

DOI: 10.19666/j.rlfd.202605079

电制热熔盐控制策略优化及耦合燃煤机组 调峰调频策略研究

王伟^{1,3}, 储鑫², 宋岳轩², 李正欣⁴, 赵全斌², 丹慧杰³,
种道彤², 严俊杰²

(1. 高效灵活煤电及碳捕集利用封存全国重点实验室, 陕西 西安 710054;

2. 西安交通大学动力工程多相流国家重点实验室, 陕西 西安 710049;

3. 西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054;

4. 江苏国信靖江发电有限公司, 江苏 靖江 214513)

[摘要] 【目的】电制热熔盐储热技术凭借能量密度高、热力匹配性好的优势, 已成为提升燃煤机组运行灵活性的重要技术方案。然而, 传统燃煤机组固有热惯性大、深度调峰能力受限, 且熔盐电加热器大滞后特性突出, 常规控制方式难以满足快速功率调节需求, 制约了储热-机组耦合系统的性能发挥, 亟需配套的系统集成方案与优化控制策略。【方法】以 660 MW 超临界燃煤机组耦合电制热熔盐储热系统为研究对象, 设计系统集成构型并明确调频、深度调峰、顶峰 3 类典型场景的运行模式; 建立熔盐电加热器与机组本体的精细化动态机理模型, 结合电厂现场运行数据完成模型精度验证; 引入模型预测控制策略优化电加热器控制性能, 系统分析耦合系统的 AGC 响应特性与深度调峰经济性。【结果】模型预测控制可显著改善熔盐电加热器的动态控制品质, 功率阶跃扰动下出口温度最大偏差降低 42%、稳定时间缩短 58%, 可有效克服大热惯性缺陷; 耦合储热系统可大幅提升燃煤机组 AGC 调节性能, 平均变负荷速率提升 183%, 能够有效弥补机组本体的初期惯性延迟; 深度调峰协调控制策略可一定程度加快机组双向变负荷速度, 同时利用低谷电能储热可获得可观经济收益。【结论】该电制热熔盐储热耦合方案可有效提升燃煤机组的调峰调频能力, 可为火电-储热联合系统的运行优化与工程应用提供理论依据与技术支持。

[关键词] 熔盐储热; 燃煤机组; 深度调峰; 模型预测控制; 运行灵活性

[引用本文格式] (本段作者勿动) 作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码.

Control strategy optimization for electric heating molten salt system and its coordinated peak-shaving and frequency regulation with a coal-fired unit

Wang Wei^{1,3}, Chu Xin², Song Yuexuan², Li Zhengxin⁴, Zhao Quanbin², Dan Huijie³,
Chong Daotong², Yan Junjie²

(1. National Key Laboratory of High-Efficiency Flexible Coal Power Generation and Carbon Capture Utilization and Storage, Xi'an 710054, China;

2. State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

3. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China;

4. Jiangsu Guoxin Jingjiang Power Generation Co., Ltd., Jiangsu 214513, China)

Abstract: [Objective] Under China's "dual carbon" goals, high-penetration renewable energy in the new power system imposes severe challenges to the operational flexibility of coal-fired units, which must deliver faster peak shaving and frequency regulation services. Electric-heated molten salt thermal energy storage is a promising

收稿日期: 2026-05-22 修回日期: 2026-06-29 接受日期: 2026-06-30 网络首发日期: XXXX-XX-XX

基金项目: 江苏省碳达峰碳中和科技创新专项 (BE2023094-2)

Supported by: Jiangsu Carbon Peaking and Carbon Neutrality Science and Technology Innovation Program (BE2023094-2)

第一作者简介: 王伟 (1989), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为燃煤发电机组节能降耗技术, wangweijn@tpri.com.cn.

通信作者简介: 赵全斌 (1990), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为热力系统节能、储能系统、汽液两相流, zhaquanbin122@mail.xjtu.edu.cn.

flexibility solution owing to its high energy density and favorable thermal matching with thermal power systems. However, coal-fired units suffer from large inherent thermal inertia and limited deep peak shaving capacity, while molten salt electric heaters feature prominent time-delay. Conventional control methods fail to meet rapid power regulation demands, and the coupling mechanism between storage systems and units lacks in-depth research. This paper proposes a coupling scheme and optimized control strategy to improve the peak shaving and frequency regulation performance of coal-fired units. [Methods] Taking a 660 MW supercritical coal-fired unit integrated with electric-heated molten salt storage as the research object, this study designs the system configuration and defines three operation modes: frequency regulation, deep peak shaving, and peak power supply. Refined dynamic mechanism models of the electric heater and the unit are established based on conservation laws of mass, energy and momentum, and validated with field operation data. A model predictive control (MPC) strategy is introduced to address the large thermal inertia of the electric heater. The coupled system performance is evaluated via AGC response tests and deep peak shaving simulations. [Results] Simulation results show that MPC markedly enhances the electric heater's control quality. Under power step disturbances, the maximum deviation of molten salt outlet temperature is reduced by 42% and settling time shortened by 58% compared with PID control. The coupled system lifts the average AGC load ramping rate from 0.83% Pe/min to 2.35% Pe/min (183% improvement), and effectively alleviates overshoot and reverse regulation issues. The coordinated control strategy accelerates bidirectional load change, with the ramp rate increased by 6.18% during load increase. Economically, off-peak electricity storage delivers notable benefits: taking Shandong's spot electricity market as an example, a typical peak shaving period cuts low-price grid-connected power by 20.42 MWh, generating an extra revenue of about 11 000 yuan. [Conclusion] The proposed electric-heated molten salt coupling scheme effectively improves the peak shaving and frequency regulation flexibility of coal-fired units. The MPC strategy addresses the large inertia control problem of electric heaters, and the coordinated strategy realizes complementary advantages between the storage system and the unit. This study provides theoretical basis and technical support for the operation optimization and engineering application of coal-fired power-thermal storage integrated systems.

Key words: molten salt thermal energy storage; coal-fired power unit; deep peak shaving; model predictive control; operational flexibility

为推动“双碳”目标实现,我国正在构建以新能源为主体的新型电力系统^[1]。然而,风电、光伏等可再生能源出力的随机性与波动性,给电力系统安全稳定运行带来严峻挑战^[2]。在此背景下,燃煤机组正从提供基础电量的主体电源,向提供调节能力与灵活性的支撑性电源加速转变^[3]。

提升燃煤机组运行灵活性,核心在于拓宽其负荷调节范围与提升负荷响应速率。然而,受限于锅炉稳燃技术、汽轮机最小通流能力等,机组深度调峰能力有限^[4],进一步降低负荷需依赖投油等经济性较差的技术^[5]。同时,从燃料供给、燃烧到蒸汽生成的热力过程存在显著惯性,制约了机组快速跟踪电网调度指令的能力。因此,亟需通过耦合新型储能技术,对传统燃煤发电系统进行灵活性改造。在众多储能技术中,熔盐储热因具有高能量密度、宽工作温度范围及与火电机组良好的热力匹配性,被视为一种极具前景的大规模储热方案^[6]。其中,采用电加热器将富余电能转化为热能的“电制热”熔盐储热系统优势显著。该系统既可在负荷低谷时段作为可控负荷,辅助机组实现深度调峰乃至零功率上网,促进新能源消纳^[7];也可在负荷高峰时段释放储存的热能用于供热或发电,起到“削峰填谷”

的作用。

凭借优越的性能,“电制热”熔盐储热系统在储热集成领域的研究与应用日益受到关注。国内外学者围绕其系统集成、优化配置及综合效益开展了广泛研究。Lepiksaar 等人^[8]将电加热器与储热装置集成到热电联产系统,利用可再生能源电力制热,以平衡热负荷,从而增强机组的运行调节能力。此外,电加热器也被引入“风电-光伏-储热”构成的多能互补系统,此类系统被证实能够有效降低度电成本与全生命周期碳排放^[9]。在系统优化设计领域,研究重点在于储热容量的优化配置与运行策略。现有研究通过构建考虑煤炭价格、峰谷电价差等市场信号的优化模型,以确定储热系统的最佳容量^[10]。Yan 等人^[11]采用混合整数线性规划等数学方法,统筹投资成本与年度运行调度,求解系统的最优配置方案。在技术经济性对比与影响评估方面,Okazaki^[12]研究分析了电加热储热技术相对于电池储能的经济性优势,特别是在高比例可再生能源情境下。同时,Yang 等人^[13]研究表明在可再生能源系统中引入电加热器,有助于减少发电计划偏差,缓解弃风弃光现象;综合技术经济性建模分析也进一步论证了配置电热储热系统的可行性^[14]。

在动态特性方面，已有学者对熔盐电加热器^[15]、储罐^[16]等子系统开展了建模与动态分析。然而，现有研究对于“储热-发电”这一完整耦合系统的特性，特别是储热系统与燃煤机组本体在快速变负荷过程中的耦合作用机制与协同控制策略，尚缺乏深入探讨。同时，熔盐电加热器作为一个大热惯性的被控对象，其传统的控制方法在应对快速功率指令时，可能导致关键参数波动大、稳定时间长，进而限制整个耦合系统调频性能的充分发挥。为此，本文聚焦于电制热熔盐储热系统与燃煤机组的耦合运行与协同控制。通过构建系统精细化动态模型，并引入模型预测控制（model predictive control, MPC）策略以克服电加热器的大惯性问题，进而研究耦合系统响应自动发电控制（automatic generation control, AGC）指令的特性与调峰过程的协调控制策略，以期提升“火电-储热”联合系统的运行灵活性与电网支撑能力提供解决方案。

1 系统构型与运行模式

本文研究对象为“电制热熔盐储热”的系统构型如图 1 所示。该系统所用熔盐为三元熔盐 Hitec 盐（53% KNO₃+ 40% NaNO₂+ 7% NaNO₃），其正常工作温度为 190~400℃。Hitec 盐的主要物性参数如错误!未找到引用源。所示。

表 1 Hitec 盐主要物性参数^[17]
Tab.1 Main physical property parameters of Hitec salt

参数	数值
熔点 $T/^\circ\text{C}$	142
分解温度 $T_{\max}/^\circ\text{C}$	535
密度 $\rho/(\text{kg}\cdot\text{m}^{-3})$	$1\,650-0.876\times T$
导热系数 $\lambda/(\text{W}\cdot(\text{m}\cdot\text{K})^{-1})$	0.57
动力黏度 $\mu/(\text{Pa}\cdot\text{s})$	$4.110\times 10^{-5}\times e^{3757/T}$
比热容 $c_p/(\text{J}\cdot(\text{kg}\cdot\text{K})^{-1})$	1\,550

注：T 为熔盐的工作温度，℃。

在电网负荷低谷或现货电价为负时，启用熔盐电加热器。电能取自厂用电，将低温熔盐加热为高温熔盐并储存于热罐。此过程直接降低机组上网功率，协助机组深度调峰，并能赚取调峰辅助服务收益或避免负电价损失。在电网负荷高峰或电价高企时，关闭电加热器。启动热熔盐泵，将高温熔盐输送至蒸汽发生器，与来自机组除氧器的给水换热，产生符合要求的工业供汽。所产蒸汽直接并入对外供汽母管，从而替代或减少机组本体的抽汽供热。

被解放的抽汽可在汽轮机内继续做功，使得机组在供热工况下仍能增加发电出力，实现顶峰发电。

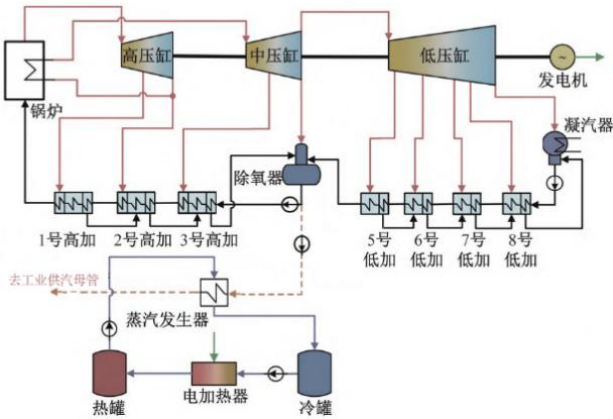


图 1 机组耦合熔盐储热系统构型
Fig.1 Molten salt storage integration for power units: system configuration

熔盐储能系统主要分为 3 种运行方式：

- 1) 调频方式。电加热器可作为可控负载，全天小功率运行（如 5 MW），辅助机组调频。
- 2) 深度调峰模式。电加热器满功率运行进行储能，减少现货低价电上网；蒸汽发生系统可以大功率运行，一定程度上解决热电解耦问题。
- 3) 顶峰模式。电加热器退出运行，保障机组发电量全额上网，提升顶峰收益与容量电价补贴。

2 动态建模及控制优化

2.1 电加热器动态建模

本文参考了典型电阻式熔盐加热器的结构，其内部核心换热部件为 U 型电加热管，如图 2 所示。电加热管沿径向从内到外依次由合金电阻丝、绝缘填充材料（如氧化镁）和金属外壁（套筒）构成。模型中涉及的电阻丝热容、填充材料热阻等关键物理参数均来源于文献[18]，具体数值列于文献[18]的表 1 中。

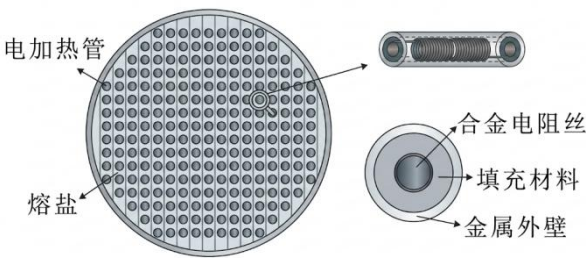


图 2 熔盐电加热器结构示意图
Fig.2 Structural Diagram of the Molten Salt Electric Heater

为建立加热器的动态数学模型,基于一维集总参数法作如下合理假设^{错误!未找到引用源。}:

- 1) 忽略合金电阻丝自身的径向热阻。
- 2) 忽略各层材料(电阻丝、填充材料、金属外壁)之间的接触热阻,或将其等效集中于管壁面上。
- 3) 忽略管壁内的轴向导热,将电流通过电阻丝产生的热量等效为均匀的恒定热流密度。
- 4) 忽略熔盐在加热器内部流动过程中产生的压力降。

沿流体流动方向,将单根电加热管划分为若干个离散的控制体单元。对于每一个控制体积,基于能量守恒定律分别建立各层固态介质的热传导模型和液态熔盐的对流换热模型。

加热管径向热量传递是一个由内向外的动态过程,各受热面介质的内能变化率等于其吸收与放出的热量之差,电流流过电阻丝产生的等效热量一部分用于提升自身温度,另一部分向外传导给绝缘填充材料。其由内向外各部分的瞬态能量平衡方程为:

$$\begin{aligned} \frac{d(c_{Re,x} m_{Re,x} T_{Re,x})}{dt} &= Q_{ele,x} - Q_i \\ \frac{d(c_{fill,x} m_{fill,x} T_{fill,x})}{dt} &= Q_i - Q_{a,x} \\ \frac{d(c_{out,x} m_{out,x} T_{out,x})}{dt} &= Q_{a,x} - Q_{b,x} \end{aligned} \quad (1)$$

式中: c 、 m 、 T 分别代表对应材质的比热容、质量和温度; $Q_{ele,x}$ 为电阻丝内生热率; $Q_{a,x}$ 和 $Q_{b,x}$ 为各固层层之间的传热量,其大小由节点温差与层间径向导热热阻共同决定。

对于第 x 个流体控制体积,不仅需要考虑管壁传递的对流换热量,还需计算流体进出控制体引起的质量与焓值变化。

质量守恒方程为:

$$\frac{d(\rho_x V_x)}{dt} = g_x - g_{x+1} \quad (2)$$

式中: ρ_x 为熔盐单位体积内密度, kg/m^3 ; V_x 为熔盐单位体积大小, m^3 ; g_x 为熔盐单位体积内质量流量, kg/s 。

能量守恒方程为:

$$\frac{d(c_{s,x} m_{s,x} T_{s,x})}{dt} = g_{s,x} h_{s,x} - g_{s,x+1} h_{s,x+1} + Q_{c,x} \quad (3)$$

式中: $c_{p,i}$ 为熔盐比定压热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; m_x 为熔盐单位体积内质量, kg ; T_x 为熔盐单位体积内平均温度, K ; h_x 为熔盐单位体积内比焓, J/kg ; $Q_{c,x}$ 为单

位时间内单位体积熔盐和管壁之间的对流换热量, W/m^3 。

考虑到熔盐在管外流动时的雷诺数 Re 介于 400~2 300, 表现为过渡区或层流特征, 其努塞特数 Nu 的求解采用如下经验关联式:

$$Nu = 1.61 \left(\frac{Re Pr}{l/D} \right)^{0.63} \left(\frac{\mu_1}{\mu_2} \right)^{0.32} \quad (4)$$

在对电阻式熔盐加热器动态模型进行验证的过程中,选取某电厂稳定运行 20 min 的电加热器实际数据,经预处理后与仿真结果进行对比,如图 3 所示。热管出口熔盐温度以及管壁温度的模拟值和实验值变化趋势相同,都是先升高后降低;在稳态时,模拟值与实验值的最大绝对偏差不超过 3°C 。因此,本文所构建的电阻式熔盐加热器模型的准确性得到了证实。

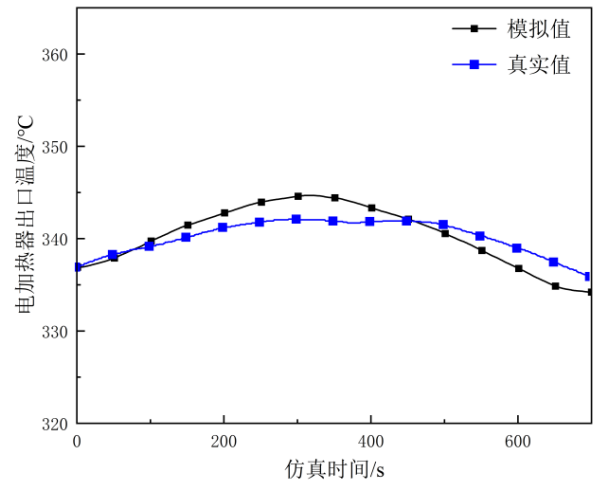


图3 出口熔盐温度的模拟值与实际运行结果对比
Fig.3 The simulated value of the molten salt temperature at the outlet is compared with the actual operation result

2.2 机组动态模型建模

为研究火储联合系统的协调控制策略,需建立能够精确反映燃煤发电机组协调系统动态特性的机理模型。本节采用基于质量、能量守恒等物理定律的机理分析方法,构建了超临界燃煤机组协调系统的非线性动态模型,并通过动静结合的参数辨识方法确定了模型中的关键参数。将制粉系统、锅炉侧汽水系统及汽轮机侧汽水系统的三大核心系统模型进行整合,可以得到:

$$\begin{aligned}
T_f \frac{dr_B}{dt} &= -r_B + u_B e^{-\tau s} \\
c_{11} \frac{dp_{sep}}{dt} &= \\
(h_{fw} - c_{12}) D_{fw} + \frac{(c_{12} - dh_{sep})(h_{st} - h_{fw})}{(dh_{sep} - h_{fw})} D_{st} + k_0 r_B \\
c_{21} \frac{dh_{sep}}{dt} &= \\
(h_{fw} - c_{22}) D_{fw} + \frac{(c_{22} - dh_{sep})(h_{st} - h_{fw})}{(dh_{sep} - h_{fw})} D_{st} + k_0 r_B \quad (5) \\
Pe &= k_1 (D_{st} h_{st} - D_{st} h_{fw}) \\
p_{st} &= g_1(p_{sep}) \\
D_{st} &= \mu_T g_2(p_{st}) \\
h_{st} &= g_3(p_{st})
\end{aligned}$$

式中: r_B 为实际进入锅炉燃料量, kg/s; T_f 为制粉系统惯性时间, s; τ 为原煤输送时滞, s; C_{11} 为锅炉汽水系统热容系数; C_{12} 为锅炉汽水系统阻力系数; C_{21} 为汽轮机流量特性系数, 表征蒸汽流量与汽轮机进汽压力的关系; C_{22} 为汽轮机功率转换系数。

在稳态运行工况下, 系统内部状态与参数保持恒定。基于此, 模型中的静态参数可通过联立稳态方程并结合实测稳态运行数据直接计算确定。静态参数结果为 $k_0=14\,237r_B^{0.0312}$, $k_1=16\,031.24$, $d=1.21$ 。

为辨识模型中的动态参数, 本文采用粒子群优化算法。该算法能有效处理非线性、多变量参数优化问题, 具有较强的全局搜索能力, 可避免陷入局部最优。基于机组运行动态数据, 通过最小化预设的目标函数, 精确辨识出最优动态参数, 从而提升模型的准确性与稳定性, 优化目标函数为:

$$J = \left\{ \left| \frac{Pe' - Pe}{Pe_0} \right| + \left| \frac{p_{st}' - p_{st}}{p_{st0}} \right| + \left| \frac{T_{sep}' - T_{sep}}{T_{sep0}} \right| \right\} \quad (6)$$

最后所得动态参数如表 2 所示。

表 2 模型动态参数
Tab.2 Model dynamic parameters

动态参数	数值
T_f	188
τ	18
C_{11}	3.15×10^7
C_{12}	125
C_{21}	7.11×10^4
C_{22}	2 500

注: T_f 为制粉系统惯性时间, s; τ 为原煤输送时滞, s。

为了验证超临界燃煤发电机组协调系统模型

的动态精度, 采用某 660 MW 超临界机组实际运行采集的动态数据, 经预处理后与模型计算结果进行对比分析, 结果如图 4 所示。本次验证采用的实际运行数据覆盖 50%~100% THA 变负荷工况范围, 对应机组负荷波动区间为 325~660 MW, 给水流量 226.31~490.10 kg/s, 给煤量 32.99~65.97 kg/s; 在上述工况范围内, 所建立的非线性模型模拟负荷升降动态过程的相对误差平均值为 4.78%, 建模误差在允许范围内, 表明该模型能够准确描述超临界燃煤发电机组在正常运行工况下的动态特性, 可有效应用于机组协调系统控制器的设计与优化。

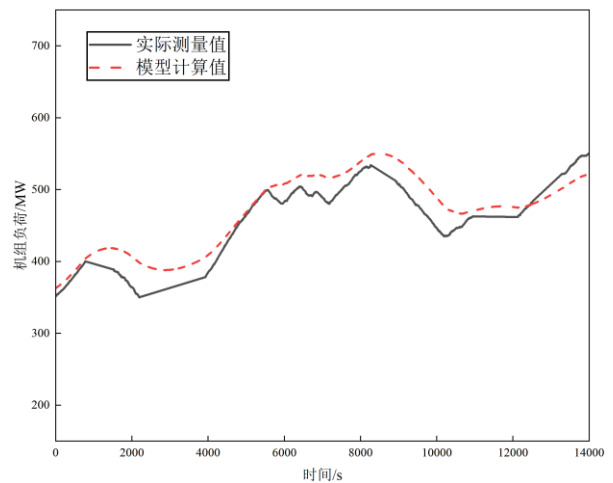


图 4 机组负荷的模型计算值与实际测量值的比较
Fig.4 Comparison of the calculated value of the model with the actual measured value of the unit load

3 结果与讨论

3.1 基于模型预测熔盐系统控制策略优化

电加热器是一个动态响应时间长、热惯性大的系统, 因此其参数稳定、不大幅波动是电加热器平稳运行的关键。传统的控制方法为采用“前馈+PID”的复合控制方式, 以熔盐流量为控制量, 以实现电加热器出口熔盐温度稳定的控制目标。由于其在实际运行中开关指令的快速变化, 本部分采用模型预测控制对控制进行优化, 主要优化指标为温度稳定时间和温度超调量。

由于出口温度的变化和电负荷以及熔盐的流量都有相关性, 所以所建立的 MPC 为多输入单输出模型。线性化方法可以简化非线性系统预测控制器的设计过程。该方法的核心思想是通过在工况点附近对非线性系统进行局部线性化, 用线性化模型来代替原有的非线性模型, 进而利用线性预测控制的滚动优化来设计控制器, 将复杂的非线性控制问

题转化为相对简单的线性控制问题,从而显著降低控制器设计的难度。具体的设计步骤是:首先进行局部线性化建模,在工况点附近对非线性系统进行线性化得到工况点附近的线性模型,然后将此模型作为预测控制中的预测模型来设计相应的预测控制器进行优化求解,实现对系统的有效控制。

本文在基础工况 10 MW 下,即熔盐入口温度 200℃、出口温度 336℃工况下,分别施加 5%的电负荷扰动与 5%的熔盐流量扰动,辨识得到出口温度相对于二者变化的传递函数为:

$$G_1(S) = \frac{14.5137}{17323S^2 + 263.24S + 1} \quad (7)$$

$$G_2(S) = \frac{-2.0636}{23388S^2 + 30586S + 1}$$

在模型预测控制的设计中,关键参数选取如下:采样时间 $T_s=5$ s,预测时域 $P=120$ 步,控制时域 $M=24$ 步。输出变量(熔盐出口温度)的权重设为 5,操纵变量(熔盐流量)的变化率权重设为 0.5,操纵变量的幅值约束为 $3 \leq u \leq 80$ (单位与稳态流量一致)。上述参数均采用粒子群优化算法完成整定,以平衡系统跟踪性能与控制动作的平稳性为优化目标。

分别开展升负荷阶跃、降负荷阶跃及连续变负荷工况仿真,2 种控制策略的效果对比如图 5、图 6 所示。

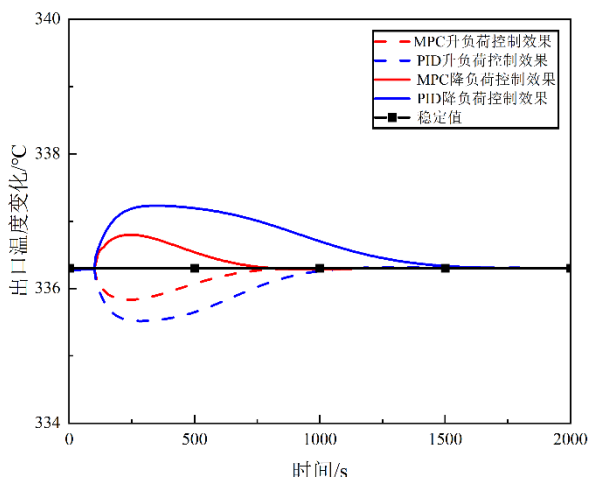


图 5 单一跃迁控制效果对比
Fig.5 Comparison of single transition control effects

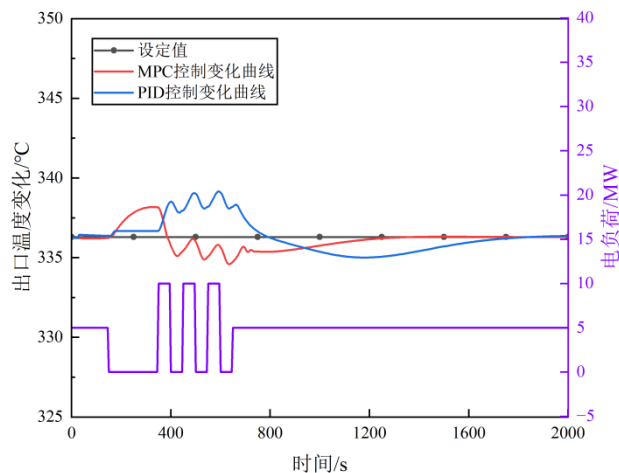


图 6 连续变负荷控制效果对比
Fig.6 Comparison of continuous variable load control effects

由图 5 单一负荷跃迁工况的控制效果对比可知,MPC 控制策略在熔盐出口温度稳定性与响应速度方面均显著优于传统 PID 控制:在相同功率阶跃扰动下,MPC 控制下熔盐出口温度的最大偏差较 PID 控制降低 42%,系统稳定时间缩短 58%,有效克服了电加热器固有热惯性大的缺陷,提升了系统的动态控制品质,图 6 连续变负荷工况的仿真结果进一步验证了上述结论。

值得注意的是,本文采用“可控硅快速功率调节+MPC 稳态温度控制”的控制架构。其中,电加热器的毫秒级功率调节由可控硅装置独立完成,以满足调频模式的快速功率响应需求。MPC 控制器并不直接参与功率响应,而是在功率变化发生后,基于可控硅实际输出的功率变化,实时调节电加热器入口熔盐流量,从而抵消功率扰动对出口温度的影响,使熔盐出口温度保持在设定值附近。在该架构下,MPC 的适用边界为:它不承担功率调节任务,但全程参与温度控制,即在调频过程中,MPC 根据功率变化同步调整流量,以抑制温度波动;调频结束后,MPC 继续将温度平稳恢复至设定值。

3.2 耦合系统 AGC 响应特性研究

熔盐电加热器与燃煤机组耦合系统的接线与调控原理(图 7)如下:熔盐电加热器作为厂用电大负荷,通常直接接入发电机出口母线,从发电机输出端直接获取电能。其功率调节核心是可控硅装置,能够实现对电加热器的快速、精准控制。在调控原理上,整个系统由燃煤机组的分散控制系统(DCS)统一协调。其核心逻辑是:当电网要求机

组降低上网功率时,DCS 指令快速增大电加热器功率,消耗部分发电机出力,从而在维持锅炉和汽轮机基本工况稳定的前提下,实现上网功率的快速下降。反之,当需要增加上网功率时,则指令快速减小或切除电加热负荷,将发电容量释放至电网。该机制通过将电能转化为熔盐热能存储,实现了发电侧与电网侧的快速解耦,大幅提升了燃煤机组的调峰灵活性与响应速度。

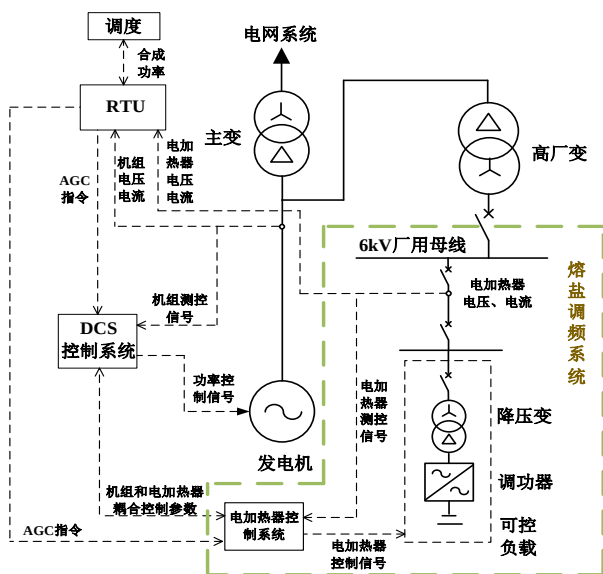


图 7 电加热器控制原理示意

Fig.7 Schematic diagram of the control principle of electric heater

图 8 为该机组在实际响应 AGC 指令过程中负荷随时间的变化曲线。由图可以看出,在 600 s 的调节时间里燃煤机组多次出现超调、反调的情况,整体 AGC 性能较差。

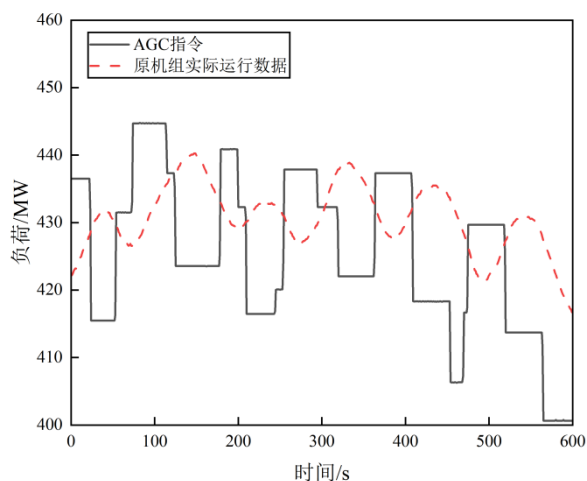


图 8 燃煤机组单独响应 AGC 时出力变化

Fig.8 Output variation of coal-fired units in independent

AGC response

图 9 为配置熔盐系统后,耦合系统响应 AGC 指令变化曲线。可以看出燃煤机组配置熔盐电加热器后其 AGC 跟随能力得到提高,并一定程度上改善机组超调、反调问题。

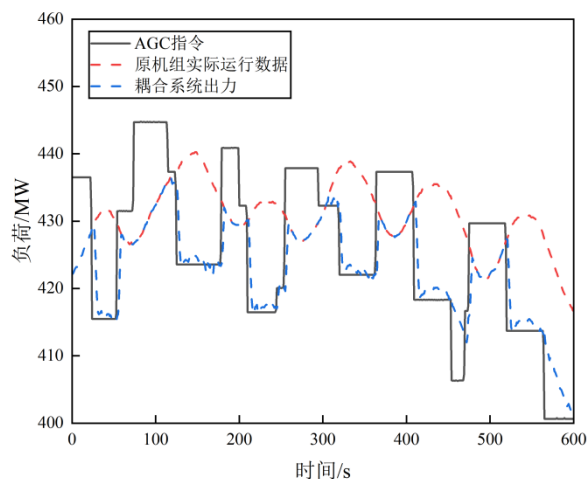


图 9 耦合系统响应 AGC 指令时出力变化曲线

Fig.9 Output response curve of the coupled system to AGC commands

为直观对比耦合熔盐储热前后机组的响应情况,引入以下指标。

根据我国电力行业标准《火力发电厂自动发电控制性能测试验收规程》(DL/T 1210—2025),AGC 调节时的变负荷速率计算式为^[19]:

$$v = \frac{P(\tau_2) - P(\tau_1)}{\tau_2 - \tau_1} \quad (8)$$

式中: $P(\tau_1)$ 和 $P(\tau_2)$ 分别为 τ_1 与 τ_2 时刻的机组功率, MW; τ_1 为机组负荷变化至目标幅度的 10% 时对应的时刻, min; τ_2 为机组负荷变化至目标幅度的 90% 时对应的时刻, min。

针对 AGC 指令的变负荷性能测试结果如图 10 所示。在 600 s 的测试周期内,配置 20 MW 熔盐电加热器的耦合系统完成了 15 次指令响应。性能评估显示,系统的平均变负荷速率由单纯的 0.83%Pe/min 大幅提升至 2.35%Pe/min,提升 183%。然而,从整体响应特性观察到,该系统对负荷双向交叉变化的跟踪能力较强,但在持续单向调节工况下的性能尚有优化空间。

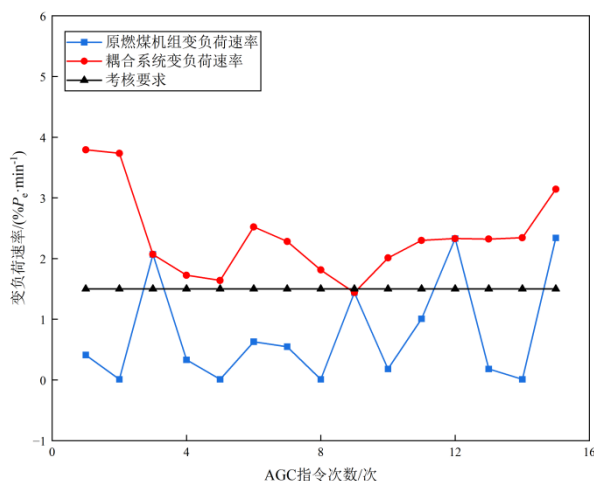


图 10 机组单独响应和耦合系统共同响应时变负荷速率
Fig.10 The time-varying load rate when the unit responses individually and with the coupled system

3.3 熔盐储能系统辅助机组调峰

新型电力系统对机组调节灵活性要求日益提高的背景下,熔盐电加热器作为一个可快速投切的大容量“可控负载”,能够直接、快速地改变机组的净上网功率。当电网要求机组快速降负荷时,可立即增大电加热器功率以消耗更多电能,从而在维持或微调原动机输出功率的同时,实现上网功率的快速下降,等效大幅提升了机组的降负荷速率。反之,在需要机组快速升负荷时,则可快速降低或关闭电加热器,将这部分电能转供上网,辅助机组实现功率的快速提升。

定义调峰变化下的机组变负荷速率为:

$$v_1 = \frac{P(t_2) - P(t_1)}{t_2 - t_1} \quad (9)$$

式中: $P(t_1)$ 和 $P(t_2)$ 分别为 t_1 与 t_2 时刻的机组功率, MW; t_1 为机组负荷开始变化对应的时刻, min; t_2 为机组负荷变化第一次到达跃迁目标负荷对应的时刻, min。

图 11 为升负荷工况下的响应曲线,辅助升负荷的方式为退出电加热器的小功率调频运行,电加热器作为一种毫秒级响应的“可控负荷”,在接收到指令的瞬间通过改变电能消耗,有效补偿了锅炉侧的大惯性延迟,从而缩短了机组的滞后时间,计算所得在升负荷过程中,机组变负荷速率提高 6.18%。

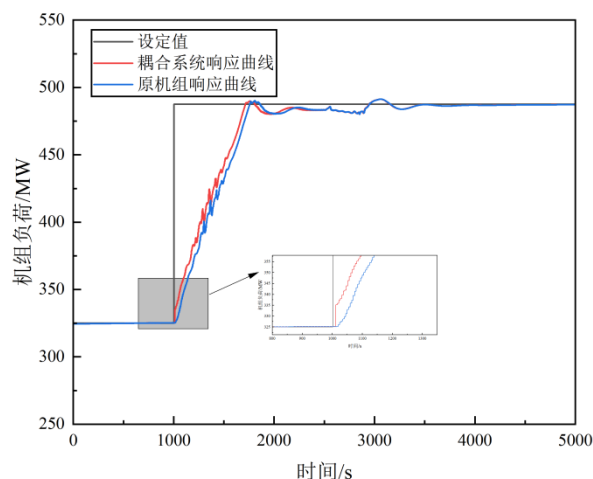


图 11 升负荷下机组单独响应和耦合系统响应时负荷变化曲线
Fig.11 Load variation curves of the unit under independent response and the coupled system response during load increase

如图 12 所示,在降负荷指令下达瞬间,机组负荷发生阶跃式跌落,并随即沿最大降负荷速率轨迹向目标值逼近。本研究所提策略通过在初期快速投入全部电加热器,将部分降负荷需求转移至储热系统,使机组总能快速响应电网指令。尽管此时机组总出力已满足设定值,但根据“总出力=机组本体出力-电加热器功率”的构成关系,机组本体实际热负荷仍未达到设定值,还需以最大速率下调。控制系统通过实时解算机组本体的降负荷幅度,动态调整并逐步关闭电加热器,从而确保总功率稳定在指令值附近,该方法显著提升了机组的综合变负荷速率。同时该方法充分利用低谷电能进行储热,在增强电网调节灵活性的同时,有效提高了机组本体的运行经济性。以我国电力现货市场机制较为成熟的山东省为例,某年平均现货负电价为-14.9 元/MWh,高峰时段平均电价约 530 元/MWh;对应图 12 所示的典型降负荷调峰时段,采用本策略可减少低价上网电量 20.42 MWh,单时段即可增加收益约 1.1 万元,验证了该调峰控制策略的实际经济价值。

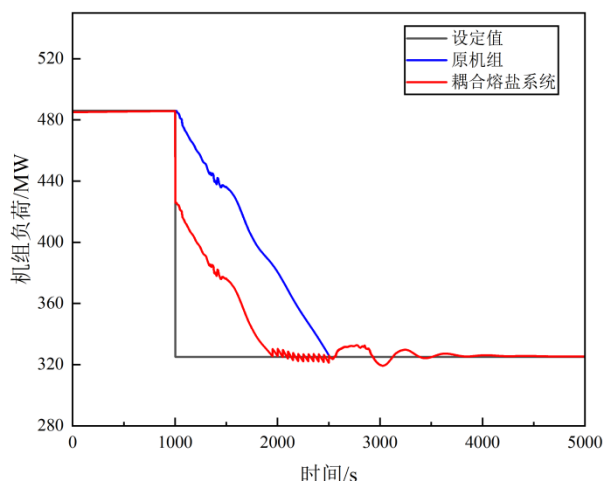


图 12 降负荷下机组单独响应和耦合系统响应时负荷变化曲线

Fig.12 Load variation curves under independent unit operation and coupled system operation during load reduction.

4 结 论

1) 针对熔盐电加热器大热惯性特性导致传统 PID 控制下出口温度波动剧烈、稳态恢复缓慢的问题, 本文引入模型预测控制策略进行优化。仿真结果表明, 在功率阶跃扰动下, 模型预测控制可使熔盐出口温度最大偏差降低 42%、稳定时间缩短 58%, 有效克服了大热惯性对温度控制的不利影响, 显著提升了电加热器的动态控制品质与运行稳定性。

2) 耦合熔盐储热系统后, 机组 AGC 的调节性能得到大幅改善。在 600 s 时间内, 系统平均变负荷速率从 0.83%Pe/min 提升至 2.35%Pe/min, 提升 183%。该提升主要源于电加热器作为可控负荷的瞬时功率调节能力, 而非机组本体热力系统的本质改善。在持续单向调节过程中, 电加热器功率调节裕度有限, 当其达到功率下限后, 净上网功率的变化率将回归至机组本体的变负荷速率水平。因此, 电加热器主要提供短时快速功率支撑, 适用于弥补机组本体的初期惯性延迟, 长期持续的变负荷仍需依赖机组本体热力系统。

3) 熔盐储热系统可有效提升机组的双向调峰性能。在升负荷过程中, 快速关闭电加热器能将其用电负荷转移为上网功率, 补偿锅炉惯性, 使机组变负荷速率提升约 6.18%。在降负荷过程中, 所提出的协调控制策略通过快速投入电加热器实现功率阶跃下降, 随后机组本体以最大速率降负荷, 并动态调节电加热功率以稳定总出力。该策略不仅显著增强了机组的快速调峰能力, 也通过储热提升了

运行经济性。

[参 考 文 献]

- [1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806.
Zhang Z G, Kang C Q. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806.
- [2] Pupo-Roncillo O, Campillo J, Ingham D, et al. Large scale integration of renewable energy sources (RES) in the future Colombian energy system[J]. Energy, 2019, 186: 115805.
- [3] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893.
Zhou X X, Chen S Y, Lu Z X, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893.
- [4] 户雯婷, 刘明, 张顺奇, 等. 电制热熔盐储热发电系统的动态特性分析[J]. 热力发电, 2025, 54(9): 25.
Hu W T, Liu M, Zhang S Q, et al. Dynamic characteristics analysis of power-to-heat molten salt heat storage and power generation system[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(9): 25.
- [5] 王杜佳, 杨章宁, 冉桑铭, 等. 劣质煤低负荷稳燃技术数值计算研究及应用[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(增刊 2): 181.
Wang D J, Yang Z N, Ran S M, et al. Numerical study and application of steady combustion under low load for inferior coal[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(S2): 181.
- [6] 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. Flexibility improvement study on the double reheat power generation unit with a high temperature molten salt thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2682.
- [7] 苗林, 刘明, 张可臻, 等. 集成电制热熔盐储热的燃煤发电系统热力性能研究[J]. 工程热物理学报, 2023, 44(11): 2999.
Miao L, Liu M, Zhang K Z, et al. Thermodynamic analysis on the coal-fired power plant integrated with power-to-heat molten salt thermal energy storage system[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2023, 44(11): 2999.
- [8] Lepiksaar K, Mašatin V, Latšov E, et al. Improving CHP flexibility by integrating thermal energy storage and power-to-heat technologies into the energy system[J]. Smart Energy, 2021, 2: 100022.
- [9] He Y, Guo S, Zhou J X, et al. The many-objective optimal design of renewable energy cogeneration system[J]. Energy, 2021, 234: 121244.
- [10] Benalcazar P. Optimal sizing of thermal energy storage systems for CHP plants considering specific investment costs: a case study[J]. Energy, 2021, 234: 121323.
- [11] Yan Z, Zhang Y M, Liang R Q, et al. An allocative method of hybrid electrical and thermal energy storage capacity for load shifting based on seasonal difference in district energy planning[J]. Energy, 2020, 207: 118139.
- [12] Okazaki T. Electric thermal energy storage and advantage of rotating heater having synchronous inertia[J]. Renewable Energy, 2020, 151: 563.

- [13] Yang Y, Guo S, Liu D Y, et al. Operation optimization strategy for wind-concentrated solar power hybrid power Generation system[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 160: 243.
- [14] Trieb F, Liu P, Koll G. Thermal storage power plants (TSPP)—operation modes for flexible renewable power supply[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 50: 104282.
- [15] 马汀山, 张国龙, 居文平, 等. 辅助燃煤机组 AGC 调节的熔盐电加热器动态性能研究[J]. 热力发电, 2024, 53(4): 84.
Ma T S, Zhang G L, Ju W P, et al. Dynamic performance of molten salt electric heater with AGC regulation for auxiliary coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(4): 84.
- [16] 斯楞戈, 徐二树, 汤建方, 等. 50MW 槽式太阳能光热电站储热系统建模[J]. 能源与节能, 2022(5): 1.
Si L G, Xu E S, Tang J F, et al. Modeling of heat storage system in 50MW trough solar thermal power plant[J]. Energy and Energy Conservation, 2022(5): 1.
- [17] 韩燕, 吴玉庭, 马重芳. 混合硝酸盐热物性对比分析[J]. 储能科学与技术, 2019, 8(6): 1224.
Han Y, Wu Y T, Ma C F. Comparative analysis of thermophysical properties of mixed nitrates[J]. Energy Storage Science and Technology, 2019, 8(6): 1224.
- [18] 张国龙, 居文平, 常东锋, 等. 电阻式熔盐加热器动态建模与参数化分析[J]. 热力发电, 2023, 52(9): 155.
Zhang G L, Ju W P, Chang D F, et al. Dynamic modeling and parametric analysis of resistance molten salt heater[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(9): 155.
- [19] DL/T 1210—2025 火力发电厂自动发电控制性能测试验收规程[S].
DL/T 1210 — 2025 Code for performance test and acceptance of automatic generation control in fossil fuel power plant[S].

(责任编辑 李园)