

机械设备行业专题报告

光热发电专题：新型电力系统重要构成，未来光电建设中坚力量

方正证券研究所证券研究报告

分析师

李鲁靖 登记编号：S1220523090002

赵璐 登记编号：S1220524010001

郭彦辰 登记编号：S1220523110003

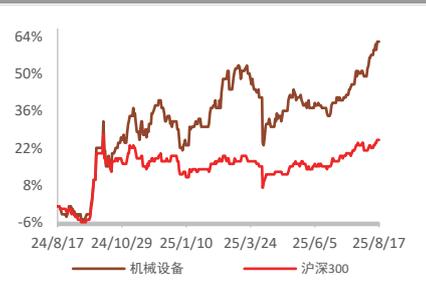
张其超 登记编号：S1220524090002

行业评级：推荐

行业信息

上市公司总家数	624
总股本(亿股)	4,368.70
销售收入(亿元)	8,880.42
利润总额(亿元)	803.91
行业平均 PE	257.32
平均股价(元)	26.74

行业相对指数表现



数据来源：wind 方正证券研究所

相关研究

《无人车专题：政策松绑商业化快速推进，无人物流有望率先放量》2025.08.03

《各国开启“军备竞赛”，关注多种技术路径聚变装置投资及技术进展》2025.07.11

《场反位形装置拆解及成本构成》2025.06.21

《智能养老机器人提速在即，持续看好具身智能场景应用落地》2025.06.08

光热发电可以实现连续、稳定、可调度的高品质电力输出，而熔盐储能是弃光弃风应用的重要手段。①光热发电利用大量反射镜以聚焦收集太阳直射光，加热工质并进行储存，再利用高温工质产生高温高压的蒸汽，驱动汽轮发电机组发电。②而熔融盐储能系统具备填峰调谷的作用，既可通过光热系统给其充热、储热，也可将网上峰值电力转化为热能存储发电，建设熔盐储能不仅可以支持光热发电系统，还可以与其他风电/光电/废热系统协同工作。目前光热发电/熔盐储能均在初步商业化阶段，未来前景广阔。

塔式熔盐储能光热发电因其较高的系统效率、较大的成本下降空间，成为最主流的光热发电技术。太阳能热发电站一般由集热系统、储热换热系统和热-功-电转换系统三部分组成，集热系统按结构分一般有塔式、槽式、线性菲涅尔式、碟式等主流路线；而储热换热系统按材质分类，目前主流技术是第二代熔盐储能系统（第一代技术采用水/导热油），从技术上，塔式结构兼具高聚光比和更大的降本空间，是目前最优的技术路线。

从示范项目到市场化，光热发电在市场倒逼下有望持续降本。2016年我国启动了光热发电示范项目建设，以1.15元/千瓦时的固定电价政策，开启了国内光热发电规模化应用的尝试。首批示范项目最终有7个建成投运；2021年后中央财政不再补贴新能源发电，“光热+光伏/风电”多能互补模式兴起；随着各地新能源上网电价逐步市场化，目前各地机制电价为0.25-0.55元/kwh不等，光热发电也有望在市场作用倒逼下实现进一步的降本。

光热发电/熔盐储能的未来市场空间广阔，较多项目规划在途。①国内市场方面，截至2024年底我国各省/自治区在建/拟建光热项目超过8GW，过去几年光热储能处于建设初期，鉴于经济性等原因，实际建设规模有限，随着技术成熟、规模效应显现、经济性提升，我们保守估计，假设十五五期间光热发电+储能规划装机量延续3GW/年建设，按照140亿元/GW的投资计算，累计投资额将达到2100亿元。②国外市场方面，北非、拉美、中东、澳洲等地区环境接近我国西部地区，光照资源丰富，国内企业亦有较多出海建设光热电站的案例。光热发电/熔盐储能应用场景丰富，光热项目出口与熔盐储能项目国内单独配套，体量或接近国内光热发电应用场景。

度电成本：技术进步&规模化驱动度电成本持续下降，2030年有望达到0.43元/kwh。由于目前国内光热电站建成时间较短，建成项目亦存在较大降本空间，目前各测算口径得到的度电成本差异较大，但未来降本趋势非常明确，据2023年相关研究，塔式光热电站的度电成本可在2026年进一步降低至0.5287-0.5312元/kWh；而据我们采用25年线性折旧估算，若只考虑初始投资折旧，首批示范项目已有一个案例已经下降至约0.31元/kwh。由于光热电站实际具有更长的寿命，同时目前较多的技术&工程问题解决后，存在较大的降本空间，未来的度电成本有望进一步向市场化电价靠拢。

投资建议：聚光系统、吸热系统、储换热系统投资占整个电站投资的近70%，建议关注在储热换热领域具备较强壁垒的公司、相关总承包方以及定日镜部件提供商，重点关注西子洁能、蓝科高新，建议关注东华科技、中广核新能源，中国能建，川润股份。

风险提示：研发不及预期、项目批准不及预期、市场化电价波动风险

正文目录

1 光热发电/熔盐储能：新型电力系统重要构成，未来光电建设中坚力量	4
1.1 光热发电：提供连续、稳定、可调度的高品质电力供应，可配套多种电力系统使用	4
1.1.1 光热发电优势：提供更稳定的电力供应，发电量灵活可调	4
1.1.2 光热配套解决方案：融合其他新能源发电方式，提供稳定输出	6
1.1.3 火电机组改造与其他废热利用	9
1.2 集热器常见构型：塔式为国内主流，槽式为海外主流	9
1.2.1 构型介绍：聚光方式不同决定了不同构型，同时影响导热介质的选择	9
1.2.2 构型对比：塔式为技术上较优的构型，目前是国内主流	11
1.3 储能换热：介质持续迭代，工作温度升高推动转换效率提升	13
2 政策与市场空间：新能源电价逐步市场化，2030 光热市场或达千亿	14
2.1 政策梳理：新能源电价逐步市场化，光热发电有望进入独立核算	14
2.1.1 光热历史与政策：从示范探索到风光电一体化	15
2.1.2 电价市场化：光热逐渐走向市场化，未来有望进一步降本	16
2.2 市场空间：较多项目规划在途，十五五期间新增装机或达到 15GW	17
2.2.1 目前市场空间：我国在建/规划体量超过现存建成体量 9 倍，大量项目在途	17
2.2.2 未来空间：十五五期间新增装机量或达到 15GW	18
3 经济性研究：光热电站成本有望持续下降	20
3.1 度电成本：光热+熔盐储能的方案具备经济性优势，未来有望进一步降低	21
3.1.1 建设成本：只考虑初始投资折旧，度电成本已降至 0.3-0.6 元/kwh	22
3.1.2 运维成本：测算得到运维费用为 0.03-0.04 元/kwh 量级	23
3.2 降本路径：光热电站使用寿命长，具有持续技术降本空间	25
3.2.1 电站寿命：光热电站寿命长于光伏电站，单年折旧核算有望降低	25
3.2.2 规模化为主要降本方式，大容量电站有望带动度电成本下行	26
3.2.3 未来度电成本展望：十五五末期有望达到 0.43 元/kwh	26
4 核心公司梳理	27
5 公司介绍	28
5.1 西子洁能	28
5.2 蓝科高新	28
5.3 东华科技	28
5.4 中广核新能源	28
5.5 川润股份	29
6 风险提示	29

图表目录

图表 1: 青海中控德令哈 50MW 光热电站(塔式).....	4
图表 2: 太阳能热发电原理图 (塔式)	5
图表 3: 光热发电和光伏发电的区别	6
图表 4: 光热发电的优势梳理	6
图表 5: 光热型储能电站示意图	7
图表 6: 风光热储多能互补电站原理	8
图表 7: 源网荷储一体化电站原理	8
图表 8: 熔盐储能的其他利用方式	9
图表 9: 塔式光热发电原理	10
图表 10: 槽式光热发电原理	10
图表 11: 碟式光热发电原理	11
图表 12: 线性菲涅尔式光热系统原理.....	11
图表 13: 四种构型对比	12
图表 14: 国外光热发电的聚光构型占比 (截至 2024 年底)	12
图表 15: 国内光热发电的聚光构型占比 (截至 2024 年底)	12
图表 16: 现存示范项目梳理	13
图表 17: 太阳能热发电领域内储能换热所用介质发展技术路径.....	14
图表 18: 国家层面对光热发电的功能定位.....	15
图表 19: 光热电站在建项目较多的省份在 136 号文背景下相关应对和未来电价可能性.....	17
图表 20: 我国光热发电装机容量 (MW)	17
图表 21: 建成/在建/规划光热发电项目 (MW, 截至 2024)	17
图表 22: 全球光热发电装机容量 (MW)	18
图表 23: 全球新增光热发电装机容量 (MW)	18
图表 24: 各省份目前拟建和在建项目规模 (MW)	18
图表 25: 历年各发电方式增量发电 (亿千瓦时)	19
图表 26: 目前在建项目光热配比	19
图表 27: 我国储能项目装机结构 (2024 年)	20
图表 28: 中国储能投资额 (十亿美元)	20
图表 29: 不同光热电站的经济性分析 (研究完成于 2023 年)	21
图表 30: 不同储能方式的经济性对比研究 (单位: 元/kwh, 研究完成于 2023 年)	22
图表 31: 现有示范项目梳理 (截至 2024 年底)	22
图表 32: 成本拆分 (以 300MW/10 小时熔盐储热塔式光热电站为例, 课题时间 2023 年)	23
图表 33: 目前主要运行光热电站的度电成本 (单位: 元, 只考虑初始投资折旧)	23
图表 34: 光伏发电运维成本 (元/ (W·年))	24
图表 35: 运维成本估算 (元/kwh)	24
图表 36: 青海中控德令哈塔式光热电站历年发电量.....	25
图表 37: 首航高科敦煌塔式光热电站历年发电量.....	25
图表 38: 按 40 年折旧核算的光热发电示范项目度电成本 (单位: 元/kwh, 仅考虑初始投资)	26
图表 39: 主要集成商梳理	27
图表 40: 核心系统分类及代表公司梳理.....	27

1 光热发电/熔盐储能：新型电力系统重要构成，未来光电建设中坚力量

1.1 光热发电：提供连续、稳定、可调度的高品质电力供应，可配套多种电力系统使用

太阳能热发电，也称光热发电，是一种全新的太阳能利用方式，它利用大量反射镜以聚焦的方式将太阳直射光聚集起来，加热工质并进行储存，再利用高温工质产生高温高压的蒸汽，驱动汽轮发电机组发电。由于大规模储热系统的存在，太阳能热发电可以实现连续、稳定、可调度的高品质电力输出，以熔融盐储能系统为例，既可通过太阳能集热系统给其充热、储热，也可通过电加热系统将网上的峰值电力转化为热能存储发电，因而具备广阔的发展前景。

图表1：青海中控德令哈 50MW 光热电站(塔式)



资料来源：可胜技术官网，方正证券研究所

1.1.1 光热发电优势：提供更稳定的电力供应，发电量灵活可调

塔式熔盐储能光热发电因其较高的系统效率、较大的成本下降空间，成为最主流的光热发电技术。太阳能热发电站一般由集热系统、储热换热系统和热-功-电转换系统三部分组成，集热系统按结构分一般有塔式、槽式、线性菲涅尔式、碟式等主流路线；而储热换热系统按材质分类，目前主流技术是第二代熔盐储能系统（第一代技术采用水/导热油）；热-功-电转换系统即发电系统，与其他发电模式的典型模式没有明显差异，本质都是通过蒸汽驱动产生机械能，在构型上针对光热发电进行一些适配。

图表2: 太阳能热发电原理图 (塔式)



资料来源: 中国太阳能热发电行业蓝皮书, 方正证券研究所

对比目前主流的太阳能光伏发电模式, 太阳能热发电与太阳能光伏发电的主要差别如下:

- ①**发电原理:** 太阳能热发电利用集热装置将太阳辐射热能转化为热能, 驱动汽轮机发电, 是热转电的方式。太阳能光伏发电利用光伏电池板的光生伏打效应, 将光能直接转换为电能, 是光转电的方式。
- ②**技术成熟度:** 太阳能热发电技术尚处于商业化初期, 成本较高。光伏发电技术成熟, 已形成产业化。
- ③**使用范围:** 太阳能热发电适合大型化、规模化发展, 尤其在光照条件好的地区。光伏发电装置简单, 对光照要求较低, 更适合小型化、分散式利用。
- ④**并网难易:** 太阳能热发电输出电力稳定, 易于并网。光伏发电受日光照射强度影响较大, 并网难度较大。

由于上述特性, 光热发电能提供置信容量 100% 的电力供应, 而光伏发电的置信容量为 0, 即在电网最关键的尖峰负荷时刻, 光伏因自然特性无法提供稳定供电保障。总体而言, 光热发电目前处在初步商业化阶段, 初期建设成本较高, 需求土地面积较大/光照环境要求高, 但是胜在稳定, 可以输出置信容量高的电力供应。

图表3:光热发电和光伏发电的区别

对比维度	太阳能光伏发电	太阳能热发电
太阳辐照资源	总辐射 (GHI)	法向直射辐射 (DNI)
应用场景	站址不受地域限制、布置灵活、建设周期短、运维简单	站址受地域限制、系统复杂、建设周期长、运维要求高
出力特性	间歇性、波动性出力	输出电力稳定, 调节灵活, 可实现24h连续发电
调峰能力	需要调峰电源或储能电站	可根据电网负荷需求调峰
系统电压支撑能力	无法向电网提供短路容量支撑	作为同步发电机电源, 可为系统提供短路容量, 具备电压支撑能力
调频能力	频率支撑能力弱, 其间歇性、波动性出力可能会引发系统频率波动	可参与一次调频和二次调频, 并为系统提供转动惯量, 增强系统稳定性
谐波	并网逆变器产生谐波	基本不产生谐波
次同步振荡	易引发次同步振荡	作为同步发电机电源, 可抑制次同步振荡
应对极端天气发电	不能	可用天然气发电, 仅需备用天然气锅炉, 备用成本低
发电成本	低 (成熟商业化, 置信容量0)	较高 (商业化起步期, 发展快, 置信容量100%)

资料来源: 中国太阳能热发电行业蓝皮书, 方正证券研究所

图表4:光热发电的优势梳理

优势	内容
清洁低碳	太阳能热发电是清洁、低碳的绿色可再生能源发电技术, 全生命周期度碳排放仅为火电的1/50、光伏发电的1/6 , 具有良好的生态环境效益, 可以有效解决人类社会面临的气候变化问题, 助力碳达峰、碳中和目标的实现
自带储能	太阳能热发电 自带大规模、低成本储能系统, 实现了太阳能收集与发电过程的解耦 , 从而克服了阳光资源的间歇性、波动性特征, 发电不再“看天吃饭”, 可以作为基础负荷全天候24小时连续、稳定、可靠的发电, 为以新能源为主体的新型电力系统提供电力供应保障。
灵活可调	太阳能热发电的出力具备优异的调节能力, 其调节深度与速度甚至优于常规火电机组 , 可以作为重要的调节电源, 为风电、光伏提供调峰服务, 促进风电、光伏等随机性、波动性电源的消纳。
电网支撑	太阳能热发电采用与常规火电机组相同的同步发电装置, 具备转动惯量和无功功率, 可为电网的频率稳定、电压稳定、同步稳定提供支撑 , 保障电网的安全稳定运行。

资料来源: 可胜技术官网, 方正证券研究所

1.1.2 光热配套解决方案: 融合其他新能源发电方式, 提供稳定输出

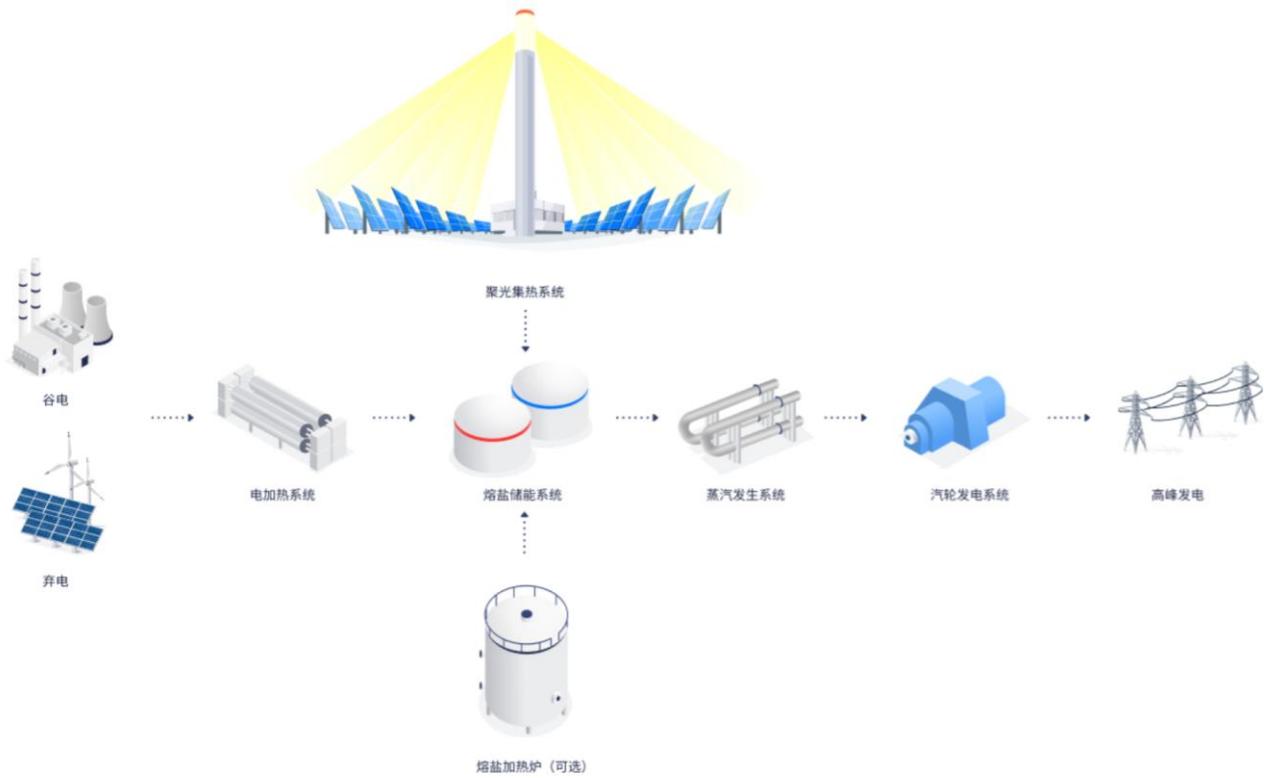
光热发电由于具备较强的稳定性, 可以与其他不稳定的发电方式如风电、光电结合, 形成稳定电力供应。

①光热储能电站

光热型储能电站是一种新型储能电站, 兼具储能发电和吸收废电的功能。它是以电制热装置作为储能输入, 以高温熔盐作为储能介质, 以聚光集热系统作为能量补充, 以汽轮发电机组作为电能输出的安全、高效、低成本的新型储能电站。电站具有镜场规模小、储能规模大(GW级)、储能时间长(4-12小时)、系统效率高等主要特点, 并且通过并联配置多对熔盐储罐, 可轻易实现大规模(10GWh级)的储能, 适宜建设为电网侧、发电侧的大规模储能电站或共享储能电站。

运行模式上，在用电低谷时段或光伏、风电等出现弃电时，通过电制热加热熔盐至 565℃，将多余的电能转换为热能并进行存储，同时通过聚光集热系统，利用太阳能直接辐射能量加热熔盐，以弥补热-电转换过程的能量损失，提高充放电效率。在用电高峰时段，利用高温熔盐通过蒸汽发生系统与水进行热交换，产生过热蒸汽并驱动汽轮发电机组发电，在其余时段，光热熔盐储能电站可以以低负荷运行，提供自身厂用电的同时，为电网提供转动惯量和无功功率支撑，保障高比例新能源电网的安全稳定运行。

图表5:光热型储能电站示意图

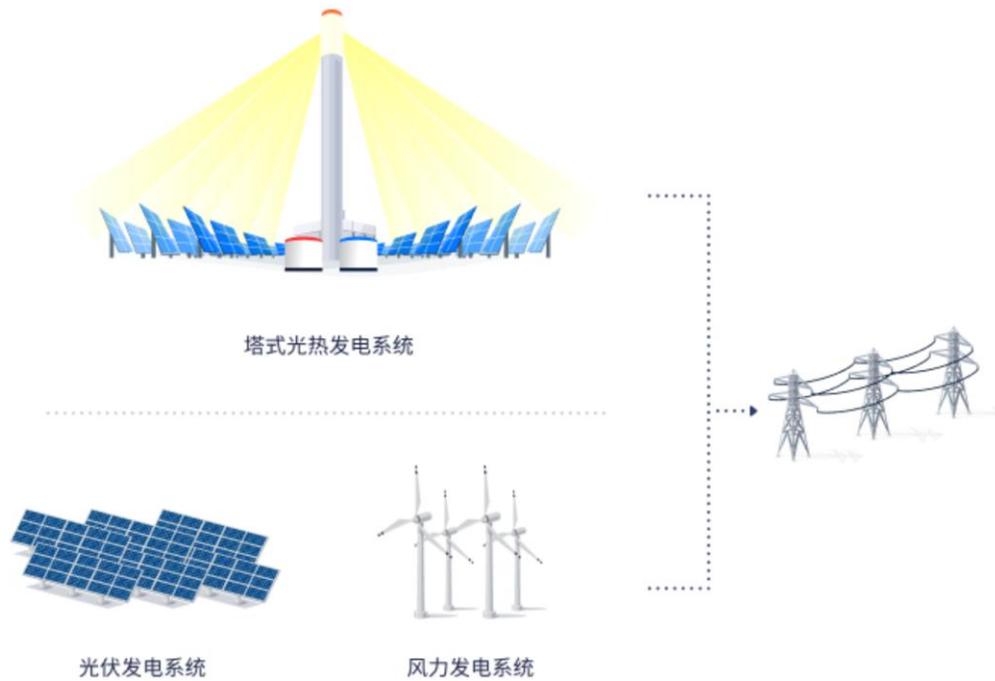


资料来源：可胜技术官网，方正证券研究所

②风光热储多能互补电站

风光热储多能互补电站在运行过程中，光伏、风电机组负责提供主要的低碳电量，光热机组负责提供低碳调峰电量及长时间储能服务；在光伏、风电高发期间，光热机组仅储存能量，发电机组停机或低负荷运行；光伏、风电出力不足时，光热机组利用熔盐储能系统实现满负荷发电，最大程度满足高峰时段的用电需求；光热机组可利用储能系统将光伏、风电的弃电进行存储，降低光伏、风电弃电率。风光热储多能互补电站可以联合调度，作为一个完整的系统对外供电。

图表6: 风光热储多能互补电站原理

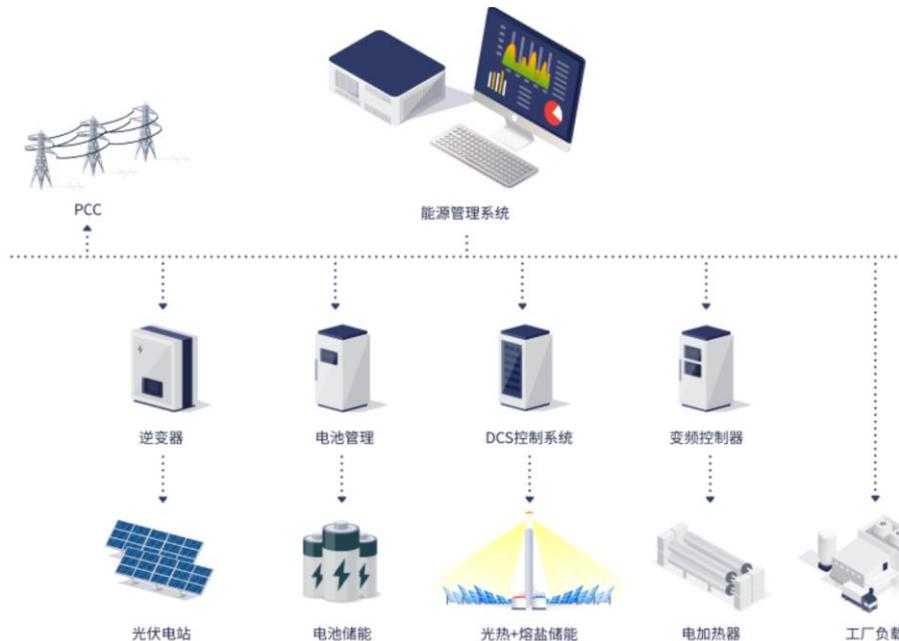


资料来源: 可胜技术官网, 方正证券研究所

③源网荷储一体化电站

源网荷储是指电力系统的电源、电网、负荷和储能，通过四个主体的耦合调度，可实现能源资源最大化利用。储能型光热发电在源网荷储一体化电站中的电源侧、电网侧、储能侧均扮演了重要角色，推动低碳、稳定、安全的源网荷储一体化项目落地。光热发电在电源侧提供清洁低碳电量（热量），在电网侧提供调峰、调频、安全保障等资源，在储能侧提供低成本、大容量、高安全的熔盐储能，实现电负荷和热负荷的稳定供应。

图表7: 源网荷储一体化电站原理



资料来源: 可胜技术官网, 方正证券研究所

1.1.3 火电机组改造与其他废热利用

单独的熔盐储能系统还可以用于火电机组改造以及其他园区、工业等领域的余热利用，整体原理较为类似，利用熔盐系统收集余热，再统一转化为输出可控的电力供应。对于火电机组而言，可以实现超低负荷上网（最低零负荷），显著提高现役火（热）电机组调峰深度及调频性能，对于其他行业而言，可以显著提升能量利用效率。

图表8:熔盐储能的其他利用方式



资料来源：可胜技术官网，方正证券研究所

1.2 集热器常见构型：塔式为国内主流，槽式为海外主流

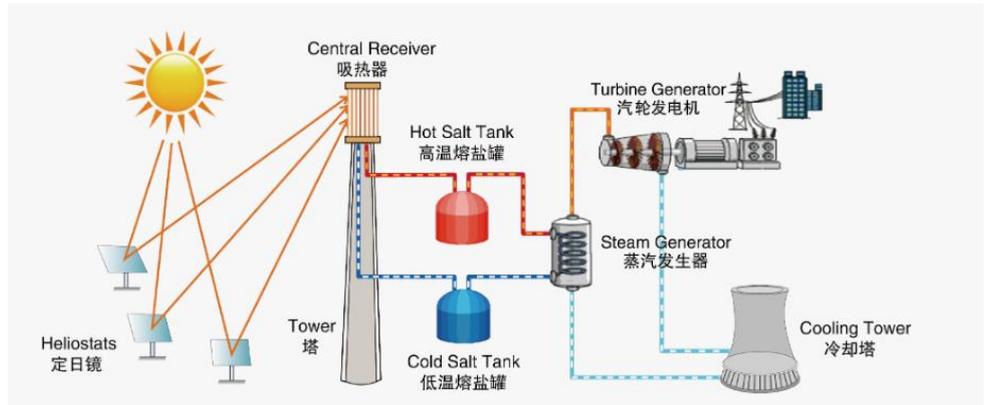
太阳能集热场的**光学聚光比**是影响集热温度和集热效率的最主要指标，主要受到**构型影响**。光学聚光比是指聚集到吸热器采光口平面上的平均辐射功率密度 (kW/m^2) 与进入聚光场采光口的太阳法向直射辐照度之比 (kW/m^2)。一般来讲，聚光场的聚光比越大，太阳能热发电系统可实现的集热效率就越高，整个系统的发电效率也就越高。碟式-斯特林太阳能热发电系统的聚光比最高，在 600-3000 之间，塔式太阳能热发电系统的聚光比在 300-1000 之间，线性菲涅尔式太阳能热发电系统的聚光比在 150 以下，而槽式太阳能热发电系统的聚光比在 80-100 之间。

1.2.1 构型介绍：聚光方式不同决定了不同构型，同时影响导热介质的选择

①塔式

塔式太阳能热发电系统为点式聚焦集热系统，利用大规模自动跟踪太阳的定日镜场阵列，将太阳光精准反射到吸热器上，加热吸热器内流动的工质（熔盐）到 500°C 以上，将高温的熔盐进行储存，再通过高温熔盐与水进行热交换，产生高温高压的蒸汽，推动汽轮机发电机组发电。

图表9:塔式光热发电原理

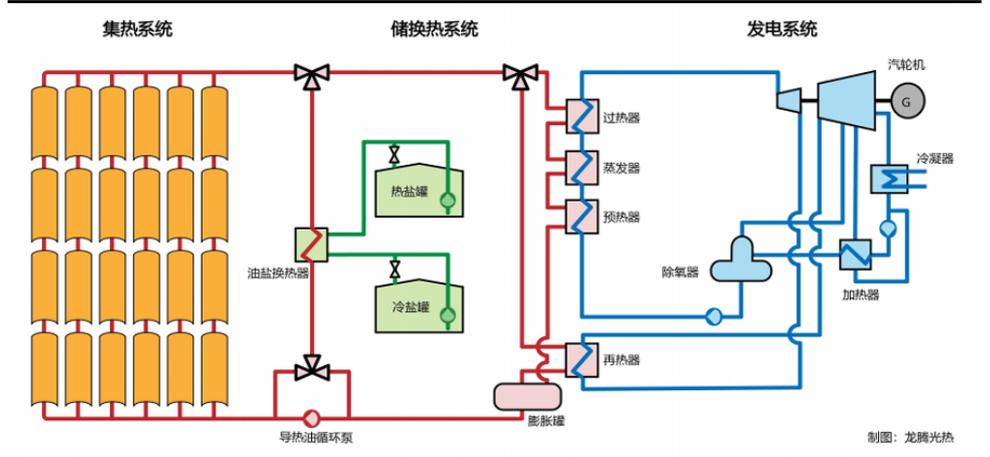


资料来源：首航高科官网，方正证券研究所

②槽式

槽式太阳能热发电系统利用槽式抛物面聚光镜将太阳光聚焦到位于焦线处的集热管上，将集热管内保持流动的传热流体(如导热油)加热到约400℃，高温传热流体通过蒸汽发生系统产生高温高压的蒸汽推动汽轮发电机组发电。

图表10:槽式光热发电原理

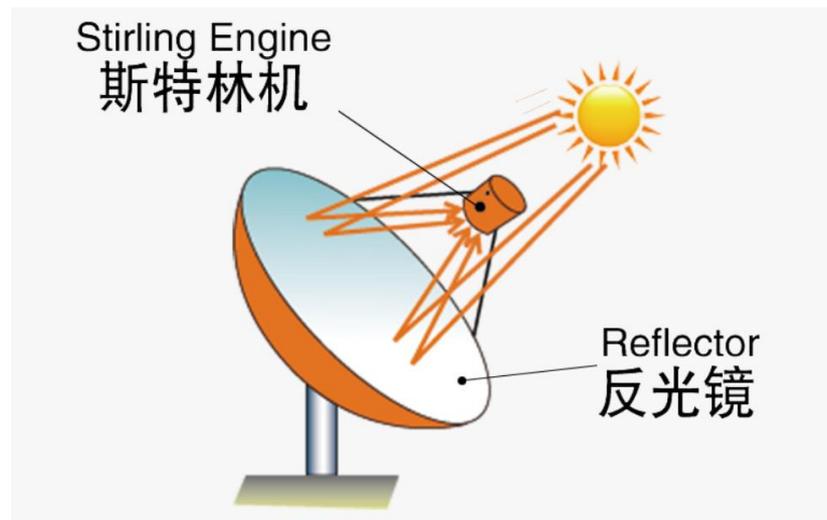


资料来源：龙腾光热，中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

③碟式

碟式太阳能热发电系统是利用碟式聚光器将太阳光聚集到焦点处的吸热器上，通过斯特林循环或者布雷顿循环发电的太阳能热发电系统。系统主要由聚光器、吸热器、斯特林或布雷顿热机和发电机等组成。通常碟式聚光器的光学聚光比可以达到600~3000，吸热器工作温度可以达到800℃以上，系统峰值光-电转化效率可以达到29.4%。碟式太阳能热发电系统通过驱动装置，驱动碟式聚光器像向日葵一样双轴自动跟踪太阳，碟式聚光器的焦点随着碟式聚光器一起运动，没有余弦损失，光学效率可以达到90%。

图表11:碟式光热发电原理

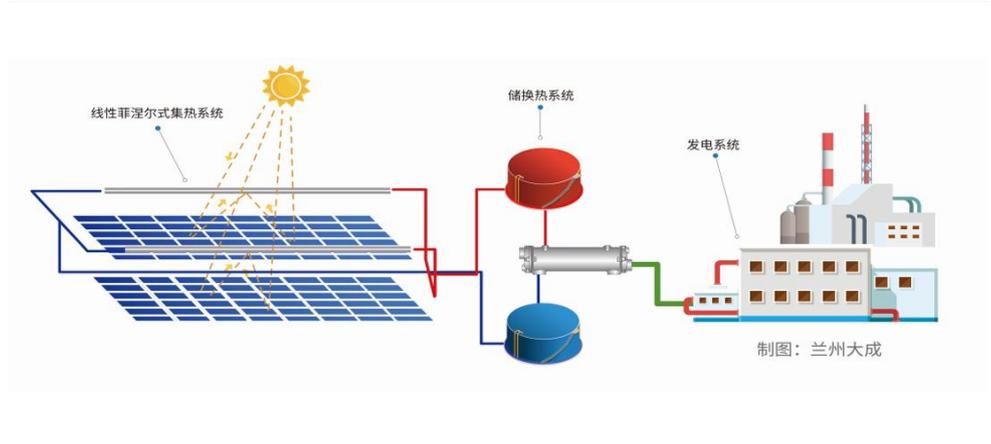


资料来源：首航高科官网，方正证券研究所

④线性菲涅尔式

熔融盐线菲式太阳能热发电系统由菲涅尔集热器、高低温熔融盐储罐、蒸汽发生器和汽轮发电机组等部分组成。菲涅尔集热场由一次聚光器、二次聚光器和吸热管组成。其基本运行模式是布置紧凑的多列反射镜构成类弧面结构，通过自动跟踪的一次聚光器将太阳直射辐射汇聚至上方的二次聚光器，太阳辐射通过两次反射聚集在真空吸热管表面，加热管内的熔融盐存储于高温熔融盐储罐中。

图表12:线性菲涅尔式光热系统原理



资料来源：兰州大成，方正证券研究所

1.2.2 构型对比：塔式为技术上较优的构型，目前是国内主流

塔式构型是目前技术上较优的构型。尽管碟式构型的单体效率最高，但是碟式设备是小型化设备，通常采用斯特林发动机，无法利用大规模熔融盐系统，若要规模化则会面临系统串联的难题；而槽式和线性菲涅尔式的导热通道和反射镜是集成在一起的，聚光比低，单独优化难度相对更高，因此，从技术上，塔式结构兼具高聚光比和更大的降本空间，是最优的技术路线。

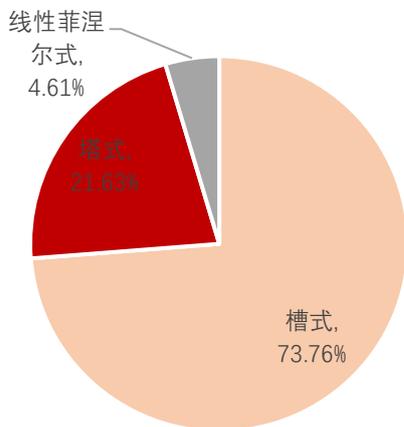
图表13: 四种构型对比

	塔式	槽式	碟式	线性菲涅尔式
聚焦方式	点聚焦	线聚焦	点聚焦	线聚焦
储热介质	熔盐	导热油/熔盐	气体	熔盐
降本空间	大	较大	非主流	非主流
单体占地	大	大	小	大
聚光比	300-1000	80-100	600-3000	150以下
工作效率	高	中	最高	低

资料来源：方正证券研究所梳理

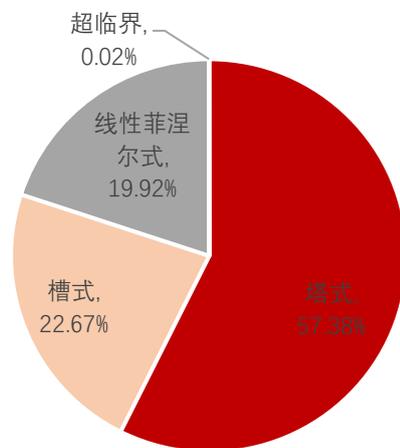
国内光热发电以塔式为主，该构型占地面积相对更大，聚光比更高。截至2024年底，在中国光热发电累计装机中，熔融盐塔式约占57.38%，导热油槽式约占22.67%，熔融盐线性菲涅尔式（简称线菲式）约占19.92%，超临界二氧化碳约占0.02%。全球光热发电累计装机中，塔式约占21.63%，槽式约73.76%，线菲式约4.61%。国外以槽式为主，主因早期的商业化光热电站采用该构型，而银行等金融机构在授信时要求可参照案例，因此该构型目前依然是主流。

图表14: 国外光热发电的聚光构型占比（截至2024年底）



资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

图表15: 国内光热发电的聚光构型占比（截至2024年底）



资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

图表16: 现存示范项目梳理

名称	并网时间	构型	储热介质	集热场面积 (万平方米)	工作温度 (摄氏度)
中广核德令哈槽式太阳能热发电站	2018年6月	槽式	二元硝酸盐	62	393 (导热油)
首航高科敦煌塔式光热电站	2018年12月28日	塔式	二元硝酸盐	138	565 (二元熔盐)
青海中控德令哈塔式光热电站	2018年12月30日	塔式	二元硝酸盐	54.27	565 (二元熔盐)
兰州大成敦煌熔融盐线菲式光热电站	2019年12月	线菲式	二元硝酸盐	121	290-550 (熔盐)
中电建共和塔式光热电站	2019年9月19日	塔式	二元硝酸盐	60.03	565 (二元熔盐)
中电哈密塔式光热电站	2019年12月30日	塔式	二元硝酸盐	70	565 (二元熔盐)
中船新能乌拉特槽式光热电站	2021年7月	槽式	二元硝酸盐	115	393 (导热油)
鲁能格尔木多能互补工程塔式光热电站	2019年9月19日	塔式	二元硝酸盐	61	565 (二元熔盐)

资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

1.3 储能换热：介质持续迭代，工作温度升高推动转换效率提升

储能换热介质的主要商业化的前沿技术为第二代熔盐储能技术。下图是太阳能光热产业技术创新战略联盟所提供的的一个历史技术路径图，绘制于2004年，但基本与目前实际情况符合，图中黄色为示范级技术，黄色上部为实验室技术，黄色下部为商业化技术，图中温度为集热器温度，介质指吸热器吸热介质，图中效率为设计点光到电的全系统效率。按照技术路径的预测规划，2024年第一代和第二代技术可达1000MW级，而实际在2024年下半年启动的项目单机不低于200MW，鼓励350MW技术。目前吸热介质800°C的第四代太阳能热发电已经开始落地，技术上超临界二氧化碳太阳能热发电在2024年发电，功率为0.2MW。

储能换热技术和工程未来发展的主要核心方向为提升工作温度。光热发电需要将光能转化为热能，再将热能转化为机械能，其中第一步的理论极限可以接近100%，但第二步的效率极限受到理论约束。根据热力学第二定律的核心推论（即卡诺定理），在任何热机中，热能转化为机械能的效率上限，仅取决于高温热源与低温热源的绝对温度，因此高温介质的温度越高，热能/机械能的转化效率也就越高。由于现实工程中存在热损失，也需要考虑材料的承受能力，系统的稳健性等因素，每一代储热换能介质均有一个适合的工作温度区间，系统整体转化效率受到工作温度的制约。

图表17: 太阳能热发电领域内储能换热所用介质发展技术路径

	第一代	第2代	第3代	第4代
效率	12%	20%	30%	35%
温度	230-430°C	375-530 °C	650-950 °C	800-1100 °C
介质	水/导热油	硝酸盐/液态金属	空气/泡沫陶瓷	碳酸/氯化熔盐/颗粒
	→			
2006-2010	1MW 示范	0.1MW 实验室	1MWt 实验室	0.02M Wt 概念设计
2011-2015	10MW 示范	10MW 示范	5MWt 示范	1MWt 实验室
2016-2020	100-1000MW 商业化	100MW 商业化	1MW 示范	10MWt 示范
2021-2025		1000MW 商业化	5MW 示范	1MW 示范
2026-2030			100MW 商业化	10MW 商业化

资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

2 政策与市场空间：新能源电价逐步市场化，十五五新增装机或达到15GW

2.1 政策梳理：新能源电价逐步市场化，光热发电有望进入独立核算

国家政策维度，自十四五以来，国家频繁出台相关政策，对光热发电相关产业进行鼓励。目前，光热发电行业处在市场化的关键阶段，国家明确提出了“十四五”期间力争全国光热发电每年新增开工规模达300万千瓦（3GW）的目标，并配套风光大基地建设。这一目标旨在通过规模化降低单位成本，提升光热在新能源体系中的调峰作用。同时，政策还鼓励光热技术应用于油田开采、压缩空气储能等领域，推动复合型储能发展。此外，价格与补贴机制的优化也为光热发电的经济竞争力提供了保障，据证券时报相关报道，预计至“十四五”末期，电价可能降至0.7—0.8元/千瓦时，2030年降至0.5元/千瓦时。

图表18: 国家层面对光热发电的功能定位

文件	时间	发文部门	内容
《“十四五”可再生能源发展规划》	2022年6月1日	国家发改委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房城乡建设部、农业农村部、气象局、林草局等部门	有序推进长时储热型太阳能热发电发展。 在青海、甘肃、新疆、内蒙古、吉林等资源优质区域发挥太阳能热发电储能调节能力和系统支撑能力，建设 长时储热型太阳能热发电项目 ，推动太阳能热发电与风电、光伏发电基地一体化建设运行，提升新能源发电的稳定性可靠性。发展光热发电能够保障可再生能源消纳、促进可再生能源更大规模接入电网。
《国家能源局综合司关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》	2023年3月	国家能源局	充分认识光热发电规模化发展的重要意义，光热发电兼具调峰电源和储能的双重功能，可以在电力系统中提供长周期的调峰能力和转动惯量，具备在部分区域作为调峰和基础性电源的潜力。此外，光热发电产业链长，能够带动多个传统和新兴产业的发展，成为我国新能源产业新的增长点， 鼓励有条件的省份和地区尽快研究出台财政、价格、土地等支持光热发电规模化发展的配套政策，提前规划百万千瓦、千万千瓦级光热发电基地，率先打造光热产业集群。
《中共中央 国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	2024年7月31日	国务院	科学布局抽水蓄能、新型储能、 光热发电 ，提升电力系统安全运行和综合调节能力。
《中华人民共和国能源法》	2025年1月1日	国家法律	国家推进风能、太阳能开发利用，坚持集中式与分布式并举，加快风电和光伏发电基地建设，支持分布式风电和光伏发电就近开发利用，合理有序开发海上风电， 积极发展光热发电

资料来源：国家发改委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房城乡建设部、农业农村部、气象局、林草局等部门，方正证券研究所

2.1.1 光热历史与政策：从示范探索到风光电一体化

①光热 1.0 阶段（2016—2020 年）：首批示范项目的产业化探索

2016 年，在国家能源局的推动下，我国启动了光热发电示范项目建设，以 1.15 元/千瓦时的固定电价政策，开启了国内光热发电规模化应用的尝试。首批示范项目中，最终有 7 个示范项目建成投运，分别为 4 个熔盐塔式项目、2 个导热油槽式项目、1 个线性菲涅尔式项目。这批项目建成后的实际运行表现虽然参差不齐，但成功验证了在我国西北地区建设并运行光热电站的可行性，初步构建起光热发电的产业链，推动相关技术规范体系和设计标准逐步建立，基本达到了国家能源局既定的示范目标。

2020 年 1 月，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，全面停止新能源补贴电价政策，明确提出新增光热发电项目不再纳入中央财政补贴范围，尚在产业化初期的光热发电直接进入无补贴时代，产业发展也因此陷入停滞。

②光热 2.0 阶段（2021—2024 年）：风光热储协同发展

2021 年后，随着“双碳”目标的深入推进，风电、光伏装机规模快速增长，光热发电的调峰价值因而被重新审视，“光热+光伏/风电”多能互补模式兴起，即由一个项目主体按一定配比同步建设光热、风电、光伏项目，统一平价上网。其内在逻辑是利用光热发电提供调节能力，依靠风电、光伏的低成本优势平衡光热发电较高的建设成本，从而确保项目整体经济性。截至 2025 年上半年，全国建成、在建、推进中的“光热+”项目超 50 个，光热部分总装机规模超 5G 瓦，实质性开工的项目中采用塔式熔盐技术路线的占比超过 80%。

2021 年后建设的光热电站项目，更多是为了获取新能源指标而配套的。2022 年起建设的第二批光热示范项目定位发生了显著变化。一方面，没有独立电价，

需遵循国家可再生能源相关政策；另一方面，其主要功能转变为获取新能源指标，但光热电站的发电成本和价值不能较好地体现。

③光热 3.0 阶段（2024 年往后）：光热电站逐步具备独立市场化可能性

在光热电站的历史发展过程中，早期项目的度电成本随着技术进步不断下降，逐渐具备独立经济核算的可能性。以青海为例，青海省在制定 136 号文（发布于 2025 年 1 月 17 日）实施细则时，将独立光热电站作为一种单独的技术类别，明确在其设计运行寿命内的机制电价按照 0.55 元/千瓦时执行，据青海电力局 2025 年 8 月购电价格表，平时段下单一制（即居民等主体）用电价格为 0.48-0.50 元/kwh 左右，0.55 元/千瓦时的光热电价略高于青海省夜间自外省购电加上输配电的成本，该政策有望助力光热电站技术进一步发展，相关项目进一步规模化。

2.1.2 电价市场化：光热逐渐走向市场化，未来有望进一步降本

党的二十届三中全会提出，完善主要由市场供求关系决定要素价格机制，推进能源等领域价格改革，完善绿色低碳发展机制，建设全国统一电力市场。2025 年 1 月底，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（136 号文），提出推动新能源上网电价全面由市场形成，建立新能源可持续发展价格结算机制，要求各省在 2025 年底前出台并实施具体方案。整体 136 号文件有如下核心机制：

存量项目（2025 年 6 月 1 日前投产）：机制电价衔接现行煤电基准价，保障电量按“非市场化比例”衔接，执行期限延续全生命周期或 20 年。

增量项目（2025 年 6 月 1 日后投产）：机制电价通过竞价确定（上限不高于煤电基准价），保障电量动态调整，执行期限按投资回收期（10-14 年）。

差价结算：市场价低于机制电价时补差价，高于时退回差额，纳入系统运行费用。

从地方应对来看，青海在 2024 年底针对光热推出的独立上网电价，是各地能给出的最高价格，青海作为目前在建项目最多的省份，给予了相当大的支持。其他省份的机制电价较低，但是光热发电场在建成后仍然有较大的降本空间（下一章会详细论述），未来在市场化电价的倒逼下，电价成本有望进一步下行，与市场接轨。

图表19:光热电站在建项目较多的省份在136号文背景下相关应对和未来电价可能性

省份	存量项目 (2025年6月1日前)	增量项目 (2025年6月1日后)
甘肃	存量光热发电项目自2026年1月1日起入市交易, 新能源进入电力市场交易后, 对纳入机制的电量, 由国网甘肃省电力公司按月开展差价结算, 机制电价为 0.3078元/千瓦时	每年安排一定规模机制电量并制定竞价上下限, 机制电价在竞价区间内集中竞价、边际出清形成, 执行期限12年。竞价下限将参考新能源发电成本设定, 确保机制内电量获得保本以上收益
新疆	区分补贴项目和平价项目。其中, 补贴项目机制电价0.25元/千瓦时 、机制电量比例为其上网电量的30%; 平价项目机制电价0.262元/千瓦时 、机制电量比例为其上网电量的50%	机制电价需通过竞价形成, 竞价区间暂定0.150元/千瓦时—0.262元/千瓦时 , 机制电量比例暂为其上网电量的50%。
青海	独立光热示范项目 0.55元/千瓦时 的上网电价, 全电量纳入机制	(关于青海省光热发电上网电价政策的通知)
内蒙	相关新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例, 但不得超过上一年, 机制电价为蒙西煤电基准价(0.2829元/千瓦时): 执行固定电价的新能源项目上网电量的机制电价仍按照原核定电价确定	暂不安排新增纳入机制的电量 , 后续根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况, 以及用户承受能力等因素, 结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。若后续年度安排纳入机制的电量, 可按年度组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与, 通过竞价形成

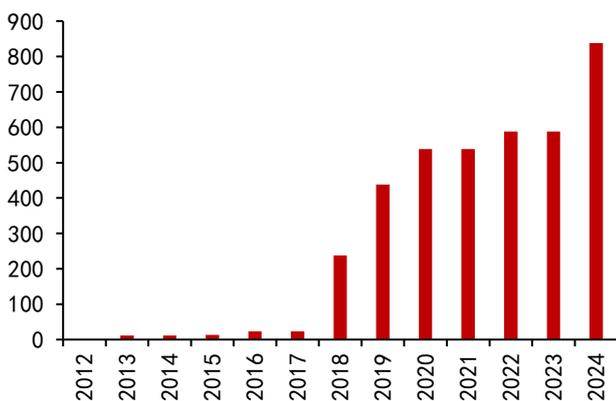
资料来源: 甘肃、新疆、内蒙、青海发改委, 方正证券研究所

2.2 市场空间: 较多项目规划在途, 十五五期间新增装机或达到 15GW

2.2.1 目前市场空间: 我国在建/规划体量超过现存建成体量 9 倍, 大量项目在途

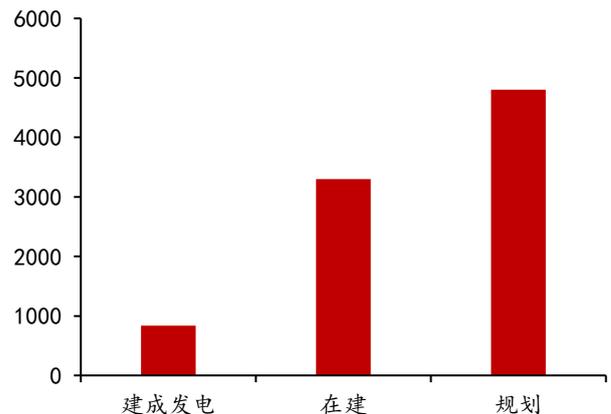
光热发电的未来市场空间广阔, 较多项目规划在途。根据国家太阳能光热联盟统计, 截至 2024 年底, 我国光热发电领域建成发电装机 838.2MW, 其中熔融盐塔式 481MW, 导热油槽式 191MW, 熔盐线菲式 166MW, 超临界二氧化碳太阳能热发电 0.2MW(全球首座第四代太阳能热发电系统); 而在建装机 3300MW, 包含 34 个项目, 同时规划装机 4750MW-4800MW, 包含 37 个项目。

图表20: 我国光热发电装机容量 (MW)



资料来源: 中国太阳能热发电行业蓝皮书, 方正证券研究所

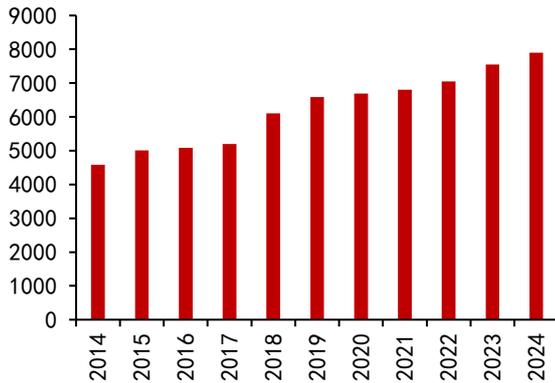
图表21: 建成/在建/规划光热发电项目 (MW, 截至 2024)



资料来源: 中国太阳能热发电行业蓝皮书, 方正证券研究所

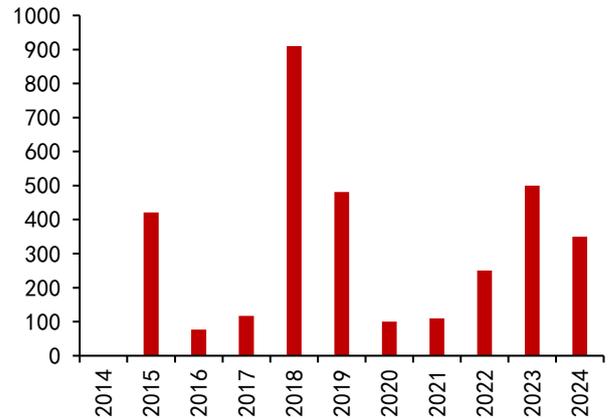
2024 年底, 全球光热发电累计装机容量达 7900.2MW(含美国上个世纪 80 年代建设目前已退役的 8 座槽式电站, 总装机容量 274MW, 最长运行时间超过 30 年)。

图表22:全球光热发电装机容量 (MW)



资料来源:中国太阳能热发电行业蓝皮书,方正证券研究所

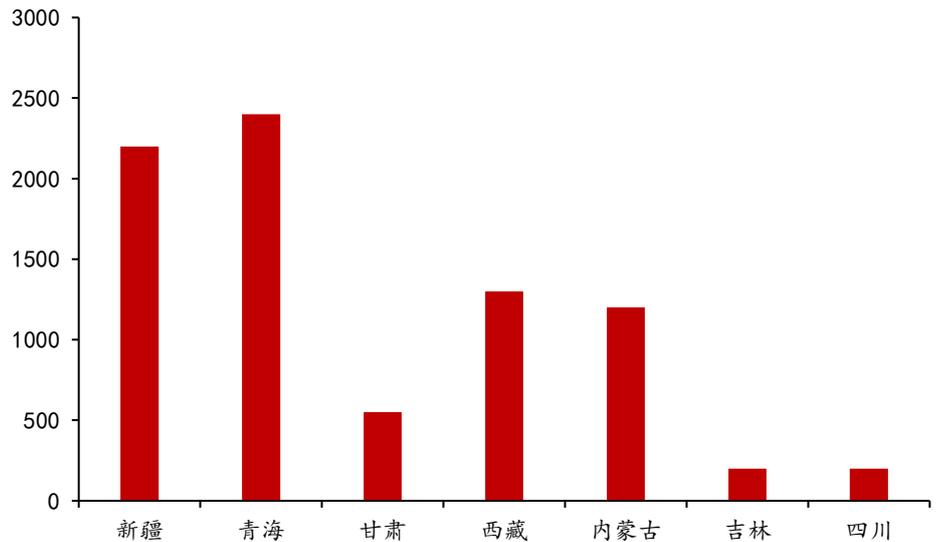
图表23:全球新增光热发电装机容量 (MW)



资料来源:中国太阳能热发电行业蓝皮书,方正证券研究所

目前主要新增光热发电站分布于青海、西藏等地。据国家太阳能光热联盟梳理统计,截至2024年底,我国各省和自治区在建(列入政府名单)光热发电项目约34个,总装机容量3300MW,预计多数将于2025年完成建设;拟建(列入政府名单)光热发电项目37个,总装机容量4750-4800MW。

图表24:各省份目前拟建和在建项目规模 (MW)

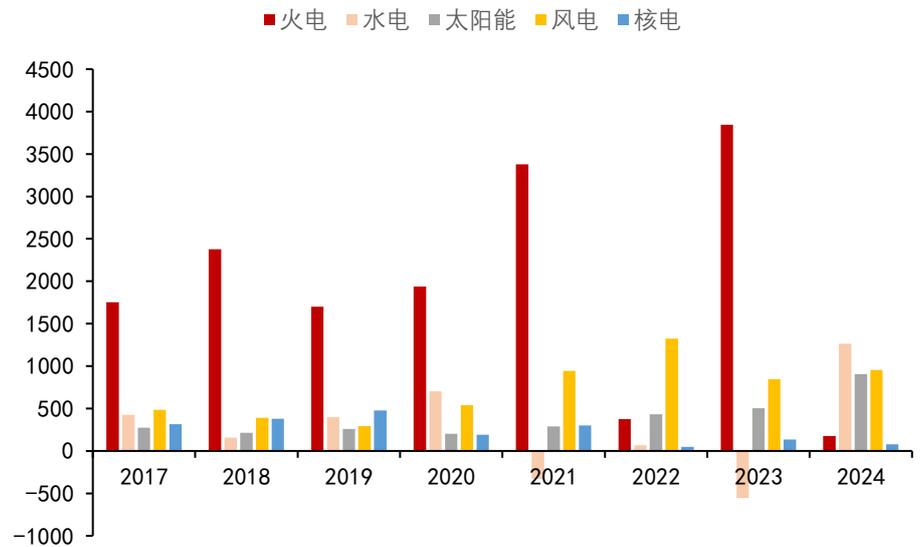


资料来源:国家太阳能光热联盟,方正证券研究所

2.2.2 未来空间:十五五期间新增装机量或达到15GW

风电光电作为不稳定电源,需要配套相应的蓄能系统,2030年需求空间大。据全球能源互联网发展合作组织相关研究,2030年,预计我国电源总装机38亿千瓦,其中清洁能源装机25.7亿千瓦,占比67.5%,清洁能源发电量5.8万亿千瓦时,占比52.5%,煤电装机10.5亿千瓦,风、光装机分别为8亿、10.25亿千瓦。2024年,火电发电量已经几乎停止新增,未来新能源发电有望成为新增电量的主要贡献。

图表25: 历年各发电方式增量发电 (亿千瓦时)



资料来源: Wind, 方正证券研究所

目前新增风光项目较多会配套光热一体化。在去补贴以及国家以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点, 加快推进大型风电、光伏发电基地建设的新形势下, **光热发电以风光一体化项目形式建设**。光热电站的系统配置, 考虑在满足装机规模储能时长、系统设备安全性等要求前提下降低初投资。与国家第一批光热发电示范项目相比, 目前大多数光热+新能源电站项目均配备了大容量的电加热器, 用于吸纳光伏和风电的弃电: 光热电站在电力系统中的功能发生了变化, 由此前的“能发尽发”的独立电源调整为“储能调峰”, 储能时间也按照项目需求优化为8小时左右, 聚光系统规模比第一批示范项目减少, 等效年利用小时数较低。

图表26: 目前在建项目光热配比

项目	总额 (万kw)	光热比例 (万kw)
国家能源集团龙源电力 10 万千瓦光热+48 万千瓦风电 +12 万千瓦光伏项目	70	10
中广核新能源青海德令哈光储热一体化200 万千瓦(光热 20 万千瓦)项目	200	20
中广核吉西基地鲁固直流白城 140 万千瓦外送项目 1-1(100MW 光热)工程	140	10
哈密北 90 万千瓦光伏发电 +10 万千瓦光热发电项目	100	10
国投若羌县 10 万千瓦光热储能配套 90 万千瓦光伏市场化并网发电项目	100	10
中国电建若羌县 10 万千瓦光热(储能)+90 万千瓦光伏示范项目	100	10
新华水力发电有限公司博州 10 万千瓦储热型光热配建 90 万千瓦新能源项目	100	10
西藏开投安多县土硕 100MW 光热+800MW 光伏一体化项目	90	10
恒基伟业(三峡集团)瓜州 “10 万千瓦光热 +20 万千瓦光伏 +40 万千瓦风电项目	70	10

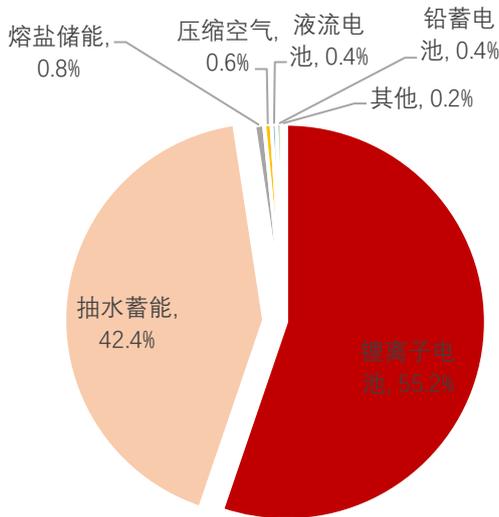
资料来源: 中国太阳能热发电行业蓝皮书, 方正证券研究所

目前储能项目并未完全适配风光电需求。据 CNESA 数据, 截至 2024 年底, 累计电力储能装机达到 137.9GW, 同比+59.9%, 新型储能装机规模(78.3GW)首次超过抽水蓄能(58.5GW), 同期, 风电装机 521GW、太阳能装机 887GW。由于我国储能投资从 2022 年左右开始才进入发展快车道, 目前储能装机和风光电装机并不完全匹配。

以南瑞支撑河北丰宁抽水蓄能电站为例, **总装机规模达 360 万千瓦 (3.6GW)**, 双向调节能力达到 720 万千瓦, 设计年发电量 66 亿千瓦时, 年消纳新能源电量

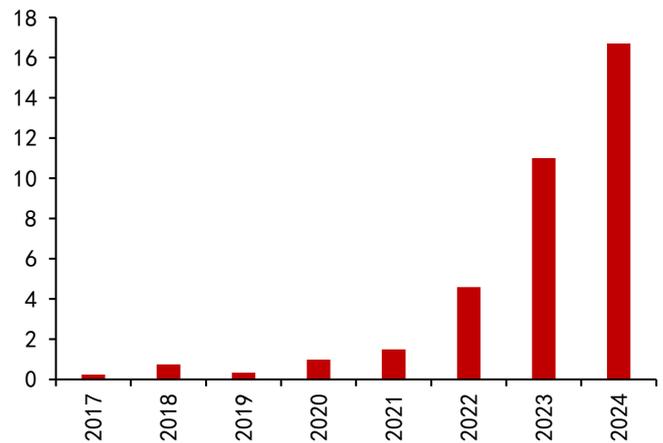
87 亿千瓦时，参照我国 2024 年风电、光电装机量和发电量，可以按比例测算出 87 亿千瓦时的消纳电量约相当于 6GW 的风电装机或 23GW 的太阳能装机，即该体量的风电或者太阳能装机，对应约 3.6GW 的抽水蓄能电站，数值比例约为风电装机：储能装机=10：6，太阳能装机：储能装机=6.4：1，现存的风电装机 521GW、太阳能装机 887GW 理论需要 451GW 的储能装机。

图表27: 我国储能项目装机结构 (2024 年)



资料来源: CNESA, 方正证券研究所

图表28: 中国储能投资额 (十亿美元)



资料来源: Wind, 方正证券研究所

过去几年，光热储能处于建设初期，鉴于技术成熟度、规模效应、经济性等原因，实际建设规模有限。按照十四五规划每年 3GW 开工，我们认为十五五期间随着技术成熟、规模效应显现、经济性提升，光热储能建设将得到更好的建设落地。我们保守估计十五五期间光热发电+储能规划装机量延续 3GW/年规划，按照 140 亿元/GW 的投资计算，累计投资额将达到 2100 亿元。

3 经济性研究：光热电站成本有望持续下降

光热电站的经济性应该参照全生命周期的度电成本。据可胜技术相关研究发现，火电、水电、光伏、风电的年等效利用小时数(也就是发电设备全年发电量与该发电设备的额定功率之比值)是基本固定的，因此一般采用单位千瓦投资，即可反映电站的经济性；光热电站的单位千瓦投资和年等效利用小时数都会随着储能时长增加而增大，虽然单位千瓦投资的增大会增加初投资，但由于年等效利用小时数也在增加，因此最终折算到电站的度电成本可能反而会降低。综上所述单位千瓦投资无法正确反映光热电站的经济性，采用全生命周期内的度电成本才能更合理地体现光热电站的经济性。

在下图中，方案二与方案一采用相同配置比例，单位千瓦投资与度电成本随规模扩张同步下降，然而方案三与方案二对比，单位千瓦投资没有明显下降的情况下，度电成本明显下行，主因采用了不同的集热塔和汽轮机配比，从该案例可以得出一个结论，光热电站的建设是一个整体大型工程，不能简单套用之前研究风电、火电等领域的单位千瓦投资概念，因此本章节中的相关指标会向度电成本进行换算。

图表29:不同光热电站的经济性分析(研究完成于2023年)

项目(单位)	方案一	方案二	方案三
装机规模(MW)	100	200	300
配置类型	单塔单机	单塔单机	双塔一机
汽轮机额定效率	45.49%	45.89%	46.30%
总反射面积(万 m ²)	80	160	240
吸热器中心标高(米)	220	250	230
吸热器额定功率(MWh)	416	780	600×2
储热时间(小时)	10	10	10
熔盐总量(吨)	22125	44646	67376
静态投资(万元)	163463	277428	410578
单位千瓦静态投资(元/kW)	16346.3	13871.4	13685.9
年发电量(亿 kWh)	2.33	4.55	6.98
上网电量(亿 kWh)	2.19	4.24	6.56
厂用电率(%)	3.46	3.21	3.03
资本金内部收益率(IRR)	6.50%	6.50%	6.50%
度电成本(元/kWh)	0.8487	0.7369	0.6981

资料来源:可胜技术,中国太阳能热发电行业蓝皮书,方正证券研究所

3.1 度电成本:光热+熔盐储能的方案具备经济性优势,未来有望进一步降低

光热发电正处于规模化发展和技术快速进步阶段,随着规模化成本降低和发电效率提高,熔融盐储能光热发电的度电成本将进一步下降:预计到2026年,塔式光热电站的度电成本可进一步降低至0.5287-0.5312元/kWh(含运维优化,研究测算完成于2023年)。光热发电相比其他电源相比,全生命周期更为低碳,涉网性能更为优越,随着电力市场改革,绿电交易、碳排放交易等市场的建立与成熟其调节支撑、绿色低碳等价值都将在收益中得以体现,投资经济性将大幅提高。

图表30:不同储能方式的经济性对比研究(单位:元/kwh,研究完成于2023年)

储能时长(h)	2	4	6	8	10	12
年发电量(亿kWh)	1.04	2.21	3.21	4.19	5.31	6.41
熔融盐储能光热发电	1.6523	1.0238	0.8764	0.8052	0.7388	0.6926
光伏+纯电制热熔融盐储能	1.6631	1.1071	0.9721	0.8894	0.8259	0.7825
光伏+电化学储能	0.9512	0.8323	0.8296	0.8296	0.8134	0.8052
光伏+抽蓄	1.6481	1.0513	0.9053	0.8298	0.7671	0.7291
空气储能(效率70%)光伏+压缩	2.1735	1.273	1.0402	0.9191	0.8283	0.7711
空气储能(效率60%)光伏+压缩	2.2081	1.3077	1.0748	0.9538	0.863	0.8057

资料来源:可胜技术,中国太阳能热发电行业蓝皮书,方正证券研究所

光热电站的成本受很多因素影响,不仅有电站的初始投资,也包括电站整个生命周期内的支持成本,主要与电站建造成本、运营维护成本、年发电量、财务成本、税金等因素有关。接下来拆分进行分析:

3.1.1 建设成本:只考虑初始投资折旧,度电成本已降至0.3-0.6元/kwh

相对于光伏发电系统,目前以塔式为主流构型的光热发电系统前期投资较大。前期投入包括设备成本、土地成本、建设费用等,而设备成本中,包括聚光镜场、吸热塔/槽、储热系统(熔盐罐等)、蒸汽轮机、发电机等,由于场址(太阳光资源及气象条件)、总承包招标范围、服务内容不尽相同,此外技术路线、镜场面积,储热时长(8-12小时不等)、财务模式等均存在差异,因此总承包价格不具有直接横向对比性,但是由于除了碟式之外的光热发电系统均为大型系统,因此前期投资额普遍较高。

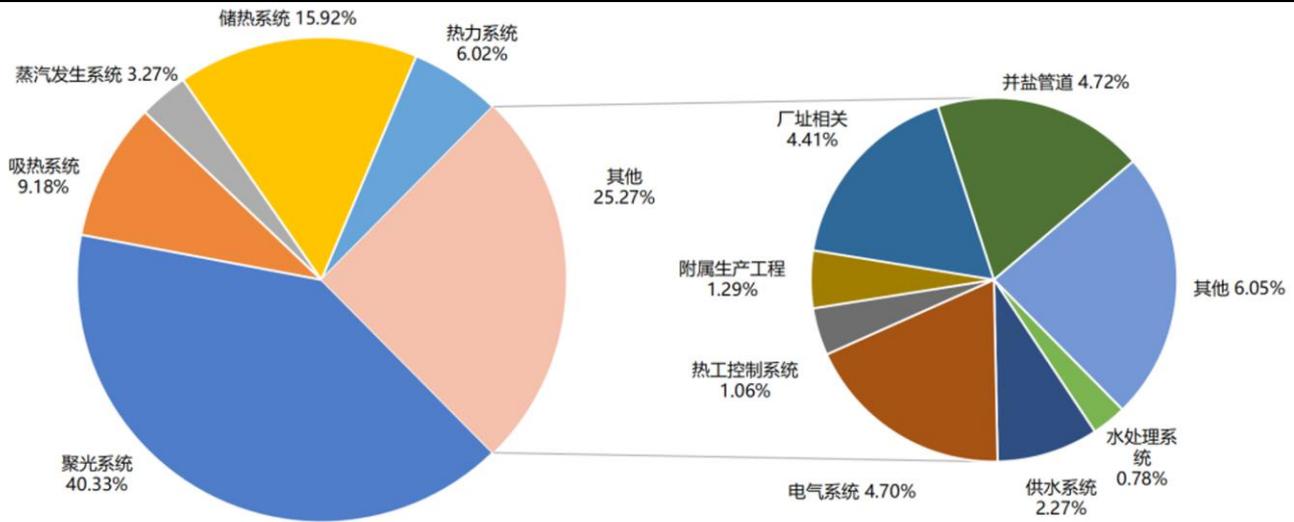
图表31:现有示范项目梳理(截至2024年底)

名称	并网时间	投资金额(亿元)	容量(MW)	发电量2023(亿kwh)	发电量2024(亿kwh)
中广核德令哈槽式太阳能热发电站	2018年6月	17	50	1.10	1.41
首航高科敦煌塔式光热电站	2018年12月28日	28.12	100	2.35	2.36
青海中控德令哈塔式光热电站	2018年12月30日	10.88	50	1.52	1.40
兰州大成敦煌熔融盐线菲式光热电站	2019年12月	16.88	50	-	改造中
中电建共和塔式光热电站	2019年9月19日	12.06	50	0.69	0.86
中电哈密塔式光热电站	2019年12月30日	16.5	50	0.57	1.33
中船新能乌拉特槽式光热电站	2021年7月	30	100	3.26	2.78
鲁能格尔木多能互补工程塔式光热电站	2019年9月19日	未单独披露	50	0.91	0.95

资料来源:中国太阳能热发电行业蓝皮书,方正证券研究所

聚光系统、吸热系统、储换热系统(储热系统、蒸汽发生系统)投资占整个电站投资的近70%，是决定电站投资高低的重要因素。

图表32:成本拆分(以300MW/10小时熔盐储热塔式光热电站为例,课题时间2023年)

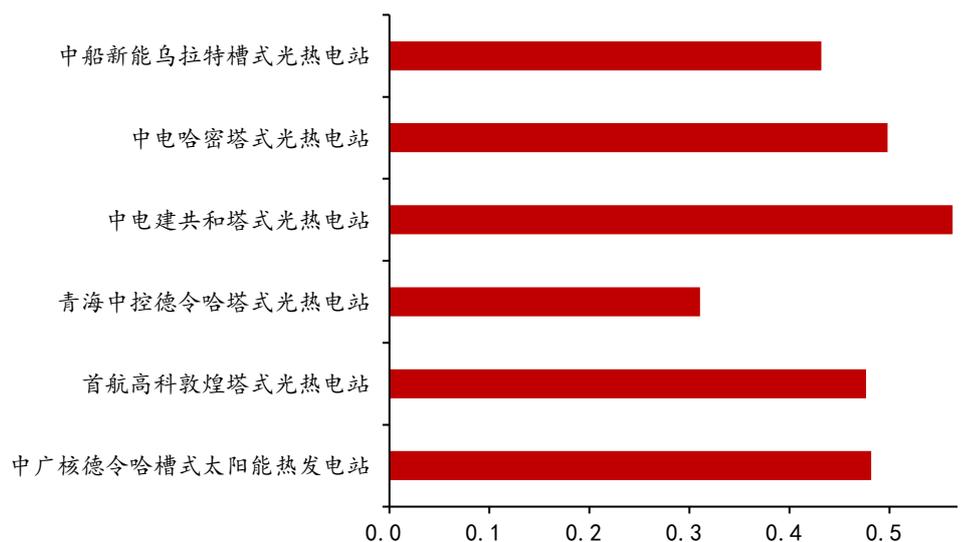


资料来源: 可胜技术, 中国太阳能热发电行业蓝皮书, 方正证券研究所

注: 未考虑发电装置、输送电装置

只考虑初始投资的25年折旧, 目前光热电站度电成本已经降至0.3-0.6元/kwh的区间(2024年数据)。从现存示范项目看, 容量为50MW的项目投资区间一般为10-18亿元, 容量为100MW的项目投资接近30亿元, 但是由于技术路径和工程实现方式的不同, 实际上的发电量有较大差异, 若假设初始投资金额以25年直线折旧, 不考虑运维成本的情况下, 平均的度电成本在0.3-0.6元/kwh之间, 其中青海中控德令哈塔式光热电站的成本最低, 为0.31元/kwh。

图表33: 目前主要运行光热电站的度电成本(单位: 元, 只考虑初始投资折旧)



资料来源: 中国太阳能热发电行业蓝皮书, 方正证券研究所测算

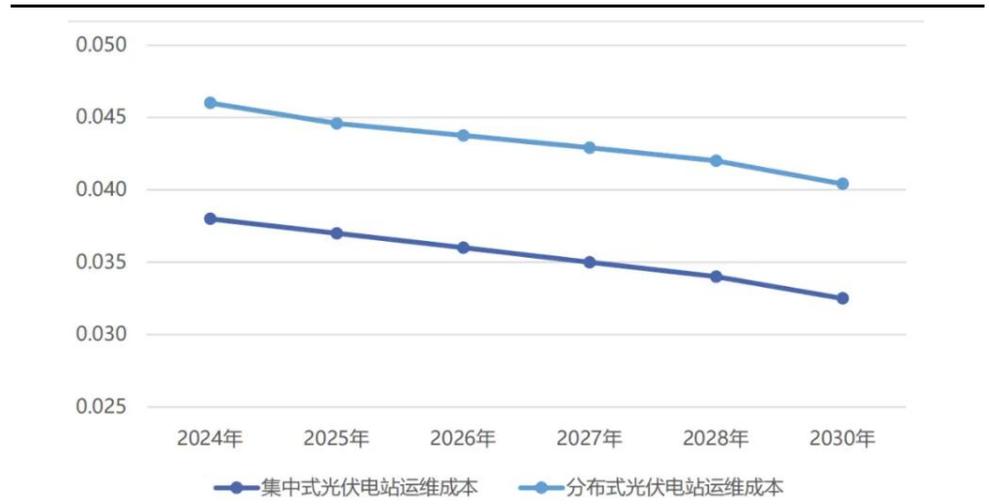
3.1.2 运维成本: 测算得到运维费用为0.03-0.04元/kwh量级

电站运维成本主要包括修理费、人员工作及福利、保险费、材料费和其他费用。由于目前存量项目相对较少, 我们通过几种方式进行估算运维成本:

①参照光伏发电

目前，光伏发电的运维成本约为 0.03-0.05 元/（W·年）。据中国光伏行业协会数据，2024 年，集中式地面电站运维成本为 0.038 元/（W·年）（同比下降 2.6%），分布式光伏系统运维成本为 0.046 元/（W·年）（同比下降 2.1%）。光伏行业是一个相对成熟的行业，数据可以作为光热电站运维成本测算的一个参照。

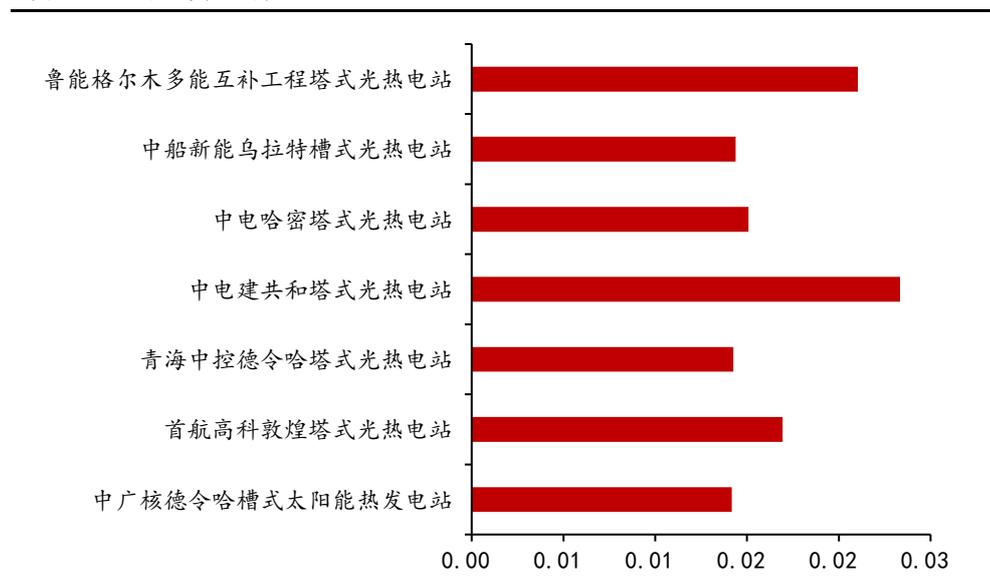
图表34: 光伏发电运维成本（元/（W·年））



资料来源：中国光伏行业协会，方正证券研究所

将元/（W·年）的单位按照各光热电站的装机容量及 2024 发电量换算成度电成本（取 0.04 元/（W·年）），可以估算出参照光伏发电的光热发电运维成本，实际成本约为 0.01 元-0.03 元/kwh。由于光热发电属于相对新兴的行业，而光伏产业目前早已进入成熟阶段，因此我们认为通过这种方式估算的运营维护成本代表了未来光热发电可能到达的一个成本水平，但不是现有的水平。

图表35: 运维成本估算（元/kwh）



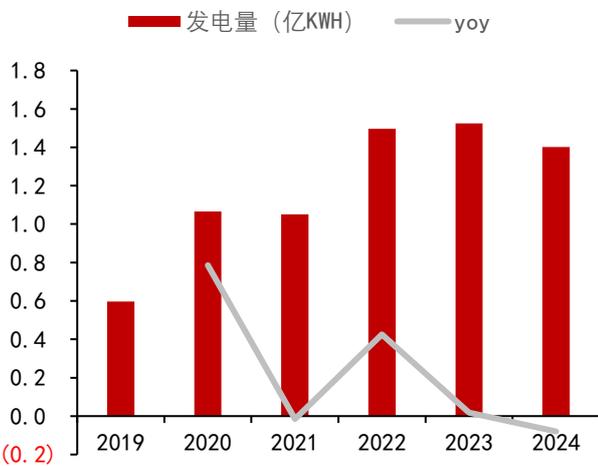
资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所测算

②参照已有项目招标结果

目前光热电站的运维合同已有招标案例，根据三峡能源甘肃瓜州 100MW 光热电站运维委托服务的招标结果（服务期限为 2025-2027 共 3 年），3 年期运维合同（含定日镜场及吸热系统）的中标价格为 2756.3 万元，估算一个 100MW 光热电站平均一年运维费用约为 919 万元（不含发电系统），参照同量级的首航高科敦煌塔式光热电站及中船新能乌拉特槽式光热电站的 2024 平均发电量，度电运维成本约为 0.0357 元/kwh。由于现存同量级电站的发电量已经历爬坡期，我们认为这个数据或在项目成熟期较为适用。

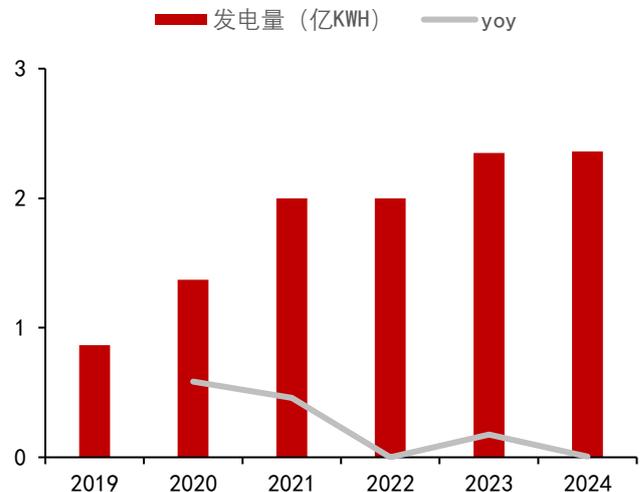
运维优化：随着技术进步和工艺改进，现存光热的电站的发电量具备持续提升的能力。参照三峡能源瓜州 100MW 光热电站的运维招标公告，运维方不仅仅承担检修和维护的功能，还需要按要求提供技术提升成果。据青海中控德令哈塔式光热电站和首航高科敦煌塔式光热电站两个发电时间较久的电站信息，其年发电量整体均处在上升通道，这种趋势在现存项目中具备代表性。如首航高科敦煌塔式光热电站通过更换有缺陷的汽轮机高压缸，调试检修后，2024 年 8 月 17 日实现日发电量 227.14 万 kwh，打破该电站历史最高记录；而中广核德令哈槽式太阳能热发电站通过加大创新技术应用、优化运行策略、填料优化、开展智能巡检等方式，2024 年（1.4 亿 kwh）较 2023 年发电量（1.1 亿 kwh）明显提升。随着技术持续迭代和运维方式优化，未来电站发电量有望进一步提升，降低度电成本。

图表36:青海中控德令哈塔式光热电站历年发电量



资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

图表37:首航高科敦煌塔式光热电站历年发电量



资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

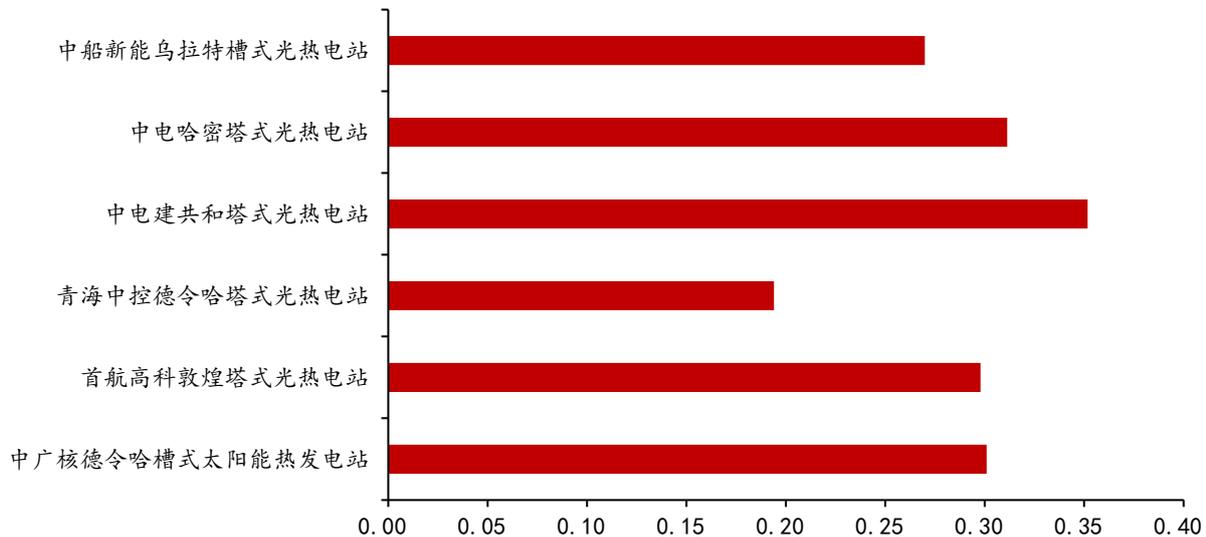
3.2 降本路径：光热电站使用寿命长，具有持续技术降本空间

3.2.1 电站寿命：光热电站寿命长于光伏电站，单年折旧核算有望降低

若放宽寿命假设，光热电站的度电成本核算有望下降。由于结构更简单，功能更为集成（集热和储能、发电解耦分离），光热电站的硬件寿命长于普通光伏电站，加州 SEGS 九大槽式光热电站在 1980 年代开始建设，至今已超过 30 年，远远超过项目财务核算的 25 年标准，目前仍在稳定运行，前文所作折旧假设均基于光热电站和光伏发电具有同样的 25 年折旧期，若折旧假设放宽至 40 年，重

新计算目前示范电站的度电成本（源自建设成本折旧），则会得到以下结果，该结果已经非常接近各地新能源上网机制电价。

图表38:按40年折旧核算的光热发电示范项目度电成本（单位：元/kwh，仅考虑初始投资）



资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

3.2.2 规模化为主要降本方式，大容量电站有望带动度电成本下行

①塔式电站

塔式电站的主要降本路径是规模化，当单一电站规模扩大时，可以增加发电小时数，而熔盐储罐的成本增加并不线性，仅需扩大体积，同时由于自动化运维与AI控制等技术运用，定日镜场的成本增加也并非线性。

工程层面，可以采用新的传动结构，优化定日镜设计，降低用钢量；优化熔盐储罐结构设计，减少熔盐用量储罐材料用量，使用短轴泵替代长轴泵，实现熔盐泵国产化；采用国产化吸热器材料等，实现相关设备成本下降；采用系统集成、模块化数智化施工措施等，降低管道及建安成本。

技术层面，可以通过改善镜场控制策略，提升光利用率，同时可以通过新一代储能介质的研发商用，大幅提升热能到机械能的转化效率，带动系统光电转化效率提升。

②槽式电站

槽式电站具有模块化的特征，主要有三大优化方向：

- 1、改善工程设计，增加聚光比，从历史上看，随着技术不断进步，槽式集热器的开口宽度不断扩大，聚光比不断提升。
- 2、提升单机容量，单机容量扩大有望使零部件规模化降本，同时可以使机组与大容量火电机组进行适配。
- 3、通过技术研发采用熔盐作为介质，较目前的导热油方案，可以提升热转化效率。

3.2.3 未来度电成本展望：十五五末期有望达到0.43元/kwh

据国家太阳能光热联盟预测，到2027年，度电成本有望下降至0.51元/kwh，到2030年，当光热电站年装机规模达5-10GW，单机规模达60万千瓦级，单位千瓦装机造价不大于1.1万元，电站运行实现高度智能化，高温新型熔盐等技术较成熟应用时，光热电站度电成本可降低至约0.43元/kWh。

4 核心公司梳理

首批示范项目共有四家民企参与，目前均非上市公司，而中电建、中能建、中广核新能源为上市公司。在国家首批光热示范项目开发中，原浙江中控太阳能技术有限公司（现浙江可胜技术股份有限公司）、原北京首航艾启节能技术股份有限公司（现首航高科能源技术股份有限公司）、兰州大成科技股份有限公司、常州龙腾光热科技股份有限公司为代表的四家民营系统集成商分别成功开发和建设了一个项目，其余四个项目均由大型央企承建。由于2022年后的新建项目多为风光一体项目，这8家公司具备独立光热电站建设的头部集成商地位。

其中，可胜技术曾经是上市公司西子洁能的联营公司，目前西子节能持股约3.25%；首航高科已退市。

图表39:主要集成商梳理

名称	建设公司（目前名称）	并网时间	投资金额（亿元）
首航高科敦煌塔式光热电站	首航高科	2018年12月28日	28.12
青海中控德令哈塔式光热电站	可胜技术	2018年12月30日	10.88
兰州大成敦煌熔融盐线菲式光热电站	大成科技	2019年12月	16.88
中船新能乌拉特槽式光热电站	龙腾光热	2021年7月	30
中广核德令哈槽式太阳能热发电站	中广核新能源	2018年6月	17
中电建共和塔式光热电站	中国电建	2019年9月	12.060943
中电哈密塔式光热电站	中国能建	2019年12月	16.5
鲁能格尔木多能互补工程塔式光热电站	鲁能青海格尔木新能源（三峡集团旗下）	2019年9月	未单独披露

资料来源：GSPPLAZA，方正证券研究所

从光热电站的技术维度，聚光系统、吸热系统、储换热系统(储热系统、蒸汽发生系统)投资占整个电站投资的近70%，由于储热换热功能是光热电站的核心功能，因此其中吸热与储热换热系统具备更强的不可替代性，因此建议重点关注在储热换热领域具备较强壁垒的公司如西子洁能、蓝科高新。

图表40:核心系统分类及代表公司梳理

核心系统	内容	典型公司
聚光系统	超白玻璃、反射镜、定日镜、槽式聚光器、聚光器支架、跟踪装置、控制系统、反射镜面漆、紧固件、清洗设备	中广核新能源（清洗设备等）、上海电气（控制系统、定日镜等）、中国能建（聚光器支架、定日镜等）、恒丰泰（跟踪装置）
吸热系统	槽式吸热管、塔式吸热器、柔性连接、保温隔热材料、导热油、硝酸熔盐、吸热器管材	西子洁能（吸热器）、蓝科高新（热交换器）、久立特材（吸热器管材）、中广核新能源（柔性链接）、中国电建（柔性链接）
储热/换热系统	熔盐储罐、熔盐电加热器、熔盐泵、熔盐阀、化盐服务、加热炉、熔盐流量计、换热器、蒸汽发生器	西子洁能（熔盐储罐、换热器、蒸汽发射器）、蓝科高新（熔岩储罐系统、EPC）、东华科技（熔盐储罐）、川润股份（余热锅炉，槽式、塔式液压跟踪系统）、中国能建（化盐服务）

资料来源：中国太阳能热发电行业蓝皮书，方正证券研究所

5 公司介绍

5.1 西子洁能

公司为客户提供全生命周期能源解决方案与智能化能源装备和服务。主营业务涉及余热锅炉、生物质锅炉、循环流化床锅炉、燃气锅炉、盾构机等新装备的咨询、研发、生产、销售、安装，以及 EPC、锅炉维修、升级改造、智慧锅炉、智慧工厂等新服务。同时提供新能源领域全生命周期的智慧服务，并将业务链延伸至新能源投资运营，现已成功打造以新能源技术为核心的中国首个航空零碳工厂。

在光热发电/熔盐储能赛道中，公司在储热/换热领域具备长期的研发积淀，投资参建了中国首座规模化运行光热储能电站，所应用的储能技术入围国家 2021 年度能源领域首台（套）重大技术装备项目。

5.2 蓝科高新

蓝科高新前身兰州石油机械研究所是全国石油钻采机械和炼油化工设备的行业技术归口所。兰石所是中国石油石化装备的开拓者，是中国海洋与沙漠石油的先驱，在行业内具有重要影响力，目前公司已成为专注于石油石化能源装备与新能源装备领域的科技型企业，面向客户提供集“产品、工程、服务”于一体的系统解决方案。

在光热发电领域，公司聚焦光热储能等细分市场，高质量完成阿克塞、格尔木、济宁华源等一批光热熔盐储罐 EPC 工程项目，公司开发的大型光热发电熔盐储能系统在光热发电领域得到较好应用。

5.3 东华科技

东华科技源于原化工部第三设计院，拥有国家工程设计综合甲级资质，围绕技术集成、工程承包、投资运营，采用“T+EPC”模式，提供“科技+工程+实业”全过程服务。

光热发电领域，公司计划推进熔盐储能供热和发电示范应用，锚定光伏光热与传统化工耦合业务。

5.4 中广核新能源

中国广核新能源控股有限公司是一家燃料种类和地理分布多元化的独立发电商，公司的资产组合包括位于中国及韩国的风电、太阳能、燃气、燃煤、燃油、水电及生物质发电项目以及一个储能项目。

在太阳能业务领域，中广核新能源主要致力于太阳能电站的投资建设、运营维护和技术研发，业务遍布全国 26 个省区，拥有装机容量位居全国第三。具备较强的项目运维能力、领先的技术研发能力，在行业内处于领先地位。太阳能业务获得多项行业第一：成功中标全国第一个光伏特许权招标示范项目——受托

管理的甘肃敦煌 10 兆瓦光伏并网发电项目；成立全国第一暨唯一国家级光热技术研发中心——国家能源太阳能热发电技术研发中心；建成投产全国第一个大型商业光热项目——受托管理的中广核德令哈 50 兆瓦光伏发电示范项目。

5.5 川润股份

公司长期聚焦高端能源装备制造和工业服务业务，形成“风光热电储一体化”产品生态，为客户提供分布式综合能源整体解决方案。产品与服务广泛应用于风电、光伏、光热、氢能、储能、输变电、核电、水电、环保、海工船舶、行走机械、军工等领域，以及电站改造、冶金冶炼、石油化工、建材等行业的能源综合利用。

公司在光热行业的主要应用产品包括换热器、槽式、塔式液压跟踪系统，以及定日镜调节油缸等。

6 风险提示

研发不及预期。光热电站降本依托于技术研发的进步，若研发不及预期则度电成本下行将不及预期，市场化可能受阻。

项目批准不及预期。光热电站相关建设需要国家批准，若项目批准进度不及预期，则项目进度可能受阻。

市场化电价波动风险。

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，保证报告所采用的数据和信息均来自公开合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响。研究报告对所涉及的证券或发行人的评价是分析师本人通过财务分析预测、数量化方法、或行业比较分析所得出的结论，但使用以上信息和分析方法存在局限性。特此声明。

免责声明

本研究报告由方正证券制作及在中国（香港和澳门特别行政区、台湾省除外）发布。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告内容仅供我公司适当性评级为 C3 及以上等级的投资者使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。若您并非前述等级的投资者，为保证服务质量、控制风险，请勿订阅本报告中的信息，本资料难以设置访问权限，若给您造成不便，敬请谅解。

在任何情况下，本报告的内容不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求，方正证券不对任何人因使用本报告所载任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。

本报告版权仅为方正证券所有，本公司对本报告保留一切法律权利。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处且不得进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

评级说明：

类别	评级	说明
公司评级	强烈推荐	分析师预测未来12个月内相对同期基准指数有20%以上的涨幅。
	推荐	分析师预测未来12个月内相对同期基准指数有10%以上的涨幅。
	中性	分析师预测未来12个月内相对同期基准指数在-10%和10%之间波动。
	减持	分析师预测未来12个月内相对同期基准指数有10%以上的跌幅。
行业评级	推荐	分析师预测未来12个月内行业表现强于同期基准指数。
	中性	分析师预测未来12个月内行业表现与同期基准指数持平。
	减持	分析师预测未来12个月内行业表现弱于同期基准指数。
基准指数说明		A股市场以沪深300 指数为基准；香港市场以恒生指数为基准，美股市场以标普500指数为基准。

方正证券研究所联系方式：

北京：朝阳区朝阳门南大街 10 号兆泰国际中心 A 座 17 层

上海：静安区延平路71号延平大厦2楼

深圳：福田区竹子林紫竹七道光银行大厦31层

广州：天河区兴盛路12号楼隼峰苑2期3层方正证券

长沙：天心区湘江中路二段36号华远国际中心37层

网址：<https://www.foundersc.com>

E-mail：yjzx@foundersc.com