

DOI: 10.19666/j.rlfed.202305092

典型燃煤机组灵活调峰策略及性能研究

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

[摘要] 为提高燃煤机组的灵活性, 提出一种抽再热蒸汽储热和抽主蒸汽加热二次热风联合灵活调峰运行方式。以超超临界 660 MW 间接空冷机组为研究对象, 分析了该机组在 30%BMCR 工况不同调峰方案下机组抽汽储热调峰性能、不同的释热工况下的能量复用率以及联合降负荷运行方式的性能。结果表明: 在调峰容量为 20 MW、释热工况为 75%THA 时, 抽主蒸汽储热、抽主蒸汽加热二次热风和抽再热蒸汽储热的能量复用率分别为 55.13%、84.74% 和 46.24%; 在保证锅炉燃烧和受热面安全的前提下, 采用抽再热蒸汽储热和抽主蒸汽加热二次热风联合降负荷灵活运行方案, 调峰容量可达 46 MW, 在释热工况为 75%THA 时能量复用率可达 74%。研究结果可为燃煤机组灵活调峰提供参考。

[关键词] 燃煤机组; 灵活性运行; 抽汽储热; 热力性能

[引用本文格式] 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): 94-103. JI Shuaiyu, DUAN Liqiang, WANG Yuanhui, et al. Research on flexible peak load regulation strategy and performance of typical coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(9): 94-103.

Research on flexible peak load regulation strategy and performance of typical coal-fired units

JI Shuaiyu, DUAN Liqiang, WANG Yuanhui, JIANG Yue
(School of Energy Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to improve the flexibility of coal-fired units, a flexible peaking operation method is proposed by combining the heat storage by extracting the reheated steam and secondary air heating by extracting the main steam. Taking the ultra-supercritical 660 MW indirect air-cooled unit as the object of study, the performance of the unit under different peaking schemes at 30% BMCR operating conditions, the energy reuse rates under different heat release conditions and the performance of the combined load reducing operation mode are analyzed. The results show that the energy reuse rates of extracting main steam heat storage, extracting main steam heating secondary air and extracting hot reheat steam heat storage are 55.13%, 84.74% and 46.24%, respectively, at a peak-load shaving capacity of 20 MW with 75% THA heat release condition. Under the premise of ensuring the safety of boiler combustion and heating surface, the combined load reducing operation mode can achieve a peak peak-load shaving capacity of 46 MW, and the energy reuse rate can reach 74% when the heat release condition is 75% THA. This study can provide a reference for flexible peak-load regulation of coal-fired units.

Key words: coal-fired power plant; flexible operation; steam extraction heat storage; thermodynamic performance

新能源作为实现“双碳”目标与建设新型电力系统的重要载体, 将成为我国未来较长时间内电源增量的主体^[1-2]。但可再生能源发电的波动性和不确定性, 致使供能系统与用户供需不匹配, 导致“弃风弃光”现象^[3-4]。因此, 为解决因可再生能源

电力并入导致的电网稳定性降低的问题, 火电机组需承担更频繁的调峰任务^[5]。大量研究提出了包括熔盐储能调峰^[6]、化学电池储能调峰^[7]、热电联产^[8]和压缩空气储能^[9]的调峰手段, 在满足可靠性的前提下, 提升燃煤机组运行灵活性, 可以增加可再生能源

收稿日期: 2023-05-31 网络首发日期: 2023-07-25

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: 冀帅宇(1998), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为太阳能辅助燃煤发电, guoluguoreqi@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。

发电入网容量,为消纳更多可再生能源提供保障^[10]。

调峰能力不足是制约火电灵活运行的关键因素^[11]。我国火电机组的深度调峰能力相比世界先进水平差距较大,纯凝机组的实际调峰能力一般为额定功率的50%左右,典型抽凝机组在供热期的调峰能力仅为额定功率的20%左右,但这也说明我国火电机组灵活性提升潜力巨大^[12]。预计我国火电机组通过灵活性改造,将使热电机组最低运行负荷达到40%~50%额定负荷,纯凝机组最低运行负荷达到30%~35%额定负荷^[13]。

Wang等人^[14-15]提出热电联产机组控制策略,通过燃煤机组供热来满足机组稳定性、快速变负荷和持续供热需求;通过优化二次再热锅炉的再热蒸汽温度控制,提高调峰能力;提出考虑蓄热变化和再热蒸汽温度偏差的方法修正再热蒸汽控制逻辑,解决热力循环过程中保持蒸汽温度稳定的难题。Cao等人^[16]提出通过附加热力循环集成高温储热,提高燃煤电厂灵活性措施。结果表明,将高温储热系统集成到传统燃煤电厂的汽水循环中,显著提高了机组灵活性。Wu等人^[17]将新型低熔点二元硝酸盐用于热电厂储能,对其热物理性能和热稳定性进行了实验研究。长期热稳定性实验结果表明:二元盐混合物在其整个长周期热储能运行中具有良好的热稳定性。吴玉庭等^[18]针对熔盐储热的性质、整个熔盐蓄热系统蓄热效率、腐蚀性和可靠性开展研究,并在现有成熟的蓄热方案基础上设计出了其他熔盐蓄热系统和设备,为耦合熔盐储热的火电机组灵活调峰提供参考。魏海蛟等^[19-21]采用抽主蒸汽储热方法提高燃煤机组灵活性,并分析了系统中部件的焓损失。结果表明:采用抽汽储热方法对于保证锅炉效率和安全性具有重要意义;但是抽汽量增大会对锅炉燃烧状态和受热面安全有影响,缺少抽汽后对锅炉侧性能影响的分析。庞力平等^[22]针对超超临界二次再热机组燃煤发电系统调峰性能开展研究,通过增加高温熔盐储能系统后,二次再热机组爬坡率有一定改善,能够提高二次再热机组的灵活性,且选择合理的抽汽流量,能够有效实现机组的调峰需求。魏海蛟等^[23]将可再生能源发电与储热的燃煤机组深度调峰系统耦合,提出基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统。结果表明:利用再热蒸汽抽汽储热深度调峰系统与可再生能源发电加热熔盐储热耦合可进一步提升可再生能源消纳能力。

基于以上研究进展,本文提出利用抽再热热段蒸汽储热和抽主蒸汽加热二次热风联合的灵活调峰方式,以超超临界660 MW间接空冷机组为研究对象,分析了该机组在30%BMCR工况不同调峰方案下机组抽汽储热调峰性能、不同释热工况下的能量复用率以及联合调峰方式降负荷运行的性能。

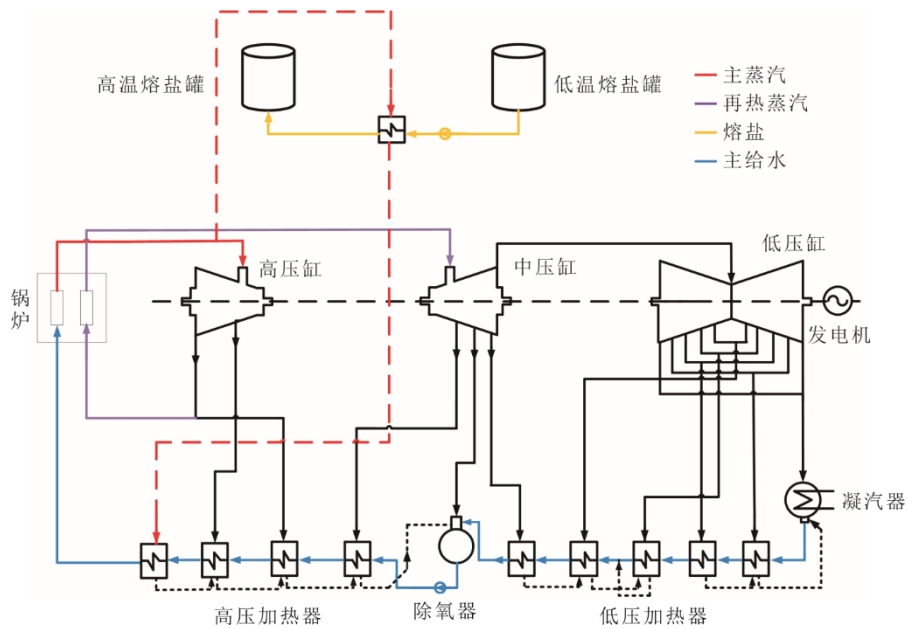
1 系统模型建立及验证

1.1 系统简述

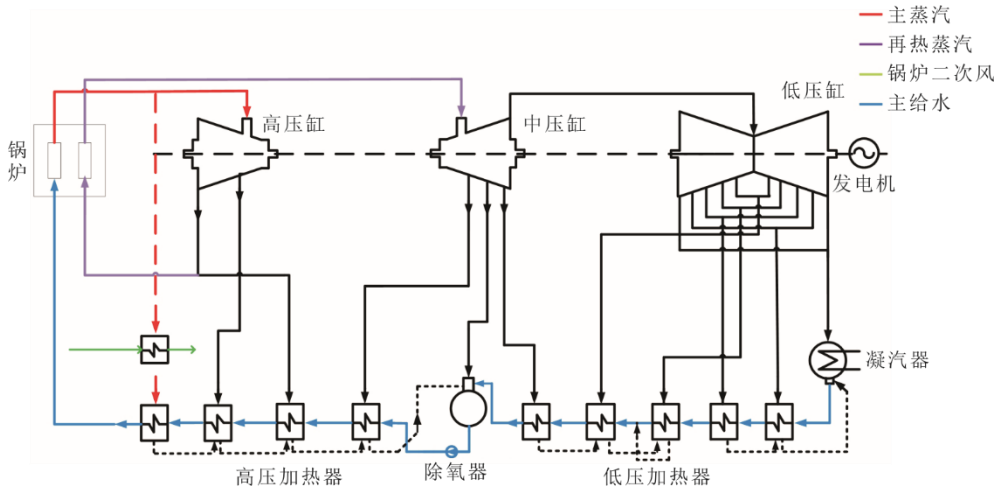
本文选择国内某超超临界660 MW间接空冷机组为研究对象。该机组燃用高水分褐煤,锅炉最低稳燃负荷不低于25%BMCR,锅炉直流负荷不低于30%BMCR。机组采用9级回热加热系统,设有3个高压加热器(高加)、1个除氧器、5个低压加热器(低加)。其中3段抽汽先对炉侧一次热风进行再加热,加热后的蒸汽进入3号高加。深度调峰运行分为3个子系统,分别为传统热力系统、储热系统及释热系统。

研究中采用3种常见的抽汽降负荷深度调峰运行方式,具体如图1所示。图1a)为抽主蒸汽储热调峰运行(方案1),利用熔盐泵将冷罐中的熔盐泵送至蒸汽熔盐换热器,与抽取的主蒸汽换热,加热后的熔盐输送至热罐中,减温后的蒸汽通过管道输送至1号高加出口,通过回热循环加热高压给水。图1b)为抽主蒸汽加热锅炉二次热风运行方式(方案2)。图1c)为抽再热蒸汽储热调峰运行(方案3),将冷罐中的熔盐泵送至蒸汽熔盐换热器,与抽取的再热热段蒸汽换热,加热后的熔盐输送至热罐中,蒸汽经减温减压后通过管道输送至低压缸入口。

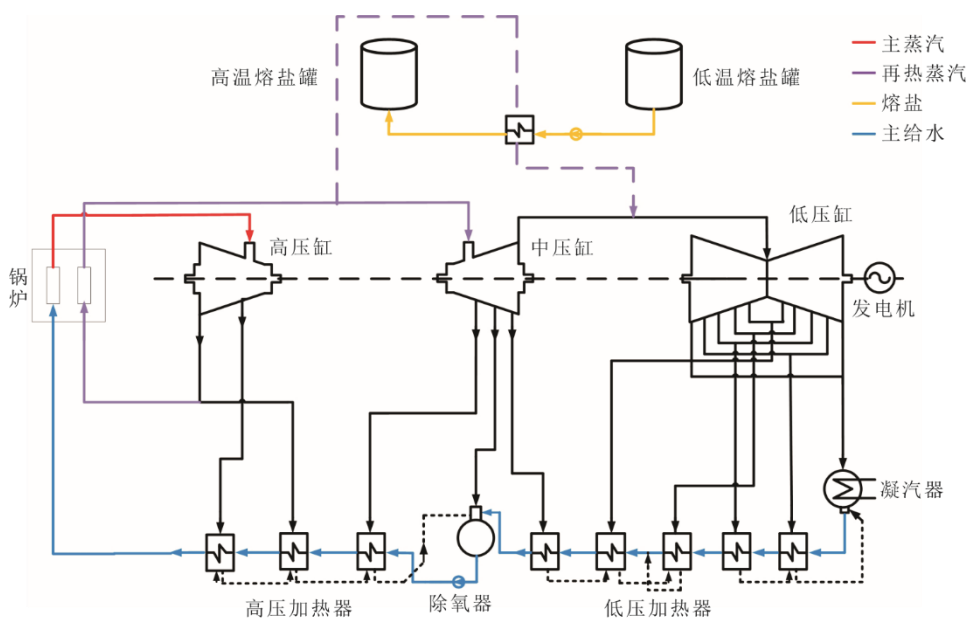
从主蒸汽系统抽出蒸汽,会导致锅炉再热蒸汽流量减少,再热器受热面可能存在低负荷下局部超温风险,故主蒸汽抽汽量受锅炉再热器冷却流量的限制。同时,在抽汽回热释热过程中,抽主蒸汽回热会导致省煤器入口锅炉给水温度过高、易汽化,锅炉水动力安全难以保证。对汽轮机本体而言,高压缸通流量大,中压缸通流量下降明显,通流偏差加大,可能出现轴承推力适应性问题;该机组汽轮机侧可在30%BMCR工况下抽取180 t/h再热热段蒸汽。考虑到以上因素,提出方案4(图1d):在保证锅炉稳燃和再热器安全的前提下,抽部分主蒸汽加热二次热风,同时抽再热蒸汽储热的联合降负荷调峰方式,保证机组安全的前提下,提高能量复用率与调峰能力。



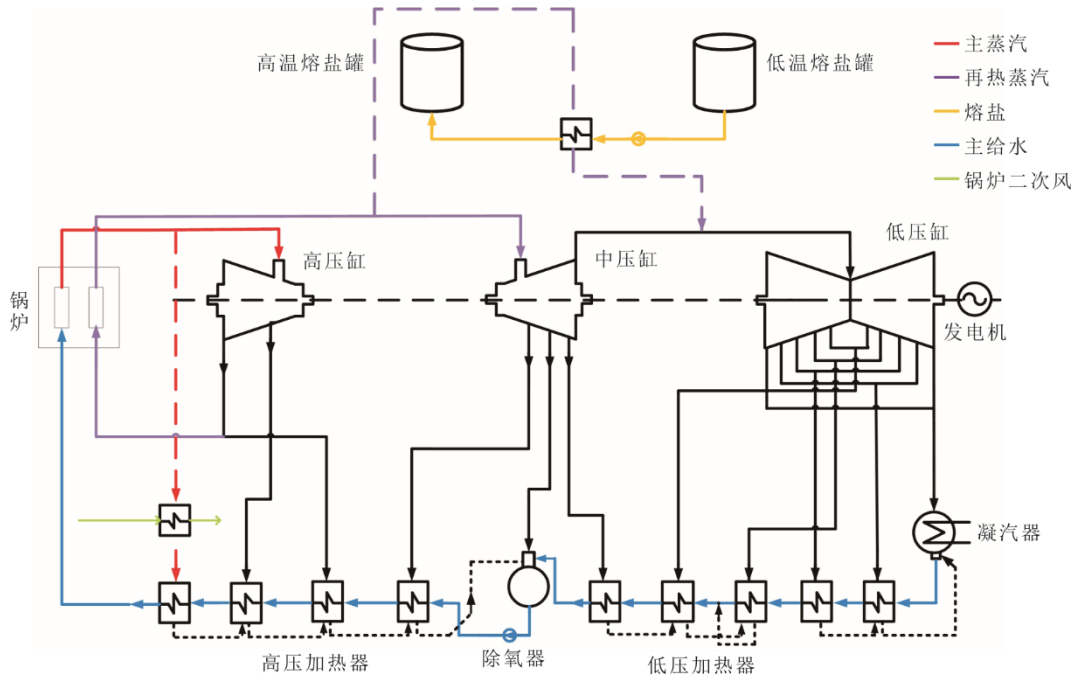
a) 抽主蒸汽储热调峰运行系统



b) 抽主蒸汽加热二次风调峰运行系统



c) 抽再热蒸汽储热调峰运行系统



d) 联合降负荷调峰运行系统

图 1 不同调峰运行方式

Fig.1 Different peak load operation modes

储罐的释热工况如图 2 所示。方案采用 2 级储热系统，利用高温熔盐泵将热罐中的熔盐送至熔盐

给水换热器，与给水泵出口给水换热，加热后给水输送至省煤器，降温后的熔盐输送至冷罐中。

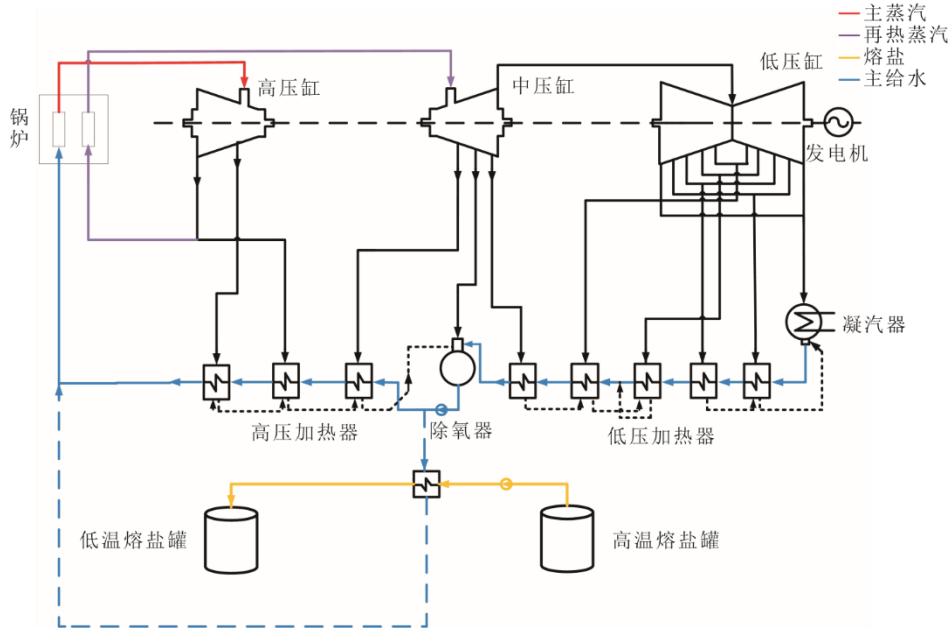


图 2 释热过程机组运行系统

Fig.2 Unit operating system of heat release process

1.2 模型建立及验证

本文采用 EBSILON 软件对燃煤机组进行模拟，模型如图 3 所示。

锅炉侧烟气依次经过燃烧区、水冷壁、屏式过

热器、后屏过热器、末级过热器、高温再热器、过渡管组、低温再热器与低温过热器出口管组、低温过热器、后烟道省煤器、分级省煤器和空气预热器（空预器）。

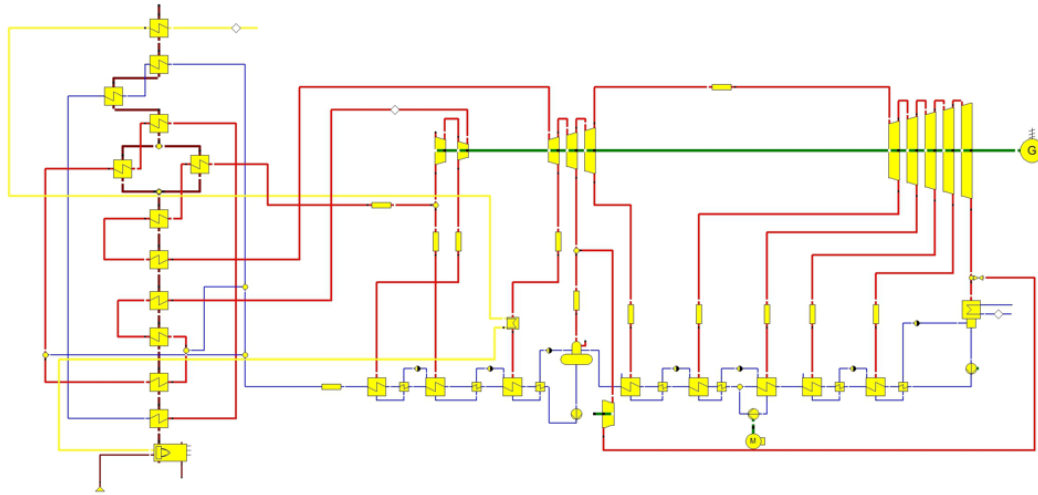


图 3 燃煤机组 EBSILON 模型示意
Fig.3 The coal-fired unit model in EBSILON

通过给定换热器的介质进出口温度和流量来确定换热器属性,设计工况换热介质进出口温度及流量见表 1。空气经过空预器后,一次热风被 3 段抽汽进行再加热,加热后的空气进入锅炉燃烧区。汽轮机侧需计算每段抽汽的抽汽焓。回热系统由 3 个高加、5 个低加和 1 个除氧器组成,忽略轴封漏气的影响。再将不同负荷下的模拟结果与设计数据进行比较(表 2),结果表现出良好的一致性。由此可见,利用 EBSILON 建立的模型是可靠的。

1.3 储热系统描述

本研究选择的热能储存系统是一种典型的双罐系统,主要包括热储罐、冷储罐和熔盐泵。储存介质是含有 40%KNO₃ 和 60%NaNO₃ 的太阳盐。在工程实践中,太阳盐的运行温度通常在 290~565 °C^[24]。利用熔盐良好的蓄热能力及时按需储放系统热量以配合机组快速变负荷和低负荷运行,将储热装置集成到燃煤机组中,拓宽机组的调峰空间,提高燃煤机组降负荷运行的能力,使燃煤机组发出的电能

或热能在用电低谷期以储热的形式储存,在用电高峰期将储存的热能释放,实现能量时间和空间的转移,为可再生能源发电提供入网空间。储热时长和释热时长均为 3 h,储热量为 150 MW·h。2 个储罐的质量和能量模型相同。其中热储罐计算^[25]:

表 1 设计工况换热工质进出口温度
Tab.1 Heat exchange medium inlet and outlet temperatures of design working condition

换热工质	工质进口温度/°C	工质出口温度/°C	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

表 2 机组设计参数及仿真结果对比
Tab.2 Comparison of design parameters and simulation results of the unit

项目	100%THA			75%THA			50%THA			30%BMCR		
	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	1 816	0.10	1 318	1 310	0.63	861.7	853.2	0.99	635.9	635.9	0
主蒸汽压力/MPa	28.0	27.9	0.10	20.77	20.60	0.73	13.83	13.60	1.02	10.30	10.20	0.05
主蒸汽温度/°C	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	1 589	1.56	1 156	1 169	1.08	770.9	776.8	0.77	575.0	585.2	1.77
再热蒸汽压力/MPa	5.607	5.591	0.29	4.177	4.129	1.15	2.808	2.740	2.42	2.071	2.060	0.53
再热蒸汽温度/°C	620.0	617.4	0.41	620.0	611.3	1.40	620.0	605.6	2.36	590.0	583.7	1.06
给水温度/°C	291.6	293.4	0.63	272.1	274.3	0.82	247.8	249.8	0.83	231.0	233.8	1.24
发电量/MW	660	660	0	495	495	0	330	330	0	240.70	244.59	1.59

$$M_{\text{hottank}} = M_{\text{initial}} + (m_{\text{in}} - m_{\text{out}}) \times \Delta t \quad (1)$$

$$Q_{\text{hottank}} = Q_{\text{initial}} + (q_{\text{in}} - q_{\text{out}}) \times \Delta t / 3600 \quad (2)$$

式中： M_{hottank} 为热储罐中的熔盐质量，kg； M_{initial} 为热储罐中的初始熔盐质量，kg； m_{in} 和 m_{out} 分别为热储罐入口和出口处的熔盐质量流量，kg/s； Δt 是相应的时间段，s； Q_{hottank} 为热储罐中储存的能量，kW·h； Q_{initial} 为热储罐中的初始能量，kW·h； q_{in} 和 q_{out} 分别为热储罐每单位时间的能量输入和输出，kW。

2 评价指标

本文选择燃煤消耗量、调峰容量、调峰深度、熔盐储热量和能量复用率作为深度调峰系统性能评价指标。

2.1 燃煤消耗量

储-释热全过程燃煤消耗量定义为：

$$B = \frac{h_0 - h_w + (1 - \sum_{i=1}^m \alpha_i) \times \sigma}{29307 \times \eta_b \times \eta_{\text{gd}}} \quad (3)$$

式中： B 为燃煤消耗量，kg/h； h_0 为主蒸汽焓，kJ/kg； h_w 为给水焓，kJ/kg； σ 为单位蒸汽再热吸热量，kJ/kg； m 为再热蒸汽前回热抽汽级数； α_i 为第 i 级回热抽汽量占主蒸汽比例； η_b 为锅炉效率； η_{gd} 为管道效率。

2.2 调峰容量和调峰深度

调峰容量定义为：

$$\Delta P_{\text{c},t} = P_0 - P_{\text{c},t} \quad (4)$$

$$\Delta P_{\text{s},t} = P_{\text{s},t} - P_i \quad (5)$$

式中： $\Delta P_{\text{c},t}$ 和 $\Delta P_{\text{s},t}$ 分别为 t 时刻降负荷过程和释热过程调峰容量，kW； P_0 和 P_i 分别为 30%BMCR 工况负荷和释热工况功率，kW； $P_{\text{c},t}$ 和 $P_{\text{s},t}$ 为 t 时刻降负荷过程和释热过程发电功率，kW。

调峰深度定义为：

$$\xi_{\text{c},t} = \frac{\Delta P_{\text{c},t}}{P_e} \times 100\% \quad (6)$$

$$\xi_{\text{s},t} = \frac{\Delta P_{\text{s},t}}{P_e} \times 100\% \quad (7)$$

式中： $\xi_{\text{c},t}$ 和 $\xi_{\text{s},t}$ 分别为 t 时刻降负荷过程和释热过程调峰深度，%； P_e 为 100%THA 工况功率，kW。

2.3 熔盐储热量

熔盐储释热过程中，熔盐与工质换热的储热量定义为^[25]：

$$q_{\text{ms}} = m_{\text{ms}} \times (h_{\text{ms-out}} - h_{\text{ms-in}}) \quad (8)$$

$$q_{\text{wm}} = m_{\text{wm}} \times (h_{\text{wm-out}} - h_{\text{wm-in}}) \quad (9)$$

式中： q_{ms} 为熔盐侧的储热功率，kW； m_{ms} 为通过熔盐侧的熔盐质量流量，kg/s； $h_{\text{ms-out}}$ 、 $h_{\text{ms-in}}$ 分别为换热器出口和入口的熔盐比焓，kJ/kg； q_{wm} 为工质吸热功率，kW； m_{wm} 为工质的质量流量，kg/s； $h_{\text{wm-out}}$ 和 $h_{\text{wm-in}}$ 分别为换热器出口和入口处的工质比焓，kJ/kg。

2.4 能量复用率

2.4.1 抽汽储热可发电量

由于抽走了部分主蒸汽和再热热段蒸汽，发电功率减少。不同的降负荷过程会导致耗煤量变化。在该耗煤量下，基于蓄热基准工况的发电热耗率，计算蓄热基准工况的发电功率 P_0 ，与该工况汽轮机发电功率的差值即为蓄热工程因为抽汽而减少的电功率 P_1 。抽汽降负荷减少的电功率定义为：

$$P_1 = B_c \times \frac{P_0}{B_0} - P_c \quad (10)$$

式中： P_1 为因抽汽而减少的电功率，kW； B_c 和 B_0 分别为抽汽后耗煤量和 30%BMCR 时的耗煤量，kg/h； P_c 为抽汽后的功率，kW。

2.4.2 抽汽在释热过程可发电量

释热过程会导致煤耗率降低，发电量升高。释热工况分别为 100%THA、75%THA、50%THA。抽汽在释热过程可发电量定义为：

$$P_2 = P_s - B_s \times \frac{P_i}{B_i} \quad (11)$$

式中： P_2 为抽汽在释热过程增加的电功率，kW； B_s 和 B_i 分别为释热后耗煤量和释热工况耗煤量，kg/h； P_s 为释热后的负荷，kW。

2.4.3 能量复用率

能量复用率定义为：

$$\eta_e = \frac{P_1}{P_2} \times 100\% \quad (12)$$

式中： η_e 为能量复用率，%。

3 模拟结果与分析

3.1 传统抽汽降负荷储热过程分析

图 4 给出了 3 种抽汽降负荷运行时的抽汽量和调峰容量的关系。由图 4 可知，从主蒸汽抽汽可以直接减少汽轮机高、中、低压各缸的做功，调峰效果明显。抽再热热段蒸汽，由于抽出的再热蒸汽已经在高压缸做功，若要达到同样的调峰深度，相对于抽

主蒸汽方案，抽汽量会增大。在调峰容量为 20 MW 时，方案 1、方案 2 和方案 3 的抽汽量分别为 51.80、53.61、188.12 t/h。在调峰容量为 40 MW 时，方案 1 抽汽量为 103.60 t/h，方案 2 的抽汽量为 107.22 t/h。对锅炉而言，从再热系统热段抽汽，锅炉的过热器和再热器均保持较大的通流冷却流量，可以保证深度调峰下锅炉燃烧温度和水动力安全，但大量热段抽汽储热后，热段压力下降导致锅炉再热器流量加大，过热器和再热器炉内热量分配会出现不平衡，影响锅炉运行，调峰容量不宜超过 20 MW。

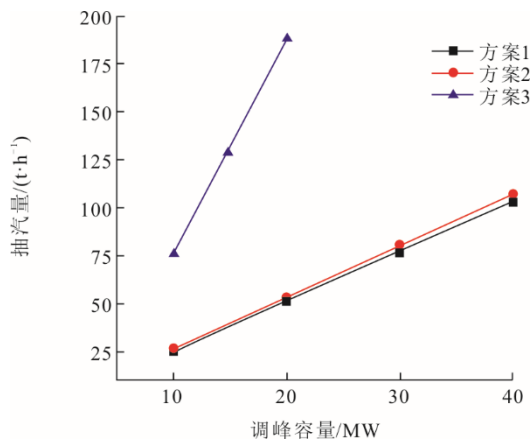


图 4 调峰容量和抽汽量变化关系
Fig.4 Relationship between peak regulation capacity and steam extraction amount

图 5 展示了 3 种抽汽降负荷运行的燃煤消耗量。由图 5 可知：30%BMCR 时燃煤消耗量为 83.19 t/h，方案 1 抽主蒸汽储热后加热省煤器前给水，燃煤消耗量小幅降低。方案 2 抽主蒸汽加热锅炉二次热风，回热后给水温度升高，燃煤消耗量降低明显。方案 3 抽再热热段蒸汽后会导致回热量减少，给水温度降低，燃煤消耗量升高；调峰容量为 20 MW 时，方案 1、方案 2 和方案 3 的燃煤消耗量分别为 80.70、77.81、86.68 t/h。

图 6 为方案 1 和方案 3 抽汽储热在不同调峰容量下的储热量。由图 6 可知，抽主蒸汽储热出口温度比抽再热热段蒸汽出口温度高，且抽汽量少。因此，在相同调峰容量时，方案 1 比方案 3 储热量更少。在调峰容量为 20 MW 时，方案 1 和方案 3 的储罐储热量分别为 12.50 MW 和 29.91 MW。

3.2 传统抽汽降负荷释热过程分析

表 3 为不同工况的机组参数，图 7 为熔盐在不同工作负荷和不同储热量在释热过程可发电量。

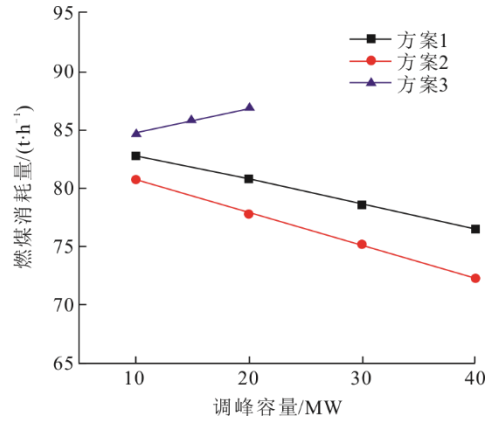


图 5 调峰容量和燃煤消耗量变化关系
Fig.5 Relationship between peak regulation capacity and coal consumption

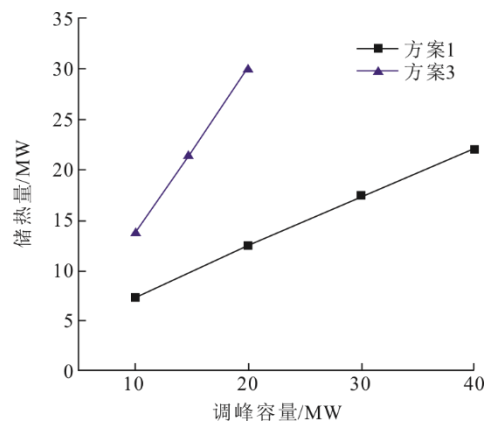


图 6 调峰容量对储热量变化的影响
Fig.6 The effect of peak regulation capacity on the heat storage

表 3 机组不同运行工况参数
Tab.3 Different operating parameters of the unit

参数	机组负荷/MW	机组燃煤量/(t·h ⁻¹)	发电煤耗率/(g·(kW·h) ⁻¹)
100%THA	660	214.33	324.7
75%THA	495	160.85	325.0
50%THA	330	109.11	330.7
30%BMCR	244.6	83.31	340.5

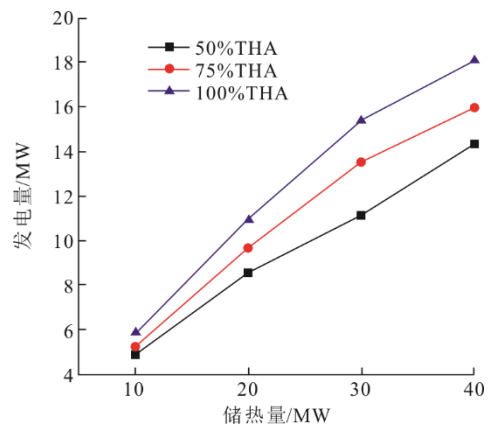


图 7 储热量与释热过程发电量变化关系
Fig.7 Relationship between heat storage and power generation in heat release process

由图 7 可知,随着储热量的升高,释热过程的熔盐单位热量发电能力在下降。这是由于释热过程的释放热量越多,熔盐加热的给水量增大,汽轮机回热蒸汽量减少;并且该机组在运行过程中 3 号高加抽汽用于加热一次热风,回热蒸汽减少导致加热后一次热风温度降低,从而使机组释热过程熔盐单位热量发电能力减少。根据储热量相同时,不同释热工况的可发电量变化,可知机组释热工况越接近额定负荷,发电量越多。主要原因是越接近额定负荷,机组的发电煤耗率越低,通过释热来加热给水的发电量随之升高。储热量为 20 MW、释热工况为 100%THA 时,释热可发电量为 10.9 MW。

3.3 传统调峰运行方式能量复用率分析

图 8 展示了在调峰容量为 20 MW 时,释热工况为 50%THA、75%THA 和 100%THA 的能量复用率。由图 8 可见:方案 2 的能量复用率最高,方案 3 的能量复用率最低;随着释热工况越接近 100%THA 工况,3 种方案的能量复用率均升高,其中方案 1 和方案 3 释热过程越接近 100%THA 工况,机组的发电煤耗率越低,通过释热来加热给水的发电量升高,抽汽在释热过程可发电量升高,从而提高能量复用率。方案 3 的能量复用率升高更为明显。方案 3 相较于方案 1 储热量更大,释热过程的影响更加明显。其中方案 1、方案 2 和方案 3 在调峰容量为 20 MW、释热工况为 75%THA 时,能量复用率分别为 55.13%、84.74%和 46.24%。

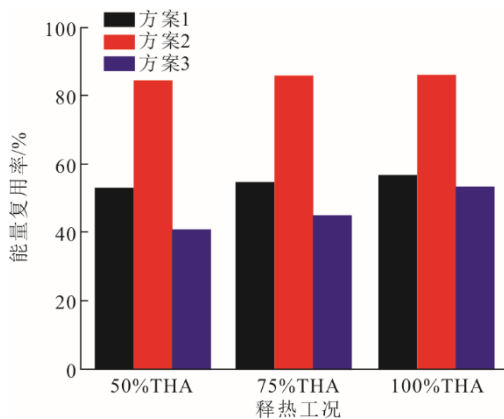


图 8 不同释热工况能量复用率变化
Fig.8 Variation of energy reuse rate for different heat release conditions

图 9 为在释热工况为 100%THA 不同调峰容量的能量复用率。由图 9 可见,方案 1 和方案 3 随着调峰容量升高,出现明显的下降趋势,机组在运行过程中 3 号高加抽汽用于加热一次热风,一部分释热代替回热蒸汽,导致加热后一次热风温度降低,

从而使机组释热过程熔盐单位热量发电能力减少。方案 3 在不同的调峰容量下储热量更大,对机组抽汽回热蒸汽量影响更大,能量复用率也会下降。方案 2 抽汽用于加热 1 号高加出口给水,对机组的回热抽汽影响不大,能量复用率受调峰容量影响不大。在调峰容量为 20 MW、释热工况为 100%THA 时,方案 1、方案 2 和方案 3 的能量复用率分别为 57.28%、85.79%和 54.24%。

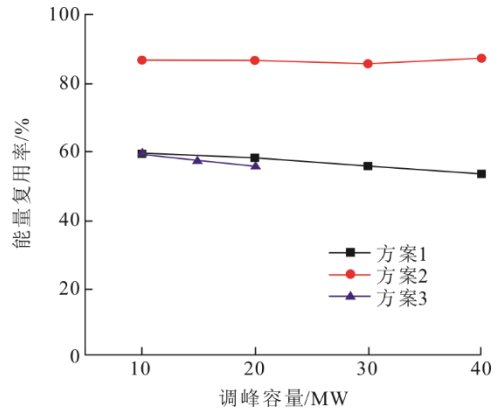


图 9 调峰容量和能量复用率变化关系
Fig.9 Relationship between peaking capacity and energy reuse rate

3.4 联合降负荷调峰运行方案(方案 4)性能分析

在保证锅炉燃烧稳定和再热器安全的前提下,采用抽部分主蒸汽加热二次热风与抽再热蒸汽储热的联合降负荷方式,提高能量复用率与调峰能力。为保证锅炉燃烧安全,应先进行抽再热蒸汽储热,调峰容量达到 20 MW 后再抽主蒸汽加热二次热风降负荷调峰运行。当调峰容量为 46 MW (30%THA) 时,50%THA、75%THA 和 100%THA 3 个不同释热工况的能量复用率分别为 74.39%、77.79%、80.07%。机组释热工况越接近额定负荷,能量复用率越高。因为释热工况越接近额定负荷,机组的发电煤耗率越低,通过加热给水释热的发电量随之升高,整体的能量复用率升高。释热工况为 50%THA 时能量复用率为 74.39%。

图 10 展示了联合降负荷调峰方案不同的调峰容量的能量复用率和抽汽量。由图 10 可见,降负荷调峰运行开始时,抽再热蒸汽储热能量复用率随调峰容量增大而减少。当调峰容量达到 20 MW 时抽再热蒸汽量约为 180 t/h。调峰容量达到 20 MW 后开始抽主蒸汽加热二次热风,能量复用率升高。在保证汽轮机安全的前提下,机组可以降负荷到 30%THA,抽主蒸汽量约为 70 t/h。在释热工况为 75%THA 且调峰容量为 46 MW 时,能量复用率为 74%。

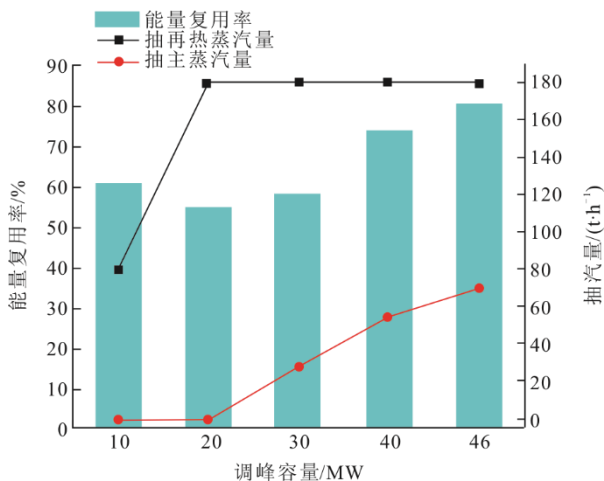


图 10 不同调峰深度能量复用率及抽汽量
Fig.10 Energy reuse rate and pumping capacity for different peaking depths

4 结 论

本文建立了超超临界 660 MW 间接空冷机组模型,研究了 3 种燃煤机组降负荷调峰运行方案并对性能进行评价,同时提出联合降负荷调峰运行方案,主要结论如下。

1) 机组降负荷调峰时,抽主蒸汽加热二次热风能量复用率高,但对锅炉燃烧状态影响较大。抽再热蒸汽储热能量复用率较低,但可以保证深度调峰下锅炉燃烧稳定、水动力安全。

2) 抽主蒸汽和抽再热蒸汽降负荷调峰运行相结合,可以拓宽机组的调峰空间,提高消纳可再生能源的能力。

3) 在采用联合降负荷调峰运行时,为保证机组安全运行,应先进行抽再热蒸汽降负荷运行,不满足调峰要求时再抽主蒸汽加热二次热风降负荷运行。

4) 联合降负荷调峰运行方案,在较高的能量复用率下,调峰容量可达 46 MW,在释热工况为 75%THA 时能量复用率可达 74%。

[参 考 文 献]

[1] 毛翠骥,余雄江,徐进良,等.耦合熔融盐储热的火电机组灵活调峰系统关键技术研究进展[J].热力发电,2023,52(2):10-22.
MAO Cuiji, YU Xiongjiang, XU Jinliang, et al. Research progress on key technologies of flexible peak shaving system of thermal power unit coupled with molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 10-22.

[2] 刘世宇,陈俊杰.“十四五”新能源消纳形势分析与建议[J].新能源科技,2021,16(10):35-37.
LIU Shiyu, CHEN Junjie. Analysis and suggestions on the situation of new energy consumption in the 14th Five-Year Plan[J]. New Energy Technology, 2021, 16(10): 35-37.

[3] 李斌,李岩,张玉斌,等.塔式太阳能辅助燃煤发电系统设计与运行特性仿真研究[J].中国电机工程学报,2018,38(6):1729-1737
LI Bin, LI Yan, ZHANG Yubin, et al. Simulation research on operating behavior of solar tower power aided coal-fired power generation system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1729-1737.

[4] ZHANG M G, YANG Z K, LIU L Y, et al. Impact of renewable energy investment on carbon emissions in China-an empirical study using a nonparametric additive regression model[J]. Science of the Total Environment, 2021, 785: 1-11.

[5] 刘金恺,鹿院卫,魏海姣,等.熔盐储热辅助燃煤机组调峰系统设计及性能对比[J].热力发电,2023,52(2):111-118.
LIU Jinkai, LU Yuanwei, WEI Haijiao, et al. Design and performance comparison of peak shaving system of coal-fired unit aided by molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 111-118.

[6] ZHANG Q, JIANG K J, GE Z H, et al. Control strategy of molten salt solar power tower plant function as peak load regulation in grid[J]. Applied Energy, 2021, 294: 116967.

[7] 丁明,陈忠,苏建徽,等.可再生能源发电中的电池储能系统综述[J].电力系统自动化,2013,37(1):19-25.
DING Ming, CHEN Zhong, SU Jianhui, et al. An overview of battery energy storage system for renewable energy generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 19-25.

[8] 和萍,宫智杰,靳浩然,等.高比例可再生能源电力系统调峰问题综述[J].电力建设,2022,43(11):108-121.
HE Ping, GONG Zhijie, JIN Haoran, et al. Review of peak-shaving problem of electric power system with high proportion of renewable energy [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 108-121.

[9] OUYANG T C, QIN P J, XIE S T, et al. Flexible dispatch strategy of purchasing-selling electricity for coal-fired power plant based on compressed air energy storage[J]. Energy, 2023, 267: 126578.

[10] MENG Y Q, CAO Y W, LI J Q, et al. The real cost of deep peak shaving for renewable energy accommodation in coal-fired power plants: calculation framework and case study in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 367: 132913.

[11] ZHAO L, YU R Y, WANG Z, et al. Development modes analysis of renewable energy power generation in North Africa[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(3): 237-246.

[12] 王佳惠,牛玉广,陈玥,等.计及火电深度调峰的高比例可再生能源电力系统日前优化调度研究[J].太阳能学报,2023,44(1):493-499.
WANG Jiahui, NIU Yuguang, CHEN Yue et al. Research on day-ahead optimal dispatching of high-proportion renewable energy power system considering deep peak load regulation of thermal power[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2023, 44(1): 493-499.

[13] 崔杨,杨志文,严干贵,等.降低火电机组调峰成本的光热电站储热容量配置方法[J].中国电机工程学报,2018,38(6):1605-1611.
CUI Yang, YANG Zhiwen, YAN Gangui et al. Capacity configuration of thermal energy storage within CSP to reduce the cost of peak load regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1605-1611.

[14] CRESPI E, GUANDALINI G, GÖSSLING S, et al. Modelling and optimization of a flexible hydrogen-fueled

- pressurized PEMFC power plant for grid balancing purposes[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46(24): 13190-13205.
- [15] WANG C Y, QIAO Y Q, LIU M, et al. Enhancing peak shaving capability by optimizing reheat-steam temperature control of a double-reheat boiler[J]. *Applied Energy*, 2020, 260: 114341.
- [16] 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.
- [17] WU Y T, LI Y, LU Y W, et al. Novel low melting point binary nitrates for thermal energy storage applications[J]. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2017, 164: 114-121.
- [18] 吴玉庭, 任楠, 马重芳. 熔融盐显热蓄热技术的研究与应用进展[J]. *储能科学与技术*, 2013, 2(6): 586-592.
WU Yuting, REN Nan, MA Chongfang. Research and application of molten salt sensible heat storage [J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2013, 2(6): 586-592.
- [19] 魏海蛟, 鹿院卫, 吴玉庭, 等. 燃煤机组灵活性运行系统焓分析[J]. *北京工业大学学报*, 2022, 48(12): 1307-1318.
WEI Haijiao, LU Yuanwei, WU Yuting, et al. Exergy analysis of the flexible of coal-fired power plant[J]. *Journal of Beijing University of Technology*, 2022, 48(12): 1307-1318.
- [20] 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.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] 魏海蛟, 鹿院卫, 刘金恺, 等. 基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电研究[J]. *热力发电*, 2023, 52(2): 79-89.
WEI Haijiao, LU Yuanwei, LIU Jinkai, et al. Research on large-scale renewable energy power consumption by peak shaving system of coal-fired power unit integrated with thermal energy storage[J]. *Thermal Power Generation*, 2023, 52(2): 79-89.
- [24] 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): 334-338.
WANG Jinliang, WU Huadong. Thermophysical properties of solar salt and its application in solar thermal power generation[J]. *Power Equipment*, 2021, 35(5): 334-338.
- [25] JIANG Y, DUAN L Q, TONG Y J, 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.

(责任编辑 刘永强)