

引用格式：孙丽平, 宋子恒, 马骏, 等. 中国太阳能光热发电技术研究综述 [J]. 南方能源建设, 2025, 12(5): 70-84. SUN Liping, SONG Ziheng, MA Jun, et al. Research overview of solar thermal power technology in China [J]. Southern energy construction, 2025, 12(5): 70-84. DOI: 10.16516/j.ceec.2024-314.

中国太阳能光热发电技术研究综述

孙丽平^{1,2,✉}, 宋子恒³, 马骏¹, 张久明⁴, 池明波⁵

(1. 国家能源集团技术经济研究院, 北京 102211; 2. 南昌理工学院航空航天学院, 江西南昌 330044;
3. 生态环境部卫星环境应用中心, 北京 100094; 4. 锥宇能源科技(嘉兴)有限公司, 浙江 嘉兴 314599;
5. 中国安全生产科学研究院, 北京 100012)

摘要: [目的]随着全球能源气候变化和能源转型需求的日益加剧, 太阳能资源作为一种清洁、低碳、可再生的能源, 逐渐成为各国能源转型的重要选择。尤其是太阳能光热发电技术, 以其高效的热能转化能力和相对稳定的发电特性, 正受到越来越多的关注。文章分析了在“双碳”目标和能源转型的推动下, 中国光热行业高质量发展的方案。[方法]首先, 文章概述了中国主要的光热发展技术, 回顾了中国太阳能光热技术的发展历程, 重点介绍近年来, 在技术创新、项目建设和政策支持方面取得的显著进展。其次, 对中国当前已并网发电的光热项目进行了分析, 包括投资造价、运行发电、经济性等多方面, 并对在建、拟建项目进行了分析。最后, 分析了中国太阳能光热技术的推广应用中面临的挑战, 包括: 系统效率、集成、储热等技术挑战; 光热发电系统的建设和运营成本相对较高对项目的经济性构成了挑战; 市场竞争、项目审批的开发周期长形成的市场挑战; 政策支持不稳定、法规和标准不完善等挑战; 土地使用、水资源消耗、社会接受度等环境挑战。为了应对这些挑战, 文章提出了若干发展建议。[结果]光热行业的高质量发展需要全行业的支持。政府继续加大对光热技术研发的资金投入, 加强核心技术研发与科技创新; 加强光热资源的评估和规划, 优化能源布局, 提升资源利用效率, 提升规模化生产和成本管理, 以降低生产和运行成本、提高经济性; 完善光热发电的相关政策和市场机制, 提供更多的财政激励和政策支持; 拓展新的市场和区域, 提升国际合作力, 促进光热项目的落地和推广; 加强社会沟通和环境保护等。[结论]通过对中国太阳能光热发电现状、挑战及发展建议的分析, 文章为行业发展提供了系统的理论支持和实践指导, 旨在推动光热技术的进一步成熟和应用。总之, 中国太阳能光热技术的发展不仅对国家能源安全和环境保护具有重要意义, 也对全球能源转型和气候变化应对发挥着关键作用。

关键词: 太阳能光热发电; 中国光热综述; 塔式光热; 槽式光热; 线性菲涅尔光热; 光热技术挑战

DOI: 10.16516/j.ceec.2024-314

文章编号: 2095-8676(2025)05-0070-15

CSTR: 32391.14.j.ceec.2024-314

中图分类号: TK519; TM615



论文二维码

Research Overview of Solar Thermal Power Technology in China

SUN Liping^{1,2,✉}, SONG Ziheng³, MA Jun¹, ZHANG Jiuming⁴, CHI Mingbo⁵

(1. China Energy Technology and Economics Research Institute, China Energy Investment Corporation, Beijing 102211, China;
2. School of Aerospace and Aviation, Nanchang Institute of Technology, Nanchang 330044, Jiangxi, China;
3. Satellite Application Center for Ecology and Environment, MEE, Beijing 100094, China;
4. Ziv Energy Technology (Jiaxing) Co., Ltd., Jiaxing 314599, Zhejiang, China;
5. China Academy of Safety Science and Technology, Beijing 100012, China)

收稿日期: 2024-09-14 修回日期: 2024-10-09 网络首发日期: 2025-04-10

基金项目: 中国电机工程学会第八届“青年人才托举工程”项目“煤电与新能源优化组合及大型风电光伏基地电源优化配置的研究”(043-2023-249)

Abstract: [Objective] As the demand for global climate change intensifies and energy transformation grows, solar energy becomes a clean, low-carbon, renewable resource which has emerged as a vital choice for energy transition in many countries. In particular, solar thermal power generation technology is gaining attention due to its efficient thermal energy conversion and relatively stable power generation characteristics. This article analyzes the strategic plan for the high-quality development of China's solar thermal industry, driven by the "dual carbon" goals and energy transformation initiatives. [Method] First, this article provided an overview of the main solar thermal development technologies in China and reviewed the historical progression of solar thermal technology within the country, highlighting significant advancements in technological innovation, project construction and policy support in recent years. Next, we analyzed current solar thermal projects connected to the grid in China, examining aspects such as investment costs, operational power generation and economic viability, as well as projects that were under construction or proposed. Finally, We also addressed the challenges faced in promoting and applying solar thermal technology in China, including technical challenges related to system efficiency, integration and heat storage; High construction and operational costs that affected project economics; Market challenged arising from competition and lengthy project approval cycles; Policy support issued such as regulatory instability and gaps; Environmental challenged including land use, water consumption and social acceptance. To overcome these challenges, this paper offered several development recommendations. [Result] The high-quality development of the solar thermal industry necessitates comprehensive support from the entire sector. The government should increase investment in research and development of solar thermal technology, enhance core technological innovation, and optimize the assessment and planning of solar thermal resources. Improving resource utilization efficiency and managing large-scale production costs can also help reduce operational expenses and enhance economic viability. Furthermore, it is essential to refine relevant policies and market mechanisms for solar thermal power generation, providing additional financial incentives and support. Expanding into new markets and regions, fostering international cooperation, and promoting the implementation of solar thermal projects are crucial steps. Finally, strengthening social communication and environmental protection is vital. [Conclusion] By analyzing the current status, challenges and development recommendations for solar thermal power generation in China, this article offers systematic theoretical support and practical guidance for industry advancement. The aim is to facilitate the maturation and application of solar thermal technology. Ultimately, the development of China's solar thermal technology is significant not only for national energy security and environmental protection but also plays a key role in the global energy transition and climate change response.

Key words: solar thermal power generation; overview of solar thermal in China; tower-type solar thermal power generation; parabolic trough solar thermal power generation; linear Fresnel solar thermal power generation; solar thermal technology challenges

2095-8676 © 2025 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

0 引言

在全球能源需求日益增加和气候变化问题日益严峻的背景下, 太阳能作为一种可再生能源, 正逐步成为全球能源转型的重要方向^[1]。尤其是以风电、光伏为主的清洁、低碳、可再生能源技术, 以其高效、环保的特点, 在应对能源危机和减缓气候变化方面发挥着越来越重要的作用。中国作为全球最大的能源消费国和二氧化碳排放国, 其能源结构的转型和绿色发展显得尤为关键。中国在“双碳”目标下, 出台了一系列推动风电光伏大力发展的举措, 包括推动全国范围内3批大型风电光伏基地项目, 以及在四大沙漠推进100 GW基地的建设等^[2-4]。中国的风电光伏装机占比已超过火电装机^[5-6]。但由于

风电光伏的发电具有随机性、波动性、间歇性的问题, 储能、光热等技术得到了进一步发展^[7-8]。

近年来, 中国的太阳能光热发电技术取得了巨大的发展, 成为全球光热发电市场的重要参与者^[9-10]。光热发电技术通过将太阳辐射转化为热能, 再利用这些热能驱动发电机组, 具有很高的能量转换效率和稳定的发电能力。与光伏发电相比, 光热发电技术不仅可以有效地解决发电间歇性的问题, 还能通过热能储存技术提供更高的发电可靠性。因此, 光热发电被视为未来电力系统不可或缺的一部分。光热技术主要包括槽式、塔式和碟式技术^[10-12], 其中, 槽式和塔式系统已建成了多个大型项目。而碟式技术和空气加热型技术虽然在技术上具有较高的效率, 但由于成本和技术复杂度的原因, 商业化

应用相对较少。

虽然很多学者对不同光热技术路线相关的内容进行了研究，但是对光热行业进行系统性分析与对比的研究和文章较少。包括中国在太阳能光热领域面临的一系列挑战都缺乏系统性的分析与对比。首先，光热技术上已有了显著进展^[13-15]，但经济性方面仍面临困难，具体包括哪些方面的困难目前尚无系统性的分析与对比^[16-18]。本文通过结合实际运营的光热项目，认为光热发电系统的建设和维护成本较高，特别是在初期投资阶段，这使得项目的经济性受到一定影响。其次，我国光热技术标准和行业规范尚未完全成熟，这限制了技术的普及和应用，这也是光热行业健康可持续发展的核心。

在此背景下，本文将对中国太阳能光热发电的主要技术路线进行系统性地、全面地分析与对比，结合各个技术类型已投运的光热项目，对光热目前的发展现状进行全面地分析，探讨当前面临的主要挑战，并提出切实可行的发展建议。通过对国内外相关文献的综述以及实际案例的分析，本文力图为行业发展提供有价值的参考和指导。同时，本文还将讨论未来的发展趋势，探讨如何通过技术进步和政策调整进一步推动中国光热发电技术的发展，助力实现国家能源结构的绿色转型和可持续发展目标。

1 目前主要的太阳能光热技术

1.1 槽式太阳能光热技术

原理：槽式太阳能光热技术通过反射镜（通常是抛物线形的镜面）将太阳光聚焦到1个线性接收器上，接收器内的工作流体（如热油）被加热到高温。高温流体通过热交换器产生蒸汽，驱动蒸汽轮机发电。

优点：成熟的技术，已有多个大规模商业化项目；可以利用现有的发电技术（如蒸汽轮机）进行发电；能量储存系统（如熔盐储热）可以提高系统的发电稳定性。

缺点：对土地和水资源的需求较大；适合在高辐射区域，如干旱和半干旱地区。

代表项目：西班牙的“埃尔赫尔索”项目，美国的“加州塞尔斯”项目，中国的中广核德令哈 50 MW 槽式光热项目。

1.2 塔式太阳能光热技术

原理：塔式太阳能光热技术使用大量的定向镜（称为 heliostats）将太阳光聚焦到塔顶的接收器上。接收器内的工作流体（如熔盐）被加热到高温。高温流体产生蒸汽，驱动发电机发电。

优点：能够实现更高的集热温度，从而提高效率；适合在大面积的空旷区域部署，如沙漠地区。

缺点：初期投资较高，建设和维护成本也较大；对土地的需求较大，建设过程可能对环境造成一定影响。

代表项目：美国的“摩哈维沙漠塔式光热电站”，西班牙的“格拉纳达塔式电站”，中国的首航高科敦煌 100 MW 塔式光热电站。

1.3 碟式太阳能光热技术

原理：碟式太阳能光热技术采用碟形反射镜将太阳光聚焦到1个小型的 Stirling 发动机上。碟式反射镜可以实现较高的集热温度，Stirling 发动机通过热能转换为机械能，进而发电。

优点：高效率的能量转换，适合分布式发电；系统规模灵活，可以从小型单元到大型系统进行配置。

缺点：系统复杂度较高，维护要求较高；初期投资成本相对较高。

代表项目：美国的“斯特林碟片发电系统”项目。

1.4 线性菲涅尔光热技术

原理：线性菲涅尔光热技术是利用菲涅尔透镜或菲涅尔镜面将太阳光聚焦到1个集热管阵列上。这些透镜是由一系列平面：镜或折射透镜组成，它们排列成1个线性阵列，并将太阳光聚焦到集热管上。集热管通常内含热传导流体（如水或熔盐），这些流体在加热后产生高温热能，热能可用于产生蒸汽并驱动涡轮机发电。

优点：相较于其他光热技术（如槽式光热发电系统），线性菲涅尔技术的光学系统更简单，制造和维护成本较低；系统的结构较为紧凑，占用土地较少，因此适合于地面空间有限的区域；热能转化效率上表现较好，尤其是在直接辐射较强的地区；适应性强，该技术可以与存储系统结合使用，如熔盐储能系统。

缺点：较低的光学效率和热能转化效率；系统复杂性；发电量会受到天气条件的影响，如阴天

或多云天气会降低发电效率; 需要精确的太阳跟踪系统。

代表项目: 澳大利亚的 Solar Dawn 项目, 西班牙的 PS10 电站, 印度的 Gujarat Solar Park 项目中, 中国的兰州大成 50 MW 线性菲涅尔项目。

1.5 空气加热型光热技术

原理: 空气加热型光热技术使用空气作为工作流体, 将太阳光集中到接收器上, 通过高温空气直接驱动发电机。通常, 这种技术与涡轮机结合使用, 形成空压机发电系统。

优点: 无需液体工作流体, 减少了热交换和储热系统的复杂性; 高温空气可以直接驱动高效的气体涡轮发电机。

缺点: 技术尚处于研发阶段, 商业化应用较少; 系统对高温气体的处理和材料要求较高。

代表项目: 目前主要集中在实验性和示范项目中, 如德国的“空气加热光热电站”项目。

1.6 太阳能热电联产技术

原理: 太阳能热电联产技术结合了光热发电和热能利用, 通过同一个系统提供电力和热能。例如, 光热发电系统可以同时用于发电和提供热水、供暖等功能。

优点: 提高能源利用效率, 充分发挥太阳能的综合利用潜力; 适用于需要热水和供暖的场所, 如工业、商业和居民区。

缺点: 系统设计和集成复杂度较高; 需要考虑热能需求的波动和系统的灵活性。

代表项目: 意大利的“太阳能热电联产示范”

项目。

以上这些太阳能光热技术各有其优势和适用场景。槽式、塔式和碟式技术是当前商业化应用最广泛的技术, 其中槽式和塔式系统已经在全球范围内建成了多个大型项目。而碟式技术和空气加热型技术虽然在技术上具有较高的效率, 但由于成本和技术复杂度的原因, 商业化应用相对较少。太阳能热电联产技术则提供了更高的能源利用效率, 适用于对热能有需求的场景。

2 中国太阳能光热行业的发展现状

中国太阳能光热行业近年来取得了显著进展^[19]。作为全球能源转型和绿色发展的重要领域, 太阳能光热技术在中国的发展经历了从初期探索到商业化应用的过程, 不同技术类型的光热分析对比情况如表 1 所示。

2.1 行业发展历程及相关政策

1) 初期探索(2000 年代初)

中国在 2000 年代初期开始引进国际先进的光热技术, 并在西部地区进行了一些试点项目。2005 年, 《中华人民共和国可再生能源法》的实施为光热行业发展奠定了基础, 政府对光热项目提供了初步的财政补贴和政策支持。国内陆续开展了关于光热发电技术的科技研究和试点开发工作, 为示范项目启动奠定了基础。

2) 快速发展(2010 年代)

进入 2010 年代后, 中国太阳能光热技术取得了多项突破, 尤其是在槽式和塔式光热技术方面^[20-25]。

表 1 不同技术类型的光热分析对比情况

Tab. 1 Comparison analysis of different types of solar thermal technologies

类别	槽式光热	塔式光热	碟式光热	线性菲涅尔
传热介质	导热油、熔盐、水蒸气	熔盐、固体颗粒	压缩空气	熔盐、水蒸气
聚光技术	线聚焦	点聚焦	点聚焦	线聚焦
聚光比	50~120	300~1000	1000~3000	250~100
运行温度/℃	350~550	500~1400	700~1500	270~550
光热效率/%	42	38	—	35
热电效率/%	38	44	—	30
光电效率/%	10~15	10~16	18~25	7~10
储能	可储能	可储能	不可储能	可储能
成熟度	模块化、联合运营商业模式	大规模、大容量商业化应用	分布式、小规模	示范项目、无成熟的商业化模式
适宜规模/MW	30~200	30~400	<1	10~100

2011 年, 我国第 1 个太阳能光热发电工程项目 (槽式) 完成招标; 2012 年 5 月, 兰州大成自主研发的 200 kW 槽式+线性菲涅耳聚光太阳能光热发电试验系统实现发电; 2012 年 8 月, 我国首座 1 MW 塔式光热电站在北京发电。2013 年 7 月, 中控德令哈 10 MW 光热项目并网。2016 年 8 月, 青海中控德令哈 10 MW 光热电站将水/蒸汽传热介质改为熔盐后成功并网发电; 2016 年 12 月, 首航 10 MW 熔盐塔式光热项目在甘肃并网发电。2016 年 9 月, 国家能源局出台印发光热示范项目的通知, 20 个 1.35 GW 项目入选。

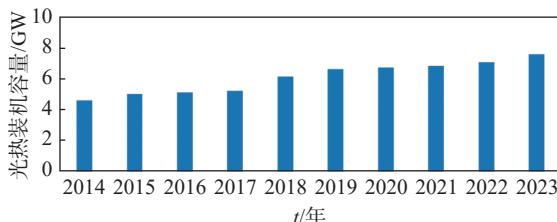
3) 成熟阶段 (2020 年代)

进入 2020 年代, 中国光热技术逐步成熟, 市场规模扩大, 多个大型光热电站相继投入运营。技术水平和经济性得到显著提升^[26-28]。随着“双碳”目标的提出, 为加快能源结构调整, 政府出台了更加细化和针对性的政策, 以支持光热行业的发展。2021 年 6 月, 国家发展改革委文件明确: “国家首批光热发电示范项目, 于 2021 年底前全容量并网的, 上网电价继续按 1.15 元/kWh 执行, 之后并网的中央财政不再补贴。”2023 年 3 月国家能源局印发《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》, 指出, 要充分认识光热发电规模化发展的重要意义。西北 4 省等在本地新能源基地建设中同步推动光热发电项目规模化、产业化发展, 力争“十四五”期间, 全国光热每年新增开工 3 GW。

2.2 市场规模及技术应用

根据国家太阳能光热联盟的相关统计, 截至 2023 年底, 全球光热累计装机容量 7.55 GW (含美国已退役的 8 座槽式电站 0.274 GW)。近 10 年全球光热发电累计装机容量发展情况如图 1 所示。

截止 2023 年底, 我国累计并网投产光热项目



注: 数据来源于《中国太阳能光热发电行业蓝皮书 2023》。

图 1 全球近 10 a 累计光热装机容量

Fig. 1 Global cumulative installed solar thermal capacity over the past decade

共计 11 个, 总装机规模 0.57 GW, 包括能源局公布的首批光热发电示范项目: 8 个 0.5 GW, 其他项目: 3 个 70 MW, 如表 2 所示。

截止 2023 年底, 我国累计并网投产光热项目共计 11 个, 总装机规模 0.57 GW, 占全球比例为 7.55%。

表 2 2023 年底已建成光热发电项目统计情况

Tab. 2 Statistics of completed solar thermal power projects by the end of 2023

统计要素	要素类型	数量/个	容量/MW
技术路线	塔式	8	370
	槽式	2	150
	线性菲涅尔	1	50
地域分布	青海	5	210
	甘肃	4	210
	内蒙古	1	100
	新疆	1	50
投资企业	国企	7	360
	民企	4	210

我国已建成光热项目包括塔式、槽式、塔式线性菲涅尔等^[29], 从装机容量占比方面来看, 塔式占 64.9%、槽式 26.3% (国际上槽式技术路线占比最高, 约 75%)、线性菲涅尔技术 8.8%, 如图 2 所示。

从技术路线来看, 11 个已建成项目中, 包括塔式 8 个 (含 1 个二次聚光塔式)、槽式 2 个、线性菲涅尔式 1 个 (该项目是全球首个商业化熔盐线性

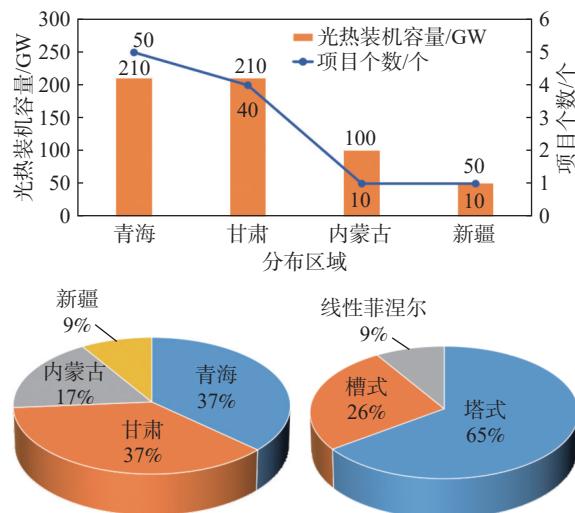


图 2 中国已并网发电的光热项目

Fig. 2 Solar thermal projects connected to the grid in China

菲涅尔式项目)。从地域分布来看, 11个已建成项目中, 青海5个、甘肃4个、内蒙古1个、新疆1个。从投资企业来看, 11个已建成项目中, 国企7个、民企4个。从上网电价看, 11个项目的申报电价均在1.15~1.20元之间, 如表3所示。

2.3 并网项目投资、发电、经济性情况

1) 并网项目投资造价情况

通过对实际运营项目调研, 综合来看, 并网光热项目造价较高。并网的光热项目中, 单位千瓦投资介于2.2万元/kW~3.4万元/kW, 其中, 线性菲

涅尔单位造价最高, 塔式单位造价最低。主要原因: 整体来说, 虽然光热中关键产品的自主化率达90%以上, 但当前光热缺乏规模化发展, 还不具备完全的产业化和市场化, 产能较少、成本较高。相关技术和设备仍有待验证, 长时稳定运行方面也存在较多问题。

2) 并网项目发电情况对比分析

通过对我国实际运营项目调研, 光热项目当前发电量不及预期, 如表4所示。其中, 我国塔式光热项目投产第1a、第2a平均机组利用小时数为

表3 2023年底已建成光热发电项目总体情况

Tab. 3 Overview of completed solar thermal power projects by the end of 2023

项目类型	项目名称	项目厂址	投资企业	技术路线	光热容量/MW	开工时间	并网时间
国家光热发电示范项目	中广核德令哈50MW槽式项目	青海	央企	槽式	50	2015.08	2018.06
	首航高科敦煌100MW塔式项目	甘肃	民企	塔式	100	2016.11	2018.12
	青海中控德令哈50MW塔式项目	青海	央企	塔式	50	2016.10	2018.12
	中电建青海共和50MW塔式项目	青海	央企	塔式	50	2017.06	2019.08
	中能建哈密50MW塔式项目	新疆	央企	塔式	50	2017.10	2019.09
	兰州大成50MW线性菲涅尔项目	甘肃	民企	线性菲涅尔	50	2018.06	2019.12
	乌拉特中旗100MW槽式项目	内蒙古	央企	槽式	100	2018.06	2020.01
其他光热项目	玉门鑫能50GW光热项目	甘肃	民企	塔式 (二次聚光)	50	2017.06	2022.03
	青海中控德令哈10MW熔盐塔式项目	青海	央企	塔式	10	—	2013.12
	首航高科敦煌10MW熔盐塔式项目	甘肃	民企	塔式	10	—	2016.12
	鲁能格尔木700MW多能互补50MW塔式项目	青海	民企	塔式	50	—	2019.09

表4 2023年底已并网光热发电项目投资和发电情况

Tab. 4 Investment and power generation status of grid-connected solar thermal projects by the end of 2023

项目名称	容量/ MW	技术 路线	储热 时长/h	项目投资/ 亿元	单位千瓦投资/ (万元·kW ⁻¹)	申报电价/ (元·kWh ⁻¹)	可研设计 小时数/h	发电小时数/h			
								2020年	2021年	2022年	2023年
中广核德令哈 50MW槽式项目	50	槽式	9	17.32	3.464	1.15	3950	—	—	2414	2208
首航高科敦煌 100MW塔式项目	100	塔式	11	28.00	2.800	1.15	3516	1370	2000	2000	2350 h (1~11月)
青海中控德令哈 50MW塔式项目	50	塔式	7	10.88	2.176	1.15	—	2000	2000	2928	3048
中电建青海共和 50MW塔式项目	50	塔式	6	12.22	2.444	1.197	3194	—	—	—	1363
中能建哈密 50MW塔式项目	50	塔式	13	15.80	3.160	1.15	3500	—	—	—	—
兰州大成50MW 线性菲涅尔项目	50	线性菲涅尔	15	16.88	3.376	1.15	4180	829	968	—	—
乌拉特中旗100MW 槽式项目	100	槽式	10	28.80	2.880	1.15	3528	—	—	—	3300
鲁能格尔木50MW 塔式项目	50	塔式	12	—	—	1.15	—	—	1390	1722	1821

注: 数据来源于《中国太阳能光热发电行业蓝皮书2023》、《中国太阳能光热发电行业蓝皮书2022》以及实际调研情况。

设计值的 60% 和 64%，槽式光热项目第 1 a、第 2 a 的实际利用小时数为理论值的 47% 和 57.8%。线性菲涅尔光热项目第 1 a、第 2 a 的实际利用小时数为理论值的 10% 和 19.6%。

通过对国内外已投产的塔式光热和槽式光热进行对比分析如表 5 所示。可以发现，首先，国外光热电站发展的时期更早，项目的投资造价更高，比如美国摩哈维沙漠的艾文帕 Ivanpah 太阳能电站于 2010 年开始建设。该项目在 2014 年正式投入运营，是当时全球最大的塔式光热电站之一。其次，中国的光热电站的发电量/发电小时数的设计值更贴近电站实际运营数据，即投产后的电站发电量与设计值差异不大，但中国的光热电站通常设计值较高，电站投产 3~4 a 后尚未达到设计值。最后，在不考虑单位千瓦投资造价的前提下，槽式光热电站的实际运行发电量普遍优于年设计发电量，槽式光热发电实际运行的光电转换效率更高。

3) 并网项目经济性分析

表 6 分析塔式、槽式和线性菲涅尔光热电站的实际经济性，电价按照示范项目电价 1.15 元/kWh，项目投资造价按照已投产项目实际运行成本测算，

容量按 50 GW 考虑。

经测算，塔式光热项目的资本金内部收益率为 7.39%，槽式的资本金内部收益率为 3.85%，线性菲涅尔光热项目资本金内部收益率为 2.08%。已投产光热项目的经济性低于预期，主要原因：(1) 光热项目投产前几年实际发电量远低于设计值，发电能力通常需要 4~6 a 的提升期；(2) 运行控制系统不完善，运维经验欠缺，机组故障率高；(3) 补贴电费到位情况较差。

3 中国当前在建/拟开发的光热项目

随着“双碳”目标和“十四五”规划进度的发展，中国持续加大光热力度。据 CSPPLAZA 光热发电平台不完全统计，目前国内在建/拟开发光热项目共计 34 个、累计超 3.2 GW。

如表 7 所示，按照技术路线划分，以上在建项目中，包括 20 个塔式光热项目、5 个槽式光热项目、4 个菲涅尔式项目以及 5 个未确定技术路线项目。

如表 8 所示，按照地域划分，这些项目主要集中分布在西北部和东北部，其中包括新疆 13 个，青海 7 个，甘肃 6 个，西藏 6 个，吉林 2 个。

表 5 国内外不同技术类型的光热项目实例对比分析

Tab. 5 Comparative analysis of domestic and international solar thermal projects by different technology types

项目名称	美国创世纪项目	美国艾文帕项目	中广核德令哈 50 MW 槽式项目	首航高科敦煌 100 MW 塔式项目
总投资	12.9 亿美元	23.39 亿美元	17.32 亿元	28 亿元
技术路线	槽式	塔式	槽式	塔式
装机规模/MW	250	392	50	100
占地面积/万 m ²	777	1416.4	246	—
集热面积/万 m ²	192.83	260	62	140
设计发电量/0.1 GWh	580	1079	3900	3500
设计小时数/h	2320	2753	—	—
设计光电效率/%	11.24	14.99	—	—
投产第2年发电量/0.1 GWh	6.7988	7.16	—	1.37
发电小时数/h	2720	1826.5	—	1370
投产第3年发电量/0.1 GWh	680.5	730.2	—	200
发电小时数/h	2722	1863	—	2000
投产第4年发电量/GWh	673	806	120.7	200
发电小时数/h	2692	2056	2414	2000
投产第5年发电量/GWh	670.44	782	110.4	235
发电小时数/h	2682	1995	2208	2350

注：数据来源于《中国太阳能光热发电行业蓝皮书2023》、《中国太阳能光热发电行业蓝皮书2022》、实际调研情况以及SolarPACES（国际太阳能热发电和化学能大会 <https://www.solarpaces.org>）。

表6 不同技术路线光热项目经济性分析(50 MW)

Tab. 6 Economic analysis of solar thermal projects by different technological routes (50 MW)

项目名称/单位	塔式光热	槽式光热	线性菲涅尔
机组容量/MW	50	50	50
动态单位投资/(元·kW ⁻¹)	26	30	38
资本金比例/%	20	20	20
运营期/a	25	25	25
利用小时数/h	第1 a 2000 h, 第2 a 2200 h, 第3 a 2400 h, 第4 a 2800 h, 第5—25 a 3200 h	第1 a 2200 h, 第2 a 2600 h, 第3 a 2800 h, 第4 a 3300 h, 第5—25 a 3800 h	第1 a 450 h, 第2 a 900 h, 第3 a 2200 h, 第4 a 3100 h, 第5 a 3600 h, 第6—25 a 4000 h
厂用电率/%	10	10	10
人员工资/(万元·a ⁻¹)	1500	2000	1500
材料费/万元	180	700	780
保险费/万元	60	120	120
外购电费/万元	400	1000	—
天然气费/万元	—	1000	—
水费/万元	40	100	—
日常运维/万元	—	—	800
修理费/万元	前5 a按165万元, 以后每5 a增加60万元	前5 a按450万元, 以后每5 a增加150万元	前5 a按165万元, 以后每5 a增加60万元
上网电价/(元·kWh ⁻¹)	1.15	1.15	1.15
项目投资财务内部收益率(税后)/%	6.01	4.09	3.40
项目投资回收期/a	14.21	16.96	18.28
项目资本金财务内部收益率/%	7.39	3.85	2.08

表7 中国当前在建/拟开发的光热项目(按技术路线)

Tab. 7 Currently under construction/planned solar thermal projects in China (by technological route)

	技术路线				合计
	塔式	槽式	线性菲涅尔	未确定	
在建项目/个	20	5	4	5	34
容量/kW	216	34	40	30	320

从投资主体看, 基本为央国企。主要原因是在建光热项目大部分为国家第1—3批大型风电光伏基地项目配套光热项目。按照国家要求, 其中, 第1批大基地配套光热项目需于2024年底建成投产。

从电价上来看, 按照国家能源局2021年相关政策, 示范光热项目于2021年底前全容量并网的, 上网电价继续按1.15元/kWh执行, 之后的不再补贴。当前光热项目上网电价执行当地燃煤基准价。其中, 新疆项目执行电价0.262元/kWh, 青海项目执行电价

表8 中国当前在建/拟开发的光热项目(按地域划分)

Tab. 8 Currently under construction/planned solar thermal projects in China (by regional distribution)

	地域分布					合计
	新疆	青海	甘肃	西藏	吉林	
基准电价/(元·kWh ⁻¹)	0.262	0.324	0.3078	0.341	0.3731	—
在建项目/个	13	7	6	6	2	34
容量/kW	135	75	56	34	20	320

0.3247元/kWh, 甘肃项目执行电价0.3078元/kWh, 西藏项目执行上网电价0.341元/kWh, 吉林项目执行上网电价0.3731元/kWh。

如图3所示, 在建/拟建的光热项目, 34个在建项目中, 塔式20个, 占比58.8%; 槽式5个, 占比14.70%; 线性菲涅尔4个, 占比11.8%; 其他未明确技术路线5个, 占比14.70%。主要原因是已建成的塔式光热占8个, 占比65%, 预计未来光热主

方向以塔式光热技术路线为主，塔式技术路线相对其他技术路线，成熟度更高，包括制造工艺，运营管理等。

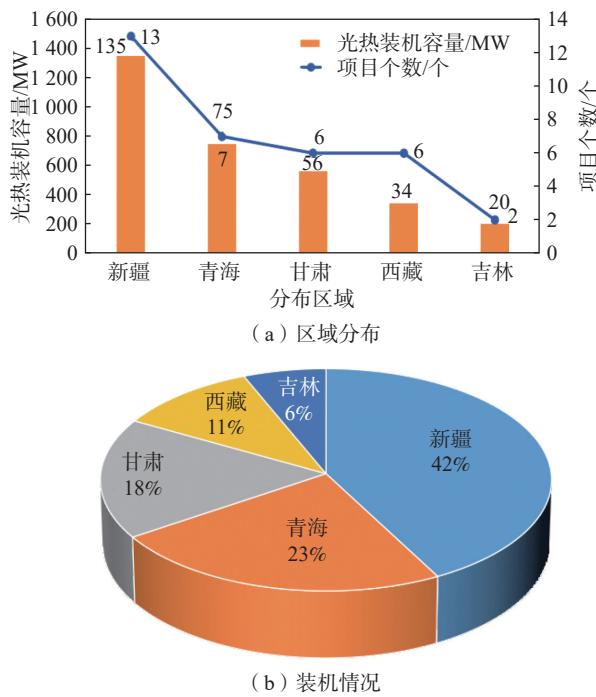


图 3 中国当前在建/拟开发的光热项目

Fig. 3 Currently under construction/planned solar thermal projects in China

由于“双碳”目标下，以青海、甘肃、新疆等为主的西北地区，国家第1—3批大型风电光伏基地项目中要求配套光热项目，多数光热项目容量为100 MW。随着国家补贴的退出，光热电价执行当地标杆电价。加之各个电力企业投资决策评估项目时，按照国资委的考核要求，项目需要达到一定的收益率基准。

因此，在技术、政策、市场、行业发展等多重动力和压力下，中国的光热行业投资造价大幅度下降，普遍单位千瓦投资低于2万元/kW。但考虑到已投产的光热发电小时数低，远低于设计值，因此当前行业测算光热经济性和收益率时，大多数按照DNI测算的等效利用小时数考虑。结合以上分析，如表9所示，当前光热项目经济性分析及测算如下：

通过经济性测算，可以发现，当前光热项目电价执行当地标杆电价，西北地区标杆电价较低，普遍在0.3~0.35元/kWh，相比于之前示范项目电价

1.15元/kWh，电价降幅较大。因此即使在投资造价大幅度下降的前提下，光热项目的经济性仍达不到收益率要求。通常需要同期建设的光伏、风电等新能源来分摊光热的成本。当前电力企业通过采用“风电+光伏+光热”综合一体化测算的方式，勉强实现项目收益率达到基准收益率门槛的要求，如表10所示。

未来要降低光热发电技术的建设成本，需要通过多方面努力实现降本增效，提高光热项目的经济性。具体包括材料创新、系统优化、集成技术、规模化生产、政策支持、科研投入等多方面。比如，材料创新方面，需要研发超高温、高稳定性的材料。技术方面要创新开发新型的聚光技术以提高聚光效率。规模化生产方面，当前国内线性菲涅尔光热技术只有兰州大成公司1家企业在开发，生产不具备自动化生产线，模块化设计也有待提升，同时也不具备充分竞争市场的竞争力，均不利于行业的可持续发展，需要进一步建立自动化的集热器和相关设备生产线，降低人力成本，提高生产效率和产品一致性。政策支持方面，当前光热电价执行当地标杆电价，电价竞争力较差，未来政府可以通过绿电、绿政交易，或者参考煤电的两部制电价，给予光热发电机组容量电价等方式，进一步制定合理的电力市场定价机制^[30]，推动光热电力市场化运营，提升光热项目的经济性和投资回报。

4 太阳能光热面临的挑战

中国太阳能光热行业在技术、市场和政策支持方面取得了显著进展，成为全球光热发电的重要市场之一。然而，行业仍面临技术、经济、市场、政策和环境等多方面的挑战。

4.1 技术挑战

1) 系统效率和性能

集热效率提升难度大：太阳能光热系统的效率直接影响发电成本和经济性。目前，尽管技术有所进步，但如何进一步提升集热器的热转化效率和整体系统的能量转换效率仍然是一个重要的技术难题。

高温材料和耐久性：塔式和碟式光热系统在高温下工作，对材料的耐久性要求较高。现有材料在长时间高温使用下的稳定性和可靠性仍需改进。比如800℃以上的固体储热和熔融盐储热等相关的技

表9 中国当前在建/拟开发的光热项目(项目详细情况)

Tab. 9 Detailed information on currently under construction/planned solar thermal projects in China

项目场址	项目进度	项目名称	技术路线	光热容量/MW
甘肃		阿克赛汇东新能源有限公司750 MW千瓦光热+示范项目		110
青海		三峡能源海西基地格尔木光伏光热项目		100
甘肃		三峡恒基能脉瓜州700 MW光热储能+项目		100
甘肃		金塔中光太阳能“100 MW光热+600 MW光伏”项目		100
青海		海西州德令哈2 GW光储热项目一期: 中广核德令哈200 MW塔式光热项目		200
青海		海南州共和县光热多能互补和源网荷储一体化项目		100
吉林		吉西基地鲁固直流白城1400 MW外送项目1-1 (光热100 MW)		100
吉林		吉西基地鲁固直流白城1400 MW外送项目2-1 (光热100 MW)		100
新疆		鲁能阜康900 MW光伏+100 MW光热多能互补项目		100
新疆		吐鲁番市托克逊县乌斯通光热+光伏一体化项目		100
新疆		唐山海泰新能科技股份有限公司光热+光伏一体化项目	塔式	100
新疆		国家电投集团河南电力有限公司光热+光伏一体化项目		100
新疆		中国能源建设集团浙江火电建设有限公司光热+光伏一体化项目		100
新疆		国投若羌县100 MW光热储能配套900 MW光伏市场化并网发电项目		100
新疆		中电建若羌县100 MW光热(储能)+900 MW光伏示范项目		100
新疆		新华水力发电有限公司博州100 MW储热型光热配建900 MW新能源项目		100
新疆	建设中	精河新华新能源有限公司“光热储能新能源”一体化基地项目		100
青海		青海海南、海西基地青豫直流外送项目(1标段)		100
青海		青海海南、海西基地青豫直流外送项目(3标段)		100
新疆		中能建哈密光(热)储项目150 MW光热电站		150
甘肃		敦煌700 MW“光热储能+光伏”试点项目		100
甘肃		玉门新奥700 MW光热储能+光伏+风电示范项目	线性菲涅尔	100
新疆		三峡新能源哈密1000 MW“光热+光伏”一体化综合能源示范项目		100
新疆		大唐石城子1000 MW“光热+光伏”一体化清洁能源示范项目		100
西藏		中广核阿里150 MW“雪碳”光储热电示范项目		50
西藏		西藏扎布耶源网荷储一体化项目光热电站		40
西藏		中能建拉萨当雄250 MW光伏+100 MW光热发电项目	槽式	100
拉萨		西藏华电拉萨当雄100 MW光热900 MW光伏一体化多能互补示范项目		100
甘肃		日肃光热50 MW高温熔盐槽式光热电站规划新能源项目配套储能项目		50
青海		华能青海公司格尔木500 MW超临界二氧化碳光热融合示范项目		50
新疆		哈密北900 MW光伏发电+100 MW光热发电项目		100
西藏		西藏开投安多县土若125 MW光伏+50 MW光热一体化发电项目		50
拉萨		中广核新能源西藏当雄乌玛塘光热+光伏一体化项目		—
青海		青海海南、海西基地青豫直流外送项目(2标段)		100
		合计		3 200

术和储热材料仍需进一步研究。

2) 储热技术

储热成本高: 高效储热系统是确保光热电站在非阳光照射时间段稳定发电的关键。当前, 熔盐储热和相变材料储热技术虽然已应用, 但其成本和技术复杂性较高, 亟需降低成本和提高可靠性。

技术成熟度: 储热技术的发展还未完全成熟,

现有技术在大规模应用中的性能和经济性还需进一步验证和优化。太阳能关键部件生产线技术在我国发展缓慢。目前, 在玻璃镜、吸热管、聚光器、专用透平等生产线方面的研究成果还不足以支撑大规模工业化的需求。再比如塔式熔盐吸热器的涂层、熔盐泵、熔盐阀门、熔盐流量计等。已投运项目中进口熔盐泵都或多或少出现过问题。国产熔盐泵已

表 10 中国当前在建/拟开发的光热项目经济性测算表 (100 MW)

Tab. 10 Economic estimation of currently under construction/planned solar thermal projects in China (100 MW)

项目名称	塔式光热	槽式光热	线性菲涅尔
机组容量/MW	100	100	100
动态单位投资/ (元·kW ⁻¹)	16	17	18
资本金比例/%	20	20	20
计算期 (经济寿命) /a	25	25	25
年均利用小时数/h	2200	2200	1950
厂用电率/%	10	10	10
人员工资/ (万元·a ⁻¹)	1500	2000	1000
材料费/ (元·kW ⁻¹)	40	40	40
其他费用/ (元·kW ⁻¹)	40	40	40
保险费/万元	200	200	200
水费/万元	100	100	100
修理费/万元	前5 a按330 万元, 以后每5 a增加120 万元	前5 a按600 万元, 以后每5 a增加300 万元	前5 a按300 万元, 以后每5 a增加100 万元
上网电价/ (元·kWh ⁻¹)	0.3247 (青海)	0.3247 (青海)	0.3078 (甘肃)
项目投资财务内部 收益率 (所得税后) /%	-4.70	-7.12	-5.73
项目投资回收期/a	27	27	27
项目资本金财务内部收益率/%	-71.69	-100	-84.0

经开始试用，基本运行稳定，但长时间运行效果还需要进一步验证。

3) 系统集成和维护

系统集成难度大：光热系统涉及集热器、热储存、发电机组等多个环节，系统的整体集成和优化设计仍然是1个复杂的工程。

维护要求高：太阳能光热系统特别是在塔式和碟式系统中，需要定期维护和检修，以确保系统的高效运行。这对运营和维护能力提出了较高的要求。

4.2 经济挑战

1) 高初始投资成本

建设成本高：太阳能光热电站的建设初期投资较高，包括设备购置、安装和土建工程等。这对投资回报周期和项目的经济性构成挑战。

融资难度：高昂的初始投资可能导致融资难度较大，特别是在金融市场对光热项目的支持力度不均衡时，可能影响项目的推进和发展。

2) 成本回收周期长

回收期长：太阳能光热系统的投资回收周期相对较长。在电力市场价格波动和政策调整的情况下，

项目的长期经济性可能受到影响。

电价问题：当前电力市场上光热电价执行当地标杆电价，按照当前的投资成本和造价水平，电价和经济性无法覆盖高昂的初始投资和运营成本，项目的经济效益不佳。

4.3 市场挑战

1) 市场竞争激烈

技术和价格竞争：随着光伏发电技术的迅速发展和成本的不断降低，太阳能光热技术在市场上面临强烈的竞争。光伏技术由于其较低的成本和简便的安装，已经占据了较大的市场份额。

市场需求不足：尽管太阳能光热具有高效率的优点，但由于市场需求的相对有限和其他能源形式的竞争，光热电力的市场渗透率仍然较低。

2) 项目审批和开发周期长

审批复杂：光热电站的建设涉及复杂的审批程序和环境评估，导致项目开发周期较长。审批过程中的延误可能影响项目的投资和实施进度。

开发难度大：由于需要大面积土地和特定的气候条件，光热电站的选址和开发难度较大，尤其是

在土地资源紧张和环境保护要求严格的地区。

4.4 政策和法规挑战

1) 政策支持不稳定

政策调整频繁: 太阳能光热行业依赖于政府的政策支持, 但政策的不稳定性和频繁调整可能对企业的投资决策和市场预期产生负面影响。

补贴政策变化: 政府对光热项目的补贴政策可能会有所调整, 这影响了项目的经济性和长期发展规划。

2) 法规和标准不完善

行业标准缺乏: 目前, 太阳能光热行业的相关标准和法规尚不完善。缺乏统一的技术标准和质量规范可能导致市场混乱和项目质量问题。

法律支持不足: 在项目运营和维护过程中, 现行法律和法规可能无法完全覆盖光热项目的特殊需求, 导致法律支持不足。

4.5 环境和社会挑战

1) 环境影响

土地使用问题: 大规模的光热电站建设需要占用大量土地, 可能对当地生态环境产生影响, 特别是在土地资源紧张和生态敏感区域。

水资源消耗: 部分光热电站使用的冷却系统需要大量水资源, 这在水资源稀缺的地区可能会引发环境和社会问题。

2) 社会接受度

公众认知: 公众对太阳能光热技术的认知和接受度影响着项目的推进和实施。社会对新兴技术的认知不足可能导致公众反对和阻碍项目发展。

社会利益分配: 大型光热电站的建设可能涉及土地征用和地方利益分配问题, 需要妥善处理相关利益冲突, 确保社会公平和可持续发展。

5 光热产业高质量发展的建议

未来, 中国光热行业需通过技术创新、降本增效、政策优化和市场拓展等, 实现高质量可持续发展。

5.1 加强核心技术研发与科技创新

研发投入: 增加对光热相关核心技术的研发投入, 重点攻克关键技术难题, 如高温材料、储热技术和系统集成等。鼓励企业和研究机构合作, 共同推动技术进步。

其中, 耐高温材料方面, 800 °C 以上的固体储热和熔融盐储热是今后应对混合型电站较有前景的储热材料, 需要保持强度和稳定性; 进一步优化材料的热导率, 提高热交换效率; 在高温氧化环境中, 材料还需具备优良的抗腐蚀性, 延长使用寿命。储热技术方面, 开发新型的储热介质(如熔盐、相变材料), 以提高能量密度和储热效率; 设计有效的隔热措施, 减少储热过程中的热损失。提升储热系统的动态响应能力, 以适应负荷变化和发电需求。系统集成方面, 需要对集热、储热和发电系统进行优化, 提高整体的光电效率, 目前普遍为 15%, 需要开发基于 AI 等先进的智能控制系统, 实现实时监测和调节, 以优化运行状态和提高响应速度, 同时推动系统组件的标准化与模块化, 降低生产和维护成本。

技术合作: 积极参与国际技术合作和交流, 引进和吸收国外先进技术, 结合国内实际情况进行本地化改进。

示范项目: 继续建设和支持大型示范项目, 以验证新技术和新方案的可行性, 为技术推广和商业化应用提供依据。

5.2 优化政策环境

政策稳定: 建立长期稳定的政策支持体系, 可以参考煤电的两部制电价机制, 给予光热发电机组一定的容量电价, 同时确保光热项目的财政补贴、税收优惠和技术标准等政策的持续性和一致性。

市场激励: 在给予光热发电机组容量电价的基础上, 同时考虑绿证、绿电交易等方式, 制定合理的电力市场定价机制, 推动光热电力市场化运营, 确保光热项目的经济性和投资回报。

审批优化: 简化项目审批流程, 提高审批效率, 减少行政审批对项目实施的影响, 加快项目建设速度。

5.3 降低成本与提升经济性

规模化生产: 推动光热项目的规模化建设, 推动大容量、低成本光热发电项目应用, 降低单位装机成本, 提高整体经济性。

成本管理: 加强项目成本控制和管理, 优化采购和施工流程, 降低建设和运营成本。

融资支持: 提供更多的融资渠道和金融支持, 特别是针对高风险、高投入的光热项目, 降低融资

难度和成本。

5.4 推动市场拓展与应用

市场拓展：开发新的市场应用场景，如工业余热利用、农业温室供热等，拓展光热技术的应用领域。

区域开发：重点开发西部资源丰富的地区，并探索东部市场的机会，通过区域市场多样化降低市场风险。

国际市场：积极开拓国际市场，特别是在光热资源丰富的发展中国家，推广中国光热技术和经验。

5.5 加强社会沟通与环境保护

公众宣传：加强对光热技术的公众宣传，提高社会对光热项目的认知和接受度，争取社会支持。

环境保护：制定并实施严格的环境保护措施，减少对土地和水资源的影响，确保项目的可持续发展。

利益协调：妥善处理土地征用和地方利益分配问题，确保社会公平和项目的顺利推进。

6 结论

在“双碳”目标和能源转型的推动下，我国的太阳能光热发电产业在过去的几年中取得了显著进展。但要实现更高质量的发展，仍需面临技术、成本、市场、政策、环境等多方面的挑战。未来需要从多方面共同持续发力，加大对光热技术研发的资金投入，加强核心技术研发与科技创新；加强光热资源的评估和规划，优化能源布局，提升资源利用效率，提升规模化生产和成本管理，降低生产和运行成本提高经济性；完善光热发电的相关政策和市场机制，提供更多的财政激励和政策支持；拓展新的市场和区域、提升国际合作力，促进光热项目的落地和推广；加强社会沟通和环境保护等。通过加强技术研发、降低成本、完善政策法规以及拓展市场应用，可以进一步推动太阳能热电技术的发展和应用，为实现国家能源转型和环保目标作出更大的贡献。

参考文献：

- [1] 凌玲, 沈志宏. 基于熵权-层次分析法的区域光伏产业发展综合评估 [J]. *电力大数据*, 2023, 26(7): 50-59. DOI: [10.19317/j.cnki.1008-083x.2023.07.006](https://doi.org/10.19317/j.cnki.1008-083x.2023.07.006).
- [2] LING L, SHEN Z H. Comprehensive evaluation on regional development of photovoltaic industry based on EWM-AHP [J]. *Power systems and big data*, 2023, 26(7): 50-59. DOI: [10.19317/j.cnki.1008-083x.2023.07.006](https://doi.org/10.19317/j.cnki.1008-083x.2023.07.006).
- [3] 舒印彪, 陈国平, 贺静波, 等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究 [J]. *中国工程科学*, 2021, 23(6): 61-69. DOI: [10.15302/J-SSCAE-2021.06.003](https://doi.org/10.15302/J-SSCAE-2021.06.003).
- [4] SHU Y B, CHEN G P, HE J B, et al. Building a new electric power system based on new energy sources [J]. *Strategic study of CAE*, 2021, 23(6): 61-69. DOI: [10.15302/J-SSCAE-2021.06.003](https://doi.org/10.15302/J-SSCAE-2021.06.003).
- [5] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望 [J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(8): 2806-2818. DOI: [10.13334/j.0258-8013.pcsee.220467](https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.220467).
- [6] ZHANG Z G, KANG C Q. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(8): 2806-2818. DOI: [10.13334/j.0258-8013.pcsee.220467](https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.220467).
- [7] 孙琼珍, 王昌梅, 吴凯, 等. “双碳”目标下中国农村能源发展现状、问题与对策 [J]. *南方能源建设*, 2024, 11(6): 69-78. DOI: [10.16516/j.ceec.2024.6.07](https://doi.org/10.16516/j.ceec.2024.6.07).
- [8] ZI Q Z, WANG C M, WU K, et al. Current situation, problem and countermeasure of China's rural energy development under the "dual carbon" goal [J]. *Southern energy construction*, 2024, 11(6): 69-78. DOI: [10.16516/j.ceec.2024.6.07](https://doi.org/10.16516/j.ceec.2024.6.07).
- [9] 董信照, 邓香艳, 丁旭, 等. 基于生命周期评价的风电与光伏碳排放对比研究 [J]. *电力大数据*, 2025, 28(1): 1-11. DOI: [10.19317/j.cnki.1008-083x.2025.01.001](https://doi.org/10.19317/j.cnki.1008-083x.2025.01.001).
- [10] DONG X Z, DENG X Y, DING X, et al. Research on the comparative carbon emissions of wind power and photovoltaic power based on life cycle assessment [J]. *Power systems and big data*, 2025, 28(1): 1-11. DOI: [10.19317/j.cnki.1008-083x.2025.01.001](https://doi.org/10.19317/j.cnki.1008-083x.2025.01.001).
- [11] 沈赋, 李施伟, 王健, 等. 融合储能的光伏发电系统并网逆变器建模与稳定性分析 [J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(19): 131-143. DOI: [10.19783/j.cnki.pspc.231633](https://doi.org/10.19783/j.cnki.pspc.231633).
- [12] SHEN F, LI S W, WANG J, et al. Modeling and stability analysis of a photovoltaic grid-connected inverter integrated with an energy storage system [J]. *Power system protection and control*, 2024, 52(19): 131-143. DOI: [10.19783/j.cnki.pspc.231633](https://doi.org/10.19783/j.cnki.pspc.231633).
- [13] 王群伟, 杜倩, 戴星宇. 面向碳中和的可再生能源发展: 研究综述 [J]. *南京航空航天大学学报(社会科学版)*, 2022, 24(4): 79-89. DOI: [10.16297/j.nuaass.202204010](https://doi.org/10.16297/j.nuaass.202204010).
- [14] WANG Q W, DU Q, DAI X Y. Renewable energy development towards carbon neutrality: a research review [J]. *Journal of Nanjing University of Aeronautics and Astronautics (social sciences edition)*, 2022, 24(4): 79-89. DOI: [10.16297/j.nuaass.202204010](https://doi.org/10.16297/j.nuaass.202204010).
- [15] 卢芳, 王振宇, 刘宏达, 等. 考虑光伏不确定性的主动配电网自适应鲁棒优化经济调度策略 [J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(9): 93-106. DOI: [10.19783/j.cnki.pspc.240667](https://doi.org/10.19783/j.cnki.pspc.240667).

- LU F, WANG Z Y, LIU H D, et al. Adaptive robust optimization economic dispatch strategy for active distribution networks considering photovoltaic uncertainty [J]. *Power system protection and control*, 2025, 53(9): 93-106. DOI: [10.19783/j.cnki.pspc.240667](https://doi.org/10.19783/j.cnki.pspc.240667).
- [9] 李猛, 陈想, 和敬涵, 等. 基于大型光伏直流升压汇集系统的限流控制研究 [J]. *内蒙古电力技术*, 2024, 42(4): 23-31. DOI: [10.19929/j.cnki.nmgdls.2024.0050](https://doi.org/10.19929/j.cnki.nmgdls.2024.0050).
- LI M, CHEN X, HE J H, et al. Research on current limiting strategy based on large-scale photovoltaic DC boost collection system [J]. *Inner Mongolia electric power*, 2024, 42(4): 23-31. DOI: [10.19929/j.cnki.nmgdls.2024.0050](https://doi.org/10.19929/j.cnki.nmgdls.2024.0050).
- [10] KUMAR K R, CHAITANYA N V V K, NATARAJAN S K. Solar thermal energy technologies and its applications for process heating and power generation—a review [J]. *Journal of cleaner production*, 2021, 282: 125296. DOI: [10.1016/j.jclepro.2020.125296](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125296).
- [11] KHAN M I, ASFAND F, AL-GHAMDI S G. Progress in research and technological advancements of commercial concentrated solar thermal power plants [J]. *Solar energy*, 2023, 249: 183-226. DOI: [10.1016/j.solener.2022.10.041](https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.10.041).
- [12] PARVAZ M, MOHAMMADI H, ASSAREH E. Effect of different operation strategies on transient solar thermal power plant simulation models with molten salt as heat transfer fluid—considering 5 cities under different climate zones: Dubai and Iran [J]. *Thermal science and engineering progress*, 2023, 38: 101654. DOI: [10.1016/j.tsep.2023.101654](https://doi.org/10.1016/j.tsep.2023.101654).
- [13] 刘德顺, 毛睿, 陈来军, 等. 考虑能量转换效率的新能源场站一体化氢储能系统能量管理策略 [J]. *内蒙古电力技术*, 2025, 43(1): 11-17. DOI: [10.19929/j.cnki.nmgdls.2025.0003](https://doi.org/10.19929/j.cnki.nmgdls.2025.0003).
- LIU D S, MAO R, CHEN L J, et al. Energy management strategy for integrated hydrogen storage system in new energy stations considering energy conversion efficiency [J]. *Inner Mongolia electric power*, 2025, 43(1): 11-17. DOI: [10.19929/j.cnki.nmgdls.2025.0003](https://doi.org/10.19929/j.cnki.nmgdls.2025.0003).
- [14] XIA H, DAI L, SUN L P, et al. Analysis of the spatiotemporal distribution pattern and driving factors of renewable energy power generation in China [J]. *Economic analysis and policy*, 2023, 80: 414-428. DOI: [10.1016/j.eap.2023.08.014](https://doi.org/10.1016/j.eap.2023.08.014).
- [15] SUN L P, SONG Z H, ZHANG J M, et al. The research and perspective on photovoltaic development in China with the goal of carbon peak and neutrality [M]//CAO W P, HU C G, CHEN X P. Proceedings of the 3rd International Symposium on New Energy and Electrical Technology. Singapore: Springer, 2023: 445-457. DOI: [10.1007/978-981-99-0553-9_48](https://doi.org/10.1007/978-981-99-0553-9_48).
- [16] SUN L P, ZHOU P J. Solar energy resources in desertification regions of China and development suggestions [J]. *Environment, resource and ecology journal*, 2022, 6(4): 94-98. DOI: [10.23977/erej.2022.060414](https://doi.org/10.23977/erej.2022.060414).
- [17] 郭勇, 李秋燕, 马杰, 等. 新基建负荷与光伏接入下配电网可开放容量评估及优化 [J]. *电力工程技术*, 2023, 42(6): 64-73. DOI: [10.12158/j.2096-3203.2023.06.007](https://doi.org/10.12158/j.2096-3203.2023.06.007).
- GUO Y, LI Q Y, MA J, et al. Evaluation and optimization of available capacity of distribution network under new infrastructure load and photovoltaic access [J]. *Electric power engineering technology*, 2023, 42(6): 64-73. DOI: [10.12158/j.2096-3203.2023.06.007](https://doi.org/10.12158/j.2096-3203.2023.06.007).
- [18] 胡海鹏, 赵平, 李妍, 等. 计及“高龄”光伏出力衰减的配电网储能经济优化配置 [J]. *电力工程技术*, 2025, 44(1): 175-182. DOI: [10.12158/j.2096-3203.2025.01.018](https://doi.org/10.12158/j.2096-3203.2025.01.018).
- HU H P, ZHAO P, LI Y, et al. Economic optimization configuration of energy storage in distribution network considering the attenuation of aging photovoltaic output [J]. *Electric power engineering technology*, 2025, 44(1): 175-182. DOI: [10.12158/j.2096-3203.2025.01.018](https://doi.org/10.12158/j.2096-3203.2025.01.018).
- [19] 王志峰, 何雅玲, 康重庆, 等. 明确太阳能热发电战略定位促进技术发展 [J]. *华电技术*, 2021, 43(11): 1-4. DOI: [10.3969/j.issn.1674-1951.2021.11.001](https://doi.org/10.3969/j.issn.1674-1951.2021.11.001).
- WANG Z F, HE Y L, KANG C Q, et al. Strategic positioning of solar thermal power generation to promote technological progress [J]. *Huadian technology*, 2021, 43(11): 1-4. DOI: [10.3969/j.issn.1674-1951.2021.11.001](https://doi.org/10.3969/j.issn.1674-1951.2021.11.001).
- [20] 徐立, 孙飞虎, 李钧, 等. 抛物面槽式太阳能集热器热损失因素研究 [J]. *发电技术*, 2023, 44(2): 229-234. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.21070](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.21070).
- XU L, SUN F H, LI J, et al. Study on heat loss factors of parabolic trough solar collectors [J]. *Power generation technology*, 2023, 44(2): 229-234. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.21070](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.21070).
- [21] 卢乃兵, 刘万军, 尹航. 高原地区槽式光热电站导热油泄漏监测装置应用研究 [J]. *内蒙古电力技术*, 2022, 40(6): 13-16. DOI: [10.19929/j.cnki.nmgdls.2022.0091](https://doi.org/10.19929/j.cnki.nmgdls.2022.0091).
- LU N B, LIU W J, YIN H. Research on application of thermal conductive oil leakage monitoring device in trough photothermal power station in Plateau Area [J]. *Inner Mongolia electric power*, 2022, 40(6): 13-16. DOI: [10.19929/j.cnki.nmgdls.2022.0091](https://doi.org/10.19929/j.cnki.nmgdls.2022.0091).
- [22] 陈晨, 赵雄, 于延兴, 等. 槽式太阳能集热器跟踪系统故障分析 [J]. *电力安全技术*, 2022, 24(1): 18-19. DOI: [10.3969/j.issn.1008-6226.2022.01.007](https://doi.org/10.3969/j.issn.1008-6226.2022.01.007).
- CHEN C, ZHAO X, YU Y X, et al. Analysis on a fault of trough solar collector tracking system [J]. *Electric safety technology*, 2022, 24(1): 18-19. DOI: [10.3969/j.issn.1008-6226.2022.01.007](https://doi.org/10.3969/j.issn.1008-6226.2022.01.007).
- [23] 李英峰, 张涛, 张衡, 等. 太阳能光伏光热高效综合利用技术 [J]. *发电技术*, 2022, 43(3): 373-391. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.22052](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.22052).
- LI Y F, ZHANG T, ZHANG H, et al. Efficient and comprehensive photovoltaic/photothermal utilization technologies for solar energy [J]. *Power generation technology*, 2022, 43(3): 373-391. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.22052](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.22052).
- [24] 张哲旸, 巨星, 潘信宇, 等. 太阳能光伏-光热复合发电技术及

- 其商业化应用 [J]. *发电技术*, 2020, 41(3): 220-230. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.19137](#).
- ZHANG Z Y, JU X, PAN X Y, et al. Photovoltaic/concentrated solar power hybrid technology and its commercial application [J]. *Power generation technology*, 2020, 41(3): 220-230. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.19137](#).
- [25] 董军, 汤建方, 臧春城, 等. 抛物面槽式太阳能集热器球形接头测试系统的研制与应用 [J]. *发电技术*, 2024, 45(2): 291-298. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.23071](#).
- DONG J, TANG J F, ZANG C C, et al. Development and application of test system for ball joints of parabolic trough solar collector [J]. *Power generation technology*, 2024, 45(2): 291-298. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.23071](#).
- [26] 孙峰, 毕文剑, 周楷, 等. 太阳能热利用技术分析与前景展望 [J]. *太阳能*, 2021(7): 23-36. DOI: [10.19911/j.1003-0417.tyn20200519.02](#).
- SUN F, BI W J, ZHOU K, et al. Analysis and prospect of solar thermal utilization technology [J]. *Solar energy*, 2021(7): 23-36. DOI: [10.19911/j.1003-0417.tyn20200519.02](#).
- [27] 肖瑶, 钮文泽, 魏高升, 等. 太阳能光伏/光热技术研究现状与发展趋势综述 [J]. *发电技术*, 2022, 43(3): 392-404. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.21145](#).
- XIAO Y, NIU W Z, WEI G S, et al. Review on research status and developing tendency of solar photovoltaic/thermal technology [J]. *Power generation technology*, 2022, 43(3): 392-404. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.21145](#).
- [28] 王驰中, 高鑫, 陈衡, 等. 分布式光伏电站投资决策及经济性分析 [J]. *发电技术*, 2025, 46(3): 607-616. DOI: [CNKI:SUN:SLJX.0.2025-03-016](#).
- [29] 吴素英, 李彦洁, 田瑞, 等. 菲涅尔聚光 PV/T 系统热电输出特性分析 [J]. *太阳能学报*, 2018, 39(6): 1552-1558. DOI: [10.19912/j.0254-0096.2018.06.010](#).
- YAN S Y, LI Y J, TIAN R, et al. Analysis of thermoelectric output characteristics of Fresnel concentrating PV/T system [J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2018, 39(6): 1552-1558. DOI: [10.19912/j.0254-0096.2018.06.010](#).
- [30] 梁政, 魏震波, 孙舟倍, 等. 光热发电商参与下的电力现货市场均衡分析 [J]. *电力建设*, 2022, 43(1): 122-131. DOI: [10.12204/j.issn.1000-7229.2022.01.014](#).
- LIANG Z, WEI Z B, SUN Z B, et al. Analysis of the equilibrium of electricity spot market with the participation of CSP [J]. *Electric power construction*, 2022, 43(1): 122-131. DOI: [10.12204/j.issn.1000-7229.2022.01.014](#).

作者简介:



孙丽平（第一作者，通信作者）

1991-, 女, 工程师, 博士, 主要从事新能源技术经济、风电技术、光伏技术、能源转型发展战略研究方面的工作 (e-mail)
20042798@chnenergy.com.cn

(责任编辑 孙舒)

广 告

- | | |
|----------------------------|----|
| 封面图片:绿水青山新动能——重力储能点亮“两山”之路 | 封一 |
| 重力储能托起零碳未来 | 封二 |
| 《南方能源建设》入选“广东省高质量科技期刊建设”项目 | 封三 |
| 《南方能源建设》期刊最美封面 | 封四 |