



中南勘测设计研究院有限公司
ZHONGNAN ENGINEERING CORPORATION LIMITED

秉责 创新 卓越

光热发电两部制电价模式探讨

www.msdi.cn

汇报人：徐灿君

CONTENT

汇报内容

- 01 光热发电发展回顾
- 02 光热项目投资组成
- 03 两部制电价经济分析
- 04 结论与建议

第一章 光热发电发展回顾

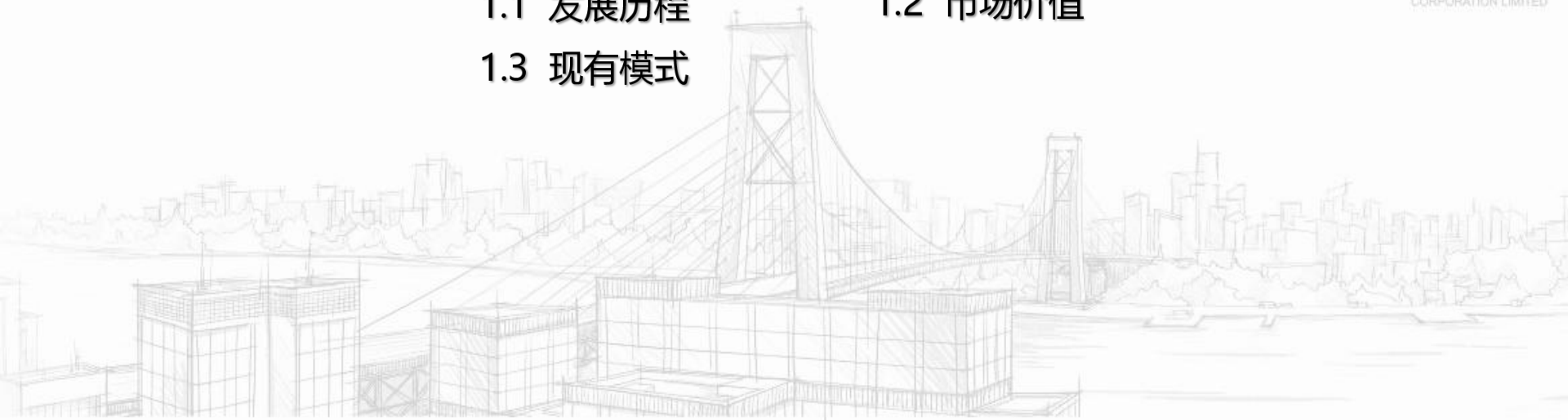
1.1 发展历程

1.2 市场价值

1.3 现有模式

秉
創
新
卓
越

ZHONGNAN ENGINEERING
CORPORATION LIMITED



1.1 发展历程



2003年，我国开始策划首个国家光热发电特许权项目，2005年开始项目选址工作，2006年起，延庆八达岭的中科院电工所1MW塔式试验电站开启了光热发电的科研和中验工作，国电吐鲁番、华能三亚、兰州大成、中控德令哈、龙腾乌拉特等试验项目依次建成。2008年该项目的预可行性研究报告完成，2010年10月，国家发改委正式启动对这一项目的招标。

2010年12月，已购买标书的意向投标企业接到国家发改委补充通知，明确规定竞标电价不得高于1.15元/千瓦时。

2016年9月2日国家发改委正式发布《关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》，20个太阳能热发电示范项目执行**1.15元/千瓦时**（含税）的标杆上网电价。上述价格是基于当时光热造价在资本金收益率7%核算的合理电价。

公开事项名称:国家能源局关于建设太阳能热发电示范项目的通知 国能新能[2016]223号

索引号:000019705/2016-00354

主办单位: 国家能源局

制发日期:2016-09-13

国家能源局文件

国能新能[2016]223号

国家能源局关于建设 太阳能热发电示范项目的通知

青海省、甘肃省、河北省、内蒙古自治区、新疆维吾尔自治区发展改革委（能源局），华北、西北能源监管局，甘肃、新疆能源监管办，国家电网公司、水电水利规划设计总院、电力规划设计总院、国家可再生能源中心：

按照《国家能源局关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》（国能新能[2015]355号）要求，为推动我国太阳能热发电技术产业化发展，经组织专家评审确定第一批太阳能热发电示范项目名单。现将有关事项及要求通知如下：

一、经组织专家对有关地区发展改革委（能源局）推荐的申报项目进行评审，确定第一批太阳能热发电示范项目共20个，总计装机容量134.9万千瓦，分别分布在青海省、甘肃省、河北省、内蒙古自治区、新疆维吾尔自治区。具体项目名单见附表。

二、各省（自治区）发展改革委（能源局）负责指导督促各示范项目建设。各示范项目建设要严格遵守其参加评审时承诺的技术指标要求（具体指标见附表）。请水电规划总院组织专家对各项目实施中的技术路线和指标进行监测评价。

三、各示范项目应在2016年9月30日前完成备案，尽早开工建设。请有关省（自治区）发展改革委（能源局）及时跟踪项目进展，将有关情况按季度报送国家能源局。未按时备案和备案后长期不开工的项目，有关省（自治

1.1 发展历程

第一批享受国家补贴（电价1.15元/kWh）的已建成光热电站

项目名称	装机 (MW)	储热时长 (小时)	静态投资 (亿元)	设计年发电量 (亿度)	单位千瓦投资 (元/W)
塔式：首航高科敦煌100MW塔式项目	100	11	30	3.9	30
塔式：青海中控德令哈50MW塔式项目	50	7	10.88	1.46	21.76
塔式：中电建青海共和50MW塔式项目	50	9	12.22	1.569	24.44
塔式：中能建哈密50MW塔式项目	50	13	16.4	1.983	32.8
槽式：乌拉特中旗100MW槽式项目	100	10	28.8	3.92	28.8
槽式：中广核德令哈50MW槽式项目	50	9	17	1.975	34
线菲：兰州大成敦煌50MW线菲项目	50	15	16.88	2.14	33.76

注：未列入中科院八达岭项目、首航12MW项目和中控10MW光热项目。

1.2 市场价值

光热电站具有光热与发电的天然解耦特性，聚光集热与热力发电没有强关联，可以通过配置一定容量的储热、换热环节实现光热电站的能量存储与功率调节功能，既可实现超容量存储，增加发电站整体能量存量提高发电能力，也可实现发电侧的削峰填谷的调节性。



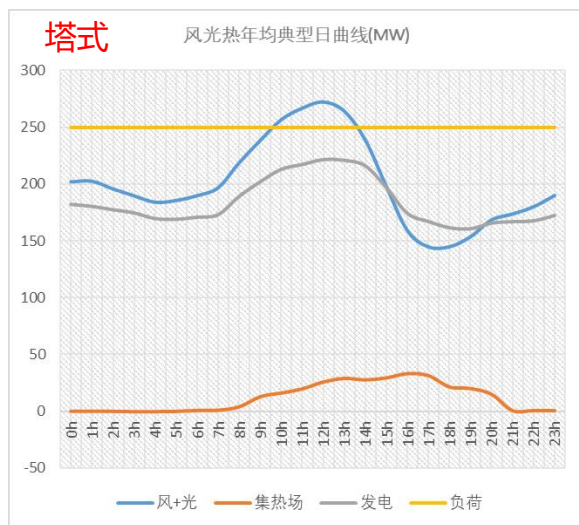
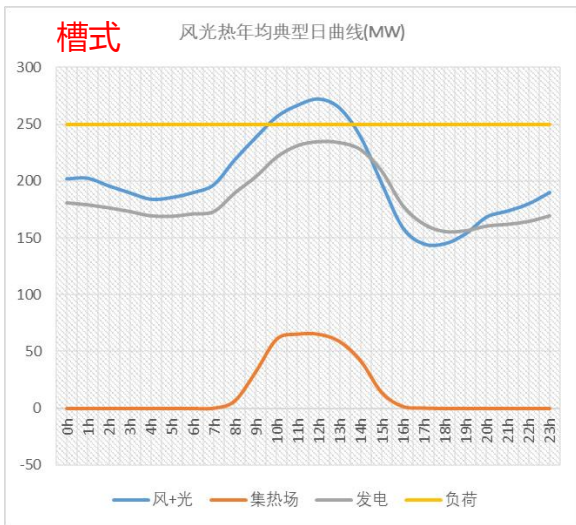
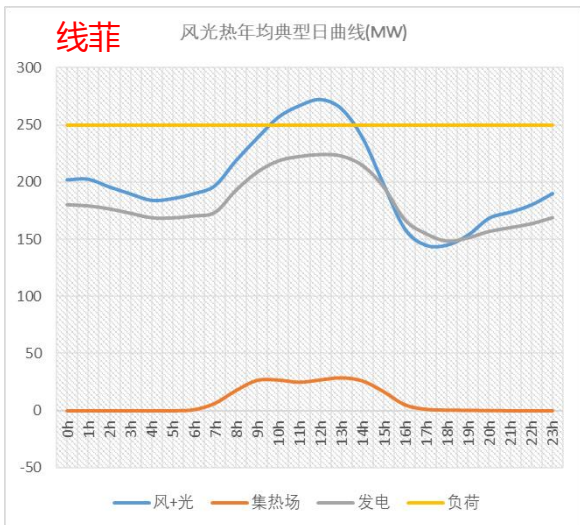
光热发电兼具新能源发电效益与灵活性效益，具有竞争力。光热系统由于引入了储热环节可以使得运行具备灵活性和可控性，能够解决太阳能的间歇性和不确定性，实现灵活可控运行，提供了一条“用可再生能源消纳可再生能源”的技术路径。

光热+风光系统促进可再生能源消纳，风光/光热打捆运行，能够利用光热储能的灵活性削弱风光的不确定性，增加新能源打捆送出的可靠性。

1.3 现有模式

经过第一批光热发电示范项目建设后，现有项目以多能互补综合发电模式推进。

一、风光热配置（风光：光热=6:1，储热时长6-8h）：
槽式、塔式、线菲均能削峰填谷，达到多能互补效果。



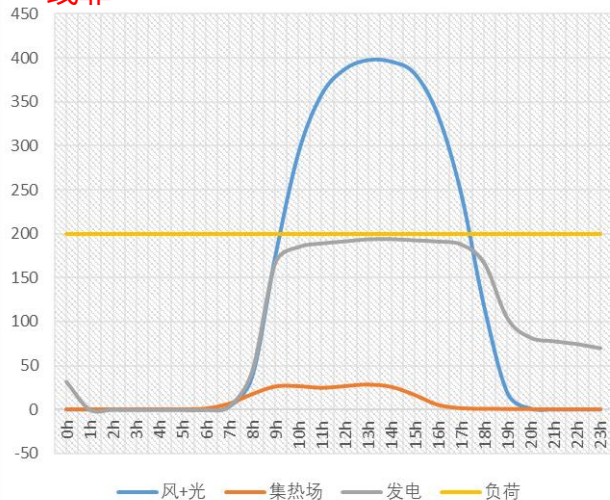
1.3 现有模式

二、光伏+光热配置（光伏：光热=5:1~9:1，储热时长6-8h）：

槽式、塔式、线菲均能吸收光伏尖峰出力，在光伏出力下降时能实现出力。

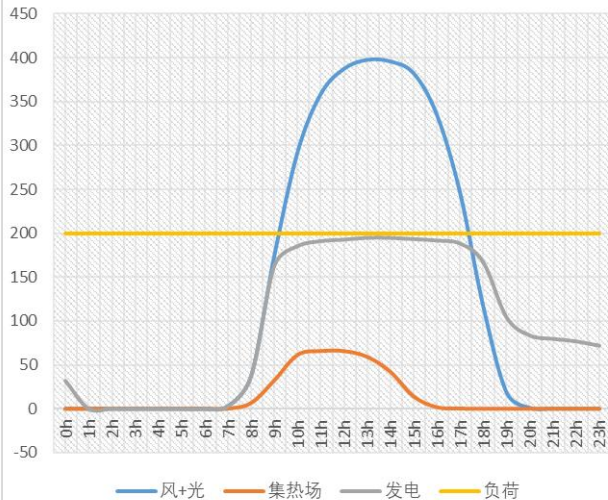
线菲

风光热年均典型日曲线(MW)



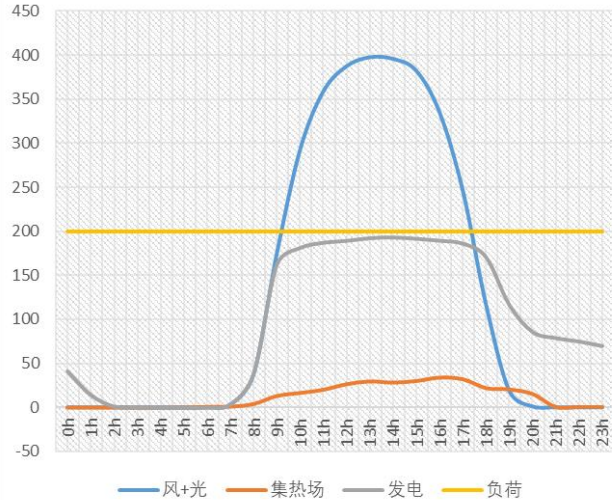
槽式

风光热年均典型日曲线(MW)



塔式

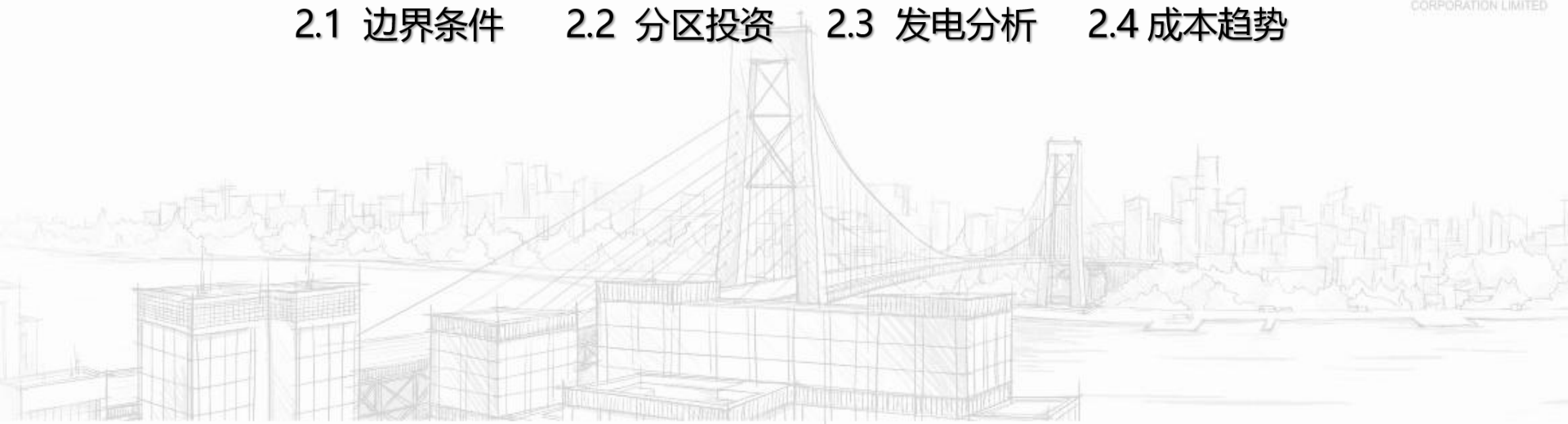
风光热年均典型日曲线(MW)



现有模式均以光热实现风光互补项目的调峰、调频等辅助服务，电网调度未明确、价值兑换边界模糊。

第二章 光热项目投资组成

2.1 边界条件 2.2 分区投资 2.3 发电分析 2.4 成本趋势



2.1 边界条件

为对比抽水蓄能的项目容量和收益率，设置光热发电机组的容量为2x200MW，技术路线塔式。其他边界条件如下：

(1) 光资源条件 全年DNI>1950kWh/m²;

(2) 项目场址建筑场地类别为II类；设计建筑抗震烈度为7度，抗震加速度为0.15g。拟建工程场地内地下水类型为潜水，不考虑地下水对地基基础的影响。地基承载力较高，建筑物地基处理拟采用天然地基或局部换填。

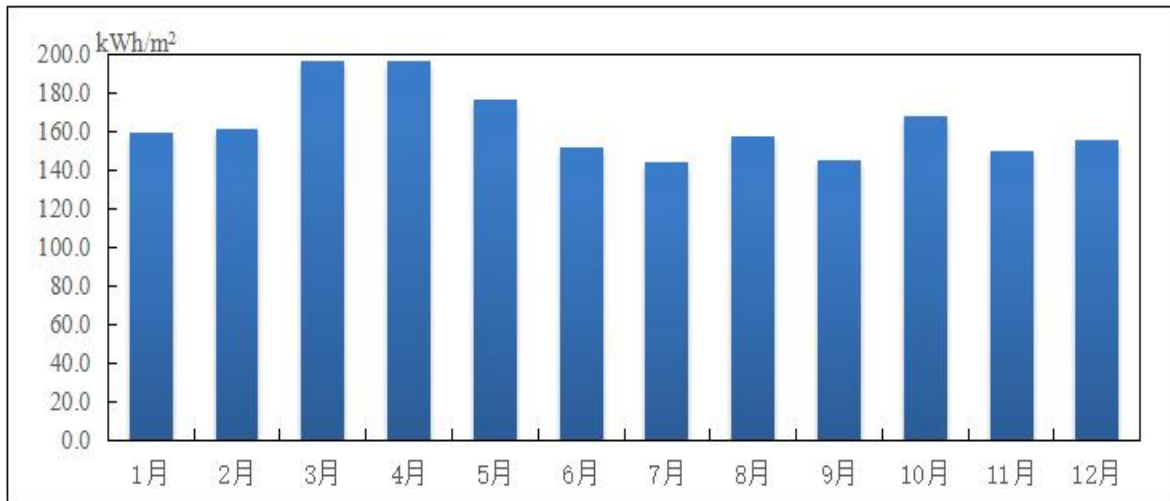


图2.1-1 场区月平均太阳能直接辐射量变化直方图

2.1 边界条件

表2.1-1 场区月平均太阳能直接辐射量

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月
太阳能直接辐射量 (kWh/m ²)	159.4	161.6	197.3	196.5	176.9	152.4	144.7
月份	8月	9月	10月	11月	12月	年总量	
太阳能直接辐射量 (kWh/m ²)	157.4	145.0	168.6	150.2	156.1	1966.2	

(3) 项目光热电站总容量为400MW，熔盐电加热器功率总容量为200MW。

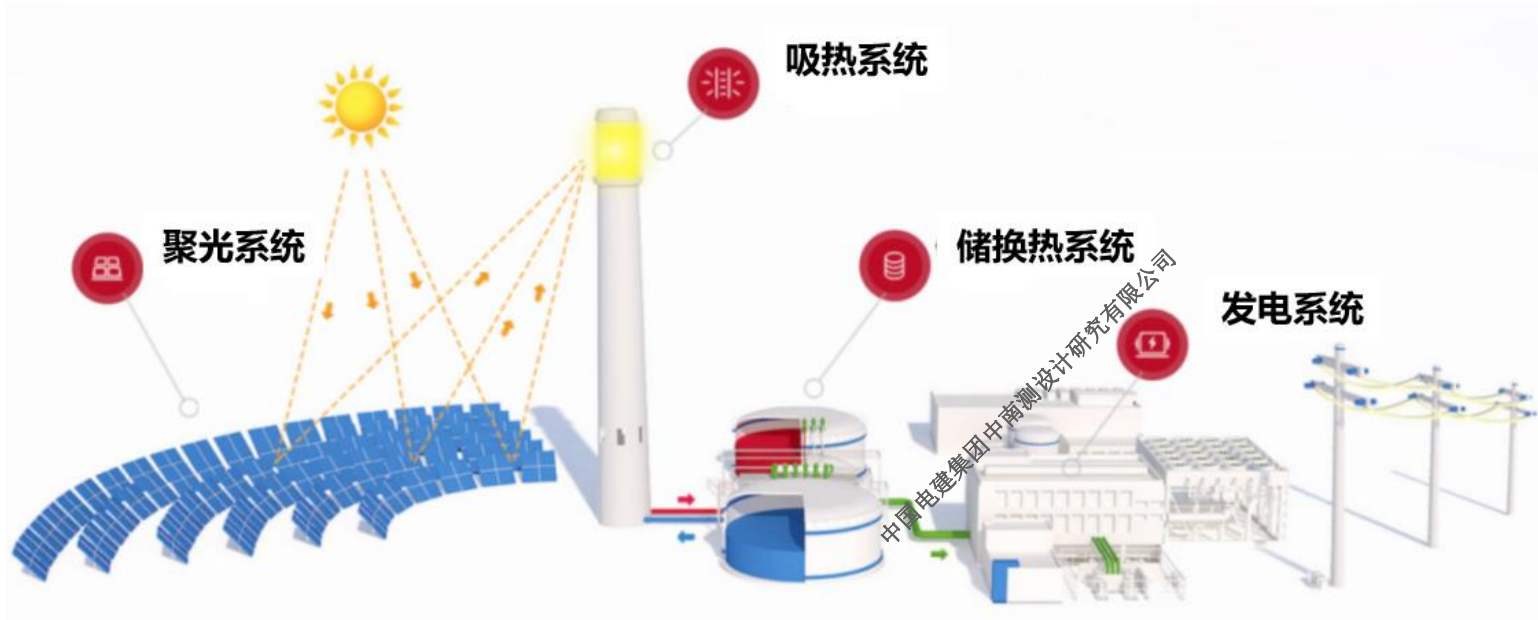
(4) 总占地面积约为515.5 hm²，采用一塔双机模式，总镜面反射面积为1174003m²。

(5) 储热系统：介质为二元熔盐，储热小时为6小时，容量5224.2MWht。

(6) 200MW机组参数为：超高压一次中间再热、直接空冷、凝汽式汽轮机发电机组。

(7) 新建2台额定电压15.75kV，额定容量200MW发电机，即每套200MW汽轮发电机组采用发电机—变压器单元接线方式接入330kV配电装置。

2.2 分区投资



聚光集热系统：13.03亿元

储换热系统：9.69亿元

常规岛系统：6.66亿元

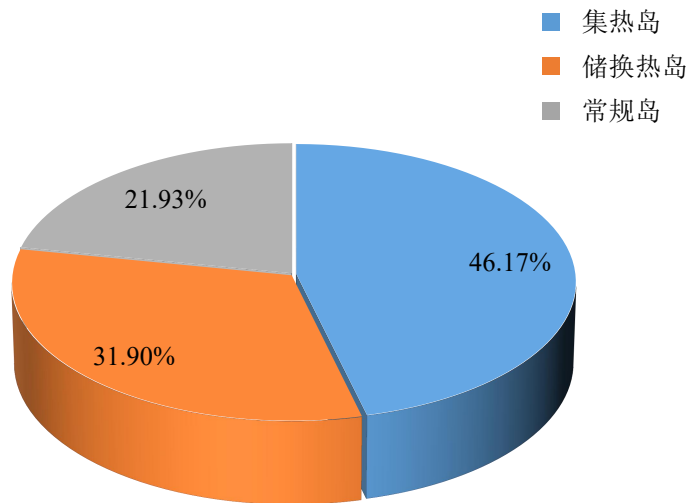
其他费用：2.12亿元

上述的2x200MW光热发电项目总静态投资为32.51亿元。

2.2 分区投资

- 为从功能性分区的原则，将项目分为集热岛、储换热岛和常规岛三个区域；
- 将其他费用按比例折入到集热岛、储换热岛和常规岛三个区域。
- 三个区域的占项目投资比例分别为46.17%、31.90%和21.93%。
- 折合到单位千瓦的投资分别为3751元/kW、2592元/kW 和1782元/kW 。

2x200MW光热电站分区投资比例



2.3 发电分析

序号	项目	效率
1	镜场光学效率	47.56%
2	聚光集热系统运行效率	91.6%
3	吸热器效率	88%
4	储热换热系统效率	97%
5	汽轮发电机组效率	45.94%
6	系统效率	17.08%

本案例项目光热电站光电转换效率为17.08%，光热储能电站每年的净发电量为53388.57万kW·h，年利用小时数为1334小时。

2.4 成本趋势

- 第一批光热发电项目的市场地位是**独立的发电电源**，其单位千瓦造价在25~30元/W，对应的项目重要参数为太阳倍数约为2，储热时长9-15h。
- 光热型多能互补项目中，光热的作用从独立电源变化为**调峰电源**，对项目参数要求发生调整，太阳倍数约为1，储热时长6-8h，所以其单位千瓦造价约为10~16元/W；加上光热发电和风电、光伏的匹配，可以通过熔盐电加热器吸收一部分风电、光伏的尖峰功率，是降低单位千瓦造价的一项措施。
- 现阶段，随着容量增加，光热发电成本将持续下降，其主要原因在于除了聚光集热系统和熔盐外，土建成本、单位容量的设备价格随着装机容量增加出现显著下降趋势。例如20万千瓦容量光热电站，单位造价低于10元/W。
- 如果光热单机容量发展到30万千瓦，预计单位造价可以降低至7元/W。



光热电站的单位造价下降存在瓶颈，主要基于两个方面：

（设置前提：储热时长6-8h，实现削峰填谷作用）

- 1) **机组设计参数难提高**。常规火力发电汽轮机容量增加到300MW后，机组的尺寸不会无限制的扩大，会通过提升机组的主蒸汽压力（如亚临界、超临界或超超临界）来降低进汽的流量，并提升机组效率。由于储热性价比较优的介质为二元熔盐，熔盐的利用温度区间基本限定在290°C-560°C之间，如果光热发电机组采用亚临界及以上参数，蒸汽发生系统的排盐温度将从290°C上升到320°C以上，这将缩减熔盐的有效运行温度区间，增加熔盐的用量，经济性开始变差。
- 2) **熔盐储罐等设备风险增加**。熔盐储罐受限于熔盐泵的长度，一般高度不超过16m，如20000吨熔盐可采用直径33m、高度15m冷热两座储罐（造价约7500万元），40000吨熔盐可采用直径44m、高度16m冷热两座储罐（造价约11000万元），单位储热容量的储热罐成本随着机组容量的增加而降低。超过40000吨盐以后，将建设两组冷、热熔盐储罐，此时单位储热容量的储热罐成本随着容量的增加而无法降低。

在现有二元熔盐技术基础上，光热发电机组的容量达到300MW后，单位千瓦造价预计最低为7元/W，且较难进一步降低。

排盐温度限制

熔盐罐限制

秉
創
新
卓
越

第三章 两部制电价经济分析

NINGNAN ENGINEERING
CORPORATION LIMITED



3.1 两部制电价概述

对标抽水蓄能的两部制电价方案，其中包含容量电价和电量电价。两部制电价的顶层逻辑是将抽蓄定位为大型公用事业。



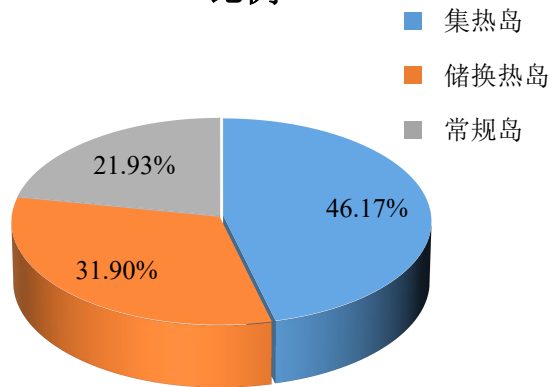
容量电价是指项目投资通过国家层面审核实际投资，并确保项目全投资收益率6.5%前提下，运行费按效率前20%的平均值，反算的项目单位容量的电价。设置原则是**企业投资、国家保证基本收益**。

电量电价是指抽水和发电的对冲电价。由于抽蓄效率为75%，所以抽蓄的抽水电价按并网电价的75%来定价。设置原则是**保障抽蓄调峰运行不亏损**。

光热发电两部制电价方案的条件设定

- 1) 容量设定：光热发电容量按300MW；
- 2) 单位千瓦投资成本按7000元/kW；
- 3) 投资比例基于2x200MW案例项目的比例，即集热岛占46%、储换热岛按32%、常规岛按22%；

2x200MW光热电站分区投资比例



项目	投资金额 (万元)
集热岛	96600
储换热岛	67200
常规岛	46200
合计	210000

3.2 经济分析

财务分析计算

- 1) 项目运行年限：30年；
- 2) 运行费用：按规范要求的90%（参考抽蓄模式）；
- 3) 资本金投入比例20%，贷款为80%；贷款利率按3.65%；
- 4) 运行定员60人，工资12万元/年，福利费40%；
维修费：第二年取值0.1%，第3-6年取值0.2%，第7-10年取值0.5%，
第11~16年取值0.6%，其余年份取值1%；
保险费率按固定资产净值的0.25%计算；
材料费定额取为4元/MWh，前2年质保期内无材料费；其他费用从8.5元/MWh每两年增加0.5元/MWh，升高至14元/MWh后固定；
- 5) a: 把储换热岛和常规岛定义为容量元素，即将11.34亿元，折合单位容量造价为3780元/kW，根据项目投资财务内部收益率（税后）6.5%，反算光热储换热+常规岛的容量电价；
b: 参考多个抽蓄项目的容量电价：600-700元/kW，本测算按650元/kW；
- 6) 把集热岛定义为自有发电元素，年发电小时为1334h；对储换热岛、常规岛采用借用模式，执行平价上网模式。



3.3 与抽水蓄能对比



财务分析对比

经济指标	某抽蓄指标	光热指标
单位千瓦投资 (元/kW)	6333	7000
年利用小时(h)	959	1334+
容量电价 (元/kW)	697	650
电量电价 (元/kW)	0.397	0.30
资本金内部收益率	6.5%	8.29%
总投资收益率	3.8%	5.7%
财务整体评价	可行	可行

光热优势：光热型基地项目自行就近消纳新能源弃电，原则上，电量电价政策需求力度更小；

光热劣势：抽蓄可建设在负荷需求密集端，大多属于负荷端的调峰设施；光热发电一般建设在沙戈荒，属于电源端的调峰设施。

第四章 结论与建议

秉
創
新
卓
越

NINGNAN ENGINEERING
CORPORATION LIMITED



4.1 结论

结论1: 从对发电的供能角度出发, 分析光热的造价组成, 将**储换热岛**和**常规岛**可定义为**容量元素**, 将**集热岛**定义为**发电元素**。



结论2: 参考国内现有抽水蓄能的两部制电价政策模式, 对光热的容量元素和发电元素分别对应, 初步分析出**光热的容量元素需配套的容量电价与抽蓄相当**。

结论3: 绝大部分抽蓄需从电网购低谷电, 光热型新能源基地可就近吸收新能源弃电, 光热型新能源基地对电网更加友好。

结论4: 光热发电如采用两部制电价, 容量费为650元/kW, 当上网电价为0.3元/kWh时, 资本金收益率可满足项目投资要求, 具有市场推广前景。

4.2 建议



建议1：建议光热容量朝着**大容量规模化**发展，尤其是光热设备制造单位，加快研制300MW级光热发电的产品，进一步降低光热单位造价。

建议2：建议光热自身定位方向为**电网调峰型大型公用设施**，且自行具有自负盈亏的能力。从“狭义多能互补”概念走向“广义多能互补”。

建议3：如果推动光热发电的两部制电价政策，将促进光热行业更好更快的发展。

感谢聆听!



湖南 长沙 雨花区香樟东路16号 (公司本部)