

# 燃煤机组集成多热源熔盐储热系统热力学性能分析

董乐,朱超,郁翔,辛亚飞

(国网陕西省电力有限公司电力科学研究院,陕西西安710100)

**摘要:**为了进一步降低燃煤发电机组在锅炉最低稳燃负荷下的电负荷率,以660 MW超临界机组为例,采用Ebsilon软件建立集成烟气及主蒸汽多热源熔盐储热的燃煤发电系统模型,分析集成系统的热力学性能以及集成系统在不同释热基准工况下的系统性能。计算结果表明:在储热过程中,主蒸汽最大分流流量为88.40 kg/s,燃煤机组的最低电负荷率由30%降低至11.75%;在释热过程中,燃煤发电系统的输出功率增加了88.50 MW,占额定负荷的13.40%;在30%额定负荷(Turbine Heat Acceptance Condition, THA)储热并在75% THA释热时,集成系统的最高等效循环效率为85.89%;在储热过程中,集成系统的附加烟损为负,而在释热过程中,集成系统的附加烟损为正;集成系统在100% THA释热的附加烟损最大,为41.96 MW,而在50% THA释热的附加烟损最小,其最大附加烟损为12.40 MW。总体而言,集成系统在30% THA储热并且在50% THA释热时系统性能最好,系统等效循环效率最高可达94.35%。

**关键词:**机组灵活性;多热源;熔盐储热;烟分析;等效循环效率

中图分类号:TK219

文献标识码:A

DOI:10.16146/j.cnki.rndlge.2024.09.011

[引用本文格式]董乐,朱超,郁翔,等.燃煤机组集成多热源熔盐储热系统热力学性能分析[J].热能动力工程,2024,39(9):89-95. DONG Le, ZHU Chao, YU Xiang, et al. Thermodynamic performance analysis of integrating multi-heat source molten salt heat storage system into coal-fired power plant[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2024, 39(9): 89-95.

## Thermodynamic Performance Analysis of Integrating Multi-heat Source Molten Salt Heat Storage System into Coal-fired Power Plant

DONG Le, ZHU Chao, YU Xiang, XIN Yafei

(State Grid Shaanxi Electric Power Research Institute, Xi'an, China, Post Code: 710100)

**Abstract:** To further reduce the electric load rate of coal-fired power plants (CFPPs) under the minimum stable combustion load of the boiler, the coal-fired power system models for molten salt heat storage integrated with multi-heat sources of flue gas and main steam were established by Ebsilon software, and the thermodynamic performance of the integrated system was analyzed through a case of a 660 MW supercritical CFPP. In addition, the performance of integrated system under different discharging benchmark conditions was analyzed. Calculation results show that during the charging process, the minimum electric load rate of CFPP can be reduced from 30% to 11.75% due to the maximum split mass flow rate of the main steam at 88.40 kg/s. During the discharging process, the output power of CFPP increases by 88.50 MW, accounting for 13.40% of turbine heat acceptance condition (THA). The maximum equivalent cycle efficiency of the integrated system under the condition of 30% THA for charging and 75% THA for discharging is up to 85.89%. The additional exergy loss of the integrated system is negative during the charging process, while it is positive during the discharging process. The integrated system has the

收稿日期:2024-01-03; 修订日期:2024-02-21

基金项目:国网陕西省电力有限公司科技项目(5226KY230004)

**Fund-supported Project:** Science and Technology Project of State Grid Shaanxi Electric Power Company (5226KY230004)

作者简介:董乐(1994-),男,国网陕西省电力有限公司电力科学研究院助理工程师。

largest additional exergy loss at 41.96 MW under 100% THA for discharging and the lowest exergy loss at 12.40 MW under 50% THA for discharging. Overall, the integrated system shows the best performance under the condition of 30% THA for charging and 50% THA for discharging with the maximum equivalent cycle efficiency of 94.35%.

**Key words:** operation flexibility, multiple heat sources, molten salt heat storage, exergy analysis, equivalent cycle efficiency

## 引 言

可再生能源消纳并网要求燃煤机组不断降低最低电负荷率,然而,在实际运行中受煤质变化、锅炉最低稳燃负荷等约束,机组的运行负荷率一般难以低于30%,在一定程度上无法参与深度调峰<sup>[1-4]</sup>。在燃煤机组中集成外部储热系统则是提升燃煤机组灵活运行的有效措施<sup>[5]</sup>。

Wei 等人<sup>[6-7]</sup>以600 MW燃煤发电系统为例,提出了以主蒸汽和再热蒸汽为热源的熔盐储热系统,系统发电功率从额定负荷的50%降低到35%,系统的循环效率大于35.7%。王辉等人<sup>[8]</sup>研究了应用于燃煤发电系统深度调峰的百兆瓦级熔盐储能技术,提出了在燃煤发电系统内嵌入高温熔盐储热系统的灵活性改造方案,结果表明,该方案可以提高系统调峰性能。庞力平等人<sup>[9]</sup>对二次再热燃煤发电系统耦合高温熔盐储热系统的调峰容量和负荷响应特性进行模拟研究,结果表明,储热阶段的最大调峰量为6.82%额定负荷,熔盐储热系统的释热能够提高二次再热机组的爬坡率。

虽然已有学者对燃煤机组中的集成储热系统开展了研究<sup>[10-12]</sup>,但考虑到燃煤发电系统中可以作为储热系统的热源介质众多,不同热源的释热特性以及热能品位不同,仍然有必要对燃煤发电系统集成储热系统的能量转换与利用过程进行研究,以实现多热源间能量的高效匹配利用。本文针对燃煤机组集成烟气及主蒸汽的多热源熔盐储热系统开展研究,采用Epsilon仿真模拟平台建立某660 MW超临界机组的仿真模型,并对集成系统的热力学性能进行分析。

## 1 集成系统介绍

### 1.1 集成系统工作流程

图1为集成系统储热过程与释热过程的工作流程图示意图。

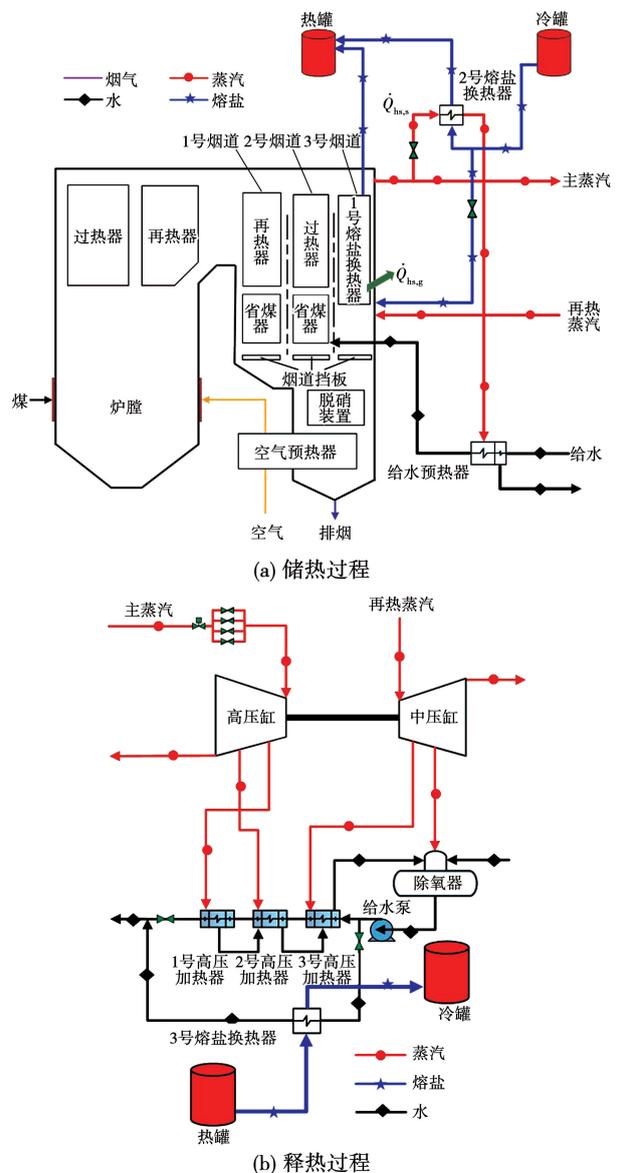


图1 集成系统的储/释热过程示意图  
Fig.1 Schematic diagrams of integrated system during charging and discharging process

在储热过程中,首先,分流部分主蒸汽用于加热熔盐,在2号熔盐换热器中利用熔盐从主蒸汽中提取热量;其次,为了缓解锅炉尾部烟道中再热器超温问题,在锅炉尾部烟道采用三烟道配置,通过调节烟气挡板开度改变各烟道内烟气流量,从而实现再热器温度调节;最终,通过提取主蒸汽和烟气中的热量进行储热,机组最低电负荷降低。在释热过程中,存储在热熔盐内的热量在3号熔盐换热器中用于加热给水,此时汽轮机高压缸与中压缸的抽汽量相应降低,更多的蒸汽流入汽轮机,输出功率增加。

对于本文所设计的集成系统,在燃煤机组深度调峰期间,3号烟道内的熔盐换热器熔盐流量增加,通过烟气加热熔盐进行储热;在燃煤机组非深度调峰期间,仍有较小流量的熔盐流动,保证熔盐换热器不超温即可(一定量的熔盐流动也避免了熔盐储热系统的凝结事故)。针对此类锅炉三烟道系统的运行控制,其控制系统可以在目前已投入商业运行的二次再热机组<sup>[13]</sup>的基础上进行改进,从而实现集成系统的运行控制。

以某660 MW超临界机组为例对集成系统的热力学性能进行分析,表1为机组在最低负荷30%THA下的运行参数。

表1 某660 MW燃煤机组最低负荷下的运行参数(30%THA)

Tab. 1 Operation parameters of a 660 MW CFPP under minimum load (30%THA)

参数	数值
输出功率/MW	198
主蒸汽压力/MPa	10
主蒸汽温度/°C	600
主蒸汽流量/kg·s <sup>-1</sup>	155.18
再热蒸汽压力/MPa	5.24
再热蒸汽流量/kg·s <sup>-1</sup>	142.69
凝汽器压力/kPa	12

### 1.2 熔盐储热系统

由于熔盐具有使用温度范围宽、热容高、成本低、运行可靠等优点,集成系统采用双罐熔盐储热系统<sup>[14]</sup>。选用太阳盐<sup>[15]</sup>(60%NaNO<sub>3</sub>+40%KNO<sub>3</sub>)作为储热介质,其工作温度(250~600 °C)可以与烟气和蒸汽的温区做到匹配良好。

## 2 系统建模与评价指标

### 2.1 计算模型

采用Ebsilon Professional V14.0模拟仿真平台<sup>[16]</sup>搭建了集成储热的燃煤发电系统计算模型。图2为Ebsilon平台所建立的仿真模型。

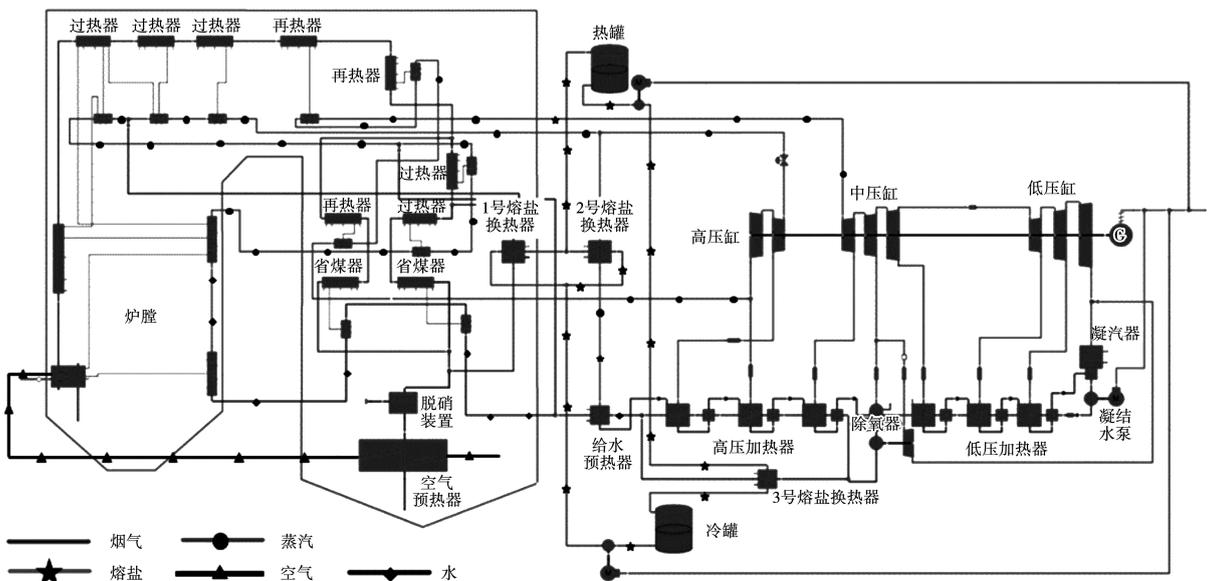


图2 Ebsilon 仿真平台搭建的集成系统仿真模型

Fig. 2 Simulation model of integrated system in Ebsilon platform

将仿真计算值与燃煤机组设计值进行对比,对比结果如表2所示。可以看到,模拟误差小于1%,验证了模型的可靠性。

表2 燃煤发电系统模型计算值与设计值对比

Tab.2 Comparison of calculated and designed values of coal-fired power system model

参数	工况	计算值	设计值	相对误差/%
输出功率/MW	100% THA	660.20	660	0.03
	75% THA	494.95	495	-0.01
	50% THA	329.98	330	-0.01
	30% THA	198.01	198	0.01
主蒸汽压力/MPa	100% THA	27	27	0
	75% THA	20.02	20.02	0
	50% THA	13.57	13.55	0.15
	30% THA	10.01	10	0.10
再热蒸汽温度/℃	100% THA	600	600	0
	75% THA	600	600	0
	50% THA	600	600	0
	30% THA	600	600	0
再热蒸汽压力/MPa	100% THA	5.24	5.24	0
	75% THA	3.92	3.91	0.26
	50% THA	2.69	2.67	0.75
	30% THA	1.72	1.73	-0.58
系统热耗/ $\text{kJ} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$	100% THA	7 661	7 652	0.12
	75% THA	7 782	7 774	0.10
	50% THA	8 224	8 197	0.33
	30% THA	9 038	8 986	0.58

## 2.2 系统设计约束条件

在集成系统的设计过程中考虑以下限制因素:

(1) 为了保证汽轮机低压缸安全运行,需考虑进入汽轮机的最低蒸汽通流量,其值约为额定工况下进入汽轮机低压缸蒸汽流量的10%<sup>[12]</sup>;

(2) 在蒸汽与熔盐换热过程中,由于冷凝相变产生夹点,为了保证熔盐换热器具有合理的换热面积,夹点温差一般大于5.0℃;

(3) 锅炉内部脱硝系统中催化剂的工作温度为300~400℃<sup>[17]</sup>,为了保证脱硝系统中催化剂的活性,进入脱硝系统的烟气温度需要保持在300~400℃。

## 2.3 系统性能评价指标

采用输出功率变化率、附加焓损和储热系统等效循环效率3个指标评价集成系统的热力学性能。

输出功率变化率是指燃煤机组输出功率变化量与额定功率的比值,其计算如下:

$$\beta_p = \frac{\Delta W_i}{P_{e0}} \times 100\% \quad (1)$$

式中: $\Delta W$ —输出功率变化量,MW; $P_{e0}$ —燃煤发电系统的额定功率,MW;下标*i*可由储热过程*c*和释热过程*d*表示。

燃煤发电机组集成储热系统前、后焓损的差值为附加焓损:

$$\Delta \dot{E}_{\text{loss}} = \dot{E}_{\text{loss},i} - \dot{E}_{\text{loss},0} \quad (2)$$

式中: $\dot{E}_{\text{loss},0}$ 、 $\dot{E}_{\text{loss},i}$ —燃煤发电机组集成储热系统前、后的焓损,kW。

等效循环效率(电-电)是指在一个完整的储热和释热周期内,集成系统释热过程中所增加的电能与储热过程中所减少的电能之比<sup>[18]</sup>。它是衡量储热系统储热-释热循环过程中能量传递与转换完善程度的重要指标,反映了集成系统在储热-释热往返过程中的电-热-电效率。等效循环效率计算公式如下:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{tt}} &= \frac{\Delta W_d \tau_d}{\Delta W_c \tau_c} \times 100\% = \frac{\Delta W_d \cdot (Q_{\text{tes}}/\dot{Q}_d)}{\Delta W_c \cdot (Q_{\text{tes}}/\dot{Q}_c)} \times 100\% \\ &= \frac{\Delta W_d \dot{Q}_c}{\Delta W_c \dot{Q}_d} \times 100\% \end{aligned} \quad (3)$$

式中: $\tau_c$ 、 $\tau_d$ —储热时长和释热时长,h; $\Delta W_c$ 、 $\Delta W_d$ —储热过程燃煤机组的输出功率降低量和释热过程燃煤机组的输出功率增加量,kW; $Q_{\text{tes}}$ —储热系统的储热容量, $\text{kW} \cdot \text{h}$ ; $\dot{Q}_c$ —储热系统储热量,kW; $\dot{Q}_d$ —储热系统释热功率,kW。

定义无量纲数 $Q_{\text{hs}}$ 为储热系统变工况下储热功率或释热功率与设计工况下最大储热功率的比值:

$$Q_{\text{hs}} = \frac{\dot{Q}_{\text{msh}}}{\dot{Q}_{c,\text{design}}} \times 100\% \quad (4)$$

式中: $\dot{Q}_{\text{msh}}$ —储热系统变工况下与外界交换的热功率,kW; $\dot{Q}_{c,\text{design}}$ —储热系统在设计工况下的最大储热功率,kW。

### 3 集成系统热力学性能分析

#### 3.1 系统设计结果

分别选择 30% THA 和 75% THA 工况作为储热过程和释热过程的基准工况,利用 Epsilon 仿真平台获得的集成系统关键设计运行参数如图 3 所示。综合考虑系统储热-释热循环过程,高温储热系统的等效循环效率为 85.89%。

在储热过程中,当主蒸汽分流流量为 88.4 kg/s 时(占主蒸汽总流量的 57%),汽轮机低压缸的蒸汽通流量达到最低值。在蒸汽与熔盐的换热过程中,质量流量为 1 216.39 kg/s 的熔盐从 240 °C 加热到 350 °C,蒸汽从 600 °C 冷却至 310.2 °C;在烟气与熔盐的换热过程中,质量流量为 134.64 kg/s 的熔盐从 240 °C 加热到 565 °C,烟气从 618 °C 冷却到 245.4 °C,冷却后的烟气与离开省煤器的烟气混合,混合后的

烟气温度为 305.9 °C,处于脱硝系统中催化剂的有效工作范围。此时,集成高温储热的燃煤发电系统的最小电负荷降低了 120.33 MW,占额定负荷的 18.23%。

在释热过程中,熔盐替代汽轮机抽汽对给水进行加热,给水在 3 号熔盐换热器中从 190.5 °C 加热到 312.4 °C。为了保证进入脱硝系统内的烟气温度在 400 °C 以下,释热过程的熔盐流量为 1 164.67 kg/s。此时,燃煤发电系统的输出功率增加了 88.48 MW,占额定负荷的 13.41%。

在集成系统的储热及释热过程中,熔盐的总流量取决于系统所需的储热和释热功率以及冷热熔盐罐中的熔盐温差。因此,熔盐储热系统在储释热过程中的熔盐流量有所差异,这也导致在确定的储热容量的条件下,熔盐储热系统的储热和释热时长有差异。

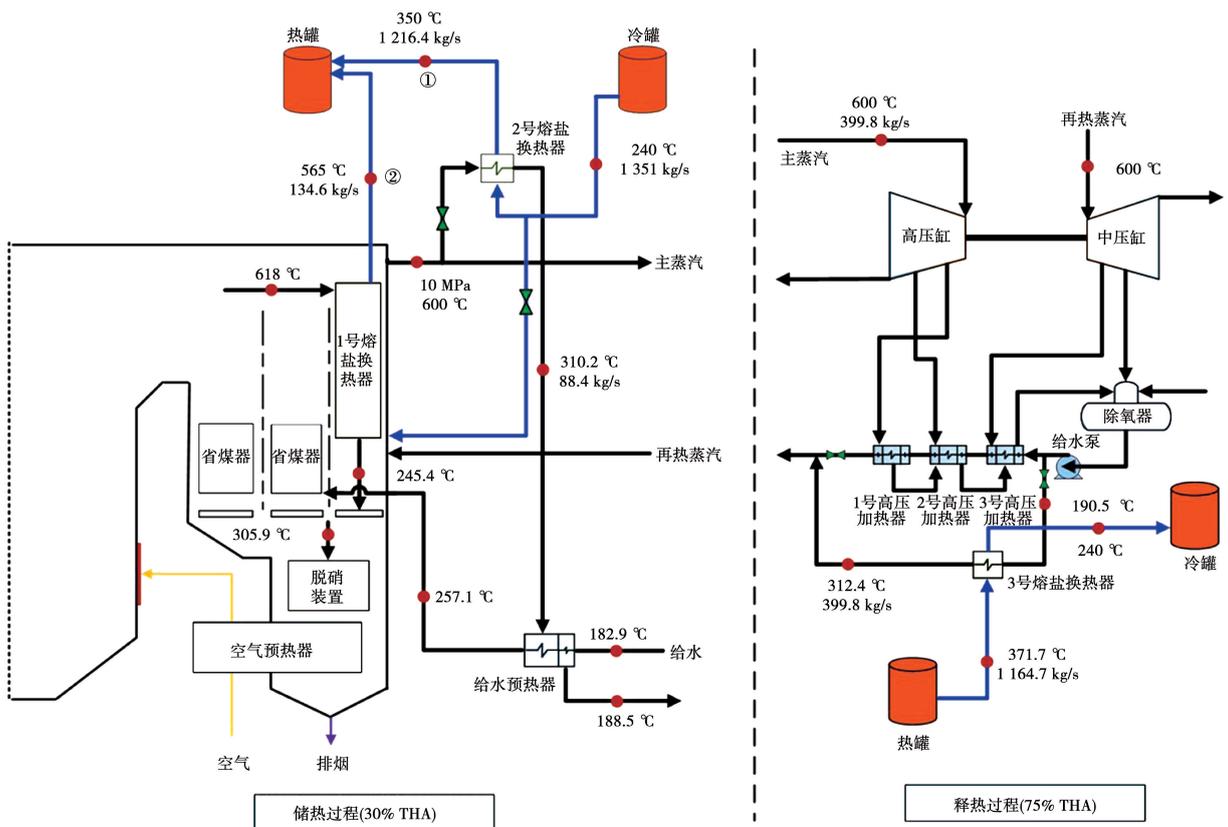


图3 集成系统的关键设计运行参数

Fig. 3 Key design operating parameter of integrated system

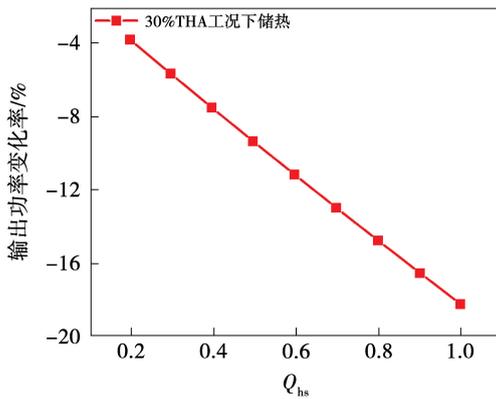
#### 3.2 输出功率变化率

图 4 为在储/释热过程中集成系统燃煤机组输出功率变化率随  $Q_{hs}$  的变化。如图 4 所示,集成系统

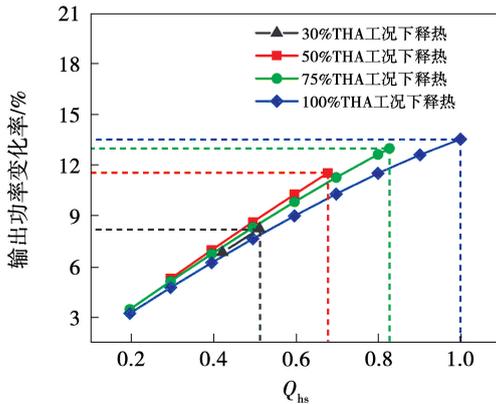
在 30% THA 工况下进行储热,其输出功率随储热功率的增加而降低,负号代表功率集成系统输出功率降低。如图 4 所示,当  $Q_{hs}$  为 0.2, 0.4, 0.6, 0.8 和

1.0 时,其输出功率降低率分别为 3.79%、7.50%、11.16%、14.77% 和 18.23%。

在释热过程中,储热系统的释热功率受锅炉脱硝系统中催化剂运行温度和熔盐换热器内给水不发生相变的限制,使得集成系统在不同释热工况下的安全释热功率范围不同,即  $Q_{hs}$  的范围有所差异。当集成系统在 100% THA 工况下释热时,  $Q_{hs}$  的范围最大,对应的输出功率变化率为 0 ~ 13.65%; 当集成系统在 30% THA 工况下释热时,受锅炉脱硝系统中催化剂运行温度和熔盐换热器内给水不发生相变的限制,此时  $Q_{hs}$  的范围为 0.42 ~ 0.51,对应的输出功率变化率为 6.90% ~ 8.30%。



(a) 储热过程



(b) 释热过程

图4 储/释热过程燃煤机组输出功率变化率随  $Q_{hs}$  的变化

Fig. 4 Variations of output power change rate of coal-fired unit with  $Q_{hs}$  during charging and discharging process

### 3.3 附加烟损

集成系统的附加烟损如图5所示。由图5可知,储热过程中集成系统的附加烟损为负,说明集成系统在储热过程中减小了烟损失,且烟损失减小量随  $Q_{hs}$  的增加而增加,当  $Q_{hs}$  从 0.2 增加到 1.0 时,

集成系统的附加烟损从 -1.00 MW 降低到 -11.22 MW。对于释热过程,集成系统的附加烟损为正,说明集成系统释热过程存在附加损失。集成系统在 100% THA 工况下释热的附加烟损最大,当  $Q_{hs}$  从 0.2 增加到 1.0 时,附加烟损从 4.72 MW 增加到 41.96 MW;集成系统在 30% THA 工况下释热和在 75% THA 工况下释热的附加烟损小于 100% THA 工况下的,但是大于 50% THA 工况下的;集成系统在 50% THA 工况下释热的附加烟损最小,当  $Q_{hs}$  从 0.3 增加到 0.68 时,附加烟损从 2.54 MW 增加到 12.40 MW。

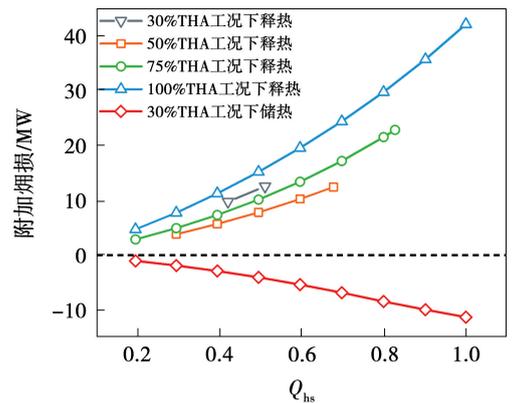


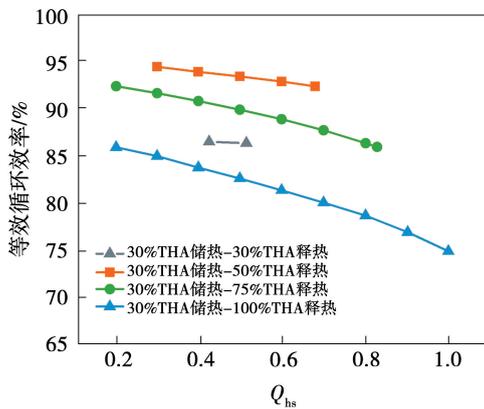
图5 储/释热过程附加烟损随

 $Q_{hs}$  的变化

Fig. 5 Variation of additional exergy loss of integrated system with  $Q_{hs}$  during charging and discharging process

### 3.4 等效循环效率

集成熔盐储热的燃煤发电系统在 30% THA 工况下进行储热,又在不同工况下将热能再利用,其全周期等效循环效率如图6所示。由图6可知,在不同的释热工况下,等效循环效率均随  $Q_{hs}$  的降低而增加,但不同工况等效循环效率不同。集成系统在 50% THA 工况下释热的等效循环效率最大,当  $Q_{hs}$  为 0.68 时,等效循环效率为 92.28%; 当  $Q_{hs}$  降低到 0.6, 0.5, 0.4 和 0.3 时,等效循环效率分别增加到 92.79%, 93.33%, 93.81% 和 94.35%。集成系统在 100% THA 工况下释热的等效循环效率最低,当  $Q_{hs}$  为 1.0 时,等效循环效率为 74.88%; 当  $Q_{hs}$  降低到 0.8, 0.6, 0.4 和 0.2 时,等效循环效率分别提高到 78.64%, 81.31%, 83.71% 和 85.85%。

图6 集成系统等效循环效率随 $Q_{hs}$ 的变化Fig. 6 Variation of equivalent cycle efficiency of integrated system with  $Q_{hs}$ 

## 4 结论

(1) 在储热过程中,以 30% THA 工况作为基准工况,主蒸汽最大分流流量为 88.40 kg/s,占主蒸汽总流量的 57%,燃煤机组的最低电负荷率由 30% 降低至 11.77%。

(2) 在释热过程中,以 75% THA 工况作为基准工况,燃煤发电系统的输出功率增加了 88.48 MW,占额定负荷的 13.41%;设计工况下集成系统的等效循环效率为 85.89%。

(3) 储热过程中系统的附加焓损为负,而释热过程中附加焓损为正;集成系统在 100% THA 工况下释热的附加焓损最大,最大附加焓损为 41.96 MW,而集成系统在 50% THA 工况下释热的附加焓损最小,其最大附加焓损为 12.40 MW。

(4) 集成系统在 30% THA 储热并且在 50% THA 工况下释热,系统等效循环效率最高可达 94.35%。

## 参考文献:

[1] SUN Y, WANG L G, XU C, et al. Enhancing the operational flexibility of thermal power plants by coupling high-temperature power-to-gas[J]. Applied Energy, 2020, 263: 114608.

[2] YIN J J, LIU M, ZHAO Y L, et al. Dynamic performance and control strategy modification for coal-fired power unit under coal quality variation[J]. Energy, 2021, 223: 120077.

[3] SUN Y, XU C, XIN T T, et al. A comprehensive analysis of a thermal energy storage concept based on low-rank coal pre-drying for

reducing the minimum load of coal-fired power plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 156: 77-90.

- [4] 魏海姣, 鹿院卫, 张灿灿, 等. 燃煤机组灵活性调节技术研究现状及展望[J]. 综合智慧能源, 2020, 42(4): 57-63.
- WEI Haijiao, LU Yuanwei, ZHANG Cancan, et al. Status and prospect of flexibility regulation technology for coal-fired power plants[J]. Huadian Technology, 2020, 42(4): 57-63.
- [5] WANG B G, MA H, REN S J, et al. Effects of integration mode of the molten salt heat storage system and its hot storage temperature on the flexibility of a subcritical coal-fired power plant[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 58: 106410.
- [6] WEI H J, LU Y W, YANG Y C, et al. Research on influence of steam extraction parameters and operation load on operational flexibility of coal-fired power plant[J]. Applied Thermal Engineering, 2021, 195: 117226.
- [7] WEI H J, LU Y W, YANG Y C, et al. Flexible operation mode of coal-fired power unit coupling with heat storage of extracted reheat steam[J]. Journal of Thermal Science, 2022, 31(2): 436-447.
- [8] 王辉, 李峻, 祝培旺, 等. 应用于火电机组深度调峰的百兆瓦级熔盐储能技术[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1760-1767.
- WANG Hui, LI Jun, ZHU Peiwang, et al. Hundred-megawatt molten salt heat storage system for deep peak shaving of thermal power plant[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1760-1767.
- [9] 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): 2682-2691.
- 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): 2682-2691.
- [10] CAO R F, LU Y, YU D R, et al. A novel approach to improving load flexibility of coal-fired power plant by integrating high temperature thermal energy storage through additional thermodynamic cycle[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 173: 115225.
- [11] GARBRECHT O, BIEBER M, KNEER R. Increasing fossil power plant flexibility by integrating molten-salt thermal storage[J]. Energy, 2017, 118: 876-883.
- [12] RICHTER M, OELJEKLAUS G, GÖRNER K. Improving the load flexibility of coal-fired power plants by the integration of a thermal energy storage[J]. Applied Energy, 2019, 236: 607-621.
- [13] ZHU H, CHE D F, LIU M, et al. Performance evaluation of a novel double-reheat boiler with triple-rear passes[J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 159: 113801.