

燃煤电站烟气污染物排放控制工程技术丛书

选择性催化还原法 (SCR)烟气脱硝

中国大唐集团科技工程有限公司

夏怀祥 段传和 等 编著

葛 亮 主审



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

燃煤电站烟气污染物排放控制工程技术丛书

选择性催化还原法 (SCR)烟气脱硝

中国大唐集团科技工程有限公司

夏怀祥 段传和 谭效德 梁庆源 等 编著

葛 亮 主审



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书从工程实用性出发,图文并茂,全面系统地阐述了燃煤电站选择性催化还原法(SCR)烟气脱硝工程技术知识。主要对SCR烟气脱硝技术基本知识,SCR脱硝技术的烟气系统设计,SCR催化剂,SCR反应器,液氨与氨区,尿素与尿素制氨工艺,SCR的附属系统设计,SCR系统过程控制,SCR系统的安装,SCR脱硝装置的调试、运行与维护进行了介绍。同时,给出了三个SCR烟气脱硝工程案例。另外,研究了SCR系统对脱汞的影响。

本书适合从事SCR烟气脱硝系统设计、施工、安装、调试、运行、维护等工作的工程技术人员和管理人员参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

选择性催化还原法(SCR)烟气脱硝/夏怀祥等编著. —北京:中国电力出版社,2012.6

(燃煤电站烟气污染物排放控制工程技术丛书)

ISBN 978-7-5123-3238-6

I. ①选… II. ①夏… III. ①燃煤发电厂-烟气-脱硝
IV. ①X773.017

中国版本图书馆CIP数据核字(2012)第142138号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2009年4月第一版

2012年9月第二版 2012年9月北京第三次印刷

787毫米×1092毫米 16开本 21.25印张 508千字

印数4501—7500册 定价58.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

我国能源资源以煤炭为主,在电源结构方面,今后相当长的一段时间内将继续维持燃煤机组为主的基本格局不变。煤、石油、天然气等化石燃料的燃烧会产生二氧化碳(CO_2)、二氧化硫(SO_2)、氮氧化物(NO_x)和颗粒物等污染物的排放,其中煤燃烧产生的污染物最为严重,是我国目前大气污染物的主要来源。据统计,我国80%的电力能源、70%的化工燃料、60%的化工原料和80%的供热燃料都来自煤,这种状况在目前和今后相对长的一段时间内不会有根本改变。

火电厂是烟尘、 SO_2 和 NO_x 等大气污染物排放大户,GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》的实施,对控制火电厂大气污染物的排放、保护生态环境和推动电力行业的技术进步发挥了重要作用。近年来,国家制订出台了一系列相关的法律法规、规划、技术政策等,对火电厂大气污染物的排放控制提出了更高的要求。

我国环境保护虽然取得了积极进展,但环境形势依然严峻,以煤为主的能源结构导致大气污染物排放总量居高不下,潜在的环境问题不断显现,区域性大气污染问题日趋明显,长三角、珠三角和京津冀地区等城市群大气污染呈现明显的区域性特征, NO_x 的污染问题尚未得到有效控制,酸雨的类型已从硫酸型向硫酸和硝酸复合型转化。

GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》规定,要控制 SO_2 、 NO_x 、烟尘和汞及其化合物四种污染物,其中汞及其化合物为新设置的控制排放物。

国家《节能减排“十二五”规划》对脱硫脱硝提出了明确的要求:新建燃煤机组全部安装脱硫脱硝设施,完成5056万kW现役燃煤机组脱硫设施的配套建设,对4267万kW不能稳定达标的燃煤机组进行脱硫改造,完成7000万kW燃煤机组低氮燃烧技术改造和4亿kW燃煤机组脱硝改造。

有效控制煤燃烧产生的大气主要污染物 CO_2 、 SO_2 、 NO_x 及粉尘的排放量是落实十七大有关科学发展观精神和完成“十二五”节能减排任务的具体实践。鉴于此,特组织一批具有丰富实践经验的专家和工程技术人员精心编制了本套《燃煤电站烟气污染物排放控制工程技术丛书》。本书为《选择性催化还原法(SCR)烟气脱硝》,是在《燃煤电站SCR烟气脱硝工程技术》基础上,进行了修订。

烟气脱硝技术即减排 NO_x 技术在我国已起步,根据国家环境保护部网站公布的信息,自20世纪90年代国内第一台烟气脱硝装置在福建后石电厂600MW机组投运以来,

截至2011年3月底,全国共有218台燃煤火电机组的烟气脱硝装置投入运行。在国家“十二五”快速发展过程中,GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》的实施,将大大推进我国烟气脱硝技术的发展。

本书广泛收集了国内外有关燃煤电站选择性催化还原法(SCR)烟气脱硝的最新技术、设备、建设、运行、调试过程的资料,结合作者在燃煤电站烟气脱硝装置设计、建造、调试与运行管理上的经验,较为全面、系统地阐述了SCR烟气脱硝工程技术知识。

本书的特点是突出“工程”,材料的编写与组织紧紧围绕“工程”展开,对SCR烟气脱硝的基本知识进行了阐述,重点对工程设计、安装、调试和工程的运行维护进行了说明。全书内容从实用性出发,密切联系工程实际,图文并茂,有助于SCR系统设计、建设、安装、调试、运行、维护等各方面的工程技术人员和管理人员在实践中获得更多的信息。

全书共分为十三章。第一章概括介绍燃煤电站主要污染物,影响燃煤电站氮氧化物生成的因素及相关排放与控制对策、常见的几种脱硝技术简介等;第二章主要介绍SCR烟气脱硝技术基本知识;第三章介绍SCR脱硝技术的烟气系统设计;第四章介绍SCR系统催化剂的设计、选择与维护管理等;第五章介绍SCR反应器与烟道设计、SCR系统的CFD模拟与物理模型的相关知识;第六章介绍氨区的设计;第七章介绍尿素与尿素制氨工艺;第八章介绍SCR的附属系统设计;第九章介绍SCR系统过程控制的相关知识;第十章介绍SCR系统的安装;第十一章详细说明SCR脱硝装置的调试、运行与维护;第十二章介绍实际建设的SCR脱硝装置工程案例;第十三章介绍SCR系统对脱汞的影响。

本书由夏怀祥、段传和、谭效德、梁庆源、尹卫方、谷小兵、段家新、陈海杰编著,全书由段传和统稿。在本书的编写过程中,刘波、甘柯、周烨、李大龙、乔萌等进行了相关文字的翻译、整理工作。

本书由葛亮主审,提出了许多宝贵的意见。

在本书的编写过程中,作者参阅了相关催化剂生产制造商、相关设备的使用说明书、国内外发表的相关文献,引用了其中的观点和部分资料,在此表示感谢。

限于作者水平和经验,书中难免会存在疏漏与不足之处,敬请读者批评指正。

编者

2012年1月于北京

前言

◆ 第一章 概论	1
第一节 氮氧化物的污染与危害	1
第二节 我国燃煤电站 NO_x 的排放现状及控制标准	2
第三节 燃煤电站 NO_x 的产生机理	7
第四节 影响燃煤电站 NO_x 生成的主要因素	11
第五节 燃煤电站 NO_x 的控制技术与分析	12
◆ 第二章 选择性催化还原法 (SCR) 烟气脱硝技术基本知识	24
第一节 燃煤电站 SCR 脱硝技术介绍	24
第二节 燃煤电站常见的几种 SCR 反应器系统	26
第三节 燃煤电站 SCR 系统还原剂制备系统	30
第四节 燃煤电站 SCR 设计需要的技术数据	35
第五节 SCR 技术的几个基本概念	36
第六节 燃煤电站 SCR 烟气脱硝系统的物料平衡	38
第七节 SCR 工艺系统的能量平衡	42
第八节 影响 SCR 脱硝性能的几个关键因素	44
第九节 加装 SCR 系统对锅炉及辅机的影响	46
◆ 第三章 燃煤电站 SCR 脱硝技术的烟气系统设计	50
第一节 燃煤电站 SCR 烟气脱硝技术原则	50
第二节 燃煤电站 SCR 烟气系统设计	52
第三节 燃煤电站 SCR 系统的烟气旁路	58
第四节 氨/空气混合系统	63
第五节 AIG 喷氨系统设计	67
第六节 AIG 系统喷射管设计	74
第七节 AIG 喷嘴设计	77
◆ 第四章 SCR 催化剂	79
第一节 催化剂的分类	79
第二节 SCR 催化剂的结构及特点	81
第三节 火电厂 SCR 脱硝催化剂的几个重要指标	83
第四节 燃煤电站常用 SCR 催化剂的活性及成分	85

第五节	燃煤电站 SCR 催化剂的设计条件	88
第六节	燃煤电站烟气化学成分对催化剂性能的影响	90
第七节	烟气中飞灰对催化剂选择的影响	92
第八节	燃煤电站烟气参数对催化剂性能的影响	98
第九节	催化剂的体积设计	100
第十节	催化剂的寿命管理	103
第十一节	催化剂的生产制造	107
第十二节	失效催化剂的处理	111
第五章	SCR 反应器	113
第一节	反应器基本概念	113
第二节	反应器的工艺设计	115
第三节	反应器的结构与支撑设计	120
第四节	反应器的密封与防积灰设计	128
第五节	SCR 反应器内的吹灰系统	130
第六节	燃煤电站 SCR 反应器有关检修测试门孔的布置	136
第七节	CFD 模拟技术在燃煤电站 SCR 系统的应用	138
第八节	物理模型在燃煤电站 SCR 工程中的应用	143
第六章	液氨与氨区	147
第一节	氨的基本特性	147
第二节	氨区设计的基本规范	148
第三节	液氨汽化的几种系统	149
第四节	氨区工艺系统及主要设备	151
第五节	氨区的布置	159
第六节	SCR 系统的消防、防爆与火灾报警系统	162
第七章	尿素与尿素制氨工艺	167
第一节	尿素	167
第二节	尿素水解制氨工艺	169
第三节	尿素水解制氨系统的工程设计	183
第四节	尿素的热解制氨工艺	188
第五节	尿素热解制氨系统的工程设计	196
第六节	尿素水解制氨系统的控制与操作	199
第七节	尿素热解制氨系统的控制与操作	202
第八节	尿素水解与热解系统主要常见问题及处理措施	208
第九节	尿素水解与热解系统的布置	210
第八章	SCR 的附属系统设计	214
第一节	SCR 系统的电气系统	214
第二节	采暖、通风、除尘及空调	216

第三节	SCR 给排水系统·····	216
第四节	SCR 系统钢结构、平台及扶梯·····	217
第五节	SCR 系统的保温、油漆和防腐·····	220
第九章	SCR 系统过程控制·····	224
第一节	控制的基本概念·····	224
第二节	控制的主要内容和原理·····	226
第三节	主要控制仪表的介绍·····	235
第十章	SCR 系统的安装·····	244
第一节	SCR 钢结构安装·····	244
第二节	SCR 反应器安装·····	246
第三节	催化剂存放及装卸·····	250
第四节	SCR 催化剂的安装·····	251
第五节	氨区设备的安装·····	258
第十一章	燃煤电站 SCR 脱硝装置的调试、运行与维护·····	261
第一节	燃煤电站 SCR 系统调试的内容·····	261
第二节	燃煤电站 SCR 系统调试准备·····	262
第三节	燃煤电站 SCR 系统分系统调试·····	264
第四节	脱硝系统热态通烟试运行·····	273
第五节	SCR 系统的性能验收试验·····	277
第六节	燃煤电站 SCR 系统的运行·····	279
第七节	燃煤电站 SCR 系统的检查和维护·····	283
第八节	燃煤电站 SCR 系统常见问题分析·····	288
第十二章	工程案例·····	292
第一节	大唐阳城发电有限责任公司 1×600MW 机组烟气脱硝工程·····	292
第二节	大唐哈尔滨第一热电厂 300MW 机组 SCR 工程设计·····	301
第三节	淮南洛能发电有限责任公司 2×630MW 机组烟气脱硝工程·····	309
第十三章	SCR 脱硝系统与脱汞·····	319
第一节	概述·····	319
第二节	燃煤电厂汞的形态转化与汞的监测·····	320
第三节	SCR 系统对烟气汞形态的影响·····	323
第四节	复合式烟气脱汞技术·····	325
参考文献	·····	328

概 论

第一节 氮氧化物的污染与危害

一、氮氧化物 (NO_x) 的特性

通常所说的氮氧化物 (nitrogen oxides) 包括多种化合物, 如一氧化二氮 (N_2O)、一氧化氮 (NO)、二氧化氮 (NO_2)、三氧化二氮 (N_2O_3)、四氧化二氮 (N_2O_4) 和五氧化二氮 (N_2O_5) 等。除二氧化氮以外, 其他 NO_x 均极不稳定, 遇光、湿或热变成二氧化氮及一氧化氮, 一氧化氮又变为二氧化氮。因此, 常规职业环境中接触的是几种气体混合物, 常称为硝烟 (气), 主要为一氧化氮和二氧化氮, 并以二氧化氮为主。总之, NO_x 种类很多, 造成大气污染的主要是一氧化氮 (NO) 和二氧化氮 (NO_2), 因此环境学和本书中的 NO_x 一般就指这两者的总称。

一氧化氮 (NO) 为无色气体, 分子量为 30.01, 熔点为 -163.6°C , 沸点为 -151.5°C , 蒸气压力为 101.31kPa (-151.7°C)。溶于乙醇、二硫化碳, 微溶于水和硫酸, 水中溶解度为 4.7% (20°C), 性质不稳定, 在空气中易氧化成二氧化氮。

二氧化氮 (NO_2) 在 21.1°C 温度时为红棕色刺鼻气体; 在 21.1°C 以下时为暗褐色液体; 在 -11°C 以下温度时为无色固体, 加压液化为四氧化二氮。 NO_2 的分子量为 46.01, 熔点为 -11.2°C , 沸点为 21.2°C , 蒸气压力为 101.31kPa (21°C), 溶于碱、二硫化碳和氯仿, 微溶于水, 性质较稳定。

二、氮氧化物 (NO_x) 污染物的来源

大气中 NO_x 污染物来源于两个方面: 一是自然源, 二是人为源。自然源的 NO_x 主要来自微生物活动、生物体氧化分解、火山喷发、雷电、平流层光化学过程、土壤和海洋中的光解释放等。自然源产生的 NO_x 数量比较稳定, 且相对基本平衡, 变化大的是人为源。

人为源的 NO_x 由人类的生活和生产活动产生并排放进入大气。产生 NO_x 的人类活动主要有:

- (1) 化石燃料燃烧过程产生的 NO_x , 如燃煤电站、交通车船和飞机燃料燃烧等。
- (2) 生产产品过程中产生的 NO_x , 如硝酸生产、冶炼等过程。
- (3) 处理废物过程产生的 NO_x , 如垃圾和污泥的焚烧等。

实际上, 人为排放的 NO_x 绝大部分源于化石燃料的燃烧过程, 并且随着社会经济发展水平的提高而呈现增长的趋势。

目前, 全世界的三大环境问题是:

- (1) 温室效应, 其根本缘由主要是 CO_2 、 CH_4 、 N_2O 。
- (2) 酸性降水 (酸雨), 其根本缘由主要是 SO_2 、 NO_x 。
- (3) 臭氧层破坏, 其根本缘由主要是 CClF 、 NO_x 。



在造成上述大气环境问题的污染物中， NO_x 占据三项，足见其对自然界的影响之大。 NO_x 既是硝酸型酸雨的基础，又是形成光化学烟雾、破坏臭氧层的主要物质之一，具有很强的毒性，对人体、环境、生态的危害，以及对社会经济的破坏都很大。

三、氮氧化物（ NO_x ）的危害

NO 会使人中枢神经麻痹并导致窒息死亡， NO_2 会造成哮喘和肺气肿，人的心、肺、肝、肾及造血组织的功能丧失，其毒性比 NO 更强。无论是 NO 、 NO_2 或 N_2O_4 ，还是 N_2O ，在空气中的最高允许浓度均为 $5\text{mg}/\text{m}^3$ （以 NO_2 计）。

NO_x 与 SO_2 一样，在大气中会通过干沉降和湿沉降两种方式降落到地面，最终的归宿是硝酸盐或硝酸。硝酸型酸雨的危害程度比硫酸型酸雨的更强，因为它在对水体的酸化、对土壤的淋溶贫化、对农作物和森林的灼伤毁坏、对建筑物和文物的腐蚀损伤等方面丝毫不逊于硫酸型酸雨。所不同的是，它给土壤带来一定的有益氮分，但这种“利”远小于其“弊”，因为它可能带来地表水富营养化，并对水生和陆地的生态系统造成破坏。

大气中的 NO_x 有一部分进入同温层对臭氧层造成破坏，使臭氧层减薄甚至形成空洞，对人类生活带来不利影响；同时 NO_x 中的 N_2O 也是引起全球气候变暖的因素之一，虽然其数量极少，但其温室效应的能力是 CO_2 的 200 ~ 300 倍。

四、我国各行业 NO_x 排放的排放量

目前，我国的 NO_x 年排放量仅次于美国，年排放量保持在 1000 万吨级的水平之上，表 1-1 是清华大学郝吉明先生以 2000 年 NO_x 排放的部门和燃料清单为基础对未来 30 年各行业 NO_x 排放量的预测，具有一定的参考价值。表中显示燃煤电站占有 35% ~ 40% 的份额，堪称排放大户，因此，它应当是控制 NO_x 排放的重点。

表 1-1 2000—2030 年我国 NO_x 排放的行业贡献率 %

年 份	2000	2010	2020	2030
火 电	35.8	40.2	42.6	43.3
工 业	30.9	21.3	17.0	13.8
机 动 车	21.3	25.9	29.4	31.6
其 他	11.9	11.2	11.2	11.2

注 表中火电行业的贡献率没有考虑脱硝工程安装实施的减排量的影响。

总体来看，煤炭是我国主要的能源资源，目前及今后很长一段时间，以煤为主的能源结构不会有根本的改变。在我国消耗的煤炭中，70% 以上是以燃烧方式消耗的，其中燃煤电站是主力军。燃煤锅炉燃烧产生了烟气，烟气中的 NO_x 是人为 NO_x 源的主要来源之一。因此，了解燃煤电站 NO_x 的现状，掌握其产生的机理，实现 NO_x 排放的有效控制，是实现国家减排任务的重要工作，是实现燃煤电站成为“环境空气及地面水环境”达到国家有关质量标准（简称“双达标”）的绿色企业、环保企业的有效手段。

第二节 我国燃煤电站 NO_x 的排放现状及控制标准

一、我国燃煤电站 NO_x 的排放现状

近年来，随着国内经济的快速发展，氮氧化物（ NO_x ）污染物的排放量迅速增加，严重

污染了生态环境,已成为制约社会经济发展的重要因素之一。有研究表明,氮氧化物是生成臭氧的重要前体物之一,也是形成区域细粒子污染和灰霾的重要原因,从而使我国珠江三角洲等经济发达地区大气能见度日趋下降,灰霾天数不断增加。硝酸根离子在酸雨中所占的比例从20世纪80年代的1/10逐步上升到近年来的1/3,如不加以控制,氮氧化物的增加可能会显著抵消二氧化硫减排带来的环境效益。因此,国家将氮氧化物列为“十二五”期间大气污染物总量控制对象。氮氧化物的主要来源是火力发电、机动车排放和工业锅炉炉窑排放,其中火电厂因其排放量大且相对集中、较其他分散源容易控制,成为国家控制 NO_x 排放的首选目标。

目前,我国的大多数燃煤电站正在逐步对 NO_x 排放进行实时连续的在线测量,图1-1为专家对我国燃煤电站 NO_x 排放情况的分析值。总体上,我国燃煤电站 NO_x 排放量随着火电行业的发展呈不断增长的趋势,2003—2007年五年间,燃煤电站装机容量增长了91.3%,煤耗量增长了65.6%,而2007年我国燃煤电站 NO_x 排放量为838.3万t,比2003年的597.3万t增加了40.3%, NO_x 增加速率明显小于火电装机容量和煤耗量的。

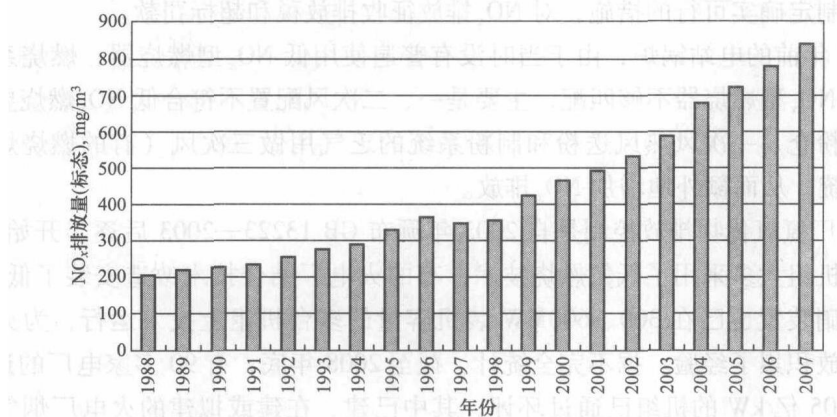


图1-1 我国燃煤电站 NO_x 排放情况专家分析值

另据《中国火电厂氮氧化物排放控制技术方案研究报告》统计,2009年火电厂排放的 NO_x 总量已增至860万t,比2003年的597.3万t增加了43.9%,约占全国 NO_x 排放量的35%~40%;中投顾问发布的《2010—2015年中国环保产业投资分析及前景预测报告》显示,我国能源资源以煤炭为主,在电源结构方面,今后相当长的时间内,将继续维持燃煤机组的基本格局。按照目前的排放控制水平,到2020年,我国火电排放的氮氧化物将达到1234万t以上。由此可见,火电大气污染物排放对生态环境的影响将越来越严重。

总体来说,我国燃煤电站锅炉尾气 NO_x 的排放现状以1997年1月1日GB 13223—1996《火电厂大气污染物排放标准》的实施为界限,可以分为以下几种状况:

(1) 1997年后从国外引进的多数四角切圆燃烧的电站锅炉的 NO_x 排放都能满足小于 $650\text{mg}/\text{m}^3$ (标态)要求,但从国外引进的具有墙式旋流燃烧器的电站锅炉的 NO_x 排放达标都比较勉强,时有超标现象,而从国外引进的W型火焰燃烧无烟煤的电站锅炉多数严重超标, NO_x 排放达 $1000\sim 1500\text{mg}/\text{m}^3$ (标态)。



(2) 1997 年后国内各锅炉厂生产的 300MW 及以上机组燃烧烟煤的电站锅炉, 多数采用了从 ABB-CE 引进的四角切圆燃烧技术及具有宽调节比的 WR 型燃烧器, 并注意遵守国家标准, 其锅炉尾气 NO_x 排放多数也能达标, 有些甚至好于引进的锅炉。

(3) 1997 年前我国生产的四角切圆燃烧电站锅炉虽然在设计上注意到要控制 NO_x 排放, 但更注重煤种多变和相应的稳定燃烧问题, 因而, 多数电站锅炉的 NO_x 排放都远超过 GB 13223—1996 规定的 $650\text{mg}/\text{m}^3$ (标态) 的排放标准, 但又满足 GB 13223—2003 规定的 $1100\text{mg}/\text{m}^3$ (标态) 的标准。

(4) 1997 年前我国生产的墙式旋流燃烧的电站锅炉在设计时基本没有考虑低 NO_x 排放, 因而, 多数电站锅炉 NO_x 排放值比相应的四角切圆燃烧电站锅炉高 $200\text{mg}/\text{m}^3$ (标态), 但基本上也满足 GB 13223—2003 规定的 $1100\text{mg}/\text{m}^3$ (标态) 的标准。从上述 NO_x 的排放现状来看, 我国电站锅炉的 NO_x 排放基本满足 GB 13223—2003 的要求。这是因为该标准根据我国现有电站的真实运行情况, 并根据煤种的挥发分含量和电站的建设日期对已运行电站放宽了 NO_x 排放的限度, 照顾了生产, 使得其比 GB 13223—1996 更具有可行性。但从环境保护方面来看, 需要制定确实可行的措施, 对 NO_x 排放征收排放税和超标罚款。

对于 1997 年前的电站锅炉, 由于当时没有普遍使用低 NO_x 型燃烧器, 燃烧系统的设计与后来发展的 NO_x 型燃烧器不够匹配, 主要是一、二次风配置不符合低 NO_x 燃烧要求, 广泛采用带中间煤粉仓、一次风热风送粉和制粉系统的乏气用做三次风 (有的燃烧烟煤, 也用该系统) 的系统, 从而额外地增加 NO_x 排放。

(5) 火电厂氮氧化物排放控制是自 2003 年颁布 GB 13223—2003 后逐步开始的。此后, 一批新建火电机组大多采用了低氮燃烧技术, 有的火电厂结合技术改造安装了低氮燃烧器, 商业化烟气脱硝装置也已在 300、600MW 装机容量的多台机组上投入运行, 为火电厂降低氮氧化物的排放积累了经验。据不完全统计, 截至 2008 年底, 有 90 多家电厂的近 200 台总装机容量为 1.05 亿 kW 的机组已通过环评, 其中已建、在建或拟建的火电厂烟气脱硝项目达到 5745 万 kW 装机容量, 主要分布在北京、上海、江苏、浙江、广东、山西、湖南等省 (市)。

(6) 2010 年 9 月, 环境保护部明确提出将 NO_x 列入“十二五”总量控制指标, 氮氧化物排放量减少 10%, 脱硝是企业特别是火电企业“十二五”期间必须完成的节能减排工作。2011 年 7 月, 国家环境保护部发布了比欧盟相关规定要求更高的《火电厂大气污染物排放标准》, 于 2012 年 1 月 1 日开始实施。其中规定, 从 2012 年 1 月 1 日开始, 要求所有新建火电机组 NO_x 排放量达到 $100\text{mg}/\text{m}^3$; 从 2014 年 1 月 1 日开始, 要求重点地区所有火电投运机组 NO_x 排放量达到 $100\text{mg}/\text{m}^3$, 而非重点地区 2003 年以前投产的机组达到 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。与 2009 年 7 月的第一次征求意见稿相比, 新标准脱硝目标实现计划提前了一年, 排放标准提高了整整一倍。氮氧化物的控制已成为国家经济可持续发展和环境保护的紧迫客观要求。

二、我国燃煤电站 NO_x 的排放控制标准

(一) 排放标准的几次变化

我国先后五次颁布实施有关火电厂大气污染物的排放标准, 分别为 GBJ4—1973《工业企业“三废”排放试行标准》、GB 13223—1991《燃煤电厂大气污染物排放标准》、

GB 13223—1996《火电厂大气污染物排放标准》、GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》及 GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》。

GB 13223—2003 设置了烟尘、 SO_2 和 NO_x 三种污染物的排放限值，控制的重点之一是推动火电烟气脱硫，标准实施后，通过近几年烟气脱硫设施的建设，电力 SO_2 排放量从 2007 年开始出现下降。

GB 13223—2003 对烟尘的排放也加强了控制，2003 年以后，新建机组的烟尘排放浓度均按不大于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的新标准进行设计和建设，大力推进电除尘器和袋式除尘器的安装。同时，600MW 机组配套的布袋除尘器已投入商业运行。大量高效除尘设备的投入运行有力地推动了火电厂的烟尘治理，从 1980 年到 2008 年，尽管火电装机容量增长了 12 倍以上，但烟尘排放总量基本持平并略有下降。烟尘排放得到了有效控制，单位发电量烟尘排放量逐年较大幅度地降低。

GB 13223—2003 对 NO_x 的控制立足于低氮燃烧方式，并预留烟气脱硝装置空间。近年来，我国 NO_x 排放量不断增加，酸雨污染已由硫酸型向硫酸、硝酸复合型转变，城市大气环境形势依然严峻，区域性大气污染问题日趋明显。此外， NO_x 的排放控制要求与发达国家（地区）相比差距较大，GB 13223—2003 中 NO_x 的浓度限值为 $450 \sim 1100\text{mg}/\text{m}^3$ ，而发达国家（地区）的 NO_x 排放限值一般在 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 以下 [欧盟现行的 NO_x 排放限值为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ ，美国为 $1.01 \sim 1.4\text{lb}/(\text{MWh})$ ，折合 $135 \sim 184\text{mg}/\text{m}^3$ ，日本为 100ppm ，约折合 $200\text{mg}/\text{m}^3$]。现行排放标准已无法适应当前及未来一段时期内火电行业环境保护的要求，提高排放控制要求、控制火电 NO_x 排放迫在眉睫，需要对 GB 13223—2003 进行修订，以满足当前的环保工作需要。

（二）GB 13223—2011 的发布与实施

我国环境保护虽然取得了积极进展，但环境形势依然严峻，以煤为主的能源结构导致大气污染物排放总量居高不下，潜在的环境问题不断显现，区域性大气污染问题日趋明显，长三角、珠三角和京津冀地区等城市群大气污染呈现明显的区域性特征， NO_x 的污染问题尚未得到有效控制，酸雨的类型已从硫酸型向硫酸和硝酸复合型转化。

为了控制大气 NO_x 污染，国家环保部发布了《关于印发〈2009—2010 年全国污染防治工作要点〉的通知》（环办函〔2009〕247 号），要求全面开展 NO_x 污染防治，以火电行业为重点，开展工业 NO_x 污染防治。

火电厂排放烟气中所含成分很多，主要有 N_2 、水蒸气、 CO_2 、 SO_2 、 SO_3 、 NO_x 、CO、颗粒物、重金属和微量元素（如 As、Hg、Ni、Mn 等）。目前，我国和世界其他各国对火电厂排放烟气中污染物的控制集中于 SO_2 、 NO_x 和烟尘，发达国家开始研究对重金属的控制。

GB 13223—2011 要求控制的大气污染物除 GB 13223—2003 中规定的三种污染物外，还新设置了汞及其化合物，即 GB 13223—2011 要求共控制四种污染物，分别为 SO_2 、 NO_x 、烟尘和汞及其化合物。控制指标包括 SO_2 浓度、 NO_x 浓度、烟尘浓度、汞及其化合物浓度，以及烟气黑度五项指标。

1. 新建火力发电锅炉排放浓度限值（新建电厂）

自 2012 年 1 月 1 日起，新建、改建和扩建的燃煤火电锅炉，必须同步配套建设烟气脱

硝装置，执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值。

新建电厂是在标准颁布后才开始设计建设的，按照国家政策，新建的燃煤发电机组和热电联产机组分别采用单机容量 600MW 和 300MW 及以上高参数、高效率的机组，有条件采用能源利用效率高的先进生产技术及先进的低氮燃烧技术和烟气脱硝技术。

该限值比欧盟现行的《大型燃烧装置大气污染物排放限制指令》（2001/80/EC）中规定的新建大型燃烧装置排放限值（ $200\text{mg}/\text{m}^3$ ）和美国 2005 年规定的新源排放限值 [$1.0\text{ lb}/(\text{MWh})$ ，约折合 $135\text{mg}/\text{m}^3$] 都严格。

2. 现有火力发电锅炉及燃气轮机组排放浓度限值（现有电厂）

现有火电厂（即新标准发布前建成或审批的火电厂），基本上是已建或在建的火电厂，GB 13223—2003 标准中第 3 时段的机组预留烟气脱硝场地，具备安装烟气脱硝装置的条件。对于 2003 年 12 月 31 日前建成的机组，根据实际情况、环保要求和现有技术制订限值。

现有燃煤火力发电锅炉排放浓度限值为：① 自 2014 年 7 月 1 日，2004 年 1 月 1 日至 2011 年 12 月 31 日期间环境影响评价文件通过审批的现有燃煤火力发电锅炉执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ；② 自 2014 年 7 月 1 日，采用 W 型火焰炉膛的火力发电锅炉、现有循环流化床火力发电锅炉及 2003 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响评价文件已通过审批的现有燃煤火力发电锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

$200\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值比欧盟 2001/80/EC 指令中规定的现有锅炉排放限值（ $400\text{mg}/\text{m}^3$ ）和美国 2005 年规定的现有电站锅炉排放限值 [$1.6\text{ lb}/(\text{MWh})$ ，约折合 $218\text{mg}/\text{m}^3$] 严格。

3. 大气污染物特别排放限值

为控制区域空气质量，国务院发布了《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》（国办发〔2010〕33 号），要求制定并实施重点区域内重点行业的大气污染物特别排放限值，严格控制重点区域新建、扩建除“上大压小”和热电联产以外的火电厂，在地级城市市区禁止建设除热电联产以外的火电厂。为落实通知精神，在该标准中增加了大气污染物特别排放限值。

对重点区域内的燃煤锅炉，烟尘为 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫为 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

三、国家关于《火电厂氮氧化物防治技术政策》

2010 年 1 月 27 日，国家环保部发布环发〔2010〕10 号文件，内容包括总则、防治技术路线、低氮燃烧技术、烟气脱硝技术、新技术开发、运行管理、监督管理等。

倡导合理使用燃料与污染控制技术相结合、燃烧控制技术和烟气脱硝技术相结合的综合防治措施，以减少燃煤电厂氮氧化物的排放；燃煤电厂氮氧化物控制技术的选择应因地制宜、因煤制宜、因炉制宜，依据技术上成熟、经济上合理及便于操作来确定；低氮燃烧技术应作为燃煤电厂氮氧化物控制的首选技术。当采用低氮燃烧技术后，氮氧化物排放浓度不达标或不满足总量控制要求时，应建设烟气脱硝设施。

发电锅炉制造厂及其他单位在设计、生产发电锅炉时，应配置高效的低氮燃烧技术和装置，以减少氮氧化物的产生和排放；新建、改建、扩建的燃煤电厂，应选用装配有高效低氮燃烧技术和装置的发电锅炉；在役燃煤机组氮氧化物排放浓度不达标或不满足总量控制要求的电厂，应进行低氮燃烧技术改造。

烟气脱硝技术主要有选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）、选择性非催化还原与选择性催化还原联合法（SNCR + SCR）及其他烟气脱硝方法。

还原剂的选择应综合考虑安全、环保、经济等多方面因素：选用液氨作为还原剂时，应符合 GB 18218《重大危险源辨识》及 GB 50016《建筑设计防火规范》中的有关规定；位于人口稠密区的烟气脱硝设施，宜选用尿素作为还原剂。

四、未来政策趋向

总量约束：“十二五”规划将延续“十一五”总量控制的原则，除了“十一五”规划中总量控制的 COD 和 SO_2 外，污水处理中的氨氮与大气排放中的 NO_x 也将作为总量控制指标，进行硬约束。

补贴电价：参照脱硫电价补贴水平，脱硝补贴电价可能在 0.012 ~ 0.015 元/(kWh) 的区间段，这一补贴水平能有效覆盖企业增加的脱硝成本，且企业具备投资脱硝设备的积极性。

氮氧化物是“十二五”规划中主要控制的污染物之一。

五、设计规范的发布

国内已建成的选择性催化还原法（SCR）脱硝工程基本上均采用全套进口或引进技术及关键设备。由于大量引进不同类型的 SCR 脱硝技术装备应用到我国锅炉烟气脱硝工程实际中，用户缺乏一套统一的技术评价体系，因此，在脱硝治理还处于起步阶段就制订一套我国自己的锅炉烟气选择性催化还原脱硝技术装备标准，将有利于规范我国锅炉烟气脱硝技术市场，规范火电厂燃煤烟气脱硝技术装备的设计、制造、工程建设、运行维护，促进火电厂氮氧化物减排、保护环境、减少污染、保障人体健康、保障环境污染治理企业的权益不受侵犯，促进火电厂烟气脱硝工程技术进步和可持续发展。

在此背景下，为建立科学的环境技术管理体系，国家环境保护总局加强了环境标准体系建设，确立了环境质量标准、污染物排放标准等十四个大类的环境标准体系，正式把《环境工程技术规范》纳入环境标准体系，按行业标准组织制定、发布、实施，并作为实施各项环境法规、污染物排放标准的技术支持，也是环境技术管理体系的重要组成部分。有关火电厂烟气脱硝工程的两个技术规范于 2010 年 2 月 3 日发布，并于 2010 年 4 月 1 实施，它们是 HJ 562—2010《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》、HJ 563—2010《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性非催化还原法》。

第三节 燃煤电站 NO_x 的产生机理

目前燃煤电站按常规燃烧方式产生的 NO_x 主要包括一氧化氮（NO）、二氧化氮（ NO_2 ），以及少量 N_2O 等，其中 NO 占 90%， NO_2 占 5% ~ 10%， N_2O 仅占 1% 左右。因此，燃煤电站 NO_x 的生成与排放量主要取决于 NO。

根据 NO_x 生成机理，煤炭燃烧过程中所产生的 NO_x 量与煤炭燃烧方式、燃烧温度、过量空气系数和烟气在炉内停留时间等因素密切相关，煤炭燃烧产生 NO_x 的主要机理有以下三个方面。



一、热力型 NO_x

热力型 NO_x 是由空气中氮在高温条件下氧化而成，生成量的多少主要取决于温度，图 1-2 说明了不同类型 NO_x 的生成量与温度的关系。由图 1-2 可知，在相同条件下 NO_x 生成量随温度增高而增大，当温度低于 1350°C 时，几乎不生成热力 NO_x ，且与介质在炉膛内停留时间和氧浓度（见图 1-3）的平方根成正比，随着反应温度 t 的升高，其反应速率按指数规律增加，当 $t < 1500^\circ\text{C}$ 时， NO 的生成量很少，而当 $t > 1500^\circ\text{C}$ 时， t 每增加 100°C ，反应速率增大 6~7 倍。

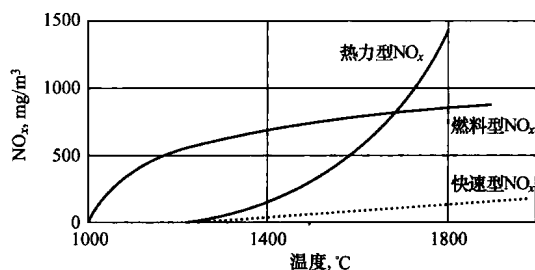
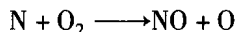
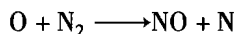
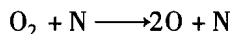


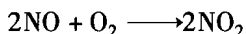
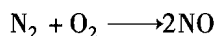
图 1-2 不同类型 NO_x 的生成量与温度的关系

热力型 NO_x 的生成是一种缓慢的反应过程，温度是影响 NO_x 生成最重要和最显著的因素，其作用超过了 O_2 浓度和反应时间。随着温度的升高， NO_x 的生成量达到峰值，然后由于发生高温分解反应而有所降低，并且随着 O_2 浓度和空气预热温度的增高， NO_x 生成量存在一个最大值。当 O_2 浓度过高时，由于存在过量氧对火焰的冷却作用， NO_x 的生成量值有所降低。因此，尽量避免出现氧浓度峰值和温度峰值是减少热力型 NO_x 生成的有效措施之一。

热力型 NO_x 生成机理为



在高温下总发生的反应为



二、燃料型 NO_x

燃料型 NO_x 是燃料中氮化合物在燃烧过程中热分解且氧化而生成的，燃料型 NO_x 的形成包括挥发性 NO 与焦炭性 NO 两种途径，其燃烧过程生成量与温度的关系如图 1-2 所示。燃料型 NO_x 的生成量与火焰附近氧浓度密切相关，通常在过量空气系数小于 1.4 的条件下，转化率 r 随着 O_2 浓度上升而呈二次方曲线增大，这与热力型 NO_x 不同，燃料型 NO_x 生成过程的温度水平较低，且在初始阶段，温度影响明显，而在高于 1400°C 之后，即趋于稳定，如图 1-2 所示。

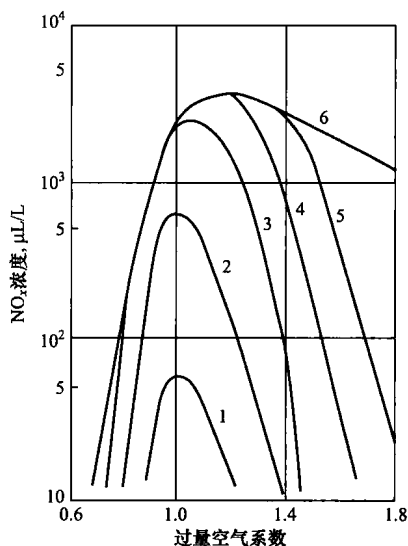


图 1-3 不同过量空气系数和停留时间与热力型 NO_x 生成量的关系

1— $t=0.01\text{s}$; 2— $t=0.1\text{s}$; 3— $t=1\text{s}$;

4— $t=10\text{s}$; 5— $t=100\text{s}$; 6— $t=\infty$

燃烧氮生成 NO_x 可以用转化率 r 表示, 其表达式为

$$r = \frac{(\text{NO})_R}{N_{\text{ar}}} \leq 1 \quad (1-1)$$

式中 $(\text{NO})_R$ ——燃料 N 转化为 NO 的值, %;

N_{ar} ——燃料收到基氮含量, %。

对于燃煤电站而言, 燃料氮向 NO_x 转化的过程可分为三个阶段: 首先是有机氮化合物随挥发分析出一部分; 其次是挥发分中氮化物燃烧; 最后是焦炭中有机氮燃烧。挥发有机氮生成 NO 的转化率随燃烧温度上升而增大, 当燃烧温度水平较低时, 燃料氮的挥发分份额明显下降, 如图 1-4 所示。

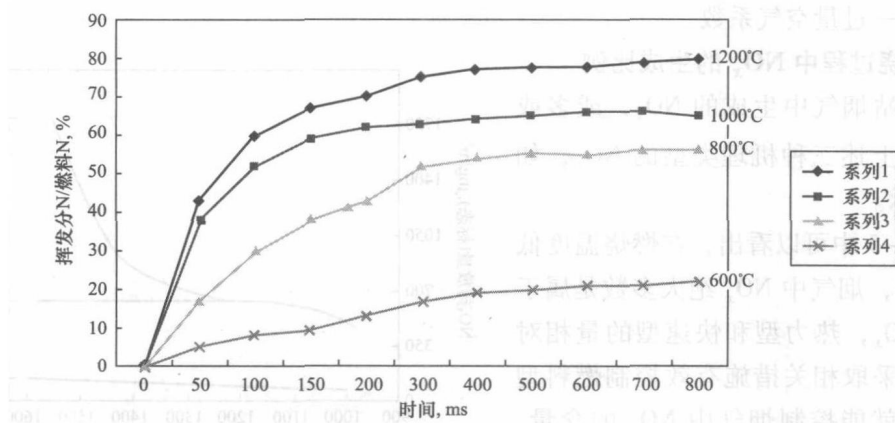


图 1-4 燃料型 NO_x 的生成随燃烧温度变化情况

总之, 燃料型 NO_x 的生成量与不同的燃料和锅炉运行状况关系密切, 其 NO_x 的生成量占燃煤锅炉排放总量的 60% ~ 80%。

三、快速型 NO_x

快速型 NO_x 是 1971 年 Fenimore 通过实验发现的, 碳氢化合物燃料燃烧在燃料过浓时, 在反应区附近会快速生成 NO_x , 其转化率取决于过程中空气过剩条件和温度水平。由图 1-2 可知, 快速型 NO_x 生成强度在通常炉温水平下是微不足道的, 尤其是对于大型锅炉燃料的燃烧更是如此。所谓快速型 NO_x 是与燃料型 NO_x 缓慢反应速度相比较而言的, 快速型 NO_x 生成量受温度影响不大, 而与压力关系比较显著, 且成 0.5 次方比例关系。

对于大型燃煤电站锅炉, 在以上三种类型的 NO_x 中, 燃料型 NO_x 是最主要的, 占总生成量的 80% 以上; 热力型 NO_x 生成量与燃料温度的关系很大, 在温度足够高时, 热力型 NO_x 生成量可占总量的 20%; 快速型 NO_x 在煤燃烧过程中的生成量很少。

为了确定 NO_x 生成浓度, 理论计算通常可用泽利多维奇公式, 表达式为

$$C_{\text{NO}_x} = K(C_{\text{N}_2}C_{\text{O}_2})^{1/2} \exp\left(\frac{-21500}{RT_T}\right) \quad (1-2)$$

式中 C_{NO_x} 、 C_{N_2} 、 C_{O_2} —— NO_x 、 N_2 、 O_2 的浓度, g/m^3 ;

R ——气体常数;