

DOI: 10.19666/j.rlfed.202210210

可参与调频的光煤互补系统容量选型及 经济性分析

钱兆跃

(中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司, 陕西 西安 710075)

[摘要] 随着“碳达峰、碳中和”工作不断推进, 光伏、风电等新能源装机规模不断扩大, 火电机组的节能降耗与灵活性提升成为其 2 项关键任务。针对光煤互补系统, 通过数学建模与逐时计算分析, 获得了采用光热系统取代高压加热器的节煤改造方法的投资及收益特征。结果表明, 利用光煤互补系统能够实现机组煤耗的大幅度下降, 是一种最直接有效的节煤降耗方法, 对因煤耗指标过高而面临退役的机组具有重要的延寿意义, 但其本身经济效益不足。对此, 可以补充熔盐电加热器进行系统调频能力提升, 利用调频收益弥补节煤改造的投资收益不足。通过测算, 光煤互补系统收益率在不考虑调频收益时仅为 6.0%, 考虑调频收益后为 8.0%。因此, 利用光煤互补系统结合熔盐电加热器能够实现节煤改造与灵活性改造双效提升。

[关键词] 太阳能光热; 煤电; 调频; 调峰; 经济性

[引用本文格式] 钱兆跃. 可参与调频的光煤互补系统容量选型及经济性分析[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 154-161. QIAN Zhaoyue. Capacity optimization and economic analysis for hybrid system of solar thermal and coal-fired power plant considering grid frequency modulation[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 154-161.

Capacity optimization and economic analysis for hybrid system of solar thermal and coal-fired power plant considering grid frequency modulation

QIAN Zhaoyue

(Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Xi'an 710075, China)

Abstract: With the continuous progress of the work of “carbon neutrality and carbon peak”, the installed scale of photovoltaic, wind power and other new energy is expanding, energy saving and consumption reduction as well as flexibility improvement become the two key tasks the thermal power units faced. Through mathematical modeling and hourly calculation analysis for the hybrid system, performance and economic characters for solar-thermal systems replacing high pressure heaters are obtained. The calculation results indicate that, using solar thermal and coal fired hybrid system can realize sharp decline of the unit coal consumption, which is a most direct and effective method for coal saving and reducing consumption, it has great significance for life prolonging of the units to be retired from active service because of high coal consumption indexes. However, the economic benefit of the system itself is insufficient. So it can be supplemented with molten salt electric heater to improve the system's frequency modulation ability and enhance the project's profitability. According to the calculation, when the frequency modulation income is not considered, the system's yield is only 6.0%, but it can be increased to 8.0% after considering the frequency modulation income. Therefore, the hybrid system has double effects in improvement of both coal saving transformation and flexibility transformation.

Key words: solar photothermal; coal-fired power generation; frequency modulation; peak shaving; economy

收稿日期: 2022-10-05 网络首发日期: 2022-11-07

基金项目: H2020-NO 823802 SURPF2001300022 欧盟研究领域太阳能设施共享项目-Third Phase (SFERA-III)

Supported by: H2020-NO 823802 SURPF2001300022 Solar Facilities for the European Research area-Third Phase (SFERA-III)

作者简介: 钱兆跃 (1974), 女, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为光热及火力发电系统, qianzhaoyue@nwpedi.com。

随着“碳达峰、碳中和”工作不断推进,光伏、风电等新能源装机规模不断扩大,给电网安全稳定运行带来巨大挑战。太阳能、风能的不稳定性均要求电网配套储能来解决能源供给与需求在时间、空间、强度上的不匹配问题。

根据“十四五”现代能源体系规划^[1],我国新型电力系统针对电源侧的重点发展方向为:增强灵活性、调节能力和协调优化运行能力;提高风电和光伏发电功率预测水平,建设系统友好型新能源场站;全面实施煤电机组灵活性改造,推进企业燃煤自备电厂参与系统调峰;因地制宜建设天然气调峰电站和发展储热型太阳能热发电,推动气电、太阳能热发电与风电、光伏发电融合发展、联合运行;加快推进抽水蓄能电站建设;优化电源侧多能互补调度运行方式,充分挖掘电源调峰潜力。这意味着火电机组在新型电力系统中的重要角色转型。

2021年10月29日,国家发展改革委、国家能源局印发《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》^[2],核心内容包括针对火电机组的节能降耗改造、供热改造及灵活性改造。其中节能降耗改造部分指出:对供电煤耗(标准煤,下同)在300 g/(kW·h)以上的煤电机组,应加快创造条件实施节能改造,对无法改造的机组逐步淘汰关停,并视情况将具备条件的转为应急备用电源。“十四五”期间改造规模不低于3.5亿kW。

而根据《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平(2022年版)》^[3],现役机组中超临界300 MW机组及亚临界机组的煤耗基准水平均高于300 g/(kW·h),即使是亚临界300 MW机组标杆水平(311 g/(kW·h))也高于“三改联动”的退役要求10 g/(kW·h)以上。因此,未来将有大量火电机组面临超过10 g/(kW·h)以上的降煤耗要求。此外,上述机组还同时面临灵活性提升和供热改造等综合性问题。

基于此,光煤互补系统成为解决上述问题的极具潜力的新技术。

针对太阳能与燃煤电站混合动力发电模式,研究较多的形式是利用太阳能取代回热抽汽的能量来加热锅炉给水。这是利用中温太阳能(低于390℃)较为实际、可行的方案。该利用方式在十多年前曾被国内科研工作者论证过,如华北电力大学杨勇平教授、崔映红博士等^[4]倡导的利用槽式光热技术与燃煤电站结合的太阳能利用方案。

澳大利亚新南威尔士大学 Morrison 等人^[5]为

STANWELL 电站设计的方案利用菲涅尔太阳能热收集技术,并已投入商业运行。澳大利亚迪肯大学 Hu 等人^[6]参与的 Liddell 电站(498 MW)结合线性菲涅尔系统利用方式,拟安装当量电功率36 MW的太阳能广场,利用太阳能光-热-电效率达27%。

此外,美国电科院组织的254 MW埃斯卡兰特(Escalante)电站利用太阳能(当量电功率36 MW)燃煤混合动力利用方式^[7]。该项目2011年启动第一阶段,主要目的在于进行中心聚光塔式、抛物面槽式和线性菲涅尔集中太阳能收集方式与不同电站热力循环方式的技术比选,从而获得最佳工艺路线。该电站主要用于提供造纸厂工业蒸汽汽源。该项目认为,可以利用太阳岛产生的较低品位蒸汽替代部分工业用汽,以节省锅炉产生的蒸汽,进而增加电力生产。

Abengoa^[8]在科罗拉多州 Xcel Energy 公司的 Cameo 发电厂实施了槽式燃煤混合动力技术方案,使 Xcel Energy 成为首个经营太阳能和煤2种能源联合项目的公司。该项目将抛物槽太阳能技术设备集成在燃煤发电厂内,旨在提高工厂效率,减少煤炭使用,测试一体化的商业可行性的热集中太阳能发电,并降低二氧化碳排放量。该项目是在44 MW燃煤电站基础上安装4 MW光场。

此外,印度钦奈德拉斯技术学院 Suresh 等人^[9]对亚临界500 MW燃煤锅炉和超临界660 MW燃煤锅炉进行了基于槽式太阳能热发电与燃煤电站混合动力模式的研究,采用了2种方案,即直接蒸汽发生系统和间接蒸汽发生系统太阳能热利用方式。

由以上论述可见,太阳能与传统燃煤或燃油机组结合的案例已有成功运行的经验。国内太阳能光热发电起步较晚^[10]。其中一个重要原因是该类发电形式太阳岛部分投资高,而没有相应的、明晰的政策对此类项目给与电价补贴。结合目前国家“三改联动”政策,降煤耗和调频需求日益突出,与其他技术相比,光煤互补技术具有明显的节煤效益,近年来得到了广泛关注。但是由于聚光集热系统投资较高,普遍还是无法获得可观收益,将其与调峰调频结合尚未见相关报道。

综上所述,针对现阶段光煤互补系统的研究较多,但考虑调峰调频等综合收益的系统研究较少,尚无与之对应的经济性评价方法,因此有必要对此开展研究。

1 光煤互补系统物理及数学模型

1.1 物理模型

针对某 350 MW 火电机组开展光煤互补研究,初拟系统如下:100 MW 太阳能集热系统,35 万 kW·h 熔盐储能系统,可实现部分热量的光热替代,降低锅炉热负荷,减少煤耗,实现节能减排。项目拟配置 43 条太阳能集热标准槽式回路,集热面积为 140 610 m²,额定热功率为 77.4 MW,峰值热功率可达约 100 MW。

光煤互补原理为:镜场集热量通过油盐换热器

送入熔盐储罐,储罐中热量通过盐水换热器加热现役锅炉给水。通过储能系统实现镜场和锅炉解耦运行,在正午镜场集热高峰期将镜场输出的富余能量储存,补偿清晨及傍晚太阳辐射降低时的供热量,同时配合弃风电能在夜间、多云等工况下实现稳定供热。

储热系统采用低熔点盐为储热介质,双罐储热,约需熔盐 5 163 t,熔盐罐尺寸为 $\Phi 17 \text{ m} \times 11 \text{ m}$ 。拟采用方案为:通过锅炉给水系统改造,增设熔盐/水换热器高压加热器(高加)大旁路系统,代替高加,配套储换热技术方案。系统流程如图 1 所示。

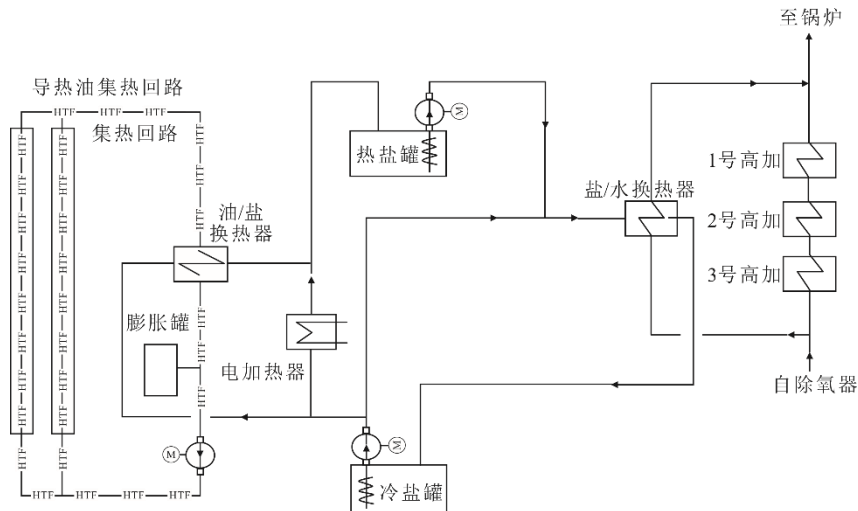


图 1 集热及储换热系统流程

Fig.1 Flow chart of the heat collection and storage/transfer system

1.2 数学模型

某机组为亚临界参数、一次中间再热、双缸、双排汽、单轴、直接空冷凝汽式,主蒸汽压力、温度分别为 16.67 MPa、538 °C,再热蒸汽压力为 3.275 MPa。

锅炉模型:

$$Q_b = m_b (h_{b,out} - h_{b,in}) \eta_b \quad (1)$$

式中: Q_b 为煤燃烧热量, kJ; η_b 为锅炉热效率; m_b 为给水流量, kg/s; $h_{b,out}$ 、 $h_{b,in}$ 分别为锅炉出、进口焓差, kJ/kg。

汽轮机模型:

$$w'_i = (h_{t,in} - h_{t,out}) \eta_{ri} \quad (2)$$

式中: w'_i 为蒸汽在汽轮机中的实际做功能力, kW; η_{ri} 为汽轮机相对内效率; $h_{b,in}$ 、 $h_{b,out}$ 分别为汽轮机进、出口蒸汽焓差, kJ/kg。

考虑到本计算模型需要不断调整给水流量来适应机组的变工况需求,而且部分给水热量由于被光热加热替代,排挤的蒸汽重新进入汽轮发电机组

做功,因此可采用 Flugel 公式进行计算。

$$\frac{D_i}{D_{i,0}} = \sqrt{\frac{p_i^2 - p_{i+1}^2}{p_{i,0}^2 - p_{i+1,0}^2}} \sqrt{\frac{T_{i,0}}{T_i}} \quad (3)$$

式中: $D_{i,0}$ 、 D_i 分别为光热热量取代部分抽汽前、后汽轮机第 i 级的通流量, kg/s; $p_{i,0}$ 、 p_i 分别为光热热量取代部分抽汽前、后汽轮机第 i 级的抽汽压力, kPa; $p_{i+1,0}$ 、 p_{i+1} 分别为光热热量取代部分抽汽前、后汽轮机第 $i+1$ 级的抽汽压力, kPa; $T_{i,0}$ 、 T_i 分别为光热热量取代部分抽汽前、后汽轮机第 i 级的抽汽温度, K。

集热系统模型:

$$Q_o = G \cos \theta f_\theta f_s f_e \eta_f \eta_e f_o \quad (4)$$

式中: G 为直射辐射强度, W/m²; θ 为入射角, mrad; f_θ 为入射角修正系数; f_s 为阴影损失因子; f_e 为末端损失因子; η_f 为光学效率因子; η_e 为光学效率修正因子; f_o 为追踪效率影响因子。

集热管换热模型:

$$Q_1 = Q_{1r} + Q_{1c} \quad (5)$$

式中： Q_{1r} 为辐射换热量，kJ； Q_{1c} 为对流换热量，kJ。

其中：

$$Q_{1r} = \frac{\sigma A_2 (T_{abs}^4 - T_g^4)}{\frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \frac{1 - \varepsilon_g}{\varepsilon_g} \left(\frac{D_2}{D_{g,1}} \right)} \quad (6)$$

式中： σ 为玻尔兹曼常数； A_2 为金属管外表面积， m^2 ； ε_{abs} 为金属管外表面发射率， μm ； T_{abs} 为集热管金属外表面温度，K； T_g 为玻璃管外表面温度，K； D_2 为集热管金属管外径，m； ε_g 为玻璃管内表面发射率， μm ； $D_{g,1}$ 为玻璃罩内径，m。

集热管与传热流体换热量：

$$Q_3 = h_3 A_1 \Delta T_3 \quad (7)$$

式中： h_3 为集热管金属管与换热流体间对流换热系数； A_1 为集热管金属管内壁面积， m^2 ； ΔT_3 为金属管内壁与换热流体温差，K。

电加热模型：

$$Q_h = P_h \Delta t = c_m \dot{m}_m \Delta T_m \Delta t \quad (8)$$

式中： P_h 为电加热器功率，kW； Δt 为调频时长，h； c_m 为熔盐比热容， $J/(kg \cdot ^\circ C)$ ； \dot{m}_m 为熔盐质量流量， kg/s ； ΔT_m 为熔盐加热前、后温差， $^\circ C$ 。

熔盐电加热器下调潜力为：

$$\Delta P_{max,down} = P_{max} + P_h \quad (9)$$

上调潜力为：

$$\Delta P_{max,up} = P_{max} - P_h \quad (10)$$

式中： P_{max} 为电加热器最大功率，kW。

复合系统评价模型如下。

热功转化效率为：

$$\eta'_i = \frac{N_s}{Q_b + Q_s} \quad (11)$$

式中： N_s 为光煤互补汽轮机内功率，kW； Q_b 为锅炉吸热量，kJ； Q_s 为熔盐放热量，kJ。

太阳能热效率为：

$$\eta'_s = \frac{N_s - N}{Q_s} \quad (12)$$

式中： N 为同工况汽轮机内功率，kW。

发电热效率为：

$$q'_r = \frac{3\ 600}{\eta'_r \eta_m \eta_g} \quad (13)$$

光煤互补标准煤耗率为：

$$b'_s = \frac{123}{\eta'_r \eta_m \eta_g} \quad (14)$$

式中： η_m 、 η_g 分别为机械效率及发电效率。

光热贡献节煤量为：

$$\Delta b = b'_s - b_s \quad (15)$$

系统评价指标可以分为静态指标和动态指标，其中静态回收期计算公式为：

$$\sum_{t=0}^n (C_1 - C_0)_t = 0 \quad (16)$$

式中： C_1 为现金流入量，万元； C_0 为现金流出量，万元； $(C_1 - C_0)_t$ 为第 t 年的现金流量，万元。

动态回收期的内部收益率计算公式如下：

$$\sum_{t=0}^n (C_1 - C_0)_t (1 + I_{RR})^{-t} = 0 \quad (17)$$

式中： I_{RR} 为内部收益率，%。

1.3 边界参数

原机组参数见表 1。

表 1 原机组参数
Tab.1 Parameters of the original unit

工况	项目	数值
THA	给水流量/(kg·h ⁻¹)	848 739
	入口压力/MPa	19.38
	入口温度/°C	176.7
	入口焓值/(kJ·kg ⁻¹)	758.5
	出口温度/°C	273.7
	出口焓值/(kJ·kg ⁻¹)	1 200.4
VWO	给水流量/(kg·h ⁻¹)	926 630
	入口压力/MPa	19.60
	入口温度/°C	180.4
	入口焓值/(kJ·kg ⁻¹)	774.6
	出口温度/°C	279.9
	出口焓值/(kJ·kg ⁻¹)	1 230.9
75%THA	给水流量/(kg·h ⁻¹)	625 414
	入口压力/MPa	19.84
	入口温度/°C	164.6
	入口焓值/(kJ·kg ⁻¹)	706.7
	出口温度/°C	253.8
	出口焓值/(kJ·kg ⁻¹)	1 104.7
30%THA	给水流量/(kg·h ⁻¹)	264 824
	入口压力/MPa	15.09
	入口温度/°C	133.3
	入口焓值/(kJ·kg ⁻¹)	570.4
	出口温度/°C	208.3
	出口焓值/(kJ·kg ⁻¹)	895.1

1.4 系统计算模型

采用 Thermoflex 软件搭建上述光煤互补系统模型如图 2 所示。

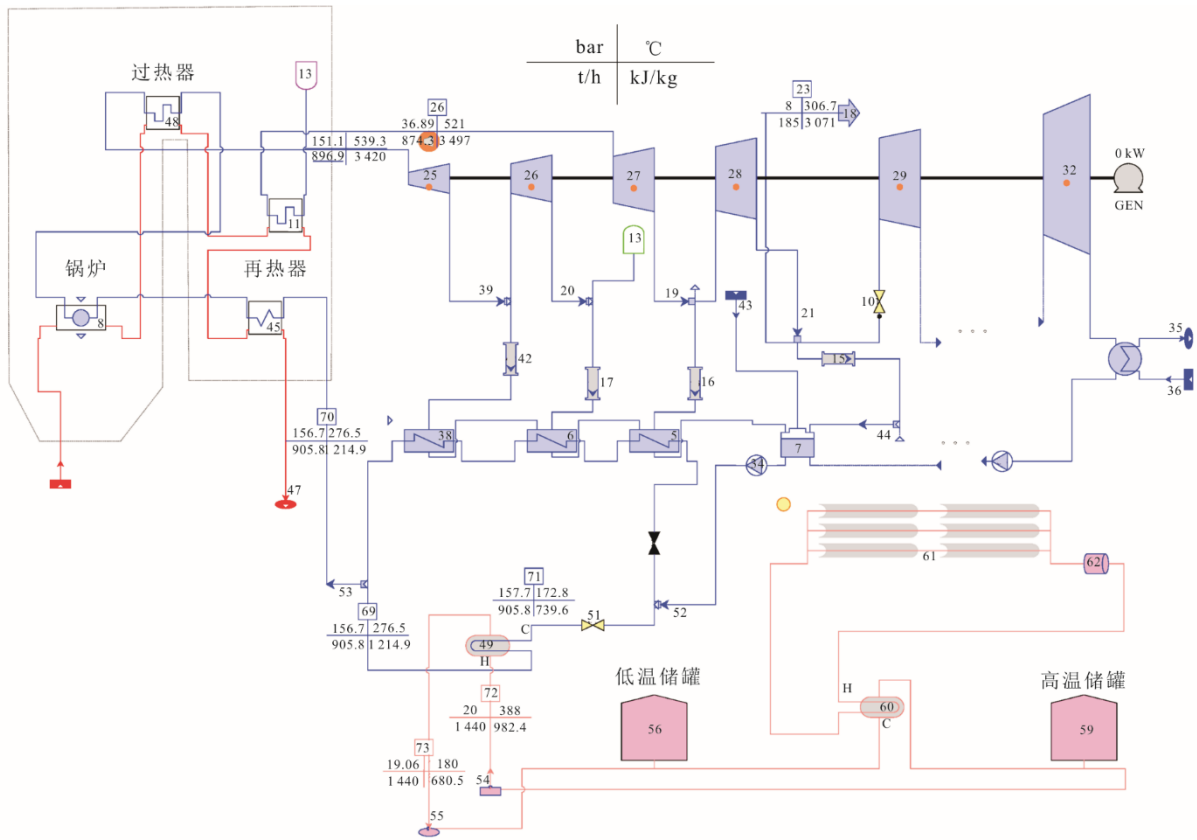


图 2 光煤互补系统数学模型
Fig.2 Numerical model for the hybrid system of solar thermal and coal-fired power plant

2 光煤互补系统性能及经济性分析

2.1 静态工况

按照效率提升贡献法进行集热场的发电量贡献计算。首先需要计算机组在各工况下的效率提升情况。经过计算可得，机组在额定工况热平衡参数如图 2 所示。

经统计可得，原机组与改造后机组的性能对比见表 2。由表 2 可以发现，经集热系统补充热量后，汽轮发电机组的热耗率（集热量不计入内）明显下降，在 100% 额定负荷下降低了约 1 069 kJ/(kW·h)，将此作为集热场对机组的贡献，其功率约为 83.1 MW。但是，此工况下，集热场的实际供热量约为 120 MW，这意味着，120 MW 的热量替换高加后，对机组的实际贡献仅约为 83.1 MW，其发电量贡献为 47.2 MW，节煤 42.7 g/(kW·h)。如按照平均分摊电量算法，120 MW 热功率对应的发电量贡献应为 58.3 MW，即该方法明显高估了这部分热量的发电量贡献。因此，平均分摊热量的方法不适合进行集热场发电量贡献测算。

表 2 机组改造前、后性能对比

Tab.2 Performance comparison before and after the unit retrofitting

项目	负荷率			
	100%	75%	50%	30%
原机组热耗率/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	7 408	7 480	7 728	9 379
改造后热耗率/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	6 339	6 623	7 045	8 497
节省热耗率/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	1 069	857	683	882
光热热功率/MW	119.3	80.9	48.7	24.8
原机组效率	0.486	0.481	0.466	0.384
改造后效率	0.568	0.544	0.511	0.424
效率提升率/%	16.87	13.10	9.66	10.4
集热场贡献发电功率/MW	47.2	27.5	13.5	8.8
节煤量/(g/(kW·h) ⁻¹)	42.70	33.49	25.49	33.37

在进行年逐时计算过程中，将改造后机组在不同负荷下的效率进行拟合：

$$\eta = -0.112 3 \left(\frac{P}{P_e} \right)^2 + 0.215 6 \frac{P}{P_e} + 0.319 4 \quad (18)$$

此外，随着负荷降低，集热场替换高加所需热量下降，集热场带来的热耗率贡献也随之下降，但

当机组负荷下降至 30%时, 由于高加切除增大了低压缸的进汽量, 集热场对热耗率的贡献有上升趋势。此时需要注意的是, 由于集热场的引入, 锅炉的实际负荷仅为原 30%工况的 2/3 左右, 更接近于 20%工况, 因此该工况可能并不能持续运行。

综上所述, 集热场替代高加后, 机组有较明显的效率提升和较大的节煤能力提升, 但需要注意增加集热场系统后对原机组的影响。

2.1.1 对锅炉及其辅机的影响

1) 受集热场集热量不确定性影响, 需要频繁切换机组高加和集热场盐水换热器回路, 因此选择解耦运行方式。虽然解耦运行已经消除了大部分由于集热场波动导致的锅炉入口参数变化, 但是当熔盐储热量耗尽, 需要切换高加时仍然会对锅炉造成一定的波动。

2) 受到集热场热量影响, 当汽轮发电机组负荷降至 40%时, 对应锅炉的负荷率约为原系统的 25%; 当机组负荷进一步降低时, 对锅炉运行有较大影响, 对超低负荷运行提出了更苛刻的要求。

2.1.2 对汽轮机的影响

1) 由于增加了集热场给水加热回路, 因此需对汽轮发电机组的回热系统进行改造。

2) 受到集热场替代高加影响, 抽汽被排挤后总的主蒸汽量降低, 排汽量上升, 额定工况下从原系统的 509 t/h 上升至 579 t/h, 因此需要校核机组的冷端系统, 增加相应的换热面积。

3) 由于主蒸汽量降低, 在汽轮机低负荷运行时, 其主蒸汽量下降会导致机组运行不稳定, 并且由于汽轮发电机组运行在 40%负荷时, 锅炉已经运行至原机组的 25%负荷左右, 继续下降的空间有限, 因此需提高汽轮发电机组的最小运行负荷。

2.2 准动态逐时仿真分析

采用逐时计算方法计算该电站年发电量。负荷曲线采用该电站某年实际运行数据, 通过该地区实际光资源数据计算集热场集热量和储罐状态并与机组匹配, 在储罐有足够储热量情况下采用集热系统替代机组高加, 在储罐储热量不足的情况下切换到机组高加运行。以 1 月 1 日—1 月 2 日和 3 月 15 日—3 月 16 日为例, 该电站运行模式如图 3 所示。

由图 3 可以看出: 1 月 1 日—1 月 2 日的光资源情况较好, 储罐可实现充分存储; 与之相反, 3 月 15 日—3 月 16 日资源状况较差, 储罐在较长时间

内才能够满足机组所需热量, 因此仅运行 1 h 后即退出储热系统, 通过原高加运行机组。该模式有部分熔盐储热量未被完全利用, 但是考虑到机组的热耗量远大于储热容量, 长期发生弃光现象的可能性不大。且该模式运行简单, 易于操作, 因此以上即为本课题中采用的基本运行模式。

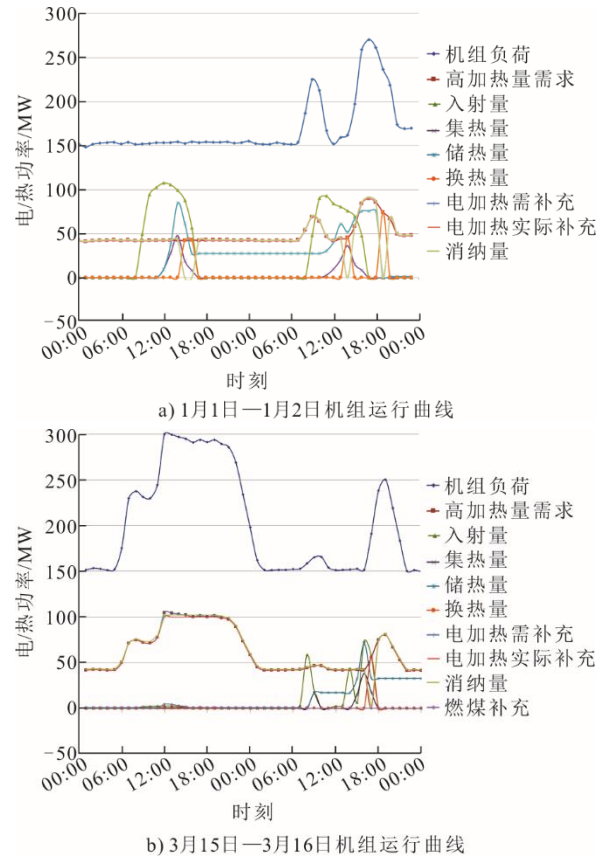


图 3 改造后机组运行模式
Fig.3 Operating curves of the hybrid system

本工程光热系统年发电量根据当地资源逐时数据建立系统模拟仿真模型, 计算获得逐时热量, 现阶段仅以镜场获得的热量综合考虑机组各系统效率后获得其年发电量, 本电站年均热效率与各子系统效率及年产出等指标见表 3。

表 3 系统性能参数
Tab.3 Performance parameter of the hybrid system

项目	数值
设计用年直射辐射/(kW·h·m ⁻²)	1 800
总反射面积/m ²	137 340
总接收辐射量/(MW·h)	247 208.00
槽式系统总输出热量/(MW·h)	109 217.00
太阳岛光热效率/%	44.2
熔盐储热单元效率/%	98.0
太阳岛换热器效率/%	98.0
热电效率/%	33.7
全厂光电效率/%	14.9
发电量/(MW·h)	33 896.47

本工程拟定为 22 套太阳能集热槽式回路, 集热面积约为 143 880 m², 额定热功率为 78.6 MW, 峰值功率可达约 100 MW。计算得到 100%、75%、50%、30% 负荷工况下, 机组的节煤量分别为 42.70、33.49、25.49、33.37 g/(kW·h)。经全年逐时计算后可得, 增加集热场后, 该机组全年可节约标准煤约 9 750.7 t。

2.3 经济性分析

1) 静态总投资 该项目静态总投资 42 725 万元。

2) 建设资金来源 项目总投资的 20% 使用资本金, 其余由国内银行贷款, 贷款年利率按现行利率 4.90% 计; 资本金不还本付息。

3) 流动资金 生产流动资金是流动资金总额的 30%, 使用资本金的 70% 从银行贷款, 年利率按 4.35% 计。流动资金随项目投产投入使用, 利息计入发电成本, 本金在计算期末一次回收。

本工程投资方内部收益率是在含税标杆上网电价 0.282 9 元/(kW·h), 满足发电成本, 税金、盈余公积金及贷款偿还 15 年以及注资分利的条件下进行测算的。

进行项目融资前分析, 即在不考虑债务筹措的条件下进行盈利能力分析。项目投资收益率(基准收益率按 5% 计算)为 -9.49% (所得税前)、-9.84% (所得税后)。

考虑到上述系统主要用于顶峰时段的热量补充, 按照顶峰时段的电价 1.15 元/(kW·h) 考虑, 项目投资收益率(基准收益率按 5.0% 计算)为 6.0% (所得税前)、5.6% (所得税后)。

通过计算可知, 按照现有边界条件, 采用光煤互补系统虽然能够解决电厂煤耗过高问题, 但是并不能为电厂带来经济效益。因此, 可以基于光煤互补系统的熔盐储能单元增加熔盐电加热器进行调频升级改造, 利用调频收益弥补系统的收益不足。

按照上述系统设置 40 MW 电加热器, 该系统即具备上下 20 MW 可调的调频能力, 根据新增调频能力对其进行调频收益测算(按照日调频 20 次、年调频 300 天考虑), 结果见表 4。

结合调频收益后, 上述光煤互补系统的项目投资收益率为 8.0% (所得税前)、7.5% (所得税后)。即该项目具有较可观的经济效益, 已完全满足投资的收益要求。

表 4 经济性分析结果
Tab.4 The economic analysis results

项目	数值
在交易时间 t 内中标调频容量 C_t /MW	30
调频容量补偿价格/(元·MW ⁻¹)	30
在交易时间 t 内调频里程补偿 B_t /元	450
日调频次数(交易次数) N	10
年调频天数/d	300
年调频容量补偿 B_0 /元	1 350 000
调频收益/元	702 000

3 结 论

利用光煤互补系统结合熔盐电加热器可在实现节煤降耗的同时提高系统调频能力, 利用调频收益弥补节煤改造的投资收益不足。通过数学建模与逐时计算分析, 获得采用光热系统取代高加的节煤改造方法的投资及收益特征, 得出如下结论。

1) 光煤互补系统可实现机组煤耗的大幅下降, 是一种最直接有效的节煤降耗方法, 但其系统本身经济效益不足。

2) 对光煤互补系统补充熔盐电加热器进行系统调频能力提升, 扩展收益来源, 可提高项目收益能力。

3) 通过具体项目实际测算, 不考虑调频收益时, 光煤互补系统的收益率仅为 6.0%, 考虑调频收益后可提升至 8.0%, 实现了节煤改造与灵活性改造双效提升。

4) 火电机组耦合光热与熔盐储能, 利用光热补热和电加热调频具有节能减排、热电解耦灵活性提升以及系统收益来源拓展三重功效, 是应对我国“三改联动”政策的最佳技术路线之一。

[参 考 文 献]

- [1] 国家发展改革委. “十四五”现代能源体系规划[R/OL]. (2022-01-29) [2022-09-29]. http://www.nea.gov.cn/1310524241_16479412513081n.pdf.
The National Development and Reform Commission. The 14th Five-Year Plan[R/OL]. (2022-01-29) [2022-09-29]. http://www.nea.gov.cn/1310524241_16479412513081n.pdf.
- [2] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于开展全国煤电机组改造升级的通知: 发改运行(2021)1519号[A/OL]. (2021-10-29)[2022-10-29]. <https://zfxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=18322>.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on the transformation and upgrading of coal power units nationwide: FGYX[2021] No.1519[A/OL]. (2021-10-29)[2022-10-29]. <https://zfxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=18322>.
- [3] 国家发展改革委. 国家发展改革委等部门关于发布

- 《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平(2022 年版)》的通知: 发改运行(2022) 559 号[A/OL]. (2022-05-11)[2022-09-29]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1732473819945183157&wfr=spider&for=pc>.
- The National Development and Reform Commission. The National Development and Reform Commission and other departments issued a notice on the *Benchmark level and base level in key areas of clean and efficient use of coal (2022 edition)*: FGYX[2022]No.559[A/OL]. (2022-05-11)[2022-09-29]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1732473819945183157&wfr=spider&for=pc>.
- [4] 崔映红, 杨勇平, 张明智. 太阳能——煤炭互补的发电系统与互补方式[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(5): 102-107.
CUI Yinghong, YANG Yongping, ZHANG Mingzhi. Solar-coal complementary electric generation system and its modes[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(5): 102-107.
- [5] MORRISON G, MILLS D. Stanwell corporation solar thermal power systems: Stanwell power station project[C]//Proceedings of the ANZSES Annual Conference. Geelong, 1999.
- [6] HU E, YANG Y P, NISHIMURA A, et al. Solar thermal aided power generation[J]. Applied Energy, 2010, 87(9): 2881-2885.
- [7] U.S. Department of Energy, Tri-State Generation and Transmission Association Inc. Escalante hybrid solar thermal system facility: new Mexico[R/OL]. (2018-10-25) [2022-09-29]. <https://www.globaldata.com/store/report/tgta-escalante-hybrid-solar-thermal-system-facility-new-mexico/>.
- [8] Renewable Energy World. Abengoa& Xcel to integrate solar thermal system with coal plant[R/OL]. (2009-09-04) [2022-09-29]. <https://www.renewableenergyworld.com/solar/abengoa-to-integrate-solar-thermal-system-with-coal-plant/>.
- [9] SURESH M, REDDY K S, KOLAE A K. 4-E (energy, exergy, environment, and economic) analysis of solar thermal aided coal-fired power plants[J]. Energy for Sustainable Development, 2010, 14(4): 267-279.
- [10] 胡永生. 太阳能与燃煤机组互补电站热力特性与集成机理研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2014: 26-40.
HU Yongsheng. Study on thermal performance and integrated mechanism of solar-aided coal fired power plant[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014: 26-40.

(责任编辑 李园)

广告目次

《热力发电》.....	封三
海阳市谊合建筑机械有限公司.....	后彩插 1
北京柏兰达环境工程有限公司.....	后彩插 2
南京常荣声学股份有限公司.....	后彩插 3
西安热工研究院有限公司.....	后彩插 4—7
上海凯泉泵业(集团)有限公司.....	后彩插 8