

光热发电：设备日趋完善 模式逐渐成熟

■中国城市报记者 康克佳

日前，由中国能建中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司（以下简称中国能建西北院）总承包建设的玉门“光热储能+光伏+风电”示范项目10万千瓦光热储能工程取得并网通知书，标志着项目具备整套启动条件，进入并网发电倒计时。该项目为全球在建最大规模熔盐线性菲涅尔光热电站。

近年来，随着促进实现“双碳”目标相关工作全面推进，三峡能源、中广核、中国能建等多个大型能源企业都在积极推动光热发电项目建设。

光热发电受重视

所谓光热发电，就是将太阳能转化为热能，通过热功转换过程发电。作为太阳能发电家族中的一员，根据聚光集热的技术路线，一般分为塔式、槽式、线性菲涅尔式及碟式等光热发电系统。

“与光伏直接将光转换为电不同，光热发电主要依靠太阳能热集中器将太阳光聚焦在一个特定的区域上，使得该区域的温度升高从而产生蒸汽，通过蒸汽驱动涡轮机发电。”胡杨新能源创始人卢洋告诉中国城市报记者，光热发电技术具有环境友好、可再生、高效等特点，其机组配置储热系统后，可实现24小时连续稳定发电，是我国构建新型能源体系的重要一环。

2016年，国家能源局启动首批20个光热发电示范项目，装机规模总量达134.9万

千瓦，标志着我国光热发电进入商业化进程。但由于成本高昂等原因，此后几年并未延续良好发展势头。

为了更好地发展光热发电，2023年4月，国家能源局发布《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》，提出结合沙漠、戈壁、荒漠地区新能源基地建设，尽快落地一批光热发电项目。力争“十四五”期间，全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。

一年多时间过去，光热发电规模化发展提速明显。

中国城市报记者在采访中了解到，除了国家能源局的大力推动外，新疆、甘肃、内蒙古等省份为了支持光热发电建设，颁布了一系列利好政策，国内光热发电新建开工机组数量明显增加。据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟秘书长杜凤丽介绍，截至2023年底，我国各省份在建和拟建的太阳能热发电项目超40个，总装机容量约4800兆瓦，预计最晚将于2025年完成建设，其中约有1200兆瓦预计于2024年建成。

“贵”成为发展掣肘

在众多技术路径中，塔式光热发电系统作为目前光热发电最主流的方式，通过大量可以自由转动的定日镜追逐太阳，再以聚焦方式将太阳能直射光反射到中间高耸的吸热塔上，塔上的吸热器会加热流经的熔盐，将热量带到附近的储热罐中储存。

硝酸盐混合物或碳酸盐

混合物制成的熔盐作为传热介质，其600摄氏度的沸点能更好地储存热量。具体来看，熔盐泵会将低温储热罐里290摄氏度左右的熔盐源源不断地运送到吸热器中，吸热后熔盐温度会升高至560摄氏度以上，之后会通过管道运送至地面的高温储热罐中。“这种储能方式对应的就是光伏系统中的锂电池储能，只不过一种是热储能，一种是电化学储能。”一位业内人士告诉中国城市报记者，高温熔盐被送至蒸汽发生器，产生出高温高压的蒸汽，推动蒸汽轮机发电机组发电，光能至此就被转化为电能。

“虽然目前光热发电设备和材料国产化率达到90%以上，但部分零部件如熔盐阀等眼下主要还是依靠进口。”国务院国资委研究中心主任衣学东说。

水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源工程造价管理报告2023年度》显示，早期光热发电项目造价普遍较高，单位千瓦总投资为2.4万元至3.5万元。近期项目单位造价较早期明显降低，单位千瓦总投资为1.35万元至2.3万元。

“原始成本太高是制约行业发展的一个重要原因。”一位长期从事光热发电项目的负责人向中国城市报记者解释，以目前常见的10万千瓦装机、8小时储热的塔式光热电站为例，单位千瓦造价最低要1.2万元，最高能接近2万元。大面积的聚光系统，再加上吸热与储热系统，能占到整个电站成本的八成以上。

而根据国际可再生能源署发布的报告，光热发电路线的度电成本高达0.108美元/千瓦时，同期的光伏度电成本仅为0.056美元/千瓦时，海上风电和水电为0.084美元/千瓦时和0.044美元/千瓦时。

除了成本太高之外，光热发电项目对地理环境也有着较高要求。

“光热电站，特别是塔式光热发电系统，需要较大的场地来布置聚光反射镜，以便有效地聚焦太阳能。这就意味着大型电站最好是在沙漠、戈壁、荒漠等地区建设。如此就比光伏电站对环境的要求更为严格。”上述业内人士说。

此外，相关政策缺乏连续性、技术市场定位不明确、价格机制尚未健全等也制约了光热发电的发展。

“光热装机受制于平价上网的投资经济性，装机比重较低，不足以发挥光热机组对电网的支撑作用。同时，现行融资环境、相关政策无法为光热发电健康发展提供有力支撑。”中国广核新能源控股有限公司党委副书记、总经理李光明说。

“光热+”前景广阔

随着光热电站在电力系统中的功能发生变化，从之前“能发尽发”的独立电源调整为“储能调峰”，配套新能源电站吸纳弃电，聚光系统规模明显减小。所以光热电站在规模增长的同时，分布区域变得更广，更强调调峰作用。

“光热发电与风电光伏一体化产业链长，可消化提升特

种玻璃、钢铁、水泥、熔融盐等传统产业，还可带动新材料、智能控制等新兴产业发展。”厦门大学中国能源经济研究中心教授孙传旺说。

“现在光热的出现一般是伴随着光伏、风电等新能源项目，起到优势互补的作用。光热发电系统输出的是交流电，可以视为一个小型发电厂，拥有更好的调峰性能。”上述业内人士说，“以甘肃省瓜洲光热储能项目为例，该项目由40万千瓦风电、20万千瓦光伏以及10万千瓦光热发电共同构成，今年底正式投产发电后，按照负责单位三峡能源的计算，项目将作为基础调节电源，与周边光伏和风电形成总装机规模70万千瓦的多能互补清洁能源基地，年发电量将达到18亿千瓦时。”

“风光热一体化建设不仅可以推动光热发电技术进步和产业化，也使得电力送出更稳定，光热发电的储能优势比电化学储能及其他方式更为显著。”在内蒙古太阳能行业协会会长温建亮看来，风光电站和光热发电站一体化建设，可以发挥光热发电站的储能和调峰优势，为风光电送出提供更友好的电力。

“光热电站主要跟随风光大基地同步规划实施，光热电站在这些基地中是不可或缺的调节性电源。”中国能建西北院玉门光热项目相关负责人介绍，以玉门“光热储能+光伏+风电”示范项目为例，整体项目建成后，年上网新能源发电量约17.5亿千瓦时，可有效破解新能源大基地大规模开发后面临的弃电问题，对于构建新型电力系统具有重要示范意义。

光热的下一步该如何发展？在业内看来，除了提升光热配比来进一步发挥光热发电的调节性能外，培育新质生产力、降低设备成本也是发展重点。

“要推动光热发电与风电光伏一体化项目主要设备实现全面国产化，降低设备价格，减少驱动系统技术成本。同时积极开展绿色电力交易试点，适时将地方电力交易中心纳入国家绿色电力证书交易平台，完善本地电力市场建设，以市场化方式促进新能源健康发展和高效消纳。此外，还要调整光热电站功能，降低综合成本；推动一体化项目中光热电站功能由‘能发尽发’的独立电源转变为‘储能调峰’的灵活设备，配套新能源电站吸纳弃电，减小聚光系统规模。”孙传旺说。

贵州福泉： 光伏发电“点亮”绿色经济

近年来，贵州省福泉市坚持生态优先、绿色发展理念，聚焦绿色低碳转型发展，有序推进光伏发电配套特色农业项目建设，将光伏产业与养殖、种植业相结合，实现荒山上发电、山下养殖种植协同增效，助力节能减排，让当地更多的乡村和企业实现能源转型、绿色发展，促进当地经济、生态双丰收。图为9月19日，在福泉市龙昌镇长冲村拍摄的连片光伏电站景观。

中新社发 易胜武摄

