

光热和“光热+”项目设计分享

汇报人：黎建锋

时 间：2024.09

地 点：甘肃敦煌



1

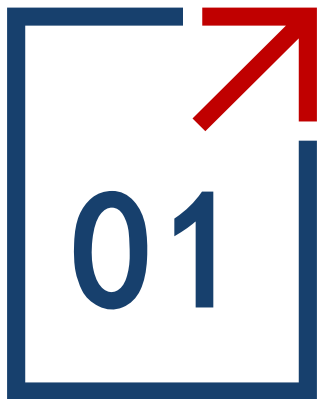
光热在新型电力系统中的作用

2

“光热+”发电方案设计研究

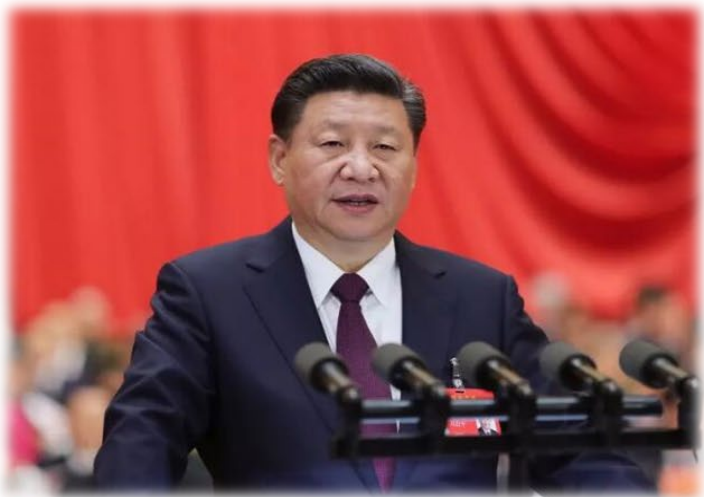
3

西北院光热及“光热+”项目建设分享



光热在新型电力系统中的作用

双碳政策背景



- 碳达峰
- 碳中和

2020年09
月22日

七十五届联合国大会

习总书记表示：
二氧化碳排放
力争于2030
年前达到峰值，
努力争取
2060年前实
现碳中和。

2020年12
月12日

气候雄心峰会

2030年非化
石能源消费
比25%，风
电、太阳能
总装机12亿
千瓦以上。

2020年12
月18日

中央经济会议

抓紧制定
2030年前碳
排放达峰行动
方案，支持有
条件的地方率
先达峰。

新能源开发的主要影响因素

随着风电、光伏开发规模的提高，影响消纳水平的主要制约因素将由相应政策机制激励下的系统灵活性（调峰、爬坡、启停、跨区互济、输电网架）向系统安全稳定性转变。在“十四五”期间，西北电网新能源开发规模处于第3-4阶段，系统的调峰能力、跨区跨省互济能力、重要断面输电能力及相关电力市场政策机制引导是影响消纳水平的主要因素。

IEA界定的波动性可再生能源渗透率的6个阶段

发展阶段	特点描述	主要影响因素	
6	季节性电力过剩开始出现，并在非电行业得到应用；季节性储能以及电制其他燃料	系统用能负荷需求约束	
5	结构性过剩开始出现。其他行业的电气化应用变得重要	系统电力负荷需求约束	
4	系统的稳定性变得重要。在某些时段，波动性可再生能源的出力占需求的比例达到显著的水平，电压和调频的重要性开始显现。	系统的调频调压性能、系统安全稳定性要求、系统抵抗扰动的能力	
3	随着电力平衡的剧烈波动，灵活性的重要性开始显现	系统调峰能力、爬坡能力、快速启停能力、跨省跨区互济能力、重要断面输电能力	十四五
2	波动性可再生能源的容量规模对系统运行有所影响	局部输电线路容量限值	十三五
1	从全系统角度来看，波动性可再生能源容量对系统基本无影响	无	十二五

以新能源为主体的新型电力系统面临多时间尺度的不平衡问题

□ 季节性不平衡问题：

- ✓ 冬季负荷需求大，同时新能源小发叠加枯水期的**季节性缺电问题**；
- ✓ 春秋季新能源大发，系统负荷需求偏小的**季节性多电问题**；
- ✓ 汛期水电大发导致的可再生电量**季节性多电问题**。

□ 连续极端天气不平衡问题：

- ✓ 夏季连续高温，空调负荷带来的连续大负荷，叠加风电连续小发带来的**多日缺电问题**；
- ✓ 连续雨雪天、阴天，新能源电量不足导致的**多日缺电问题**；
- ✓ 连续晴天、大风天导致的**多日多电问题**。

□ 日内调峰问题：

- ✓ 晚高峰，光伏没有出力，风电出力偏小时的**高峰时段缺电问题**；
- ✓ 后夜风电大发或正午光伏大发，负荷偏小的**低谷时段弃电问题**。

新型电力系统构想

构建**以新能源为主体的新型电力系统**，需要统筹发展与安全，保障电力持续可靠供应，充分利用数字技术和智慧能源技术，在传统电力系统基础上，增强灵活性和柔性，提高资源优化配置能力，实现**多能互补、源网荷储**高效协同，有效平衡新能源的波动性、随机性和不确定性，实现智慧友好接入。



电源侧

水电、抽蓄、燃气电站、蓄能措施、**光热电站**，火电灵活性改造



电网侧

加强电网薄弱环节；增加跨省跨区网络互济能力；增强电力调度的灵活性，加强区域资源调剂优化。



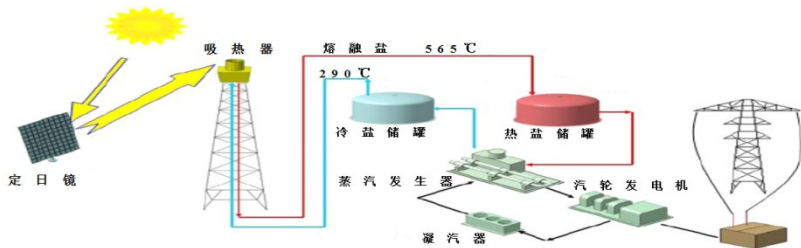
负荷侧

加强电力需求侧管理。鼓励可中断负荷、电动汽车、用户侧储能等措施参与调峰，推动电能替代。

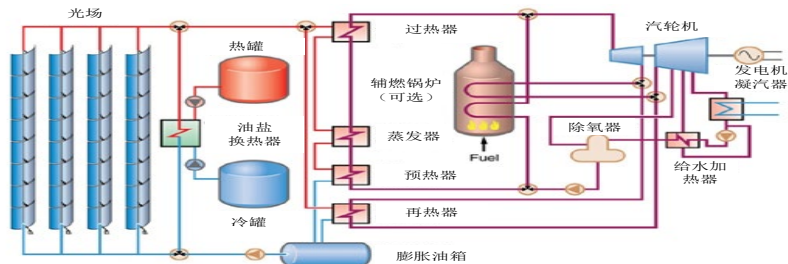
电源侧措施

光热电站调峰

塔式



槽式



根据不同系统运行工况，光热电站可选择降出力调峰、启停调峰、跨日平移调峰三种调峰方式。

优势：

- 光热电站没有燃煤机组锅炉稳燃的要求，调峰深度更深，可达80%；
- 光热机组调峰能力的爬坡速度比常规火电机组更快；
- 与常规火电相比，光热电站启动时间短，启动仅耗费少量热量及电量，启停成本更低。

劣势：

- 光热电站受太阳直射量要求，建设地区受限；
- 相比其他能源形式，光热电站系统集成度高，技术复杂，现阶段光热电站建设成本较高。

光热电站技术优势

电力电量平衡方面



1 作为电力保障性电源，配置应急燃气锅炉可全容量替代火电

- ✓ 光热电站本身也属于限能电站，增加应急燃气锅炉后，可以应对连续阴天等极端天气，提高保证出力，减少资源约束导致的发电受限，实现全容量替代燃煤火电装机。

2 作为自带调节性新能源，实现以新能源促进新能源消纳

- ✓ 光热电站可以做到像气电一样的启停调峰，汽轮机的启动时间仅60min-80min，仅为常规煤电机组的1/4左右，连续发电的最小出力可以降至20%以下。

3 作为清洁低碳型新能源，可以促进能源结构绿色转型优化

- ✓ 太阳能发电装机中建设一定比例的光热电站，不仅可以减少常规调节电源的配置规模，还可以有效增加可再生发电量占比，提高可再生能源电力消纳比重。

光热电站技术优势

电网稳定运行方面



1 作为旋转惯量电源，可提高交流电网频率稳定性

- ✓ 光热电站并网元件为常规同步机组，可为系统提供旋转惯量，同时由于装设自动发电控制系统（AGC），可以参与电网一次调频和二次调频，迅速响应电网负荷需求。

2 作为电压支撑电源，可有效抑制新能源暂态过电压

- ✓ 光热电站完全是一个发新能源的传统发电机组，可为系统提供短路容量，在发出有功的同时，还可以根据需要调节无功输出，具备电压支撑能力。

3 作为同步发电机电源，可提高交流电网功角稳定性

- ✓ 光热电站聚合了新能源和传统汽轮发电机，由于不具有常规火电锅炉燃烧环节，气门关停开启方便，调节速度更快，可以快速响应系统中出现的大小扰动。

光热与光伏+储能对比方案

情形一：不考虑补燃

VS

光热方案



光热：10万千瓦（储热8h）

发电量相同

储能容量相同

电网支撑相同

光伏+储能+调相机方案

光伏：14万千瓦



储能：10万千瓦（储能8h）



分布式调相机：10万千瓦

光伏+抽蓄方案

光伏：14万千瓦

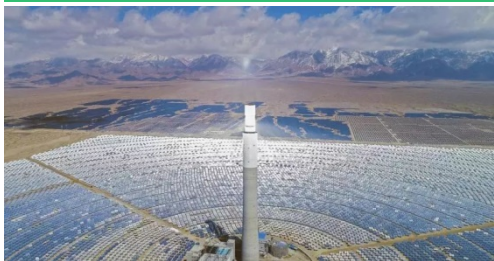


抽蓄：10万千瓦（储能8h）

光热与光伏+储能对比方案

情形二：考虑补燃

光热+补燃方案



光热：10万千瓦（储热4h）
+2万千瓦补燃锅炉

VS

发电量相同

储能容量相同

电网支撑相同

极端天气保障能力相同

光伏：14万千瓦



储能：10万千瓦（储能4h）



分布式调相机：10万千瓦

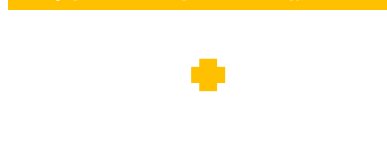


气电：10万千瓦

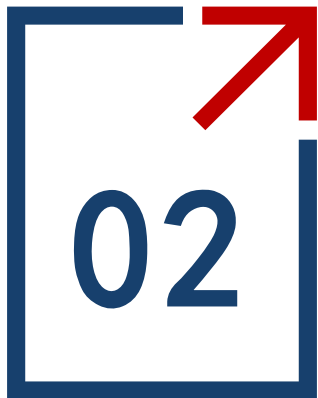
光伏：14万千瓦



抽蓄：10万千瓦（储能4h）



气电：10万千瓦



“光热+”发电方案设计研究

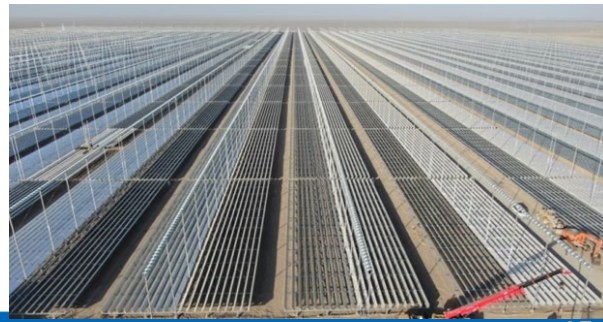
政策背景

- 2020年1月20日，财政部、国家发展改革委和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》（财建〔2020〕4号）。文件提出，**新增海上风电和光热项目不再纳入中央财政补贴范围**，按规定完成核准（备案）并于2021年12月31日前全部机组完成并网的存量海上风力发电和**太阳能光热发电项目**，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。
- 2021年10月24日，中华人民共和国国务院印发关于《2030年前碳达峰行动方案》指出，**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**。加快新型储能示范推广应用，到2025年，新型储能装机容量达到3000万千瓦以上。

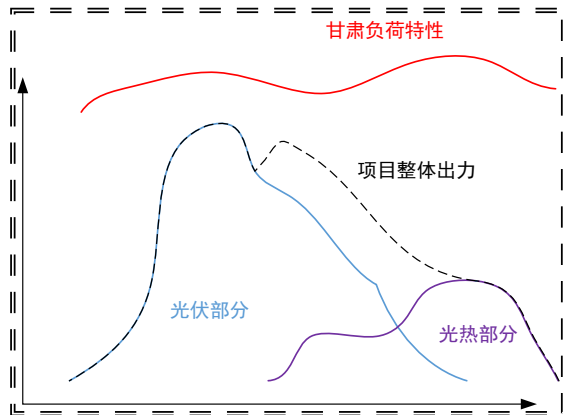
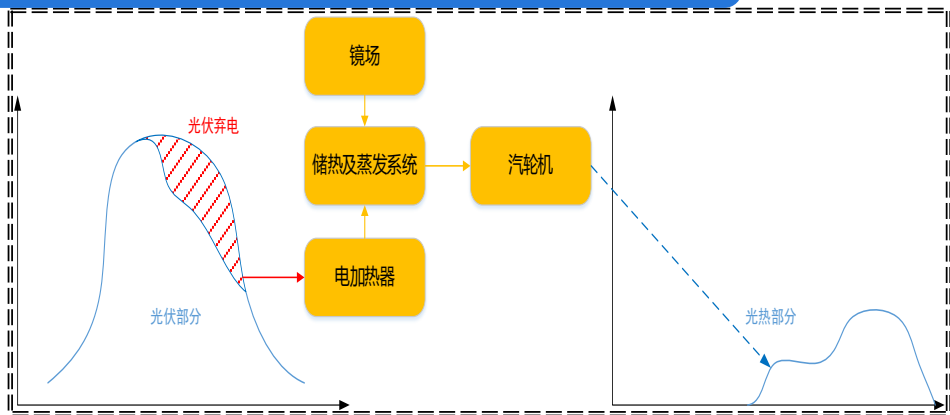
研究方法和思路

- 优化光热电站集热和储热容量，通过电热储能装置，进一步提高项目向下调峰能力；
- 极端天气下，通过光热电站跨日调节作用，提高项目向上调节能力；
- 通过配置一定容量的光伏（风电），拉低综合电价水平，目标是提供电网相对友好的全部可再生能源电力电量；
- 示范项目打造统一电价，不高于项目地（如甘肃省）火电基准电价。

$$\begin{aligned}
 \text{总电量} \times \text{基准电价} &= \text{光热发电量} \times \text{光热成本电价} + \text{光伏发电量} \times \text{光伏成本电价} \quad (+ \text{风电发电量} \times \text{风电成本电价}) \\
 &= \text{光热容量} \times \text{发电小时数} \times \text{光热成本电价} + \text{光伏容量} \times \text{发电小时数} \times \text{光伏成本电价} \quad (+ \text{风电容量} \times \text{发电小时数} \times \\
 &\quad \text{风电成本电价})
 \end{aligned}$$



电网友好性分析-光热+光伏



以相关性分析方法为基础，选取项目所在地全年每小时的气象站的太阳辐射度数据，分析光热、光伏部分出力特性与互补特性，并结合当地的负荷数据进行负荷匹配度分析，**以负荷相关性作为衡量指标。**

负荷相关性越强，说明总出力与负荷的匹配能力也越强，项目的电网友好性也就越强。

场景1：600MW光伏

场景2：600MW光伏+60MW/120MWh电化学储能

场景3：600MW光伏+120MW/240MWh电化学储能

场景4：600MW光伏+120MW/480MWh电化学储能

场景5：600MW光伏+100MW光热+8小时储热（含40MW电加热装置）

电网友好性分析-光热+光伏

	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
光伏装机 (万千瓦)	60	60	60	60	60
光热装机 (万千瓦)	/	/	/	/	10
储能容量 (万千瓦/时长)	/	6 (2h)	12 (2h)	12 (4h)	/
与负荷相关系数	0.118	0.122	0.139	0.157	0.192

	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
项目静态总投资 (万元)	253260	272460	291660	330060	442425
年发电量 (万kWh)	136142	136142	136142	136142	152826
年发电利用小时数 (h)	1786.7	1786.7	1786.7	1786.7	光伏1786.7+ 光热2230
综合发电成本 (元/kWh)	0.2199	0.2443	0.2654	0.3042	0.3071

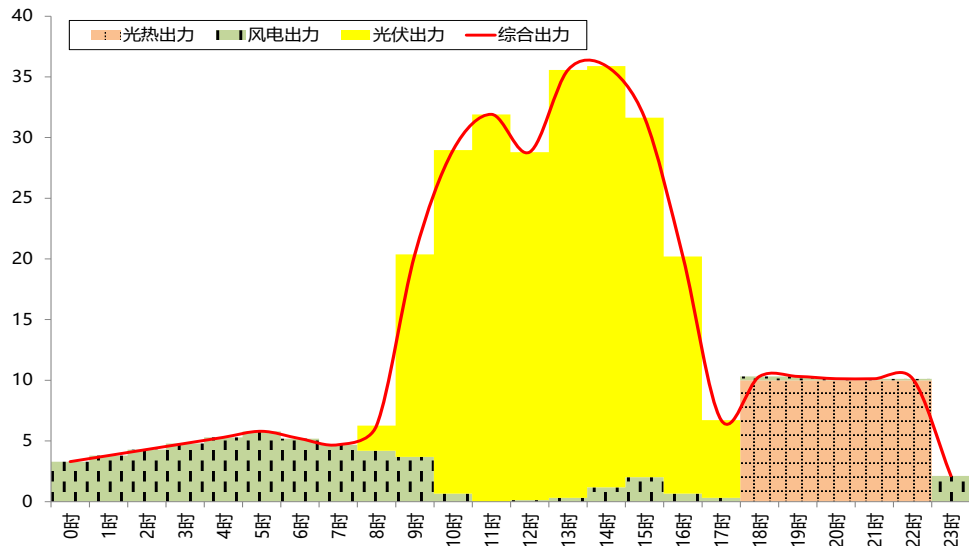
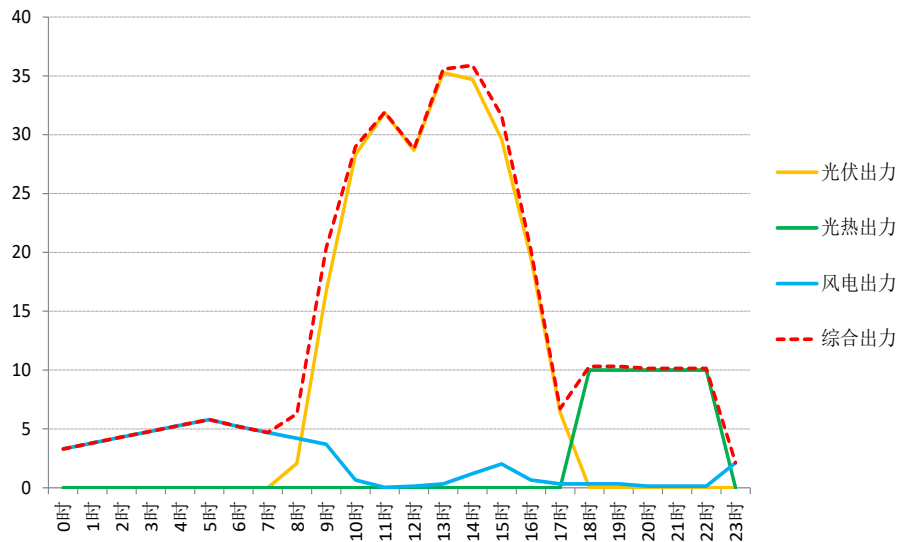
(1) 以负荷相关性为指标，配置100MW、8h光热储能电站方案的电网友好性将优于光伏配置10%-2h、20%-2h、20%-4h电化学储能的方案。

(2) 熔盐储热系统，由于聚光集热系统、储热部分、配套电加热造价较高，配套光热的方案平准化发电成本明显高于光伏及光伏+电化学储能（10%-2h、20%-2h）的平准化发电成本。

(3) 当新能源建设配套电化学储能规模较大（20%-4h）的情况下，光伏配置电化学储能的平准化发电成本0.3042与配置熔盐储热系统（光热电站）的平准化发电成本0.3071基本相当。

(4) 而当新能源建设配套电化学储能规模很大（超过4h）的情况下，配置熔盐储热系统（光热电站）将更具有竞争优势。

电网友好性分析-光热+风光

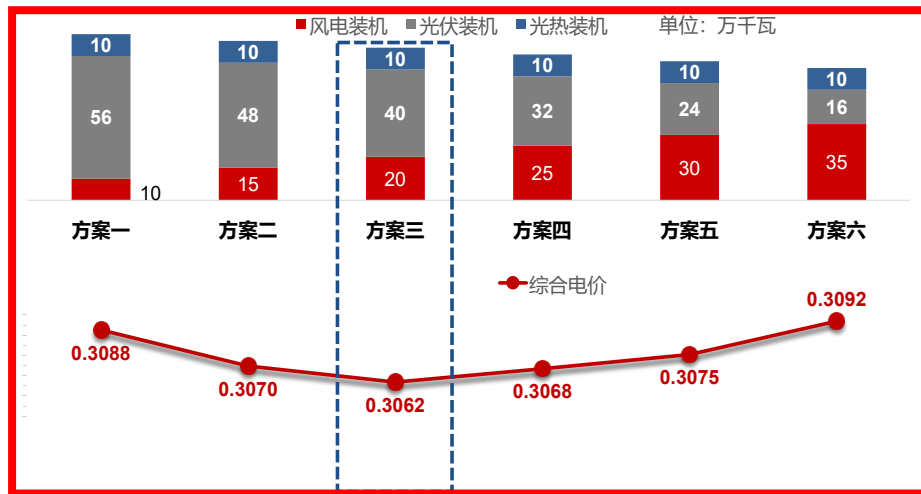


- 地区光伏在午间大发，早晚则无出力。风电与光伏正好相反，晚间大发，白天出力较小。可以看出，风电及光伏出力具有一定的互补特性。
- 光热电站由于配备储能系统，可以在日照资源较好、中午光伏大发时段降出力为新能源调峰并储存热量，在晚上负荷高峰时利用储存的热量进行发电，维持电站持续运行。

电源配比方案-光热+风光

按**相同电量**拟定不同光伏、风电配比方案，即风电装机由100至350MW，光伏装机由480MW减至160MW，以下从技术经济方面分析：

	方案一	方案二	方案三	方案四	方案五	方案六
风电装机	10	15	20	25	30	35
光伏装机	56	48	40	32	24	16
光热装机	10	10	10	10	10	10
与负荷相关系数	0.1920	0.2043	0.2139	0.2158	0.2045	0.1798
综合电价	0.3088	0.3070	0.3062	0.3068	0.3075	0.3092



结合地区新能源资源及建设条件，考虑光热电站的良好调节性能，

“光热+风光”互补发电项目推荐电源配比方案：

- ①光伏装机：400MW；
- ②光热装机：100MW（集热系统为正常的50%，储热时长10h，配置100MW电加热）；
- ③风电装机：200MW。

资本金比例

资本金按静态投资的20%计算，其余为银行贷款。

部分投资方要求资本金按静态投资的30%计算，其余为银行贷款。

银行贷款利率

银行长期贷款基准利率3.85%；

实际项目银行贷款利率可低至2.5%。

经济评价 影响因素

项目用地成本

新疆工程征地费按12万元/亩，租地费按400元/亩计列，土地使用税按0.96元/m²计列按一次性缴纳三年。

甘肃土地属于无偿划拨，需每年缴纳土地使用税，以1.00元/m²征收。

材料费及其他费用

已并网的第一批光热示范电站运行时间较短，项目材料费、人工定员、工资、其他费用等经验较少，取费有差异。

经济对比

新疆某“光热+光伏”一体化项目

装机方案对比:

- (1) 100MW光热发电项目，80万m²熔盐线菲聚光集热场，8h熔盐储热系统，年均利用小时数为1700h；
- (2) 光伏发电部分装机900MW，年均利用小时数为1734小时；
- (3) 一体化项目平均年总上网电量约19.04亿kWh。

序号	工程名称	静态投资(万元)	
1	100MW 光热	145597.00	
2	900MW 光伏	339713.16	
	合计	485310.16	495699.17

按新疆自治区“光热+”示范电价0.262元/kWh，对项目计算期25年内的资本金内部收益率进行测算，其计算结果是：**资本金内部收益率为7.47%**。

甘肃省某“光热+光伏”一体化项目

装机方案对比:

- (1) 100MW光热发电项目，130万m²熔盐线菲聚光集热场，8h熔盐储热系统，年均利用小时数为2230h；
- (2) 光伏发电部分装机600MW，年均利用小时数为1786.7小时；
- (3) 一体化项目平均年总上网电量约15.61亿kWh。

项目名称	静态投资(万元)	
600MW光伏发电项目	242649.58	
100MW光热发电项目	187599.00	
330kW汇集站工程	12033.06	
合计	442281.64	451052.64

按甘肃省燃煤标杆0.3078元/kWh，对项目计算期25年内的资本金内部收益率进行测算，其计算结果是：**资本金内部收益率为7.40%**。

光热+指标

甘肃省

- (1) 敦煌市10万千瓦光热+60万千瓦光伏项目；
- (2) 玉门10万千瓦光热+40万千瓦光伏+20万千瓦风电项目；
- (3) 瓜州县10万千瓦光热+20万千瓦光伏项目+40万千瓦风电项目；
- (4) 阿克塞11万千瓦光热+64万千瓦光伏项目；
- (5) 金塔县10万千瓦光热+60万千瓦光伏项目；

项目采用统一基准电价（甘肃省燃煤标杆0.3078元/kWh）、全额上网消纳进行示范建设。

光热+指标

吉林省

规划单元	项目编号	光伏容量 (万千瓦)	风电容量 (万千瓦)	光热容量 (万千瓦)	推荐企业
1 (通榆县)	1号	10	20	10	国家电力投资集团有限公司 (牵头)
	2号	10	20		浙江中光新能源科技有限公司
2 (大安市)	3号	10	20	10	中国电力建设集团有限公司
	4号	10	20		中国广核集团有限公司 (牵头)
					白城市能源投资开发有限公司
					中国大唐集团新能源股份有限公司 (牵头)
					中国能源建设集团投资有限公司

项目采用统一电价0.30852元/kWh (吉西基地鲁固直流白城外送项目基准电价)、全额上网消纳进行示范。

光热+指标

青海省

- (1) 青豫直流二期外送项目1标段（光伏90万千瓦+光热10万千瓦）；
- (2) 青豫直流二期外送项目2标段（共和光伏90万千瓦+格尔木光热10万千瓦）；
- (3) 青豫直流二期外送项目3标段（共和光伏90万千瓦+格尔木光热10万千瓦）；
- (4) 三峡能源海西基地格尔木光伏光热项目（光伏100万千瓦+光热10万千瓦）；
- (5) 中能建江苏设计院/江苏美科共和100万千瓦源网荷储项目（光热10万千瓦）；
- (6) 中电建共和100万千瓦光伏光热项目（光热10万千瓦）；
- (7) 中广核太阳能德令哈100万千瓦光伏光热项目（光热20万千瓦）；

项目未采用统一基准电价。

光伏电价采用青海省新能源基准电价0.2277元/kWh；

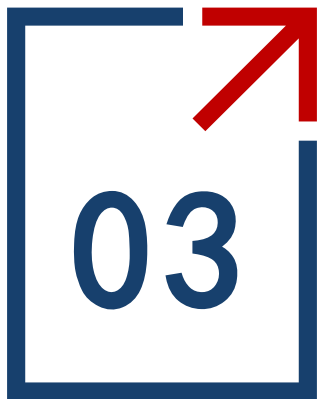
光热电价采用青海省燃煤标杆基准电价0.3196元/kWh。

光热+指标

新疆

项目采用统一基准电价0.262元/kWh
(新疆自治区燃煤标杆电价0.25元/kWh)

序号	项目名称	项目申报单位	光热装机 (单位:万千瓦)		项目位置
			功率	功率	
1	鲁能阜康市多能互补 (暨新能源市场化并网) 项目	鲁能新能源 (集团) 有限公司	90	10	昌吉州阜康市
2	中能建哈密“光 (热) 储”多能互补一体化绿电示范项目	中国能源建设集团投资有限公司	135	15	哈密市
3	三峡新能源哈密100万千瓦“光热+光伏”一体化综合能源示范项目	中国三峡新能源 (集团) 股份有限公司	90	10	
4	哈密北90万千瓦光伏发电+10万千瓦光热发电项目	新疆丝路坤元能源有限责任公司	90	10	
5	大唐石城子100万千瓦“光热+光伏”一体化清洁能源示范项目	大唐新疆发电有限公司	90	10	
6	吐鲁番市托克逊县乌斯通光热+光伏一体化项目	中国电建新能源集团有限公司、新疆中安睿达新能源科技有限公司联合体	90	10	
7	唐山海泰新能科技股份有限公司光热+光伏一体化项目	唐山海泰新能科技股份有限公司	90	10	
8	国家电投集团河南电力有限公司光热+光伏一体化项目	国家电投集团河南电力有限公司	90	10	
9	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	中国能源建设集团浙江火电建设有限公司	90	10	巴州
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	国投新疆新能源有限公司	90	10	
11	若羌县10万千瓦光热 (储能) +90万千瓦光伏示范项目	新疆电建睿达能源开发有限公司	90	10	
12	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	新华水力发电有限公司	90	10	博州
13	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	精河新华新能源有限公司	90	10	



西北院光热及“光热+”项目建设分享

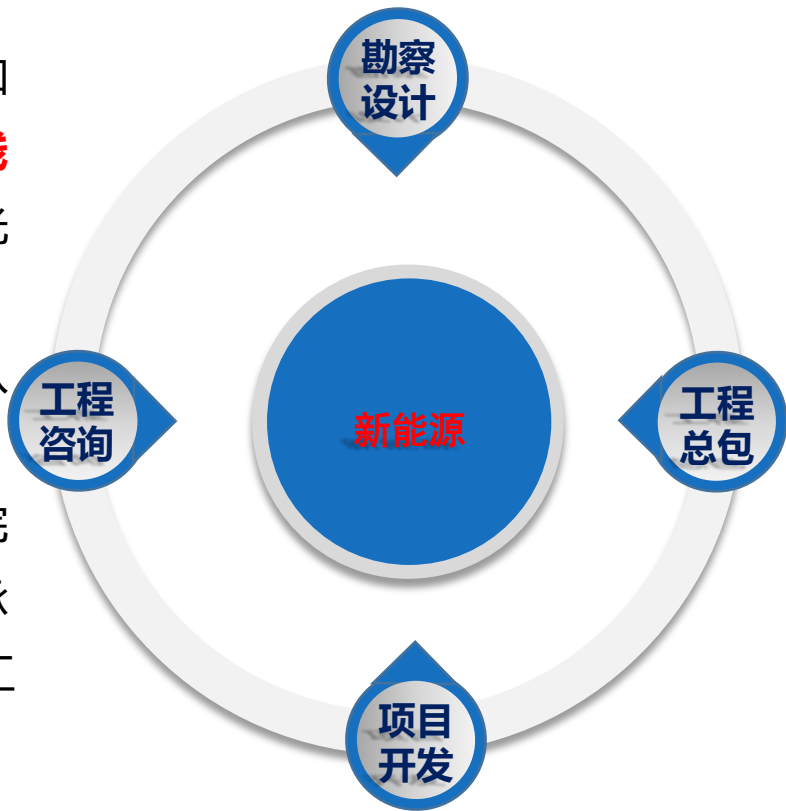


中国电力工程顾问集团西北电力设计院

(以下简称“西北院”)成立于1956年10月,具有**工程设计综合甲级、工程勘察综合甲级、工程咨询、造价咨询、环境影响评价、测绘**等十余种甲级资质的大型国有企业,致力于**高端咨询规划、工程勘察设计、工程总承包**等业务领域,在**能源规划研究、火力发电、新能源发电、多能互补、输变电、市政工程和环境保护**等方面保持全面的行业技术领先优势,具备投建营一体化的雄厚实力。

西北院地处陕西西安,是国家电力规划中心西北分中心和陕西省电力规划研究中心、新疆维吾尔自治区电力规划研究中心,全面掌握西北地区和陕西省电力发展趋势和电源、电网工程规划发展状态,承担了国家能源局和陕西省能源局多项重要规划研究和技术支持工作,熟悉新能源及电力项目建设条件和大量的基础资料,是西北地区和陕西省能源电力骨干企业。

西北院最早开展光热发电技术研究、设计和总承包业务，最先具有**光热发电全技术路线投产运行业绩**，是全国少数能够从事国家光热规划、技术研究、产品开发、咨询设计、项目投资、工程总承包的全产业链单位。从2005年起步至今，西北院在光热发电规划、设计和总承包领域业绩处于全行业之首，完成国内外光热可行性研究、勘察设计、总承包等各类工程共计60余项，多次获得国家工程金奖、行业一等奖等各类奖项。



光热项目

早在2005年，西北院就开始涉足光热领域，成为我国最早开展光热技术研发、实力最为雄厚的工程设计企业。
2012年，西北院参与设计的中科院八达岭1兆瓦塔式光热科研项目建成，这是亚洲首个兆瓦级光热电站。
2013年，西北院设计的中控德令哈一期10兆瓦塔式光热项目投运，成为我国第一座正式投入商业运行的光热电站。。



中科院八达岭1兆瓦太阳能塔式热发电项目



青海中控一期（10MW）塔式太阳能热发电站

甘肃阿克塞800米槽式高温熔盐光热发电测试平台项目



2016年10月6日并网发电，成功运行。**全球首个高温熔盐槽式光热发电项目。**

西北院作为该项目**总体设计单位**，还承担了常规汽轮发电机组及其辅助系统和全厂设备土建基础、钢操作平台、蒸汽发生系统等施工图设计。并**全程参与了项目的调试过程。**



中广核德令哈槽式光热电站

中广核德令哈槽式光热电站是国家首批光热示范项目中第一个投运的项目。占地2.46平方公里，采用槽式导热油集热技术路线，配套9小时熔融盐储热，其储热岛的熔融盐储罐直径达42米，是亚洲最大的熔融盐储热罐。

西北院负责本项目发电单元及厂前区EPC总承包建设工作。



摩洛哥努奥三期150兆瓦塔式光热电站

摩洛哥努奥三期150兆瓦塔式光热电站

摩洛哥努奥三期150兆瓦塔式光热站是**目前世界单机容量最大的塔式光热电站**。西北院负责该项目全厂的土建设计、发电单元及全厂辅助系统的设计工作。项目于2015年5月正式开工建设，至2018年10月20日顺利完成可靠性运行试验，获得业主的验收证书并正式投运。项目荣获2019年度电力行业优秀工程设计一等奖、2020年度中国电力优质工程奖、2020年工程建设项目绿色建造设计水平一等成果、2020-2021年度国家优质工程金奖等多项荣誉

青海中控二期(50MW)塔式太阳能热发电站



青海中控二期（50MW）塔式太阳能热发电站

中控二期是国内光热电站核心技术全部采用**国产技术**的典型。项目配置7小时熔盐储能系统，设计年发电量1.46亿千瓦时，等效满负荷发电利用小时数2920小时。西北电力设计院有限公司负责**50MW光热项目可研、初设、施工图、竣工图设计**。项目施工图设计工作于2016年9月展开，2018年12月30日顺利并网发电，于2019年4月17日实现满负荷运行。

本项目在2019年7月17日至8月16日一个月内，电站累计发电量达1258.23万度，同期理论发电量为1386.35万度，月发电量达成率为90.76%，其中8月9日至8月15日一周的平均发电量达成率达97.65%。电站在实现满负荷运行3个月后就实现了月度发电量达成率超过90%。



❖ 敦煌大成光热示范电站 ❖

兰州大成敦煌5万千瓦熔盐线性菲涅耳式光热发电项目

兰州大成敦煌5万千瓦熔盐线性菲涅耳式光热发电示范项目于2016年9月成功入选国家首批光热发电示范项目，项目位于敦煌市光电产业园区。项目采用兰州大成公司具有自主知识产权的**线性菲涅耳式太阳能聚光集热系统技术和熔盐高温集热、传热、储热和换热技术**，建设规模为50MW的换热、储热、发电等相关配套设施。

2019年12月31日并网成功，该项目成为我国首座成功并网运行的线性菲涅耳式光热发电示范项目。



哈密50兆瓦塔式光热发电项目

中电工程哈密塔式50MW光热发电项目

西北院**参股、总承包建设**的哈密50兆瓦塔式光热电站是新疆首个光热发电示范项目。项目位于哈密市伊吾县，规划容量为2×50MW机组，一期建设1台50MW熔盐塔式太阳能热发电站，由14500面定日镜组成，静态总投资15.8亿元。

哈密光热发电项目采用塔式熔盐发电技术，选用国际首创的五边形巨蜥式定日镜，配置大容量、高参数、高效率自主集成设计的储换热系统，可实现24小时连续不间断发电。

项目于2017年10月19日开工建设，2019年12月29日并网成功。**2021年9月27日，完成240h连续运行。**

鲁能海西州多能互补集成优化国家示范工程



鲁能海西州多能互补集成优化国家示范工程坐落于青海省海西州格尔木市境内，项目总装机容量700兆瓦，其中光伏200兆瓦、风电400兆瓦、光热50兆瓦、储能50兆瓦，配套建设330kV汇集站和国家级多能互补示范展示中心（又称“丝路明珠”）一座。该项目是世界上首个集风光热储调荷于一体的多能互补科技创新项目，包含了当今世界所有新能源项目类型。

西北电力设计院有限公司已成为全国光热勘察设计业绩最多（总装机容量占比全国的70%），技术路线最全（塔式、槽式、线性菲涅尔式等光热主要技术路线的全覆盖），投运业绩最多的勘察设计单位。

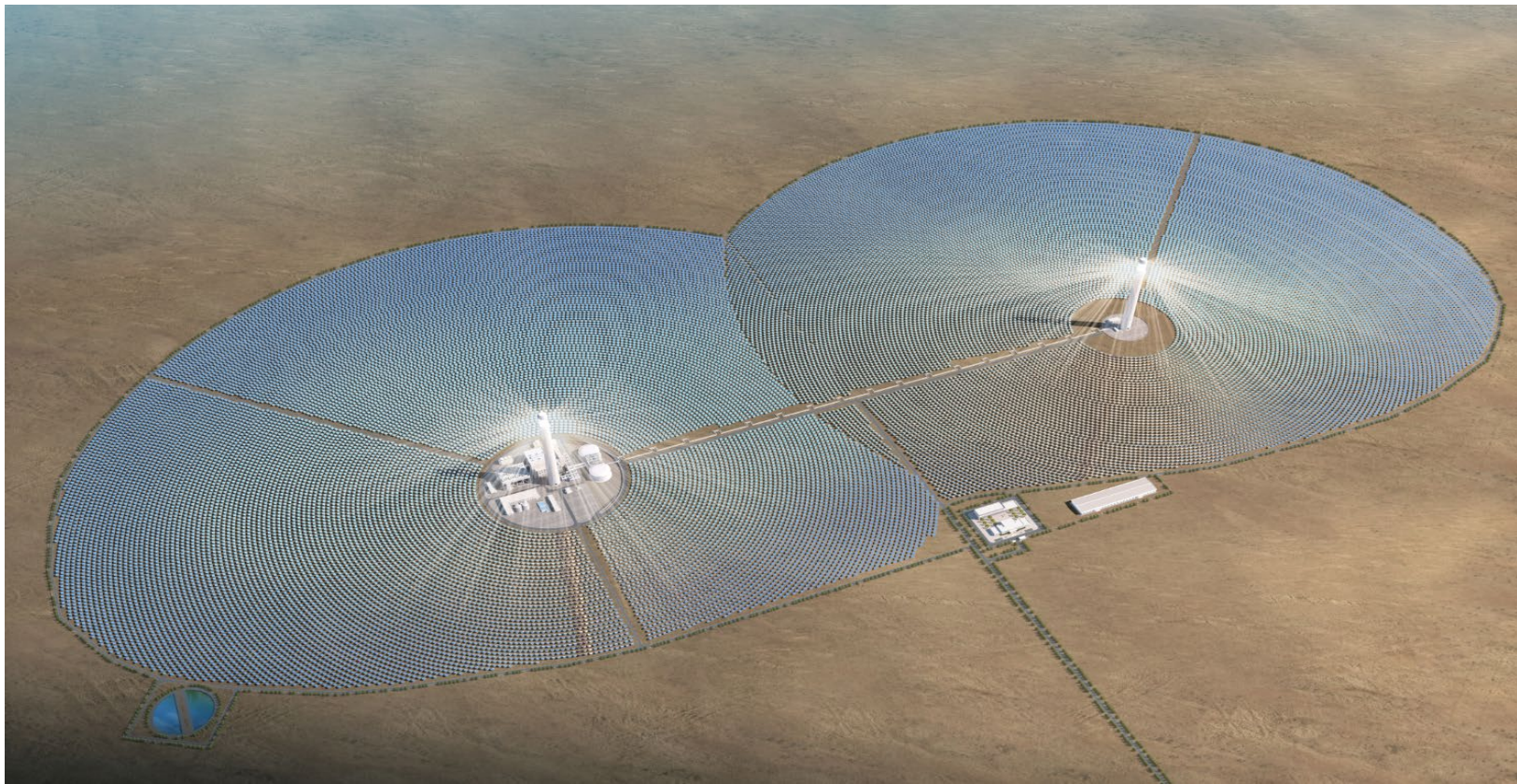
践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-1

三峡恒基能脉瓜州70万千瓦“光热储能+”项目100MW塔式光热电站项目

- 厂址位置：光热项目场址位于瓜州县双塔乡光电产业园区内。
- 建设规模：200MW光伏发电+400MW风电+100MW光热发电。其中的100MW光热电站，规划容量为1×100MW，本期建设规模1×100MW，采用塔式太阳能热发电技术，配置一套100MW的汽轮发电机组。
- 建设单位：三峡恒基能脉（酒泉）新能源发电有限公司。
- 资金来源：自筹资金20%，银行贷款80%。
- 工程进度：本项目于2022年10月25日开工，力争2024年12月底具备并网条件。

项目效果示意图

三峡恒基能脉瓜州100MW塔式光热电站项目



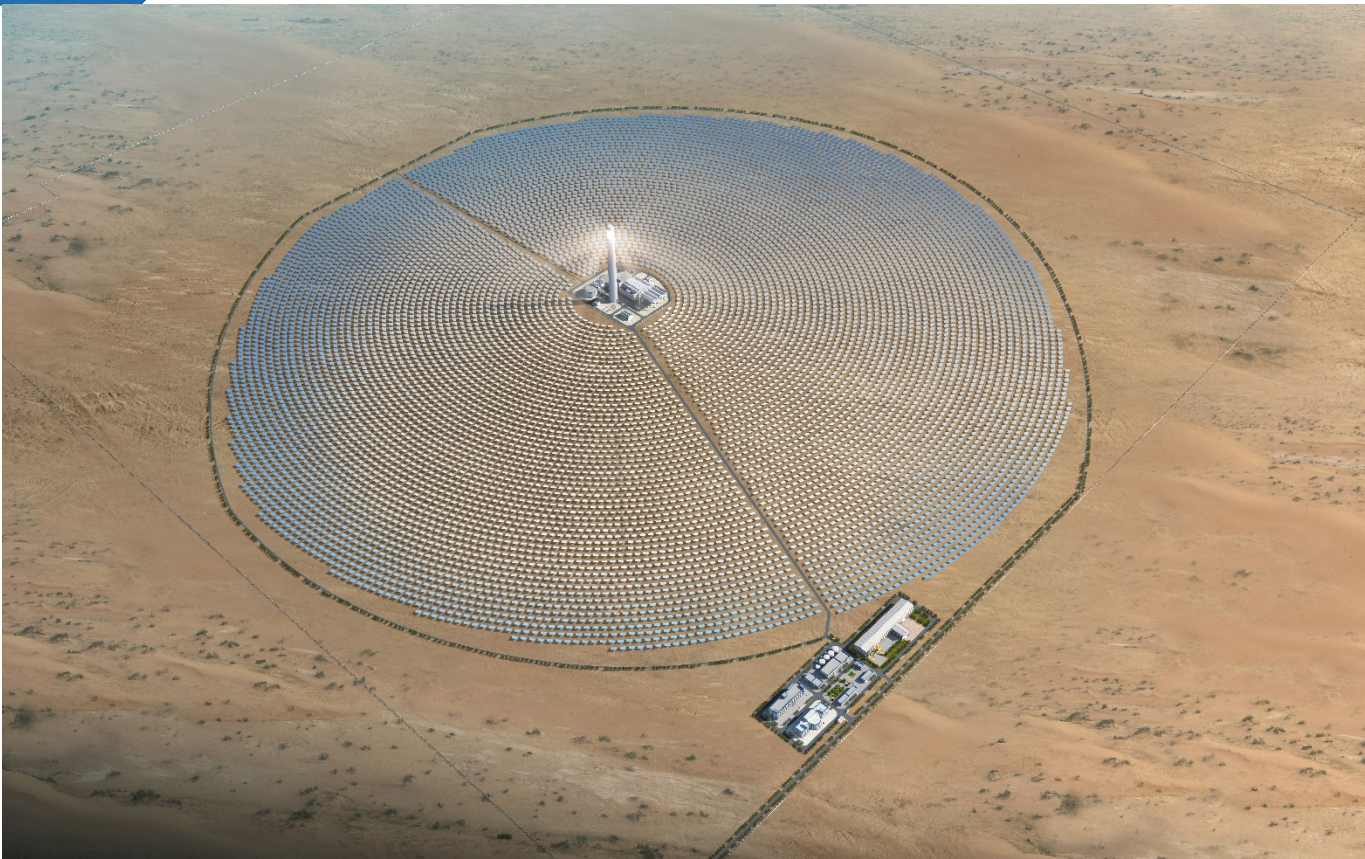
践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-2

三峡能源海西基地格尔木100MW塔式光热项目

- 厂址位置：光热项目场址位于格尔木市乌图美仁太阳能发电基地内。
- 建设规模：900MW光伏发电+100MW光热发电。其中的100MW光热电站，规划容量为1×100MW，本期建设规模1×100MW，采用塔式太阳能热发电技术，配置一套100MW的汽轮发电机组。
- 建设单位：三峡新能源格尔木发电有限公司。
- 资金来源：自筹资金20%，银行贷款80%。
- 工程进度：本项目于2023年3月23日开工，2024年年底发电。

项目效果示意图

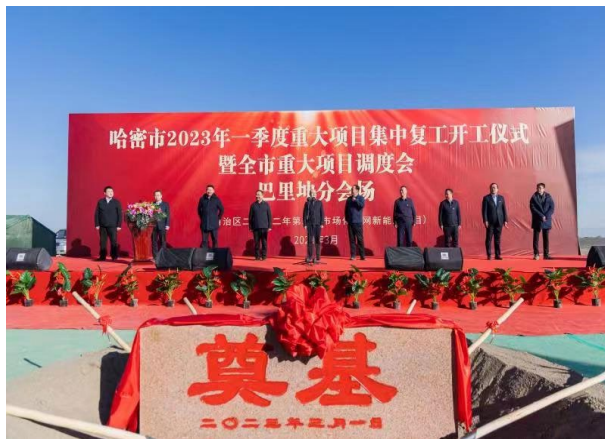
三峡能源海西基地格尔木100MW塔式光热项目



践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-3

中能建哈密150MW光热工程EPC总承包项目

- 厂址位置：新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县三塘湖镇东北处。
- 建设规模：项目规划总装机容量1500MW，按照“光热+光伏”一体化模式开发建设。其中，光伏发电建设交流侧装机容量1350MW；**太阳能光热发电建设装机容量150MW**，储热时长8小时。
- 建设单位：中能建哈密太阳能发电有限公司。
- 工程进度：本项目于2023年3月开工，
计划2025年12月并网发电。



中能建哈密光热+光伏项目

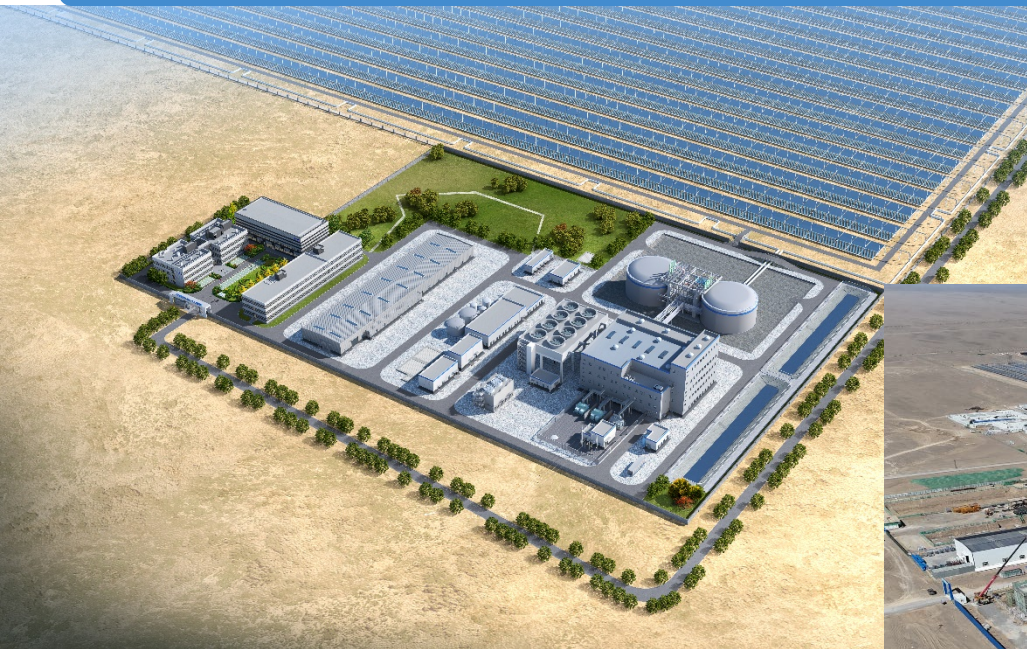


吸热塔、主厂房、熔盐区、厂前区、水区等厂房已经全面开工。
计划今年完成大部分土建工作，明年完成安装调试，明年底并网。



践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-4

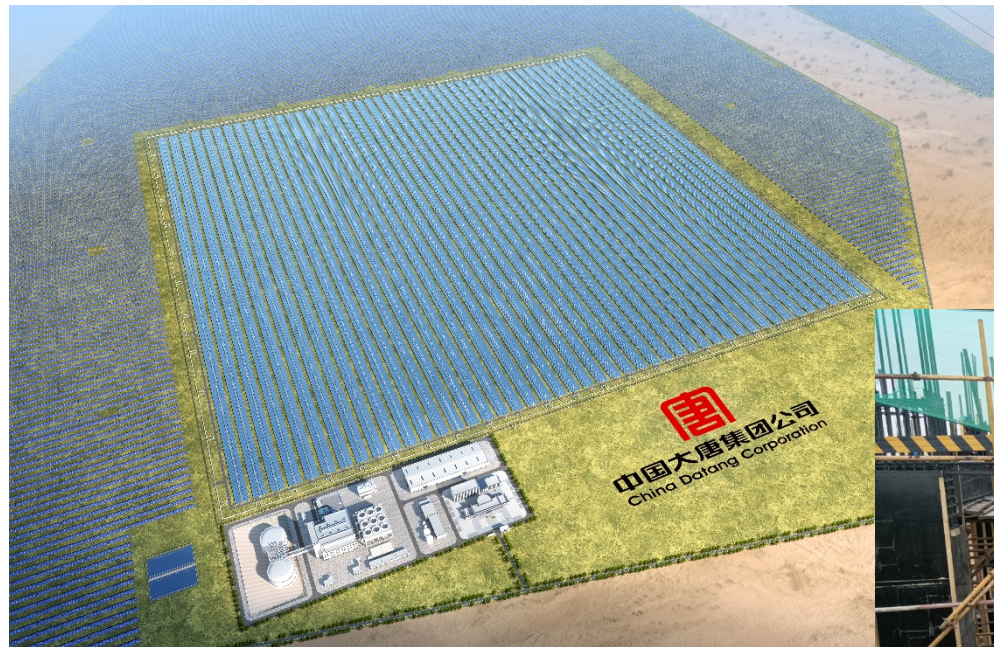
集热场桩基浇筑完成；正在进行镜场安装。
主厂房和其他辅助车间计划今年结构到顶。
冬季开始设备安装，明年完成安装调试。
项目计划2025年6月底投产。



三峡哈密光热+光伏项目

践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-5

主厂房基础施工过半，汽轮机基础养护中。
镜热场桩基开始施工。
明年开始安装调试。
项目计划2025年底并网投产。



大唐石城子光热+光伏项目

践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-6



主厂房、吸热塔、各辅助厂房等建筑物主体结构施工完成；定日镜的管桩已全部施工完成；现场安装工作已经全面展开；项目计划**2024**年底并网投产。



唐山海泰吐鲁番光热+光伏项目

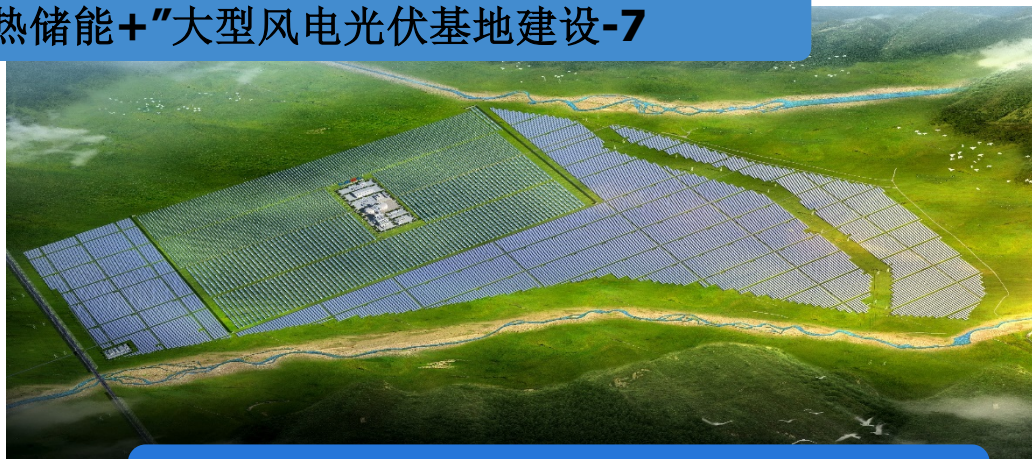
践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-7

本期1×100MW光热电站机组采用槽式导热油技术路线。集热场采用西北电力设计院具有自主知识产权的**大开口槽式太阳能集热回路**，采光面积约60万平方米。

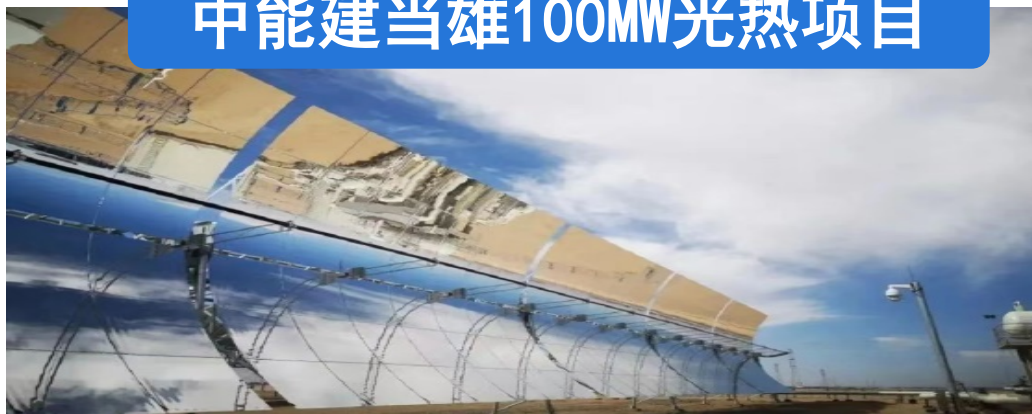
集热器开口尺寸8.6米，与传统国内目前商业电站采用的槽式集热器相比，集热器聚光比更高，集热管损失更小，光学效率更高。

2022年5月13日，《大开口槽式集热器》被国家能源局列为2021年度能源领域首台（套）重大技术装备项目。

此大开口槽已于2020年在格尔木建成了部分测试回路用于光热电站的办公生活区供暖，供暖效果好，经济效益明显。



中能建当雄100MW光热项目



践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-8

中核集团新华发电玉门新奥10万千瓦光热储能EPC工程

- 厂址位置：位于玉门市花海光电园区。
- 建设规模：本次玉门“光热储能+光伏+风电”示范项目，规划总装机容量700MW。项目包括：**100MW熔盐线性菲涅尔光热发电项目**，400MW光伏发电项目，200MW风力发电项目，新建1座330kV汇集站，通过1回330kV线路就近接入750kV变电站330kV侧。
- 建设单位：中核集团玉门新奥新能源有限公司。
- 资金来源：自筹资金20%，银行贷款80%。
- 工程进度：工程于2022年10月开工，2024年8月系统调试完成。

践行国家“双碳”战略，积极推进“光热储能+”大型风电光伏基地建设-8

中核集团新华发电玉门新奥10万千瓦光热储能EPC工程

- 1. 2022年12月5日，主厂房第一罐基础浇筑
- 2. 2023年4月11日，主厂房基础出零米
- 3. 2023年5月17日，办公综合楼主体结构封顶
- 4. 2023年5月31日，聚光集热场桩基全部完成
- 5. 2023年9月16日，主厂房结构封顶
- 6. 2023年12月2日，主厂房封外封闭完成
- 7. 2024年1月5日，冷、热盐罐焊接完成、实验完成
- 8. 2024年3月23日，聚光集热系统一次镜安装完成
- 9. 2024年5月13日，二次反射镜及集热管安装完成
- 10. 2024年5月27日，化学制水一次成功
- 11. 2024年6月10日，储热系统开始化盐
- 12. 2024年6月20日，凝结水、给水系统碱洗完成
- 13. 2024年7月3日，完成蒸汽系统吹扫工作
- 14. 2024年7月31日，倒送电一次成功
- 15. 2024年8月6日，汽轮机组一次启动（定速）成功
- 16. 2024年8月13日，机组系统调试完成

项目优化

中核集团新华发电玉门新奥10万千瓦光热储能EPC工程

- SGS建筑与主厂房一体化设计。
- 进口和国产熔盐泵混合应用方案。



- 优化布置熔盐母管及储热罐位置

项目照片

中核集团新华发电玉门新奥10万千瓦光热储能EPC工程



2024年9月20日

全系统全容量并网发电仪式。

汇报结束，谢谢大家！

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

NORTHWEST ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE CO., LTD. OF CHINA POWER ENGINEERING CONSULTING GROUP

地址：西安市高新技术产业开发区团结南路22号 邮编：710075

电话：029-88358888 传真：029-88388899

Add: 22 South Tuanjie Road, Hi-Tech Industrial Development
Zone, XI'AN 710075, P.R.China

Tel: +86 29 88358888 Fax: +86 29 88358899

www.nwepdi.com