

600 MW 机组 NO_x “超低排放” 自动控制综合优化

夏维, 毛奕升

(广东珠海金湾发电有限公司, 广东 珠海 519050)

摘要: 对某国产 600 MW 超临界燃煤机组 NO_x 排放自动控制存在的问题进行研究, 分析造成烟囱出口 NO_x 浓度控制不理想的原因, 提出改进脱硝温度保护、优化锅炉燃烧控制策略、在喷氨控制中增加预测控制及动态前馈的综合优化方法并给以实施, 实现机组烟囱 NO_x 排放小于 50 mg/m³ 的“超低排放”目标, 监测数据达到燃机排放水平。

关键词: 超低排放; 脱硝控制; 优化; 预测控制; 温度保护; 燃烧控制策略

Comprehensive Optimization on Automatic Control for NO_x

Ultra-low Emission of 600 MW Unit

XIA Wei, MAO Yisheng

(Guangdong Zhuhai Jinwan Generation Co., Ltd., Zhuhai, Guangdong 519050, China)

Abstract: This paper studies existing problems in automatic control for NO_x emission of one homemade 600 MW supercritical coal-fired unit and analyzes reasons for unsatisfactory control on NO_x concentration at the exit of chimney. It proposes and implements comprehensive optimization methods of improving denitration temperature protection, optimizing boiler combustion control strategy and adding forecast control and dynamic feedforward in ammonia spraying control so as to realize target of ultra low emission of making NO_x emission concentration less than 50 mg/m³ as well as ensure monitoring data reach to emission level of the gas turbine.

Key words: ultra low emission; denitration control; optimization; forecast control; combustion control strategy

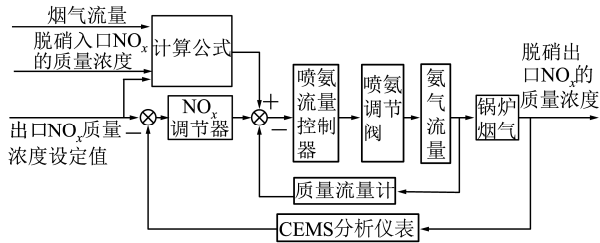
某发电厂 2 台 600 MW 国产超临界燃煤机组均装设了选择性催化还原脱硝 (selective catalytic reduction, SCR) 系统。2014 年进行了锅炉省煤器分级、脱硝系统新增一层催化剂、脱硫系统增扩容、新增湿式电除尘器等一系列环保设施改造, 并被列为 2014 年度煤电机组环保改造示范项目, 要求达到天然气发电机组的排放标准, 即在标准状态下 (以下全同), 烟尘排放的质量浓度不大于 5 mg/m³、SO₂ 排放的质量浓度不大于 35 mg/m³、NO_x 排放的质量浓度不大于 50 mg/m³, 按此标准达到控制燃煤电厂烟气污染物排放的“超低排放”^[1]要求。

该厂从工艺系统特性、自动控制策略、调节保护原则等方面入手, 对自动控制进行了优化, 达到了较好的效果, 使 NO_x 排放满足了“超低排放”的要求。下面以 3 号机组为例, 介绍优化方法及效果。

1 脱硝系统及 NO_x 控制概述

该厂控制 NO_x 的方法主要依靠脱硝系统喷氨, 原始喷氨控制策略采用常见的带前馈固定摩尔比串级控制^[2-4], 即主调参数为脱硝出口烟道 NO_x 的

质量浓度，调整摩尔比修正值；副调参数为氨气流量，控制喷氨调节阀开度；由烟气流量及脱硝入口 NO_x 质量浓度计算出氨气需求量作为前馈。原始喷氨控制结构如图 1 所示。



CEMS—烟气自动监控系统，是 continuous emission monitoring system 的缩写。

图 1 原始喷氨控制结构

该厂脱硝控制遇到的主要问题有以下 3 点：

a) 虽然对机组进行了省煤器分级改造来提升烟温，但机组负荷在 250 MW 以下时仍会出现脱硝入口烟气温度过低的情况，常出现调峰至 250 MW 甚至更低负荷时，出现脱硝系统退出的情况。

b) 部分时段脱硝入口 NO_x 的质量浓度上升到 400 mg/m³ 以上，此时按照 85% 的设计脱硝效率计算，达不到“超低排放”规定 NO_x 质量浓度不大于 50 mg/m³ 的要求。

c) 传统的比例 - 积分 - 微分 (proportion-integral-derivative, PID) 控制用于喷氨控制效果较差，无法将出口烟囱 NO_x 的质量浓度控制在 50 mg/m³ 以内。

以上 3 个问题使脱硝系统的效能差，与“超低排放”要求的 NO_x 排放标准有一定的距离，需要对自动控制系统进行优化。

2 综合优化方案

2.1 优化脱硝系统温度保护，拓展低温运行范围

脱硝催化剂的烟气温度过低会生成粘性较高的化学物质 NH₄HSO₄^[5]，容易堵塞空气预热器（以下简称“空预器”），厂家将脱硝入口烟气温低保护值设定为 314 °C，即当脱硝入口烟气温低低于 314 °C 时，停止喷氨并退出脱硝系统。

机组省煤器分级改造完成后，脱硝入口烟气温

度有了明显的提升（约 20 °C），但机组负荷在 250 MW 以下时，脱硝入口烟气温仍会出现低于 314 °C 的情况。经与厂家沟通，在确保催化剂活性和有效控制 NH₄HSO₄ 生成的前提下，采用了通过脱硝入口烟气 SO₂、NO_x 的质量浓度来共同确定催化剂最低运行温度的方法^[6]，对应定值见表 1。

表 1 脱硝系统最低运行温度及工况对照

工况	SO ₂ 质量浓度范围/ (mg·m ⁻³)	两种不同入口 NO _x 质量浓度的最低连续喷氨温度/°C	
		250 mg/m ³	350 mg/m ³
1	≤800	293	300
2	801~1 000	295	302
3	1 001~1 200	297	304
4	1 201~1 400	299	306
5	1 401~1 600	301	308
6	1 601~1 800	302	309
7	1 801~2 000	303	310
8	2 001~2 200	304	312
9	≥2 201	306	314

表 1 中的最低温度不再是简单的固定值，而是根据脱硝入口烟气实时 SO₂、NO_x 的质量浓度值而计算的动态值，该值由分散控制系统 (distributed control system, DCS) 自动实时计算并用于退出脱硝系统的保护判断，其计算方法为：

$$t = \begin{cases} t_1, & X < 250 ; \\ \frac{X - 250}{350 - 250} \times (t_2 - t_1) + t_1, & 250 \leq X \leq 350; \\ t_2, & X > 350. \end{cases} \quad (1)$$

式中：X 为脱硝入口烟气 NO_x 的质量浓度；t 为脱硝最低运行温度；t₁ 为脱硝入口质量浓度为 250 mg/m³ 时对应的最低连续喷氨温度；t₂ 为脱硝入口质量浓度为 350 mg/m³ 时对应的最低连续喷氨温度。

为防止温度测量误差、波动造成的误动作及频繁退出，除对温度增加速率判断和坏值判断外，还对投入及退出脱硝的温度保护条件作了进一步优化，以剔除因单侧温度暂时波动而带来的误动作：

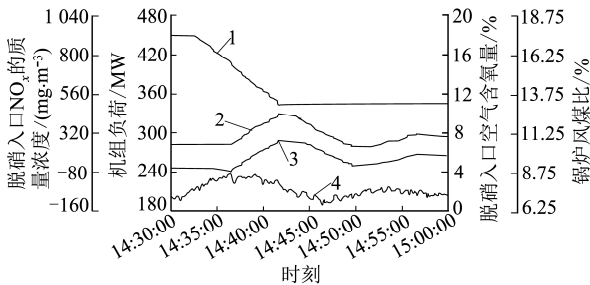
a) 单侧脱硝系统的投运条件是单侧脱硝入口温度合适；或者另一侧已投运，且与本侧温差的绝对值小于 6 °C。

b) 单侧脱硝系统的退出条件是当两侧脱硝入口温差小于 6 °C 且两侧温度均低，延时 5 min；或

者当两侧温差大于 6 °C 时，本侧温度低，延时 5 min。

2.2 减少锅炉燃烧过程中生成的 NO_x

该厂脱硝系统的设计脱硝效率为 85%，当脱硝入口 NO_x 的质量浓度高于 334 mg/m³ 时，正常情况下出口 NO_x 的质量浓度就无法达到“超低排放”小于 50 mg/m³ 的要求（通过大量喷氨，可强行压低 NO_x 质量浓度，但会造成氨逃逸率过高）。锅炉采用低氮燃烧器，正常稳定工况下，脱硝入口 NO_x 的质量浓度在 110~250 mg/m³，而在机组减负荷过程中脱硝入口 NO_x 的质量浓度会有大幅度突升，有时甚至超过 400 mg/m³。变负荷工况脱硝系统入口 NO_x 的典型动态曲线如图 2 所示。



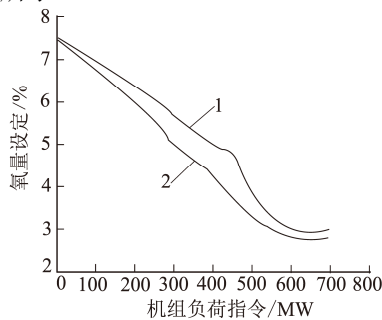
1—机组负荷；2—脱硝入口 NO_x 的质量浓度；3—脱硝入口氧量；4—锅炉风煤比

图 2 机组减负荷脱硝入口 NO_x 典型动态过程

经过观察分析，造成 NO_x 质量浓度突升的直接原因是燃烧区域的氧量变化。参考其他电厂的经验，对燃烧氧量的控制主要涉及氧量修正、风量燃料量配比、二次风挡板控制^[7-8]等。

2.2.1 氧量修正优化

a) 合理降低氧量，这样既利于锅炉效率的提高，也利于抑制 NO_x 的生成。在不同负荷工况下进行最优 NO_x 排放氧量试验，优化氧量设定，所得结果如图 3 所示。



1—优化前；2—优化后

图 3 优化前后的机组负荷 - 氧量设定对比曲线

b) 为维持燃烧稳定，变负荷时，控制器保持

原氧量输出值不变，直到变负荷结束后才重新参与送风调节，导致变负荷过程中送风量不能得到氧量的有效校正，与避免过氧燃烧、降低 NO_x 质量浓度的目标相矛盾。优化措施是开放氧量控制器在变负荷工况下对送风量目标值的动态校正作用，使风煤比突升时，风量能更快速动作。氧量校正优化结构对比如图 4(a)、(b) 所示。

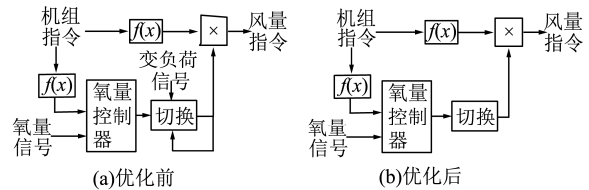
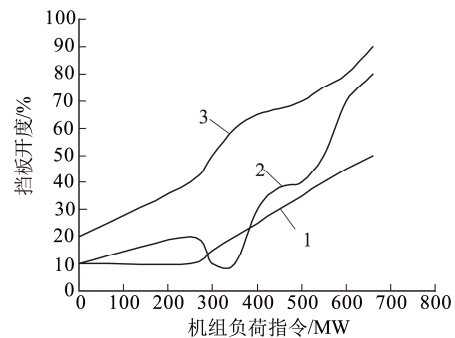


图 4 氧量校正结构优化前后对比

2.2.2 CCOFA 风及 SOFA 风优化

开大紧凑燃尽风 (close-coupled overfire air, CCOFA)、分离燃尽风 (separated overfire air, SOFA) 挡板有利于抑制 NO_x 生成，但会影响飞灰、CO 和排烟温度，使锅炉受热面的温度分布以及汽温状况发生变化^[9]。对不同 CCOFA、SOFA 风门开度进行试验，得到机组各负荷段下的最佳风门开度组合。根据试验结果将 CCOFA 和 SOFA 风门控制设定为跟踪机组负荷，其趋势曲线如图 5 所示。



1—CCOFA1、CCOFA2；2—SOFA1、SOFA2；3—SOFA3、SOFA4、SOFA5。

图 5 负荷与 CCOFA 风、SOFA 风挡板开度设定值函数曲线

2.2.3 燃料、送风及协调控制优化

a) 正常情况下，燃料量目标值跟踪锅炉指令，送风量目标值跟踪机组负荷指令，但机组负荷指令并不像锅炉指令一样具有动态超前环节，因此风的动作要慢于煤的动作，另外原风煤交叉限制函数也未考虑对 NO_x 的抑制。为加快送风动作，适当对机组负荷指令与送风指令函数、机组指令对锅炉指令的前馈、风量对煤量限制 3 个函数关系进行调整，

总体调整方向是减小送风量，加大燃料量以及放大风量对煤量的限制。优化前后对比曲线如图 6、图 7、图 8 所示。

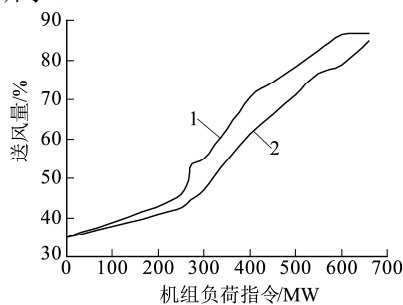


图 6 送风设定值优化曲线

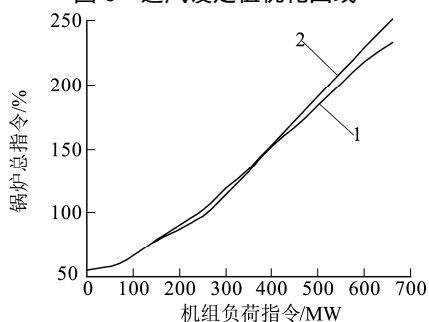


图 7 锅炉前馈指令优化曲线

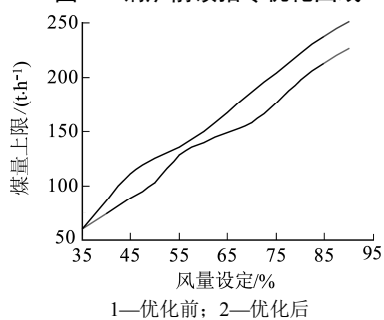


图 8 风量对煤量限制优化曲线

b) 为减轻减负荷过程中间点温度和悬吊管壁部分超温现象^[10]，原协调控制系统锅炉主控回路负荷前馈设置有动态超前环节，实现超前加减燃料，但加剧了过氧燃烧。为解决该问题，在送风控制目标值生成回路增加一个动态超前环节，以减少动态过程中因煤量超前而引起的风煤比升高的问题。

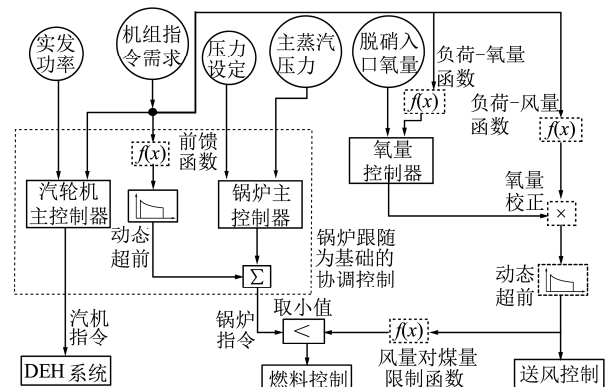
2.2.4 优化后的控制逻辑

优化后的协调、送风、燃料、氧量逻辑结构如图 9 所示，其中虚线框的环节表示在优化过程中有修改。

2.2.5 脱硝喷氨控制策略优化

喷氨调节阀动作后氨气发生还原反应，仪表抽取并检测输出，滞后时间超过 2 min。原控制策略

虽然采用前馈 - 反馈串级控制，但前馈信号反映的是 2 min 之前的状态，当脱硝入口 NO_x 的质量浓度大幅变化时，前馈就失去了及时补偿的作用；另外，



DEH—汽轮机数字电液调节系统，是 digital electric hydraulic control system 的缩写。

图 9 优化后的协调、送风、燃料、氧量控制结构

喷氨控制的是脱硝出口 NO_x 的质量浓度，而环保考核的 NO_x 的质量浓度测点在烟囱出口，烟气从脱硝出口流动到烟囱出口经过了空预器、引风机、脱硫系统等环节，又存在 1 min 的延迟，导致烟囱出口 NO_x 质量浓度与脱硝出口 NO_x 质量浓度在静态特性与动态特性上均存在一定差别。如文中第 2.2.2 中所述，由于燃烧工况的变化，喷氨控制效果不佳，有可能导致烟囱出口 NO_x 的质量浓度升至 50 mg/m^3 ，甚至 100 mg/m^3 以上，无法达到“超低排放”的要求。

为增强脱硝喷氨 NO_x 质量浓度的控制效果，参考了其他电厂经验^[2,11-16]，在原有的前馈 - 反馈串级控制的基础上引入变负荷预测喷氨、氧量及风煤比前馈、脱硝出口、入口 NO_x 质量浓度等修正环节，优化后的结构如图 10 所示。

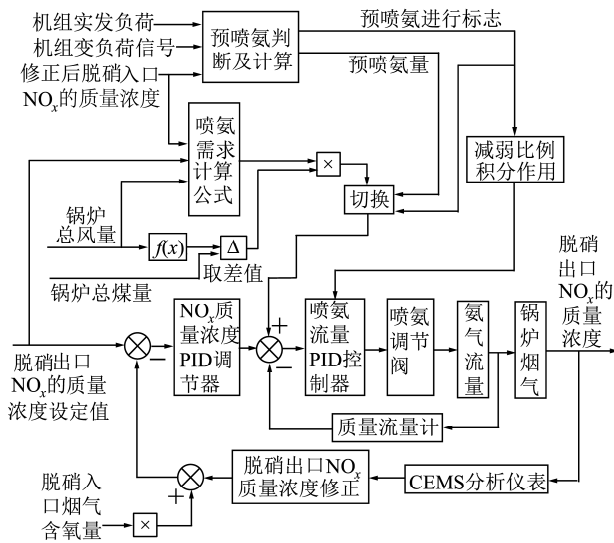


图 10 优化后的的喷氨控制结构

2.2.6 变负荷智能预喷氨

a) 当机组负荷设定值与控制指令偏差大于 20 MW 时,发出持续 30 min 的变负荷信号,当脱硝入口 NO_x 质量浓度高于一定值(视负荷段而不同)时,该信号会触发以下动作:在现有喷氨量基础上增加一定的喷氨量(见表 2,总量不超过限值),同时减弱喷氨控制器的比例-积分(proportion-integra, PI)的调节作用,以前馈控制为主。变负荷信号生成原理如图 11 所示。

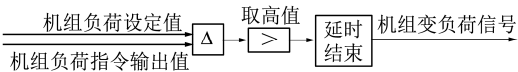


图 11 机组变负荷信号逻辑结构

表 2 预喷氨量定值

负荷范围/MW	波动次序	NO _x 浓度限值/(mg·m ⁻³)	增加的喷氨量/(kg·h ⁻¹)
600~485		210	5
485~295	第一次	180	15
485~295	第二次	210	12
485~295	第三次	240	8
485~295	后续	260	5

b) 在一次变负荷过程中,脱硝入口 NO_x 质量浓度可能会多次大幅波动,从而产生多次预喷氨动作。为防止喷氨过多或或者因喷氨量突变造成内扰,须待上次预喷氨退出后才允许下次预喷氨,且后来波动所需要预喷氨量应减小。每一次 NO_x 质量浓度的判断限值和预喷氨增量均有所不同,可见表 2。

c) 当脱硝入口 NO_x 质量浓度达到顶峰转入下

行后延时 6 s 时,将预喷氨量消除;如果消除喷氨量后的设定小于当前工况理论计算需求值,则不减少喷氨增量,而由后续 PID 调节自动调平。当脱硝出口 NO_x 质量浓度测量值比设定值低 5 mg/m³ 时,恢复脱喷氨制器的 PI 调节作用。

2.2.7 氧量与风煤比前馈

脱硝入口氧量与脱硝出口 NO_x 质量浓度基本在同时刻发生变化,锅炉风煤比则提前 5 min 左右反映随后脱硝入口 NO_x 质量浓度的变化(但具有一定的不确定性)。因此除将脱硝入口氧量加入喷氨前馈计算过程外,还将锅炉风量、煤量信号接入脱硝控制系统,计算实时风煤比例与预设值的偏差,将其作为喷氨需求量的修正因子,最终使喷氨能尽量提早动作,原理结构如图 10 所示。

2.2.8 烟囱出口 NO_x 偏差校正

为避免因烟囱出口 NO_x 质量浓度与脱硝出口 NO_x 质量浓度存在偏差而造成排放超标,以烟囱出口 NO_x 质量浓度为基准与脱硝出口 NO_x 质量浓度进行实时比较,得出两者的偏差后计算其累计平均值,当其超过一定值时,对喷氨控制器的 NO_x 质量浓度测量值进行修正,使喷氨能根据烟囱出口 NO_x 质量浓度接的变化而动作,其逻辑结构如图 12 所示。

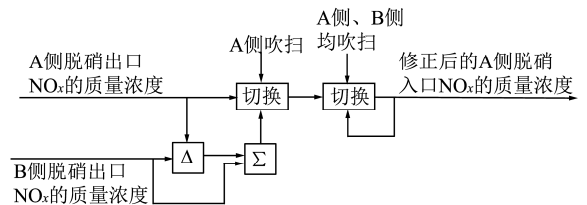


图 12 烟囱出口对脱硝出口 NO_x 质量浓度修正逻辑结构

2.2.9 CEMS 仪表吹扫校正

CEMS 作为 NO_x 质量浓度的唯一测量手段,它每隔 4 h 需进行一次吹扫校准,期间 CEMS 分析仪输出信号保持不变。该时段内,当负荷变化时,预喷氨算法会因无法判断脱硝入口 NO_x 质量浓度的变化而不能正确动作,并且在 CEMS 仪表吹扫结束恢复后,会导致喷氨调节的波动。解决方法是将两侧 CEMS 吹扫校准时间尽量错开,一侧吹扫时用另一侧 NO_x 质量浓度暂时替代该侧测量值,由于两侧测量存在差异,在替代时通过两侧吹扫前的差值进行修正。以 A 侧为例,原理结构如图 13 所示。

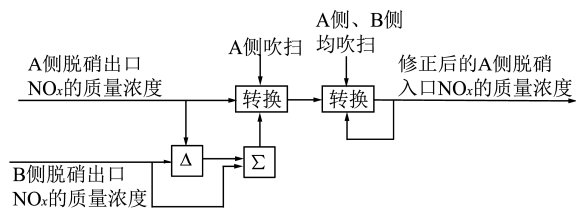


图 13 对 A 侧脱硝入口 NO_x 质量浓度的修正逻辑结构

3 结束语

a) 脱硝温度保护系统优化后, 脱硝投入时间得到大幅提高。通过煤种掺烧和合理操作, 最低投运负荷可低至 180 MW。3 号机组优化完成后, 除启、停机低负荷阶段外, 脱硝系统全时投入无退出。

b) 对锅炉氧量、SOFA 风、控制策略等进行优化后, 燃烧过程中 NO_x 的生成得到有效抑制, 负荷平稳时脱硝入口 NO_x 的质量浓度平均控制在 220 mg/m^3 上下。在 450~300 MW 降负荷过程中, 脱硝入口 NO_x 的质量浓度波动峰值可控制到低于 300 mg/m^3 , 较优化前的 450 mg/m^3 , 甚至 500 mg/m^3 有显著改善, 极大缓解了脱硝喷氨控制的压力。

c) 对脱硝喷氨控制逻辑进行改进和优化后, 极大降低了烟囱出口 NO_x 的质量浓度, 烟囱出口 NO_x 小时均值质量浓度达到 35 mg/m^3 以下, 在变负荷恶劣工况下出口 NO_x 波动极小, 且不超过 50 mg/m^3 , 达到了“超低排放”要求的任意时刻烟囱出口 NO_x 的质量浓度均小于 50 mg/m^3 的要求。

d) 2015 年, 该厂委托中国环境监测总站和山东省环境监测中心站对 3 号机组进行了“达到燃机排放水平环保改造示范项目”的评估监测工作, 最终监测数据达到燃机排放水平。

参考文献:

[1] 王志轩. 燃煤电厂大气污染物“超低排放”基本问题思考[J]. 环境影响评价, 2015, 37(4): 14-17.
WANG Zhixuan. Considerations on Basic Issues of Ultra-low Emissions of Air Pollutants from Coal-fired Power Plants[J]. Environmental Impact Assessment, 2015, 37(4): 14-17.
[2] 毛奕升. 烟气脱硝喷氨自动控制回路的优化[J]. 华电技术, 2014, 36(8): 64-66.
MAO Yisheng. Optimization of Ammonia Spraying

Automatic Control Loop of Flue Gas De NO_x System[J]. Huadian Technology, 2014, 36(8): 64-66.

[3] 潘维加, 邓沙. 选择性催化还原烟气脱硝控制系统的分析[J]. 湖南电力, 2009, 25(6): 10-15.

PAN Weijia, DENG Sha, Analysis of Control System of Selective Catalytic-reduction Flue-gas Denitrification [J]. Hunan Electric Power, 2009, 25(6): 10-15.

[4] 罗子湛, 孟立新. 燃煤电站 SCR 烟气脱硝喷氨自动控制方式优化[J]. 电站系统工程, 2010, 26(4): 59-60, 63.

LUO Zizhan, MENG Lixin. Ammonia Flow Automatic Control Mode Optimization of SCR Flue Gas NO_x for Coal-fired Power Plant [J]. Power System Engineering, 2010, 26(4): 59-60, 63.

[5] 张新堂, 李振兴. 选择性催化还原 (SCR) 脱硝催化剂的性能研究[J]. 广东化工, 2013, 40(15): 26-28.

ZHANG Xintang, LI Zhenxing. Study on the Performance of Selective Catalytic Reduction Denitration Catalyst [J]. Guangdong Chemical Industry, 2013, 40(15): 26-28.

[6] 侯剑雄, 刘洋. 金湾电厂燃煤锅炉降低 NO_x 排放运行调整[J]. 广西电力, 2014, 37(6): 83-86.

HOU Jianxiong, LIU Yang. Operation Adjustment to the Reduction of NO_x Emission of Coal-fired Boiler in Jinwan Power Plant [J]. Guangxi Electric Power, 2014, 37(6): 83-86.

[7] 黄卫军, 於晓博, 朱延海, 等. 锅炉降负荷 NO_x 大幅生成原因分析及对策[J]. 电力科技与环保, 2014, 30(2): 26-28.

HUANG Weijun, YU Xiaomei, ZHU Yanhai, et al. Reason Analysis and Countermeasure of NO_x Fast Generation When Boiler Load is Decreased [J]. Electric Power Environmental Protection, 2014, 30(2): 26-28.

[8] 蒋宏利, 丁海波, 魏铜生. 切圆燃烧锅炉低负荷 NO_x 生成浓度偏高的原因及措施[J]. 中国电力, 2014, 47(12): 13-16.

JIANG Hongli, DING Haibo, WEI Tongsheng. Cause Analysis and Prevention Plans on High Concentration NO_x Production at Low Load in Tangentially-firing Utility Boilers [J]. Electric Power, 2014, 47(12): 13-16.

[9] 宋洪鹏, 周斌, 周红梅. LNCFS 燃烧器低 NO_x 燃烧特性试验研究[J]. 热力发电, 2013, 42(4): 38-42.

SONG Hongpeng, ZHOU Bin, ZHOU Hongmei. Experimental

- Study on Low NO_x Combustion Characteristics of the LNCFS Burner[J]. Thermal Power Generation, 2014, 47(12): 13-16.
- [10] 侯剑雄, 薛森贤, 谢伟龙. 超临界 600MW 锅炉汽温控制分析[J]. 电力与能源, 2013(3): 293 - 296.
- HOU Jianxiong, XUE Senxian, XIE Weilong. Analysis of 600 MW Supercritical Boiler Steam Temperature Control[J]. Power & Energy, 2013(3): 293-296.
- [11] 王奇伟. 某电厂烟气监测系统与脱硝自动控制改造[J]. 中国电力, 2015, 48(7): 120 - 123.
- WANG qiwei. Retrofit of Flue Gas Monitoring and Denitration Automatic Control Systems in a Power Plant[J]. Electric Power, 2015, 48(7): 120-123.
- [12] 武宝会, 崔利. 火电厂 SCR 烟气脱硝控制方式及其优化[J]. 热力发电, 2013, 42(10): 116 - 119, 126.
- WU Baohui, CUI Li. SCR Flue Gas Denitrification Control and Optimization in Thermal Power Plants[J]. Thermal Power Generation, 2013, 42(10): 116-119, 126.
- [13] 刘爱民, 徐光宝, 杨亚熙. 600 MW 机组脱硝控制系统优化浅析[J]. 华北电力技术, 2013(2): 32 - 35.
- LIU Aimin, XU Guangbao, YANG Yaxi. Discussion on Optimization for Denitration Control System of 600 MW Power Units[J]. North China Electric Power, 2013, (2): 32-35.
- [14] 王镇, 薛姗姗, 盛玉和. 火电厂 SCR 烟气脱硝控制逻辑优化[J]. 黑龙江电力, 2015, 37(5): 463 - 466.
- WANG Zhen, XUE Shanshan, SHENG Yuhe. Optimization of SCR Flue Gas Denitrification Control logic[J]. Heilongjiang Electric Power, 2015, 37(5): 463-466.
- [15] 咎小舒, 李宇建, 马标, 等. 一种可扩展的小型 SCR 烟气脱硝喷氨控制系统及优化控制方法[J]. 新技术新工艺, 2015(11): 56 - 61.
- ZAN Xiaoshu, LI Yujian, MA Biao, et al. An Extensible Small SCR Flue Gas Denitration Ammonia Injection Control System and Optimization Control Method[J]. New Technology & New Process, 2015(11): 56-61.