装机容量才200MW，光伏发电经历了十余年的发展，上网电价基本还在1元/kWh左右，太阳能热发电示范项目的

起步电价仅为1.15元/kWh。

现阶段太阳能热发电当然很难达到和风电、光伏同样低的成本，在当前其他可再生能源发电成本较低的情况下，太阳能热发电如何发展？首先要找准太阳能热发电的定位，然后再找出路。与光伏和风电相比，太阳能光热电站配置大容量、低成本的储能（热）系统，这是我们显著的优势，只是目前由于总体装机容量较小，储能的优势没有凸显出来。储能系统使得太阳能光热电站既可以作为灵活调节电源，同时也可以逐步取代煤电成为新的基荷电源和调峰电源。如果光伏和风电配上大容量电池进行储能，那么其成本还是要比光热发电高出不少的。当然，降低成本才是发展的基础，只有逐步降低成本，减少对补贴的依赖，才是长久发展之计。

2、目前有专家提出太阳能热发电作为调峰电源，这种思路是否可行？投资经济性如何？

太阳能热发电作为电网系统的调峰电源我认为是完全可行的，而且随着太阳能热发电成本的下降，用于调峰电源的光热电站将具有技术优势和较好的经济性。在技术层面上可以利用大容量、低成本的储热系统以更好地进行快速、深度的出力

调节；光热电站在 15 分钟以内就可以实现 20%-100%的电力调节，其速度比火电更快，其深度比火电更深，未进行改造的火电的调节深度只能达到 50%（完成改造后可达到 70%），每次深度调节大约需要花费一个多小时，因此光热电站是一种理想的灵活调节电源。概括来说，光热电站进行调峰的技术优势主要包括：（1）深度：20%至 100%负荷调节范围；（2）速度：5-20min 的快速负荷变化；（3）设备寿命：347H 高品质换热器材质保证设备可承受快速负荷变化冲击。

太阳能光热电站作为调峰电源，我们需要研究适应于调峰需求的运行模式，配合光伏和风力发电，并通过技术层面的努力和系统设计的调整，最大程度地发挥太阳能光热电站的储能优势。针对光热电站的运营场景，中控太阳能也做了相应的研究。按照电网的需求，光热电站在中午前后的 2-6 小时内低负荷运行或者停机，为光伏让路（光伏电站在中午前后的 4-5 个小时内发电量占比最高，几乎达到 55%，在此时间段内，光热不应该与光伏竞争上网，毕竟光伏发电的储电成本很高）；后半夜是风电出力的高峰期间，光热电站也要为风电让路。按照这种假设进行设计，经过研究计算，相应增加的成本还是可以接受的。如果光热电站中午 4 小时不发电，为光伏让路，同时

后半夜 4 小时不发电，为风电让路，那在现有方案的度电成本上将增加 4.7 分钱；如果仅仅是中午 4 小时不发电，作为调峰电源，在现有度电成本上将增加 2 分钱，在经济性上并没有大的障碍。

从经济性角度来看，为了满足上述应用场景的要求，我们提出了两个方案：第一，在同等发电量的情况下，增加储能时长；第二，在同等发电量的情况下，提高汽轮机功率。天然气、煤电参与调峰时，可以享受调峰电价；2017 年，某地用于调峰的天然气电站综合上网电价为 0.83 元/kWh（电量电价每度 0.67 元+容量电价每度 0.16 元）；煤电调峰电价则大于 0.85 元/kWh，个别省份甚至达到 1 元/kWh。与天然气发电、煤电相比，光热发电是完全不产生任何排放的绿色清洁能源，若能享受与天然气、煤电相当的调峰电价，则可以在 3 到 5 年内实现“调峰平价”上网。

3、我们注意到您经常提及“发电量达成率”这个词，我们也获悉 2018 年 8 月中控德令哈 10MW 塔式光热电站发电量达成率首次超过 100%。请您具体介绍一下达成率，以及如何达到满产？

建成一座光热电站并不难，而让光热电站在较短时间内快

速达到设计发电量从而实现预期收益才是最难之处，也最能体现一家公司的综合能力。发电量达成率是指的实际发电量与理论发电量之比，计算公式：发电量达成率=统计时间内实际发电量/统计时间内实际的 DNI 数据输入发电量计算模型得到的发电量*100%。

中控德令哈 10MW 塔式光热电站自 2016 年 8 月底并网发电以来，发电量达成率迅速上升。在并网发电后三个多月的时间内，发电量达成率为 76%。2017 年全年发电量达成率为 86.5%，2018 年上半年发电量达成率上升到 94.2%，2018 年下半年发电量达成率达到了 99%。2018 年 8 月份实际发电量 107.75 万 kWh，月度发电量达成率为 103.8%。电站典型年设计发电量为 1040 万 kWh，2018 年年总实测 DNI 为 1961.47kWh/m²（典型年 DNI 为 2043），2018 年总实际发电量为 1051.4 万 kWh，发电量达成率为 96.75%，年总上网电量 934.1 万 kWh。

通过 10MW 塔式光热电站的运行，我发现光热电站的发电量达成率与设备可靠性、气象条件和运营策略等因素密切相关。影响 2017 年发电量达成率的因素主要有：设备故障占 8.9%，运营操作占 3%，极端天气占 1.5%；影响 2018 年发电量达成率的因素主要有：运营操作占 0.55%，极端天气占 0.75%，

设备故障占 1.2%（该因素 2019 年可以下降到 0.5%以内）。投产初期，主要通过设备消缺来实现达成率的快速提升；随着设备性能的逐步稳定，因设备故障导致的发电量损失已经非常少，为实现较高的达成率打下了良好的基础。在此基础上进一步提升达成率，则要依赖于运营策略的优化。自熔盐储能系统投运开始，中控太阳能公司与青海中控公司技术团队就从设备消缺、系统流程优化、运营模式优化等多方面下手，从而实现了发电量达成率的快速、稳步提升。塔式光热电站在无云的大晴天达到或超过理论发电量（即达成率≥100%）并非难事，相反，在多云天气条件下既要保证设备安全，又要尽可能多发电，才是光热电站运营的最大难点所在。2018 年，10MW 电站总运行天数为 261 天，其中晴天只有 73 天，多云天为 188 天；通过两年多的不断优化与积累，技术专家和运营团队现已摸索出了一整套针对多云等不利气象条件的运营策略，因此，我们也对 50MW 塔式示范电站在较短时间内达到设计发电量也充满信心。

发电量达成率应该成为未来关注的重点，以及出台后续政策的主要依据之一。只有尽早达到发电量设计值后，投资人才有信心，政府有关部门才会下决心来支持。

4、降成本是每一种技术产业化发展的必然目标，您认为太阳能热发电成本下降的手段主要有哪些？

太阳能热发电的成本有技术性的和非技术性的。**技术性方面**，我认为不断降低成本、提高效率的同时，还要花费相当一部分的财力、精力、人力来研究新技术；不但要关注眼前，还要对未来有足够的投入。

开发新技术的风险是很大的，投资也很大，能够真正体现它的经济价值需要花费很长时间。比如，超临界二氧化碳发电技术无论在光热领域还是其它领域，都是一个热门话题，国内外有很多人都在研究，但这样一个好的新技术不可能在三年五年内实现产业化。因此科技部重点研究计划也是将其列为基础类研究项目。但并不是说新技术在短时间不能发挥作用，我们就放弃跟踪、放弃投资、放弃研究。我们要两条腿走路：**一方面脚踏实地地做好眼前的工作，使现有技术路线真正能够发挥它的经济价值；同时又不断面向未来，通过新技术的研发，使新技术更加成熟，成本更低，效率更高，最终使光热发电的度电成本能够低于煤电。**

在现有的技术体系上，最快而且有效的方式是通过优化，提升发电量，从而降低成本。光热电站建设投运后，有几个月

的消缺期，然后还有 1-2 年的学习期，**光热电站约有 20 个环节，每个环节都有优化的可能性，通过优化增加 5%甚至 10%的发电量是完全有可能的。**

另外，通过光热发电设备部件的标准化和批量复制推广也可以促进成本的进一步下降。我们知道，光热电站的建设要耗费大量的玻璃、钢材、熔盐 and 水泥等原材料，这些大宗货物的价格约占电站总投资的 18%，这部分是不可能实现大幅度降价的。但是，除此之外 **82%的投资都和批量生产有关系，因此，其成本下降空间较大。**

在非技术成本方面，主要有税费、土地费用及金融成本。以 1 元/kWh 的光热发电度电成本为例计算：

税费：增值税减半（8%），度电成本：0.94 元/kWh，下降 6 分；土地（德令哈为例）：100MW 容量，牧民补偿款、牧民养老金、草原恢复费、耕地占用税、土地使用税（按年缴），一次性总计 11750 元/亩；若土地费用为 0，度电成本：0.946 元/kWh，下降约 5.4 分（光伏领跑者土地税费为 1 分/kWh）；金融成本：贷款利息下降 1 个百分点（3.9%），度电成本 0.95 元/kWh，下降 5 分；**以上三项合计：下降 15.4 分。**

关于土地成本中的草原恢复费，事实上，我们观察德令哈

已建成的项目镜场下的植被可以发现，10MW 电站镜场下土地已长出茂盛的植物，远比镜场外面好很多，所以说光热电站不但不会破坏当地原生态植被，还有助于帮助当地生态好转，因此征收植被恢复费实在不合适。

因此，我们希望未来在光热发电业内人士和政府等多方面的协调和努力下，我国相对较高的光热发电项目的非技术成本可以得到较好的解决，共同助力光热产业早日实现平价上网。

5、目前国家正在大力发展各种储能技术，作为已经商业化使用超过十余年的熔盐储能该如何进一步发展？

是的，大容量熔盐储能系统在商业化太阳能热发电站中已经成功运行十余年了。与电池蓄电相比，光热发电用大容量熔盐储能优势比较明显。首先，熔盐储热的成本非常低，其成本只有电池储能成本的十分之一到三十分之一；同时，效率非常高，损耗很低，充放热及储热效率超过 98%；第三，熔盐的使用寿命较长且安全可靠，几乎不涉及环保问题，也不存在爆炸隐患。根据最新研究成果，采用锂电池的度电储存成本大致为 0.45-0.65 元/kWh，采用熔盐的度电储存成本为 0.035-0.05 元/kWh。我们相信，随着产业的不断发展，熔盐储能的成本还将不断下降。

5、太阳能热发电成本下降的路线图是怎样的？

光热发电成本下降可分为四个阶段。第一阶段：装机规模达到 5GW 以上，首批示范项目技术路线和装备得到验证，成熟可靠，故障率低，完成可批量复制的标准化解决方案。预计成本电价可到 0.95 元/kWh。

第二阶段，每年新增装机规模达到 5-10GW，标准化推动批量制造，设计、建设周期明显缩短，综合造价下降；同时技术进步推动光电转换效率明显提升。预计成本电价可到 0.8 元/kWh。

第三阶段，每年新增装机规模达到 10GW 以上，市场充分竞争，领先企业规模效应推动成本持续下降，同时现有技术不断进步，推动光电效率进一步提升。预计成本电价可到 0.65 元/kWh。

第四阶段，全球装机规模达到相当体量，光热发电成为调峰与基荷主力电源，同时前沿新技术全面应用，如粒子吸热器、超临界二氧化碳循环发电、PETE 等，技术突破带来发电效率大幅提升，再辅以税收、土地、贷款利率等优惠政策。预计成本电价可到 0.35-0.45 元/kWh，实现平价上网。

（来源：太阳能光热产业技术创新战略联盟）

3.5. 中控德令哈塔式光热电站出镜《中国推介》丝路明珠德令哈宣传片

近日，旨在打造“世界光热之都”的青海省德令哈市通过《中国推介》栏目发布了一则丝路明珠德令哈宣传片，由浙江中控太阳能技术有限公司开发建设的德令哈塔式光热电站在宣传片中出镜。

青海省德令哈市长李春生表示，柴达木盆地是全国光照资源最丰富的地区之一，我们在建成大批光伏和风力电站的基础上，又率先在全国建成了规模最大的太阳能光热电站基地。我们全力打造太阳能和风电装备制造产业集群，努力建设新能源应用示范城市。

事实上，德令哈全力打造新能源应用示范城市也是青海省建设国家清洁能源示范省工作方案的一部分。2019年初，青海省人民政府办公厅印发《青海省建设国家清洁能源示范省工

作方案（2018—2020年）》的通知，其中重点提及光热发电。

《通知》指出，青海省将依托清洁能源资源富集优势，建设海南州和海西州两个千万千瓦级可再生能源基地，计划到2020年建成光热发电装机100万千瓦，海西州和海南州各50万千瓦。

同时，青海省还将积极谋划光热产业发展，依托首批光热电站示范项目建设，组建省内光热发电工程技术企业，引进、消化、吸收、创新国外光热技术，积累工程技术经验，形成具有自主知识产权的光热发电技术。引导和规范熔盐储能产业发展，争取建成全球最大的太阳能光热发电储能材料生产基地。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.6. 国家能源局西北监管局赴中广核德令哈 50MW 光热发电示范项目调研

为全面了解掌握区域内多能互补和光热发电示范项目发展现状，3月13日至15日，国家能源局西北监管局主要负责人带队先后赴青海海南州、海西州两个千万千瓦级可再生能源基地开展了多能互补和光热发电示范项目现场调研。局综合处、行业处、安全处及青海办相关人员参加了调研。

黄河水电公司多能互补电站和中广核德令哈光热电站分别是全国首批风光水火储多能互补集成优化示范工程和全国首批太阳能热发电示范项目之一。黄河水电公司和中广核新能源公司德令哈光热项目主要负责人分别就示范项目工程建设、生产经营、安全管理、项目技术优势和发展前景等相关情况做了详细汇报，调研组一行现场查看了项目设备布置和发电运行

状况，全面了解了可再生能源基地规划、水风光多能互补和储能、光热运行实际，并就多能互补和光热发电示范项目相关配套政策落地情况、目前经营中遇到的问题及相关政策建议等内容进行了深入讨论研究。

西北能源监管局主要负责人充分肯定了两个工程项目在青海可再生能源发电领域所做出的重要示范意义和引领作用。他指出，示范项目要加强建设运行技术和经验的总结完善，继续发挥好带头引领作用；要落实责任，完善制度，确保项目安全稳定运行；要加强研究，充分发挥项目优势，积极参与电力市场运行，为青海创建清洁能源示范省发挥更加重要的作用。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.7. 哈电玉门 2×100MW 塔槽结合光热发电示范项目通过可研收口评审

3月8日，哈电玉门 2×100MW 太阳能热发电示范项目可行性研究报告在北京市电力规划设计总院顺利通过收口评审。

参加收口评审会议的单位有投资建设方**哈电集团**、**可行性研究编制设计单位华北电力设计院**，**可行性研究评审单位电力规划设计总院**。哈电集团省委常委、副总经理张英健出席会议。

会上，华北电力设计院针对电力规划设计总院在可行性研究国家级评审会上提出的评审意见逐项次的进行汇报整改，并对该项目的可行性研究进行了进一步优化与完善，使该项目更加具有社会效益、经济效益和示范引领作用。

此次收口评审是对哈电玉门项目可行性研究的最终审查，建设投资方、设计单位、评审单位对该项目可行性研究进行了充分讨论，达成一致意见，圆满完成了可行性研究收口评审工作，申报工作取得了阶段性的成果，为最终成功申报创造了必

要条件。

哈电集团以申报并建设哈电玉门光热示范项目为依托，拉动集团企业光热产业自主研发、技术引进、设计完善，建立以自主核心技术为主导的光热发电产业链，助力哈电集团实现转型升级，打造哈电集团光热发电产业品牌，力争成为太阳能热发电产业国内一流成套供应商。

哈电集团拟在玉门花海百万千瓦级光热发电基地建设的 2×100 兆瓦太阳能热发电示范项目，**是国内首个开展可研工作的塔槽结合光热发电项目**，**拟采用目前国际领先的“塔式+槽式”集中式光热发电技术**。该工程既能提高能源利用效率、满足环境保护要求，又可产生良好的社会效益和综合经济效益。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.8. 全额保障性收购！首航节能敦煌 100MW 塔式光热电站签订购售电合同

3月13日下午，北京首航艾启威节能技术股份有限公司（以下简称“首航节能”）发布公告称，首航节能全资子公司敦煌首航节能新能源有限公司（以下简称“敦煌新能源”）与国网甘肃省电力公司（以下简称“甘肃电力”）签订《光热电站购售电合同》。

根据合同，甘肃电力购买敦煌新能源首航节能敦煌 100MW 塔式光热电站的电能，上网电价暂定为：1150 元/（MW·h），上网电量依据《可再生能源法》全额保障性收购。

按照合同约定，甘肃电力购买首航节能敦煌 100MW 塔式光热电站的电能，遵守双方签署的并网调度协议，按照国家标准、行业标准运行、维护有关输变电设施，维护电力系统安全、优质、经济运行；依据国家有关规定或双方约定，向售电人提供启动光热电站电池阵列及其他必需的电力。

敦煌新能源则向甘肃电力出售符合国家标准和行业标准的电能；遵守双方签署的并网调度协议，服从电力统一调度，

按照国家标准、行业标准及调度规程运行和维护光热电站，确保发电机组的运行能力达到国家有关部门颁发的技术标准和规则的要求，维护电力系统安全、优质、经济运行。

同时，敦煌新能源将按月向购电人提供光热电站可靠性指标和设备运行情况，及时提供设备缺陷情况，定期提供光热电站检修计划，严格执行经购电人统筹安排、平衡并经双方协商确定的电池阵列及公用系统检修计划。

据公告，本合同的签订是首航节能敦煌 100MW 光热电站电能消纳的重要依据，继 2018 年 12 月 28 日电站顺利投产并逐步满足并网条件后，该电站获得国家第一批光热发电示范项目 1.15 元/度电价。

按照公司项目可研报告，若该项目达到设计指标全额并网后，每年将提供约 4 亿度高效光电光热清洁电力，将对公司的营业收入和利润产生积极的影响。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.9. 上海电气电站辅机厂签署迪拜 100MW 塔式光热电站蒸汽发生系统供货合同

近日，上海电气电站设备有限公司上海电站辅机厂（以下简称上海电气电站辅机厂）传来捷报，该公司与西班牙 Lointek 公司在西班牙成功签订迪拜 950MW 光热光伏混合发电项目中的 1*100MW 熔盐塔式蒸汽发生系统供货合同，该蒸汽发生系统包括过热器、预热器、再热器以及汽包等设备。

如今传统煤电市场规模日益萎缩，转型发展与寻求增量迫在眉睫。在此严峻的形势下，上海电气电站辅机厂各部门齐心协力，通力合作，在项目前期努力配合业主、设计院等各方，密切交流、完成方案。

在此过程中，上海电气电站辅机厂还邀请业主来公司进行实地考察、参观，并召开交流会，让外方业主对于公司实力有了深入了解。在投标阶段，**凭借优质的技术方案与合理的价格**，

上海电气电站辅机厂最终一举中标。

作为光热发电项目的关键装置之一，**蒸汽发生系统设计及安装过程非常复杂。该项目的成功落地，标志着上海电气电站辅机厂成功打入光热发电核心设备领域，取得了零的突破。**

迪拜 950MW 光热光伏混合发电项目是迪拜水电局 DEWA 与沙特国际电力和水务公司 ACWA 联合开发的马克图姆太阳能园区第一阶段第四期太阳能发电项目，是全球迄今为止规模最大的光热电站，包括 1*100MW 熔盐塔式+3*200MW 槽式共计 700MW 光热发电装机，以及 250MW 光伏发电装机。

项目建成后，每年将能够为迪拜 270000 多家住户提供清洁电力，每年减少 140 万吨碳排放量。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.10. 亚太兆业第五代梁式聚光镜联动测试效果良好

近日，亚太兆业有限公司（简称“亚太兆业”）第五代梁式聚光镜进行了 38 面联动定日镜联动跟踪太阳测试。当天，DNI 数值约 $800\text{W}/\text{m}^2$ ，测试空载温度 300C° 以上，测试效果良好。

在本次联动定日镜测试中，亚太兆业使用一个电机跟踪太阳东西角及另一个电机联动跟踪俯仰角，从而实现全部反光镜的联动控制。跟踪频率设定为每 15 分钟一次，确保东西角跟踪时太阳始终位于镜场正前方，反光镜跟踪太阳俯仰角时产生俯仰角运动的固定轨迹。

由于每面反光镜俯仰角运动的角度、速度不相同，亚太兆业据此计算出每片反光镜转向角度，并通过杠杆伸缩原理改变转向速度。

本次跟踪聚光测试证明了该太阳能反射点焦技术的合理性，为梁式聚光镜的进一步研究奠定了更强的实践基础。据亚太兆业负责人介绍，梁式聚光镜场（联动定日镜）商业化前景系统用途广泛，适用于低成本太阳能储存、高效电力生产、水解制氢、海水淡化、金属熔解、工厂用热、沙子融化制玻璃等领域。

亚太兆业方面表示，实现能源的可持续发展是不可逆的趋势，在此过程中，太阳能将逐步取代石化能源，不断减少二氧化碳的排放量，缓解温室效应。在此背景下，亚太兆业期望与聚光技术研究单位共同探索梁式聚光镜在各相关领域的应用。

（来源；CSPPLAZA 光热发电平台）

3.11. 玉门鑫能 50MW 塔式光热发电项目完成汽轮发电机组吊装

截至 3 月 18 日上午 9 时 18 分，玉门鑫能 50MW 塔式光热发电项目已成功完成汽轮发电机组吊装工作，这将为项目的进一步推进奠定基础。

据悉，本项目发电机重 130 吨，汽轮机中低压缸重 120 吨，在执行吊装任务的过程中，项目方采用 650 吨全地面吊车，经过各方人员的精心配合，项目发电机设备于 3 月 17 日下午 18 时 18 分完成吊装，汽轮机中低压缸于今日上午 9 时 18 分完成吊装。

该项目近期刚被列入 2019 年甘肃省重大建设项目计划。自春节后复工以来，项目便积极推进建设，力争完成 2019 年 6 月 30 日前并网发电的目标。截至目前，项目进度如下：

镜场部分：1 号模块太阳岛安装已完成，完成 500 吨化盐，光热联调基本完成。2 号模块二次塔正在顶升，目前顶升高度 30 米，定日镜安装完成 1646 套。3 号~10 号模块二次塔、缓冲罐、吸热器土建基础已完成。3 号~7 号模块定日镜桩基已完成。

储热部分：中央冷熔盐罐内、外罐已施工焊接完成，并已进行水压试验，夹层保温已基本完成，具备交付条件。中央热熔盐罐内、外罐已施工焊接完成，目前夹层保温还在实施中，待气温提升后，完成水压试验。

动力岛部分：蒸发器汽包、过热器等已到货，钢结构安装完成 90%；主机设备汽轮发电机组已完成吊装，其余设备正在紧张施工中。

并网条件：110kV 送出线路共计 28 公里，108 级塔基，目前已开挖完成 50 基，基础浇筑完成 30 基。

玉门鑫能二次反射塔式 50MW 光热发电项目为国家首批 20 个光热发电示范项目之一，占地面积约 3.69 平方公里，计划总投资 17.9 亿元，设计年发电量 2.16 亿千瓦时。

项目建成后将有 15 个集热模块，配置 9 小时熔盐储能系统。并网发电后，每年可为 2 万户家庭提供 100% 的清洁电力，经济效益和节能减排效益显著。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.12. 盘点中国规划建设几大光热发电基地

近几年，伴随着国家首批光热示范项目的不断推进，凭借光照资源与土地资源的独特优势，适合光热电站开发的多个西北光热重镇开始重点布局光热发电，积极规划推进光热发电基地建设并发展配套产业集群。

序号	基地名称	规划光热装机情况	在建光热项目
1	青海省海南州千万千瓦级可再生能源基地	到 2020 年建成 50 万千瓦、到 2022 年建成 100 万千瓦	中电建青海共和塔式 50MW 光热发电项目
2	青海省海西州千万千瓦级可再生能源基地	到 2020 年建成 50 万千瓦	塔尔木鲁能 50MW 塔式光热发电项目
3	哈密百万千瓦级太阳能光热发电基地	到 2020 年建成 150 万千瓦、到 2030 年建成 600 万千瓦	中电工程哈密 50MW 熔盐塔式光热发电项目
4	玉门百万千瓦级光热发电基地	到 2020 年建成 2050MW、2020 年到 2025 年新增 1450MW、2025 年到 2030 新增 1500MW	玉门鑫能 50MW 二次反射塔式光热发电项目、玉门龙腾 50MW 槽式光热发电项目、中海阳玉门 50MW 槽式光热发电项目
5	敦煌 4.2GW 光热光伏协同示范基地	到 2020 年建成 2200MW	兰州大成敦煌熔盐线性菲涅尔 50MW 光热发电示范项目
6	内蒙古阿拉善盟左旗太阳能热发电示范基地	到 2020 年建成 3GW、2021 年到 2025 年建设 6GW、2026 年到 2030 年建设 7GW	
7	阿克塞四十里戈壁千万千瓦级太阳能热发电基地	到 2025 年实现 5300MW	金帆阿克塞 50MW 熔盐槽式光热发电项目

1、青海省海西州千万千瓦级可再生能源基地：规划光热发电装机：到 2020 年建成 50 万千瓦、到 2022 年建成 100 万千瓦。

2019 年 1 月，青海省人民政府办公厅印发《青海省建设国家清洁能源示范省工作方案（2018—2020 年）》的通知（简称“通知”）。《通知》指出，青海省将依托清洁能源资源富集优势，建设海南州和海西州两个千万千瓦级可再生能源基地。

根据《通知》，针对海南州千万千瓦级可再生能源基地，2020 年按照送电容量 400 万千瓦考虑，规划建成配套光伏 500 万千瓦、风电 300 万千瓦、光热 50 万千瓦；2022 年按照送电容量 800 万千瓦考虑，规划建成配套光伏 1000 万千瓦、风电 400 万千瓦、光热 100 万千瓦。按照两步送电安排，修改完善《青海省海南州特高压外送基地电源配置规划》，衔接国家能源局批复并启动实施《海南州千万千瓦级新能源基地（一区两园）基础设施规划》。

光热项目建设情况：位于海南州辖共和县的中电建青海共和塔式 50MW 光热发电项目于 2018 年 3 月 6 日正式开工，正在稳步推进建设。截至目前，光场部分定日镜的组装、安装工作

已基本完成，现已开始镜体调试；预计 4 月底开始吸热器调试；计划 5 月中旬开始聚光集热系统联调。储热岛部分，预计 3 月底完成高、低温储罐附件安装，具备化盐条件。常规岛方面，已完成汽机扣盖和主要设备安装。

2、青海省海西州千万千瓦级可再生能源基地：规划光热发电装机：到 2020 年建成 50 万千瓦。

根据上述《青海省建设国家清洁能源示范省工作方案（2018—2020 年）》的通知，将建海西州千万千瓦级可再生能源基地，“十三五”期间以本省消纳为主，随着光热技术的逐步成熟以及格尔木南山口抽蓄电站的投运，适时考虑海西基地开发外送。到 2020 年建成光伏 400 万千瓦、风电 260 万千瓦、光热 50 万千瓦。适时实施《格尔木乌图美仁光伏光热园区基础设施规划》，加紧完成鲁能集团格尔木多能互补集成优化示范项目。建设青海省兆瓦级光热发电试验基地、测试基地、检测基地，完善光热产业链服务。

光热项目建设情况：目前，德令哈市有两个已建成投运的商业化光热发电项目，分别为中广核德令哈 50MW 槽式光热发电项目和 50MW 中控德令哈塔式光热电站。格尔木市有一个鲁能 50MW 塔式光热发电项目在建，今年 2 月 26 日该项目顺利完

成吸热塔顶部钢结构首吊，各项建设工作均在稳步推进中，预计今年内可正式并网投运。

3、哈密百万千瓦级太阳能光热发电基地：规划光热发电装机：到 2020 年建成 150 万千瓦；到 2030 年建成 600 万千瓦。

2017 年 5 月，由中电工程顾问集团西北电力设计院编写的《哈密市中长期光热发电产业发展规划（2016—2030 年）》在哈密顺利通过哈密发改委和电力规划总院组织的评审。

哈密市全年日照时数为 3300 至 3500 小时，为全国日照时数最多的地区之一，规划中的伊州区、伊吾县和巴里坤哈萨克自治县年均法向直接辐射量（DNI）分别为 1980 千瓦时/平米、2050 千瓦时/平米，2000 千瓦时/平米，资源优势明显。根据规划，哈密 2020 年规划完成光热发电装机 150 万千瓦，2030 年完成 600 万千瓦，分布于下辖的伊州区、伊吾县和巴里坤哈萨克自治县。

光热项目建设情况：中电工程哈密 50MW 熔盐塔式光热发电项目 2017 年正式开建，目前太阳岛方面集热塔已结项，定日镜生产线开始施工，定日镜灌注桩完成计划的 15%；储热岛土建施工完成 60%，完成主体框架施工，交安装；熔盐储

罐完成 40%，交安一台，正在进行罐体制作；常规岛方面汽轮机主厂房机构到顶，墙体封闭完成；汽轮机高压缸，中、低压缸正在安装中；蒸汽发生器开始吊装。

此外，龙腾哈密伊州区 100MW 槽式光热发电项目、华菱龙腾哈密伊州区 100MW 槽式光热发电项目、中节能哈密 100MW 塔式光热发电项目、浙能集团哈密 100MW 塔式熔盐光热发电项目、华峰珠海能源哈密巴里坤 2*100MW 塔式光热项目、众控哈密伊州 100MW 塔式光热项目、盾安新能源哈密 100MW 塔式光热发电项目、华峰新能源哈密柳树泉 2×100MW 槽式光热项目、深能哈密 2*50MW 塔式光热发电项目等多个储备项目在开展前期工作。

4、玉门百万千瓦级光热发电基地：规划光热发电装机：到 2020 年建成 2050MW；2020 年到 2025 年新增 1450MW；2025 年到 2030 年新增 1500MW。

2018 年 1 月，《甘肃省玉门花海百万千瓦级光热示范基地规划报告》在杭州正式发布，这标志着中国首个地方性百万千瓦级光热发电基地规划正式落地。

玉门花海光热发电基地规划建设光热发电总装机最终确定为 500 万千瓦，规划期限为 2016 年至 2030 年，分三期建设：

一期规划至 2020 年底可新增 2050MW 装机容量；二期至 2025 年底可新增 1450MW 装机容量；三期至 2030 年底按照现有太阳能、土地资源可新增 1500MW 装机容量。

就在规划正式发布当日，玉门市政府还与北京能源投资集团有限公司（100MW 光热项目开发）、四川中核西南新能源有限公司（100MW 光热项目开发）、中国船舶重工集团新能源有限责任公司（150MW 光热项目开发）、青岛昌盛日电太阳能科技有限公司（100MW 光热项目开发）、南京郎迪生新能源有限公司（2*30MW 斯特林光热项目开发）、上海电气风电集团、天津欧陆重工机械制造有限公司（装备制造）、华北电力设计院有限公司、昆明勘测设计研究院有限公司、中科院上海光学精密机械研究所等 10 家科研院所、设计单位、光热发电企业及装备制造企业签订了战略合作协议及项目建设框架协议。总光热项目签约规模达 510MW。

光热项目建设情况：（1）玉门鑫能 50MW 二次反射塔式光热发电项目：截至 3 月 18 日上午 9 时 18 分，玉门鑫能 50MW 塔式光热发电项目已成功完成汽轮发电机组吊装工作，这将为项目的进一步推进奠定基础。截至目前，项目进度如下：

镜场部分：1 号模块太阳岛安装已完成，完成 500 吨化盐，

光热联调基本完成。2 号模块二次塔正在顶升，目前顶升高度 30 米，定日镜安装完成 1646 套。3 号~10 号模块二次塔、缓冲罐、吸热器土建基础已完成。3 号~7 号模块定日镜桩基已完成。

储热部分：中央冷熔盐罐内、外罐已施工焊接完成，并已进行水压试验，夹层保温已基本完成，具备交付条件。中央热熔盐罐内、外罐已施工焊接完成，目前夹层保温还在实施中，待气温提升后，完成水压试验。

动力岛部分：蒸发器汽包、过热器等已到货，钢结构安装完成 90%；主机设备汽轮发电机组已完成吊装，其余设备正在紧张施工中。

并网条件：110kV 送出线路共计 28 公里，108 级塔基，目前已开挖完成 50 基，基础浇筑完成 30 基。

（2）玉门龙腾 50MW 槽式光热发电项目：已于去年 6 月份举行奠基仪式，截至目前场平工程已完成；正在做临建工程、施工用电、用水工程，进场道路施工等；同时导热油（硅油）已部分进场；主要设备汽轮机、发电机等已基本生产完成；其余部分正在招标采购中。

（3）中海阳玉门 50MW 槽式光热发电项目：前期相关手续

已办理完成，2018年12月，上海电气集团股份有限公司与中海阳能源集团股份有限公司签订合作协议，双方将联合推进该项目。截至目前，项目已完成了40%场平工程，预计二季度实现大面积工程建设。

5、敦煌4.2GW光热光伏协同示范基地：规划光热发电装机：到2020年建成2200MW。

介绍《敦煌市光热光伏协同示范基地规划》，该规划是在《甘肃省敦煌市550万千瓦光电产业园总体规划（2010-2020年）》（修编稿）基础上进行的规划，原光电产业园规划太阳能发电总装机容量5500MW，其中光伏发电装机容量5000MW、太阳能热发电装机容量500MW。敦煌市2017年限电弃光率约为20%，为解决限电弃光问题，本规划重点重新规划了太阳能热发电的体量和布局，加大了太阳能热发电的占比，将太阳能热发电装机容量提升为2200MW。

光热项目建设情况：目前辖区内首航敦煌100MW熔盐塔式光热电站已并网投运。在建中的兰州大成敦煌熔盐线性菲涅尔50MW光热发电示范项目于2018年6月全面开建，2月15日节后正式复工，截至目前，综合办公楼框架已完成，正准备进行内外部装修工作，计划5月份投入使用；生产值班楼已完成地

基浇筑；储热岛、发电岛的基础完成开挖和部分基础混凝土浇筑工作；集热岛基础土建工程完成百分之五十；集热岛结构件开始安装；组装车间建设和试生产工作已完成。

6、内蒙古阿拉善盟左旗光热发电示范基地：规划光热发电装机：到2020年建成3GW；2021年到2025年建设6GW；2026年到2030年建设7GW。

2017年3月，内蒙古阿拉善盟左旗太阳能热发电示范基地规划评审会召开，会议对《内蒙古阿拉善盟左旗太阳能热发电示范基地规划》进行了评审，并形成了一系列评审意见。

规划提出阿拉善盟左旗地区在“十三五”到“十五五”期间的光热发电项目开发规划框架，按此规划，到2030年，内蒙古阿拉善盟左旗将实现160万千瓦光热发电装机。规划水平年分别是近期至2020年，中期至2025年，远期至2030年。三期的建设目标分别为一期2020年建设3GW，二期2025年建设6GW，三期2030年建设7GW。

光热项目推进情况：2018年11月29日，阿拉善盟发展改革委组织召开了上海电气阿拉善左旗300MW熔盐塔式光热发电项目可行性研究报告评审会议。

2018年4月，中国电力工程顾问集团华北电力设计院有

限公司顺利完成了内蒙古阿拉善左旗光热基地太阳能测光站（配 30m 测风塔）的建站工作，4 月中旬正式接收测光站发来的太阳能实测数据。该测光站是阿拉善左旗光热基地内首座，也是目前唯一一座测光装置。

2018 年 1 月，国家电投集团石家庄东方能源股份有限公司与阿拉善左旗人民政府签署了《内蒙古阿拉善左旗人民政府与国家电投集团石家庄东方能源股份有限公司新能源发电项目投资开发框架协议书》，将在阿拉善左旗傲伦布拉格太阳能光热发电示范基地投资建设 2000MW 太阳能光热发电项目，总投资 460 亿元，一期投资建设 200MW 太阳能光热发电项目，规划投资 46 亿元，同时配套建设与建设规模匹配的变电站及相关产业链。

2017 年 3 月，阿左旗人民政府与北京国华电力公司举行太阳能热发电战略合作开发签约仪式。北京国华电力公司将在阿左旗敖伦布拉格光热规划期内开发建设 100 万千瓦太阳能热发电项目，总投资约 300 亿元人民币，其中，一期项目开发建设 20 万千瓦塔式光热电站，投资约 60 亿元人民币。

7、阿克塞四十里戈壁千万千瓦级光热发电基地：规划光热发电装机：到 2025 年实现 5300MW。

2018 年 10 月，阿克塞县委副书记张跃峰发布了由电力规划总院印发的《阿克塞四十里戈壁千万千瓦级太阳能热发电基地规划》的审查结果。

阿克塞县四十里戈壁千万千瓦级光热发电基地规划装机规模达到 1050 万千瓦，规划面积 1080 平方公里，分三期完成，其中：近期规划装机 200 万千瓦（占地 180 平方公里），2025 年装机规模达 530 万千瓦（占地 550 平方公里），2030 年装机规模达到千万千瓦级。

光热项目建设情况：入选国家首批光热示范项目的金钒阿克塞 50MW 熔盐槽式光热发电项目已完成部分投资，但因资金问题暂停建设，目前当地政府正在积极组织争取项目融资获得突破，早日复工建设，力争 2019 年内建成并网。

此外，已有众控阿克塞 1×100MW 塔式光热发电项目、中核南京阿克塞 100MW 槽式光热发电项目、中广核甘肃阿克塞 100MW 塔式光热发电项目、华峰阿克塞 1*200MW 槽式光热发电项目、酒泉盾安阿克塞 2×100MW 熔盐塔式光热项目、京能阿克塞 100MW 槽式光热电站项目、国投阿克塞 2*100MW 光热发电项目、中电工程阿克塞 1GW 光热发电项目等多个储备项目在开展前期工作。（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.13. 中核龙腾 100MW 槽式光热项目开始安装聚光镜，预计 8 月底镜场安装完成

内蒙古中核龙腾 100MW 导热油槽式光热发电项目目前已进入镜场聚光单元安装施工阶段。

3 月 14 日，工人师傅们正在进行聚光单元的安装。一个聚光单元由 28 个反光镜片和金属固定支架组成。

据工作人员介绍，整个项目需要安装 352 个回路，一个回路由 48 个聚光单元组成，共需安装 16896 个聚光单元。目前，工程已安装完成 10 个回路、480 个聚光单元，预计 8 月底镜场安装全部完成。

与此同时，该项目发电储热区的主厂房也正在建设中。

内蒙古中核龙腾 100 兆瓦导热油槽式光热发电项目 2016

年被列入国家第一批太阳能光热示范项目，项目总占地约 7300 亩，总投资 28.67 亿元，于 2017 年 7 月份开工建设。

目前，该项目发电储热区土建工作已完成 70%，其中主厂房框架基本完成，蒸汽发生器区域完成 50%，主厂房设备安装工作已经开始，其他区域设备安装工作将陆续开展，计划 9 月份并网发电。

据了解，项目建成后，预计年发电量 3.5 亿度，与火电相比每年节约标准煤 10.5 万吨，可实现二氧化碳、氮氧化物和废水零排放。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.14. 天沃科技年报：打造光热发电系统集成供应商，重点推广二次反射塔式技术

3月23日，天沃科技（002564）发布2018年年度报告，**公司实现营业收入77.00亿元，归属于上市公司股东的净利润0.75亿元**。报告期内，公司积极推动“能源工程服务”、“高端装备制造”及“军民融合”三大业务升级，加快光热、风电等清洁能源工程业务发展，并积极开拓石化、炼化等领域，为公司发展增添了新的动力。

1、主营业务稳步推进：2018年，天沃科技围绕既定发展目标，精耕细作主营业务，整体实力不断增强：在能源工程服务领域，**中机电力积极推进风电、光热项目为代表的新能源工程建设业务和输变电网络工程业务**，努力拓展海外能源建设EPC市场；在高端装备制造领域，公司订单充足，产能饱满，**荣获“2018 石油化工十大‘国之重器’”称号**，同时公司作为我国装备制造唯一代表，与中广核承接的国际热核聚变实验堆蒸汽冷凝设备研发制造任务，并在法国成功完成交接；在军民融合领域，红旗船厂抓住舟桥改进“整改提升工程”契机，进一步挖掘舟桥市场，提升了行业影响力。

此外，为进一步增强公司的盈利能力，增加公司的营业收

入，提高公司非周期性业务占比，公司计划通过广饶国新产业基金参与山东广饶地区地炼产业整合转型升级，进入具有稳定现金流和较好投资回报的石化、炼化行业，同时获得设备制造、工程建设等市场机会，更好地支持公司主营业务发展。

2、开拓光热抢占先机：在国家持续推动绿色发展的背景下，天沃科技积极开拓光热发电，抢占市场先机。年报显示，由公司子公司玉门鑫能建设运营、中机电力总承包的“玉门郑家沙窝熔盐塔式5万千瓦光热发电项目”正在稳步推进中。通过实施本项目，天沃增强了光热发电技术的集成与开发能力，有助于公司以行业领先者的身份广泛参与到国内外光热电站的建设和运营中。

据悉，**该项目是国家能源局首批20个光热示范项目之一**，采用的二次反射技术与传统塔式光热技术相比优势显著，建成后，其所发电力将由电网全额消纳，每年可为公司贡献稳定的利润和现金流。

未来，天沃将积极整合光热发电技术与系统资源，将自身打造成光热发电工程与系统集成综合供应商，同时瞄准示范工

程与海外市场，重点向市场推广二次反射塔式光热发电技术，为我国光热发电事业的发展贡献力量。

3、发展迈入新阶段：2018年12月，上海电气通过协议转让方式成功控股天沃科技。作为我国大型综合性装备制造集团，上海电气在成为公司新的控股股东后，为天沃科技带来了强大的支持。在资金支持方面，上海电气已为公司提供了20亿元的借款及40亿元授信担保额度；在业务协同方面，上海电气拥有电站、输配电、重工等多个产业，聚焦发电设备、输配电设备、环保设备业务之间的联动发展，与公司在客户结构、

产品结构、设计能力等各方面具有良好的互补性，将助力公司实现转型升级，提高综合实力。

天沃科技表示，公司将继续围绕“打造国际一流电力工程、新能源与清洁能源的综合性服务商；军民融合锻造国防科工建设重要力量”的战略目标，精耕细作存量业务，并在石化、炼化、光热发电等领域展开布局，积极推动业务转型升级，不断提升公司核心竞争力。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.15. 双良节能：看好光热前景，已推出光热发电蒸汽发生系统等产品，将持续布局

双良节能方面表示看好光热行业的发展，已经研发并推出了光热发电系统中的蒸汽发生系统和油盐换热系统，现有的产品可以较快切入光热行业。目前公司已参股了常州龙腾光热科技股份有限公司。

2016年9月，国家能源局公布了第一批太阳能热发电示范项目名单，其中，常州龙腾光热科技股份有限公司共有2个项目位列名单之中，合计150MW装机容量。

2016年10月，控股子公司双良龙腾光热技术(北京)有限

公司(简称“双良龙腾”)与西班牙光热巨头阿本戈集团达成了战略合作，旨在为国内业主、开发商、设计院和承包商提供一站式的光热技术解决方案。

双良龙腾与阿本戈的技术合作已在国内光热项目上实现了合同和销售。双良节能将继续在光热发电领域完善产品和技术布局。

(来源：CSPPLAZA 光热发电平台)

3.16. 杭锅 2018 年报：如期实现大容量熔盐系统设计开发，将持续布局光热发电市场

3月26日，杭州锅炉集团股份有限公司（简称“杭锅股份”）发布2018年年度报告。报告指出，杭锅股份如期实现大容量熔盐系统的设计和开发，由其自主研发、制造的50MW熔盐系统应用于青海德令哈50MW塔式熔盐光热发电项目，且该项目已成功并网。同时，杭锅股份将太阳能光热发电作为公司未来重点发展方向，力争在光热发电行业取得更大的技术突破和更多的市场份额。

报告期内，由杭锅股份自主研发、设计、制造的50MW熔盐系统应用于青海德令哈50MW塔式熔盐储能光热发电项目已成功发电。该项目的并网发电标志着公司在大容量光热发电领域已完成从研发设计到工程应用的跨越。报告认为，随着我国首批太阳能光热发电示范项目及标杆上网电价出台（总装机容量为1349MW），光热发电在我国步入提速发展期。

截止到2018年底，已建成215MW的光热项目，其中有塔式技术2台机组（青海中控德令哈50MW塔式光热项目，首航敦煌100MW塔式光热发电项目），槽式热发电技术1台（中广核德令哈50MW项目），其他类型项目15MW。

预计在2019与2020年投运的光热项目容量为550MW，其

中塔式项目350MW，槽式及菲涅尔项目200MW。目前国内上述项目正按计划向前推进。报告指出，杭锅股份将太阳能光热发电作为公司未来重点发展方向，并依靠公司在吸热、换热、储热方面的先发优势，持续开展研发工作。

在原有德令哈光热发电项目一期（水工质）成功投运5年的基础上，德令哈二期光热发电熔盐系统热力设备已稳定运行超过2年，验证了自主研发技术的可靠性。

2018年12月，德令哈50MW塔式光热发电项目并网投运，该项目中的太阳能吸热器系统、熔盐蒸汽发生系统等关键热力设备均是由杭锅研发、设计、供货。该项目的并网投运标志着在大容量光热发电领域，公司已完成从研发设计到工程应用的跨越。

2019年，公司将利用在太阳能热发电领域积累的优势，积极参与国内、国外在建或待建的光热项目。

同时，公司将加大新产品的研发力度，坚持创新驱动发展，拓宽合作领域、拓展合作深度，力争在太阳能光热发电等新能源及环保领域取得更大技术及市场突破，满足公司业务发展的需要。（来源：CSPPLAZA光热发电平台）

第四章 国际光热行业动态

4.1. 美能源部再拨 3300 万美元推动光热发电新技术研发，扶持额度超光伏

2019 年 3 月 27 日，美国能源部（DOE）宣布将拨款 1.3 亿美元（约合人民币 8.7289 亿元）用以推进创新型太阳能项目的初期研发。美国能源部长 Rick Perry 对此表示：“这项前沿的初期研发将与其它创新研发协同作用，为美国人民提供价格合理且高效可靠的能源。”

美国能源部对太阳能发电技术一直都颇为重视，曾多次拨款支持相关研发工作。去年十月份，美国能源部就宣布将通过其能源效率和可再生能源太阳能技术发展办公室，为 53 个太阳能研发项目提供高达 5300 万美元的资金支持。

其中 1240 万美元用于支持 15 个光热项目，并研发能承受 700 度高温以及耐腐蚀的吸热器、动力循环系统、热力传输系统所需相关材料。此次拨款将用于五个研究领域，这些研发将使太阳能发电更加经济，可靠和安全。五个研究领域具体包括：

1、光伏研发（2600 万美元）：旨在实现光伏发电成本减半。

2、光热发电（3300 万美元）：该研究包括研发可显著降低制造成本的新材料和技术，以及新的能源存储技术，并开发可使太阳岛实现全自动化运作的解决方案。

旨在确保光热发电可在任何时间或季节提供电力，并实现 DOE 制定的在 2030 年前光热电站（储热时长 ≥ 12 小时）发电成本降至 5 美分/kWh 的目标。

3、推动太阳能发电技术非技术成本下降（1700 万美元）：用于采取措施降低太阳能发电技术的非技术性软成本，包括土地费用、监管费用、融资费用等等。

4、制造创新（1000 万美元）：帮助太阳能创新产品实现商业化并促进美国太阳能制造业的发展。

5、提升电网接入更多太阳能电力能力的技术（4400 万美元）：通过经济，安全且可靠的方式来提高电网接入更多太阳能发电的能力。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

4.2. SolarEurope 发布《当太阳能政策走向数字化—特别工作报告》

SolarPower 欧洲数字化与太阳能特别工作组的报告主要关注于欧洲各国的政策制定者及监管机构如何在太阳能光伏体系中鼓励创新的数字商业模式。

2017 年 6 月，SolarPower 欧洲数字化与太阳能特别工作组(Digitalisation & Solar Task Force)制定了 10 项**高层级监管要求**，以促进对关键数字技术和服务的吸收，如点对点交易、智能电网和聚合器。与此同时，领先的太阳能和能源公司积极参与工作组的工作，致力于为欧洲数字太阳能产业的发展提供一系列行业承诺，包括数据保护、互操作性和卓越共享。2018 年 3 月，50 多家欧洲数字太阳能公司参与了这项工作，他们呼吁欧洲决策者在欧盟电力市场设计改革的背景下“**走向数字化**”，并实施可再生能源一体化的智能解决方案。

报告以《走向数字化》宣言为基础，旨在支持欧洲政策制定者在向更智慧能源系统的关键转型过程中，确定欧洲采用数字化太阳能现有的最佳做法。

关于促进能源数据获取的两个案例分别是**爱沙尼亚**的数据枢纽模式和**丹麦**的数据交换层级模式，另有 3 个区域自发自用的例子分别来自**瑞士、德国、法国**，有使用虚拟电表的**希腊**

及**立陶宛**和**英国**鼓励点对点交易的监管豁免或沙箱模型。

关于**数据枢纽**，报告详细说明了包括的数据类型——例如智能电表、市场和气象数据——以及允许客户通过第三方访问数据的许可系统。展示这些数据枢纽能给光伏系统带来的好处：便于电网消纳、监视和标记。数据访问能激励推动需求端管理、储能及电能灵活性相关的新业务模型。建议其他成员国授权中立的第三方建立类似的枢纽。立陶宛、荷兰和其他国家已经在进行类似的项目。

关于**区域自发自用**，展示了欧洲出现的不同框架制度的异同。一些国家选择允许区域使用公共电网，另一些国家则不允许，还有一些国家再次允许联合体从 DSO 购买部分公共配电网资源。在地理限制方面也存在类似的分歧，法国允许邻国之间进行点对点交易。到目前为止，这方面各种类型的部署都很低，每个国家只有少数几个项目，即使使用数字解决方案的潜力很大，在框架中使用数字技术的动机也是隐性的，而不是显性的。

两个在希腊和立陶宛的**虚拟电表**实例也被强调为利用现有电表系统来实现“虚拟自发自用”并扩大电力系统中产销者的参与。部分由于资金或屋顶空间有限而不能实现传统自发自

用的消费者群体，可通过众多解决方案之一的虚拟电表来实现。

该报告展示了**区块链技术**的潜力，通过研究许多不同的应用案例，包括英国一个社会住宅小区的点对点能源交易。如果允许创新蓬勃发展，分布式区块链技术在光伏领域还将有许多潜在的应用案例，政策制定者需要确保他们的管辖政策对区块

链友好。

最后，根据这些具体的案例研究提出了一系列**政策建议**。其中包括，数据枢纽应由中立第三方在所有欧盟国家引入，应允许自发自用项目使用公共电网，监管机构应使用沙盘或豁免权来促进创新。

（来源：ERR 能研微讯）

4.3. 迪拜 100MW 熔盐塔式光热发电项目集热塔基础混凝土浇筑顺利完成

近日，由上海电气作为总包方承建的**迪拜 Mohammed bin Rashid Al Maktoum 太阳能园区第四阶段项目——950MW 光热光伏混合电站中的 100MW 熔盐塔式项目**施工现场传来好消息，在各方积极推进下，**目前已顺利完成集热塔基础混凝土浇筑工作，取得节点性进展。**

据悉，作为全球瞩目的超级工程，**迪拜项目总工期为 48 个月，项目周期十分紧张**，从发令枪打响之日起，项目建设就进入了“加速度”模式。

即使在刚刚过去的春节前后，上海电气电站工程公司多个项目工作组也在加班加点投入到工程建设中，全面护航海外项

目工程进度。

迪拜 950MW 光热+光伏发电项目是迪拜水电局 DEWA 与沙特国际电力和水务公司 ACWA 联合开发的马克图姆太阳能园区第一阶段第四期太阳能发电项目，包括 1*100MW 熔盐塔式+3*200MW 槽式共计 700MW 光热发电装机，以及 250MW 光伏发电装机，是全球迄今为止规模最大的光热电站。

项目建成后，每年将能够为迪拜 270000 多家住户提供清洁电力，每年减少 140 万吨碳排放量。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

4.4. Rioglass 斩获迪拜 600MW 槽式光热电站全部反射镜和集热管订单

据 Rioglass Solar 方面消息，其已与上海电气及西班牙 Abengoa Energía 就迪拜 950MW 光热+光伏发电项目中的 600MW 槽式光热发电项目签订了集热管与反射镜的全部供货合同。这也是 Rioglass Solar 迄今为止在光热领域斩获的最大订单。

据悉，Rioglass Solar 将为上述项目供应高性能的 PTR 90-4G 型号集热管及为 Abengoa 公司 8.2 米开口集热器配备的对应尺寸的槽式抛物面反射镜。

Rioglass Solar 总部位于比利时布鲁塞尔，是一家为光热发电和聚光光伏领域提供先进的集热管和反射镜产品的国际公司，是全球光热发电用光学部件的市场领导者。其不仅是

首家将钢化槽式反射镜引入市场的公司，同时也是首家商业化整合支撑结构的定日镜子镜生产商。

凭借多年经验积累，Rioglass Solar 生产的反射镜与集热管在光学性能、耐用性、运维方面均表现出色。

迪拜 950MW 光热+光伏发电项目是迪拜水电局 DEWA 与沙特国际电力和水务公司 ACWA 联合开发的马克图姆太阳能园区第一阶段第四期太阳能发电项目，包括 1*100MW 熔盐塔式+3*200MW 槽式共计 700MW 光热发电装机，以及 250MW 光伏发电装机。是全球迄今为止规模最大的光热电站。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

4.5. 阿曼计划建设装机 500-1000MW 太阳能发电项目，有望采用光热发电技术

近日，阿曼电力和水务采购公司(Oman Power and Water Procurement Company, 简称 OPWP) 方面表示，其计划在 Al Dakhiliyah 省开展一个装机为 500-1000MW 的大型太阳能发电项目。

该项目将被命名为 solar 2022，预计采用光热发电/光伏

/光热发电+光伏的技术路线。

OPWP 首席执行官 Yaqoob al Kiyumi 表示，该项目总投资额预计为 7-8 亿美元（约合人民币 47-53.7 亿元），具体数额将于 2022 年 6 月份之前确定下来。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

4.6. 迪拜 950MW 光热光伏混合发电项目完成融资

迪拜水电局 (Dewa) 于日前举行的新闻发布会上宣布, 迪拜 950MW 光热光伏混合发电项目的融资工作已经全部完成。

据悉, 该消息由 Dewa 总经理兼 CEO Saeed Mohammad Al Tayer 以及沙特 ACWA Power 董事长 Mohammad Abdullah Abunayyan 在发布会上共同“官宣”。

西班牙驻阿联酋大使馆商务参赞 Erik Rovina、Noor Energy 1 执行董事 Abdul Hamid Al Muhaidib、中国驻迪拜总领事 Tan Li、Dewa 业务发展部执行副总裁 Waleed Salman 等领导均出席了此次发布会。

上述混合发电项目的英文命名被确定为 Noor Energy 1 CSP-PV Project, 项目总投资额达 157.8 亿迪拉姆 (约合人民币 288.5739 亿元), 在投资规模和成本效益上均创下世界纪录。上海电气为该项目 EPC, DEWA、ACWA Power 以及中国的丝路基金则为该项目业主方。

包括中国农业银行, 中国银行, 中国光大银行, 中国民生银行, 迪拜商业银行, 国际商业银行, 中国工商银行, Natixis,

渣打银行和联邦国家银行在内的众多银行均为该项目的融资方。

此外, 中国银行, 迪拜商业银行, 阿联酋 NBD, 第一阿布扎比银行, 马什雷克银行和联邦国家银行为该项目提供了长期贷款。

据外媒消息, 该项目的融资规模约为 73.4 亿迪拉姆 (约合人民币 134.2289 亿元)。

迪拜 950MW 光热光伏发电项目是迪拜水电局 DEWA 与沙特国际电力和水务公司 ACWA Power 联合开发的马克图姆太阳能园区第一阶段第四期太阳能发电项目, 包括 1*100MW 熔盐塔式 +3*200MW 槽式共计 700MW 光热发电装机, 以及 250MW 光伏发电装机。

项目建成后, 每年将能够为迪拜 320,000 多家住户提供清洁电力, 每年减少 160 万吨碳排放量。

(来源: CSPPLAZA 光热发电平台)

4.7. 壳牌积极布局光热市场：参投全球最大光热 EOR 项目，推出中国光热电站专属润滑产品

作为国际知名的大型能源公司之一，壳牌致力于以经济实惠且对环境和社会负责任的方式，满足全世界对能源日益增加的需求。近年来，壳牌开始将更多的精力和资金投向新能源领域，积极布局太阳能、风能等可再生能源业务和电力产业。

在光热发电领域，壳牌参与投资目前正在阿曼建设的全球最大的太阳能 EOR 项目，由光热发电业界知名的美国领先企业 GlassPoint 推动，总装机将超过 2GWth，建成后每天将为 Mukhaizna 油田提供 10 万桶蒸汽用于驱动稠油开采，可大幅降低油田的天然气使用量，每年实现减排二氧化碳 80 万吨。

除了在太阳能行业的直接投资之外，壳牌也非常关注光热

电站的润滑运维。作为全球知名的工业润滑品牌，壳牌为光热电站提供可以终身免维护的超低温润滑脂、可以使用在零下 40 摄氏度场合的超低温液压油、以及高性能涡轮机油等全面的润滑解决方案。

“平沙落雁千寻塔，万缕霞光见日升”。在光热行业蓬勃发展的中国，壳牌工业润滑油针对中国与西班牙、美国、中东等地区光热电站完全不同的工作环境，专门研发了适合中国光热电站运行工况的润滑产品，在低温、寿命等各项核心数据上表现优异。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

4.8. 中行阐述全球最大太阳能光热光伏项目参与融资过程

2018年7月，在对阿拉伯联合酋长国进行国事访问前夕，国家主席习近平在阿联酋《联邦报》、《国民报》发表题为《携手前行，共创未来》的署名文章，阐述了近年来两国在能源合作、产能合作、金融合作、人文交流等方面一系列标志性成就，其中有一个项目被特别提及。

它就由**中国银行上海市分行作为高级债务联合牵头行**，上海电气集团有限公司总承包，全球规模最大、技术最先进的太阳能光热光伏一体化项目——**迪拜 950MW 光热光伏一体化项目**。该项目由沙特国际电力水务公司和上海电气集团股份有限公司联合中标。根据迪拜最新的能源发展目标，包括该项目在内的系列工程，到2021年，预计帮助迪拜减少二氧化碳排放量500万吨；到2030年，迪拜的发电电力中太阳能的比重将达15%。项目交易架构复杂、时效性强，银团涉及国际和国内多家银行，还包括复杂的项目结构等关键问题，叙做难度超乎想象。风险评估是融资方案中必不可少的环节，对于整个项目的资产安全至关重要，对于身经百战的中行人而言，原本常规化的环节，却成了融资进程中的一大难点——**太阳能光热发电作为一项新兴技术，还没有完全被世人所熟知，而迪拜光热发**

电站项目规模之大、融资金额之高，在国际上更是鲜少有之。为了准确分析光热发电技术的可行性，降低风险，分行成立了专家小组，他们翻阅专业书籍、请教业界专家，经过反复探讨和实时修正，**形成了5000多页的技术报告和融资报告，在高标准完成风险评估报告的同时，也让参与项目的工作人员从一名金融从业人员“成长”成为太阳能发电领域的“专家”。**这些资料，为后续相关新能源业务的开展积累了宝贵经验。漫长的谈判，更是对专家组成员耐力与智慧的考验。外方采用当地银行业惯例与中行斡旋，以降低融资成本。为尽快促成该笔合作，同时保证双方收益，中行准确评估谈判形势，积极与参与银团贷款的其他银行沟通，达成一致意见，增加了谈判主动权的同时，也彰显了中行作为银团贷款牵头行突出的组织、协调能力。

最终，经过长达180天的艰苦谈判，上百轮的当面磋商，上千份的邮件往来，迪拜光热光伏一体化项目成功落地，融资总额逾25亿美元，成为践行“一带一路”倡议，金融支持中资企业“走出去”的又一标志性事件。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

第五章 能源行业动态

5.1. 电力央企 2019 年发展瞭望

一、2018 年业绩指标情况

1、营收与利润出现分化：2018 年，中央企业实现营业收入 29.1 万亿元，同比增长 10.1%，实现利润总额 1.7 万亿元，同比增长 16.7%，创历年最好水平。

电网企业中，国家电网公司营业收入 2.56 万亿元，同比增长 8.7%，利润 780.1 亿元。南方电网公司营业收入 5373 亿元，增长 9.2%，利税总额 436.8 亿元。去年，“一般工商业电价平均降低 10%”的目标提前超额完成，其中，国家电网公司、南方电网公司分别降低工商企业用电成本 792、223 亿元。

发电集团中，国家能源集团营业收入 5433 亿元，同比增长 6.4%。华能集团营业收入 2752 亿元，同比增长 5.6%。国家电投营业收入 2266 亿元，同比增长 12.81%；利润 108.18 亿元，同比增长 15.66%；净利润 65.9 亿元，同比增长 21.18%。华电集团营业收入 2152 亿元，同比增长 8.5%。大唐集团实现营业收入 1899.3 亿元，同比增长 11.07%。国家电投营业收入、利润、净利润三者增速最为出色。去年，煤炭价格高企，拖累

煤电板块盈利能力，但火电和新能源设备利用小时数上升，对利润形成支撑。

此外，全球最大的水电企业三峡集团所属上市公司长江电力预计营业总收入 512.47 亿元，同比增长 2.20%；利润总额 270.42 亿元，同比增长 1.45%。中核集团营业收入同比增长 13.27%，利润同比增长 8.8%，其所属中国核电预计净利润为 48.09 亿元，同比小幅上涨。哈电集团超额完成年度利润指标，同比增长 17.4%。

2、装机规模扩大，发售电量快速增长：电力企业中，国家能源集团电力装机量为 2.39 亿千瓦，华能集团 1.8 亿千瓦，华电集团 1.48 亿千瓦，国家电投超过 1.4 亿千瓦，大唐集团 1.39 亿千瓦，而国家电投清洁能源占比为 48.9%，比重位居新五大发电集团之首，华电集团该比重为 39.66%，较上年增长 0.7 个百分点。其中，华能集团新能源发电装机超过 2000 万千瓦；国家电投光伏装机 1537 万千瓦，保持世界首位；国家能源集团新能源装机容量 3969 万千瓦，其中风电装机 3829 万

千瓦，居世界第一，海上风电储备总容量超过 800 万千瓦。此外，中广核实现两台机组投入商运，在运机组增至 22 台，装机容量达 2431 万千瓦，占中国大陆的 54.4%；国内在建机组 6 台，共 743 万千瓦，占比 55.3%。

发电量方面，国家能源集团、华能集团、华电集团发电量由高到低分别为 9533 亿、7026 亿、5559 亿千瓦时，分别同比增长 7.4%、8.2%、8.52%。此外，大唐集团发电量同比增长 7.22%，国家电投发电量 4980 亿千瓦时，长江电力总发电量 2154.8 亿千瓦时。

售电方面，国家电网售电量 4.24 万亿千瓦时，经营区域内完成电力市场化交易电量 1.6 万亿千瓦时，同比增长 32.5%。南方电网五省（区）省内市场化交易电量 3380 亿千瓦时，同比增长 26.1%，市场化占比 35.1%；西电东送电量 2175 亿千瓦时，同比增长 7.2%，全网非化石能源电量占比 51.5%。

此外，煤炭产出中，国家能源集团 90 处煤矿，煤炭产能 5.6 亿吨，煤炭产量 5.1 亿吨，同比增长 3.7%。华电集团煤炭产量 5078 万吨，同比增长 13.7%。国家电投完成煤炭产量 8059 万吨。

3、“处僵治困”稳步推进：各电力央企以供给侧结构性

改革为主线，加大力度处置低效、无效资产。其中，华电集团关停淘汰落后产能火电机组 14 台 186 万千瓦，退出煤化工业务，完成 9 家特困企业治理任务，处置无效资产 216 项。大唐集团关停落后煤电产能 208 万千瓦。国家电投退出煤炭产能 390 万吨，电解铝产能 50.3 万吨，“处僵治困”55 户任务全部完成，126 个“三供一业”分离移交项目已全部完成管理移交，116 户“压层减户”任务提前超额完成。

4、节能减排持续提升：国家电网公司全年累计完成电能替代项目 3.8 万个，替代电量 1353 亿千瓦时，完成年度计划的 104%，同比增长 17.65%，相当于减少燃煤 7577 万吨，减少二氧化碳排放 1.35 亿吨，减少二氧化硫、氮氧化物以及粉尘排放 4300 万吨。国家电网区域综合线损率完成 6.47%，较 2017 年下降 0.21 个百分点。南方电网累计实施完成电能替代项目 5880 个，完成替代电量 224 亿千瓦时。

华能集团煤电超低排放机组占比超过 94%，大唐集团超低排放机组容量占比接近 95%，供电煤耗同比下降 3.43 克/千瓦时。中国华电单位电能烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放量同比分别降低 32%、11%、11%。单位电能化石能源消耗同比下降 1.63 克，比“十二五”末下降 7.94 克。国家电投供电煤耗同比下

降 2.27 克/千瓦时。

5、负债率普遍降低：两大电网企业、五大发电企业中，6 家企业资产负债率降幅不低于 1 个百分点，其中 5 家企业降幅不低于 2 个百分点。其中，国家电网公司资产负债率 56.6%，同比去年降低 1 个百分点。华电集团资产负债率 77.83%，较年初降低 2.88 个百分点，近十年来首次降低到 80% 以下。国家电投资产负债率 78.61%，下降 3.09 个百分点。

6、国际化合作富有成效：国家电网公司境外资产规模 655 亿元，同比增长 9.17%；境外总投资 210 亿美元，同比增加 7.14%。目前，华能海外业务遍布 31 个国家，海外资产分布于 7 个国家，装机容量超过 900 万千瓦。华电集团国际业务在运在建和拟建项目装机达 473 万千瓦，重点跟踪项目约 1400 万千瓦。国家电投海外在运装机达到 364 万千瓦，在建 1240 万千瓦。

二、当前形势研判及 2019 年重点工作

1、当前形势研判：（1）宏观环境机遇大于挑战；（2）行业环境更加开放复杂。

2、发展方向与路径：党的十九大明确提出要“深化国有企业改革，发展混合所有制经济，培育具有全球竞争力的世界

一流企业”。电力央企在 2018 年提出创建世界一流企业战略目标的基础上，对照国资委“三个领军”“三个领先”“三个典范”标准，进一步结合自身基础条件、主营业务、竞争优势等规划目标、明晰路径。可以发现，两大电网公司均强调了“平台”“共享”“智能电网”等发展特征，电网企业与发电企业均有意推进能源生态系统建设。

其中，国家电网公司首次提出建设“三型两网”世界一流能源互联网企业的战略目标。“三型”是指枢纽型、平台型、共享型；两网是指坚强智能电网、泛在电力物联网。其实现战略目标的基本路径是“一个引领、三个变革”，力争到 2021 年建党一百周年时，初步建成具有全球竞争力的世界一流能源互联网企业。

南方电网公司提出，要基于国家队地位、平台型企业、价值链整合者的基本定位，推动公司向智能电网运营商、能源产业价值链整合商、能源生态系统服务商转型；业务布局上强化共享服务支撑体系，战略路径上坚持走集约化、专业化、市场化、国际化、数字化之路，推动高质量发展；竞争策略上要由产品、服务战略上升为平台战略、生态构建。

华能集团提出“六个新提升”，聚焦绿色发展、卓越运营、

科技创新、国际化经营发展、本质安全和党建。在今明两年要集中力量重点实现“两大突破”：抢抓新能源平价上网前的时间窗口，在结构调整上取得重大突破；抢抓改革政策机遇，在“处僵治困”上取得重大突破。力争3年、确保5年内进入国资委具有较强全球竞争力的世界一流企业行列。

华电集团将持续推进“三个转变”，即推进从保障供应向增加有效供给转变、从规模扩张向注重效益提升转变、从要素驱动向创新驱动为主转变，推动质量变革、效率变革、动力变革。

国家电投立足先进能源技术开发商、清洁低碳能源供应商、能源生态系统集成商的战略定位，创建具有全球竞争力的世界一流清洁能源企业。

此外，近期国资委选择包括中国石油、国家电网公司、中国三峡集团、国家能源集团、中广核等能源企业在内的10家企业作为创建世界一流示范企业，三峡集团的战略目标是加快创建世界一流示范企业。中国能建战略目标是基本建成具有国际竞争力的工程公司，将加快向非电、国际和新商业模式业务领域转型；哈电集团是建设具有全球竞争力的世界一流装备制造企业。

3、2019年重点工作与目标：电力央企公开的2019年重点工作（任务）部署集中在全面加强党的建设、强化风险管控、加强安全环保、降本提质增效、加快结构调整、推进改革落地、推进科技创新、狠抓资本运作、扩大开放合作等主题，以优异成绩庆祝中华人民共和国成立70周年。

国家电网公司确定了九项重点工作，计划2019年发展总投入5909亿元，电网投资5126亿元，完成售电量4.5万亿千瓦时，较去年增加5.78%，省间交易电量1.07万亿千瓦时，营业收入2.65万亿元，实现利润830亿元，产业、金融和国际业务利润贡献率达到50%。南方电网公司要求2019年研发投入占营业收入比重1.64%，其中科技项目投入比重0.5%。

优化结构方面，新五大发电集团的具体举措相似，总体是提高清洁能源占比，推进公司绿色转型。如华能集团所指，大力发展新能源，积极发展水电，突破核电发展，优化发展煤电，择优审慎发展天然气发电。国家电投表示，加快核能产业拓展转型，发展壮大清洁能源产业，加快火电产业转型升级，积极培育新业态新动能，加快拓展国际化发展布局。国家电投2019年的工作目标之一是将清洁能源装机占比提高至50%、发电量占比40%。

中国电建在巩固主业的同时，要推动水资源和环境治理业务快速发展，加大基础设施市场开拓力度，带动关联业务发展，紧盯质量效益，稳健发展投资业务，创新升级营销模式，助推市场业务拓展。

三峡集团要抓好精益运行长江流域梯级电站，推动共抓长江大保护取得重大进展，做强做优新能源和区域综合能源业务，稳步拓展资本投资和配售电业务等重点工作。

降本提质增效方面，发电集团要从集团层面做好物资采购和招标管理，降低成本；强化电力营销等。

推进国有资本投资公司试点、混合所有制改革方面，2018年12月25日，国家电网公司发布了深化改革开放合作十大举措，在特高压直流工程、增量配电、抽水蓄能等十个方面全面

推进混合所有制改革，积极引入社会资本。国家电投将优化组织架构和管控体系，探索科学高效的运营模式，建立完善市场化经营机制。国家能源集团指出，紧紧抓住国有资本投资公司试点这个重点，深化内部改革求突破，进一步理顺体制机制，激发内生活力。

三、2019年能源发展亮点预测

1、稳步推进煤炭高效清洁利用和煤电转型升级；2、核电发展或将提速；3、海上风电装机有望实现大规模增长；4、氢能大规模商业化应用正在开启；5、电力加速向综合能源服务商转型；6、数字化应用更加广泛。

（来源：能源研究俱乐部）

5.2. IEEFA 发布《全球 100 余家金融机构正在退出煤炭行业，未来还会有更多机构退出》

从 2018 年初至今，多家著名的全球性金融机构共发布了 34 项针对煤炭行业的撤离或者限制性政策。

全球资本正在逃离煤炭行业，这不是短期征兆。

迄今为止已经有超过 100 家全球主要金融机构撤离动力煤领域，包含了前 40 大全球性银行和 20 家全球主要保险机构中的 40%。2018 年 1 月起，每月有一家银行或保险机构声称他们要从煤矿以及（或者）燃煤电厂撤出投资，而且每两周就有一家曾声明退出/关闭政策的金融机构为消除“漏洞”而收紧政策。

2019 年的前九周有五家银行和保险集团相继宣布撤离煤炭投资。全球资本正在逃离动力煤行业，这并不是是一种短期现象。

自 2013 年以来，有 100 多家全球性金融机构对动力煤领域制定了严格的资本退出/禁止性政策。

当 2013 年世界银行开始退出煤炭时，退出煤炭的机构数量开始像滚雪球一样不断增加。Mitsui Trust Bank 排除了燃煤电厂贷款。2018 年 9 月，渣打银行宣布结束对世界各地新建煤电厂的贷款。

此后，安盛保险和安联保险各自于 2015 年成为全球第一批限制煤炭保险和投资的保险公司，并且它们的政策随后得到了实质性的加强。

接下来，约 35 家出口信贷机构（ECA）发布了一份联合声明，同意制定新的限制煤电贷款的规定。同年，由中国主导的亚洲基础设施投资银行（亚投行）宣传其“全球绿色证书”，该行董事会主席确认，将在实际操作中排除对燃煤电厂的融资。

当这样一个重要的投资者采取行动时，全球势头就会增强。

2015 年，全球第二大主权财富基金（总部位于挪威，规模达 1 万亿美元）大幅提高了行业排除标准，开始从煤炭领域撤资，这是该基金最为强势的举措之一。当这样一个重要的投资者采取行动，全球范围内这一势头会势如破竹。

2018 年 5 月，日本的第一生命保险发布了一项新政策，宣布将不再为煤炭投保。不久，三井住友信托银行（Sumitomo

2018 年 5 月，日本的第一生命保险发布了一项新政策，宣布将不再为煤炭投保。不久，三井住友信托银行（Sumitomo

Mitsui Trust Bank) 排除了煤电项目的贷款。2018年9月,渣打银行宣布结束对世界各地新建煤电厂的贷款。

截至今年年底,管理着约32万亿美元资产的415家全球投资者呼吁经合组织成员国在2030年前彻底淘汰煤电。

截至2019年初,全球已有30多家全球性银行不分地域差别地停止为全球火力发电厂和(或)煤电项目提供融资。

当这样一个重要的投资者采取行动,这一势头在全球范围内发端,并不断增长。

2019年1月,GMO创始人杰里米·格兰瑟姆表示动力煤已经“快被终结了”。本月,加拿大出口发展局(EDC)和巴克莱银行宣布退出煤炭项目融资,EDC的承诺包括所有动力煤基础设施,以及港口和铁路连接。

2019年1月下旬,芬兰Varma公司宣布停止煤炭投资,南非莱利银行(Nedbank of South Africa)撤回了对南非两大煤电项目的融资,奥地利VIG公司也于2019年2月停止了煤炭保险。

金融机构总数量超过100,而且还在增加,其影响令人振奋。

抛弃煤炭的金融机构并非传统观念上的小鱼小虾——它们是全球规模最大的一些金融机构。随着极端天气的频率和极端程度不断增长,上述名单还将不断增长,而贷款限制和撤资将越来越多地兑现。

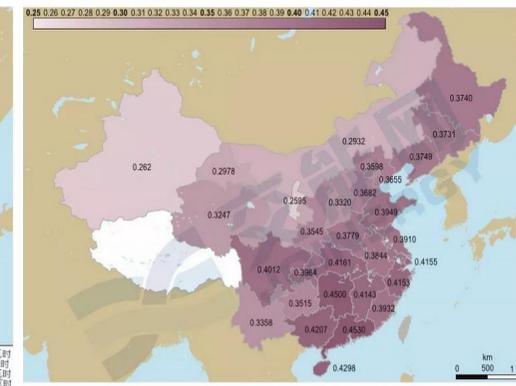
(来源:ERR能研微讯)

5.3. 一图讲 2018 各省煤电、风电、光伏上网电价

2018 中国标杆上网价格：中国所有的发电类型均设置标杆上网电价，且受到政府管制。上网电价由省级政府制定，并上报中央政府审批，由于自然资源和经济发展水平的区别，各省的上网电价可能存在显著差异。发电类型也会影响上网电价。水利发电厂的电价通常最低，随后依次是煤电、核电、天然气、风能和太阳能光伏发电。



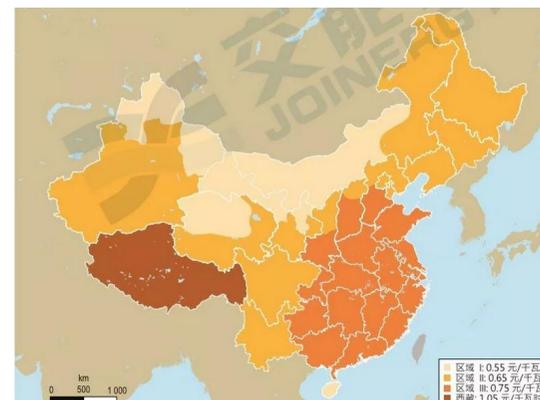
资料来源：NDRC (2018a), 全国陆上风力发电标杆上网电价表



资料来源：NDRC (2017d), 关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知

煤电上网价格：煤电在中国的电力结构中占比最大，因此燃煤电价对于电力行业至关重要。煤电标杆上网电价由省级政府拟定，各省之间不尽相同。例如，在较为落后且富含煤炭资源的甘肃省，2018 年煤电的标杆上网电价是 0.2978 元/千瓦时，而在更为发达但缺少煤炭资源的广东省，煤电的标杆上网电价为 0.4505 元/千瓦时。

风电上网价格：风电标杆上网电价于 2019 年首次引入。在此之前则是单个项目核准，或是通过竞争性招标获取特许权的方式对风电进行定价。而固定上网电价制度将中国划分为四个资源区，按照风能资源质量和施工成本等因素规定不同的电价水平。



资料来源：NDRC (2018b), 全国光伏发电上网电价表

光伏上网价格：太阳能光伏标杆上网电价机制与风电类似，区别在于资源区的划分和不同资源区的电价水平。

(来源：交能网)

5.4. 利用熔盐储能技术重整煤电厂，靠谱吗？

拥有丰富的太阳能热发电技术研发经验的德国航空航天中心 (DLR) 正在开展一项试点研究，即在传统的燃煤电厂中配置大规模熔盐储能设备来取代传统的锅炉，利用富余的可再生能源电力加热熔盐并存储发电。

此前，国外媒体报道称德国各界已就弃用煤电达成共识，确定将分阶段按计划有序推进弃用煤电，并最终于 2038 年全面停止使用煤电。对于这一设想，德国的相关支持者表示，该方案通过为德国安装数千兆瓦的储能设施，有利于平衡德国电网大量接入不稳定可再生能源带来的压力，同时还可以帮助保留煤电行业的就业机会。

世界银行研究煤炭行业转型的经济顾问 Jonathan Walters 表示，这一概念可以拯救原本要被注销的发电厂实体资产，同时也可以提供相应的工作岗位。

DLR 工程热力学研究所高级顾问 Michael Geyer 博士则指出，目前此概念面对的主要挑战是如何将储能设施合理地安装于煤电厂，以实现储能设备与整个煤电厂的匹配与兼容，从而确保电站的正常运行。

据 Geyer 介绍，DLR 正准备与一家未具名的德国公用事业

公司联合进行商业规模的试点，该公用事业公司对这一概念非常感兴趣，认为这是延长煤炭发电资产寿命的一种方式。

这个试点项目能够获得推崇主要是因为利用了煤电厂的部分固有设备和多余的可再生能源，否则这些设备和可再生能源将被白白浪费。

Geyer 博士称，该试点工程的设计需要 12 至 18 个月，施工可能还需要一年半时间，这意味着试点项目可能需要在 3 年内建成运行。

从成本角度来看，由于这种改造重新启用了现有的基础设施，而且电网接入许可证也已经准备就绪，预计成本不会太高。

在实际操作与运行方面，经过改造的煤电厂将依赖多余的可再生能源，继续扮演德国电网中基荷电力的角色，并提供调峰和调频服务。

当今，我国正处能源转型的关键阶段，关停火电厂，淘汰煤电落后产能已成大势，力争解决弃风弃光问题也已成为我国能源工作的重点。那么，将上述“在煤电厂中配置大规模熔盐储能设备”的概念移植到中国是否可行呢？

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）