

行业研究

光热储能：光热玻璃与陶瓷纤维的增量市场

——建筑建材行业“新基建”系列之五

要点

光热储能电站的原理：以热能为核心

光热储能的路径为：光能→热能→机械能→电能；其原理是通过反射镜、聚光镜等聚热器将采集的太阳辐射热能汇聚到集热装置以加热装置内的导热油、熔融盐等传热介质；传热介质经过换热装置将水加热到高温高压蒸汽，进而驱动汽轮机带动发电机发电。除发电所用热源不同，其后端技术路径与火力发电并无较大差异；光热电站产生交流电，亦可直接实现并网。此外，光热储能电站可直接为工商业企业提供工业蒸汽、供暖等。

光热储能电站作为清洁能源，可以扮演火电在电网中稳定器的角色

目前，光热储能电站度电成本仍然远高于光伏、风电等新能源，主要由于其成本隐含发电及储能两个部分；但正因其储发一体的优势，可在西北风光大基地中扮演调峰调频等作用：电力规划设计总院以目前新疆电网为例进行过模拟计算，若建设 1GW~5GW 不同规模的光热储能电站，可减少弃风弃光电量 10%~38%。西北地区地理条件因限制，抽水蓄能、压缩空气储能较难应用；电化学储能由于其容量、充放电次数、工况环境等诸多限制因素亦难以大规模推广；光热储能或是最优解。

光热储能电站产业链梳理

光热储能电站主要可分为聚光、吸热、储换热、发电四大系统。其中，聚光系统包含超白玻璃、反射镜/定日镜、支架、跟踪装置；吸热系统包含吸热管、管道连接、导热油、熔融盐、吸热钢管；储换热系统包含熔融盐、熔盐储罐、熔盐泵、熔盐阀、化盐设备、电伴热/加热器、换热器、保温材料等。从已有项目梳理，聚光、吸热、储热子系统为光热电站的核心，三者合计成本占比超 70%。随着光热储能的规模增大及储能时间延长，定日镜（聚光）/熔融盐（储热）的用量会相应增加。

光热储能电站将为超白玻璃、保温材料带来增量市场

虽然光热储能电站投资成本已有较为明显下降（2010 年~2020 年，全球光热投资成本下降 68%），但整体造价依旧偏高。统计我国已有 8 个示范项目，每 MW 投资强度约为 0.3 亿元；随着规模化推广，理想情景下光热储能仍有 18.4%~27.6% 的成本下降空间。西北风光大基地对光热储能配套需求的增长，目前在建的光热储能电站项目达 19 个，对应装机容量 2695MW，折投资金额 808.5 亿元（暂不考虑成本下降情况）。据测算，每 GW 投资将拉动光热玻璃需求约 12.5 亿元；拉动保温材料（陶瓷纤维等）需求约为 8 亿元。其中，光热玻璃目前主要的供应商主要为艾旭杰（大连），未来安彩高科有望实现国产替代；保温材料主要供应商有鲁阳节能，目前已布局相关光热保温产品。

投资建议：在新能源装机大幅增长的背景下，光热储能电站迎来快速发展；其应用场景不仅限于电力场景，亦可为工商业提供工业蒸汽、供暖等。随着风光大基地的持续推进，以及双碳约束下北方采暖路径的变化，光热储能市场有较大扩容潜力。光热玻璃、保温材料市场有望迎来扩容。**建议关注：安彩高科**（光热玻璃有望率先实现国产替代、其光伏压延产能加速扩张、成本环节具备自供管道天然气等优势），**鲁阳节能**（陶瓷纤维龙头，其产品已广泛应用于国内外光热储能场景；外资股东发起要约收购，与外资股东后续市场及产品协同值得期待）。

风险分析：国内光热发电项目招投标推进不及预期，其他储能方式挤占市场风险，技术迭代风险，新能源发电投资不及预期风险。

建筑和工程

买入（维持）

非金属类建材

增持（维持）

作者

分析师：孙伟风

执业证书编号：S0930516110003

021-52523822

sunwf@ebsecn.com

分析师：冯孟乾

执业证书编号：S0930521050001

010-58452063

fengmq@ebsecn.com

联系人：陈奇凡

021-52523819

chenqf@ebsecn.com

联系人：高鑫

021-52523872

xingao@ebsecn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind

目 录

1、光热储能原理：以热能为核心	5
1.1、光伏&光热：同根生的两兄弟	5
1.2、光热储能电站的四大系统组成	7
1.3、光热系统：槽式现为主流，塔式前景广阔	8
1.4、我国光热储能电站发展历程	10
2、光热储能电站将进入发展快车道	11
2.1、政策鼓励，光热储能绽放	11
2.2、光热储能电站成本已有显著下降	11
2.3、光热储能电站：稳定发电为其核心优势	13
2.4、光热储能还可应用于供暖及工业蒸汽等场景	16
3、光热储能产业链梳理	17
3.1、光热储能产业链梳理	17
3.2、光热储能市场空间分析	20
3.3、光热储能对光热玻璃及保温材料增量贡献	21
4、投资建议	23
5、风险分析	23

图目录

图 1：光伏发电	5
图 2：塔式光热发电	5
图 3：2012-2021 年中国光伏累计装机量及同比增速	6
图 4：2012-2021 年中国光热发电累计装机量及同比增速	6
图 5：光热储能电站原理图	7
图 6：光热储能电站主要结构展示	7
图 7：2021 年全球各类光热电站分布	9
图 8：2021 年中国已建成光热项目分类占比	9
图 9：中国光热行业发展历程图	10
图 10：2010-2020 年全球各类新能源发电成本变化情况	12
图 11：新能源发电与居民用电存在季节性偏差	13
图 12：新能源发电与居民用电存在日偏差	13
图 13：储能系统的“削峰填谷”作用	14
图 14：储能设备降低火电装机容量原理图（以孤岛电站为例）	14
图 15：全球已投运储能项目分类占比（截至 2020 年）	15
图 16：2021 年中国各类储能新增装机规模占比	15
图 17：2017 年至今中国动力煤、LNG 现货价格变动情况	16
图 18：全球最大的太阳能 EOR 项目——阿曼 Mirrah 项目	16
图 19：光热发电产业链及相关企业	17
图 20：7 小时储热 50MW 塔式光热储能电站投资组成	19
图 21：12 小时储热 100MW 塔式光热储能电站投资组成	19

表目录

表 1：光伏、光热发电对比一览	6
表 2：光热发电系统分类及其原理	8
表 3：各类光热发电系统对比一览	9
表 4：我国已投运光热发电项目一览	10
表 5：2021 年以来我国光热发电相关政策	11
表 6：光热发电设备购置部分成本下降途径	12
表 7：部分主流储能方式对比一览	15
表 8：110MW 塔式电站各类材料制造清单一览	17
表 9：我国光热储能电站示范项目概况	19
表 10：我国已并网发电的 8 座商业化光热储能电站关键设备使用情况	19
表 11：我国当前在建光热电站项目情况一览	20
表 12：鲁阳节能赛阳系列产品一览	21
表 13：光热发电行业重点上市公司盈利预测、估值与评级	23

1、光热储能原理：以热能为核心

1.1、光伏&光热：同根生的两兄弟

光伏发电和光热发电是太阳能发电最主要的两种形式。光伏发电是利用半导体界面的光生伏特效应，将光能直接转变为电能的技术；而光热发电则是通过利用大规模的集热镜和传统的蒸汽发电机热力循环做功，将光能先转化为热能，再转化为机械能，并最终产生电能的技术。

图 1：光伏发电



资料来源：电池网，光大证券研究所

图 2：塔式光热发电



资料来源：CSTA，光大证券研究所

光伏发电：光伏效应，光能直接转化为直流电。光伏发电系统的核心为光伏组件，其由多个单晶/多晶硅成分的光伏电池片串联构成。当太阳光照射在高纯硅上，使电子跃迁，形成电位差，光能直接转变为电能，产生直流电，并在逆变器、升压系统的作用下转变成高压交流电，最终实现用电、并网功能¹。

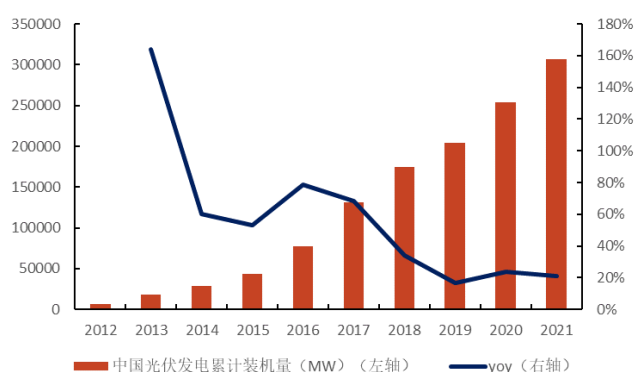
光热发电：经过“光能-热能-机械能-电能”这一转化过程，产生交流电。光热发电通过反射镜、聚光镜等聚热器将采集的太阳辐射热能汇聚到集热装置，加热装置内的导热油、熔融盐等传热介质，传热介质经过换热装置将水加热到高温高压蒸汽，进而驱动汽轮机带动发电机发电。除发电所用热源不同，其后端技术路径与火力发电并无较大差异，且产生电流为交流电，可直接实现并网²。

相较于光伏，我国光热发展相对滞后。2021 年，我国光伏发电累计装机容量达 306.4GW，同比+21%；光热发电累计装机容量仅 538MW，同比持平。无论从装机总量还是装机增速来看，光伏发电均远高于光热发电，其主要原因是光热发电成本远高于光伏，在市场化的条件下不具备竞争优势。

¹ 并网：指发电机组的输电线路与输电网接通（开始向外输电）

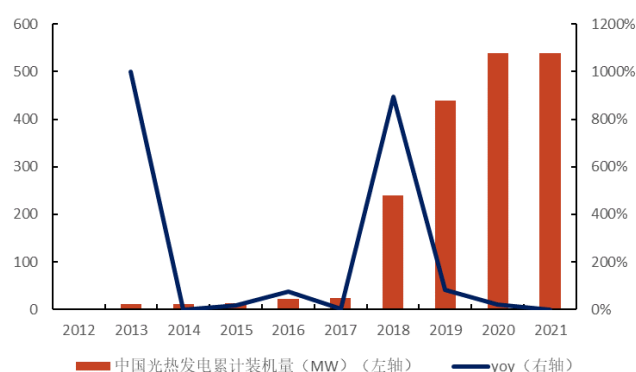
² 光热发电系统后端的发电机组在技术原理层面与火力发电机组基本一致，产生的交流电无需通过逆变器便可直接并网

图 3：2012-2021 年中国光伏累计装机容量及同比增速



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 4：2012-2021 年中国光热发电累计装机容量及同比增速



资料来源：CSTA，光大证券研究所

表 1：光伏、光热发电对比一览

	光伏发电	光热发电
能量转换过程	光能→电能	光能→热能→机械能→电能
能量转化率	目前市面主流装机为 20%-25%，最高可达 26.50% (隆基 M6 全尺寸 HTJ 电池)	光热转换效率 80%-90%，热电转换效率约 40%， 综合转换效率 30%左右
占地面积	25-30 m ² /MW	35-40 m ² /MW
度电成本	0.35-0.45 元/kWh	0.6-0.7 元/kWh
输出电力特性	直流电，需经过逆变器、升压器转变成高压交流 电后方可并网使用	由于发电系统与火力发电具有相似性，输出为交流电， 可直接并网使用并进行调峰、调频
储能方式	电化学储能，造价高、寿命短	自带热储能系统，寿命长、能量损耗小且无污染
应用范围	按规模分为分布式和集中式，分布式规模小，安装灵活度高， 可用于多种场景；集中式多应用于光照条件充足的戈壁、荒漠等	多用于土地相对平整的戈壁、荒漠
优点	技术、产业已较为成熟，发电成本低	自带储能、调峰能力，供电相对光伏发电更稳定；与风电等 其他发电方式契合度较高
缺点	供电能力极易受天气等因素影响，稳定性较差； 生产过程存在污染	技术、供应链成熟度较低，度电成本高；土地占用面积大， 对自然条件要求相对苛刻

资料来源：CSPPLAZA 光热发电网，隆基绿能公司公告，国家光热联盟，光大证券研究所整理

1.2、光热储能电站的四大系统组成

光热发电大致可分为四个部分：集热系统、热传输系统、蓄热与热交换系统、发电系统。

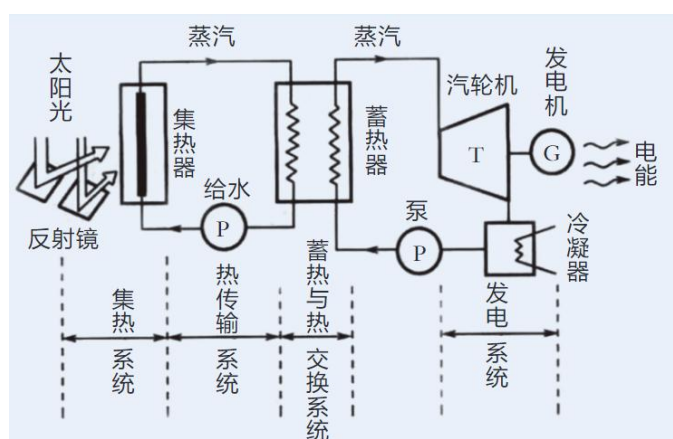
集热（聚光）系统：集热系统是光热系统的核心，其主要由聚光装置、接收器、跟踪机构等部件构成。而其中，聚光装置又为集热系统的核心组件，其在中央控制系统操控下，可追踪太阳位置，收集并向接收器反射大量的阳光。聚光装置中的聚光镜、定日镜的反射率、焦点偏差等均能影响发电效率，对设计、生产、安装技术要求较高，过去被海外厂家垄断，而目前国产聚光镜效率可以达 94%，与进口产品差距较小，具备国产替代潜力。

吸热系统：吸热系统的功能为收集集热装置产生的热能，并利用导热介质将热能传送给蓄热系统。

储换热系统：蓄热装置通常由绝热材料包覆的蓄热器及价格低廉、比热容高的储热介质构成，其主要作用是白天将光热能储存，夜间通过热交换系统将热能释放，并通过发电机最终转化为电能，实现光伏电站的夜间发电及调峰调频。

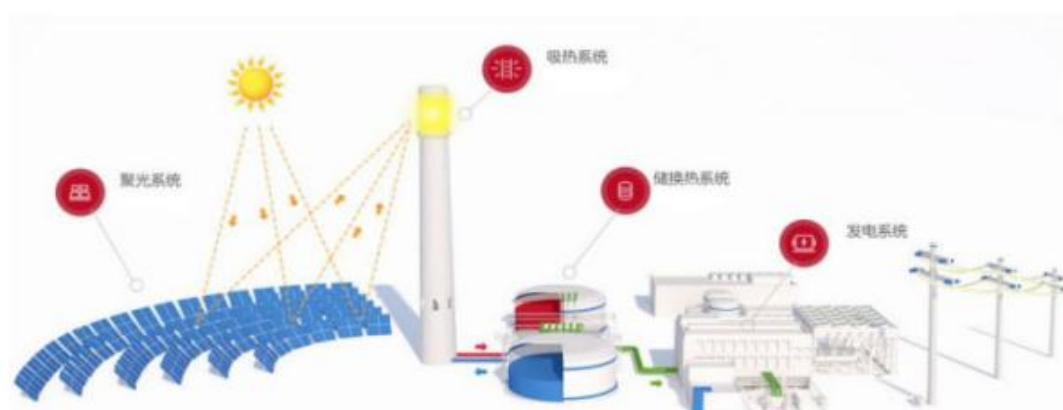
发电系统：光热发电系统与火力发电系统技术具有一致性，市场成熟度较高，二者均通过高质量过热蒸气推动汽轮机做功，从而将机械能转化为电能。

图 5：光热储能电站原理图



资料来源：cnki 毛岳珂著《太阳能光热发电系统原理及分类》，光大证券研究所

图 6：光热储能电站主要结构展示

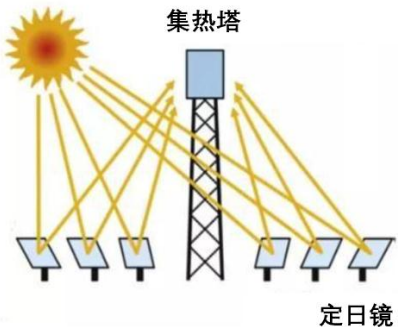
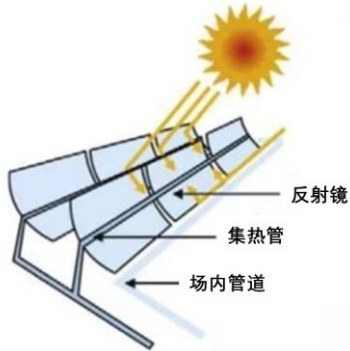
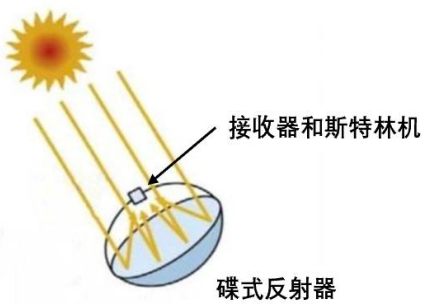
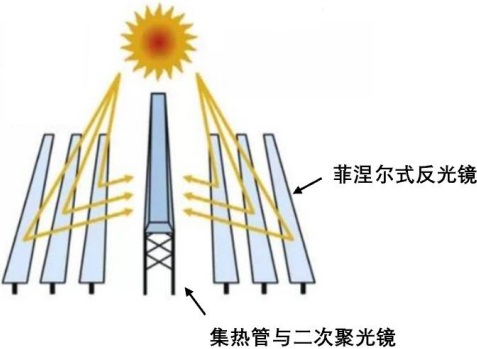
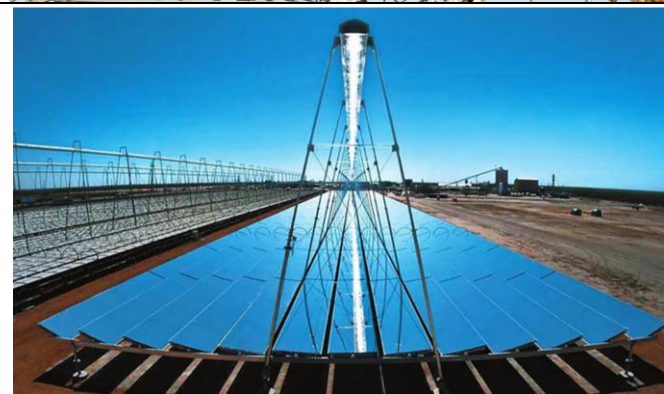


资料来源：《2021 年中国太阳能热发电行业蓝皮书》，光大证券研究所

1.3、光热系统：槽式现为主流，塔式前景广阔

按照光能聚集的方式，光热发电系统可分为塔式光热发电、槽式光热发电、碟式光热发电和线性菲涅尔式光热发电四类。

表 2：光热发电系统分类及其原理

	发电原理示意图	项目图片
塔式光热发电		
槽式光热发电		
碟式光热发电		
线性菲涅尔式光热发电		

资料来源：陶仕梅等著《太阳能光热发电技术综述》，首航高科官网，光大证券研究所整理

塔式太阳能热发电系统：塔式系统是利用众多定日镜，将太阳热辐射反射到置于高塔顶部的集热器上，加热传热流体（主要为熔融盐），高温传热流体通过蒸汽发生系统产生过热蒸汽推动汽轮发电机组发电。

槽式太阳能热发电系统：槽式系统将多个槽型抛物面聚光集热器串并联排列，连续加热位于焦线位置的导热流体（主要为导热油），进而产生过热蒸汽驱动发电机组发电。

碟式太阳能热发电系统：碟式系统利用驱动装置自动跟踪太阳，并用碟形聚光器将太阳光聚集到焦点处的吸热器上，最后通过斯特林循环或者布雷顿循环实现发电。由于其单体较小，常用于空间太阳能站。

线性菲涅耳式太阳能热发电系统：菲涅尔系统使用多个跟踪太阳运动的条形平面镜代替抛物面镜，将太阳辐射聚集到吸热管上，加热传热流体（通常为水/蒸汽），并通过热力循环进行发电。

表 3：各类光热发电系统对比一览

	塔式	槽式	碟式	菲涅尔式
传热介质	熔融盐、水/蒸汽	导热油、熔融盐、水/蒸汽	熔融盐	水/蒸汽
聚焦技术	点聚焦	线聚焦	点聚焦	线聚焦
聚光比	300-1500	50-100	600-3000	25-100
温度℃	500-1200	350-740	700-1000	270-550
峰值效率	23%	21%	31%	20%
适宜规模	30-100MW	30-354MW	5-25MW	10-320MW
储能	可储热	可储热	不可储热	可储热
动力循环模式	朗肯循环、布雷顿循环	朗肯循环	斯特林循环	朗肯循环
商业化程度	大规模、大容量商业化应用	模块化或联合运营商业化应用	分布式小规模发电	示范项目，商业化规模小
不足	塔式发电成本高	热量及阻力损失较大	碟式聚光镜造价贵，单机容量小	温差大，易引发吸热管破碎

资料来源：张福君等著《综述太阳能光热发电技术发展》，光大证券研究所整理

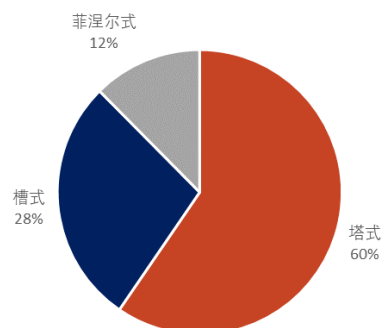
我国新签光热储能项目中，塔式光热占比相对较高。槽式技术成熟较早，专利多为欧美垄断，目前历史装机量较大。截至 2022 年年初，全球光热电站项目中，槽式项目达 82 个，塔式项目仅 31 个³。截至 2021 年，我国已建成光热项目中，塔式及槽式的占比分别为 60%及 28%。

图 7：2021 年全球各类光热电站分布



资料来源：SolarPACES，光大证券研究所

图 8：2021 年中国已建成光热项目分类占比



资料来源：CSTA，光大证券研究所

³据美国能源部国家可再生能源实验室(NREL)

1.4、我国光热储能电站发展历程

中国光热发电“两沉两浮”。1) 蹒跚起步。中国光热发电初次尝试发生在十多年前的内蒙古鄂尔多斯，彼时政府拟筹划在当地建设一个 50MW 级光热示范电站，并于 2006 年召开的中德科技论坛上升级为中德合作项目，但受制于技术水平和发电成本等因素，项目逐渐被搁置。2) 焰火重燃。2016 年，国家能源局发布《国家能源局关于建设太阳能热发电示范项目的通知》，确定了首批 20 个太阳能热发电示范项目，重燃市场对光热发电的热情，后续中控青海德令哈项目 10MW 塔式、首航敦煌 100MW 塔式等一系列项目拉动光热发展进入快车道。3) 再陷低谷。随着 18 年底示范电价退坡机制的启动，19-20 年光热项目建设再次陷入停滞。4) 峰回路转。21 年开始，随着国家“双碳”战略的逐步深入，光热储能具备比较优势，行业关注度逐渐回升，有望迎再次发展。

图 9：中国光热行业发展历程图



资料来源：CSPPLAZA 光热发电网，光大证券研究所整理并绘制

表 4：我国已投运光热发电项目一览

项目名称	投运日期	装机容量 (MW)	储能时长 (h)	项目地点
青海中控 10MW 塔式太阳能热发电站	2013/7/1	10	2	青海
中广核德令哈 50MW 光热项目	2018/6/30	50	9	青海
首航节能敦煌 100MW 熔盐塔式光热项目	2018/12/28	100	11	甘肃
青海中控德令哈 50MW 光热项目	2018/12/30	50	7	青海
鲁能海西格尔木 50MW 熔盐塔式光热项目	2019/9/19	50	12	青海
中电建青海共和 50MW 光热发电项目	2019/9/19	50	6	青海
中电哈密 50MW 塔式光热发电项目	2019/12/29	50	13	新疆
敦煌熔盐线菲 5 万千瓦光热发电示范项目	2019/12/31	50	15	甘肃
中核龙腾乌拉特中旗 100MW 槽式光热电站	2020/1/8	100	10	内蒙古
玉门鑫能 50MW 光热项目	2021/12/30	50	9	甘肃

资料来源：北极星太阳能光热网，CSPPLAZA 光热发电网，CSTA 等，光大证券研究所整理

2、光热储能电站将进入发展快车道

2.1、政策鼓励，光热储能绽放

2021 年，在经历了近两年的市场沉寂期后，中国光热发电行业迎来了承上启下的新元年。随着新能源装机规模不断扩张，光热发电“储发一体”优势凸显，与光伏、风电协同互补，在清洁供电的同时保证电网的高效稳定。而国家 21 年以来也不断推出涵盖光热发电在内的一系列指导性意见，助力光热发电与风电、光伏的融合发展、联合运行，以及储热型太阳能热发电的发展。

表 5：2021 年以来我国光热发电相关政策

政策	日期	发布机构	主要内容
《国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	2021/2/22	国务院	提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电
《国家电网公司发布“碳达峰、碳中和”行动方案》	2021/3/1	国家电网	加快能源技术创新，提高新能源发电机组涉网性能，加快光热发电技术推广应用。提升灵活调节电源的比重，建设调峰电源，发展“新能源+储能”、光热发电，提高系统调节能力
《2021 年能源工作指导意见》	2021/4/19	国家能源局	2021 年风电、光伏发电量占全社会用电量比重达到 11% 左右。推动有条件的光热发电示范项目尽早建成并网。
《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2021/5/11	国家能源局	建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制，对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。
《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》	2021/6/7	国家发改委	2021 年起，新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏发电、陆上风电、海上风电、光热发电等新能源产业持续健康发展。
《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	2021/7/15	国家发改委、国家能源局	以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。
《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	2021/8/10	国家发改委、国家能源局	鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式，增加可再生能源发电装机并网规模。鼓励多渠道增加调峰资源。承担可再生能源消纳对应的调峰资源，包括抽水蓄能电站、化学储能等新型储能、气电、光热电站、灵活性制造改造的煤电。
《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》	2021 年 10 月	国务院	在能源绿色低碳转型行动方面指出，将积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。在推进绿色低碳科技创新行动方面则明确，要加快先进适用技术研发和推广应用。其中包含推进熔盐储能供热和发电示范应用。
《关于推进 2021 年度电力源网荷储一体化和多能互补发展工作的通知》	2021/11/10	国家能源局综合司	鼓励重大创新示范，各省级能源主管部门应在确保安全前提下，以需求为导向，优先考虑含光热发电、氢能制输储能、梯级电站储能、抽气蓄能、电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能等新型储能示范的“一体化”项目。

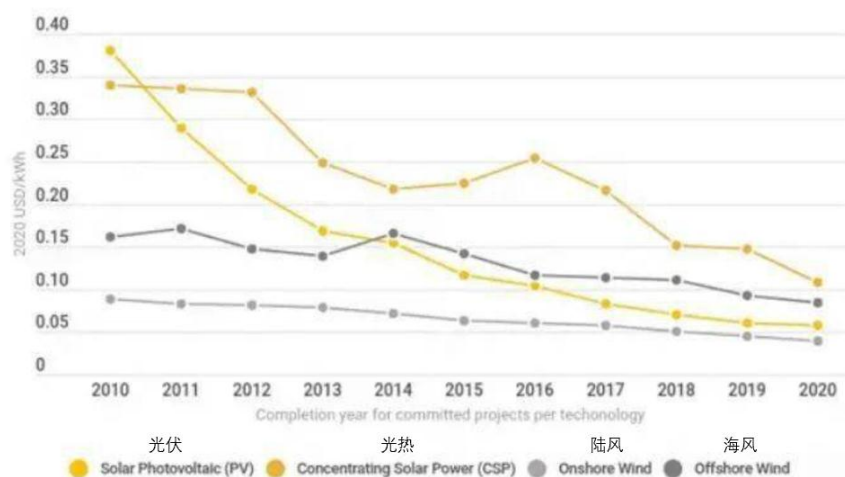
资料来源：《2021 年中国太阳能热发电行业蓝皮书》，光大证券研究所整理

2.2、光热储能电站成本已有显著下降

技术成熟+国产替代=光热发电成本不断下降。近年来可再生能源发电成本不断下降，部分已低于传统化石能源发电成本，据国际可再生能源机构(IRENA)报告显示：2010-2020 年，全球光伏电站发电平均成本降幅最大，达 85%；光热发

电系统其次，约为 68%。在技术路径不断成熟、供应链不断完善以及核心器材国产替代的综合逻辑下，我国光热发电有望摆脱过去经济性不强的局面，叠加“风光储大基地”⁴战略，度电成本在未来几年将持续快速下降。

图 10：2010-2020 年全球各类新能源发电成本变化情况



资料来源：IRENA，CSPPLAZA 光热发电网，光大证券研究所

根据国际经验，技术进步对光热储能电站成本降低的贡献率约 42%，规模化的贡献率约 37%，批量生产的贡献率约 21%。根据可胜技术的数据，在理想情况下，由于规模化发展带来的电站总投资整体下降幅度可达 18.4%~27.6%。

表 6：光热发电设备购置部分成本下降途径

设备	成本下降途径	电站造价降低值 (≥, 绝对值)
聚光场	定日镜：用钢量降低、生产效率提高、新的传动结构、竞争效益；镜场控制系统：软件、硬件成本下降	10.7%~15.4%
吸热器系统	材料国产化、加工优化及产业规模化	1.03%~1.49%
储换热系统	储罐设计优化、加工成熟、集中采购；熔盐阀门及熔盐泵国产化；运维费降低；熔盐规模化发展	3.59%~5.66%
热力发电系统	设计优化、集中采购	1.4%~2.1%

资料来源：《2021 年中国太阳能热发电行业蓝皮书》，光大证券研究所整理

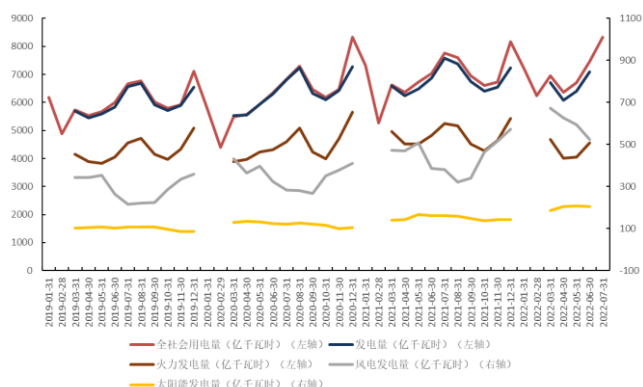
⁴ 2021 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，提出积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”的策略。

2.3、光热储能电站：稳定发电为其核心优势

新能源发电痛点在于波动较大，对电网负荷造成冲击

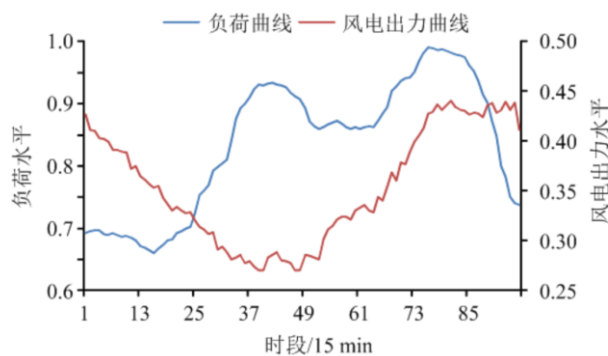
在火力发电主导的传统电力系统中，电能的供应曲线相对稳定，但用电曲线在年内、日内存在多次峰谷波动。此前通过“了解需求侧、控制发电侧”的基本策略，预判用电高峰，预设发电出力计划，可较好解决电能供需错配问题。近年，随着可再生能源发电装机比例的提升给发电侧增添了诸多不可控、不稳定因素。风电、光伏发电受制于自然条件因素，常具有波动性、随机性、反调峰性等特点，而其“极热无风、晚峰无光⁵”等弊病早已是“老生常谈”。据国家电网测算，2035年前，我国风电、光伏装机规模将分别达7亿、6.5亿千瓦，而所带来的日最大波动率预计分别达1.56亿、4.16亿千瓦，大大超出电网调节能力。我国电网迫切需要重新构建调峰体系，以具备应对新能源5亿千瓦左右的日功率波动的调节能力。

图 11： 新能源发电与居民用电存在季节性偏差



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 12： 新能源发电与居民用电存在日偏差



资料来源：李宏仲等著《考虑经济性的日前风电消纳动态评估方法》，光大证券研究所

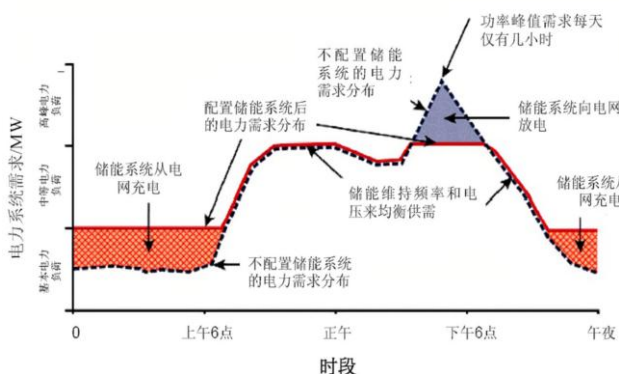
储能系统⁶具备平滑波动、削峰填谷能力，是新能源发电的重要稳定器

储能技术是应对以风、光为主的新能源系统波动性、间歇性的有效技术。成熟的储能技术在发电侧可平滑风光电系统的波动，从而提高并网风电、光电系统的电能质量和稳定性，改善新能源发电波动性等短板；在电网侧、用户侧，储能技术可很好地解决电能供需错配问题，从而减少电网短时承压过高或峰时用电不足带来的安全性、稳定性问题，并有效消纳可再生能源，避免“弃风弃光”现象。

⁵我国电网负载高峰多见于晚间时段和夏季，而晚间光伏发电无法工作，夏季风力发电功率较低，新能源发电与电网负载形成日内、季节间错峰。

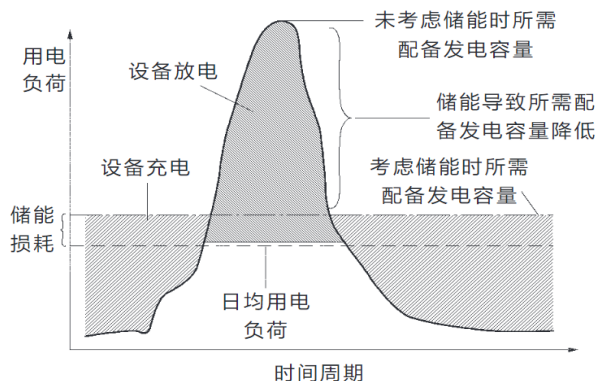
⁶储能系统是通过特定的装置或物理介质，在电网低负荷时段将电能转化为不同形式的能量储存起来，在高负荷时段将能量释放，从而减轻电网波动的技术。按照储能介质进行分类，可以分为机械类储能、电气类储能、电化学类储能、热储能和化学类储能。

图 13： 储能系统的“削峰填谷”作用



资料来源：世纪新能源网，光大证券研究所

图 14： 储能设备降低火电装机容量原理图（以孤岛电站为例）



资料来源：cnki 常乐等著《储能能在能源安全中的作用》，光大证券研究所

储能系统还可降低调峰调频能耗，并作为备用电力保障用电安全。传统火电调峰调频中，煤电机组为满足调峰能力，往往增加发电容量以具备应对尖峰负荷的能力，但这使得火电机组经常无法达到满发状态；同时火力发电对电网调频 AGC 信号响应具有滞后性，严重影响机组运行经济性。而储能系统充放电灵活、反应速度快，可大幅降低备用火力发电机组容量，并对调峰信号快速反应，大大提高了电网运行效率。此外，储能系统还可作为应对电力突发情况，满足紧急用电的备用电源，具备一定的能源安全价值。

储发一体带来的稳定发电为光热储能电站的最大优势

相比于风电-抽水蓄能、光伏发电-蓄电池蓄电等储发分离系统，光热电站集二者于一身，可以像传统火力发电厂一样生产出电网友好型的可调度电力，以满足早晚高峰、尖峰时段等多情景下的用电需求；通过人为设置储能时长及发电机的负载功率，可实现 24 小时连续、稳定供电。

我国 2018 年并网的 3 座商业化太阳能热发电示范项目中，太阳能热发电机组调峰深度最大可达 80%；爬坡速度快，升降负荷速率可达每分钟 3%-6%额定功率，冷态启动时间 1 小时左右、热态启动时间约 25 分钟，可 100%参与电力平衡，部分替代化石类常规发电机组，对保障高比例可再生能源电网的安全稳定运行具有重要价值。电力规划设计总院以目前新疆电网为例进行过模拟计算，假设建设 100 万千瓦~500 万千瓦不同规模的光热储能电站，可减少弃风弃光电量 10%~38%。

清华大学能源互联网研究院研究结果显示，如果安装 22GW 光伏和 7GW 风电，青海电网在丰水期可连续 3 日全清洁能源供电（包括省内负荷及特高压外送河南）；如果在此基础上配置 4GW 光热储能电站，青海省在丰水期可实现创纪录的连续 30 日全清洁能源供电。

西北风光大基地场景，光热储能电站与之匹配度最高

熔融盐是光热储能的首选传热储热介质。传热蓄热技术是光热发电关键技术之一，而传热介质的工作性能直接影响系统的效率和应用前景。目前槽式光热电站的工作温度一般不超过 400℃，塔式光热电站则在 550℃ 以上，在这一温度区

间，熔融盐相比水/水蒸气、液态金属等，具有较高的使用温度、高热稳定性、高比热容、高对流传热系数、低粘度、低饱和蒸汽压、低价格等一系列优点，是光热电站传热和储热介质的首选。据 CSPPLAZA 光热发电网统计，在国内首批 20 个光热发电示范项目中，18 个采用熔融盐储能；已备案新增 92 个光热发电站清单中，86 个将采用熔融盐储能。

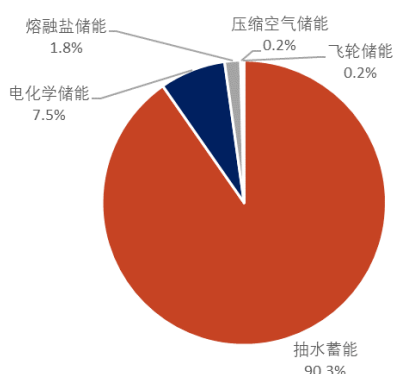
相比于其他储能方式，熔融盐储能与大基地-光电系统匹配度最高。光伏、光热基地多位于干旱且平坦的戈壁、荒漠，不具备开展抽水蓄能、空气压缩储能等项目的地质条件。大基地发电量较大且工作环境恶劣，对造价高、寿命短、温度敏感的电化学储能形成严峻考验。相比之下，熔融盐储能既能满足储能容量大、储时长的要求，又具备经济性，并能在严酷的自然条件下安全平稳运行 25-30 年；其腐蚀性的劣势，则通过提高熔盐品质、使用防腐材料等得到明显改善。

表 7：部分主流储能方式对比一览

储能方式	类别	优点	缺点	应用场景
抽水蓄能	机械储能	功率大、寿命长、容量大、技术成熟、运行成本低	能量密度低，受地形约束大，总投资高	日负荷调节、频率控制、紧急事故备用
压缩空气储能	机械储能	容量大、工作时间长、充放电次数多、寿命长	效率相对较低、建站条件较苛刻、响应慢	调峰、系统备用
飞轮储能	机械储能	功率密度高、寿命长、环境友好、响应速度快	能量密度低、自放电率高、技术不成熟	频率控制、UPS
锂电池储能	电化学储能	能量密度高、响应速度快、环境适应性强、重量轻	寿命较短(5-8 年)、成本较高、功率较小、存在安全风险	提升电能质量、备用电源、移动设备供电
铅酸蓄电池储能	电化学储能	技术成熟、结构简单、价格低	不宜深度充放电和大规模放电、寿命短、污染环境	提升电能质量、电站备用
钠硫电池储能	电化学储能	能量密度高、循环寿命长、功率特性好、响应速度快	由于采用液态钠，稳定性较差、存在工作温度限制	提升电能质量、UPS、调峰、可再生储能
液流电池储能	电化学储能	寿命长、安全性好、环境友好、响应速度快	能量密度低、响应速度不快	固定式大规模储能
超导储能	电磁储能	响应速度快、功率密度高、充放电快	材料昂贵、运营成本高、能量密度低、维护复杂	大功率激光器、输配电稳定、电能质量控制
超级电容储能	电磁储能	效率高、维护成本低、寿命长、响应速度快	投资成本高、能量密度低、储存能量不大	移动通信基站、卫星通信系统
熔融盐储能	热储能	安全性好、储存能量大、储存时间较长、环境友好、平均成本低	有一定腐蚀性	谷电供暖、光热发电、调峰

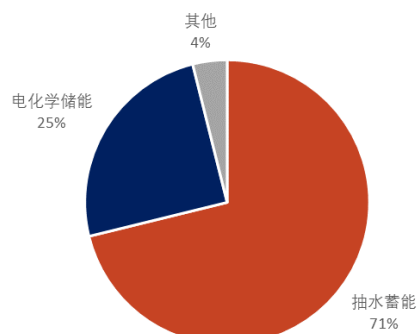
资料来源：中国抽水蓄能网，北极星储能网，格瑞普电池等，光大证券研究所整理

图 15：全球已投运储能项目分类占比（截至 2020 年）



资料来源：CNESA 全球储能项目库，光大证券研究所

图 16：2021 年中国各类储能新增装机规模占比



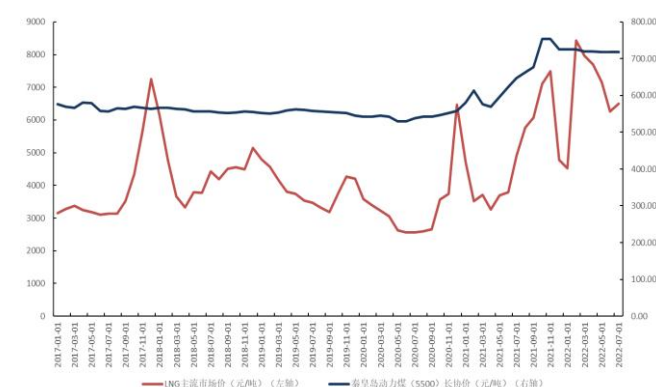
资料来源：中商产业研究院，光大证券研究所

2.4、光热储能还可应用于供暖及工业蒸汽等场景

光热制工业蒸汽，助力蒸汽价格与煤炭、天然气价格解耦。工业蒸汽通常是由燃烧煤炭、天然气加热液态水产生过热蒸汽制得，下游主要用于满足工业企业生产的加热需要，其典型应用是在稠油开采领域的应用。稠油胶质沥青含量高、粘度大、流动性差，需通过蒸汽热采以获得较好的经济效益。而在近年化石能源价格大幅上涨及优化能源结构、降低能耗、减少碳排放的政策背景下，燃烧化石能源制备工业蒸汽逐渐丧失成本优势，使用太阳能集热装置来产生蒸汽的太阳能 EOR 具备广阔前景。太阳能 EOR 的核心在于利用光热发电的集热技术实时产生过热水蒸气或将热能储存在蓄热系统备用，通过此种方式，可大幅减少稠油开采成本并减少开采过程中的碳排放。对于光热电站运营商，其聚光产生的热能或无需转化为电能并网售卖，而是仅通过蒸汽发生系统产生工业蒸汽直接售卖给消毒、纺织企业，减少了发电过程中大量的能耗损失，增加光热收入。

以光供暖、以光助农，光热发电不断开发新型应用场景。以光热大循环为主体，将产生的热能储存起来并在温度较低时释放，便可用于绿色小镇的清洁供暖及恒温蔬菜大棚冬日的温度保持。近年国家不断推进北方地区清洁供暖，打响关于冬季供暖的“蓝天保卫战”，光热供暖在能源价格上涨和储能问题解决的推动下，经济性、实用性凸显；而其应用在恒温蔬菜大棚供暖，可大幅降低菜农冬日种植蔬菜成本。

图 17： 2017 年至今中国动力煤、LNG 现货价格变动情况



资料来源：iFinD，光大证券研究所（注：截至 2022 年 7 月 31 日）

图 18：全球最大的太阳能 EOR 项目——阿曼 Mirrah 项目



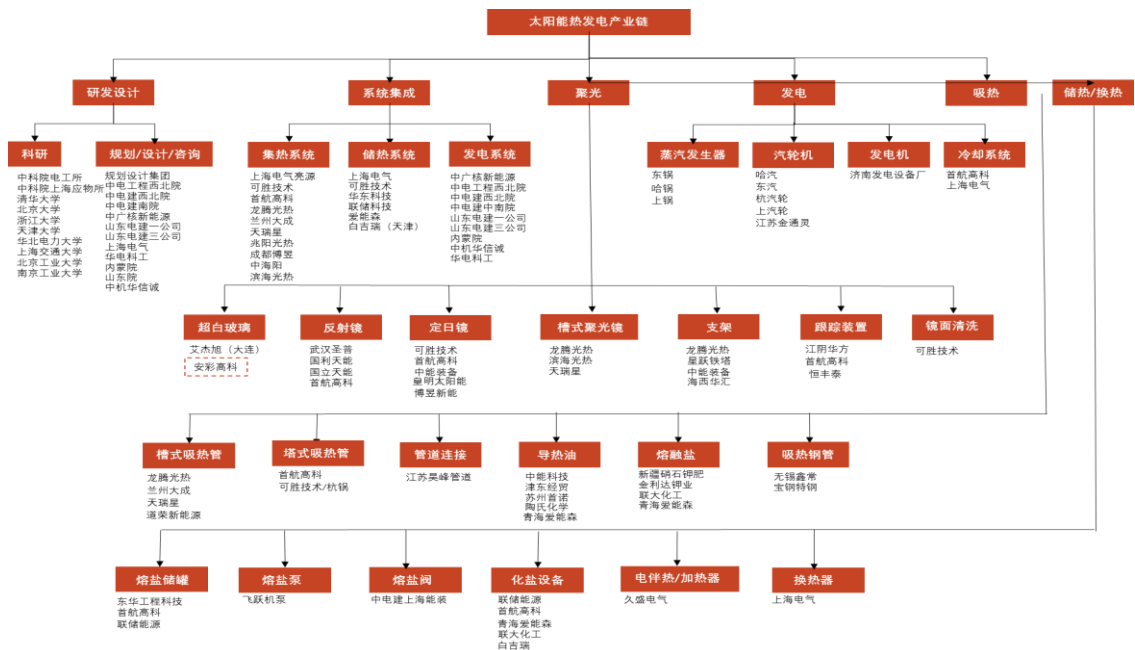
资料来源：CSPPLAZA 光热发电网，光大证券研究所

3、光热储能产业链梳理

3.1、光热储能产业链梳理

目前我国光热发电装备制造产业链已初步形成，涉及精密仪器制造、系统设计、软件编程、水泥、钢铁、玻璃等一系列产业。国家首批光热发电示范项目中，设备、材料国产化率超过 90%，而在青海中控德令哈 50MW 塔式光热发电项目等部分项目中，设备和材料国产化率已达到 95% 以上；2021 年，我国从事太阳能热发电相关产业链产品和服务的企事业单位数量近 550 家，其中，太阳能热发电行业特有的聚光、吸热、传储热系统相关从业企业数量约 320 家，约占总数量的 60%。

图 19：光热发电产业链及相关企业



资料来源：CSTA，《2021 年中国太阳能发电行业蓝皮书》，光大证券研究所整理

我们选取两座塔式电站在制造阶段的材料清单数据，主要包括：镜场区、吸热器系统、塔、蒸汽发生系统、储热&传热流体系统、基础及辅助建筑、接线、管道（吸热器系统管道以外）。带有 17.5 小时储热以及不带储热的容量塔式电站制造清单中使用的材料和重量如下表所示。

表 8：110MW 塔式电站各类材料制造清单一览

部件	塔式电站-无储热	塔式电站-有储热	单位
镜场区部件			
镀膜平板玻璃	$3.3 \cdot 10^3$	$1.1 \cdot 10^4$	吨
低合金钢	$1.1 \cdot 10^4$	$3.6 \cdot 10^4$	吨
镀锌件	$8.5 \cdot 10^4$	$2.7 \cdot 10^5$	平方米
非合金钢	$9.6 \cdot 10^2$	$3.1 \cdot 10^3$	吨
润滑油	$1.8 \cdot 10^2$	$5.7 \cdot 10^2$	吨

混凝土	$3.0 \cdot 10^4$	$9.5 \cdot 10^4$	立方米
硅胶产品	$3.3 \cdot 10^1$	$1.1 \cdot 10^2$	吨
吸热器系统			
钢筋	$1.4 \cdot 10^3$	$1.7 \cdot 10^3$	吨
钢, 铬钢 18/8, 热轧	$1.6 \cdot 10^2$	$2.5 \cdot 10^2$	吨
有机硅涂料	$3 \cdot 10^{-1}$	$7 \cdot 10^{-1}$	吨
基本的耐火材料	$1.0 \cdot 10^2$	$2.6 \cdot 10^2$	吨
石棉 ⁷	$1.2 \cdot 10^1$	$2.5 \cdot 10^1$	吨
塔			
混凝土	$1.1 \cdot 10^4$	$1.9 \cdot 10^4$	立方米
钢筋	$2.1 \cdot 10^3$	$3.6 \cdot 10^3$	吨
液压挖掘机	$7.5 \cdot 10^3$	$1.3 \cdot 10^4$	立方米
蒸汽发生系统			
钢筋	$8.2 \cdot 10^1$	$8.2 \cdot 10^1$	吨
低合金钢	$1.0 \cdot 10^2$	$1.0 \cdot 10^2$	吨
钢, 铬钢 18/8, 热轧	$3.5 \cdot 10^2$	$3.5 \cdot 10^2$	吨
石棉	$8.4 \cdot 10^{-2}$	$8.4 \cdot 10^{-2}$	吨
玻璃纤维	$2.3 \cdot 10^0$	$2.3 \cdot 10^0$	吨
发电动力模块 (包括动力循环组件和水箱)			
钢, 铬钢 18/8, 热轧	$3.2 \cdot 10^2$	$3.7 \cdot 10^2$	吨
钢筋	$1.8 \cdot 10^2$	$3.0 \cdot 10^2$	吨
低合金钢	$5.3 \cdot 10^2$	$5.3 \cdot 10^2$	吨
非合金钢	$7.5 \cdot 10^1$	$7.5 \cdot 10^1$	吨
铸铁	$6.0 \cdot 10^{-2}$	$6.0 \cdot 10^{-2}$	吨
铜	$1.8 \cdot 10^1$	$1.8 \cdot 10^1$	吨
铝	$6.2 \cdot 10^1$	$6.2 \cdot 10^1$	吨
石棉	$2 \cdot 10^0$	$2 \cdot 10^0$	吨
镀锌件	$6.1 \cdot 10^3$	$6.1 \cdot 10^3$	平方米
储热&传热流体系统			
太阳能用硝酸盐	$5.3 \cdot 10^3$	$5.6 \cdot 10^4$	吨
钢, 铬钢 18/8, 热轧	$4.3 \cdot 10^1$	$1.2 \cdot 10^3$	吨
钢筋	$4.8 \cdot 10^2$	$1.4 \cdot 10^3$	吨
石棉	$1.9 \cdot 10^2$	$5.8 \cdot 10^2$	吨
基础和辅助建筑			
混凝土	$3.2 \cdot 10^3$	$9.7 \cdot 10^3$	立方米
钢筋	$2.7 \cdot 10^2$	$8.0 \cdot 10^2$	吨
开挖, 液压挖掘机	$2.5 \cdot 10^3$	$7.4 \cdot 10^3$	立方米
建筑, 大厅	$1.6 \cdot 10^3$	$4.8 \cdot 10^3$	平方米
接线			
电缆	$7.8 \cdot 10^2$	$1.9 \cdot 10^3$	千米
管道 (吸热器系统管道以外的)			
钢筋	$2.72 \cdot 10^2$	$2.9 \cdot 10^2$	吨

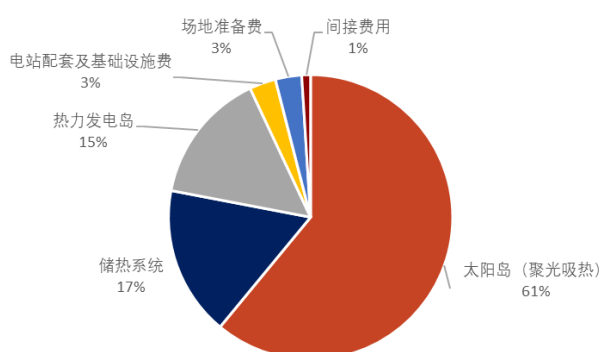
资料来源: CSTA, 《2021 年中国太阳能热发电行业蓝皮书》, 光大证券研究所整理

⁷ 目前主流装机已较少使用石棉作为保温材料

不同形式及不同容量的光热储能造价结构不一，聚光、吸热、储能为核心

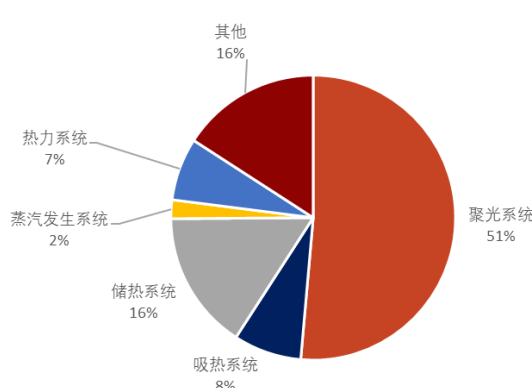
光热电站各部分、各原材料成本占比并不恒定。随着电站规模变大/储能时间增加，定日镜数量/熔融盐的用量会相应增加，带动太阳岛投资成本占比提升；但同时电站年利用小时数和所发电量都会有所提升，电站整体经济性将会提高，拉动发电成本下降。聚光、吸热、储热子系统为光热电站的核心，三者合计成本占比超 70%。

图 20：7 小时储热 50MW 塔式光热储能电站投资组成



资料来源：CSTA，光大证券研究所

图 21：12 小时储热 100MW 塔式光热储能电站投资组成



资料来源：可胜技术测算，光大证券研究所

表 9：我国光热储能电站示范项目概况

项目简称	储热时长（小时）	初投资（亿元）	设计年发电量（亿度）
中广核德令哈 50MW 槽式光热项目	9	17	1.975
首航高科敦煌 100MW 塔式项目	11	30	3.9
青海中控德令哈 50MW 塔式项目	7	10.88	1.46
中电建青海共和 50MW 塔式项目	6	12.22	1.569
中能建哈密 50MW 塔式项目	13	16.4	1.983
兰州大成敦煌 50MW 线菲项目	15	16.88	2.14
乌拉特中旗 100MW 槽式项目	10	28.8	3.92
鲁能格尔木多能互补 50MW 塔式项目	12	19.86	1.6

资料来源：CSTA，《2021 年中国太阳能热发电行业蓝皮书》，光大证券研究所整理

表 10：我国已并网发电的 8 座商业化光热储能电站关键设备使用情况

项目简称	储热时长（小时）	反射镜面积（平方米）	熔盐用量（吨）	吸热管用量（支）	导热油用量（吨）
大成敦煌 50MW 线菲项目	15	1270000	24000	22000	/
中能建哈密 50MW 塔式项目	13	719902	16000	/	/
鲁能格尔木 50MW 塔式项目	12	610000	16000	/	/
首航敦煌川 100MW 塔式项目	11	1400000	30000	/	/
乌拉特 100MW 槽式项目	10	1150000	73130	52800	7500
中广核德令哈 50MW 槽式项目	9	620000	36000	27500	2000
中控德令哈 50MW 塔式项目	7	542700	10093	/	/
中电建共和 50MW 塔式项目	6	600320	9300	/	/
小计		6912922	214523	102300	10500

资料来源：CSTA，《2021 年中国太阳能热发电行业蓝皮书》，光大证券研究所整理

在光热系统专有的聚光、吸热、储热子系统中，据可胜技术测算，材料成本占比<30%，制造加工成本占比>50%，包装运输、安装等成本<20%；原材料中钢材成本占比 53%，熔盐成本占比 21%，玻璃成本占比 17%。

3.2、光热储能市场空间分析

据我们统计，目前我国已运行的 8 座商业化示范项目合计装机容量 500MW，总投资 152 亿元，单兆瓦投资 0.3 亿元；当前我国在建的光热储能电站项目达 19 个，对应装机容量 2695MW，考虑“招标-投资-装机”周期为 2-3 年，我们测算短期我国光热储能市场空间约为 808.5 亿元⁸。

表 11：我国当前在建光热电站项目情况一览

项目简称	储能时长 (小时)	光热装机 (MW)	光伏装机 (MW)	风电装机 (MW)	开工时间
青海众控德令哈 135 兆瓦项目	11.2	135	-	-	2021 年 3 月
敦煌 700MW “光热储能+光伏”一体化示范项目	-	100	600	-	2021 年 4 月
中国绿发青海格尔木乌图美仁多能互补项目	-	300	3000	-	2021 年 9 月
青豫直流二期 5.3GW 风、光项目	-	300	3500	1500	2021 年 9 月
海南、海西基地 210 万千瓦光伏光热项目	-	200	1900	-	2021 年 10 月
甘肃阿克塞 75 万千瓦“光热+”示范项目	-	110	640	-	2021 年 10 月
玉门新奥 70 万千瓦光热储能+光伏+风电示范项目	-	100	400	200	2021 年 11 月
吉林通榆 700MW “光热+光伏+风电”示范项目及新能源开发项目	-	100	200	400	2021 年 11 月
吉林大安 700MW “光热+光伏+风电”示范项目及新能源开发项目	-	100	200	400	2021 年 11 月
中广核青海德令哈 200 万千瓦光热储一体化项目	6	400	1600	-	2022 年 3 月
金塔中光太阳能“10 万千瓦光热+60 万千瓦光伏”项目	9	100	600	-	2022 年 3 月
三峡恒基能脉瓜州 70 万千瓦“光热储能+”项目	-	100	200	400-	2022 年 5 月
中广核阿里“50MW 光热+100MW 光伏”源网荷储一体化热电示范项目	-	50	100	-	2022 年 6 月
中国绿发阜康鲁能 1GW 绿色能源大基地项目	8	100	900	-	2022 年 7 月
吐鲁番市托克逊县 10 万千瓦光热（储能）+90 万千瓦光伏示范项目	-	100	900	-	2022 年 7 月
新疆电建睿达新能源若羌县 1GW 光热储能+光伏一体化示范项目	-	100	900	-	2022 年 7 月
新华精河 10 万千瓦光热+90 万千瓦新能源项目	8	100	900	-	2022 年 7 月
新华博州 10 万千瓦储热型光热+90 万千瓦新能源项目	8	100	900	-	2022 年 7 月
中国能建鄯善 1GW 光热+光伏一体化项目	-	100	900	-	2022 年 7 月
合计		2695			

资料来源：CSTA，中国绿发，北极星太阳能光伏网，CSPPLAZA 光热发电网，新华网，腾讯网，中国招标投标公共服务平台，光大证券研究所整理

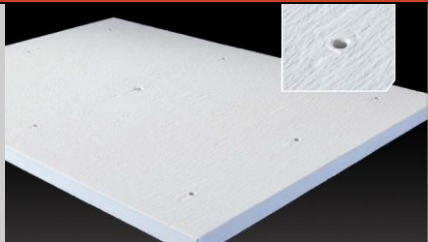
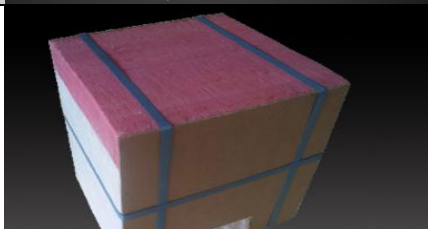
⁸ 808.5(亿元)=2695(MW)*0.3(亿元/MW)，上述规模仅考虑发电场景，供暖及工业蒸汽场景的测算尚未涵盖

3.3、光热储能对光热玻璃及保温材料增量贡献

假设“十四五”期间，我国年均光热装机容量为 1GW，对应投资金额 250 亿元。**玻璃方面**，以上文中装机容量 50MW、储能 7 小时的塔式光热项目为例（如图 20），我们测算玻璃成本约占整机成本的 4%（78%聚光、吸热、储热子系统×30%原材料×17%玻璃=4%），又考虑功率更大、储能时长更久的电场中，镜场成本占比更高，故假设玻璃成本平均约占总成本的 5%。经测算，光热装机将带来的玻璃年需求达 12.5 亿元。目前国内光热玻璃的主要供应商为艾杰旭（大连），此外安彩高科也已具备批量生产能力。

保温材料方面，目前我国装机容量 50MW、配置 7 小时储热系统的槽式光热项目所需保温材料的用量约为 2 万立方，对应投资成本约为 4000 万元；在“十四五”期间我国年均光热装机容量为 1GW 的假设下，其所带来的保温材料年需求或可达 8 亿元。保温是光热储能的重中之重，由于光热发电系统的运行温度普遍较高，若发生熔融盐等导热、储热材料析出凝固，将会严重威胁电站运行的经济性与稳定性。目前业内多用陶瓷纤维等作为主要保温材料，而鲁阳节能作为国内陶纤龙头，已推出赛阳系列产品。

表 12：鲁阳节能赛阳系列产品一览

应用场景	产品名称	分类温度	产品特性	图片
塔式吸热器高温隔热防护	赛阳防护板	1400℃	保温性、耐候性、耐高温性出色，机械加工性能和抗热震性能优良	
	赛阳防护涂板	1400℃	优良的耐高温性、抗侵蚀性，操作简单，便于施工	
	赛阳陶瓷纤维模块	-	低热容量，低热导率，高化学稳定性，高回弹性能	
	赛阳 28 级纤维整体模块	1250-1400℃	低热容量，低热导率，高化学稳定性，易安装，结构牢	

管道、罐体、异型部位保温隔热	赛阳系列纤维毯	可溶纤维毯 $\leq 800^{\circ}\text{C}$ ，高强硅酸铝纤维毯 $\leq 1000^{\circ}\text{C}$	柔性、抗拉性优异，具有无机不燃特性	
	赛阳柔性纳米毡	900°C	极低的导热系数；柔性，可与弯曲面贴合	
	赛阳纳米气凝胶复合绝热毡	650°C	疏水性，抗拉强度高，不掉粉、不掉渣	
	赛阳异形制品	-	高隔热、抗热冲击性能优良	
罐体底部保温结构	赛阳轻质莫来石砖	-	可任意切割；强度高，抗剥离性能好等	
	赛阳高密度板	1260°C	高强度、低热导率	

资料来源：鲁阳节能《光热行业产品应用手册 2019-10》，光大证券研究所整理

4、投资建议

在新能源装机快速增长的背景下，光热储能电站迎来快速发展；其应用场景不仅限于电力场景，亦可为工商业提供工业蒸汽、供暖等。目前我国在建光热储能电站装机规模达 2695MW，测算其对应市场规模约 808.5 亿元；随着风光大基地的持续推进，以及“双碳”约束下北方采暖路径的变化，光热储能市场有较大扩容潜力。光热玻璃、保温材料市场有望迎来扩容。

建议关注：

安彩高科 (600207.SH)，安彩高科光热玻璃有望率先实现国产替代、其光伏压延产能亦正在加速扩张，且由于其经营天然气业务（21 年营收占比 53.3%），故在成本环节具备自供管道天然气等优势。风险提示：光热玻璃业务推进不及预期、光伏玻璃业务推进不及预期、纯碱等原材料价格上涨不及预期。

鲁阳节能 (002088.SZ)，鲁阳节能为国内陶瓷纤维领域绝对龙头，其产品已广泛应用于国内外光热储能场景；2022 年 6 月外资股东奇耐对鲁阳节能发起并完成要约收购，奇耐对其控股后，公司有望融入奇耐的全球供应链，且产品线也将更为丰富，与奇耐协同值得期待，大股东赋能有望助力公司增长走上快车道。风险提示：行业需求增长不及预期、公司市场份额提升不及预期。

表 13：光热发电行业重点上市公司盈利预测、估值与评级

证券代码	公司名称	收盘价(元)	EPS(元)			P/E(x)			投资评级
			21A	22E	23E	21A	22E	23E	
600207.SH	安彩高科	8.98	0.24	0.32	0.43	38	29	21	/
002088.SZ	鲁阳节能	25.01	1.05	1.23	1.56	24	20	16	买入

资料来源：wind，安彩高科为 wind 一致盈利预测，鲁阳节能为光大证券研究所预测，股价时间为 2022-8-18

5、风险分析

国内光热发电项目招投标推进不及预期

“十四五”期间光热发电项目招投标推进不及预期将会影响国内光热装机容量增速，进而导致上游各企业收入不及预期。

其他储能方式挤占市场风险

电化学储能、抽水蓄能等其他储能方式或对光热储能产生挤出效应，从而减小光热储能市场份额。

技术迭代风险

新技术的更迭或将破坏原有光热发电产业链，威胁上游部分企业的生存发展。

新能源发电投资不及预期风险

光热发电行业发展与光伏发电、风电行业发展具有一定关联性，我国新能源发电相关投资不及预期会对光热发电装机产生较明显影响。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。	

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、不与，也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司和 EverbrightSecurities(UK)Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中所载观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

中国光大证券国际有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited
64 Cannon Street, London, United Kingdom EC4N 6AE