

DOI: 10.19666/j.rlfed.202403056

燃煤机组脱硫浆液循环泵定频运行控制策略 优化及节能分析

高伟, 刘明, 赵永亮, 王朝阳, 严俊杰
(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)

[摘要] 为消纳可再生能源大规模并网发电, 燃煤发电机组的调峰调频任务剧增, 长时间处于深度调峰和变负荷过程, 导致湿法烟气脱硫系统的性能下降、厂用电率大幅上升。为此, 建立了超超临界 660 MW 燃煤发电机组的动态模型及基于双膜理论的湿法脱硫系统动态模型; 模拟了变负荷过程中不同工况点切换浆液循环泵时脱硫系统的性能, 发现变负荷过程中浆液和烟气流量的精准匹配可使脱硫系统在满足 SO₂ 排放的前提下实现最小的电能消耗; 进一步, 获得了变负荷过程中浆液循环流量阶跃变化时 SO₂ 出口质量浓度的预测模型, 提出了浆液循环泵定频运行优化控制策略, 可实现变负荷过程中浆液与烟气流量的最佳匹配; 最后, 分析了优化控制策略的节能潜力。研究结果表明: 75%THA~50%THA 降负荷过程中, 变负荷速率为 1.0%、1.5% 和 2.0%Pe/min, 分别可节能 20.12%、21.52% 和 22.82%; 而在升负荷过程中, 分别可节能 10.04%、9.90% 和 8.66%, 变负荷过程中烟气流速变化的差异是造成降负荷和升负荷过程中节能潜力不同的根本原因。

[关键词] 湿法脱硫; 浆液循环泵; 燃煤机组; 控制策略优化; 节能分析

[引用本文格式] 高伟, 刘明, 赵永亮, 等. 燃煤机组脱硫浆液循环泵定频运行控制策略优化及节能分析[J]. 热力发电, 2024, 53(10): 134-143. GAO Wei, LIU Ming, ZHAO Yongliang, et al. Control strategy optimization and energy saving analysis for slurry circulation pumps in fixed-frequency mode of desulfurization system in coal-fired power units[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(10): 134-143.

Control strategy optimization and energy saving analysis for slurry circulation pumps in fixed-frequency mode of desulfurization system in coal-fired power units

GAO Wei, LIU Ming, ZHAO Yongliang, WANG Chaoyang, YAN Junjie
(State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To accommodate grid-connected large-scale renewable power, coal-fired power plants need to undertake more peak shaving and frequency regulation tasks, so it will engage in the processes of deep peak shaving and load cycling for a long time. In this situation, the performance of wet flue gas desulfurization system (WFGD) will degradation and the auxiliary power consumption will increase significantly. To solve this problem, the dynamic model of an ultra-supercritical 660 MW coal-fired power unit and the dynamic model of the WFGD system based on the double-membrane theory are established. The performance of the desulfurization system is simulated when the slurry circulation pumps are switched under different operating conditions during the load cycling processes. It is found that the precise matching of slurry and flue gas during load cycling processes can achieve the minimum power consumption of the desulfurization system while meeting the SO₂ emission standard. Furthermore, when the slurry circulation flowrate changes stepwise during load cycling processes, the prediction model of changes in SO₂ mass concentration at the WFGD system outlet is obtained. An optimization control strategy for the slurry circulation pumps in fixed-frequency mode is proposed, which can achieve the best match

收稿日期: 2024-03-23

基金项目: 国家重点研发计划 (2022YFB4100402)

Supported by: National Key R&D Program of China (2022YFB4100402)

第一作者简介: 高伟 (1994), 男, 博士研究生, 主要研究方向为燃煤机组灵活清洁协同机理与优化研究, gaowei_1026@163.com。

通信作者简介: 严俊杰 (1967), 男, 教授, 主要研究方向为热力系统节能与控制优化, yanjj@mail.xjtu.edu.cn。

between the slurry and flue gas during load cycling processes. Finally, the energy saving potential for the proposed control strategy is analyzed. When the load cycling rates are 1.0%, 1.5% and 2.0% Pe/min, the energy saving potential is 20.12%, 21.52% and 22.82% during loading down processes from 75% THA to 50% THA conditions, and that value will be 10.04%, 9.90% and 8.66% during loading up processes, respectively. The difference in flue gas flowrate during load cycling processes is found as a key factor causing the disparate of energy saving potential during loading down and loading up processes.

Key words: wet flue gas desulfurization; slurry circulation pumps; coal-fired power unit; control strategy optimization; energy saving analysis

为建设“清洁低碳，安全高效”的现代能源体系，我国亟需不断加强煤炭清洁高效利用^[1-2]，开发清洁高效的燃煤发电技术。但是，随着可再生能源的快速发展，而风电、太阳能发电具有间歇性和波动性，燃煤发电机组的调峰调频任务剧增，长时间处于深度调峰和变负荷过程^[3-4]。燃煤机组负荷的频繁变化会造成烟气温度、流速等参数的波动，这将导致变负荷过程中烟气与氨气、浆液等物质的流量不匹配，从而对布置于锅炉尾部烟道的脱硝、除尘及脱硫系统的运行效率产生较大的影响^[5-6]。因此，负荷的频繁波动势必会影响燃煤机组的清洁高效运行。

SO₂ 是燃煤电站常见的污染物之一，对人类和环境均会产生较大的危害。我国制定了严格的燃煤电站 SO₂ 排放标准^[7]，要求 SO₂ 排放质量浓度不高于 35 mg/m³。燃煤机组控制 SO₂ 排放的技术主要包括燃烧优化与烟气脱除技术。神经网络等先进智能算法被广泛应用于预测燃煤机组 SO₂ 的生成质量浓度^[8-9]，为锅炉燃烧优化提供研究基础。湿法烟气脱硫系统因其高效性和稳定性被广泛应用于燃煤电站，以控制 SO₂ 的排放^[10]。在湿法脱硫系统中，石灰石浆液在浆液循环泵的作用下与烟气中的 SO₂ 接触并发生化学反应以脱除烟气中的 SO₂^[11]。当前，研究工作者针对湿法脱硫的系统设计与运行优化^[12-14]、脱硫废水^[15-16]等展开了研究。

脱硫效率是评估湿法烟气脱硫系统运行状态的重要参数，陈雷等^[17]采用钙基脱硫剂调控石灰石湿法脱硫系统的浆液 pH 值，以提高脱硫效率，结果表明该方法可大幅降低燃煤机组厂用电率。徐鹏等^[18]以某电厂 700 MW 燃煤机组湿法烟气脱硫系统为研究对象，分析了影响其厂用电率的主要因素，提出通过改变配煤方式、优化浆液循环泵运行方式等降低湿法脱硫系统的厂用电率，全厂脱硫系统厂用电率可从 1.038% 降至 0.733%。姜龙等^[19]构建了湿法脱硫系统浆液品质、喷淋层堵塞的量化模型，并应用于某 1 000 MW 燃煤机组，结果表明该模型可较好

预测浆液品质、喷淋层堵塞等重要信息。谈智玲等^[20]通过在 600 MW 燃煤机组脱硫系统上进行不同负荷下的实验，获得了浆液 pH 值对脱硫效率、石膏品质的影响规律。刘云等^[21]针对某电厂脱硫系统运行异常，产出石膏含水率达 40% 的现象，分析了燃煤机组湿法脱硫系统石膏含水率高的原因并提出相应的解决方案。

当燃煤机组处于变负荷过程时，石灰石浆液总是大幅高于所需值，造成大量的电能消耗。因此，湿法脱硫系统的运行经济性引起了广大学者的关注。范海东等^[22]研究了燃煤机组变负荷过程中烟气和浆液的参数对湿法脱硫系统氧化过程的影响规律，提出了湿法脱硫系统氧化风机的优化运行方法，可有效降低氧化风机的电能消耗。王洁等^[23]建立了湿法脱硫系统经济性分析模型，研究了煤种掺烧对湿法脱硫系统经济性的影响，可为燃煤机组掺烧硫量不同的煤提供一定的指导。李兆北等^[24]基于非支配排序遗传和粒子群算法提出了湿法脱硫系统优化控制策略，可有效降低脱硫系统的度电成本。Zhao 等人^[25]建立了湿法脱硫系统的混合预测模型，研究了不同的浆液循环泵组合方式对脱硫系统经济性的影响规律。Shao 等人^[26]开展了燃煤机组变负荷过程浆液循环泵的频繁启停与脱硫系统经济性的权衡研究。Liu 等人^[27]基于经济模型预测控制方法，提出了兼顾 SO₂ 排放和系统运行经济性的湿法脱硫系统控制策略。

通过调整脱硫浆液循环泵的运行数量可有效应对燃煤机组的负荷变化。然而，变负荷过程中浆液循环泵的频繁启动与停止会造成浆液与烟气流量的不匹配。因此，亟需揭示变负荷过程中浆液循环流量阶跃变化对 SO₂ 出口质量浓度的影响机理，进而优化变负荷过程中浆液循环泵定频运行控制。本文建立了湿法脱硫系统动态模型，并与超超临界 660 MW 燃煤机组动态模型耦合。模拟了变负荷过程中浆液循环泵的启动与停止过程，建立了浆液循环流量阶跃变化对 SO₂ 出口质量浓度影响的预测模

型,提出了浆液循环泵定频运行优化控制策略。与原有控制策略相比,该优化控制策略可实现较大的节能,具有良好的应用前景。

1 燃煤发电机组及湿法脱硫系统动态模型及验证

为开展变负荷过程中脱硫浆液循环泵控制策略优化研究,建立准确的燃煤机组和湿法脱硫系统动态模型是必需的。本节采用 GSE 仿真软件建立了超超临界 660 MW 燃煤机组动态模型,基于双膜理论建立了湿法脱硫系统动态模型,为研究浆液循环泵控制策略提供了基础。

1.1 660 MW 燃煤机组动态模型及验证

本文基于质量、能量和动量守恒方程,采用 GSE 仿真软件建立了超超临界 660 MW 燃煤机组动态模型。

1) 质量守恒方程

$$A \frac{\partial(\alpha\rho)_f}{\partial t} + \frac{\partial F_f}{\partial Z} = \sum \frac{\partial S_f}{\partial Z} + \frac{\partial \Gamma_f}{\partial Z} \quad (1)$$

式中: t 为时间, s; A 为通流面积, m^2 ; α_f 为流动份额; ρ_f 为流体的密度, kg/m^3 ; F_f 为液体的质量流量, kg/s ; S_f 为工质流动源项, kg/s ; Γ_f 为工质相变项, kg/s 。

2) 能量守恒方程

$$A \frac{\partial(\alpha\rho h)_f}{\partial t} = - \frac{\partial(hF)_f}{\partial Z} + A \cdot (\Gamma \cdot h_{sat} + \dot{Q} - W)_f + \sum \delta S_f h_{src} \quad (2)$$

式中: h_f 为工质焓, kJ/kg ; h_{sat} 为饱和状态的工质焓, kJ/kg ; h_{src} 为源流体的焓, kJ/kg ; \dot{Q} 为单位时间传热量, kW ; W 为功率, kW ; δ 为单位长度的流体源, kg/s 。

3) 动量守恒方程

$$\frac{dF_f}{dt} = - \frac{\alpha_f \cdot A}{K_u} \cdot \left(\frac{dp}{dZ} + f_{f-f} + f_{f-w} + K_u \cdot \rho_f \cdot g - \delta p_{pump} \right) + \sum \delta \cdot S_f \cdot v_{src} \quad (3)$$

式中: K_u 为单位换算系数, $(MPa \cdot m \cdot s^2)/kg$; p 压力, MPa ; f_{f-f} 为流体与流体的流动摩擦因数; f_{f-w} 为液体与壁面的流动摩擦因数; g 为重力加速度, m/s^2 ; δp_{ump} 为泵的压力, MPa ; v_{src} 流体的速度, m/s 。

锅炉为一次中间再热四角切圆燃烧 II 型炉。汽轮机系统为三缸四排汽,加热器系统包括 4 个高压

加热器、4 个低压加热器和 1 个除氧器。该动态模型已在之前的研究工作^[28]中进行了验证。

图 1 展示了 75%THA~50%THA 降负荷和升负荷过程中机组功率的变化规律,变负荷速率分别为 1.0%Pe/min、1.5%Pe/min 和 2.0%Pe/min。机组功率开始变化的时间为 100 s,当达到目标负荷后,机组功率会快速达到稳定值。

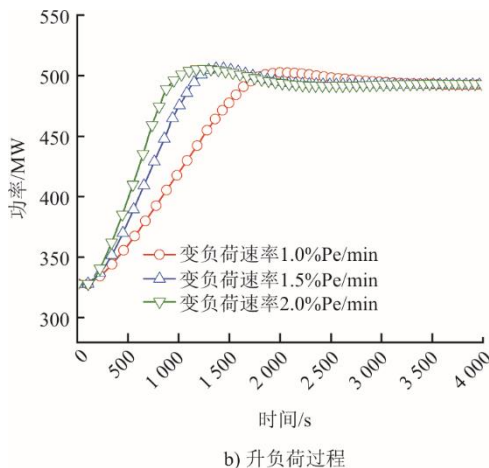
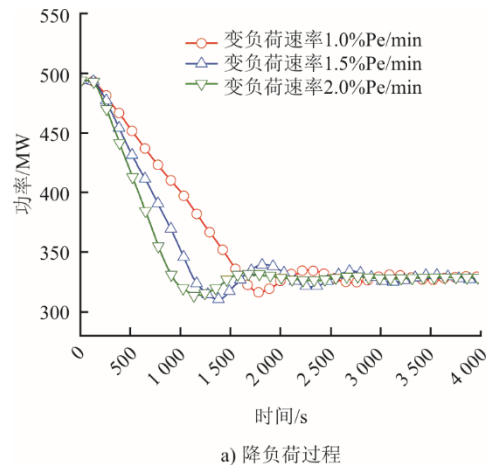


图 1 75%THA~50%THA 变负荷过程输出功率
Fig.1 The output power during load cycling processes under 75%THA~50%THA conditions

1.2 SO₂ 生成模型及验证

SO₂ 的生成与锅炉给煤量和燃料中硫元素的质量分数密切相关,文献[29]提出了燃煤机组 SO₂ 生成的机理模型,如式(4)所示。

$$C_{SO_2} = \frac{B \cdot F \cdot S_{t,ar} (1 - q_4)}{V_g} (1 - \eta_{SO_2}) \times 10^6 \quad (4)$$

式中: C_{SO_2} 为湿法脱硫系统入口 SO₂ 质量浓度, mg/m^3 ; B 为燃煤机组给煤量, t/h ; F 为煤中硫元素转化为 SO₂ 的转化率; η_{SO_2} 为 SO₂ 转化为 SO₃ 的百分比, %; $S_{t,ar}$ 为煤中硫元素质量分数, %; V_g 为烟

气体积流量, m^3/h ; q_4 为机械不完全燃烧损失, %。

为验证 SO_2 生成的机理模型, 选取燃煤电站变负荷过程中的实际运行数据与模型计算的数据进行对比, 具体如图 2 所示。结果表明, 在升负荷和降负荷过程中, 模拟值和实际运行数据的相对误差在 10% 之内, 因此建立的 SO_2 生成模型是可靠的。

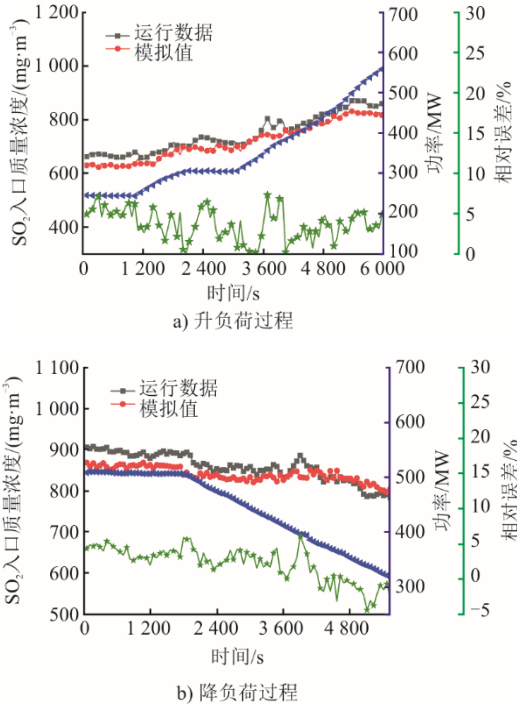


图 2 SO_2 生成模型验证

Fig.2 Verification of the SO_2 generation model

1.3 湿法脱硫系统动态模型及验证

脱硫塔是湿法烟气脱硫系统的核心设备, 烟气中的 SO_2 与石灰石浆液在脱硫塔内逆向流动并发生化学反应^[30], 从而脱除烟气中的 SO_2 。本文基于双膜理论, 依据文献^[31]建立了 SO_2 脱除的动态模型, 其主要方程如下:

$$\frac{dv_{d,i}(t)}{dt} = \frac{g \cdot (\rho_s - \rho_g)}{\rho_s} - \frac{3\rho_g \cdot (v_{d,i}(t) - v_g) \cdot \omega}{4\rho_s \cdot R_d} \quad (5)$$

式中: t 为时间, s; i 为浆液循环泵的序号; g 为重力加速度, m/s^2 ; ρ_s 和 ρ_g 分别为石灰石浆液和烟气的密度, kg/m^3 ; v_g 为湿法脱硫系统入口烟气流速, m/s ; $v_{d,i}(t)$ 为 t 时刻浆液循环泵序号为 i 时的浆液液滴的流速, m/s ; R_d 为浆液液滴的半径, m; ω 为阻力系数。

$$\frac{\partial \text{NOD}_i(h,t)}{\partial t} = \frac{\partial \text{NOD}_i(h,t) \cdot v_{d,i}(t)}{\partial h} \quad (6)$$

式中: h 为脱硫塔的高度, m; $\text{NOD}_i(h,t)$ 为 t 时刻高度为 h 时, 序号为 i 的浆液循环泵单位体积的浆液

液滴数量。

$$\frac{\partial C_{\text{so}_2,g}(h,t)}{\partial t} = -v_g \cdot \frac{\partial C_{\text{so}_2,g}(h,t)}{\partial h} - \sum_{i=1}^N (\text{NOD}_i(h,t) \cdot J_{\text{so}_2}(h,t) \cdot S_d) \quad (7)$$

式中: $C_{\text{so}_2,g}(h,t)$ 为脱硫塔内气相中的 SO_2 的浓度, mol/m^3 ; $J_{\text{so}_2}(h,t)$ 为浆液液滴的 SO_2 吸收速率, $\text{mol}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; N 为浆液循环泵的个数; S_d 为浆液液滴的表面积, m^2 。

$$v_{d,i}(t) \cdot \text{NOD}_i(H_i,t) = \frac{3Q_{\text{slurry},i}}{4\pi \cdot R_d^3 \cdot S_{\text{tower}}} \quad (8)$$

式中: S_{tower} 为脱硫塔的横截面积, m^2 ; H_i 为序号为 i 的浆液循环泵的喷淋高度, m; $Q_{\text{slurry},i}$ 为浆液循环泵的流量, m^3/h 。

$$J_{\text{so}_2}(h,t) = \frac{k_1 \cdot k_g(h,t)}{k_1 + k_g(h,t) \cdot H_{\text{so}_2} / \beta} \cdot p_{\text{so}_2}(h,t) \quad (9)$$

式中: k_1 和 k_g 分别为液侧和气侧的传质系数, $\text{mol}/(\text{s} \cdot \text{Pa} \cdot \text{m}^2)$; H_{so_2} 为 SO_2 的亨利系数, $\text{mol}/(\text{m}^3 \cdot \text{Pa})$; $p_{\text{so}_2}(h,t)$ 为烟气中 SO_2 的分压力, Pa; β 为增强因子。

$$k_g(h,t) = \frac{Sh \cdot D_{\text{so}_2,g}(h,t) \cdot p_{\text{so}_2}(h,t)}{R \cdot (T + 273.15) \cdot R_d} \quad (10)$$

式中: Sh 为舍伍德数; R 为气体常数, $\text{J}/(\text{mol} \cdot ^\circ\text{C})$; T 为脱硫塔入口烟气温度, $^\circ\text{C}$; $D_{\text{so}_2,g}(h,t)$ 为气相中 SO_2 的分子扩散系数, m^2/s 。

$$k_1 = \lambda_1 \cdot S_{\text{pH}} + \lambda_2 \quad (11)$$

式中: S_{pH} 为浆液的 pH 值; λ_1 和 λ_2 为常量。

将模拟值与燃煤电站实际运行数据进行对比, 以验证湿法脱硫系统动态模型的可靠性。图 3 对比了 400~500 MW 变负荷过程中 SO_2 出口质量浓度的实际运行数据与模拟值, SO_2 出口质量浓度的最大相对误差在 10% 之内, 因此建立的湿法脱硫系统动态模型是可靠的。

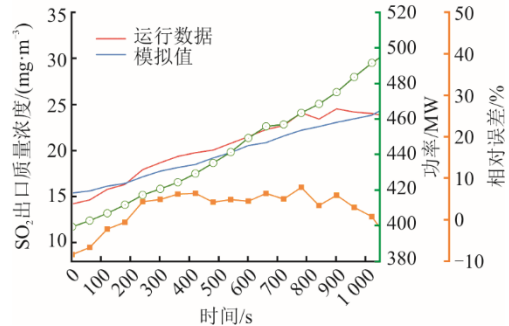


图 3 湿法脱硫系统动态模型验证

Fig.3 Verification of the dynamic model for wet flue gas desulfurization system

1.4 脱硫系统评价指标

1) 脱硫效率

$$\eta_{\text{SO}_2} = \frac{C_{\text{SO}_2, \text{g-in}} - C_{\text{SO}_2, \text{g-out}}}{C_{\text{SO}_2, \text{g-in}}} \times 100\% \quad (12)$$

式中： η_{SO_2} 为脱硫效率，%； $C_{\text{SO}_2, \text{g-in}}$ 为变负荷过程中湿法脱硫系统 SO_2 的入口质量浓度， mg/m^3 ； $C_{\text{SO}_2, \text{g-out}}$ 为变负荷过程中湿法脱硫系统 SO_2 的出口质量浓度， mg/m^3 。

2) SO_2 出口浓度最大值

$$\Psi_{\text{SO}_2} = \max(C_{\text{SO}_2, \text{g-out}}) \quad (13)$$

式中： Ψ_{SO_2} 为燃煤机组变负荷过程中 SO_2 出口质量浓度的最大值， mg/m^3 。

3) 浆液循环泵累计电量消耗

$$\Phi_{\text{pumps}} = \int_{t_1}^{t_2} (W_{\text{pumps}} / 3\ 600) dt \quad (14)$$

表 1 不同负荷下总的浆液循环流量及其运行方式

Tab.1 Total slurry circulation flowrates and its operation mode at different loads

负荷	总的浆液循环流量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1})$	运行方式	不同浆液循环泵流量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1})$
100%THA	46 726	A+B+C+D	10 322 (D)
75%THA	36 404	A+B+C	10 680 (C)
50%THA	25 724	A+B	12 666 (B)
30%THA	13 058	A	13 058 (A)

图 4 给出了变负荷过程中湿法脱硫系统的原有控制策略，其中浆液循环泵的运行数量依据燃煤机组的负荷指令进行调节，以应对机组负荷的频繁变化。在 100%THA 工况时，浆液循环泵 D、C、B 和 A 均处于运行状态。当机组负荷从 100%THA 降低到 30%THA 时，浆液循环泵 D、C 和 B 依次停运，可保证在 SO_2 排放满足要求的前提下降低浆液循环泵的电量消耗。当燃煤机组在 75%THA 工况运行时，脱硫浆液循环泵 A、B 和 C 保持运行。当燃煤机组在 50%THA 负荷运行时，浆液循环泵 A 和 B 处于运行状态即可满足 SO_2 排放的要求，停止浆液循环泵 C 可降低湿法脱硫系统的电量消耗。因此，在 75%THA~50%THA 变负荷过程中需要对浆液循环泵进行切换，即启动或停止浆液循环泵 C。



图 4 变负荷过程湿法脱硫系统原有控制策略

Fig.4 The original control strategy for wet flue gas desulfurization system during load cycling processes

在浆液循环泵采用定频运行原有控制策略时，

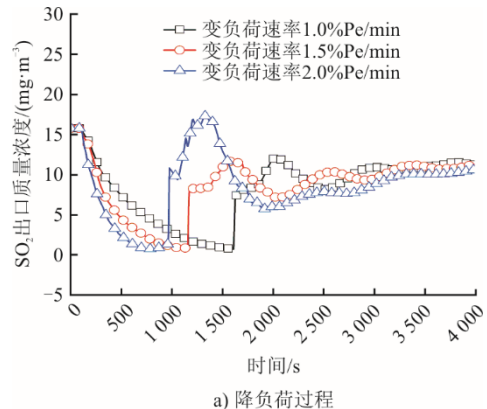
式中： t_1 为负荷开始变化的时间，s； t_2 为负荷达到稳定的时间，s； W_{pumps} 为湿法脱硫系统浆液循环泵的耗电，kW； Φ_{pumps} 为变负荷过程中浆液循环泵的累计电量消耗， $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。

2 结果与讨论

2.1 浆液循环泵定频运行原有控制策略

本文研究的超超临界 660 MW 燃煤机组，浆液循环泵的负荷切换点分别为 75%THA、50%THA 和 30%THA 工况，不同工况下所需的浆液循环流量见表 1。在 100%THA、75%THA、50%THA 和 30%THA 工况下，总的浆液循环流量分别为 46 726、36 404、25 724、13 058 m^3/h 。不同喷淋高度的浆液循环泵分别记为 A、B、C 和 D，其喷淋高度分别为 21.8、23.3、24.8、26.8 m，设计流量分别为 13 058、12 666、10 680、10 322 m^3/h 。

75%THA~50%THA 变负荷过程中 SO_2 出口质量浓度的变化如图 5 所示。在该变负荷过程中，燃煤机组的功率变化如图 1 所示。当燃煤机组从 75%THA 降低到 50%THA 工况，机组负荷达到稳定值时，停止浆液循环泵 C 运行。因此， SO_2 出口质量浓度随着负荷的降低不断降低，直到机组负荷达到稳定值后， SO_2 出口质量浓度迅速提高，然后逐渐降低为稳态值。在 50%THA 到 75%THA 升负荷过程中，当负荷开始变化时，浆液循环泵 C 启动运行。因此 SO_2 出口质量浓度在负荷开始变化时迅速降低，之后随着负荷的升高逐渐升高。



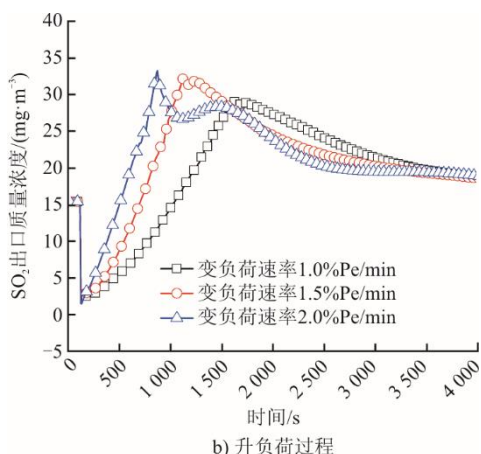


图 5 75%THA~50%THA 变负荷过程中原有控制策略下 SO₂ 出口质量浓度的变化

Fig.5 Changes in SO₂ mass concentration at the WFGD outlet with the original control strategy during load cycling processes under 75%THA~50%THA conditions

2.2 变负荷过程浆液循环泵切换动态模拟

在不同工况点切换浆液循环泵会对脱硫系统的性能产生不同的影响。本节以变负荷速率为 1.5%Pe/min 为例，模拟了变负荷过程中不同工况点切换浆液循环泵时脱硫系统的性能。图 6a)展示了 75%THA~50%THA 降负荷过程，分别在 70%THA、65%THA、60%THA 和 55%THA 工况点停止浆液循环泵 C 时 SO₂ 出口质量浓度的变化。当浆液循环泵 C 在 70%THA 工况停止运行时，SO₂ 出口质量浓度最大值超过了燃煤电站要求的排放标准，这是因为在 70%THA 工况时 SO₂ 入口质量浓度较高，因此当浆液循环泵 C 停止运行时 SO₂ 出口质量浓度增加量较大，且 70%THA 工况时 SO₂ 出口质量浓度值相对较高。在 65%THA、60%THA 和 55%THA 工况停止浆液循环泵 C 时，均可满足燃煤电站的要求。

图 6b)展示了 50%THA~75%THA 升负荷过程，分别在 55%THA、60%THA、65%THA 和 70%THA 工况启动浆液循环泵 C 时 SO₂ 出口质量浓度的变化。在 55%THA 工况启动浆液循环泵 C 时，SO₂ 出口质量浓度最大值低于 35 mg/m³。当浆液循环泵 C 在 60%THA、65%THA 和 70%THA 工况启动时，由于浆液循环泵 C 没有及时启动运行，浆液循环流量和烟气流量无法匹配，使得 SO₂ 排放超过 35 mg/m³，无法满足燃煤电站的要求。

图 7 和图 8 分别展示了 75%THA~50%THA 变负荷过程，在不同工况点切换浆液循环泵时 SO₂ 出口质量浓度的最大值和浆液循环泵的累计电量消耗。降负荷过程中：在 70%THA、65%THA、60%THA 和 55%THA 工况停止浆液循环泵 C 时，SO₂ 出口质量浓度的最大值分别为 39.69、26.17、

17.86、15.70 mg/m³，浆液循环泵的累计电量消耗分别为 548.28、593.88、638.14、681.06 kW·h；随着浆液循环泵 C 停止运行的工况点推迟，SO₂ 出口质量浓度的最大值降低，但是浆液循环泵的累计电量消耗增加；当浆液循环泵 C 在 65%THA 工况停运时，SO₂ 出口质量浓度不会出现瞬态超标的现象，而浆液循环泵的累计电量消耗比在 55%THA 工况切换浆液循环泵时减少了 87.18 kW·h。

升负荷过程中：在 55%THA、60%THA、65%THA 和 70%THA 工况启动浆液循环泵 C 时，SO₂ 出口质量浓度的最大值分别为 32.12、42.32、61.19、79.53 mg/m³，浆液循环泵的累计电量消耗分别为 694.04、649.41、607.01、564.51 kW·h；随着浆液循环泵 C 启动运行的工况点推迟，SO₂ 出口质量浓度最大值提高，但是浆液循环泵的累计电量消耗减小；当浆液循环泵的启动工况为 55%THA 时，尽管与浆液循环泵 C 启动工况为 70%THA 相比，浆液循环泵的累计电量消耗增加了 129.53 kW·h，但是 SO₂ 出口质量浓度可以控制在 35 mg/m³ 以下。

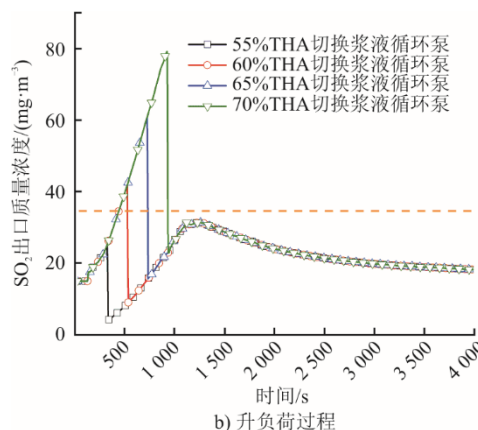
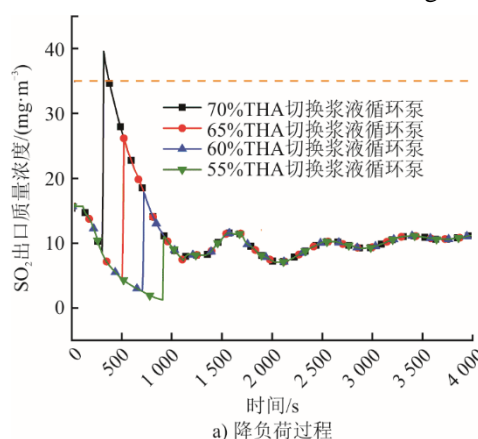


图 6 75%THA~50%THA 变负荷过程不同工况点切换浆液循环泵时 SO₂ 出口质量浓度的变化

Fig.6 Changes in SO₂ mass concentration at the WFGD system outlet under 75%THA~50%THA conditions when the slurry circulation pump is switched under different conditions

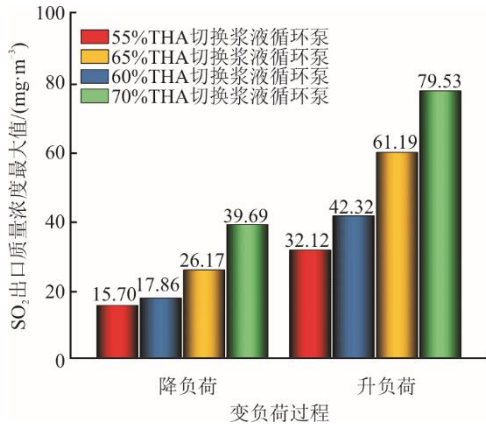


图7 75%THA~50%THA 变负荷过程不同工况点切换浆液循环泵时 SO₂ 出口质量浓度的最大值

Fig.7 The maximum value of SO₂ mass concentration at the WFGD system outlet under 75%THA~50%THA conditions when the slurry circulation pump is switched under different conditions

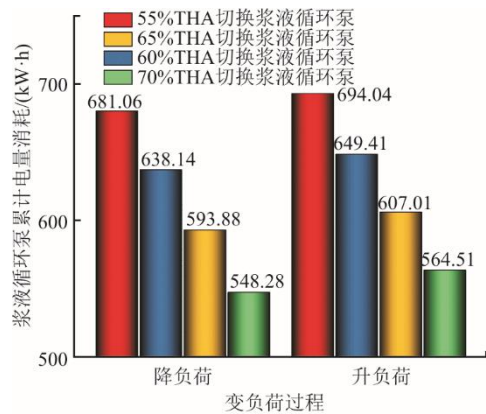


图8 75%THA~50%THA 变负荷过程不同工况点切换浆液循环泵时浆液循环泵的累计电量消耗

Fig.8 Cumulative power consumption of slurry circulation pumps under 75%THA~50%THA conditions when the slurry circulation pump is switched under different conditions

2.3 浆液循环泵定频运行控制策略优化及节能分析

2.3.1 浆液流量阶跃变化对 SO₂ 出口质量浓度影响的预测模型

由 2.2 节可知, 在恰当的工况点切换浆液循环泵时可实现浆液与烟气流量的最佳匹配, 在满足 SO₂ 排放的前提下实现浆液循环泵的最小电能消耗。然而, 在不同工况点切换浆液循环泵时, 由于浆液与烟气流量在变负荷过程中的不匹配, 可能会造成 SO₂ 出口质量浓度的瞬态超标。因此, 建立变负荷过程中浆液流量阶跃变化对 SO₂ 出口质量浓度影响的预测模型是进行浆液循环泵定频运行控制策略优化的关键。

以脱硫效率的定义式为基础, 获得了变负荷过程中 SO₂ 出口质量浓度的表达式, 如式(15)所示。

$$C_{\text{SO}_2, \text{g-out}} = C_{\text{SO}_2, \text{g-in}} \cdot (1 - \eta_{\text{SO}_2}) \quad (15)$$

进而, 假设在变负荷过程中切换浆液循环泵时, SO₂ 入口质量浓度保持不变, 脱硫效率的变化与浆液循环流量的变化成正比, 而其他影响脱硫效率的因素如浆液 pH 值、烟气流速等保持不变。据此可获得变负荷过程中浆液循环流量阶跃变化时 SO₂ 出口质量浓度变化的预测模型, 如式(16)所示。

$$\Delta C_{\text{SO}_2, \text{g-out}} = k_1 \cdot C_{\text{SO}_2, \text{g-in}} \cdot \eta_{\text{SO}_2} \cdot \frac{\Delta Q_{\text{slurry}}}{Q_{\text{slurry-all}}} \quad (16)$$

式中: ΔQ_{slurry} 为变负荷过程中浆液循环流量的阶跃变化量, m³/h; $Q_{\text{slurry-all}}$ 为浆液循环流量阶跃变化时总的浆液循环流量, m³/h; $\Delta C_{\text{SO}_2, \text{g-out}}$ 为浆液循环流量阶跃变化时 SO₂ 出口质量浓度的变化量, mg/m³。

2.3.2 浆液循环泵定频运行控制策略优化

基于变负荷过程浆液循环流量阶跃变化对 SO₂ 出口质量浓度影响的预测模型, 提出了变负荷过程中浆液循环泵定频运行优化控制策略如图 9 所示。

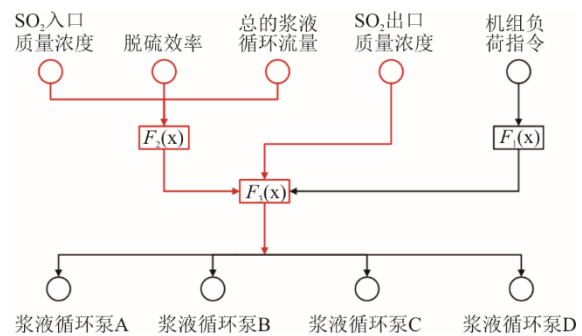


图9 浆液循环泵定频运行优化控制策略
Fig.9 The optimization control strategy for slurry circulation pumps in fixed-frequency mode

在变负荷过程中, SO₂ 入口质量浓度、SO₂ 出口质量浓度、脱硫效率、机组负荷指令和总的浆液循环流量均可实时获得。当变负荷过程中浆液循环泵启动或停止运行时, 根据 SO₂ 入口质量浓度、脱硫效率和总的浆液循环流量, 计算出 SO₂ 出口质量浓度变化量的预测值, 结合当前 SO₂ 出口质量浓度值即可获得浆液循环泵切换时 SO₂ 出口质量浓度的预测值。燃煤电站要求 SO₂ 排放不高于 35 mg/m³, 因此在优化控制策略中, SO₂ 出口质量浓度的设定值为 30 mg/m³, 预留 5 mg/m³ 以应对模型的计算误差。降负荷过程中, 当浆液循环泵停止运行时, SO₂ 出口质量浓度的预测值为 30 mg/m³ 时即可停运相应的浆液循环泵, 使得浆液与烟气流量达到最佳匹配值, 在满足 SO₂ 排放的前提下实现浆液循环泵累计电量的最低消耗。升负荷过程中, 当 SO₂ 出口质量浓度达到 30 mg/m³ 时, 启动相应的浆液循环泵即

可实现浆液与烟气流量的最佳匹配。

在 75%THA~50%THA 变负荷过程中，采用优化控制策略后，SO₂ 出口质量浓度的变化如图 10 所示。SO₂ 出口质量浓度的设定值为 30 mg/m³。降负荷过程中，可以发现在不同的变负荷速率下均可实现浆液循环泵在最佳工况点切换。当浆液循环泵停止运行时，SO₂ 出口质量浓度的最大值保持在 30 mg/m³。在升负荷过程中，采用优化控制策略后也实现了浆液与烟气流量的最佳匹配。

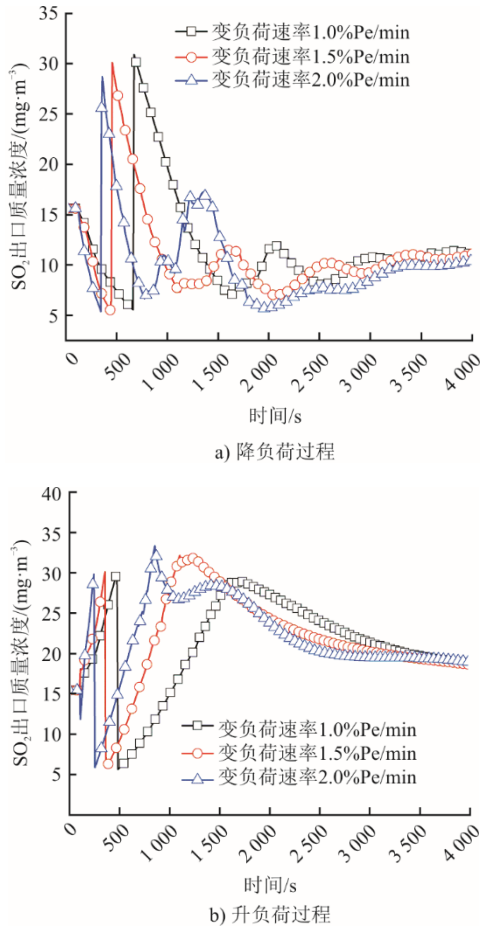


图 10 75%THA~50%THA 变负荷过程中优化控制策略下 SO₂ 出口质量浓度的变化

Fig.10 Changes in SO₂ mass concentration at the WFGD system outlet during load cycling processes under 75%THA~50%THA conditions with the proposed control strategy

2.4 节能分析

在 75%THA~50%THA 变负荷过程中，原有控制策略和优化控制策略下浆液循环泵的累计电量消耗如图 11 所示。由图 11 可知，在相同的变负荷速率下，采用优化控制策略后浆液循环泵的累计电量消耗明显降低。图 12 展示了在不同变负荷速率下，采用优化控制策略后浆液循环泵的节能潜力。

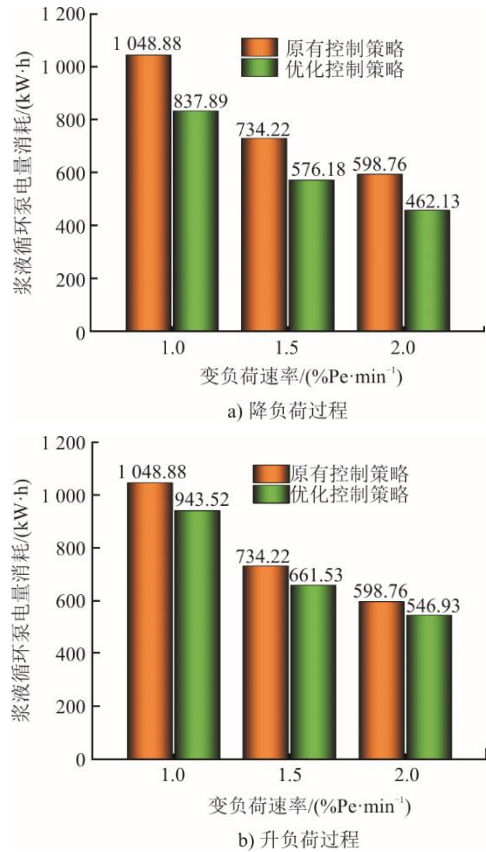


图 11 75%THA~50%THA 变负荷过程中原有控制策略和优化控制策略下浆液循环泵的累计电量消耗

Fig.11 Cumulative power consumption of slurry circulation pumps during load cycling processes under 75%THA~50%THA conditions with the original and optimized control strategy

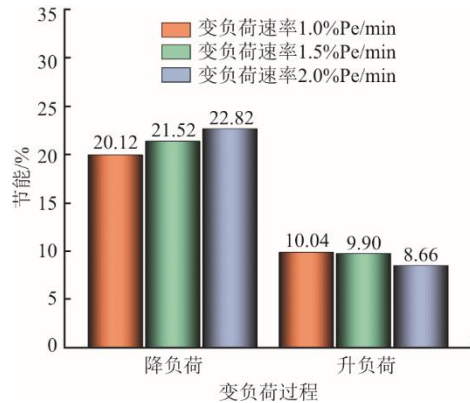


图 12 75%THA~50%THA 变负荷过程优化控制策略的节能潜力

Fig.12 Energy saving potential during load cycling processes under 75%THA~50%THA conditions with the optimized control strategy

由图 12 可知：降负荷过程中，变负荷速率分别为 1.0%Pe/min、1.5%Pe/min 和 2.0%Pe/min 时，分别可节能 20.12%、21.52%和 22.82%；而在升负荷过程中，分别可节能 10.04%、9.90%和 8.66%。

当变负荷速率相同时，降负荷过程的节能潜力明显高于升负荷过程。降负荷过程的节能潜力随着

变负荷速率的增加而增加,而升负荷过程的节能潜力随着变负荷速率的增加而减小。这是因为变负荷过程中锅炉给煤量会出现超调现象,使得降负荷过程中烟气流速低于稳态值,而升负荷过程中烟气流速高于稳态值,其偏差随着变负荷速率的提高而增加。因此在降负荷过程中,随着变负荷速率的提高,浆液循环泵的切换工况点会推迟,使得节能潜力提高;而在升负荷过程中,随着变负荷速率的提高,浆液循环泵需要提前启动运行,节能潜力减小。

3 结 论

本文采用 GSE 仿真软件建立了超超临界 660 MW 燃煤机组动态模型,并基于双模理论建立了湿法烟气脱硫系统动态模型。研究了 75%THA~50%THA 变负荷过程中在不同工况点切换浆液循环泵时脱硫系统的性能。获得了变负荷过程浆液循环流量阶跃变化对 SO₂ 出口质量浓度影响的预测模型。提出了浆液循环泵定频运行优化控制策略,获得了该优化控制策略的节能潜力,主要结论如下。

1) 在 75%THA~50%THA 变负荷过程中,获得了浆液循环泵采用定频运行原有控制策略时 SO₂ 出口质量浓度的变化规律,发现变负荷过程中 SO₂ 出口质量浓度最大值远低于燃煤电站要求值,因此,优化浆液循环泵切换的工况点可以在满足 SO₂ 排放的前提下实现节能。进一步地,模拟了不同工况点切换浆液循环泵时脱硫系统的性能,获得了在不同工况点切换浆液循环泵时 SO₂ 出口质量浓度的最大值和浆液循环泵的累计电量消耗。降负荷过程中,在 70%THA、65%THA、60%THA 和 55%THA 工况点停止浆液循环泵 C 时,SO₂ 出口质量浓度的最大值分别为 39.69、26.17、17.86、15.70 mg/m³,浆液循环泵的累计电量消耗分别为 548.28、593.88、638.14、681.06 kW·h;升负荷过程中,在 55%THA、60%THA、65%THA 和 70%THA 工况启动浆液循环泵 C 时,SO₂ 出口质量浓度的最大值分别为 32.12、42.32、61.19、79.53 mg/m³,浆液循环泵的累计电量消耗分别为 694.04、649.41、607.01、564.51 kW·h。

2) 建立了变负荷过程中浆液循环流量阶跃变化时 SO₂ 出口质量浓度变化的预测模型,提出了浆液循环泵定频运行优化控制策略。浆液循环泵切换时 SO₂ 出口质量浓度变化量的预测值,可由脱硫效率、SO₂ 入口质量浓度和总的浆液循环流量实时计算获得。依据 SO₂ 出口质量浓度的预测值精准控制浆液循环泵的切换,可实现变负荷过程中浆液和烟气流量的优化匹配,从而实现最小的浆液循环泵电能消

耗。进而,分析了 75%THA~50%THA 变负荷过程中优化控制策略的节能潜力。降负荷过程中,变负荷速率分别为 1.0%Pe/min、1.5%Pe/min 和 2.0%Pe/min,分别可节能 20.12%、21.52%和 22.82%;升负荷过程中,分别可节能 10.04%、9.90%和 8.66%。变负荷过程中锅炉给煤量超调引起的烟气流速的变化差异,是造成降负荷和升负荷过程中节能潜力不同的根本原因。

[参 考 文 献]

- [1] 王长安,侯育杰,刘成昌,等. 燃煤链条炉掺烧半焦 NO_x 生成特性及配风优化数值模拟研究[J]. 西安交通大学学报, 2022, 56(4): 1-12.
WANG Chang'an, HOU Yujie, LIU Chengchang, et al. Numerical simulation study on NO_x emission characteristics and the optimization of air induction of coal-fired chain boiler blended with semi-coke[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2022, 56(4):1-12.
- [2] 吕游,吴斌,秦瑞钧,等. 燃煤机组灵活运行性能评价及成本分析[J]. 热力发电, 2023, 52(12): 20-28.
LYU You, WU Bin, QIN Ruijun, et al. Flexible operation performance evaluation and cost analysis of coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(12): 20-28.
- [3] 严俊杰,刘明,王朝阳,等. 燃煤发电机组瞬态过程高效灵活清洁协同的能势动态匹配技术及应用[J/OL]. 西安交通大学学报: 1-8. (2023-07-05)[2024-03-20]. <https://kns.cnki.net/kcms2/detail/61.1069.T.20230705.0927.004.html>.
YAN Junjie, LIU Ming, WANG Chaoyang, et al. Energy-potential dynamic matching technology for the synergy of high-efficiency, flexibility and clean for coal-fired power generation units during the transient processes and its application[J/OL]. Journal of Xi'an Jiaotong University: 1-8. (2023-07-05)[2024-03-20]. <https://kns.cnki.net/kcms2/detail/61.1069.T.20230705.0927.004.html>.
- [4] 汤仔华,宋国良,宋维健,等. 循环流化床锅炉快速变负荷调节技术研究进展[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(6): 2279-2292.
TANG Zaihua, SONG Guoliang, SONG Weijian, et al. Research progress on rapid variable load regulation technology of circulating fluidized bed boiler[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(6): 2279-2292.
- [5] 张志勇,莫华,王猛,等. 600 MW 燃煤机组烟气污染物控制研究[J]. 中国电力, 2022, 55(5): 204-210.
ZHANG Zhiyong, MO Hua, WANG Meng, et al. Study of flue gas pollutant control in a 600 MW coal-fired unit[J]. Electric Power, 2022, 55(5): 204-210.
- [6] 何宁,谢天,尹俊杰,等. 燃煤机组变负荷瞬态过程的实时能耗分析[J]. 动力工程学报, 2023, 43(2): 158-164.
HE Ning, XIE Tian, YIN Junjie, et al. Real-time energy consumption analysis of coal-fired power units during load change transient process[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2023, 43(2): 158-164.
- [7] LI Y, CHE D F, ZHAO H C, et al. Tributyl phosphate additive enhancing catalytic absorption of NO₂ for simultaneous removal of SO₂/NO_x in wet desulfurization system[J]. Journal of the Energy Institute, 2020, 93(2): 474-481.
- [8] LI R L, ZENG D L, LI T T, et al. Real-time prediction of SO₂ emission concentration under wide range of variable loads by convolution-LSTM VE-transformer[J]. Energy, 2023, 269: 126781.

- [9] LI K, LI Q Y, FAN H D, et al. Soft sensing of SO₂ emission for ultra-low emission coal-fired power plant with dynamic model and segmentation model[J]. Fuel, 2023, 332: 125921.
- [10] ZHANG H, LAI Y H, YANG L H, et al. SO₂ removal performance for the solution absorption system applied to coal-fired flue gas [J]. Journal of the Energy Institute, 2021, 98: 107-115.
- [11] 孔若琪. 基于机器学习算法的脱硫系统关键参数预测及优化运行策略[D]. 济南: 山东大学, 2023: 19-20.
KONG Ruoqi. Prediction and operation optimization strategy of key parameters of desulfurization system and based on machine learning algorithm[D]. Jinan: Shandong University, 2023: 19-20.
- [12] JIANG K Q, YU H, CHEN L H, et al. An advanced, ammonia-based combined NO_x/SO_x/CO₂ emission control process towards a low-cost, clean coal technology[J]. Applied Energy, 2020, 260: 114316.
- [13] 张亚强, 钟剑锋, 赵海宝, 等. 燃煤电厂电除尘器与脱硫系统协同控制方法研究及应用[J]. 环境工程, 2023, 41(增刊 2): 480-481.
ZHANG Yaqiang, ZHONG Jianfeng, ZHAO Haibao, et al. Research and application of collaborative control method for electrostatic precipitator and desulfurization system in coal-fired power plant[J]. Environmental Engineering, 2023, 41(Suppl.2): 480-481.
- [14] 司桐, 王春波, 陈亮, 等. 410 t/h 燃煤电站高温除尘技术试验研究[J]. 动力工程学报, 2023, 43(7): 829-834.
SI Tong, WANG Chunbo, CHEN Liang, et al. Experimental research of high temperature dust removal technology in a 410 t/h coal-fired power station[J]. Journal of Chinese Society Power Engineering, 2023, 43(7): 829-834.
- [15] 徐敏, 杜洪宇, 郭家明, 等. 面向物质资源化的燃煤电厂脱硫废水零排放工艺研究[J]. 环境工程, 2022, 40(10): 169-175.
XU Min, DU Hongyu, GUO Jiaming, et al. A pilot-scale experiment for zero liquid discharge and resource recovery of flue gas desulfurization wastewater in coal-fired power plants[J]. Environmental Engineering, 2022, 40(10): 169-175.
- [16] 王靖宇, 陈成, 高志刚, 等. 燃煤电厂脱硫废水处理技术路线选择分析[J]. 现代化工, 2023, 43(7): 44-49.
WANG Jingyu, CHEN Cheng, GAO Zhigang, et al. Analysis on technical route selection for treatment of desulfurization wastewater in coal-fired power plants[J]. Modern Chemical Industry, 2023, 43(7): 44-49.
- [17] 陈雷, 罗洪, 付强. 1 000 MW 燃煤发电机组双钙基湿法脱硫 pH 调控技术的节能效益分析[J]. 节能与环保, 2023(1): 84-86.
CHEN Lei, LUO Hong, FU Qiang. Energy saving benefit of pH regulation technology for double calcium based wet desulfurization of 1 000 MW coal-fired power generation units[J]. Energy Saving and Environmental Protection, 2023(1): 84-86.
- [18] 徐鹏, 严剑文, 吴顺. 某超临界燃煤机组湿法脱硫系统降低厂用电率措施[J]. 热力发电, 2021, 50(11): 165-169.
XU Peng, YAN Jianwen, WU Shun. Measures for reducing station auxiliary power rate of WFGD system in a supercritical coal-fired unit[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(11): 165-169.
- [19] 姜龙, 程亮, 李金晶, 等. 燃煤电厂湿法脱硫浆液品质及喷淋层运行状况定量评价[J]. 中国电力, 2023, 56(11): 217-225.
JIANG Long, CHENG Liang, LI Jinjing, et al. Quantitative evaluation of wet desulfurization slurry quality and spray layer operation in coal-fired power plants[J]. Electric Power, 2023, 56(11): 217-225.
- [20] 谈智玲, 王瑞民, 詹静, 等. 燃煤电厂湿法烟气脱硫 pH 值的影响与脱硫效果浅析 [J]. 机电信息, 2021(25): 55-57.
TAN Zhiling, WANG Ruimin, ZHAN Jing, et al. A brief analysis of the influence of pH value and desulfurization effect of wet flue gas desulfurization in coal-fired power plants[J]. Mechanical and Electrical Information, 2021(25): 55-57.
- [21] 刘云. 湿法脱硫石膏含水率高原因分析及治理措施[J]. 锅炉技术, 2023, 54(4): 75-79.
LIU Yun. Analysis and treatment measures of WFGD gypsum high moisture content[J]. Boiler Technology, 2023, 54(4): 75-79.
- [22] 范海东, 陈竹, 赵中阳, 等. 1 000 MW 燃煤机组湿法脱硫装置氧化系统运行优化[J]. 浙江大学学报(工学版), 2023, 57(4): 675-682.
FAN Haidong, CHEN Zhu, ZHAO Zhongyang, et al. Operating optimization of oxidation subsystem of wet flue gas desulfurization system of 1 000 MW coal-fired unit[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2023, 57(4): 675-682.
- [23] 王洁, 秦刚华, 李清毅, 等. 煤种掺烧对燃煤机组脱硫系统运行经济性分析[J]. 能源环境保护, 2021, 35(6): 55-60.
WANG Jie, QIN Ganghua, LI Qingyi, et al. Economical analysis of desulfurization system operation of coal-fired units with mixed-coal combustion[J]. Energy Environmental Protection, 2021, 35(6): 55-60.
- [24] 李兆北, 王印松, 苏杰. 基于非支配排序遗传算法和多目标粒子群算法的脱硫系统运行策略优化[J]. 热力发电, 2022, 51(7): 149-155.
LI Zhaobei, WANG Yinsong, SU Jie. Operation strategy optimization of desulfurization system based on hybrid NSGA II-MOPSO algorithm[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(7): 149-155.
- [25] ZHAO Z Y, FAN H D, LI Q W, et al. Hybrid modeling and real-time predictive scheduling of wet flue gas desulfurization for energy saving and life extension[J]. Energy Fuels, 2023, 37(7): 5312-5322.
- [26] SHAO Z, SI F Q, KUDENKO D, et al. Predictive scheduling of wet flue gas desulfurization system based on reinforcement learning[J]. Computers & Chemical Engineering, 2020, 141: 107000.
- [27] LIU P, YANG L K, SUN L. Multi-objective economic model predictive control of wet limestone flue gas desulfurization system[J]. Process Safety and Environmental Protection, 2021, 150: 269-280.
- [28] 高过斌, 高伟, 张军亮, 等. 不同宽负荷脱硫系统变工况及瞬态性能的对比研究[J]. 动力工程学报, 2023, 43(11): 1523-1530.
GAO Guobin, GAO Wei, ZHANG Junliang, et al. Comparative study on load cycling and transient performance of different wide-load denitration systems[J]. Journal of Chinese Society Power Engineering, 2023, 43(11): 1523-1530.
- [29] 舒坚. 燃煤电厂湿法脱硫系统关键过程建模及预测控制研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2020: 16-17.
SHU Jian. Research on key process modeling and predictive control for wet desulfurization system in coal-fired units[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2020: 16-17.
- [30] LIM J, CHO H, KIM J. Optimization of wet flue gas desulfurization system using recycled waste oyster shell as high-grade limestone substitutes[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 318: 128492.
- [31] ZOU H F, YUAN J Q. Online application oriented dynamic modeling for the flue gas desulfurization tower in coal-fired power plants[J]. Process Safety and Environmental Protection, 2022, 159: 698-707.

(责任编辑 邓玲惠)