

# 光热发电在风光大基地建设中的应用分析

高亭亭 刘子勋 付晓雨 张勇杰

北京电力设备总厂有限公司 北京 102401

**摘要:** 随着碳达峰、碳中和目标的实施,我国新能源发电比例不断上升。风电和光伏的间歇性和不稳定出力对电网构成挑战。光热电站的储能特性使其能提供稳定电源,并与风电、光伏结合,保障新能源基地电力平稳输出,是促进新能源发展和电力稳定消纳的关键。本文概述了光热发电类型和技术原理,回顾了我国光热发电现状,并探讨了其在风光基地的运营模式,展望了未来工作方向,为光热发电规模化应用提供了思路。

**关键词:** 储能; 光热发电; 风光大基地; 电力消纳; 调峰

## 引言

化石能源是全球能源主力,每年全球 CO2 排放约 400 亿吨,主要由化石能源燃烧造成。面对“双碳”目标,我国加速能源转型,发展新能源,至 2024 年 6 月,新能源发电装机容量占比已达 38.4%,首次超过煤电,推动了电力供应绿色化<sup>[1]</sup>。新能源发电包括风力、光伏和光热技术,风电和光伏受环境影响,存在波动性和随机性,对电网稳定构成挑战。为保障电网安全,需配备储能系统以平滑出力。光热发电集聚光、发电、储能于一体,适应电网品质要求,能连续稳定发电并快速调峰调频,对新型电力系统构建至关重要。

“光热”及“光热+”模式在风光大基地建设中日益重要,通过风光热储互补,成为前景广阔的新能源技术。

本文综述了光热发电的技术原理,梳理了光热发电现状及存在的问题,探讨了储能型光热电站在风光大基地中的建设及运营模式,最后展望了光热发电的未来发展方向。

## 1. 光热发电技术原理

光热发电技术利用聚光装置将太阳光聚焦至集热系统,加热储换热介质(如熔融盐),产生高温蒸汽推动汽轮机发电。系统主要包括聚光集热、储能、蒸汽发生和汽轮发电四部分。聚光集热系统含反射镜和跟踪装置,储能系统以熔盐为介质,通过吸热和放热循环实现能量转换。在需要发电时,高温熔盐释放热量产生蒸汽,推动发电机组工作,完成太阳能到电能的转换<sup>[2]</sup>。如图 1 所示。

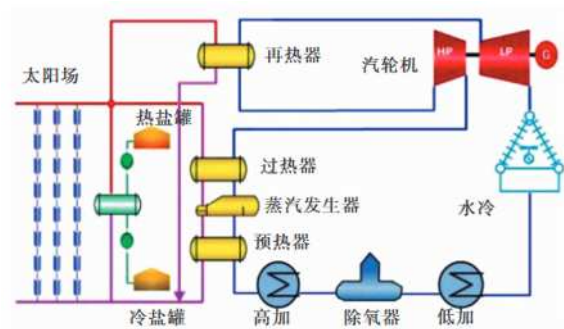


图 1 太阳能光热发电系统组成

### 1.1 塔式光热发电系统

太阳能光热发电根据聚光方式不同,主要分为塔式和槽式等类型。如图 2 所示,塔式系统采用点聚焦,通过定日镜将阳光反射至集热塔中的集热器,加热熔盐至 600℃,产生蒸汽推动汽轮机发电。该系统一部分高温熔盐直接用于发电,另一部分储存于储罐中,以备夜间或出力不稳定时使用。塔式光热发电因其高聚光比和高储热温度,被认为具有较好的商业前景,占全球太阳能装机容量的 20%,有效提升了发电效率<sup>[3]</sup>。

### 1.2 槽式光热发电系统

槽式光热发电采用线聚焦技术,通过曲面镜将阳光聚集在集热管上,产生过热蒸汽推动汽轮机发电。如图 3 所示,此系统的集热温度大约在 400℃,适用于中高温发电场景,且具备并联扩展以增大发电容量的能力。槽式系统分为导热油和熔盐两种,多数配备储热系统以储存白天的热量,用于夜间或无光照时发电。槽式光热发电在结构、成本、安装和维护上具有优势,镜场面积较塔式和碟式小 30% ~ 50%,

是我国商业化运营中占比最大的光热发电技术。

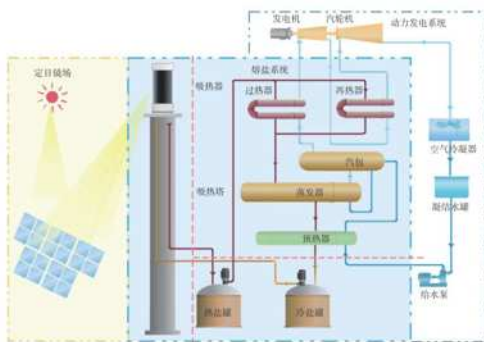


图2 塔式熔盐发电系统

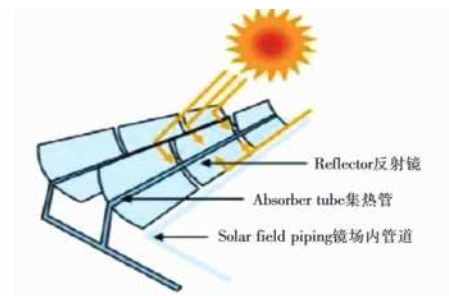


图3 槽式光热发电系统

### 1.3 线性菲涅尔光热发电系统

线性菲涅尔光热发电技术与槽式发电系统类似，采用多个平面或微弯曲的线性光学镜组成菲涅尔结构聚光镜来替代槽式抛物面镜，与槽式曲面镜不同的是，线性菲涅尔抛物面镜反射太阳光分为两部分，一部分是将太阳光直接反射至线性接收器表面，另一部分太阳光反射至曲面反射镜表上，经二次反射聚焦至曲面反射镜焦线的接收器上，传热介质吸收太阳辐射能转化为自身内能，系统原理如图4所示。

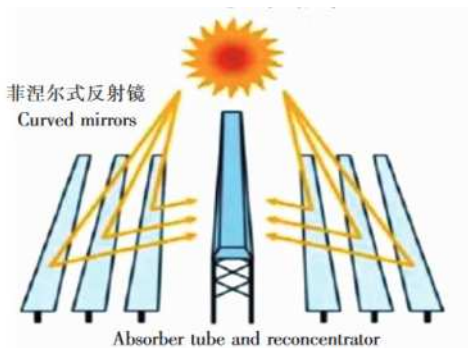


图4 线性菲涅尔聚光集热系统

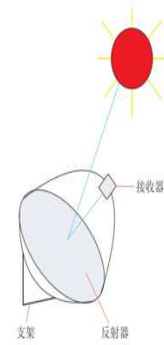


图5 蝶式发电系统

### 1.4 蝶式发电系统

蝶式聚光集热技术，亦被称为抛物面反射点聚焦集热系统，其独特之处在于利用碟形抛物面盘构成的聚光集热镜场，巧妙地将太阳辐射能量汇聚至抛物镜面焦点位置的接收器上。随后，所汇聚的热能被高效地利用，通过焦点处安装的斯特林发动机，驱动热动力发电机组进行电力生产，系统原理如图5所示。蝶式发电系统具有高聚光比（3000），高传热温度（700℃~750℃）和高传热压力（200bar），系统光热转化效率相对较高可达28%~30%，但单体发电量相对较少，且发电量受电价政策影响较大，适用于分布式发电。

## 2. 我国光热发电现状

自2006年起，我国开始探索光热发电技术，2013年首个10MW塔式光热示范工程在青海并网发电，开启市场化运营。2018年，光热发电建设规模显著增长，包括塔式、槽式和线性菲涅尔电站。截至2024年10月，光热发电并网规模达688MW，另有2900MW项目在建。同年，超临界太阳能CO<sub>2</sub>实验机组成功发电，显示我国在该领域世界领先。

为支持太阳能热发电，国家实施差额电价政策。2021年，发改委发布通知，规定光热发电上网电价分三个阶段：2018年底前投运的示范电站电价为1.15元/kWh；2019-2020年并网的为1.10元/kWh；2021年底前并网的为1.05元/kWh。2022年后，首批示范项目不再享受中央财政补贴，标志着光热发电逐步走向平价上网<sup>[4]</sup>。

我国光热发电在规模和系统集成上取得显著进展，已进入大规模示范阶段，但成本较高，依赖政策支持。面临问题主要包括：技术未完全成熟，缺乏标准化和集约化，未形成规模效应；投资成本高，系统复杂，部分设备依赖进口，发电成本高，依赖补贴；政策支持不足，新并网电站无财政补贴，缺少容量电价，调峰价值不明显。

### 3. 风光大基地建设光热发电开发方式

#### 3.1 风、光、热出力特性

新能源发电如光伏、风电具有随机性和波动性，高比例接入会影响电网可靠性。风光发电缺乏调频、调压等功能，降低系统稳定性。光热发电的灵活调节可缓解这一问题，减少弃风弃光。光热电站配备储热系统，不仅能稳定发电，还能在风光发电高峰时储存热量，电力需求增加时可通过汽轮机发电，实现调峰和出力平滑。

#### 3.2 风光热储一体化建设及运营模式

光热发电是一种长时储能技术，利用其长时间和大容量储能优势，有效利用新能源发电系统过剩电力。作为稳定的绿色能源，光热发电在选址上比压缩空气储能灵活，适合在资源丰富的西北地区建设，有助于建立新能源基地，促进当地新能源利用，对新能源建设有正面作用。

目前，单独建设风电、光伏的新能源项目大幅度减少，而以“光热+”模式带动的风光大基地项目反而受到青睐，容量均以GW级起步，表1给出了在建大基地中风光热容量及比例，从表中得出，配建光热的大基地中，风电、光伏与光热的占比在8:1左右。

表1 在建大基地中风光热容量及比例

项目所在地	风电、光伏容量(万千瓦)	光热容量(万千瓦)	比例
吉林	120	20	6:1
甘肃	308	51	6:1
青海	715	90	8:1
新疆	1215	135	9:1
西藏	10	5	2:1
总计	2368	301	8:1

综合以上分析来看，当前光热电站的建设及运营模式可以集中在以下两方面。

以风电、光伏建设为基础，推动风光热储一体化协同建设。

自2022年以来，风电和光伏成本持续下降，光伏组件价格降至1.3元/W，平均装机成本分别为857美元/kW和1325美元/kW，而光热发电成本为4746美元/kW。通过“打捆”建设风电、光伏和光热，可降低一体化项目的总体度电成本。利用风电和光伏的利润弥补光热亏损，协同运营模式有助于缩小度电成本差距，提升项目经济性<sup>[5]</sup>。

从新能源大基地中电量外送来看，我国西北地区光资源、土地资源比较丰富，已投运和规划建设多个特高压电力

外送通道，利用光热发电的稳定性和可调节性，可实现更高比例可再生能源外送。以新疆哈密送电到江苏±800kV输电通道为例，设计输电功率800万千瓦，为保证负荷地区的供电可靠性，电源配置原则为可靠电源功率不低于600万千瓦，年输电量约440亿千瓦时，分4种不同的电源配置方案，具体见表2。

表2 电源配置方案

电源配置方案(万千瓦)	新能源电力比重(%)	不含税综合发电成本(元/MWh)	
		煤电无CCS	煤电有CCS
方案一 煤电 600+ 风电 800+ 光伏 150	44.2	318.7	471.6
方案二 煤电 200+ 风电 800+ 光伏 1000+ 电储能 400(6h)	78.4	395.9	456.7
方案三 煤电 200+ 风电 800+ 光热 400	78.5	387.8	448.0
方案四 光热 600+ 风电 800	100	/	436.1

光热电站由独立电源向储能调峰电源转变，对构建“双碳”目标下的新型电力系统具有重要意义。

光热电站作为调峰电源，不仅能提供稳定发电，还能减少弃风弃光，参与电力市场交易。以2024年西北某省光热调峰电站为例，通过特高压直流输电，光热发电与煤电、风电、光伏打捆送至东部。在新能源高峰期，光热电站可减少出力，储存热量，提高光伏、风电外送比例，维持各环节价格稳定。根据表3数据，光热机组加权平均上网电价为0.773元/kWh，高于10%内部收益率对应的0.760元/kWh。

表3 不同调峰方案下光热电站收益

	不调峰方案	调峰方案1	调峰方案2: 增加汽轮机功率
装机容量	100MW	100MW	165MW
采光面积	1336800m <sup>2</sup>	1336800m <sup>2</sup>	1336800m <sup>2</sup>
储能时长	12h	12h	7.273h
储能能量	2633MWh	2633MWh	2633MWh
发电量	397.4GWh	363.9GWh	411.8GWh
造价变化	-	-	增加4.6%
各时段发电量比例	高峰: 36.36%	高峰: 52.19%	高峰: 54.46%
	平段: 43.68%	平段: 40.08%	平段: 40.24%
	低谷: 19.96%	低谷: 7.73%	低谷: 5.30%
上网电价(10%内部收益率)	0.756元/kWh	0.826元/kWh	0.760元/kWh

### 4. 光热发电未来发展趋势

光热发电的未来发展趋势主要聚焦于降本增效，以下为关键发展方向：1) 从研发低成本、低熔点、低腐蚀性的储能材料等方面入手，推进高效率换热器等核心设备国产化，降低镜场成本，提升聚光集热性能，推动光热发电向高参数、低成本、规模化发展。2) 通过模拟和投资评价分析，建立

风电、光伏、光热等模块间的数据衔接,优化系统设计和储热配置,开发一体化项目资源优化配置及投资评估软件,为光热电站建设运营提供技术支持。3)针对国内光热发电现状,制定标准,明确系统稳定性、动态性能、容量配置等关键参数,促进多能互补一体化运行。

#### 结论

为推动光热电站在风光大基地的规模化发展,提升新能源消纳和外送比例,分析得出以下结论:

(1)我国光热发电在规模和系统集成上取得进展,但成本较高,技术和政策支持不足。

(2)结合风电、光伏,通过“打捆”建设,可提升光热发电经济性,缩小度电成本差距。

(3)光热电站正转变为调峰电源,与风、光结合,提升新能源消纳,逐步替代传统能源。

(4)降本增效是关键,需开发低成本技术,优化运营模式,制定标准,为光热电站提供技术支持。

#### 参考文献:

[1]徐唐海,鲁宗相,乔颖,等.源荷储多类型灵活性资源协调的高比例可再生能源电源规划[J].全球能源互联网,2019,2(1):27-34.

[2]胡国武,陈维铅.太阳能光热发电技术及其发展现状研究[J].甘肃科技纵横,2023,52(11):20-25.

[3]许利华,侯晓东,刘可亮.塔式熔盐太阳能光热发电技术[J].能源研究与信息,2020,36(3)

[4]赵志华,刘剑军.国内太阳能热发电技术发展与应用现状[J].太阳能,2013(24):29-32.

[5]International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable power generation costs in 2021 [R]. Bonn: IRENA, 2022.

#### 作者简介:

刘子勋(1993-),男,汉族,工程硕士,助理工程师,主要从火电灵活性改造,储热相关技术研究。