DOI: 10.19666/j.rlfd.202512016

基于塔式光热耦合抽汽储热光煤互补发电系统的多目标优化研究

段朝霞，段立强，冀帅宇，王远慧，张汉飞
（华北电力大学能源动力与机械工程学院，北京　102206）

［摘　　要］【目的】为提升燃煤机组在高比例可再生能源电网中的调峰能力与运行灵活性，提出一种塔式光热耦合抽汽储热的光煤互补发电系统，并开展多目标优化研究。【方法】基于内蒙古某地区实测全年逐时法向直接辐照度（DNI）数据，建立系统年运行性能与经济性评价模型，以抽汽量和储热时长为优化变量，采用非支配排序遗传算法（NSGA-Ⅱ）对年调峰容量、年收益和总投资进行多目标协同优化，并引入理想解相似度排序法（TOPSIS）选取最优折中方案。【结果】结果表明：在 50%汽轮机热耗率验收（THA）工况下，最优配置参数为储热时长 5.28 h、抽汽量 102.46 t/h，对应年调峰容量 22.16 MW、年收益 4 014 万元、总投资 22 911 万元，净现值为 14 249 万元；在 30%锅炉最大连续出力（BMCR）和 25%BMCR 工况下，净现值分别为 8 150 万元和 11 300 万元，系统均表现出良好的经济性与灵活性。【结论】通过合理配置抽汽量与储热时长，可在兼顾系统经济性与调峰性能的同时显著提升燃煤机组运行灵活性。该研究结果可为光煤互补发电系统的优化设计与工程应用提供参考。

［关　键　词］塔式光热；熔盐储热；抽汽储热系统；多目标优化；调峰能力

［引用本文格式］段朝霞，段立强，冀帅宇，等. 基于塔式光热耦合抽汽储热光煤互补发电系统的多目标优化研究[J]. 热力发电，2026, 55(9): 22.　Duan Z X, Duan L Q, Ji S Y, et al. Multi-objective optimization of a tower solar-aided coal-fired power generation system with steam extraction and thermal energy storage[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(9): 22.

Multi-objective optimization of a tower solar-aided coal-fired power generation system with steam extraction and thermal energy storage

Duan Zhaoxia, Duan Liqiang, Ji Shuaiyu, Wang Yuanhui, Zhang Hanfei
(School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: [Objective] With the increasing penetration of renewable energy in power systems, conventional coal-fired units are required to operate more flexibly and provide enhanced peak-shaving capability. To address this challenge, this study proposes a solar-coal complementary power generation system that integrates a tower-type concentrated solar power system with an extraction steam thermal energy storage scheme. The objective is to improve the operational flexibility and peak regulation performance of coal-fired units while maintaining favorable economic performance, thereby facilitating the large-scale integration of renewable energy into power grids. [Methods] Based on measured hourly direct normal irradiance (DNI) data over a full year from a representative region in Inner Mongolia, a comprehensive annual performance and economic evaluation model of the proposed system is established. The model considers the coupled operation of the coal-fired unit, the tower solar field, and the molten salt thermal storage system under varying solar and load conditions. The steam extraction rate and thermal storage duration are selected as key decision variables. A multi-objective optimization framework is developed to simultaneously maximize the annual peak-shaving capacity and annual economic benefit while

收 稿 日 期：2025-12-03　修 回 日 期：2026-01-17　接 受 日 期：2026-01-30
基 金 项 目：国家重点研发计划项目（2022YFB4202401）
Supported by: National Key Research and Development Program (2022YFB4202401)
第一作者简介：段朝霞（2001），女，硕士研究生，主要研究方向为太阳能辅助燃煤发电，duanzx1127@163.com。
通信作者简介：段立强（1973），男，教授，博士生导师，主要研究方向为先进能量系统集成与优化，dlq@ncepu.edu.cn。

minimizing the total investment. The non-dominated sorting genetic algorithm II (NSGA-II) is employed to obtain the Pareto-optimal solution set. Subsequently, the technique for order preference by similarity to ideal solution (TOPSIS) is applied to rank the Pareto solutions and identify the optimal compromise scheme suitable for engineering implementation. [Results] The optimization results indicate that under the 50% turbine heat acceptance (THA) operating condition, the optimal configuration corresponds to a thermal storage duration of 5.28 h and a steam extraction rate of 102.46 t/h. Under this configuration, the annual peak-shaving capacity reaches 22.16 MW, with an annual revenue of 40.14 million yuan, a total investment of 229.11 million yuan, and a net present value (NPV) of 142.49 million yuan. In addition, under the 30% boiler maximum continuous rating (BMCR) and 25% BMCR operating conditions, the net present values are 81.50 million yuan and 113.00 million yuan, respectively, demonstrating that the system maintains good economic performance even at deep peak-load shaving conditions. The results reveal that appropriate coordination between steam extraction capacity and thermal storage scale plays a critical role in balancing peak-shaving capability and economic benefits across different operating scenarios. [Conclusion] By reasonably configuring the steam extraction rate and thermal storage duration, the proposed solar-coal complementary system can significantly enhance the operational flexibility and peak-shaving performance of coal-fired units without compromising economic viability. The established multi-objective optimization framework effectively captures the trade-offs among peak regulation capability, economic benefit, and investment cost. The findings of this study provide valuable theoretical support and practical guidance for the optimal design and engineering application of tower-type CSP-coal-fired hybrid power generation systems.

Key words: tower solar thermal power; molten salt thermal energy storage; steam extraction thermal energy storage system; multi-objective optimization; peak-shaving capacity

在全球能源结构转型与“双碳”目标驱动下，电力系统正面临深度低碳化与高比例可再生能源并网的双重挑战[1]。我国燃煤机组长期以来承担着电网基荷与调峰的双重任务，其装机容量和发电量仍居世界首位[2]。近年来，以 700 ℃超超临界和 1 000 MW 二次再热为代表的先进燃煤技术显著提升了机组效率并降低了煤耗与排放[3-4]，为燃煤机组实现高效清洁运行提供关键技术基础。然而，即使在高效燃烧与超超临界工况条件下，燃煤发电仍受碳排放约束，且随着风电、光伏等间歇性能源并网，电网对煤电机组灵活调峰能力的需求显著增加[5]。在此背景下，研究塔式光热+熔盐抽汽储热与燃煤机组互补发电的集成及优化，对推动能源低碳转型和提升煤电机组灵活性具有重要意义。

集中式太阳能热发电（CSP）尤其是塔式光热系统，配置熔盐储热技术可在 565 ℃以上实现长时储能与可控释能[6]，白天降低煤耗，夜间或低辐照时通过释热参与调峰。Yang 等人[7]利用中低温太阳能热替代部分回热朗肯循环中的抽汽对给水进行预热，提出 4 种替换方案及 2 种运行模式，验证了该技术提升太阳能发电效率、降低燃料消耗的优势。庞力平等[8]以 1 000 MW 超超临界燃煤机组为对象进行了塔式光煤互补发电系统的研究，结果显示该模式在大型机组中具有显著的节煤潜力。现有研究表明，塔式光煤互补系统可在不同机组和工况下有效提升热效率，为低碳高效发电提供可靠技术路径。

熔盐储热与抽汽调峰在提升机组灵活性方面同样具有显著优势。冀帅宇等[9-10]研究了集成储热的光煤互补系统及典型燃煤机组的调峰策略，结果表明，通过优化储热充放与运行策略，系统在不同负荷和辐照条件下均能稳定运行，同时显著提升机组调峰能力。庞力平等[11]研究表明，引入高温熔盐储能及耦合储热系统可在不同负荷下稳定运行，并显著提升燃煤机组调峰能力与灵活性。现有研究表明，熔盐储热与抽汽调峰可提升燃煤机组灵活性。但对于光热+熔盐储热+抽汽调峰多系统耦合条件下的运行协调机制及其对全年调峰能力和经济性的综合影响，仍缺乏深入研究。

针对塔式光煤互补系统开展多目标优化研究。Jiang 等人[12]通过多目标优化揭示了不同法向直接辐照度（DNI）水平下系统配置（太阳能倍数、储热时长）系统性能（发电量、效率、成本）的变化规律，确定了最优参数组合，并分析了煤价与设备价格对经济性的影响；付文锋等[13]利用 PSO 算法优化了光煤互补发电机组的回热系统布置与抽汽方案，提升了机组热效率并降低煤耗；罗彦等[14]优化了塔式光热发电系统的太阳倍数和储热时长，进一步提高了全年发电量和储热利用效率；王建星[15]优化了光煤互补发电系统全工况运行策略和储热容量，确保全年不同负荷和辐照条件下系统高效稳定运行。现有多目标优化研究在一定程度上提高了光煤互补发电系统的性能，但仍存在不足：一是优化工况多基于设计或中高负荷段，对深度调峰工况下系统技术经济可行性与优化结果关注不足；二是评

价指标侧重经济性或热效率，缺乏对灵活性指标的综合分析。

针对上述研究不足，本文以耦合塔式光热与熔盐储热系统的 660 MW 超超临界燃煤机组为研究对象，基于全年逐时太阳辐照与机组运行特性，建立了兼顾高效发电与灵活性的多目标优化模型，包含最大化调峰容量与年收益、最小总投资；并采用遗传算法求解获得帕累托最优解集，并引入 TOPSIS 方法对多目标结果进行排序，为工程可实施方案的优选提供参考。

1 塔式光热辅助燃煤发电系统描述

塔式光热辅助燃煤发电系统（SACPG）主要由燃煤发电机组、熔盐储热装置以及塔式光热镜场构成。所采用的燃煤机组为 660 MW 超超临界间接空冷机组，整体结构为单轴三缸、四抽汽形式，配套大容量锅炉与相对较小的汽轮机，燃料为高水分褐煤，所用煤质属性如表 1 所示。

表 1 煤质参数

Tab.1 Coal quality parameters

成分	ω_{ar}(C)	ω_{ar}(H)	ω_{ar}(O)	ω_{ar}(N)	ω_{ar}(St)	ω_{ar}(A)	ω_{ar}(M)
质量分数/%	30.68	2.04	8.51	0.44	0.51	14.12	43.70

机组配备九级回热加热系统，包括 3 级高压加热器、1 台除氧器和 5 级低压加热器。其中，第 3 段抽汽优先用于炉侧一次热风的再加热，随后再进入 3 号高压加热器完成加热过程。锅炉在最低稳燃状态下可维持至约 25%BMCR，对应的汽轮机出力约为 30%THA；同时，为确保直流锅炉的安全运行，其负荷通常不得低于 30%BMCR。储热系统采用高低温双罐结构，包括高温熔盐罐和低温熔盐罐各 1 台，配套设置高低温熔盐泵各 1 台以及 1 台熔盐-蒸汽与 1 台熔盐-给水换热器。储热介质为典型太阳盐（40%KNO_3+60%$NaNO_3$），通过熔盐换热器实现热量的存储与释放，其运行温度范围为 290~565 ℃，具备良好的热稳定性与热容[16]。光热镜场采用塔式定日镜聚光系统，镜场面积根据所设计的储热容量进行匹配。高温太阳能热量通过接收塔中熔盐吸收并传送至换热系统，换热介质为熔盐，可在高温下实现稳定换热，传递热量至储热罐或直接供能。SACPG 系统结构如图 1 所示。

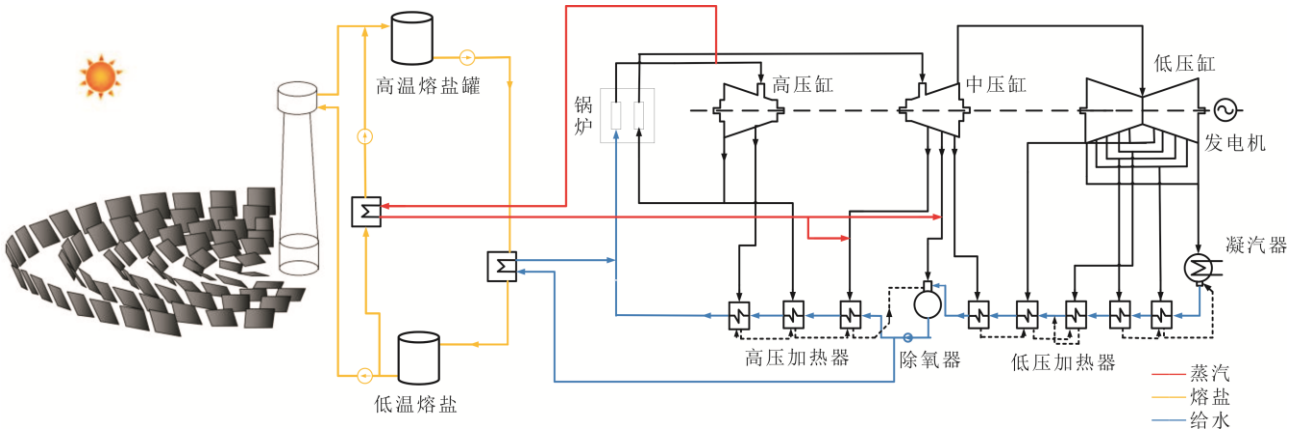


图 1 SACPG 系统结构

Fig.1 Structural diagram of the SACPG system

系统运行模式如图 2 所示。塔式光热与熔盐储热系统根据太阳辐照度及储热状态动态调节运行。在高辐照条件下，塔式光热接收器加热熔盐至高温，优先通过换热器满足给水换热需求。换热器负荷达到额定值后，剩余高温熔盐进入储热罐，为后续低辐照或夜间调峰提供热源；在中等辐照条件下，太阳能不足以独立满足给水换热负荷，系统采用“光热+储热”并联模式，由镜场与储热系统共同向给水换热器提供热量，保持换热功率稳定；在低辐照或夜间时段，若储热罐中有足够热量，储热系统独立提供热量；若储热不足，则进入夜间抽汽储热调峰模式，通过抽取主蒸汽加热熔盐并储存，直至储热系统充满后停止抽汽。

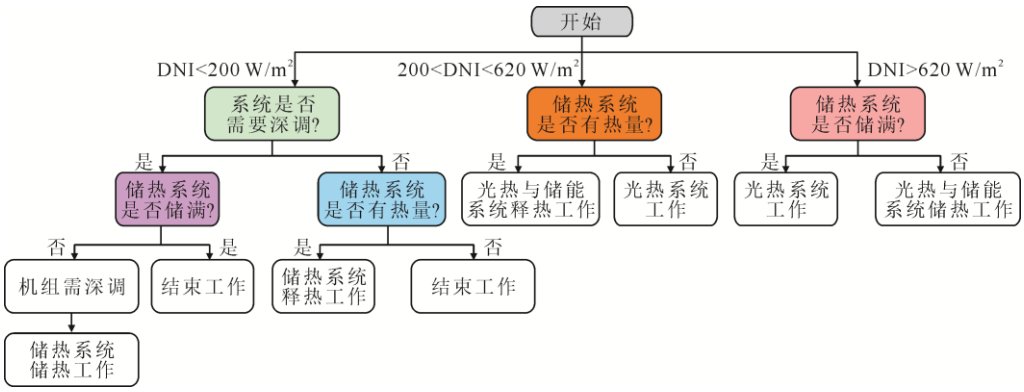


图 2 SACPG 系统运行模式

Fig.2 Operating mode of the SACPG system

2 SACPG 系统建模及优化方法

2.1 模型验证

本研究采用 EBSILON 软件，对燃煤机组、塔式光热镜场及熔盐储热系统建模与性能模拟，所建立的系统模型如图 3 所示，包含锅炉系统、汽轮机系统以及光热与储热集成单元。燃煤机组中，锅炉烟气自炉膛出口依次流经水冷壁、各级过热器、高温与低温再热器、省煤器及空气预热器，实现对主蒸汽和再热蒸汽的逐级加热与余热回收，完整反映了锅炉烟气能量的梯级利用过程。结合各段烟气与工质的热力参数可进一步确定各段换热器的换热过程与热平衡结果，相关设计运行参数如表 2 所示。

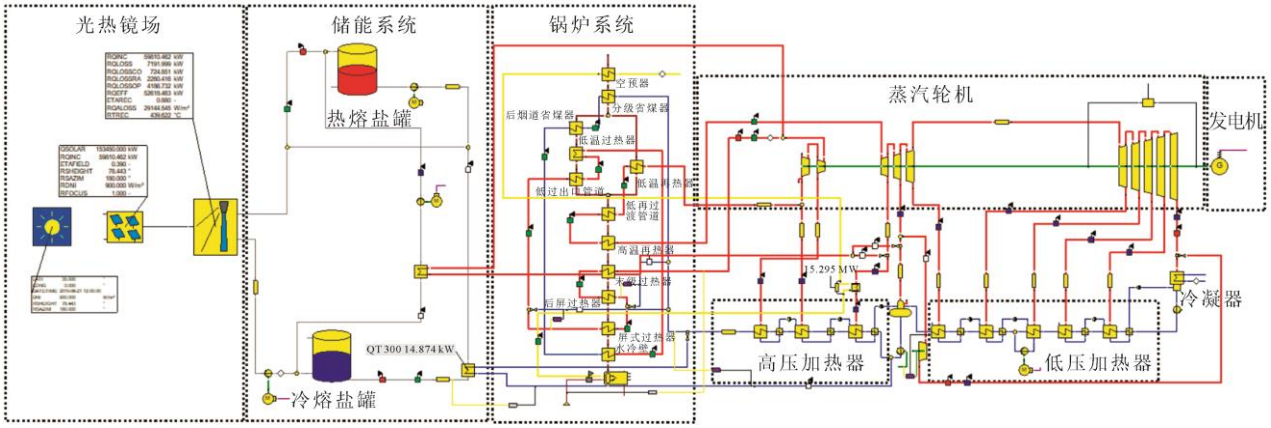


图 3 660 MW 燃煤机组耦合光热与储热系统模型

Fig.3 Model of a 660 MW coal-fired unit coupled with solar thermal and thermal energy storage system

表 2 660 MW 燃煤锅炉设计工况换热工质进出口温度

Tab.2 Inlet and outlet temperatures of heat exchange working fluids under the design condition of a 660 MW coal-fired boiler

受热面	工质进口温度/℃	工质出口温度/℃	工质流量/(t·h^{-1})
屏式过热器	478	522	1 818
后屏过热器	507	564	1 818
末级过热器	564	605	1 818
高温再热器	539	623	1 565
低温再热器过渡管组	492	539	1 565
低温再热器	354	492	1 565
低过出口管组	478	486	1 818
低温过热器	448	478	1 818
后烟道省煤器	308	335	1 818
分级省煤器	291	308	1 818

为简化计算并保证模型的可行性，本文在燃煤机组与光热储热系统耦合建模过程中作如下假设：

1）忽略光热系统、储热系统及换热管道中的热损失；

2）熔盐的热物性参数采用运行温度范围内的平均值；

3）系统运行过程假定为准稳态工况，不考虑启停及瞬态过程对系统性能的影响；

4）抽汽对锅炉燃烧稳定性及主蒸汽参数的影响不在本文研究范围内。上述假设在同类光煤互补与储热系统研究中已被广泛采用，对不同运行方案之间的性能比较影响较小。

将燃煤机组在多种运行工况下的热力参数设计值（来源于本研究项目所涉及电厂提供的热平衡图）与 EBSILON 模拟结果进行对比，表 3 列出了不同负荷下机组设计参数与模拟结果对比。结果表明，模型预测与设计参数吻合良好，验证了该模型在多负荷变工况条件下的可靠性。EBSILON 软件已广泛应用于燃煤机组及热力系统建模，其计算准确性和适用性已在相关研究中得到验证[10-12]。尽管受模型简化和热物性参数平均化等因素影响，部分参数存在一定偏差，但其相对误差均处于工程可接受范围内，不影响后续运行方案对比与优化结论。

表 3 不同负荷下机组设计参数与模拟结果对比

Tab.3 Comparison between design values and simulation results of the unit at different loads

项目	100%THA			75%THA			50%THA			30%BMCR (37%THA)			25%BMCR (30%THA)		
	设计值	仿真值	误差/%	设计值	仿真值	误差/%	设计值	仿真值	误差/%	设计值	仿真值	误差/%	设计值	仿真值	误差/%
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 818.0	1 816.7	0.07	1 318.0	1 320.5	0.19	861.7	861.4	0.03	635.9	635.9	0	529.9	529.9	0
主蒸汽压力/MPa	28.0	27.98	0.07	20.77	20.78	0.05	13.83	13.83	0	10.30	10.29	0.09	8.67	8.607	0.73
主蒸汽温度/℃	600.0	600.0	0	600.0	600.0	0	600.0	600.0	0	600.0	600.0	0	600.0	600.0	0
再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 565.0	1 592.0	1.73	1 156.0	1 179.5	2.03	770.9	785.5	1.89	575.0	584.1	1.58	481.5	491.6	0.02
再热蒸汽压力/MPa	5.607	5.603	0.07	4.177	4.183	0.14	2.808	2.809	0.04	2.071	2.061	0.48	1.739	1.725	0.81
再热蒸汽温度/℃	620.0	620.1	0.01	620.0	620.0	0	620.0	620.1	0.02	590.0	584.1	1.00	590.0	576.2	2.34
给水温度/℃	291.6	293.6	0.69	272.1	275.0	1.07	247.8	250.9	1.25	231.0	233.9	1.26	221.6	223.7	0.95
发电量/MW	660	660	0	495	495	0	330	330	0	236.7	235.2	0.33	196.2	193.9	1.17

2.2 塔式太阳能镜场系统

2.2.1 定日镜场

定日镜场由多个定日镜单元组成，通过实时调节镜面角度跟踪太阳，将太阳辐射集中反射至塔顶接收器，实现高效集热。反射太阳能可按下式计算：

$$Q_{\mathrm{hel}} = \mathrm{DNI} \times A_{\mathrm{hel}} \times \eta_{\mathrm{hel}} \tag{1}$$

$$\eta_{\mathrm{hel}} = \eta_{\mathrm{mir}} \times \eta_{\cos} \times \eta_{\mathrm{atm}} \times \eta_{\mathrm{s\&b}} \times \eta_{\mathrm{int}} \tag{2}$$

式中：Q_{hel} 为太阳光照射到定日镜并被其反射的热量，kW；A_{hel} 为定日镜的受光面积，m^2；DNI 为太阳能法向直接辐照度，kW/m^2；η_{hel} 为定日镜场效率；η_{mir} 为定日镜面反射率；$\eta_{\cos}$ 为余弦效率；η_{atm} 为大气衰减效率；$\eta_{\mathrm{s\&b}}$ 为遮光和阻挡效率。

2.2.2 集热器

集热器安装于集热塔顶端，用于吸收定日镜场反射的太阳辐射并加热循环传热介质。本文采用熔盐作为传热介质，太阳能输出功率可按下式计算：

$$Q_{\mathrm{receiver}} = Q_{\mathrm{helio}} \times \eta_{\mathrm{rec}} \tag{3}$$

$$\eta_{\mathrm{receiver}} = \frac{Q_{\mathrm{helio}} - Q_{\mathrm{recloss}}}{Q_{\mathrm{helio}}} \tag{4}$$

$$Q_{\mathrm{recloss}} = Q_{\mathrm{opt}} + Q_{\mathrm{con}} + Q_{\mathrm{rad}} \tag{5}$$

式中：Q_{receiver} 为集热器传热介质吸收的太阳能，kW；η_{rec} 为集热器的效率；Q_{recloss} 为集热器在吸收过程中产生的太阳能损失，kW；Q_{opt} 为集热器在光学传递过程中产生的能量损失，kW；Q_{con} 为集热器因对流产生的热量损失，kW；Q_{rad} 为集热器在运行过程中因辐射产生的热量损失，kW。

2.2.3 熔盐储热罐

系统采用在光热电站中广泛应用的太阳盐作为储热介质，其关键热物性参数如下：

$$\rho = 2\ 263.72 - 0.636 \times T \tag{6}$$

$$c_p = 1\ 396.02 + 0.172 \times T \tag{7}$$

$$\lambda = 0.391 + 0.000\ 19 \times T \tag{8}$$

式中：ρ 为太阳盐材料的密度，kg/m^3；c_p 为比定压热容，J/(kg·K)；λ 为导热系数，W/(m·K)；T 为温度，K。

本研究采用双罐熔盐储热系统，由高温罐和低温罐组成，并配套熔盐泵、控制阀及输送管路等辅助单元。以高温罐为例，数学模型为：

$$m_{\text{hottank}} = m_{\text{initial}} + (m_{\text{in}} - m_{\text{out}}) \times \Delta t \tag{9}$$

$$Q_{\text{hottank}} = Q_{\text{initial}} + (q_{\text{in}} - q_{\text{out}}) \times \Delta t / 3\,600 \tag{10}$$

式中：m_{hottank}为高温储热罐中所含熔盐的质量，kg；m_{initial}为高温储热罐内熔盐初始含量，kg；m_{in}、m_{out}分别为高温储热罐的熔盐进、出流量，kg/s；Δt为时间，s；Q_{hottank}为高温储热罐内存储的热量，kW·h；Q_{initial}为高温储热罐内初始蓄热量，kW·h；q_{in}、q_{out}分别为高温储热罐的进、出热量，kW。

2.2.4 熔盐换热器

本研究构建了熔盐换热器的能量平衡方程，用以分析其在储热与释热过程中的热交换特性。

$$q_{\text{salt}} = m_{\text{salt}} \times (h_{\text{salt-in}} - h_{\text{salt-out}}) \tag{11}$$

$$q_{\text{wf}} = m_{\text{wf}} \times (h_{\text{wf-in}} - h_{\text{wf-out}}) \tag{12}$$

式中：q_{salt}为熔盐通过熔盐换热器传递的热量，kW；m_{salt}为通过换热器的熔盐流量，kg/s；$h_{\text{salt-in}}$、$h_{\text{salt-out}}$分别为熔盐换热器进、出口熔盐的焓值，kJ/kg；q_{wf}为熔盐换热器中传热介质的换热量，kW；m_{wf}为熔盐换热器中传热介质的流量，kg/s；$h_{\text{wf-in}}$、$h_{\text{wf-out}}$分别为工质在熔盐换热器进、出口的焓值，kJ/kg。

2.3 热力性能评价指标

2.3.1 储热时长

储热时长用于表征储热系统所能支撑光煤互补发电系统运行的时间，是衡量储热容量有效性的关键指标。本文储热时长定义为储热罐所存储的总热量与系统在太阳能参与条件下满负荷运行 1 h 所需太阳能热量之比。

$$T_{\text{ES,h}} = \frac{Q_{\text{tank_total}}}{Q_{\text{MSHE}}} \tag{13}$$

式中：$T_{\text{ES,h}}$为储热时长，h；$Q_{\text{tank_total}}$为储热罐的容量，kW·h。

2.3.2 调峰容量及调峰深度

为定量评估系统对燃煤机组调峰性能的支持能力，本文引入调峰容量与调峰深度 2 个指标[10]。调峰容量衡量储热释放阶段可提供的输出功量，反映对机组调峰的负荷替代能力；调峰深度表示光热替代中间级回热抽汽后机组最低负荷提升程度，是系统运行灵活性增强的关键指标。

$$\Delta P_{\text{c},t} = P_0 - P_{\text{c},t} \tag{14}$$

$$\xi_{\text{c},t} = \frac{\Delta P_{\text{c},t}}{P_{\text{e}}} \times 100\% \tag{15}$$

式中：$\Delta P_{\text{c},t}$为 t 时刻降负荷过程中系统的调峰容量，kW；P_0为机组在负荷下降开始时的发电功率，kW；$P_{\text{c},t}$为机组在 t 时刻负荷下降后的发电功率，kW；$\xi_{\text{c},t}$为 t 时刻降负荷过程中的调峰深度，%；P_{e}为 100%THA 工况下的发电功率，kW。

2.4 经济性能评价指标

直观的经济性指标净现值（NPV）反映了项目在整个生命周期内的综合效益。净现值通过折现未来收益与总投资比较，正值表明项目经济可行，负值则投资风险较高[17]。年收益包括系统在调峰运行中带来的节煤收益、降碳收益及替代回热抽汽提升的电力运行收益；年投资涵盖换热系统、储热装置、太阳能镜场、土地及运维成本，并已按项目寿命周期折算为年度成本。SACPG 系统部分投资如表 4[10]所示，净现值计算如式(16)[13]：

$$\text{NPV} = \sum_{t=0}^{N} (\text{CF}_{\text{in},t} - \text{CF}_{\text{out},t})(1+r)^{-t} \tag{16}$$

式中：$\text{CF}_{\text{in},t}$、$\text{CF}_{\text{out},t}$分别为第 t 年的总收益与总支出，万元；N 为项目寿命周期，年；r 为贴现率。

表 4 SACPG 系统投资
Tab.4 Investment of the SACPG system

项目	数值
每单位面积的光热系统成本/(元·m^{-2})	1 032
储热系统的单位发电成本/(元·(kW·h)$^{-1}$)	175.2
光热系统循环能量利用效率η_t	0.375
换热器/万元	$24.5\times(Q_{\text{MSHE}}\times\eta_t)\times10^6$
征地价格/(元·m^{-2})	9.1
贴现率/%	8
生命周期/年	20
运维费用/(%·a^{-1})	1

3 结果与讨论

3.1 系统年性能分析

为分析系统的运行性能，本文选取夏季与冬季 2 个具有代表性的典型日。图 4 和图 5 分别给出了夏季与冬季典型日的系统运行情况，并反映了系统节煤量随储热时长的变化。选取第 180 天为夏季典型日，23:00—次日 04:00 系统通过抽取主蒸汽作为熔盐储热的高温热源向储热罐储热，储热量逐步升至约 138 MW·h，并在夜间略有释放。06:00 后 DNI 升高，白天太阳能供热先满足换热器负荷，再将剩余热量储存，储热量在 14:00 前接近 205 MW·h。下

午 DNI 减弱，储热逐渐释放至夜间，系统通过日夜储热动态调节峰谷负荷。选取第 355 天为冬季典型日，23:00—次日 02:00 抽汽储热峰值约 129 MW·h，随后储热逐步释放至 06:00 约 9 MW·h。白天 DNI 较低，储热增长缓慢，全天峰值仅 124 MW·h。

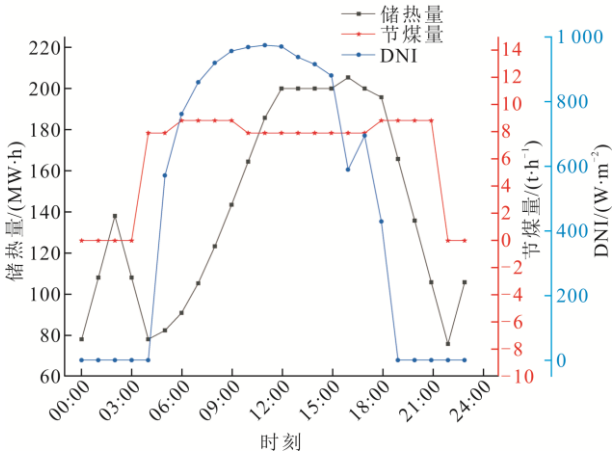


图 4 夏季典型日运行性能

Fig.4 Operating performance of the unit on a typical summer day

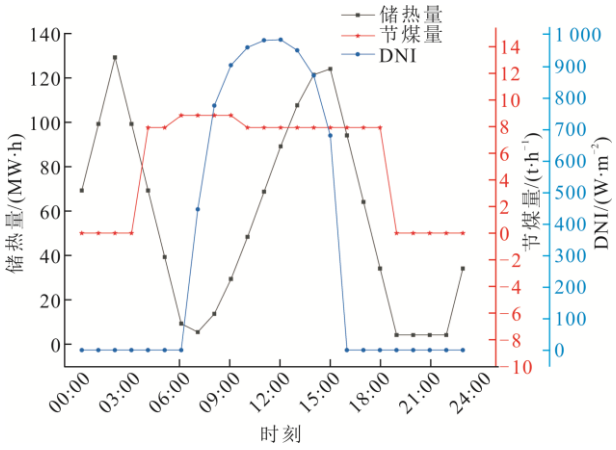


图 5 冬季典型日运行性能

Fig.5 Operating performance of the unit on a typical winter day

尽管储热量有限，系统仍通过夜间释放储热对负荷波动进行一定调节，但调峰能力低于夏季典型日。

系统替代燃煤负荷能力在典型日运行中呈现明显时段差异。夏季典型日中，05:00 起 DNI 升高，太阳能参与供热，节煤量逐步增加，高辐照时段（07:00–10:00 和 18:00–20:00）可达约 8.85 t/h，其余白天多保持在 7.93 t/h。冬季典型日节煤主要集中在 05:00–18:00，19:00 后降为 0，高值虽同为 8.85 t/h，但受低 DNI 和储热限制，持续时间明显缩短且不够稳定。

图 6 展示了结合全年运行数据 8 760 h 内储热量的动态变化趋势。从整体趋势看，储热量在夏季呈现出持续上升和高位运行状态，5 月—8 月期间由于 DNI 水平较高且分布稳定，系统多次接近储热容量上限，表现出良好的热量积累能力。冬季受低辐照影响，储热量整体偏低且波动频繁，白天储热有限，夜间支撑能力不足。

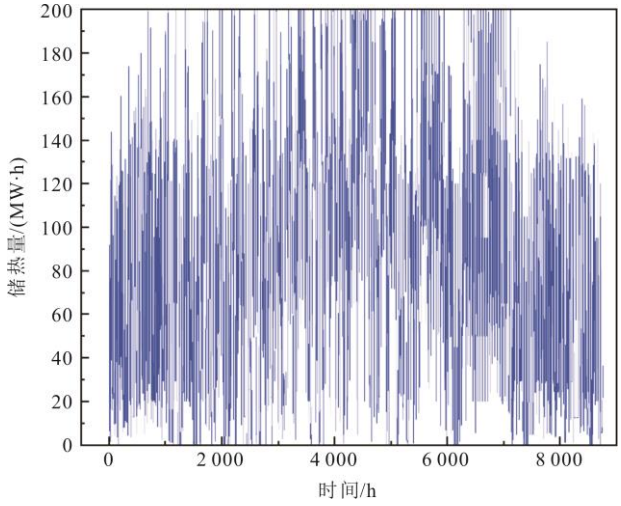


图 6 基于 DNI 的储热罐实时热量变化

Fig.6 Real-time changes in thermal energy of the storage tank based on DNI

图 7—图 9 显示了系统在不同抽汽量和不同储热时长下的调峰容量、总投资及年总收益。储热时长取 1~16 h，抽汽量取 49~143 t/h。上限 143 t/h 对应完全替代汽轮机三级与四级回热抽汽的最大可用蒸汽量，过大抽汽会延长再热器停留时间或增加局部热负荷，影响出口蒸汽温度和设备安全；下限 49 t/h 保证换热器温差和流速足够，保障熔盐有效加热，满足储热需求。该区间既保证换热效率和储热能力，又确保汽轮机回热系统、锅炉再热系统的运行稳定性与安全性。

图 7 展示了调峰容量与储热时长和抽汽量之间的关系。调峰容量随抽汽量线性增加，对储热时长敏感性较低；在固定储热时长下，抽汽量从 49 t/h 增至 143 t/h，调峰容量由约 12.9 MW 升至 29.2 MW。

图 8 展示了总投资与储热时长和抽汽量之间的关系。总投资随抽汽量和储热时长增加而显著上升，抽汽量的增加主要导致了熔盐换热器规模及其投资的增长，而储热时长的延长则显著增加了储热罐的容量及其建设与运维成本，从 18 350 万元增至 29 750 万元，涨幅达到 62%。

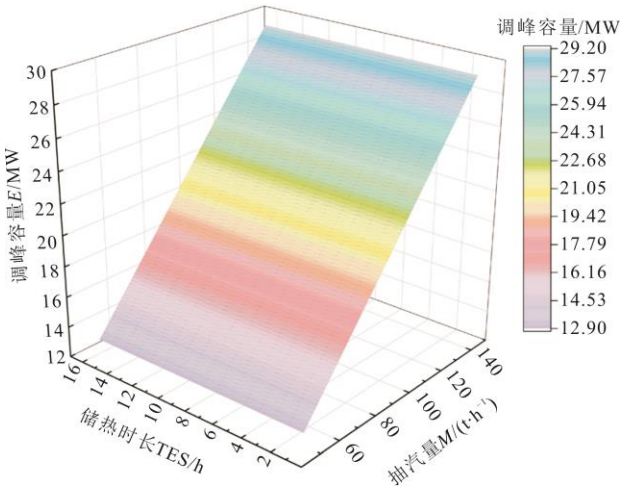


图 7 不同储热时长和不同抽汽量调峰容量的变化

Fig.7 Changes in peak-shaving capacity with varying thermal storage durations and steam extraction rates

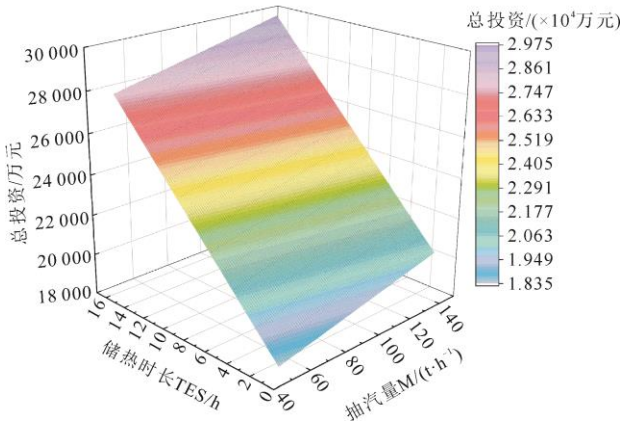


图 8 不同储热时长和不同抽汽量总投资的变化

Fig.8 Changes in total investment with varying thermal storage durations and steam extraction rates

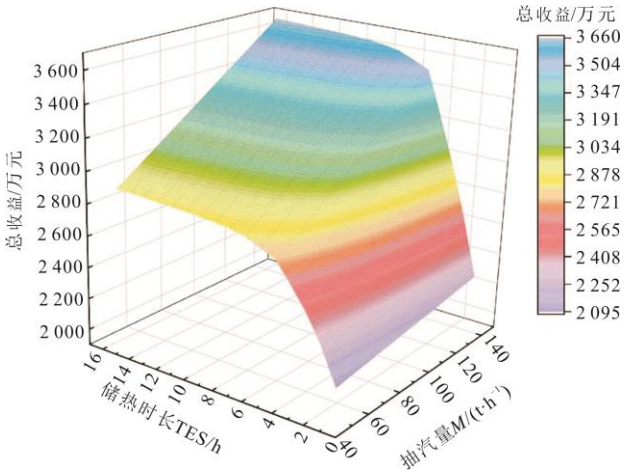


图 9 不同储热时长和不同抽汽量的总收益变化

Fig.9 Changes in total revenue with varying thermal storage durations and steam extraction rates

图 9 展示了系统年总收益与储热时长和抽汽量之间的关系，在参数区间内年总收益整体呈现前快后缓的增长趋势。初期，随着抽汽量和储热时长的增加，系统的调峰能力增强，抽汽量越大，每小时可储热功率越高；储热时长越长，可在白天充分吸收太阳能、在夜间延长供能时间，从而显著提升储热系统利用率。系统节煤与减排效果显著，收益快速增长。随着参数进一步增大，受限于太阳能资源供给、储热罐容量及系统运行效率，单位增量所带来的收益贡献逐渐减小，导致年收益增长趋缓。抽汽量从 49~143 t/h 所对应的收益从 2 095 万元增长到 3 660 万元，增长幅度约为 75%。

3.2 多目标协同优化方法

在系统运行中，抽汽量与储热时长显著影响调峰能力与经济性，增加两者虽能提升调峰性能，但会导致投资上升，降低整体经济效益。因此，本文采用多目标优化策略，在调峰容量、年收益和总投资间实现综合权衡。采用非支配排序遗传算法（NSGA-II）对系统关键参数进行多目标协同优化，具体优化过程见图 10。基于 NSGA-II 算法，对储热时长（1~16 h）和抽汽量（49~143 t/h）进行优化，结合系统年运行策略、能量平衡及经济性计算，构建完整多目标优化模型。

多目标优化的目标公式定义如下[18]：

$$\begin{cases} f_1 = \max(\Delta P_{c,t}) \\ f_2 = \max(R_{coal}) \\ f_3 = \min(C_{coal}) \end{cases} \tag{17}$$

计算得到 3 种工况下的帕累托前沿解集，每个解均代表调峰容量、经济收益与总投资之间的最优权衡。为从中选取兼顾灵活性与经济性的最优解，本文采用 TOPSIS 法，通过计算各优化解与理想解的相对接近度确定最佳折中解。由于各优化目标量纲不同，决策前对其进行标准化处理，采用向量归一化方法以保证评价的可比性[18]：

$$\begin{cases} \Delta P^{*}_{c,t,j} = \Delta P_{c,t,j} \Big/ \sqrt{\sum_{j=1}^{m} \Delta P_{c,t,j}^{\,2}} \\ C^{*}_{coal,j} = C_{coal,j} \Big/ \sqrt{\sum_{j=1}^{m} C_{coal,j}^{\,2}}, \quad j = 1,2,...,m \\ R^{*}_{coal,j} = R_{coal,j} \Big/ \sqrt{\sum_{j=1}^{m} R_{coal,j}^{\,2}} \end{cases} \tag{18}$$

式中：m 为帕累托解集的解总数；$\Delta P_{c,t,j}$、$C_{coal,j}$ 和 $R_{coal,j}$ 均为帕累托前沿对应的第 j 个解；$\Delta P^{*}_{c,t,j}$ 为标

准化处理后的调峰容量；$C^*_{\text{coal},j}$ 为标准化处理后的年总投资；$R^*_{\text{coal},j}$ 为标准化处理后的年总收益。

在选择过程中，最理想点与最劣解分别假定为 $[\max(\Delta P^*_{\text{c},t,j}), \max(R^*_{\text{coal},j}), \min(C^*_{\text{coal}})]$，$[\min(\Delta P^*_{\text{c},t,j}), \min(R^*_{\text{coal},j}), \max(C^*_{\text{coal}})]$。解集中各点到最理想点和最劣解的距离可表示为：

$$D_i^+ = \sqrt{(\Delta P^*_{\text{c},t,j} - \max(\Delta P^*_{\text{c},t,j}))^2 + (R^*_{\text{coal},j} - \max(R^*_{\text{coal},j}))^2 + (C^*_{\text{coal}} - \min(C^*_{\text{coal}}))^2} \tag{19}$$

$$D_i^- = \sqrt{(\Delta P^*_{\text{c},t,j} - \min(\Delta P^*_{\text{c},t,j}))^2 + (R^*_{\text{coal},j} - \min(R^*_{\text{coal},j}))^2 + (C^*_{\text{coal}} - \max(C^*_{\text{coal}}))^2} \tag{20}$$

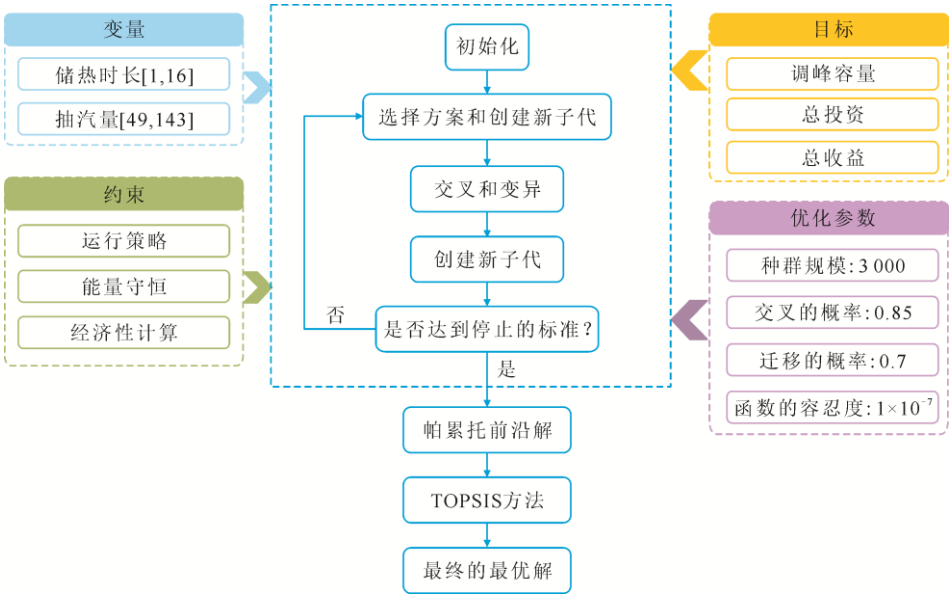


图 10 基于 NSGA-II 算法的协同优化过程

Fig.10 NSGA-II-based cooperative optimization process

最终结果可通过理想解接近度计算得到[18]：

$$C_j = \frac{D_i^-}{D_i^+ + D_i^-} \tag{21}$$

C_j 越大表示方案越接近理想最优解，即在各目标之间达到更优的折中效果，最终选择 C_j 最大的方案作为最佳折中解。

3.3 多目标优化结果

图 11—图 13 展示了系统 50%THA、30%BMCR 和 25%BMCR 工况下，通过 NSGA-II 获得的帕累托前沿解集，每个解都代表调峰容量、年收益与总投资三者之间的最优折中关系。基于 TOPSIS 法确定最优折中解，其关键参数见表 5。为适应不同负荷，在 30%BMCR 和 25%BMCR 工况下抽汽量分别调整为 31~93 t/h 和 22~70 t/h，以保证系统热力平衡与安全。在 50%THA 工况下，最优解对应的储热时长为 5.28 h、抽汽量为 102.46 t/h，系统调峰容量可达 22.16 MW，年收益为 4 014 万元，总投资为 22 911 万元。由图 12、图 13 可见，负荷降低时，抽汽量与储热时长减小，调峰能力和经济收益下降，投资成本也相应降低。高负荷工况下，系统可快速储热与释热，有效应对峰值负荷；低负荷工况下抽汽量受限，储热未充分利用，调峰能力与经济效益下降。从参数量级上看，本文获得的最优储热时长和抽汽量区间与已有研究结果具有较好一致性。例如 Jiang 等人[12]指出最优储热时长通常在 4~6 h，付文锋等[13]的研究表明抽汽量需随机组负荷调整，这与本文结果趋势一致。

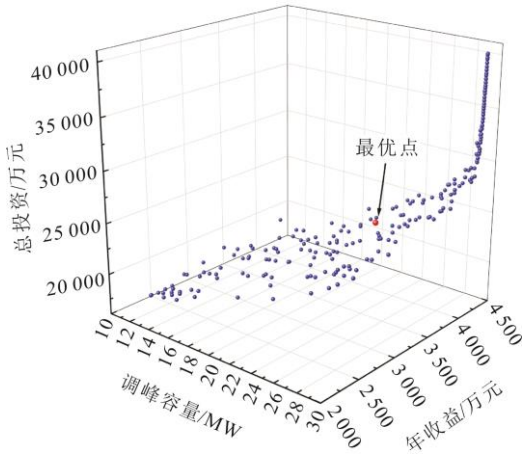


图 11 50%THA 的帕累托前沿解集

Fig.11 Pareto front solutions corresponding to 50% THA

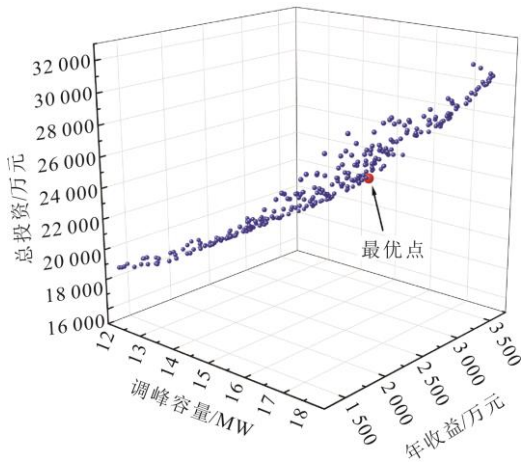


图 12 30%BMCR 的帕累托前沿解集
Fig.12 Pareto front solutions corresponding to 30% BMCR

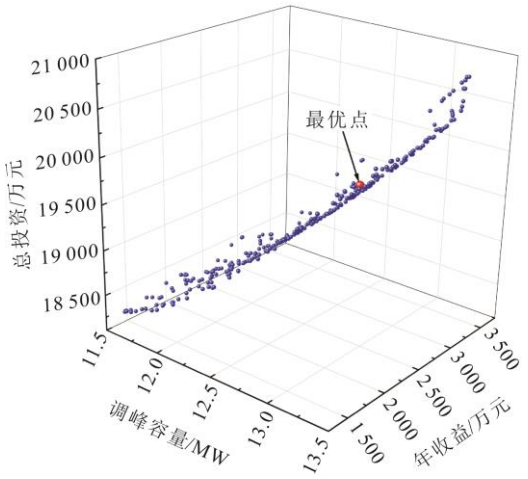


图 13 25%BMCR 的帕累托前沿解集
Fig.13 Pareto front solutions corresponding to 25% BMCR

表 5 不同工况下的最优折中解
Tab.5 Best trade-off solutions under various operating conditions

	调峰容量/MW	年收益/万元	总投资/万元	储热时长/h	抽汽量/(t·h^{-1})
50%THA	22.16	4 014	22 911	5.28	102.46
30%BMCR	14.90	3 382	22 855	4.48	77.09
25%BMCR	12.47	3 325	19 372	4.54	65.42

50%THA 工况下的最优解 NPV 为 14 249 万元，30%BMCR 和 25%BMCR 工况下的 NPV 分别为 8 150 万元和 11 300 万元，合理配置仍可保持较高经济性。

本文模型基于若干理想化假设，未考虑光热及储热系统长期热损失、设备老化、启停与瞬态运行，也未引入电网调峰指令与运行不确定性。这些因素可能影响系统调峰能力和经济性，后续研究可结合动态模型和电网约束进一步分析系统性能。

4 结　论

本文针对塔式太阳能热及储能系统与 660 MW 燃煤互补发电系统建立了包含运行策略与经济性评估的优化模型，以储热时长和抽汽量为变量，开展多工况下的多目标协同优化。通过 NSGA-Ⅱ算法获取年调峰容量、综合收益与总投资的帕累托前沿解，并基于 TOPSIS 法选取最优折中解，为系统配置提供了兼顾热力性能与成本的优化参考。主要结论如下。

1）构建了塔式光热耦合抽汽储热的光煤互补发电系统，获得系统在高日照与低日照条件下的储热与调峰性能数据。系统夏至日与冬至日最优储热量分别为 205 MW·h 与 124 MW·h，显示系统在不同日照条件下具备有效调峰能力。

2）调峰容量主要受抽汽量影响，峰值调峰容量由 12.9 MW 提升至 29.2 MW，系统总投资随着抽汽量和储热时长的增加显著上升，投资金额由约 18 350 万元增加至 29 750 万元。年综合收益呈现先快后缓的增长趋势，整体提升约 75%。因此，合理配置抽汽量与储热时长，可在保证调峰效果的同时兼顾投资成本和经济收益，实现系统综合性能的提升。

3）结合地区全年 DNI 数据进行多目标协同优化后，在 50%THA、30%BMCR 和 25%BMCR 3 种典型工况下，系统的最优储热时长分别为 5.28、4.48、4.54 h，抽汽量分别为 102.46、77.09、65.42 t/h，年调峰容量依次为 22.16、14.90、12.47 MW。随着运行负荷降低，系统总投资呈下降趋势，50%THA、30%BMCR 和 25%BMCR 3 种典型工况下对应的净现值分别为 14 249、8 150、11 300 万元。表明系统在中高负荷条件下具备更优的经济效益和投资回报能力，体现了系统在实际运行中的适应性和工程可行性。

[参 考 文 献]

[1] 李政, 张东杰, 潘玲颖, 等. “双碳”目标下我国能源低碳转型路径及建议[J]. 动力工程学报, 2021, 41(11): 905.
Li Z, Zhang D J, Pan L Y, et al. Energy low-carbon transition pathways and recommendations in China under the “dual-carbon” targets[J]. Journal of Power Engineering, 2021, 41(11): 905.

[2] Yang Y, Guo X, Wang N. Power generation from pulverized coal in China[J]. Energy, 2010, 35(11): 4336.

[3] 刘入维, 肖平, 钟犁, 等. 700 ℃超超临界燃煤发电技术研究现状[J]. 热力发电, 2017, 46(9): 1.

Liu R W, Xiao P, Zhong L, et al. Research status of 700 ℃ ultra-supercritical coal-fired power generation technology[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(9): 1.
[4] 高嵩, 赵洁, 黄迪南. 1 000 MW 超超临界二次再热燃煤发电技术[J]. 中国电力, 2017, 50(6): 6.
Gao S, Zhao J, Huang D N. 1 000 MW ultra-supercritical coal-fired power generation technology with secondary reheat[J]. Electric Power, 2017, 50(6): 6.
[5] 杨勇平. 燃煤发电系统能源高效清洁利用的基础研究综述[J]. 发电技术, 2019, 40(4): 308.
Yang Y P. Review on fundamental research of high-efficiency and clean utilization of energy in coal-fired power generation systems[J]. Power Generation Technology, 2019, 40(4): 308.
[6] Gauché P, Rudman J, Mabaso M, et al. System value and progress of CSP[J]. Solar Energy, 2017, 152: 106.
[7] Yang Y P, Yan Q, Zhai R R, et al. An efficient way to use medium-or-low temperature solar heat for power generation integration into conventional power plant[J]. Applied Thermal Engineering, 2011, 31(2): 157.
[8] 庞力平, 李瑞华, 孙诗梦, 等. 塔式太阳能辅助 1 000 MW 燃煤发电机组锅炉的热力性能分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1417.
Pang L P, Li R H, Sun S M, et al. Thermodynamic performance analysis of boiler in 1 000 MW coal-fired unit assisted by tower solar energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5): 1417.
[9] 冀帅宇, 段立强, 王远慧, 等. 典型燃煤机组灵活调峰策略及性能研究[J]. 热力发电, 2023, 52(9): 94.
Ji S Y, Duan L Q, Wang Y H, et al. Flexible peak-shaving strategies and performance study of typical coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(9): 94.
[10] 冀帅宇, 段立强, 段朝霞, 等. 集成储热的光煤互补发电系统灵活运行性能研究[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(22): 8924.
Ji S Y, Duan L Q, Duan Z X, et al. Study on flexible operation performance of solar-coal complementary power generation system integrated with thermal storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(22): 8924.
[11] 庞力平, 张世刚, 段立强. 高温熔盐储能提高二次再热机组灵活性研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2682.
Pang L P, Zhang S G, Duan L Q. Study on enhancing flexibility of secondary reheat units with high-temperature molten salt thermal storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2682.
[12] Jiang Y, Duan L, Tong Y, et al. Collaborative optimization of thermal and economic performances of a tower solar aided coal-fired power generation system[J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 214: 118885.
[13] 付文锋, 李飞, 邵明巍, 等. 基于 PSO 的光煤互补机组回热系统优化设计[J]. 太阳能学报, 2016, 37(2): 421.
Fu W F, Li F, Shao M W, et al. Optimization design of reheat system for solar-coal complementary units based on PSO[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2016, 37(2): 421.
[14] 罗彦, 杜小泽, 杨立军, 等. 塔式太阳能热发电太阳倍数及储热时长优化研究[J]. 热力发电, 2017, 46(6): 21.
Luo Y, Du X Z, Yang L J, et al. Optimization study on solar multiple and thermal storage duration of tower solar thermal power generation[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(6): 21.
[15] 王建星. 太阳能与燃煤互补发电系统全工况设计优化[D]. 北京: 华北电力大学, 2019: 5.
Wang J X. Full-load design optimization of solar-coal complementary power generation system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019: 5.
[16] 王金梁, 吴华栋. 太阳盐的热力学性质及其在光热发电中的应用[J]. 发电设备, 2021, 35(5): 334.
Wang J L, Wu H D. Thermodynamic properties of solar salt and its application in solar thermal power generation[J]. Power Generation Equipment, 2021, 35(5): 334.
[17] Miao L, Liu M, Zhang K, et al. Design and performance evaluation of thermal energy storage system with hybrid heat sources integrated within a coal-fired power plant[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 82: 110611.
[18] Njoku I H, Oko C O C, Ofodu J C, et al. Optimal thermal power plant selection for a tropical region using multi-criteria decision analysis[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 179: 115706.

（责任编辑 杨嘉蕾）