



燃煤电厂烟气多污染物协同治理技术

杨 丁, 叶 凯, 郭 俊

(福建龙净环保股份有限公司, 福建 龙岩 364000)

摘 要: 从我国大气环保的严峻形势出发, 论述并分析了燃煤电厂现有常规除尘、脱硫、脱硝设备之间的相互影响及多污染物协同治理的潜力, 讨论了燃煤烟气污染控制设备对烟气汞、三氧化硫和细颗粒物的协同脱除技术, 提出了燃煤烟气多污染物协同治理技术是应对未来我国环保形势的较佳选择。

关键词: 燃煤电厂; 脱硝; 除尘; 脱硫; 烟气汞; 多污染物; 协同控制

中图分类号: X701 **文献标志码:** A **文章编号:** 1006-5377(2016)07-0055-06

1 背景

作为我国大气污染物排放大户, 燃煤火电行业的污染物排放一直受到国家的高度关注, 随着环保形势的严峻化, 国家不断加大环保力度并提出了愈趋严格的排放标准及限值。国家“十二五”规划提出了主要污染物排放总量减少8%~10%的减排目标, 《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)对燃煤火电厂的烟尘、二氧化硫、氮氧化物的排放限值要求均有大幅提高(现有锅炉烟尘限值 $30\text{mg}/\text{m}^3$, 二氧化硫限值 $200\text{mg}/\text{m}^3$, 氮氧化物限值 $100\text{mg}/\text{m}^3$), 并首次提出了烟气Hg排放限值为 $0.03\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。2013年3月环保部对19个省(区、市)包括火电在内的六大重污染行业提出特别排放限值要求, 进一步提高了排放控制要求(燃煤电厂烟尘排放限值 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 、二氧化硫限值 $50\text{mg}/\text{m}^3$)。2014年9月12日, 国家发改委、环保部、国家能源局联合印发的《煤电节能减排升级与改造行动计划》提出, 东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机

排放限值(即在基准氧含量6%条件下, 烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $50\text{mg}/\text{m}^3$), 中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机排放限值, 鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机排放限值。支持同步开展大气污染物联合协同脱除, 减少三氧化硫、汞、砷等污染物排放。

尽管我国目前已经具备高效除尘、脱硫、脱硝技术及设备, 但一般均是污染物控制设备单独控制, 各自为战。这种单一控制模式存在三个问题: 1) 采用单一的设备难以满足上述愈趋严格的污染物排放(如烟尘)要求; 2) 各单一污染物控制设备之间存在相互不利的影响, 可能影响整个污染物控制系统甚至锅炉的安全稳定运行; 3) 单一控制模式忽略了设备对其他类型的污染物脱除的贡献作用, 即污染物控制技术之间的协同能力。因此, 需要对燃煤电厂各种主流污染物控制工艺进行分析, 研究主要烟气污染物控制设备之间的相互影响, 充分利用燃煤电厂烟气中粉尘、二氧化硫、氮氧化物脱除设备之间的协同作用及对其他污染物如汞、三氧化硫及

细颗粒物的协同脱除能力,通过污染物控制设备之间的综合作用,实现烟气污染物的协同治理。

2 主要污染物治理设备的相互影响

2.1 SCR烟气脱硝系统对下游除尘设备的影响

加装SCR脱硝系统后,烟气组成中的阴电性气体分子(如 SO_2 、 O_2 、 H_2O 和 CO_2 等),特别是 SO_3 浓度的含量显著提高,有利于改善电除尘器的性能和降低飞灰比电阻,提高电除尘器的除尘效率。而对于电袋复合除尘器,烟气中氮氧化物浓度的降低也能够减轻 NO_2 对PPS滤袋的腐蚀损坏,延长滤袋的使用寿命。 SO_3 、 NH_3 及水反应生成黏性沉积物铵盐可能造成空预器或除尘器的堵塞及腐蚀。

2.2 除尘器高粉尘浓度排放对湿法脱硫设备的影响

湿法FGD系统对其入口烟气粉尘浓度有较高的要求,除尘器的除尘效率下降会导致除尘器高浓度粉尘排放。图1为某机组脱硫塔脱硫效率与其烟气粉尘含量的关系。

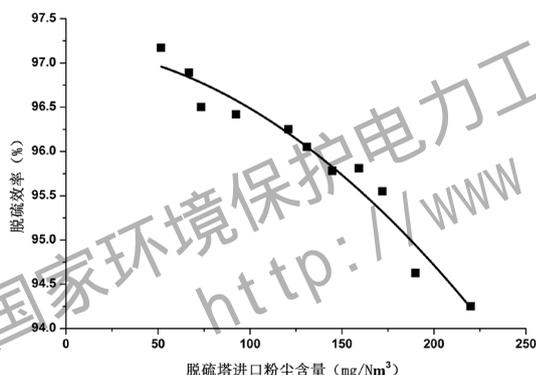


图1 某机组脱硫塔脱硫效率与其烟气粉尘含量的关系

(1) 除尘器高粉尘浓度排放对脱硫浆液的影响

当除尘器出口粉尘浓度较高时,被吸收于浆液中的粉尘会在一定程度上影响气液两相的接触面,进而增大 SO_2 吸收的传质阻力,影响 SO_2 的吸收性能;高浓度的烟气粉尘会阻碍 SO_2 与脱硫剂的接触,降低石灰石的溶解速率,且粉尘在浆液中溶解的金属阳离子(如 Fe^{3+} 、 Al^{3+} 等)会与 CO_3^{2-} 结合,形成难溶的碳酸盐沉淀覆盖在石灰石颗粒表面,阻碍 H^+ 向石灰石颗粒表面的扩散从而抑制其溶解,影响脱硫浆液中吸收剂活性;粉尘溶解的部分金属离子,如 Fe^{3+} 、 Mn^{2+} 等对亚硫酸钙的氧化具有促

进作用,但粉尘含量过多会在浆液中悬浮并覆盖在亚硫酸钙固体表面,阻碍其溶解和向液相中释放亚硫酸根离子,从而降低亚硫酸钙的氧化速率;在实际运行中,还会出现因电除尘器出口排放粉尘浓度过高或者是油污而造成吸收塔内浆液起泡现象。

(2) 除尘器高粉尘浓度排放对脱硫石膏和其他设备的影响

烟气粉尘含量过高不仅会影响脱硫反应的进行,而且其中大量存在的酸不溶物对石膏品质也有较大的影响,主要体现在石膏的色度、纯度、重金属含量上。如果浆液中的粉尘含量过高,细颗粒粉尘将会夹杂在石膏晶体中阻塞结晶水通道,并导致石膏脱水困难,使得石膏含水率超标,并且二水硫酸钙含量将达不到保证值,同时会造成石膏白度下降,甚至呈黑色或灰褐色稀泥状。此外,脱硫塔内烟气和吸收浆液中含有过量的粉尘,会对吸收塔、除雾器、真空皮带脱水机、增压风机、浆液循环泵叶轮和管道、搅拌器、石膏旋流器等关键设备造成磨损,影响使用寿命。

2.3 湿法烟气脱硫系统对其他设备的影响

目前国内大部分电厂的湿法脱硫系统都不设GGH,在完成烟气 SO_2 的吸收后,吸收塔出口的烟气温度较低,且含有饱和水蒸汽,烟气处于结露现象。低温下含饱和水蒸汽的净烟气很容易产生冷凝酸。据实测,在净烟道或烟囱中的凝结物pH值约在1~2之间,硫酸浓度可达60%,具有很强的腐蚀性,因而对脱硫系统的后续设备(如尾部烟道及烟囱)存在一定的腐蚀风险。此外,烟气中 SO_3 (或 H_2SO_4 酸雾)和浆液滴的存在可能形成“石膏雨”“蓝烟”等环境问题;燃煤烟气经过湿法脱硫系统的喷淋洗涤后,烟气中颗粒物的粒径分布峰值向小粒径方向迁移,且细颗粒成分也会明显增加。

3 燃煤电厂烟气多污染物协同治理技术

燃煤电厂的常规除尘、脱硫、脱硝设备不仅能够脱除各自的主要污染对象,很多设备还具备脱除其他类型污染物的潜力,所以可以充分利用现有污染物控制设备的多污染物协同控制潜力,实现燃煤电厂烟气多污染物的综合治理。以下介绍烟气中几种典型污染物的协同脱除作用。

3.1 燃煤电厂烟气Hg的协同脱除

根据美国电力研究协会(EPRI)统计:SCR烟气脱硝系统在降低烟气 NO_x 含量的同时也能够促进 Hg^{2+} 的生

成,从而有利于汞在后续的除尘、脱硫装置去除。图2为国内某电厂SCR脱硝系统前后各种形态的汞含量及总汞变化情况。SCR脱汞机理研究表明, Hg^0 首先吸附在催化剂活性中心上, 烟气中的 O_2 和 HCl 再将 Hg^0 氧化为 Hg^{2+} , Hg^{2+} 最后从活性中心脱附, 而且汞的氧化效率受烟气流速、氨浓度和 HCl 浓度共同影响, 低流速利于增大催化剂与 Hg^0 接触时间, 但过高的停留时间会导致 NH_3 还原效应增强, 使 Hg^{2+} 还原为 Hg^0 , 因此找到最佳停留时间对SCR催化剂协同脱汞有重要意义。另外, Hg^0 的氧化效率随 HCl 浓度升高而增加, 提高烟气 HCl 含量有助于 Hg^0 的氧化, 但同时考虑到脱硫浆液对氯离子的控制, 应保证烟气含氯不超过限值。

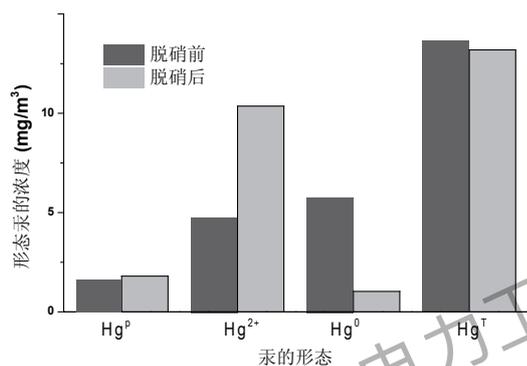


图2 SCR前后各形态汞及总汞变化情况

燃煤电厂的烟气除尘装置对汞也有一定的脱除能力。静电除尘装置对烟气中的 Hg^0 和 Hg^{2+} 有一定的脱除能力, 对颗粒态汞 (Hg^p) 的脱除具有明显的效果 (脱除率可达90%以上), 测试的部分电厂煤粉锅炉静电除尘器 (ESP) 对烟气汞的形态 (Hg^p 、 Hg^{2+} 和 Hg^0) 和浓度的影响如图3所示。测试结果表明, 烟气中 Hg^p 所占比例平均值由ESP前的28.4%下降到ESP后的5.3%; 电袋和布袋除尘装置均具有良好的脱汞性能。烟气以较低流速通过布袋的滤料, 粉尘在滤料表面形成滤饼, 这层滤饼可以强化汞在飞灰上的吸附和为 Hg^0 的多相氧化提供催化介质, 且电袋和布袋除尘装置在脱除亚微米级飞灰颗粒呈现相对较高的效率, 而亚微米级飞灰易富集汞, 因此电袋和布袋除尘装置对汞的脱除效果要高于静电除尘装置。除尘系统对烟气中 Hg^T 的脱除效果如图4所示。

SCR装置与ESP具有协同脱汞作用, 具有SCR脱硝系统时, ESP的脱汞效率可以达到80.6%, SCR催化剂对烟

气中 Hg^0 有催化氧化作用, 使得部分 Hg^0 转化成 Hg^{2+} , Hg^{2+} 易于吸附在飞灰颗粒物表面, 在静电除尘器内被协同脱除, 安装SCR的机组静电除尘器的脱汞效果明显优于未安装SCR的机组。

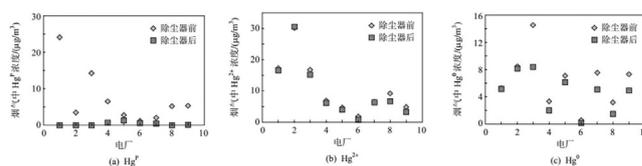
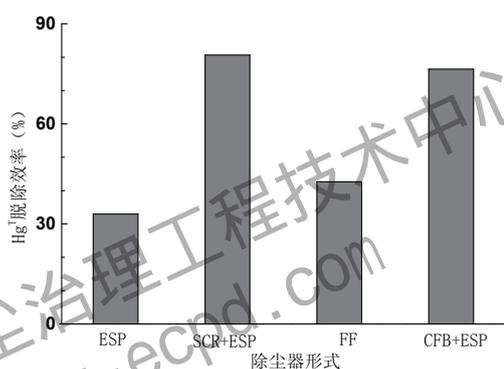
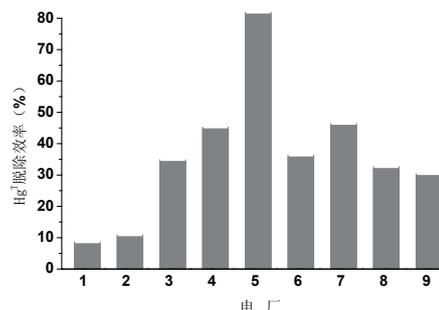


图3 ESP前后烟气各形态汞的浓度变化

图4 除尘器对 Hg^T 的脱除效率

由于 Hg^{2+} 易溶于水的特性, 所以湿法脱硫装置能够有效脱除 Hg^{2+} , 但对不溶于水的 Hg^0 无控制作用。测试的部分电厂WFGD系统的协同脱汞效率如图5所示。需要特别注意的是, 脱硫浆液中的亚硫酸盐的存在会将吸收的部分 Hg^{2+} 还原为 Hg^0 。SCR装置与WFGD系统具有协同脱汞作用, 无SCR时, WFGD系统平均脱汞效率为34.2%, 有SCR时, WFGD系统平均脱汞效率为40.0%。

图5 WFGD对 Hg^T 的脱除效率

为满足更高的排放要求,部分电厂在湿法脱硫装置后安装湿式电除尘器,湿式电除尘器对PM_{2.5}超细粉尘和SO₃酸雾等污染物有很强的捕集能力,同时在经过除尘、脱硫等设备自身脱汞之后较低的汞浓度条件下,经试验证明还具有协同脱汞能力,湿式电除尘器可达到75%以上的脱汞效率。

3.2 低低温高效烟气治理系统对烟气SO₃的协同控制

低低温电除尘技术是从电除尘器及湿法烟气脱硫工艺的单一除尘和脱硫工艺路线演变而来,1997年日本三菱率先在大型燃煤火电机组中开始推广应用基于MGGH使电除尘器(ESP)在90℃左右运行的低低温电除尘工艺,由于该技术的优点非常明显,之后在日本得到了迅速发展(其工程应用案例见表1,工艺流程如图6)。

表1 三菱公司高效烟气治理系统的工程应用

年份	电厂名称	容量(MW)	烟囱PM进口浓度(mg/Nm ³)	烟囱SO ₃ 进口浓度(mg/Nm ³)
1997	Tohoku Electric Power Co., Inc. (Haramachi#1, Japan)	1,000×1	22.9	<2.86
1998	Chugoku Electric Power Co., Inc. (Mitsumi, Japan)	1,000×1	9.16	<2.86
2000	Electric Power Development Co., Ltd. (Tachibanawan, Japan)	1,050×1	4.58	<2.86
2000	Shikoku Electric Power Co., Ltd. (Tachibanawan, Japan)	700×1	4.58	<2.86
2004	Tokyo Electric Power Company (Hirono, Japan)	600×1	4.58	<2.86
2004	Kobe Steel, Ltd. (Kobe, Japan)	700×1	4.58	<2.86
2007	Sumitomo Metal Mining Co., Ltd. (Kashima, Japan)	500×1	4.58	<2.86

注:燃料均为煤。

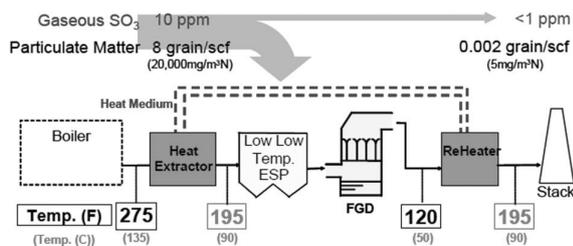


图6 低低温高效烟气治理系统工艺流程图

电除尘器入口烟气温度降至酸露点温度以下,气态SO₃将转化为液态的硫酸雾。因电除尘器入口含尘浓度很高,粉尘总表面积很大,为硫酸雾凝结附着提供了良好条件,80℃~90℃低低温电除尘系统对H₂SO₄酸雾的脱除效率明显高于130℃~150℃的常规电除尘系统。此外,电除尘器进口烟气温度降低,显著降低粉尘比电阻,提高电除尘器运行电压,同时吸收了SO₃的粉尘的比电阻进一步降低,有利于提高电除尘器的效率,很好地实现了污染物的高效协同脱除。

国内诸多传统电除尘器厂家,在借鉴三菱与日立高效烟气治理系统的基础上,将电除尘器进口烟气换热降温与电除尘器提效相结合,换热装置所吸收的热量供给锅炉给水。表2给出了国内660MW机组大小的工程项目,采用换热器对电除尘器进口烟气进行降温后,使得烟气中SO₃浓度从电除尘器入口的30mg/Nm³下降到5mg/Nm³左右,通过低低温电除尘器的协同作用,有效去除烟气中的SO₃。

表2 实测低低温电除尘器对SO₃的协同控制

项目机组规模	烟气量(m ³)	电除尘器进口SO ₃ 浓度(mg/Nm ³)	电除尘器出口SO ₃ 浓度(mg/Nm ³)	电除尘器对SO ₃ 的脱除效率(%)
工程A 660MW	3,540,121	30.0	5.1	83.070
工程B 660MW	2,964,382	30.3	5.2	82.817

3.3 燃煤电厂烟气中细颗粒物的协同脱除

煤粉燃烧时会产生大量的微细颗粒物,从其粒径分布来看,包括超细模态与粗模态,超细模态颗粒物粒径在1μm以下,称为亚微米颗粒,占飞灰总质量的0.2%~2.2%;粗模态颗粒物粒径通常大于1μm,称为超微米颗粒,主要是焦炭燃烧后的残留物。这些颗粒物主要来自煤中的矿物质,经过复杂的物理化学过程(如图7、图8)最终会形成亚微米颗粒(PM₁)和残灰颗粒(>0.4μm)。

(1) 除尘器对燃煤细颗粒物的协同控制作用

华中科技大学刘小伟等选择国内较为典型的200MW机组上海东方锅炉厂中间再热、自然循环锅炉配套的5电场电除尘器进出口进行测试,测试结果见表3。国内某循环流化床锅炉配套的电袋除尘器进出口的测试结果见表4。

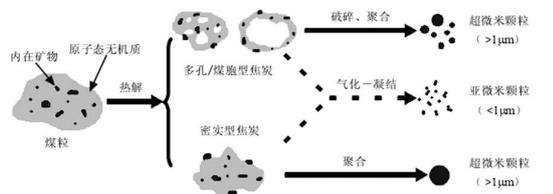


图7 燃煤内在矿物的成灰机理

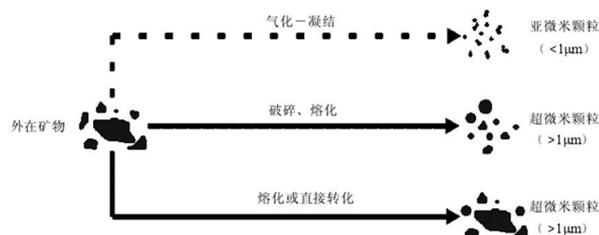


图8 燃煤外在矿物质的成灰机理

进出口颗粒物进行测试与分析，测试结果见图9。

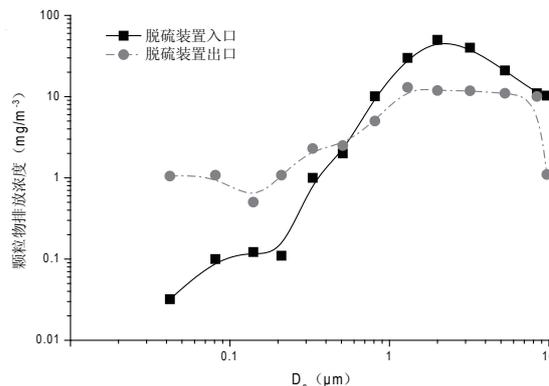


图9 脱硫装置入口和出口PM₁₀的浓度与粒径分布

表3 200MW机组电除尘器进出口烟气颗粒物含量

测试位置	锅炉负荷 (MW)	PM ₁₀ 质量浓度 (mg/Nm ³)	PM _{2.5} 质量浓度 (mg/Nm ³)	PM ₁ 质量浓度 (mg/Nm ³)	粉尘浓度 (g/Nm ³)	PM ₁₀ 占比 (%)	PM _{2.5} 占比 (%)	PM ₁ 占比 (%)
电除尘器进口	200	1330.1	552.3	79.1	18.6	7.16	2.97	0.43
电除尘器出口		7.2	6.6	3.3	0.0072	100	91.08	45.84

表4 210t/h锅炉电袋复合除尘器进出口烟气颗粒物含量

测试位置	锅炉负荷 (t/h)	PM ₁₀ 质量浓度 (mg/Nm ³)	PM _{2.5} 质量浓度 (mg/Nm ³)	PM ₁ 质量浓度 (mg/Nm ³)	粉尘总浓度 (g/Nm ³)	PM ₁₀ 占比 (%)	PM _{2.5} 占比 (%)	PM ₁ 占比 (%)
电袋复合除尘器进口	210	1020.0	294.2	157.4	22.59	4.51	1.31	0.7
电袋复合除尘器出口		5.7	2.5	1.6	0.0057	100	43.85	28.07

从表3、表4所示数据分析，除尘器进口PM₁₀占比小于10%，PM_{2.5}占比小于3%，PM₁占比小于1%，电除尘器与电袋除尘器对于PM₁₀以上颗粒的脱除效率大于99.44%，对于PM₁以下颗粒物去除率大于95%。

(2) 湿法烟气脱硫对颗粒物的协同去除作用

近年来，国外学者陆续开展了一些对电厂WFGD系统前后颗粒物成分的研究，荷兰的Meij等发现，静电除尘装置 (electrostatic precipitator, ESP) 排放的烟气经过WFGD系统后，颗粒物质量浓度由WFGD入口处的约100mg/Nm³下降到出口的10mg/Nm³ (标准状态) 以下。

国内华中科技大学周科等对某电站1、2号300MW机组燃煤锅炉进行烟气颗粒物采样试验，对湿法烟气脱硫

图9表明，经过脱硫装置后低压撞击器收集到的第1~6级颗粒物浓度由3.7mg/Nm³增至9.6mg/Nm³，总量增加了159.5%；而第7~13级颗粒物的浓度由185.4mg/Nm³减至111.8mg/Nm³，总量减少39.7%。

国内部分项目湿法脱硫进出口颗粒物浓度的测试结果见表5，在除尘器

出口 (脱硫塔进口) 颗粒物浓度为15~45mg/Nm³时，湿法脱硫对颗粒物脱除效率接近40%~50%，与国内部分研究结果基本一致。

表5 国内部分燃煤电厂湿法烟气脱硫进出口浓度

项目	机组负荷	烟气量 (m ³ /h)	除尘器出口颗粒物浓度 (mg/Nm ³)	湿法脱硫出口颗粒物浓度 (mg/Nm ³)	脱除效率 (%)
A	600MW	3,517,351	44.2	23.3	47.28
B	600MW	3,358,923	15.1	5.6	62.90
C	510MW	3,156,430	18.8	9.0	52.13

备注：表中烟气量为除尘器出口位置工况风量。

4 结语

随着燃煤电厂环保标准的严格化及大气环保形势的日益严峻,控制指标趋向多样化,一味地增设环保设备可能使得电厂的污染物治理系统庞大复杂,可能影响锅炉及整个烟气治理系统的安全稳定运行,采用燃煤烟气多污染物协同控制技术已然成为较佳的选择。基于现有的除尘、脱硫、脱硝设备存在着相互协同的有利因素,且对其他污染物如烟气Hg、SO₃和细颗粒物也存在协同控制,可以在研究污染物控制设备之间相互影响及多污染物控制技术的协同效应的基础上,充分利用设备间的协同控制能力,采用合理的治理方案,实现燃煤电厂多污染物的协同脱除。

参考文献:

- [1] 郭俊, 马果骏, 阎冬, 等. 论燃煤烟气多污染协同治理新模式[J]. 电力科技与环保, 2012.
- [2] 刘轶, 蒋洁, 文杰, 等. 脱硝装对袋式除尘器运行的影响及其防治措施[J]. 污染防治技术, 2013, 26(5).
- [3] 刘鹏程, 吴树志. 烟气飞灰对湿法脱硫工艺影响探讨[C]. 2009年全国电力行业脱硫脱硝技术协作网年会暨脱硫脱硝企业CEO论坛论文集, 2009.
- [4] Mori T, Marsuda S, Nakajima F, et al. Effect of A13+ and F- desulfurization reaction in the limestone slurry scrubbing process. Ind Eng Chem Process Des Dev, 1981, 20(1).
- [5] 姜孝国, 邵爱华, 任自华. 关于SCR脱硝SO₃转化率问题的探讨[J]. 锅炉制造, 2014(2).
- [6] 酆建国, 龙辉, 酆祝海, 等. 低低温电除尘技术研究及应用[C]. 第十五届中国电除尘学术会议论文集, 2013.
- [7] 周科, 聂剑平, 张广才, 等. 湿法烟气脱硫燃煤锅炉烟气颗粒物的排放特性研究[J]. 热力发电, 2013(8).

Technology for Treatment of Flue Gas Multi-pollutants in Coal-fired Power Plant

YANG Ding, YE Kai, GUO Jun

(Fujian Longking Environmental Protection Co., Ltd, Fujian-Longyan 364000, China)

Abstract: The paper discusses and analyzes the mutual influence between the general dust removal, desulfurization, denitration equipment and potential of multi-pollutant treatment in coordination in coal-fired power plant; talks over the works of coal-fired flue gas pollution control equipment in coordination with the removal technologies of flue gas mercury, SO₃ and fine particulates; points out that the system treatment technologies of coal-fired flue gas multi-pollutant are the best choices to confront the future environmental protection situation in our country.

Keywords: coal-fired power plant; denitration; dust removal; desulfurization; flue gas mercury; multi-pollutant; coordinating control

声 明

为适应我国信息化建设需要,扩大作者学术交流渠道,本刊已加入“中国期刊全文数据库”“中国学术期刊综合评价数据库”“中文科技期刊数据库”“中国核心期刊(遴选)数据库”“中国学术文献网络出版总库”“万方数据库”“重庆维普数据库”“博看网数据库”“中邮订阅读网数据库”“超星订阅数据库”等。作者著作权使用费与本刊稿酬一次性给付。如作者不同意将文章编入以上数据库,请在来稿时声明,本刊将做适当处理。

《中国环保产业》编辑部