

要实现我国能源发展战略目标，“十四五”期间太阳能发电、风力发电装机比重必将进一步提升。然而，光伏发电和风电的间歇特性，需要配套储能电站才能承担电力保障，因此，电力系统对储能电站容量的需求也将随之越来越大。光热发电集发电与储能为一身，是可以提供可靠电力和灵活调节特性的可再生能源发电方式，是实现我国能源转型不可或缺的重要技术手段。

一、发展光热发电的必要性

1. 聚光储热发电的技术优势

光热发电最主要的技术优势是通过配置储热系统，机组的发电功率稳定可靠，基本不受光照强度变化的影响，可以实现连续 24 小时发电，并具有优良的调节性能，是极具发展前景的可再生能源发电技术。

(1) 出力稳定

光热发电机组配置储热系统，发电功率稳定可靠，当储热系统容量足够大时，光热发电机组可实现 24 小时连续稳定发电。因此，它可以在电网中承担基本负荷。

(2) 调峰性能优异

光热发电机组启动时间、负荷调节范围等性能优于燃煤机组，可参与电网调峰。光热发电机组的优良调峰性能，可

增强电力系统消纳新能源电力的能力，减少弃风、弃光损失。

(3) 参与电力系统调频

光热发电可根据电网用电负荷的需要，快速地调节汽轮发电机组的出力，参与电力系统的一次调频和二次调频，还可为电力系统提供转动惯量支撑，维持系统频率稳定。

(4) 可应对极端天气条件

在风电和太阳能发电比重较大的电网中，在连续的极端气象条件下，电力系统缺少发电功率时，光热发电机组可以作为应急保障发电机组，利用天然气加热熔盐（或导热油），实现机组满负荷稳定发电。光热发电机组要具备这种发电模式，仅需具备天然气供给条件并配置备用的天然气熔盐（或导热油）加热炉，备用成本低。

(5) 可兼做储能电站

光热发电机组配置大容量熔盐储热系统，具备利用夜间弃风电力加热熔盐进行储能的条件，在次日早高峰时段利用储热系统发电，从而起到储能电站的作用。在这种模式下，其新增投资成本只有额外增加的熔盐电加热设备。

2. 光热发电在国际上的发展现状

截至 2020 年 3 月底，全球光热发电装机约 6550MW，主要分布在西班牙、美国、中国、摩洛哥、南非、印度、以色列和阿联酋等国家。全球在建的光热发电机组主要分布在阿联酋、

摩洛哥、智利、中国和希腊等国家。全球部分光热发电项目见表 1。

表 1 全球部分光热发电项目

序号	项目名称	装机容量	储热时长	国家	投运时间
线聚焦式光热发电项目					
1	Andosol-1 槽式光热发电项目	50MW	7.5h(熔盐储热)	西班牙	2008年 11月
2	Solana 槽式光热发电项目	2×140MW	6h(熔盐储热)	美国	2013年 10月
3	Dhursar 线性菲涅耳式光热发电项目	125MW	无	印度	2014年 11月
4	瓦尔扎扎特 Noor I 槽式光热发电项目	160MW	3h(熔盐储热)	摩洛哥	2015年 12月
5	Bokpoort 槽式光热发电项目	50MW	9.3h(熔盐储热)	南非	2016年 3月
6	瓦尔扎扎特 Noor II 槽式光热发电项目	200MW	7h(熔盐储热)	摩洛哥	2018年 1月
7	中广核德令哈槽式光热发电项目	50MW	9h(熔盐储热)	中国	2018年 10月
8	Shagaya 槽式光热发电项目	50MW	9h(熔盐储热)	科威特	2019年 4月
9	兰州大成敦煌熔盐线性菲涅耳式光热发电项目	50MW	15h(熔盐储热)	中国	2019年 12月
10	迪拜 950MW 光热光伏复合发电项目—槽式	3×200MW	11 小时(熔盐储热)	阿联酋	在建
塔式光热发电项目					
1	Gemasolar 熔盐塔式光热发电项目	20MW	15h(熔盐储热)	西班牙	2009年 2月
2	Ivanpah 水工质塔式光热发电项目	126MW+2×133MW	无	美国	2014年 2月
3	Crescent Dunes 熔盐塔式光热发电项目	110MW	11h(熔盐储热)	美国	2015年 11月
4	Khi Solar One 水工质塔式光热发电项目	50MW	2h(饱和蒸汽储热)	南非	2016年 2月
5	瓦尔扎扎特 Noor III 熔盐塔式光热发电项目	150MW	7h(熔盐储热)	摩洛哥	2018年 12月
6	首航敦煌熔盐塔式光热发电项目	100MW	11h(熔盐储热)	中国	2018年 12月
7	中控德令哈熔盐塔式光热发电项目	50MW	7h(熔盐储热)	中国	2018年 12月
8	Ashalim Plot B 水工质塔式光热发电项目	121MW	无	以色列	2019年 4月
9	Atacama-1 熔盐塔式光热发电项目	110MW	17.5h(熔盐储热)	智利	在建
10	迪拜 950MW 光热光伏复合发电项目—塔式	100MW	15h(熔盐储热)	阿联酋	在建
11	克里特岛 MINOS 熔盐塔式光热发电项目	50MW	5h(熔盐储热)	希腊	在建

3. 我国光热发电产业在国际市场上的地位

“十三五”期间，我国光热发电产业发展迅速，其核心技术和设备已走向国际市场，其具有很大的成本优势，已成为国际光热发电产业链中的重要一环，有力推动了国际光热发电成本的下降。

摩洛哥努奥二期 200MW 槽式光热发电机组和努奥三期 150MW 熔盐塔式光热发电项目分别为目前世界上单机最大的槽式和塔式光热发电项目，我国山东电建三公司与西班牙 SENER 公司联合承担了总承包工作，西北电力设计院有限公司参与了工程设计工作。

阿联酋迪拜 950MW 太阳能光热光伏混合发电项目（1×100MW 熔盐塔式光热发电项目、3×200MW 导热油槽式光热发电项目和 250MW 光伏发电项目组成）为全球最大装机规模光热发电项目，上海电气电站集团承担总承包工作，国内多家设计单位和设备厂家参与建设工作。中国丝路基金参与投资该项目，中国工商银行、中国银行和中国农业银行等中资银行提供超过 70% 的贷款。通过融资、税收和土地一系列优惠政策，该项目电价仅为 7.3 美分 /kWh。

中国葛洲坝集团国际工程有限公司和浙江中控太阳能技术有限公司作为联合体中标了希腊 MINOS 50MW 熔盐塔式光热发电项目的总承包合同，开创了我国光热发电产业以“技术+

设备+工程”模式走向国际市场的先河。

二、我国发展光热发电的有利条件

1. 我国的资源条件

我国具有丰富的太阳能直接辐射资源，主要分布在内蒙古自治区西北部、甘肃省西部、青海省的柴达木盆地和新疆维吾尔自治区东部。同时，这些地区具有广袤的未利用土地资源，具备大规模开发光热发电基地的条件。目前，地方政府已规划 10 余个光热发电基地，总规划容量 60GW，“十四五”期间可供开发的规模超过 8GW。

根据对以上地区土地资源、水资源及用水指标调研，内蒙、甘肃、青海、新疆哈密和兵团十三师等地区可支撑光热发电的发展规模如表 2 所示。

表 2 水资源支撑光热发电基地规模统计一览表(单位:GW)

地区	水平年	现状年份	2030年	2035年	2050年
内蒙		108	216	360	505
甘肃		148	296	494	690
青海		81	162	269	378
新疆哈密		72	144	240	336
兵团十三师		9	18	30	42
合计		418	836	1393	1951

说明:

1、汽轮机均采用空冷机组,机组耗水指标 0.1m³/s.GW,年利用小时数 4000h。

2、2030 年及以后,若采用超临界 CO₂ 循环光热发电技术,耗水指标 0.05m³/s.GW,年利用小时数 4000h。

2. 我国光热发电产业发展现状和优势

我国经过 10 余年的技术开发，已经掌握了光热发电的核心技术，特别是“十三五”期间，在国家能源局组织的第一批光热发电示范项目的带动下，我国光热发电产业发展迅猛，已经形成了完整的产业链，涌现出众多的专业从事光热发电技术开发和设备制造的企业，开发了一系列具有自主知识产权的技术和专用设备。经国外第三方检测，国内生产的光热发电的关键设备（集热管、集热器、定日镜等）的技术参数及关键技术指标已与国际成熟供货商产品相当。吸热器、换热器、汽轮发电机组及其辅机等设备制造技术与传统火力发电行业差异不大，国内相关企业已经开发了光热发电相关设备，可以满足大规模发展光热发电的市场需求。第一批光热发电示范项目中使用的设备、材料国产化率超过 90%。有关光热发电工程设计、设备制造、安装、运行维护及性能验收等标准正在陆续编制，逐步建立和完善光热发电标准体系。

2018 年底并网发电的示范项目，经过约半年时间的善后工作，已投入商业运行，运行情况良好。以中控德令哈 50MW 为例，从 2019 年 9 月底移交生产并进入为期一年的性能考核期，截止到 2020 年 3 月 26 日，除了受天气影响外，没有因设备故障而影响发电，实际运行 158 天，累计发电量 7486.96 万千瓦时，平均发电量达成率 97.06%，其中 2020 年前三个月

的发电量达成率超过 100%。验证了我国自主研发的光热发电技术及装备的可靠性和先进性。一些从事光热发电技术开发、设备制造、工程设计、施工安装的企业已经参与到国际市场竞争中，有些企业已经成为国际光热发电项目的供货商。我国光热发电产业已成为实施“一带一路”战略的优势产业。

3. 我国光热发电的成本下降趋势

2018 年 12 月 31 日以前投运的第一批光热发电示范项目执行含税上网电价 1.15 元 / 千瓦时。通过示范项目建设，国内光热发电行业初步实现了设备材料的批量化生产和生产工艺流程的优化，目前开展前期工作的光热发电项目的初始投资成本相比光热发电示范项目有了进一步降低。以在甘肃玉门地区某 100MW 熔盐塔式光热发电机组（配置 12 小时的熔盐储热系统）为例，设计年发电量约 3.9 亿千瓦时，按经营期 25 年，项目资本金财务内部收益率 10% 测算，项目经营期含税上网电价约 1.03 元 / 千瓦时。

随着未来我国光热发电产业的进一步发展，产能的不断扩大和技术的不断提高，光热发电成本下降空间很大。以 2018 年投运的光热发电项目的技术和政策等边界条件为基础，对国内光热发电项目的上网电价趋势进行预测，当我国累计光热发电装机容量达到 6.5GW 时，光热发电的上网电价会下降到约 0.76 元 / kWh。

三、光热发电的作用和发展定位

1. 提升跨区域输电的可再生能源比重

结合我国西电东送战略，在西北的电力外送通道送出端规划一定比例的光热发电机组，通过配置 12 小时及以上的储热系统，可替代燃煤机组为系统提供稳定的电力供应，可显著提升输电通道的可再生能源电力比重，与配置光伏+电池储能电站相比，具有更好的可靠性和经济性。与此同时，光热发电作为同步发电机电源，可为系统提供转动惯量和必要的频率、电压响应，为系统的稳定运行提供技术保障。

2. 满足电力系统调峰的迫切需求

与燃煤发电机组相比，光热发电机组具有启停时间更短、负荷调节范围更广、负荷调节速率更快等优点，具有更好的调节性能。

在电力系统中光伏发电出力较高时，光热发电机组可将太阳能资源以热能的形式储存在储罐中，机组降低出力运行，为光伏发电让出发电空间。晚高峰时段，通过储热系统发电，满足电网晚高峰负荷需求。电网夜间进入低谷负荷期间，光热发电机组可以停机，给风电让出发电空间。因此，通过调峰运行，光热发电可增强电力系统消纳可再生能源电力的能力，减少弃风、弃光造成的电力损失。

3. 消纳燃煤发电装备制造过剩产能

近年来，我国煤电全产业链面临产能过剩局面，“十四五”期间预计煤电新增装机容量有限，而国内哈尔滨电气、东方电气和上海电气等主机厂及为燃煤电厂配套的辅助设备和材料厂商，每年的产能在1亿千瓦以上，煤电装机断崖式下滑，国内电力装备制造业面临巨大产能过剩压力。

光热发电的吸热器、换热器、汽轮发电机组及其辅机等设备制造技术与传统火力发电行业差异不大，国内相关企业已经开发了用于光热发电的设备，第一批光热发电示范项目中使用的设备、材料国产化率超过90%。这些设备和材料，均来源于我国的煤电产业链中的过剩产能企业，光热发电项目有效带动了燃煤发电装备制造过剩产能的转型。

4. 提高我国机电装备国际市场占有率

长期以来，我国与“一带一路”沿线国家在电力方面的合作以煤电为主，近几年每年出口燃煤机组容量600~1000万千瓦。为了减缓全球气候变暖，控制温室气体排放已成为国际共识。随着各国对碳减排力度的加大，大力推动可再生能源发电成为发展趋势，我国出口海外的燃煤发电装备和工程也将随之减少。

在北非及中东地区、非洲南部、澳洲、北美洲西南部、南美洲中南部等地区拥有丰富的太阳能直接辐射资源和未利用土地资源，随着光热发电在高比例可再生能源发电系统中作用的凸显，上述地区国家对光热发电愈加青睐，工程项目也将日趋增多。

“十四五”期间保持我国一定的光热发电新增装机规模，促进我国光热发电产业的技术进步和边际成本下降，可以进一步提升国内光热发电技术开发、设备制造、工程设计和施工安装的国际竞争力，有利于扩大国内机电装备在国际市场上的份额，为“一带一路”倡议的实施提供强有力的支持，为全球能源转型做出贡献。

四、关于光热发电的几点建议

1. 发展区域

我国甘肃西部、新疆东部、青海西北部和内蒙西部等地区具有丰富的太阳能和风能资源，自2006年以来，风电、光伏等新能源发电迅猛增长，但与之相伴而生的是弃风、弃光等问题日益突出。为实施西电东送战略，国家规划建设了多条特高压电力外送通道（如：酒泉至湖南的祁韶线、哈密至郑州的哈郑线、上海庙至山东的特高压直流输电线路、青海至河南的特高压直流输电线路等），由于当前全国煤电机组过剩，导致送出端的部分煤电机组缓建，致使外送通道送电功率未达到设计能力，同时由于调峰电源的不足，影响了可再生能源电力的外送。

光热发电是集发电和储能为一身的可再生能源发电方式，完全可以替代燃煤发电机组，在输电通道中发挥稳定功率、灵活调节的作用。因此，建议在电力外送通道的送出端，有序开展

光热发电机组的建设，以光热发电机组替代燃煤机组，可显著提高可再生能源的输送比重。

2. 发展规模

为充分发挥光热发电技术优势，促进新能源消纳，助力国家能源转型目标的实现，同时又能促进光热发电产业链持续健康发展，到2025年底，光热发电累计装机容量力争达到6.3GW。其中，青海海西州和海南州2GW，甘肃酒泉、张掖、金昌和武威地区2GW、新疆哈密地区2GW、内蒙古阿拉善盟和巴彦淖尔0.3GW。

3. 项目用地政策

尽管光热发电项目使用的土地是沙漠、戈壁等国有未利用土地，但是根据目前光热发电项目的实施情况，一些项目的用地费用在发电成本中约占5.72%，与其他国家的光热发电项目用地费用为零相比，提高了上网电价约0.075元/kWh。为降低光热发电的用地成本，建议采取以下措施：

(1) 建议给予光热发电项目永久性设施用地及临时用地优惠政策以及土地税减免政策。

(2) 对塔式光热发电项目镜场用地减免水土保持补偿费或仅按照定日镜基础面积征收。

4. 融资优惠政策

由于光热发电项目投资高，贷款数额大，贷款利率对光热

发电成本的影响不容忽视。目前我国商业银行提供光热发电项目的贷款利率在 5% 左右，融资费用在发电成本中占比超过 20%，与我国商业银行为海外项目提供的贷款利率 2% 相比，上网电价提高约 0.14 元 /kWh。因此，建议政府主管部门出台政策，对“十四五”期间开工建设的光热发电项目，由国家政策性银行提供优惠贷款，以降低光热发电项目融资成本。

5. 税收优惠政策

按照目前的企业所得税政策，所得税和城建税及教育费附加在光热发电不含税电价中的占比约 10.16%，如果能够对“十四五”期间开工建设的光热发电企业给予所得税减半征收的优惠政策，则上网电价可降低 0.02 元 /kWh。

按照目前增值税政策，如果能够对“十四五”期间开工建设的光热发电项目给予增值税即征即退 50% 的优惠政策，电价可降低约 0.03 元 /kWh。

6. 上网电价政策

由于目前我国的光热发电总装机规模小，产业链处于初期发展阶段，边际成本较高，在没有电价政策支持的情况下，产业链难以维持，更谈不上发展壮大，发电成本也无法降低。

《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）明确：新增光热发电项目不再纳入中央财政补贴范围，毫无疑问，这将给我国光热发电产业链的生存和发展带来非常不利的影响，必须设法解决。

目前我国电源的上网电价形成机制是按照电源投资的基准收益率确定上网电价，这种定价方式并没有体现电力品质的优劣，也没有反应市场的需求。而在电力市场上，无论是电网公司还是电力用户都需要稳定可靠、调节灵活的电力供应。随着我国风电和光伏在系统中的占比增大，这一矛盾将更加突出，参与调峰的燃煤机组均出现亏损。为了解决这一问题，近半数省份已出台了峰谷分时销售电价政策，有效调节了电力供需矛盾，遗憾的是这个有效的市场调节手段并没有向电源侧传导。

建议在“十四五”期间，首先在西部地区电力外送通道的电源侧，研究实施以受电地区电网峰谷分时段销售电价为基础、扣除电网的投资运营成本、倒推至电源侧的上网电价形成机制，使上网电价能够充分体现电力品质 and 市场需求。若实施这样的上网电价形成机制，并将峰谷分时上网电价在长期购电协议中固定下来，光热发电完全可以将发电量集中在高峰和平峰时段，即满足了电力系统的调峰需求，也使投资者能够得到合理的投资回报。