文章编号:1674-7607(2026)10-0100-15 DOI:10.19805/j.cnki.jcspe.2026.250389

集成多热源储热模式的熔盐储热系统耦合火电机组调频优化控制策略

梁 璐, 洪 烽, 季卫鸣, 李鹏飞, 王 玮, 房 方, 刘吉臻
(华北电力大学 新能源电力系统全国重点实验室, 北京 102206)

摘 要: 为提升新型电力系统下火电机组调节灵活性,设计了一种集成多热源储热模式的熔盐系统耦合火电机组调频的全过程耦合方案,该方案融合了电加热熔盐换热器和抽汽储热的多热源储热模式,并提出了基于熔盐加热高压加热器(简称高加)给水的释热利用路线,建立了耦合系统动态模型,采用实际数据进行了验证。针对耦合系统储释热全过程,提出一种基于模态增量匹配的熔盐系统耦合火电机组控制策略。仿真结果表明:降负荷过程中,集成多热源储热的方式下,系统负荷稳定时间相比于无熔盐储热系统缩短了 38.66%,相比于仅抽汽储热系统,综合爬坡性能指标提升了 29.49%;升负荷过程下,所提基于功率增量的策略可以有效解耦火电机组与熔盐储热系统之间的相互影响,相比于高加节流方案和无储热方案,综合爬坡性能指标分别提升 15.01%和 21.18%。

关键词: 熔盐储能; 火电机组; 多热源耦合; 模态匹配; 优化控制
中图分类号: TK02 **文献标志码:** A **学科分类号:** 480.40

Optimal Control Strategy of a Multi-heat-source Molten Salt Thermal Storage System Coupled with Thermal Power Unit for Frequency Regulation

LIANG Lu, *HONG Feng*, *JI Weiming*, *LI Pengfei*, *WANG Wei*, *FANG Fang*, *LIU Jizhen*
(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: To enhance the regulation flexibility of thermal power units under the new power system, a full-process coupling scheme for frequency regulation of thermal power unit coupled with a molten salt system integrating a multi-heat-source thermal storage mode was designed. In this scheme, the multi-heat-source thermal storage mode of the electric-heating molten salt heat exchanger and extraction steam thermal storage was integrated, and a thermal release and utilization route based on molten salt heating the feedwater of the high-pressure heater was proposed. A dynamic model of the coupled system was established, and verification was carried out using actual data. Aiming at the full thermal storage and release process of the coupled system, a control strategy for the molten salt system coupled with thermal power units based on mo-

收稿日期: 2025-06-25 **修订日期:** 2025-07-22
基金项目: 国家自然科学基金面上资助项目(52376007)
作者简介: 梁 璐(1998—),男,内蒙古乌兰察布人,博士研究生,研究方向为多元储能耦合发电系统调频控制。
洪 烽(通信作者),男,副教授,博士生导师,E-mail: hongf@ncepu.edu.cn。

dal increment matching was proposed. Simulation results show that during load decrease process, under the mode of integrating multi-heat-source thermal storage, the system load stabilization time is shortened by 38.66% compared with the system without molten salt thermal storage, and the comprehensive ramping performance indicator is improved by 29.49% compared with the system with only extraction steam thermal storage. During load increase process, the proposed strategy based on power increment can effectively decouple the mutual influence between the thermal power unit and the molten salt thermal storage system. Compared with the high-pressure heater throttling scheme and the no-thermal-storage scheme, the comprehensive ramping performance indicator is increased by 15.01% and 21.18% respectively.

Key words: molten salt energy storage; thermal power unit; multi-heat-source integration; modal matching; optimal control

在碳达峰、碳中和工作引领下，我国统筹能源安全与低碳发展，规划建设新型能源体系，积极推动构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系[1]。截至 2024 年底，中国可再生能源装机容量达到 18.89 亿 kW，同比增长 25%，约占我国总装机容量的 56%[2]。大规模可再生能源并网不可避免地给电网频率稳定带来巨大冲击和挑战，急需提升发电侧频率支撑能力，提升燃煤机组运行灵活性是改善电网频率波动的有效途径之一[3]。《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025—2027 年)》提出：夯实煤电兜底保障作用，积极推进煤电转型升级，并且对新一代煤电机组的深度调峰、负荷变化速率等技术指标提出了新的要求[4]。

耦合各类型储能技术对燃煤机组进行灵活性改造可以有效增强燃煤机组调节支撑能力。熔盐储热系统利用硝酸盐等作为传热介质，通过传热工质热能与熔盐内能的转化实现机组蓄能的时空迁移，从而满足新型电力系统调峰需求[5]。相比于其他储热技术，熔盐储热具有容量大、寿命长、安全性高、系统稳定等优势[6]。集成熔盐储热系统可以有效拓展机组变负荷区间，在一定程度上实现机组热电解耦，提高机组的运行安全性和灵活性[7]。

耦合燃煤机组的熔盐储热方式主要有电加热、抽汽加热及烟气加热 3 种方式[8]。其中：烟气储热系统热能品位高，与熔盐适配性好，但是系统改造复杂，目前国内还没有成熟的应用案例；电加热储热方式相对成本低，响应速度快，但是“电-热-电”的转化存在能量转换效率低的问题[9]；抽汽储热热源品位高，系统改造成本低，但是其响应速度受部件温度安全限制[10]。为了兼顾熔盐储热系统耦合燃煤机组的负荷变化速率提升和系统能效，不同储热方式及应用场景下的熔盐系统耦合火电机组全过程的灵活调节控制策略成为当前研究热点。

针对熔盐储热系统耦合燃煤机组的灵活调峰控制，国内外学者已经开展了大量研究。魏乐等[11]提出一种基于调峰容量划分的熔盐储热控制为主、机炉协调控制为辅的灵活调峰控制策略，实现了大范围变负荷工况下燃煤机组的灵活调峰控制。马汀山等[12]提出一种电加热器辅助燃煤机组提升自动发电控制(AGC)调节性能，并设计了前馈＋比例积分微分(PID)的电加热器出口熔盐温度控制方法。Cui 等[13]提出一种多模型动态矩阵预测控制策略，协调储热过程抽汽和熔盐流量，调节过程中负荷偏差不超过 0.64 MW。耿察民等[14]设计了供热机组基于负荷指令分解的火储系统调频控制策略，控制抽汽阀门和燃料量，所提策略能够快速跟踪负荷指令。Mu 等[15]提出了一种基于反向传播(BP)神经网络的烟气-熔盐换热器出口温度前馈控制方法，实现了熔盐出口温度偏差小于 1.18 K。

上述文献针对机组负荷快速跟踪或熔盐出口温度稳定等控制目标开展了广泛研究，但是耦合方式都局限于单一热源方式下，熔盐储热耦合燃煤机组调频调峰方案，多热源储热模式集成的熔盐储热系统协同控制方案研究匮乏。此外，控制策略的设计相对独立，没有考虑熔盐储热系统和火电机组协调控制系统(CCS)的耦合互补特性，缺乏在升、降负荷全过程下的系统化控制方案。

本文提出一种集成抽汽储热和电加热方案的熔盐储热系统耦合火电机组 AGC 调频优化控制方法。首先，设计了集成电加热和抽取主蒸汽加热冷盐储热、热熔盐加热高压加热器(简称高加)给水放热的耦合方案，构建了集成多热源储热模式的熔盐储热系统耦合火电机组调频动态模型，开展了不同负荷对应流量约束下的最大调峰深度分析；然后，针对熔盐储能耦合火电机组升、降负荷过程，分别设计了基于 AGC 指令增量模态匹配的降负荷储热控制和基于功率增量模型的协同升负荷优化控制策略；

最后，基于动态模型上开展了仿真实验，验证了所提策略的有效性。

1 调频系统设计

1.1 火电机组概述

以国内某 660 MW 超超临界二次再热凝汽式汽轮机燃煤机组为研究对象，回热系统采用“四高五低一除氧”结构。部分额定设计参数见表 1。

表 1 机组部分额定设计参数

Tab. 1 Partial rated design parameters of the unit

参数	数值	参数	数值
额定功率/MW	660	主蒸汽质量流量/(t·h^{-1})	1 673.669
主蒸汽压力/MPa	31	给水温度/℃	321.8
主蒸汽温度/℃	600	除氧器出口温度/℃	188.2

1.2 储放热方案设计

耦合燃煤发电机组的熔盐系统一般采用二元盐和三元盐作为储热介质，其中二元盐的工作温度区间为 310～550 ℃[16]，可以满足运行需求，且具有性质稳定、成本低，在工程应用中较成熟等优点，因此采用二元盐作为储热工质。

熔盐储热系统利用燃煤机组的蒸汽和机组发电作为低温熔盐的能量来源，在需要降负荷的过程中，通过将机组内部过剩的热能和电量储存为熔盐的热能实现机组快速降负荷；放热过程中，高温熔盐通过加热部分除氧器给水的方式实现熔盐热量的释放，同时快速提升机组输出功率。设计的熔盐储热系统耦合火电机组系统方案示意图见图 1。

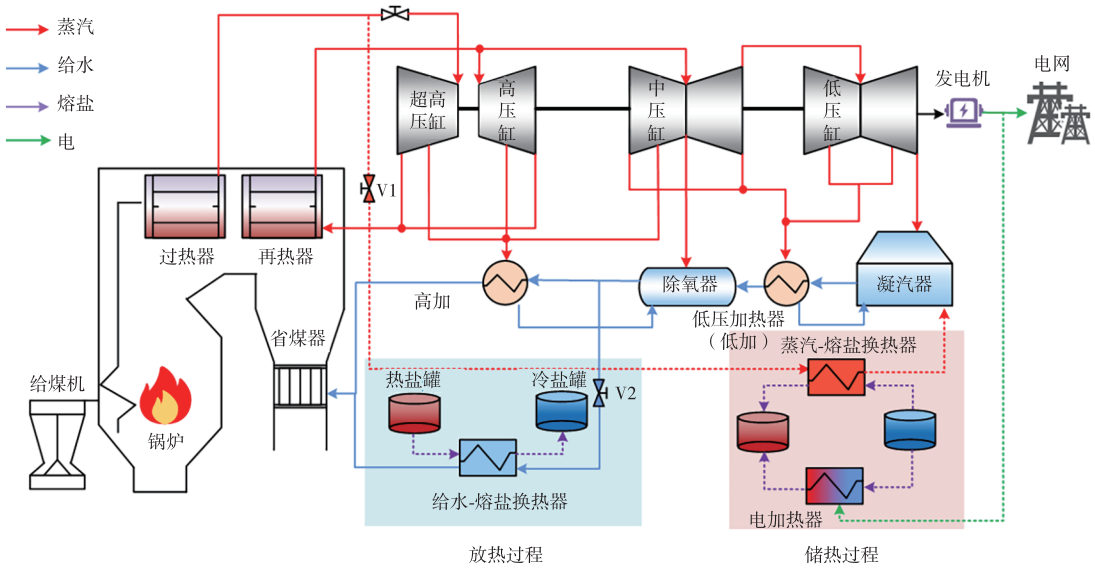


图 1 熔盐储热-火电机组耦合系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of molten salt thermal storage system-thermal power unit coupled system

1.2.1 储热过程

储热过程中，当机组接收到降负荷的指令时：一方面，熔盐储热系统可以通过抽取部分高温主蒸汽将来自冷盐罐的 290 ℃低温熔盐加热至 500 ℃后存储到高温罐中，从而降低进入汽轮机做功的蒸汽流量来降低机组实时出力；另一方面可以通过分流部分电力加热熔盐的方式来降低机组上网电量。2 种储热方式各有优势，抽汽储热的方案系统效率高，经济性较好，电加热方案系统简单，具有较高的灵活性，采用抽汽＋电加热的集成方案可以充分发挥各自的优势。

1.2.2 放热过程

放热过程中，高温熔盐将除氧器出口的部分给水加热至 321.8 ℃，与原有高加出口的给水汇合后进入锅炉省煤器中。由于熔盐系统承担了部分给水加热的任务，进入高加的给水流量减少，高加内给水饱和温度上升，加热器内汽侧压力增大，使得抽汽压差下降、抽汽流量减少，汽轮机发电出力增大，从而实现快速升负荷的目标。同时，相比于传统的高加节流方案，熔盐储热系统将节流的部分给水加热后并入省煤器入口，降低了直接节流对锅炉侧给水的扰动影响。

2 耦合系统建模与验证

2.1 火电机组

2.1.1 制粉系统

直吹式制粉系统中的煤在磨煤机中磨制成煤粉后直接送入炉膛燃烧，制粉系统的动态过程存在惯

性和迟延。建立的制粉系统的动态传递函数模型为

$$c_0\frac{\mathrm{d}r_{\mathrm{B}}}{\mathrm{d}t}=-r_{\mathrm{B}}+\mathrm{e}^{-\tau s}u_{\mathrm{B}} \tag{1}$$

式中：r_{B} 为锅炉燃料量（质量流量）；u_{B} 为给煤量（质量流量）；c_0、τ 分别为制粉系统惯性和迟延时间；t 为时间变量；s 为拉普拉斯变换中的复频域变量。

2.1.2　锅炉侧模型

直流锅炉受热面中包括省煤器、水冷壁和过热器等多个部件，为简化模型，在建模时将上述受热面视为一根受热管，采用集总参数建模的思想可以有效平衡锅炉侧汽水蓄能特性建模的准确性和复杂性[17-18]。基于能量平衡和质量平衡方程构建锅炉侧汽水的模型为

$$b_{11}\frac{\mathrm{d}p_{\mathrm{m}}}{\mathrm{d}t}+b_{12}\frac{\mathrm{d}h_{\mathrm{m}}}{\mathrm{d}t}=q_{m,\mathrm{fw}}-q_{m,\mathrm{st}} \tag{2}$$

$$b_{21}\frac{\mathrm{d}p_{\mathrm{m}}}{\mathrm{d}t}+b_{22}\frac{\mathrm{d}h_{\mathrm{m}}}{\mathrm{d}t}=q_{m,\mathrm{fw}}h_{\mathrm{fw}}-q_{m,\mathrm{st}}h_{\mathrm{st}}+Q \tag{3}$$

$$Q=k_0r_{\mathrm{B}} \tag{4}$$

$$\Delta p=p_{\mathrm{m}}-p_{\mathrm{s}}=g(p_{\mathrm{m}}) \tag{5}$$

式中：b_{11}、b_{12}、b_{21} 和 b_{22} 均为锅炉汽水流程的动态参数，可由实际数据辨识；p_{m} 为汽水分离器出口蒸汽压力；h_{m} 为汽水分离器出口蒸汽比焓；$q_{m,\mathrm{fw}}$、$q_{m,\mathrm{st}}$ 分别为给水和主蒸汽质量流量；h_{fw}、h_{st} 分别为给水和主蒸汽比焓；Q 为锅炉燃料提供的热量；k_0 为燃料有效发热量增益；p_{s} 为过热器出口压力；$g(\cdot)$ 为过热器压降特性函数。

2.1.3　回热系统模型

燃煤机组的汽水回热系统主要包括高/低加、除氧器和凝汽器。高加和低加均为表面式加热器，因此可以采用相同的模型描述其热力参数的动态响应特性[19]。将加热器等效为一根换热管，忽略加热器工质沿程压力损失和轴向导热，并且假设壳侧工质处于饱和状态[20-21]，参考文献[22]，根据质量和能量守恒定理，高压和低压加热器系统内的蒸汽与给水传热关系式为

$$c_{ps}M_{\mathrm{s}}\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{s}}}{\mathrm{d}t}+c_{pm}M_{\mathrm{m}}\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{m}}}{\mathrm{d}t}+c_{pf}M_{\mathrm{f}}\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{w,out}}}{\mathrm{d}t}=Q_{\mathrm{hs}}-Q_{\mathrm{f}} \tag{6}$$

式中：M_{s} 为加热器内饱和水质量；M_{m} 为金属管道质量；M_{f} 为管道内凝结水质量；c_{ps}、c_{pm} 和 c_{pf} 分别为加热器内饱和水、金属管道及管内水的比定压热容；T_{s}、T_{m} 和 $T_{\mathrm{w,out}}$ 分别饱和水、金属管道及给水或凝结水的平均温度；Q_{hs} 为蒸汽冷凝的释热量；Q_{f} 为管内给水或凝结水吸收的热量。

为了模型简化的需要，一般认为各级加热器上端差 δ 保持一定，即加热器内饱和水温度与加热器出口水温之差保持恒定，且认为金属管壁温度与加热器饱和水温度近似相等。简化为

$$c\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{s}}}{\mathrm{d}t}=q_{m,\mathrm{e}}(h_{\mathrm{e}}-h_{\mathrm{d,out}})-q_{m,\mathrm{fw}}c_{pf}(T_{\mathrm{s}}-\delta-T_{\mathrm{w,in}}) \tag{7}$$

式中：c 为加热器总的热惯性系数；$q_{m,\mathrm{e}}$ 为加热器对应抽汽质量流量；h_{e} 为加热器抽汽比焓；$h_{\mathrm{d,out}}$ 为蒸汽冷凝为饱和水的比焓；$T_{\mathrm{w,in}}$ 为给水或凝结水的进口温度。

加热器总的热惯性系数为

$$c=c_{ps}M_{\mathrm{s}}+c_{pm}M_{\mathrm{m}}+c_{pf}M_{\mathrm{f}} \tag{8}$$

除氧器将第 5 级抽汽、4 号高加的疏水及 6 号低加的给水直接混合换热后，输出给 4 号高加。其内部工质的质量、能量守恒方程为

$$\frac{\mathrm{d}M_{\mathrm{s5}}}{\mathrm{d}t}=q_{m,\mathrm{cw}}+q_{m,\mathrm{e5}}+q_{m,\mathrm{d4}}-q_{m,\mathrm{fw}} \tag{9}$$

$$\frac{\mathrm{d}E_{\mathrm{s5}}}{\mathrm{d}t}=q_{m,\mathrm{e5}}h_{\mathrm{e5}}+q_{m,\mathrm{d4}}h_{\mathrm{d4}}+q_{m,\mathrm{cw}}h_{\mathrm{w6}}-q_{m,\mathrm{fw}}h_{\mathrm{s5}} \tag{10}$$

式中：M_{s5} 为除氧器内部工质总质量；E_{s5} 为除氧器内部工质总能量；$q_{m,\mathrm{cw}}$ 为凝结水质量流量；$q_{m,\mathrm{d4}}$ 为 4 号高加疏水质量流量；h_{e5}、h_{d4} 和 h_{w6} 分别为 5 级抽汽、4 号高加疏水和 6 号低加给水的比焓；$q_{m,\mathrm{e}i}$ 为第 i 级抽汽质量流量。

2.1.4　汽轮机系统模型

汽轮机本体和回热加热器系统通过抽汽管道连接，各抽汽点和加热器间压差与抽汽流量的关系为

$$p_{\mathrm{e}}-p_{\mathrm{h,in}}=k_1q_{m,\mathrm{e}}^2 \tag{11}$$

式中：p_{e} 为抽汽点抽汽压力；$p_{\mathrm{h,in}}$ 为加热器进口压力；k_1 为抽汽管道的阻力系数。

进入汽轮机的蒸汽流量与蒸汽压力密度的函数关系为

$$q_{m,\mathrm{st}}=u_{\mathrm{t}}f(p_{\mathrm{st}},h_{\mathrm{st}}) \tag{12}$$

式中：u_{t} 为汽轮机阀门开度；$f(\cdot)$ 为一种函数关系，具体关系可以由机组实际运行数据拟合；p_{st} 为主蒸汽压力。

根据汽轮机中蒸汽进出口流量及焓值关系，汽轮机实发功率 N_{e} 为

$$N_{\mathrm{e}}=\eta\Big[(q_{m,\mathrm{st}}-q_{m,\mathrm{e1}})(h_{\mathrm{st}}+h_{\mathrm{z1}}+h_{\mathrm{z2}}-h_{\mathrm{c}})-\sum_{i=2}^{3}q_{m,\mathrm{e}i}(h_{\mathrm{st}}+h_{\mathrm{z2}}-h_{\mathrm{c}})-\sum_{j=4}^{10}q_{m,\mathrm{e}j}(h_{\mathrm{st}}-h_{\mathrm{c}})\Big] \tag{13}$$

式中：η 为汽轮机能量转化效率；h_{z1}、h_{z2} 分别为两级再热器各自的焓升；h_{c} 为排汽比焓；$q_{m,\mathrm{e}j}$ 为第 j 级抽汽质量流量。

2.2　熔盐储热系统模型

熔盐储热系统由储放热换热器、熔盐电加热器、

冷热盐罐及相应的工质流通管道组成。在建模过程中，忽略储放热换热器、冷热盐罐及系统管路设备的热损失，认为储热换热器内部是饱和状态。

2.2.1 蒸汽-熔盐换热器

储热时，来自高温蒸汽的热量将低温熔盐罐内的熔盐加热后储存到高温熔盐罐中，换热过程符合能量平衡方程，建立蒸汽-熔盐换热器的模型为

$$M_{cs}c_{psa}\frac{\mathrm{d}T_{cso}}{\mathrm{d}t}=q_{m,cs}c_{psa}(T_{csi}-T_{cso})+Q_{steam} \tag{14}$$

$$M_{st}c_{pst}\frac{\mathrm{d}T_{sto}}{\mathrm{d}t}=q_{m,st}c_{pst}(T_{sti}-T_{sto})-Q_{steam} \tag{15}$$

$$Q_{steam}=K_{cs}A_{cs}\frac{T_{sti}-T_{cso}-T_{sto}+T_{csi}}{\ln\left(\frac{T_{sti}-T_{cso}}{T_{sto}-T_{csi}}\right)} \tag{16}$$

式中：M_{cs}和M_{st}分别为换热器内熔盐、蒸汽质量；$q_{m,cs}$和$q_{m,st}$分别为流过换热器的熔盐和蒸汽的质量流量；c_{psa}和c_{pst}为熔盐和蒸汽的比定压热容；T_{csi}、T_{cso}、T_{sti}、T_{sto}分别为熔盐和蒸汽的进、出口热力学温度；Q_{steam}为蒸汽和熔盐之间的换热量；K_{cs}为换热器的传热系数；A_{cs}为传热面积。

2.2.2 给水-熔盐换热器

与蒸汽-熔盐换热器类似，构建放热时候熔盐-给水换热器的管、壳侧能量平衡方程为

$$M_{hs}c_{psa}\frac{\mathrm{d}T_{hso}}{\mathrm{d}t}=q_{m,hs}c_{psa}(T_{hsi}-T_{hso})-Q_{water} \tag{17}$$

$$M_{w}c_{pw}\frac{\mathrm{d}T_{cwo}}{\mathrm{d}t}=q_{m,w}c_{pw}(T_{cwi}-T_{cwo})+Q_{water} \tag{18}$$

$$Q_{water}=K_{hs}A_{hs}\frac{T_{hsi}-T_{cwo}-T_{hso}+T_{cwi}}{\ln\left(\frac{T_{hsi}-T_{cwo}}{T_{hso}-T_{cwi}}\right)} \tag{19}$$

式中：M_{hs}、M_{w}分别为换热器内熔盐、给水质量；$q_{m,hs}$、$q_{m,w}$分别为流过换热器的熔盐和给水的质量流量；c_{pw}为给水的比定压热容；T_{hsi}、T_{hso}、T_{cwi}、T_{cwo}分别为熔盐和给水的进、出口热力学温度；Q_{water}为给水和熔盐之间的换热量；K_{hs}为换热器的传热系数；A_{hs}为换热器的传热面积。

2.2.3 电加热熔盐换热器

电加热熔盐换热器通常采用电阻式加热器加热熔盐，电流通过合金电阻丝产生热量，热量由内而外传递给壳侧熔盐，热量通过对流传热从电加热管表面转移到管外流体。建立的电加热功率与内部熔盐能量的平衡关系为

$$M_{es}c_{ps}\frac{\mathrm{d}T_{eso}}{\mathrm{d}t}=q_{m,es}c_{ps}(T_{esi}-T_{eso})+Q_{elec}\eta_{elec} \tag{20}$$

式中：M_{es}为电加热熔盐换热器内熔盐质量；T_{eso}、T_{esi}分别为电加热熔盐换热器进、出口熔盐热力学温度；$q_{m,es}$为电加热器中熔盐质量流量；Q_{elec}为电加热器功率；η_{elec}为电加热器换热效率。

2.2.4 储盐罐

假设储热罐内的熔盐工质充分混合，内部温度处处相等，且忽略熔盐储热罐对外散热，罐内工质满足下述质量、能量平衡方程：

$$q_{m,in}-q_{m,out}=\frac{\mathrm{d}m_{salt}}{\mathrm{d}t} \tag{21}$$

$$c_{ps}\frac{\mathrm{d}(m_{salt}T_{salt})}{\mathrm{d}t}=c_{ps}(q_{m,in}T_{salt,in}-q_{m,out}T_{salt,out}) \tag{22}$$

$$m_{salt}=\rho_{salt}A_{salt}H_{salt} \tag{23}$$

式中：$q_{m,in}$、$q_{m,out}$分别为熔盐罐的熔盐入口和出口质量流量；m_{salt}为熔盐罐内熔盐质量；T_{salt}为熔盐罐内熔盐平均温度；ρ_{salt}为熔盐密度；A_{salt}为熔盐罐的底面积；H_{salt}为熔盐高度。

2.3 模型验证

2.3.1 火电机组模型

为验证所建立火电机组模型的准确性，取某电厂 660 MW 机组 25 000 s 的连续运行数据建立模型，将仿真结果与实际数据进行对比，机组负荷的仿真曲线见图 2。可以看出，模型仿真值能够较好地跟随实际曲线，在连续动态负荷变化过程中，所建模型仿真值与实际值之间最大相对误差为 2.83%，平均绝对百分比误差为 1.30%，仿真模型的精度可以满足控制系统设计的需求。

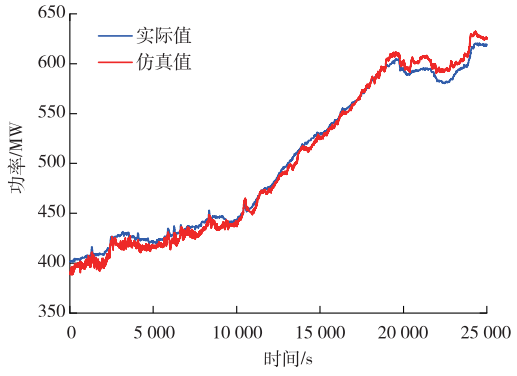


图 2 火电机组负荷仿真验证结果

Fig. 2 Validation results of load simulation for thermal power unit

2.3.2 熔盐储热系统模型

为验证本文构建熔盐储热系统模型准确性，开展了熔盐储热系统的动态开环阶跃扰动实验。抽汽储热工况下，抽汽质量流量 200 s 时阶跃降低 22.15 kg/s，在 800 s 时恢复至初始值，换热器出口熔盐温度及储热罐特性曲线见图 3。随着抽汽流量的下降，熔盐出口温度降低，热罐内熔盐温度也随之降低；800 s 时抽汽流量恢复初始值，熔盐出口温度也

逐渐恢复至 500 ℃，储热罐内的温度也缓慢上升，整个过程中，被加热的低温熔盐持续进入热罐，因此热罐内熔盐的质量以线性趋势稳定上升。

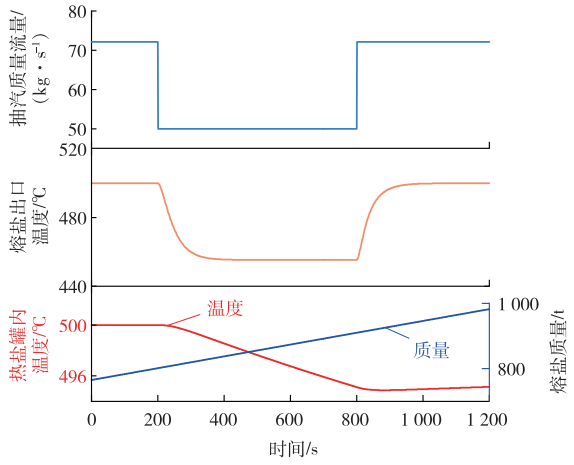


图 3　储热过程抽汽流量阶跃扰动响应

Fig. 3　Step disturbance response of steam extraction flowrate in thermal storage process

通过电加热储热时，设置电加热功率在 200 s 时阶跃下降 1 MW，1 500 s 时恢复到初始值，电加热器的熔盐出口温度及热盐罐动态特性曲线见图 4。随着电功率的阶跃下降，熔盐出口温度降低约 20 K，由于熔盐流量较小，熔盐出口温度对热盐罐的温度影响有限，热盐罐内熔盐温度仅下降 1 K，在 1 500 s 后，随着电功率的恢复，熔盐出口温度恢复至初始值，热盐罐温度缓慢提升，罐内熔盐质量以线性趋势稳定提升。

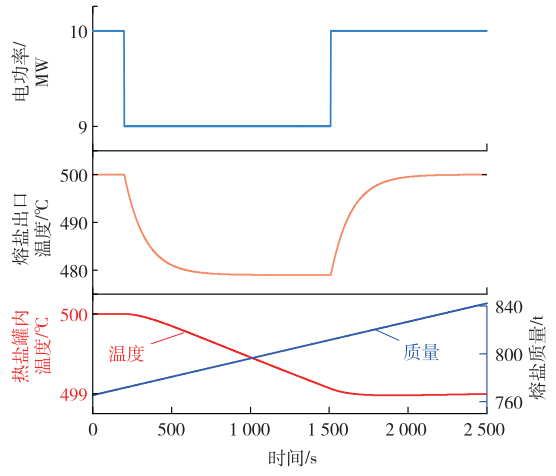


图 4　电加热器功率阶跃扰动响应

Fig. 4　Step disturbance response of electric heater power

放热工况下，给水流量在 200 s 时阶跃下降至 150 kg/s，800 s 时恢复至初始值，给水流量阶跃实验下出口熔盐温度及冷盐罐内熔盐的温度和质量变化见图 5。随着给水流量阶跃减少，给水吸收的换热量减少，换热器中熔盐出口温度上升，冷盐罐中熔盐温度上升；800 s 后给水流量恢复至初始值，熔盐出口温度也恢复至设计温度（290 ℃），冷盐罐温度开始下降。同样地，由于进入熔盐流量不变，冷盐罐中熔盐质量稳定上升。

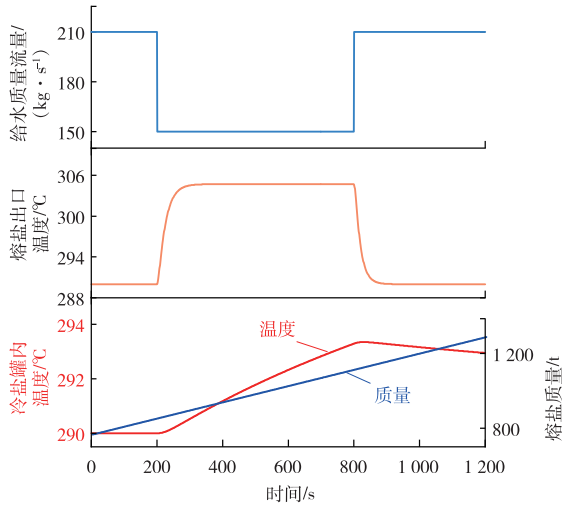


图 5　放热过程给水流量阶跃扰动响应曲线

Fig. 5　Step disturbance response of feedwater flowrate in thermal release process

通过抽汽和给水流量的开环实验可以看出，建立的熔盐储热系统模型与参考文献[22]和[23]动态响应特性一致，可以用于控制系统的仿真设计与优化。

3　基于增量模态匹配的熔盐系统耦合火电机组控制策略

3.1　熔盐储热-火电机组耦合系统协同调频控制框架

多热源储热的熔盐储能系统耦合火电机组参与电网调频，可以利用抽汽储热效率高、电加热器响应速度快的特点，在变负荷动作前期快速响应，弥补火电机组大迟延、大惯性的缺陷，在储能容量范围内联合火电机组耦合协同动作，满足电网调节指令的需求。

在机组需要降负荷时，通过控制抽汽流量和电加热器功率可实现机组快速降负荷，抽汽储热的方式下，由于抽汽点位于汽轮机阀门前，汽轮机内部做功的动态迟延和连通管的容积效应等会引起汽轮机功率变化的滞后[19]；电加热方式下，由于电加热器直接接入厂用电母线，通过改变电加热器的用电负荷可以瞬间减少机组上网功率[10]，但是效率较低，长期调节过程会带来大量能量损失。在机组需要升

负荷时，通过控制高加分流的给水流量实现机组快速升负荷，其原理与高加节流类似，但是由于熔盐-给水换热器将分流的给水加热至一定温度后重新汇入省煤器，减少了给水节流对锅炉侧入口给水的影响。连续调节过程下，熔盐储能耦合火电机组控制框架见图 6。

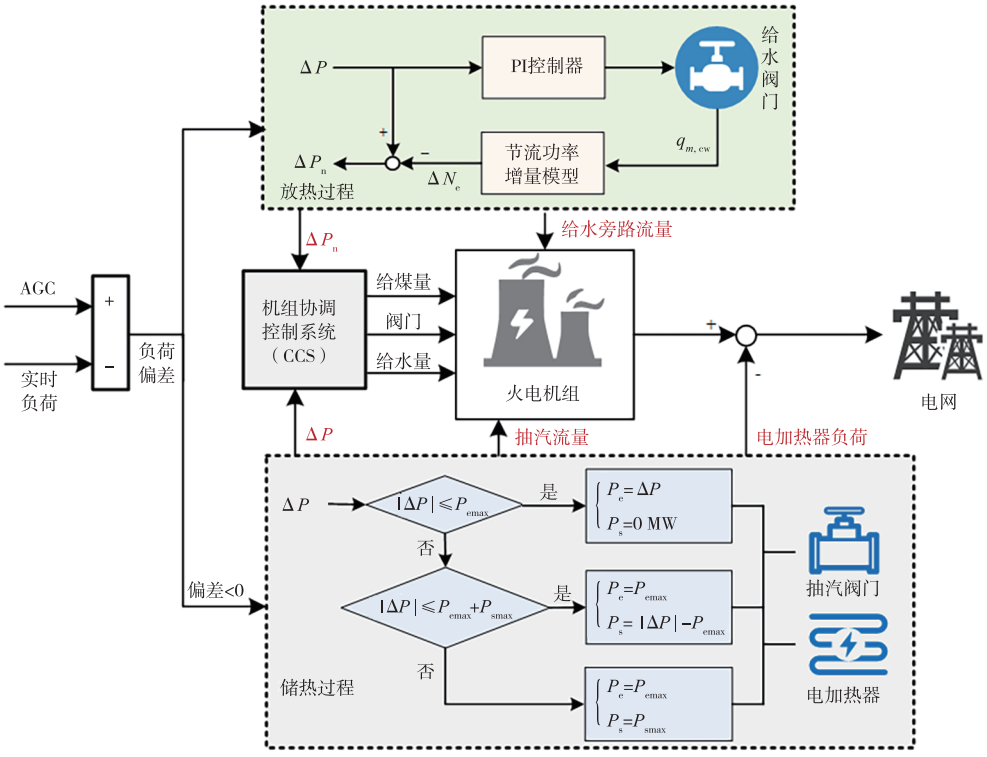


图 6 熔盐储热-火电机组耦合系统调频控制框架

Fig. 6 Control framework for frequency regulation of molten salt thermal storage-thermal power unit coupled system

首先根据电网下达的 AGC 指令 P_{ref} 与机组实时上网负荷 P_G 计算得到的负荷实时偏差 ΔP 为

$$\Delta P = P_{ref} - P_G \tag{24}$$

当 $\Delta P<0$ MW 时，机组需要执行降负荷操作，此时，由抽汽储热系统和电加热器联合机组协调控制系统，熔盐储热系统通过控制抽汽流量和电加热器负荷共同完成机组上网负荷的快速下降；当 $\Delta P>0$ MW 时，机组需要执行升负荷操作，此时高加控制分流部分给水由热熔盐加热，联合机组协调控制系统，实现机组上网负荷的快速上升。控制框架主要由储热过程和放热过程的控制策略组成。

3.2 基于指令增量模态匹配的降负荷储热控制策略

由于新能源的随机性和波动性，电网 AGC 指令呈现高频次变化、增量幅值随机的特点，电网对火电机组响应 AGC 指令的不同阶段提出了精细、可量化的动态性能指标，如何将 AGC 指令模态与火储耦合系统的动态响应特性的精准定量匹配是提升 AGC 调节性能的关键。兼顾火电机组耦合熔盐电加热器和抽汽储热系统的特点，提出一种降负荷过程中基于指令增量模态匹配的多热源熔盐储热系统控制策略。

该策略综合考虑熔盐电加热器与抽汽储热系统在调峰容量、响应速率，以及调节精度方面的异质化特征，建立“指令增量模态-热源响应区间-控制指令分配”的三元匹配关系。首先，根据电加热器和抽汽储热的容量对 AGC 指令增量模态进行划分；其次，针对不同指令模态下的调节需求，构建融合电加热器和抽汽熔盐换热器的响应能力和调节性能排序的储热源选择机制，实现对不同储热子系统的动态调度；最后，将控制指令直接下发至电加热器和抽汽储热系统，在负荷跟踪电网 AGC 指令过程的不同阶段各自发挥优势，通过协调不同热源储热系统的出力贡献，提升耦合系统的爬坡性能。

根据电加热器的额定功率 P_{emax} 及抽汽熔盐换热器的最大调峰容量 P_{smax}，将负荷偏差指令划分为 3 种指令模态，在不同模态下通过控制电加热器的用电负荷及抽汽流量，改变机组上网功率，在满足机组连续快速变负荷需求的同时，兼顾热效率。参考某电厂实际项目，选取电加热器额定功率为 10 MW。相关文献[24-25]研究表明，主蒸汽抽汽过程

中，抽取过多的蒸汽流量会导致再热器温度超限、汽轮机轴向推力不平衡等问题，严重时影响火电机组运行安全，因此需要对机组抽汽流量进行一定的限制，设定主蒸汽抽汽流量占比不超过 15%，据此得到抽汽最大调峰容量 P_{smax}。降负荷过程中不同指令模态下熔盐储热系统控制策略描述如下。

(1) 当 $|\Delta P| \leqslant P_{\mathrm{emax}}$(指令模态一)时，熔盐电加热器的容量可以满足机组降负荷的快速性要求，由电加热器熔盐储热系统主动参与满足电网调频需求。此时，存在：

$$\begin{cases} P_{\mathrm{e}} = \Delta P \\ P_{\mathrm{s}} = 0\ \mathrm{MW} \end{cases} \tag{25}$$

式中：P_{e} 为电加热器的功率指令；P_{s} 为抽汽储热系统的功率指令。

(2) 当 $P_{\mathrm{emax}} < |\Delta P| < P_{\mathrm{emax}} + P_{\mathrm{smax}}$(指令模态二)时，电加热熔盐储能系统容量不足，抽汽储热系统通过快速抽取主蒸汽，减少进入汽轮机做功的蒸汽流量。在该过程中，电加热器以满负荷运行，最大限度地提高机组降负荷速率，抽汽储热系统的抽汽流量控制由比例微分(PI)控制器控制抽汽阀门实现。此时，存在：

$$\begin{cases} P_{\mathrm{e}} = P_{\mathrm{emax}} \\ P_{\mathrm{s}} = |\Delta P| - P_{\mathrm{emax}} \end{cases} \tag{26}$$

(3) 当 $|\Delta P| \geqslant P_{\mathrm{emax}} + P_{\mathrm{smax}}$(指令模态三)时，电网下达的 AGC 指令波动幅值较大，熔盐储热系统控制电加热器设定为最大功率加热熔盐，抽汽储热系统则控制最大抽汽流量与冷熔盐实现换热。此时，存在：

$$\begin{cases} P_{\mathrm{e}} = P_{\mathrm{emax}} \\ P_{\mathrm{s}} = P_{\mathrm{smax}} \end{cases} \tag{27}$$

在机组降负荷过程中，火电机组按照原来的 CCS 控制执行机构动作，由熔盐储热系统弥补火电机组自身能力不足的部分，当火电机组可以跟踪机组负荷指令时，电加热器及抽汽蓄热系统逐步退出，为下一次降负荷指令保留动作裕量。

3.3　基于功率增量模态的升负荷放热控制策略

在控制过程中，熔盐储热系统在前期短暂升负荷过程中发挥自身的快速性，通过控制高加给水旁路流量实现机组侧用于加热给水的抽汽流量减少，从而提高负荷变化速率。机组功率的最终实现需要依靠锅炉侧能量的实现，在整个变负荷调节过程中，由于熔盐储热系统和机组炉侧 CCS 共同作用，对机组功率的调节存在耦合，传统高加节流控制策略下机组功率反馈回路无法对火电机组功率增量的来源进行区分，功率信号无法准确反映炉侧能量变化情况，高加节流系统产生的增量会对锅炉燃料量、给水量和阀门开度等信号造成干扰，导致机组 CCS 动作迟缓。同理，熔盐储热系统的功率反馈回路也会受到 CCS 作用的影响。

为更加快速响应电网 AGC 指令，消除 2 个控制系统的相互干扰，提出一种新的基于功率增量模型的熔盐储热-火电机组耦合系统协同负荷优化控制策略，实现熔盐储热系统和 CCS 的协调作用。考虑将火电机组协调控制系统所承担的功率增量部分与熔盐储热系统承担的功率增量部分进行区分；然后，对机组负荷指令信号进行改造，从而解耦 2 个系统同时作用的干扰，最大限度地发挥双方协同调节作用。其结构图如图 6 上半部分所示。基于建立的联合系统模型，选取典型工况点运行数据(以 75% 负荷工况为例)，利用小偏差线性化方法对非线性模型进行线性化，得到的熔盐储热系统节流功率增量模型为

$$\Delta N_{\mathrm{e}} = \frac{-0.002\ 988\ s + 0.000\ 339}{s^2 + 0.058\ 92\ s + 0.001\ 154} q_{m,\mathrm{w}} \tag{28}$$

式中：ΔN_{e} 为节流对应的功率增量。

AGC 指令作为负荷指令完整下发至火电机组的 CCS，其反馈指令则由实时负荷 P_{G} 与节流增量模型计算的功率增量 ΔN_{e} 组成，以此解耦熔盐储热系统和机炉 CCS 之间的相互干扰。升负荷过程中火电机组指令信号 ΔP_{n} 为

$$\Delta P_{\mathrm{n}} = \Delta P - \Delta N_{\mathrm{e}} \tag{29}$$

熔盐储热控制系统则通过控制流过熔盐储热系统的给水流量来改变火电机组的输出功率，系统内部具有良好的动态特性。因此，在给水流量的控制中采用简单可靠的 PI 控制器，控制器的输入为 AGC 指令和实际负荷的偏差。变负荷初期，负荷偏差较大，熔盐储热系统控制较大的给水分流流量，减少用于加热给水的抽汽流量，快速提升机组负荷；随着变负荷过程的进行，负荷偏差逐渐减小，熔盐储热系统的给水控制量也逐渐减少，直至机组负荷能够稳定跟踪 AGC 指令，熔盐储热系统退出控制，重新恢复调节能力以备下一次调频动作。

4　仿真验证

4.1　性能评价指标

4.1.1　AGC 爬坡性能指标

针对机组 AGC 性能，选取衡量火电机组响应 AGC 指令的综合爬坡性能指标作为系统控制性能评价指标，主要包括调节速率、响应时间和调节精度，具体计算公式如下。

(1) 调节速率指标 K_1

$$K_1=1-\frac{v_a}{v_s} \tag{30}$$

$$v=\left|\frac{M_{90\%}-M_{10\%}}{T_{90\%}-T_{10\%}}\right|\times 100\% \tag{31}$$

式中:$M_{10\%}$ 和 $M_{90\%}$ 分别为 AGC 负荷指令目标变化幅度 10%和 90%的负荷点,对应时间分别为 $T_{10\%}$ 和 $T_{90\%}$;v 为调节速率;v_a 为实际调节速率;v_s 为标准调节速率。

(2) 响应时间指标 K_2

$$K_2=1-\frac{t_a}{t_s} \tag{32}$$

式中:t_a 为实际响应时间;t_s 为标准响应时间(为 5 min)。

(3) 调节精度指标 K_3

$$K_3=1-\frac{\Delta P_a}{\Delta P_s} \tag{33}$$

式中:ΔP_a 为实际调节误差,MW;ΔP_s 为 AGC 单元调节允许误差,MW。

(4) 综合爬坡性能指标 K

$$K=0.2\times(3\times K_1+K_2+K_3) \tag{34}$$

4.1.2 热效率

$$\eta_{rc}=\frac{\int_{t_1}^{t_2}(P_c+Q_c)\,dt}{\int_{t_1}^{t_2}\frac{Q_{cd}}{\eta_b}dt}\times 100\% \tag{35}$$

$$\eta_{rd}=\frac{\int_{t_3}^{t_4}P_d\,dt}{\int_{t_3}^{t_4}\left(\frac{Q_{bd}}{\eta_b}+Q_d\right)dt}\times 100\% \tag{36}$$

式中:η_{rc}、η_{rd} 分别为储热、放热过程热效率;P_c、P_d 分别为储热过程和放热过程中火电机组的输出电功率;Q_c、Q_d 分别为储热负荷和放热负荷;Q_{cd}、Q_{bd} 分别为储热和放热过程下锅炉输出的热负荷;η_b 为锅炉热效率。

4.1.3 㶲效率

㶲效率用于衡量系统对输入可用能的有效利用程度,是评价能量转换过程热力学完善性的重要指标。在实际能量转换过程中,由于各种不可逆因素,部分可用能会转化为不可用能,从而产生㶲损失。

储热过程的㶲损失 E_{loss}^{c} 及㶲效率 η_c 为

$$E_{loss}^{c}=E_{coal}^{c}-E_{f}^{c}-E_{p}^{c} \tag{37}$$

$$\eta_c=\frac{E_p^c+E_f^c}{E_{coal}^c}\times 100\% \tag{38}$$

式中:E_{coal}^{c} 为储热过程燃煤㶲;E_p^c 为储热过程输出电能㶲;E_f^c 为储热过程熔盐吸收㶲流。

放热过程的㶲损失及㶲效率为

$$E_{loss}^{dis}=E_{coal}^{dis}+E_{f}^{dis}-E_{p}^{dis} \tag{39}$$

$$\eta_{dis}=\frac{E_p^{dis}}{E_{coal}^{dis}+E_f^{dis}}\times 100\% \tag{40}$$

式中:E_{coal}^{dis} 为放热过程燃煤㶲;E_p^{dis} 为放热过程输出电能㶲;E_f^{dis} 为放热过程熔盐吸收㶲流。

燃煤㶲计算公式为

$$E_{coal}=q_{coal}h_{LHV}\left(1.006\,4+0.151\,9\frac{w_H}{w_C}+0.061\,6\frac{w_O}{w_C}+0.042\,9\frac{w_N}{w_C}\right) \tag{41}$$

式中:E_{coal} 为燃煤输入的化学㶲;q_{coal} 为给煤量;h_{LHV} 为燃煤的低位发热量;w_C、w_H、w_O、w_N 分别为燃煤中碳、氢、氧、氮的质量分数。

循环工质水和蒸汽的㶲流计算公式为

$$E_f=q_{m,f}[h_f-h_0-T_0(s_f-s_0)] \tag{42}$$

式中:E_f 为循环工质的㶲流;$q_{m,f}$ 为工质质量流量;h_f、s_f 分别为工质的比焓和比熵;T_0 为参考状态热力学温度;h_0、s_0 分别为工质在参考状态(T_0= 273.15 K,压力 p_0=0.1 MPa)下的比焓和比熵。

熔盐㶲流的计算公式为

$$E_{ms}=q_{m,ms}c_{psa}\left(T_H-T_0-T_0\ln\frac{T_H}{T_0}\right) \tag{43}$$

式中:E_{ms} 为熔盐的㶲流;$q_{m,ms}$ 为熔盐的质量流量;T_H 为熔盐温度。

4.2 流量约束下最大抽汽调峰深度

基于建立的熔盐储热-火电机组耦合系统模型开展抽汽流量实验,得到不同负荷下最大调峰容量见图 7,横坐标表示机组的初始负荷工况,其中:40%P_e 表示机组初始输出功率为额定功率 P_e 的 40%,100%P_e 表示机组处于额定负荷工况。最大调峰深度增量是指在给定初始负荷工况下,熔盐储热系统投入后机组可以进一步降低或提升的最大

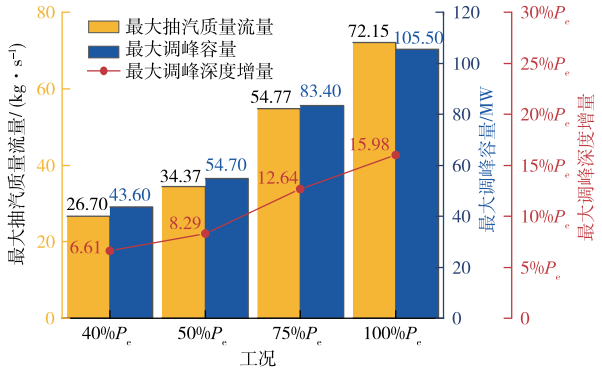


图 7 不同负荷下降负荷调峰能力对比

Fig. 7 Comparison of peak regulation capability during load decrease under different loads

功率幅值。随着机组工况的增加，主蒸汽流量增大，对应最大可抽汽流量及机组调峰深度增加。低负荷下由于机组主蒸汽流量较少，最大抽汽流量受限，在 40%P_e 工况下，抽取最大抽汽流量可以降低 43.6 MW 的机组负荷，对应的机组调峰深度增量为 6.61%P_e，叠加电加热器功率后机组最大调峰深度增量可以达到 8.12%P_e。而在额定工况下时，机组通过抽汽可以达到的最大调峰深度增量为 15.98%P_e。

当机组收到升负荷指令时，熔盐放热系统通过控制给水阀门，分流部分高加给水至熔盐-给水换热器中，这部分高加给水由热熔盐加热后输送至省煤器。在放热过程中，为了保证机组及高加内部管束安全，需要在高加中保留一定的最小冷却流量，此时经过熔盐-给水换热器中的给水流量达到最大值，系统的向上调峰深度达到上限。开展不同负荷下机组节流的最大调峰容量实验，得到结果见图 8。随着机组负荷增加，最大节流流量下机组调峰深度增加，40%P_e 工况下约为 31.8 MW，而在额定负荷工况下，由于考虑汽轮机的最大功率限定在阀门全开工况功率(711.9 MW)，此时最大分流给水质量流量为 210 kg/s，机组调峰深度增量为 7.86%P_e。

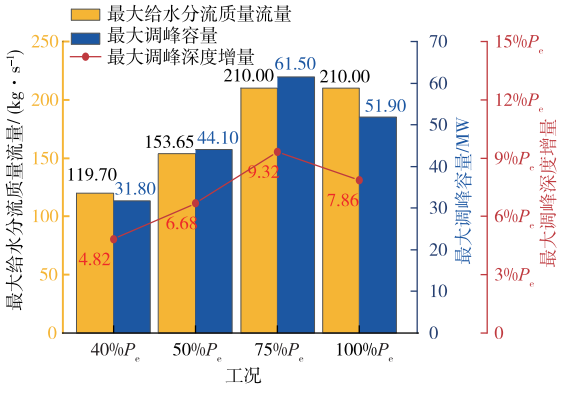


图 8　不同负荷下升负荷调峰能力对比

Fig. 8　Comparison of peak regulation capability during load increase under different loads

4.3　降负荷熔盐储能储热过程

为验证所提基于指令增量模态匹配的熔盐储热系统控制策略的有效性，开展了降负荷实验场景测试，采取无熔盐储热和仅抽汽储热 2 种方案作为对照实验。火电机组的初始状态为 264 MW(40%P_e)，100 s 时 AGC 指令下降 60 MW，得到不同控制策略下熔盐储热-火电机组耦合系统的输出功率响应见图 9。降负荷过程下熔盐储热系统的控制量(抽汽流量和电加热器负荷)变化见图 10。

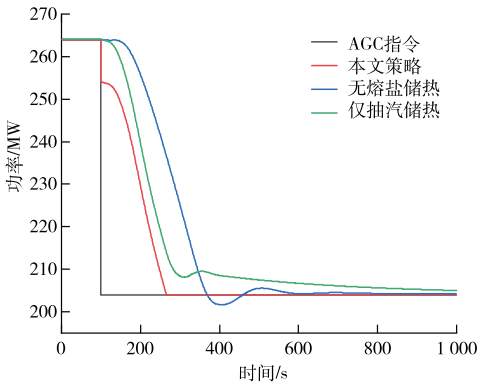


图 9　降负荷指令下系统输出功率对比

Fig. 9　Comparison of system output power with load decrease command

由图 9 可以看出，3 种控制策略都能跟踪 AGC 指令的变化，并在最后实现对 AGC 指令的准确跟踪。仅抽汽储热和本文策略下火储耦合系统降负荷过程都没有产生超调，无储能情况下火电机组产生了 6.5%的超调量。仅抽汽储热时，由于熔盐储热系统和火电机组 CCS 相互耦合，共同控制机组实时负荷，因此仅抽汽储热参与时机组负荷需要较长时间稳定到设定值。增加了电加热熔盐换热器后，当负荷指令偏差达到容量范围内时，抽汽储热系统逐渐退出，剩余的负荷偏差由电加热熔盐换热器实时弥补，在 265 s 时耦合系统负荷便达到设定值，相比于无储能系统，初次达到设定值的时间缩短了 38.66%。

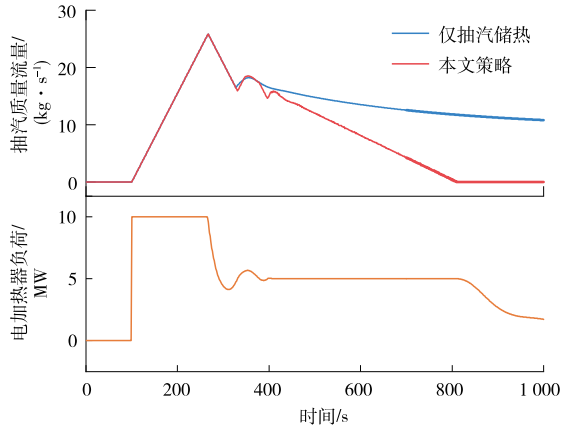


图 10　降负荷下熔盐储热系统控制量对比

Fig. 10　Comparison of control parameters of molten salt thermal storage system under load decrease

由图 10 可以看出，仅抽汽储热下降负荷后期机组 CCS 与抽汽储热控制系统达到新的平衡，储热系统抽汽流量较小，所提供的负荷下降能力有限，因此机组负荷指令平稳周期较长，保留的抽汽流量会影响下一次连续的降负荷指令动作效果。而在本文策

略下，在 800 s 左右机组抽汽流量恢复到初始值，可以为下次调节提供更有效的支撑，电加热熔盐换热器则提供容量范围内的负荷调整任务，AGC 指令变化初期，负荷指令瞬间出现偏差，电加热器瞬时以额定功率动作，保障联合系统出力快速超出调节死区，提升响应时间指标，末期通过响应小范围偏差指令提升调节精度。

计算对应过程下的综合爬坡性能指标见表 2。相比于无储能系统和仅抽汽储热系统条件下，本文策略在响应时间指标 K_2 和调节精度指标 K_3 上均有明显提升，这主要是因为电加热熔盐换热器具有快速响应的特性，在 AGC 指令变化初期能够快速地跳出调节死区，在 AGC 指令平稳期能够吸收机组多余的电能，相比于仅抽汽储热方式，本文策略下响应时间和调节精度指标分别提升了 16.69% 和 15.07%。调节速度指标 K_1 计算时，需要综合机组负荷变化至 AGC 指令目标变化幅度 10% 和 90% 的负荷点，本文策略下电加热熔盐换热器的作用使得机组负荷变化达到 10% AGC 指令变化负荷点的时间小于 1 s，在指标计算中，导致 K_1 略低于仅抽汽储热，但相比于无储能系统，K_1 提升了 4.45%；综合爬坡性能指标相比于无储热和仅抽汽储热分别提升了 45.87% 和 29.49%。

表 2 降负荷过程性能指标对比

Tab. 2 Comparison of performance indicators during load decrease process

控制策略	K_1	K_2	K_3	K	热效率
无熔盐储热	0.943	0.745	0.970	0.909	0.413
仅抽汽储热	1.132	0.857	0.869	1.024	0.393
本文策略	0.985	1.000	1.000	1.326	0.401

由表 2 可以看出，降负荷过程时，由于直接抽取部分主蒸汽加热熔盐，进入汽轮机做功的主蒸汽流量减少，抽取的高品质热能蒸汽直接用来加热熔盐，从热能利用的角度上形成了一定的浪费，因此联合系统整体热效率降低。本文策略下，增加的电加热熔盐换热器可以降低熔盐储热系统在变负荷后期的抽汽流量，减少了由于加热熔盐导致的高品质热能流失，因此本文策略下热效率相比于仅抽汽储热策略提升了 2.04%。

降负荷储热过程下㶲分析结果见图 11。由于部分主蒸汽被抽取用以加热低温熔盐，导致高温高压主蒸汽的热能品位下降，因此系统整体㶲效率有所降低。与无熔盐储热方案相比，仅抽汽储热方案下㶲效率降低了 4.82 百分点，本文策略下降低了 4.08 百分点，值得注意的是，本文采用的集成多热源熔盐储热耦合火电机组的方案虽然造成了一定的㶲效率损失，但是这一代价换来了机组运行灵活性的显著提高，综合爬坡性能指标由无储热的 0.909 提升至 1.326。

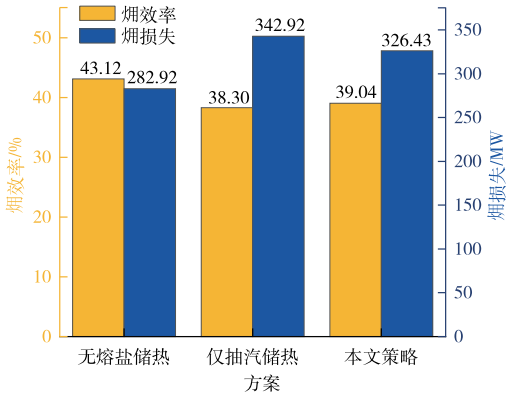


图 11 降负荷下熔盐储热系统㶲分析结果

Fig. 11 Exergy analysis results of molten salt thermal storage system under load decrease

相比于仅抽汽储热方案，本文策略通过集成电加热熔盐换热器辅助换热，在降负荷末期逐步退出抽汽过程，降低了储热过程中的总抽汽量，有效缓解了对主蒸汽热能品位的损害。此外，本文策略下火电机组的燃煤量响应更快，更加及时地适应了负荷变化，减少了燃料热能的浪费，从而提升了系统整体的能量利用效率，㶲损失分析结果也验证了这一点，集成多热源的方案下系统㶲损失相比于仅抽汽方案降低了 4.81%。

综合可以看出，提出的基于指令增量模态匹配的熔盐储热系统控制策略可以有效提高集成多热源储热系统的火储耦合系统变负荷调节性能，充分耦合电加热器熔盐换热器和抽汽熔盐储热系统的优势，电加热器的加入可以在机组变负荷的初期和稳定期发挥作用，从而全面提升火储耦合系统爬坡性能指标和能量利用效率。

4.4 升负荷熔盐储能放热过程

为验证所提基于功率增量模型的升负荷放热控制策略的有效性，开展了升负荷实验场景测试，采取无熔盐储热和传统高加节流 2 种方案作为对照实验。火电机组的初始状态为 495 MW(75% P_e)，100 s 时 AGC 指令上升 60 MW，得到不同控制策略下耦合系统的输出功率响应见图 12。升负荷过程下熔盐储能系统的控制量(给水节流流量)变化见图 13。

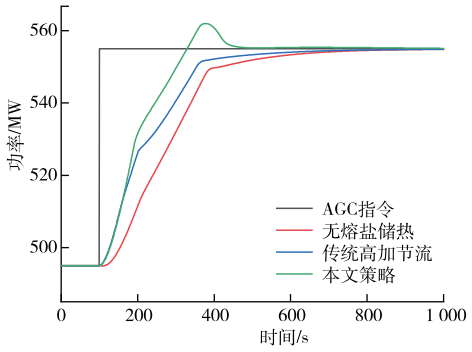


图 12　升负荷指令下系统输出功率对比

Fig. 12　Comparison of system output power with load increase command

由图 12 可以看出，在升负荷过程中，采取高加节流和本文策略下的机组负荷相比于无储热系统在变负荷初期速率明显提升，且前 100 s 两者变负荷过程曲线基本一致。而在变负荷后期，本文策略由于在火电机组收到的负荷指令中消除了节流部分功率增量的影响，机组负荷变化速率相比于传统高加节流更快，但是在末期出现了约 8.3% 的超调量。传统高加节流方案相比于无储热策略，速率有所提升，但是由于熔盐储热系统和火电机组 CCS 的耦合特性，在负荷偏差较小时，控制系统产生的控制量较小，负荷达到稳态的耗时较长。

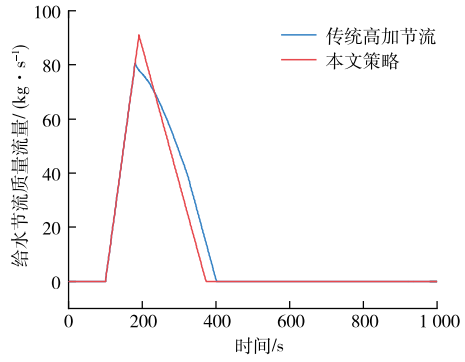


图 13　升负荷过程熔盐储热系统控制量对比

Fig. 13　Comparison of control parameters of molten salt thermal storage system under load increase

由图 13 可以看出，考虑了功率增量模型的本文策略下，在负荷变化后期熔盐储热系统控制的给水节流流量减少，火电机组 CCS 承担更多调节压力，消除了熔盐储热系统对机组原有控制系统的干扰。

表3 为升负荷过程下的综合爬坡性能指标。无储热的机组由于燃料侧和锅炉侧的惯性和迟延，机组负荷需要消耗较长时间跳出调节死区，AGC 单元响应延迟时间更长，因此其 K_2 最低，本文策略和传统高加节流策略下，K_2 相比于无储热系统从 0.889 提升至 0.928，提高了 4.39%。不考虑节流增量模型的传统高加节流控制过程下，变负荷后期由于机组负荷接近 AGC 指令，高加节流控制退出，机组 CCS 动作也因为负荷指令偏差较小而变缓，因此机组负荷缓慢变化至设定值。本文策略下机组调节速率和调节精度指标得到了有效提升，K_1 相比于无储能提升了 36.34%，相比于传统高加节流提升了 28.18%。K_3 同样分别提升了 5.61% 和 1.16%。系统综合爬坡性能指标 K 分别提升了 21.18% 和 15.01%。

表 3　升负荷过程性能指标对比

Tab. 3　Comparison of performance indicators during load increase process

控制策略	K_1	K_2	K_3	K	热效率
无熔盐储热	0.644	0.889	0.909	0.746	0.374
高加节流	0.685	0.928	0.949	0.786	0.374
本文策略	0.878	0.928	0.960	0.904	0.375

在热效率方面，在熔盐耦合火电机组的升负荷过程中，通过熔盐加热部分高加给水，可有效减少对汽轮机的抽汽需求，释放更多主蒸汽用于膨胀做功，从而在不增加主燃料消耗的前提下提升机组出力。因此，耦合熔盐储热系统的火电机组在该阶段的热效率相较于无储热的机组有所提升。

升负荷过程下熔盐储热系统㶲分析结果见图 14。采取熔盐加热部分给水的释热方案会降低系统的㶲效率，这主要是因为采用熔盐这一低品位热源替代高品位高加抽汽加热给水的方案降低了单位热量对火电机组的输出贡献；此外，高温高压蒸汽加热低温熔盐、电负荷加热低温熔盐和高温熔盐加热给水等多个换热过程均不可避免地带来了可用能损失，导致系统整体㶲效率下降。本文策略下机组给

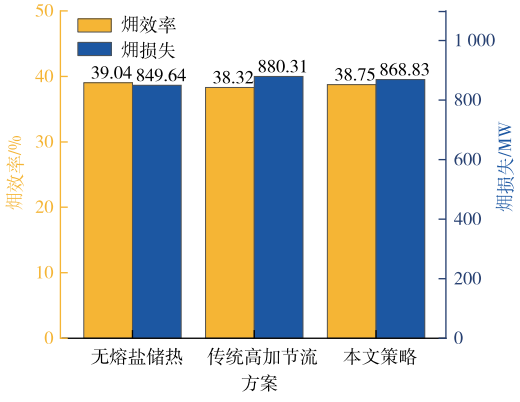


图 14　升负荷下熔盐储热系统㶲分析结果

Fig. 14　Exergy analysis results of molten salt thermal storage system under load increase

水节流总流量相对更小，从而在升负荷过程下有效减少了㶲损失，相比于传统高加节流方法，㶲损失降低了 1.3%，㶲效率提升了 0.43 百分点。

综合分析，基于功率增量模型的升负荷放热控制策略可以解耦机组 CCS 和熔盐储热系统的控制耦合，充分发挥熔盐储热系统前期更快速和火电机组后期更稳定持续的优势，有效提升了耦合系统的变负荷动态响应性能，降低了系统㶲损失。

4.5 标准度电煤耗分析

耦合熔盐储热系统的火电机组在变负荷时，由于熔盐储热系统的辅助作用，火电机组负荷偏差指令发生变化，从而引起 CCS 各控制量的调整，其中，燃煤量作为主要控制变量，对机组运行的经济性影响最显著，因此对储、放热过程下不同策略对应标准度电煤耗开展分析。

降负荷过程火电机组的标准度电煤耗见图 15。耦合熔盐储热后，熔盐储热系统需要抽取部分蒸汽加热低温熔盐，相比于无熔盐储热，耦合系统的锅炉侧热负荷保持在较高水平，燃煤量下降的速率更慢，导致标准度电煤耗升高，仅抽汽储热方案和本文策略下，标准度电煤耗分别提高了 11.28%和 6.45%。相比于仅抽汽储热方案，本文策略下集成了电加热熔盐换热器，降低了对主蒸汽抽取的依赖，熔盐储热系统抽取的高品位主蒸汽流量更少，所以机组标准度电煤耗更低，火电机组的标准度电煤耗成本降低了 4.26%。

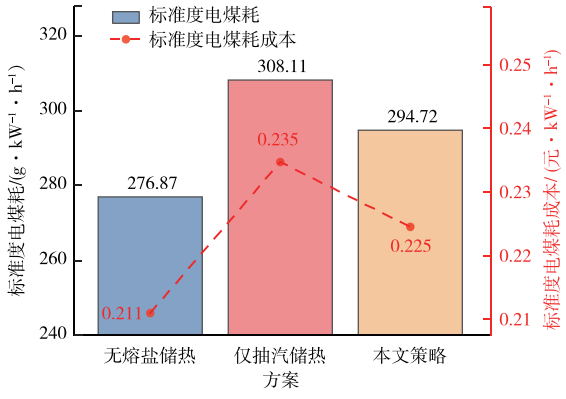


图 15 降负荷下火电机组标准度电煤耗

Fig. 15 Standard coal consumption of thermal power unit during load decrease

升负荷过程火电机组的标准度电煤耗结果见图 16。相比于无熔盐储热的基准工况，熔盐储热系统可以加热部分给水后引入锅炉省煤器中，一方面降低了锅炉对原始燃煤热量的需求，另一方面减小了汽轮机的抽汽，从而使更多高品位蒸汽膨胀做功，上述机制共同作用降低了火电机组对燃煤量的需求，改善了火电系统燃煤经济性，传统高加节流和本文策略下标准度电煤耗分别降低了 4.79 g/(kW·h)和 1.69 g/(kW·h)。其中，由于所提的基于功率增量模态的升负荷放热控制策略对机组负荷指令信号进行了动态调整，机组负荷指令相比于传统高加节流方案更大，相应的燃煤需求增加。因此，本文策略下标准度电煤耗略有上升，标准度电煤耗成本提高了 1.31%。

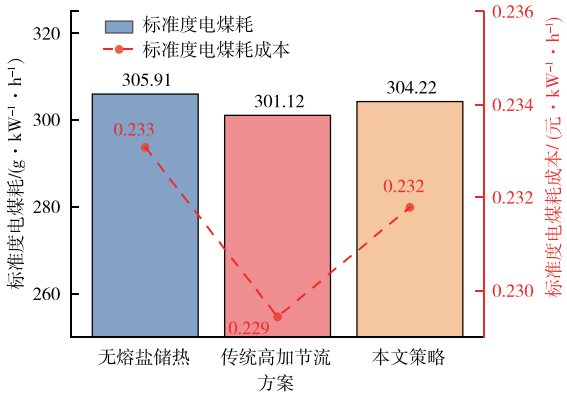


图 16 升负荷下火电机组标准度电煤耗

Fig. 16 Standard coal consumption of thermal power unit during load increase

5 结论

(1) 熔盐储热系统可以拓展火电机组负荷工况区间：最大抽汽和给水分流流量约束下，40%P_e 工况下机组最大向下调峰深度增量可达到 8.12%P_e；75%P_e 工况下最大向上调峰深度增量达到 9.32%P_e，额定负荷下受阀门全开工况约束，最大调峰深度增量达到 7.86%P_e。

(2) 在储热过程中，集成电加热和抽汽储热的多热源储热方案可以在变负荷初期和末期有效发挥电加热系统的快速调节特性，相比于无储热系统，提出的模态匹配的储热控制策略的负荷调节时间缩短了 38.66%，响应时间和调节精度指标分别提高了 34.23%和 3.09%。

(3) 在放热过程中，提出的考虑节流功率增量的控制策略可以解耦机组 CCS 和熔盐储热系统的相互影响，发挥各自在调节速度和容量方面的优势，相比于高加节流方案和无储热方案，综合爬坡性能指标分别提升 15.01%和 21.18%。

(4) 本文策略在降负荷过程通过有效减少高品位主蒸汽抽取，使㶲损失降低了 4.81%；升负荷通过减少节流损失，㶲效率相比于传统高加节流提升

了 0.43%。相比于仅抽汽方案，本文策略在降负荷过程中使火电机组标准度电煤耗成本降低了 4.26%，提升了燃煤经济性，而在升负荷过程中本文策略导致煤耗成本略有提升。

所提控制策略可以实现集成多热源储热模式的熔盐储能耦合火电机组升降负荷全过程的协同优化控制，有效提升了系统性能，可以为实际工程项目的控制方案提供借鉴和参考。

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)：2806-2818.
ZHANG Zhigang，KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE，2022，42(8)：2806-2818.

[2] 国家能源局. 2024 年可再生能源并网运行情况[EB/OL]. (2025-01-27)[2025-06-25]. https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html.
National Energy Administration. Grid-connected operation status of renewable energy in 2024[EB/OL]. (2025-01-27)[2025-06-25]. https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html.

[3] 洪烽，梁璐，逄亚蕾，等. 基于机组实时出力增量预测的火电-飞轮储能系统协同调频控制研究[J]. 中国电机工程学报，2023，43(21)：8366-8377.
HONG Feng，LIANG Lu，PANG Yalei，et al. Research on coordinated frequency control of thermal power-flywheel energy storage system based on the real-time prediction of output increment[J]. Proceedings of the CSEE，2023，43(21)：8366-8377.

[4] 国家发展改革委，国家能源局. 国家发展改革委　国家能源局关于印发《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025—2027 年)》的通知[EB/OL]. (2025-03-26)[2025-06-25]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202504/content_7018738.html.
National Development and Reform Commission，National Energy Administration. Notice on issuing the "implementation plan for the upgrading action of next-generation coal-fired power units (2025—2027)"[EB/OL]. (2025-03-26)[2025-06-25]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202504/content_7018738.html.

[5] 刘吉臻，王庆华，张效宁，等. 支撑我国能源转型的灵活燃煤发电新技术：燃煤耦合储能系统及智能控制系统[J]. 中国电机工程学报，2024，44(17)：6855-6882.
LIU Jizhen，WANG Qinghua，ZHANG Xiaoning，et al. Novel technologies of flexible coal-fired power generation to support China energy transition：coal-fired coupled energy storage system and smart control system[J]. Proceedings of the CSEE，2024，44(17)：6855-6882.

[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)：2682-2690.
PANG Liping，ZHANG Shigang，DUAN Liqiang. 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)：2682-2690.

[7] 张宇恒，宋晓辉，杨荣贵，等. 基于再热蒸汽抽汽-熔盐储热的火电系统分析[J]. 动力工程学报，2024，44(3)：447-454.
ZHANG Yuheng，SONG Xiaohui，YANG Ronggui，et al. Performance of molten salt thermal energy storage system based on reheat steam extraction from coal-fired power plants[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2024，44(3)：447-454.

[8] 张可臻，刘明，赵永亮，等. 燃煤机组集成再热蒸汽熔盐储热系统的运行灵活性与热力性能分析[J]. 工程热物理学报，2023，44(9)：2331-2339.
ZHANG Kezhen，LIU Ming，ZHAO Yongliang，et al. Operation flexibility and thermal performance analysis of integrated molten salt heat storage system extracting heat from the reheat steam for coal-fired power plants[J]. Journal of Engineering Thermophysics，2023，44(9)：2331-2339.

[9] 杨海生，吴瑞涛，李路江，等. 燃煤机组集成储热系统的热力学性能研究[J]. 动力工程学报，2025，45(5)：645-653.
YANG Haisheng，WU Ruitao，LI Lujiang，et al. Thermodynamic performance study on coal-fired power plant integrated with molten salt thermal energy storage system[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2025，45(5)：645-653.

[10] 左芳菲，韩伟，姚明宇. 熔盐储能在新型电力系统中应用现状与发展趋势[J]. 热力发电，2023，52(2)：1-9.
ZUO Fangfei，HAN Wei，YAO Mingyu. Application status and development trend of molten salt energy storage in novel power systems[J]. Thermal Power Generation，2023，52(2)：1-9.

[11] 魏乐，樊冰芬，张怡，等. 耦合熔盐储热的火电机组

灵活调峰控制策略[J]. 中国电机工程学报，2026，46(2)：691-702.
WEI Le，FAN Bingfen，ZHANG Yi，et al. Flexible peak shaving control strategy of thermal power unit coupled with molten salt heat storage system[J]. Proceedings of the CSEE，2026，46(2)：691-702.

[12] 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)：84-91.
MA Tingshan，ZHANG Guolong，JU Wenping，et al. Dynamic performance of molten salt electric heater with AGC regulation for auxiliary coal-fired units[J]. Thermal Power Generation，2024，53(4)：84-91.

[13] CUI Zhipeng，JING Hao，WANG Dengliang，et al. Dynamic characterization and predictive control of the steam-molten salt heat exchanger in charging process [J]. Energy，2025，321：135523.

[14] 耿察民，杨小龙，王亚欧，等. 火储联合调峰调频供热系统协同控制研究[J]. 汽轮机技术，2023，65(6)：455-460.
GENG Chamin，YANG Xiaolong，WANG Yaou，et al. Research on coordinated control of power plant integrated with molten salt storage for peak load regulation and frequency control and heat supply[J]. Turbine Technology，2023，65(6)：455-460.

[15] MU Zhiguo，JIANG Kaijun，ZHANG Qiang，et al. Dynamic characteristics and real-time control of flue gas-molten salt heat exchanger for flexibility transformation of coal-fired power plants[J]. Applied Thermal Engineering，2024，257：124319.

[16] 王艳，徐进良，谢剑，等. 支撑超灵活燃煤发电的储能系统熔盐筛选[J]. 中国电机工程学报，2025，45(20)：8053-8066.
WANG Yan，XU Jinliang，XIE Jian，et al. Molten salt selection for thermal energy storage system of ultra-flexible coal-fired power plant[J]. Proceedings of the CSEE，2025，45(20)：8053-8066.

[17] 闫姝，曾德良，刘吉臻，等. 直流炉机组简化非线性模型及仿真应用[J]. 中国电机工程学报，2012，32(11)：126-134.
YAN Shu，ZENG Deliang，LIU Jizhen，et al. A simplified nonlinear model of a oncethrough boilerturbine unit and its application[J]. Proceedings of the CSEE，2012，32(11)：126-134.

[18] LIU Jizhen，YAN Shu，ZENG Deliang，et al. A dynamic model used for controller design of a coal fired once-through boiler-turbine unit[J]. Energy，2015，93：2069-2078.

[19] 黄怡涵，郝玲，陈磊，等. 适用于多种一次调频技术及工况变化的抽汽凝汽式汽轮机数学模型[J]. 中国电机工程学报，2024，44(15)：6065-6077.
HUANG Yihan，HAO Ling，CHEN Lei，et al. Mathematical model of extraction condensing steam turbine suitable for multiple primary frequency regulation technologies and various operating conditions [J]. Proceedings of the CSEE，2024，44(15)：6065-6077.

[20] HAN Zhonghe，XIANG Peng. Modeling condensate throttling to improve the load change performance of cogeneration units[J]. Energy，2020，192：116684.

[21] 谷俊杰，王鹏，侯雅飞. 超超临界再热机组凝结水节流负荷动态响应特性[J]. 动力工程学报，2016，36(5)：372-377，388.
GU Junjie，WANG Peng，HOU Yafei. Study on dynamic load response of an ultra supercritical unit caused by condensate throttling[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2016，36(5)：372-377，388.

[22] 胡勇. 基于汽轮机蓄能特性的大型火电机组快速变负荷控制研究[D]. 保定：华北电力大学，2015.
HU Yong. Research on rapid load adjustment control of large capacity coal-fired power plant based on the characteristic of turbine stored energy[D]. Baoding：North China Electric Power University，2015.

[23] 李应保，罗润洪，黄杰. 一种“绿电”熔盐储能系统的建模与动态特性研究[J]. 动力工程学报，2024，44(3)：455-461.
LI Yingbao，LUO Runhong，HUANG Jie. Modeling and dynamic characteristics study of a "green electricity" molten salt energy storage system[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2024，44(3)：455-461.

[24] ZAVERSKYA F，SÁNCHEZA M，ASTRAINB D. Object-oriented modeling for the transient response simulation of multi-pass shell-and-tube heat exchangers as applied in active indirect thermal energy storage systems for concentrated solar power[J]. Energy，2014，65：647-664.

[25] CUI Yuelong，JIANG Kaijun，WEI Huimin，et al. A steam combination extraction thermal energy storage scheme in boiler side for coal-fired power plant flexibility retrofit[J]. Journal of Energy Storage，2024，98：113038.