



电力科技专著出版资金资助项目

火电厂 氮氧化物控制技术

刘建民 薛建明 王小明 等 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



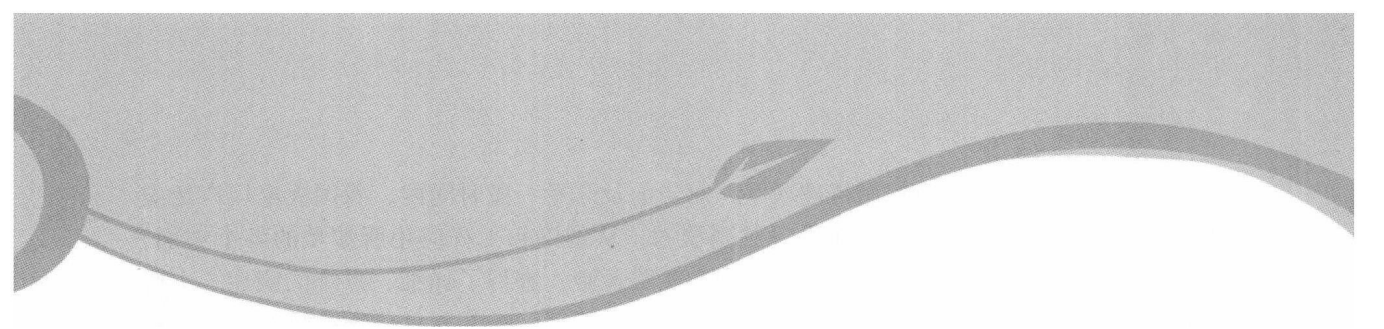
火电厂 氮氧化物控制技术

刘建民 薛建明 王小明 刘 涛 编著

电力科技专著出版资金资助项目



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



前 言

我国以煤为主的能源结构导致氮氧化物排放总量居高不下。“十一五”期间，氮氧化物排放量的快速增长使得我国酸雨污染由硫酸型向硫酸和硝酸复合型转变，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，加剧了复合型大气污染的形成，部分抵消了二氧化硫减排的巨大成果。氮氧化物跨国界的“长距离输送”，增加了我国控制氮氧化物排放的压力。随着《火电厂氮氧化物防治技术政策》的颁布及 GB 13223《火电厂大气污染物排放标准》的修订，控制燃煤电厂氮氧化物的排放已成为电力工业“十二五”环境保护工作的重中之重。

目前在氮氧化物控制方面，一是我国与发达国家相比尚有一定的差距。截至 2010 年底，我国燃煤电厂投入商业运营的烟气脱硝机组容量接近 7500 万 kW，占煤电机组容量的 11.5%；而美国 2004 年烟气脱硝机组容量为 1.5 亿 kW，占煤电机组容量的 45% 左右；氮氧化物的排放绩效（单位千瓦的排放量）是美国的 1.78 倍。二是我国政府已经以立法的形式对控制氮氧化物的排放提出更严格的要求。先后修订了《大气污染防治法》和《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223），出台了《火电厂氮氧化物防治技术政策》（环发〔2010〕10 号），《关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量的指导意见》（国办发〔2010〕33 号）等，明确要求新建燃煤机组和位于重点城市和区域的燃煤机组必须建设烟气脱硝设施，并按重点地区和非重点地区规定了 $100 \sim 400 \text{ mg/m}^3$ 的 NO_x 排放限值。三是火电厂在“十二五”期间，将掀起建设烟气脱硝设施的高潮。氮氧化物已列入污染物排放的约束性指标，要求“十二五”期间在 2010 年的基础上削减 10%。电力行业高度重视，积极开展氮氧化物减排的相关工作。

为此，国电科学技术研究院组织行业专家编写了《火电厂氮氧化物控制技术》一书，旨在在进一步提高从事火电厂烟气脱硝的技术人员、管理人员、运行及维护人员的专业水平，加强脱硝设施的建设和运营能力，提高脱硝设施的健康水平、运行状态和对氮氧化物的控制水平，确保“十二五”期间火电厂氮氧化物达标排放和总量控制目标的实现。

本书针对国内外日趋成熟的氮氧化物控制技术，在广泛收集国内外最新技术文献的基础上，结合作者多年来对火电厂氮氧化物控制技术的研究、工程实践、工程后评估，脱硝设施运行状态的技术评价，脱硝设施运行状态的调研、核查、督查等过程中积累的经验，

从火电厂氮氧化物的生成及控制机理入手，对当前及今后一段时间内，我国火电厂广泛应用的低氮燃烧技术、选择性催化还原等脱硝技术，从理论和工程应用所涉及的各个方面，进行系统、全面的分析，以丰富的理论知识和实践经验，进行了详细、系统的阐述。主要包括：绪论、火电厂氮氧化物的生成途径与控制机理、降低氮氧化物排放的主要技术措施、低氮氧化物燃烧技术、选择性非催化还原脱硝技术（SNCR）、选择性催化还原脱硝技术（SCR）、SNCR/SCR 联合脱硝技术、脱硫脱硝一体化技术、SCR/SNCR 脱硝设施设计及工程技术规范、SCR 脱硝设施调试及竣工验收、SCR 脱硝设施运行维护和检修、脱硝技术经济分析、电力行业氮氧化物控制对策及产业化问题的思考、脱硝设施工程运用案例等。

衷心希望通过本书，能为广大从事火电厂氮氧化物控制、其他工业废气氮氧化物治理工作的技术人员，高等院校的老师和学生，提供实用性和参考价值较强的知识，共同为我国的脱硝产业的健康发展作出应有的贡献！

限于作者水平和经验，书中难免有疏漏和不当之处，敬请读者指正。

作 者

2012 年 7 月 8 日

目 录

前言

第1章	绪 论	1
1.1	氮氧化物的危害	2
1.2	我国电力结构的发展状况	3
1.3	我国电力行业氮氧化物的排放现状及总量统计方法	4
1.4	中外火电厂氮氧化物排放标准的比较	10
第2章	火电厂氮氧化物的生成途径与控制机理	17
2.1	火电厂氮氧化物的生成途径	17
2.2	火电厂氮氧化物的控制机理	18
2.3	影响氮氧化物生成的因素	25
第3章	降低氮氧化物排放的主要技术措施	29
3.1	中外应对氮氧化物减排的技术措施	29
3.2	低氮氧化物燃烧技术	31
3.3	烟气脱硝技术	33
3.4	主流氮氧化物控制技术在火电厂的应用现状	39
3.5	我国氮氧化物排放控制中应注意的问题	42
第4章	低氮氧化物燃烧技术	43
4.1	低氮氧化物燃烧技术的发展历程	43
4.2	空气分级燃烧技术	45
4.3	燃料分级燃烧技术	48
4.4	烟气再循环燃烧技术	49

4.5	低氮氧化物燃烧器技术	50
4.6	其他低氮氧化物燃烧技术	60
4.7	低氮氧化物燃烧技术的比较	62
4.8	我国低氮氧化物燃烧技术的研究与应用	64
第5章	选择性非催化还原脱硝技术 (SNCR)	68
5.1	反应机理	68
5.2	SNCR 工艺系统	69
5.3	SNCR 反应的性能影响因素	73
5.4	SNCR 装置对锅炉的影响及技术特点	78
5.5	SNCR 脱硝技术与其他技术的联合应用	81
5.6	SNCR 脱硝技术的应用	83
第6章	选择性催化还原脱硝技术 (SCR)	86
6.1	反应机理	86
6.2	系统布置方式	91
6.3	催化剂	95
6.4	还原剂	103
6.5	设计和运行影响因素	109
6.6	SCR 装置对锅炉及下游设备的影响	113
6.7	SCR 技术的主要特点	115
第7章	SNCR/SCR联合脱硝技术	116
7.1	联合脱硝工艺发展概述	116
7.2	联合法技术原理	117
7.3	工艺技术优点	118
7.4	与 SCR 及 SNCR 技术比较	120
7.5	国外联合法烟气脱硝技术应用情况	122
第8章	脱硫脱硝一体化技术	123
8.1	脱硫脱硝一体化原理	123
8.2	脱硫脱硝一体化工艺系统	130
8.3	脱硫脱硝一体化研究与应用状况	136
第9章	SCR/SNCR脱硝设施设计及工程技术规范	142
9.1	主要设计原则	142
9.2	总体设计	143
9.3	催化反应器设计	149

9.4	催化剂设计及选型原则	166
9.5	还原剂的选择及供氨系统设计	175
9.6	其他系统设计原则	182
9.7	材料选择	186
9.8	电控系统设计原则	187
9.9	环境保护方面	192
9.10	SNCR 设计原则	193
第10章	SCR脱硝设施调试及竣工验收	196
10.1	脱硝设施的调试项目	196
10.2	脱硝设施调试中的常见问题	202
10.3	脱硝设施竣工验收	203
10.4	脱硝设施性能验收试验	204
第11章	SCR脱硝设施运行维护和检修	209
11.1	系统运行一般规定	209
11.2	运行人员管理	209
11.3	脱硝设施的运行	210
11.4	脱硝设施运行规程	212
11.5	SCR 脱硝设施事故预防和处理	219
11.6	脱硝设施检修维护	221
11.7	脱硝设施运行常见问题	221
11.8	催化剂的检修与维护	226
11.9	催化剂管理和定期性能试验	226
11.10	失效催化剂回收、清洗、再生和处置	227
第12章	脱硝技术经济分析	234
12.1	脱硝技术经济概述	234
12.2	国外脱硝技术成本	235
12.3	脱硝技术经济分析比较	239
12.4	脱硝环境效益分析和社会效益分析	252
12.5	烟气脱硝方案技术经济比较	252
第13章	电力行业氮氧化物控制对策及产业化问题的思考	259
13.1	我国脱硝产业化面临的问题	259
13.2	电力行业氮氧化物控制策略性问题	260
13.3	材料供应余力问题	261
13.4	技术吸收及流场数值计算能力问题	264

13.5	旁路设置问题	264
13.6	氮氧化物及氨在线监测技术问题	265
13.7	废弃催化剂处置问题	266
第14章	脱硝设施工程应用案例	267
14.1	低氮氧化物燃烧工程实例	267
14.2	浙江华能玉环电厂 4 × 1000MW 机组 SCR 工程	277
14.3	湖南长沙发电有限公司 2 × 600MW 脱硝工程	280
14.4	安徽铜陵发电有限公司 2 × 600MW 机组 SCR 工程	287
14.5	浙江宁海 2 × 600MW 机组 SCR 工程	291
14.6	福建嵩屿电厂 2 × 300MW 机组 SCR 工程	292
14.7	北京热电 2 × 200MW 机组 SNCR 工程	296
附录		300
附录一	目前现行国家颁布的与燃煤电厂脱硝相关的标准	300
附录二	关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量的指导意见 (国办发〔2010〕33号)	301
附录三	火电厂氮氧化物防治技术政策(环境保护部2010年1月27日)	304
附录四	火电厂烟气脱硝技术导则	307
附录五	火电厂排烟脱硝技术导则(中电联2010-5-18)	313
附录六	危险化学品重大危险源辨识(GB 18218—2009)	321
附录七	危险化学品安全管理条例(国务院令第344号)	326
参考文献		339

绪 论

氮氧化物是主要的大气污染物之一,包括 NO 、 NO_2 、 N_2O 、 N_2O_3 、 N_2O_5 等。氮氧化物是酸雨形成的重要因子,是生成臭氧和光化学烟雾的重要前体物之一,也是形成区域超细颗粒 ($\text{PM}_{2.5}$) 污染和灰霾的重要原因。大气中氮氧化物的来源主要有两个方面:一是自然源;二是人为源。自然源排放量虽然异常巨大,但源和汇基本平衡。人为源是人类活动中产生的 NO_x ,多集中于城市、工业区等人口稠密区,量大集中,危害严重。人为源主要来源于通过化石燃料(主要是煤)的燃烧获取能量或动力的过程,如火电、热电、车船和飞机等;其次来源于通过生产制取产品的过程,如硝酸生产、冶炼、加工等;三是来源于处理废弃物的过程,如垃圾焚烧等。

燃煤电厂是氮氧化物主要的排放源之一。虽然其排放的 NO_x 中以 NO 为主,但 NO 扩散进入大气后易氧化成 NO_2 ,而 NO_2 是影响大气环境质量的主要因素之一。中国是世界上为数不多的以煤炭作为主要一次能源的国家,在一次能源消费中,煤炭的比重约占 75%,而且从长远看这种状况将长期存在。根据 2006 年全国污染源普查工作数据统计,煤在燃烧过程中产生的大气污染物如二氧化硫 (SO_2)、氮氧化物 (NO_x)、烟尘和温室气体二氧化碳 (CO_2) 分别占全国总量的 87%、67%、60% 和 71%。根据中国电力企业联合会(中电联)和相关研究机构对我国 2007 年 NO_x 排放情况的估算:第一位是电力行业,约 880 万 t,约占全国总量的 40%;第二位是交通部门,超过约 500 万 t,约占 25%;其次为工业锅炉、炉窑、垃圾焚烧、工业生产过程及居民生活等。

我国电源结构以煤电为主的特点,决定了电力工业是煤炭的消费大户。根据中电联相关统计数据,2010 年全国煤电机组发电量占总发电量的 80% 以上,煤电装机容量占总装机容量的 70% 以上(见图 1-1),煤炭消费量约占全国总量的 50% (见图 1-2)。

随着经济社会的进一步发展,电力工业高碳能源禀赋与低碳发展的矛盾将日益突出。按照国家“十二五”规划,在今后 10~20 年间电力行业将按照“优化发展煤电,优先开发水电,大力发展核电,积极推进风电、太阳能等新能源发电”的原则,转变电力发展方式。在优化电力结构、发展非化石能源,持续提高能源利用、转换、输送效率的同时,大力发展先进的环保产业,严格控制诸如 SO_2 、 NO_x 等大气污染物和温室气体 CO_2 的排放,实现电力工业“安全、清洁、节约、经济”的发展目标。

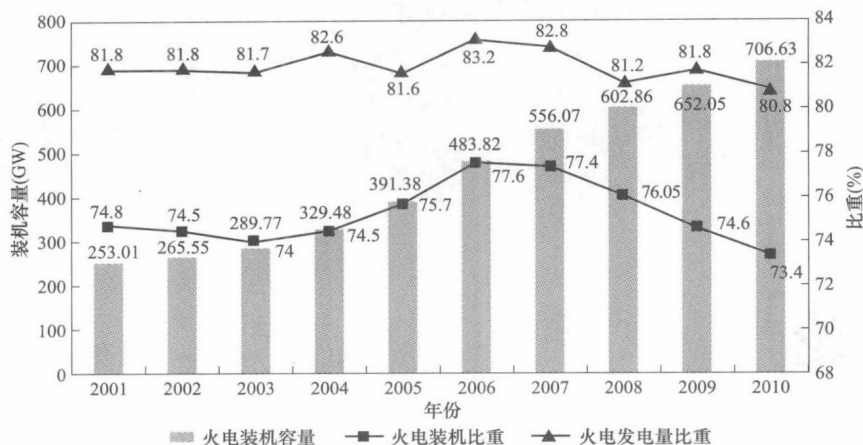


图 1-1 我国历年火电装机容量和发电量的变化

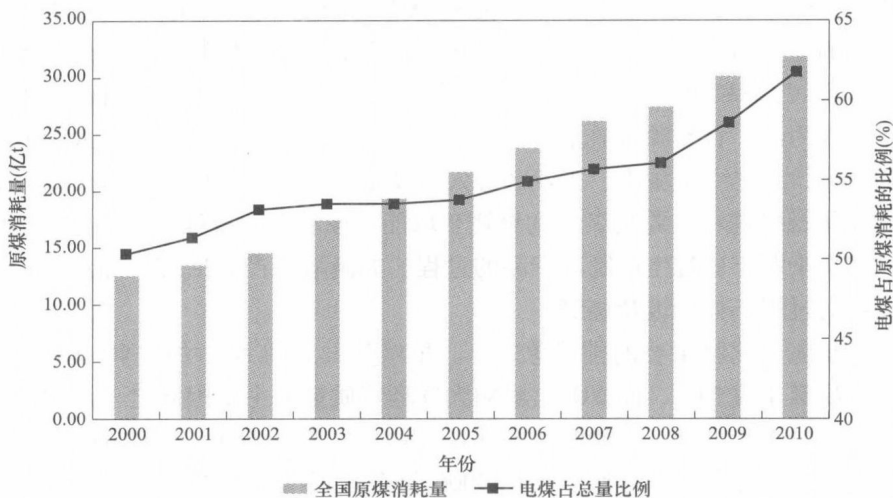


图 1-2 我国历年电煤消耗情况

相对于其他行业,电力行业 NO_x 排放具有量大集中、便于控制的特点,对燃煤电厂 NO_x 排放进行控制,对 NO_x 减排和大气质量改善效果明显。因此,燃煤电厂污染控制对于改善我国大气环境质量和保持电力行业的可持续健康发展意义重大。

1.1 氮氧化物的危害

氮氧化物主要包括 NO 、 NO_2 、 N_2O 、 N_2O_3 、 N_2O_4 、 N_2O_5 等,大气中 NO_x 主要以 NO 、 NO_2 的形式存在。其中 NO 是 NO_2 的前体物质,是形成光化学烟雾的活跃组分; N_2O 单个分子的温室效应是 CO_2 的 200 倍,并参与臭氧层的破坏。

氮氧化物的主要危害表现在三个方面:

(1) 对人的健康影响。氮氧化物中的 NO 会与血液中的血红蛋白结合,使血液输氧能力下降,引起缺氧;同时 NO 具有致癌作用,对细胞分裂和遗传信息有不良影响。氮氧化

物中的 NO_2 是一种棕红色、高度活性的气态物质，一旦进入人体呼吸系统，会损害呼吸道，导致肺部和支气管疾病，使得慢性咽炎、支气管哮喘发病率增加。

(2) 对农作物和植物的影响。氮氧化物中的 NO_2 是硝酸和亚硝酸的前驱体，会导致酸雨的生成。生成的酸雨和光化学烟雾会引起农作物和树林大面积枯死，同时酸雨还会腐蚀建筑和设备。氮氧化物引起的酸雨可使农作物大幅度减产，特别是小麦，在酸雨影响下，可减产 13% ~ 34%。大豆、蔬菜也容易受酸雨危害，导致产量和蛋白质含量下降。此外酸雨对树林和其他植物危害也较大，常使树林和其他植物叶子枯黄、病虫害加重，最终造成其大面积死亡。

(3) 对气候变化的影响。 NO 扩散进入大气后易氧化成 NO_2 ，而 NO_2 是影响大气环境质量的主要因素之一。在紫外光照射下， NO_2 会与大气中碳氢化合物作用，生成光化学烟雾和臭氧，这是形成区域超细颗粒 ($\text{PM}_{2.5}$) 污染和灰霾的重要原因。

图 1-3 列出了氮氧化物对环境的影响关系。

NO_x 还会与平流层臭氧通过反应式 (1-1) 和式 (1-2) 的循环作用引起平流层臭氧枯竭，造成臭氧层空洞，间接造成温室效应。

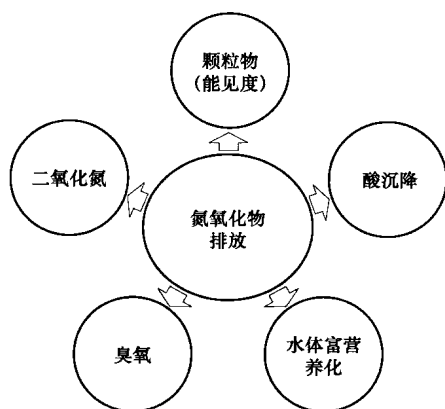
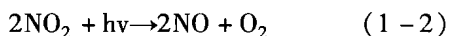


图 1-3 氮氧化物对环境的影响关系

1.2 我国电力结构的发展状况

新中国成立以来，尤其是改革开放三十年来，我国电力工业飞速发展。从图 1-4 可以看出，1981—2010 年，电力总装机容量一直保持着较高的增长率，特别是 2005—2006 年，其年增长率一度突破 20%，随后又稍有放缓，但仍在 10% 以上。截止到 2010 年年底，全国发电装机容量达到 966GW，同比增长 10.5%。其中，火电装机容量达 706.63 GW，约占总容量的 73.2%。随着近年来大力发展水电等其他清洁能源，火电装机容量在总装机容量中的比例有所下降，但还是保持在 70% 以上，如图 1-5 所示。

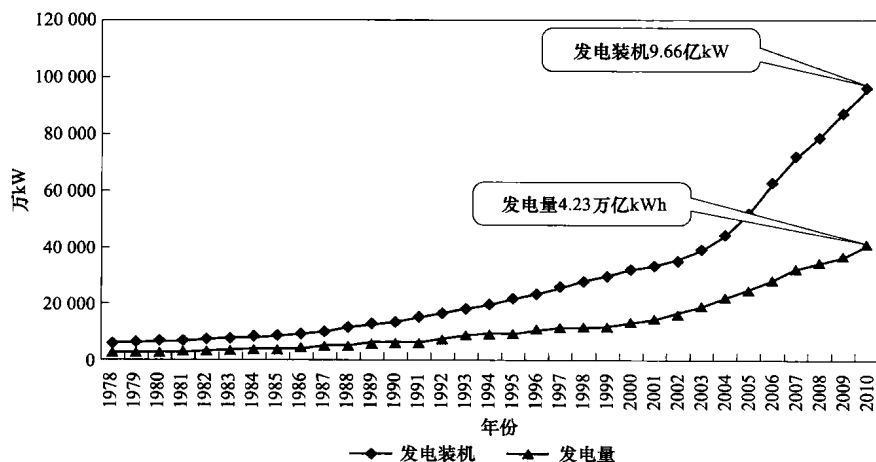


图 1-4 我国电力装机容量发展情况

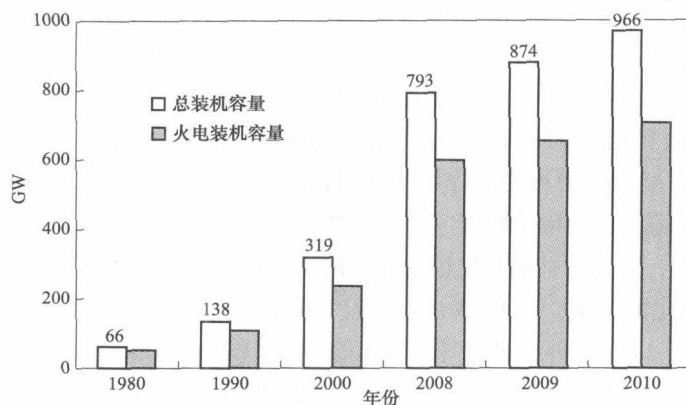


图 1-5 我国电力总装机容量与火电装机容量比较

据统计：2010 年全国全口径发电总量为 42 280 亿 kWh，其中火电 34 145 亿 kWh，占总发电量的 80.8%，与火电装机容量比例的变化一致，虽然火电发电总量所占比例也有所下降，但依然在 80% 以上。

1.3 我国电力行业氮氧化物的排放现状及总量统计方法

1.3.1 电力行业氮氧化物排放现状

氮氧化物是燃煤电厂烟气排放三大污染物（ SO_2 、 NO_x 及总悬浮颗粒物 TSP）之一。多年来用于发电生产的煤炭消耗量绝对值逐年升高，由此导致我国排放的 NO_x 中，火力发电产生的 NO_x 占排放总量的比例逐年增加。2002 年占 25.2%，2004 年占 35%，2009 年接近 40%。燃煤电厂污染治理大致经历除尘、脱硫和脱硝三个阶段，发达国家目前已从除尘、脱硫延伸到脱硝阶段。在我国燃煤电厂粉尘污染已得到很好的控制； SO_2 污染治理也卓有成效，大型燃煤电厂都已经全部安装烟气脱硫（FGD）装置， SO_2 污染形势得到控制和扭转；而 NO_x 排放量仍持续快速增长，按照目前的排放水平，随着火电机组装机容量逐年增加，特别是大容量、高参数的 300MW 及以上机组成为电力工业的主力机组，预计到 2010—2020 年， NO_x 排放总量将超过 SO_2 成为电力行业第一大酸性污染气体。

受技术条件和基础条件的限制， NO_x 排放量统计工作十分薄弱，尚未纳入国家环境统计范围 [《国家酸雨和二氧化硫污染防治“十一五”规划》（环发〔2008〕1 号）中要求“将氮氧化物纳入环境统计范围，摸清氮氧化物排放基数”]，截止到 2010 年年末，从未正式公布过全国及行业 NO_x 排放数据。 NO_x 的排放受多种因素影响，难以通过物料衡算的方法求得，实测法存在一定的难度和误差。国外一些机构和国内一些学者曾对我国 NO_x 排放现状（包括电力工业 NO_x 排放）做过相关研究，如排放因子法、典型电厂分析法、排放绩效法、经验公式法等。但无论采用何种方法，关键是要考虑影响排放的主要因素是否符合排放对象的实际情况，由于我国电力工业的快速发展，技术水平不断提高，而且煤质情

况也发生了重大变化，因此，已有的研究工作难以客观、全面地反映出当前实际情况，已有方法都无法直接应用到我国电厂 NO_x 排放量估算之中。

由于影响火电厂 NO_x 的排放因素较多，至今没有火电厂 NO_x 准确的权威排放数据。中电联及国电环境保护研究院等机构根据我国多年火电厂 NO_x 排放统计数据，并结合火电燃煤用量、实际排放测试结果等综合分析研究，测算出我国电力行业 NO_x 排放状况，见图 1-6。

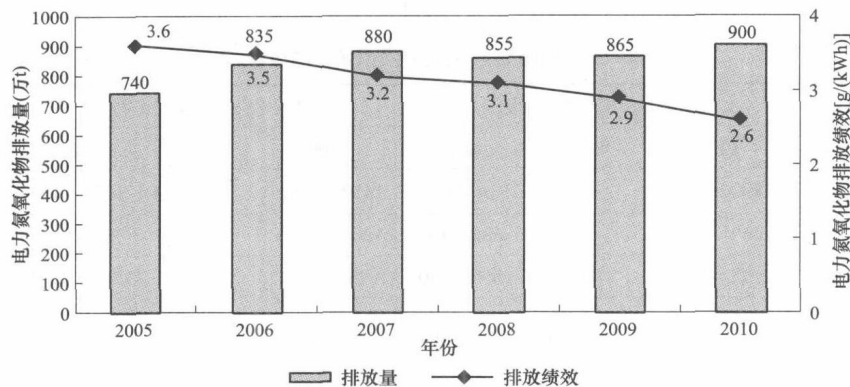


图 1-6 电力行业氮氧化物排放量和排放绩效变化情况

随着 GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》的颁布，我国从 2004 年 1 月 1 日开始对氮氧化物实施严格的排放标准。2005 年我国煤电装机容量为 3.85 亿 kW，2010 年末约 6.5 亿 kW，在机组容量年均增长 13.8%、发电量年均增长 30% 的情况下，NO_x 排放量总量由 740 万 t 增加到 900 万 t，但排放绩效由 3.6g/kWh 下降到 2.6g/kWh，下降了 28%。这主要是由于电力工业在“十一五”期间大规模建设 300MW 及以上大容量机组、关停中小型机组，并同步建设低氮燃烧器和烟气脱硝装置的综合结果，但依旧远高于十年前发达国家 NO_x 排放绩效水平（2004 年美国 2.1g/kWh、英国 1.9g/kWh、德国 0.9g/kWh、日本 0.29g/kWh）。图 1-7 列出了历年中美氮氧化物排放绩效对比状况。

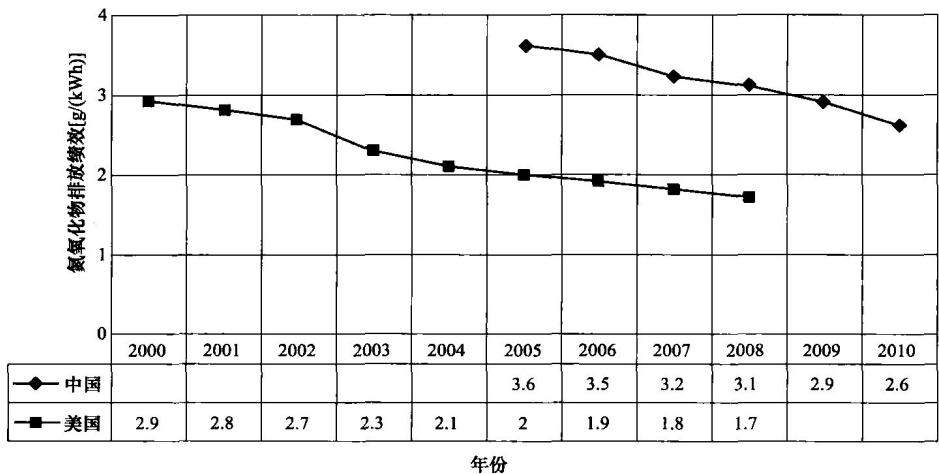


图 1-7 历年中美氮氧化物排放绩效对比状况



调查结果表明,我国燃油锅炉 NO_x 排放浓度(标准状况下,后同)为 $600 \sim 1400\text{mg}/\text{m}^3$, 固态排渣煤粉炉为 $600 \sim 1200\text{mg}/\text{m}^3$, 液态排渣煤粉炉为 $850 \sim 1150\text{mg}/\text{m}^3$, 旋风炉为 $1000 \sim 1500\text{mg}/\text{m}^3$, 都比国外锅炉的排放量大(见表 1-1 和表 1-2)。计算表明我国发电量每增加 100 亿 kWh, NO_x 排放量就增加 3.9 万~8.8 万 t, 因此我国对 NO_x 的控制方式主要是针对电站、锅炉等燃煤装置,治理 NO_x 污染已刻不容缓。随着国家和地方环保政策日趋严格,燃烧后 NO_x 控制技术势在必行。

表 1-1 2005 年我国燃煤发电机组 NO_x 排放状况 mg/m^3

机组容量分类 (MW)	燃烟煤/褐煤发电机组			燃无烟煤/贫煤发电机组			CFB 锅炉
	切圆	W 型	墙式	切圆	W 型	墙式	
100 以下	890~990	—	914~1014	1450~1550	—	1523~1578	250~410
100 (含)~199	660~775	—	685~800	1260~1360	—	1385~1434	150~200
200 (含)~299	525~625	400	550~650	925~1025	—	1260~13 030	
300 (含)~399	567~655	650~700	547~663	748~894	1089.3~ 1279.5	1145~1185	—
600 及以上 (含 600)	398~528	—	442~588	—	1000~1100	1040~1077	

表 1-2 2006—2010 年期间新建机组 NO_x 排放状况 mg/m^3

锅炉类型	30 万 kW 等级机组		60 万 kW 及以上等级机组	
	烟煤类	无烟煤类	烟煤类	无烟煤类
切圆	350~380	570~590	310~330	460~480
对冲	420~440	620~640	340~360	410~430
W 火焰	—	860~880	—	790~810
CFB 锅炉	140~180		—	

1.3.2 电力行业氮氧化物排放总量统计方法

理论上讲,计算电力行业燃煤锅炉氮氧化物的排放量有直接法和间接法两种方法。

一是直接法,即利用烟气中氮氧化物排放浓度乘以烟气流量。直接测量氮氧化物浓度的方法有红外线吸收法、紫外线吸收法、化学发光法,以及氧化锆传感器、定电位电解等方法(见表 1-3)。直接测量烟气流量的方法有热线式、皮托管和超声波流量计等。

表 1-3 NO_x 测量原理和方法

序号	测量范围	测量原理	吸收液性质	方法来源
1	$2.4 \sim 280\text{mg}/\text{m}^3$	NO 被三氧化铬氧化为 NO_2 , NO_2 被吸收生成 NO_2^- , NO_2^- 与 $\text{N}-(1-\text{萘基})-\text{乙二胺}$ 盐酸反应生成红色染料	对氨基磺酸 -N-(1-萘基)-乙二胺 盐酸溶液	《空气和废气监测分析方法》和 HJ/T 43—1999《固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法》

续表

序号	测量范围	测量原理	吸收液性质	方法来源
2	34 ~ 1730mg/m ³	NO 氧化为 NO ₂ , NO ₂ 被吸收生成 NO ₃ ⁻	稀硫酸 - 双氧水	《空气和废气监测分析方法》和 HJ/T 42—1999 《固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法》
3	1.34 ~ 5360mg/m ³	定电位电解法 (测定 NO)	—	《空气和废气监测分析方法 定电位电解法》
4	检出下限 6mg/m ³	非分散红外吸收法 (测定 NO)	—	《空气和废气监测分析方法 非分散红外吸收法》
5	2 ~ 400mg/m ³	NO 氧化为 NO ₂ , NO ₂ 被吸收生成 NO ₃ ⁻ 与 酚二磺酸反应生成黄色化合物	稀硫酸 - 双氧水	酚二磺酸分光光度法, 美国 EPA 方法 7
6	65 ~ 655ppm ^①	NO 氧化为 NO ₂ , NO ₂ 被吸收生成 NO ₃ ⁻ 离子色谱测量硝酸根		离子色谱法, 美国 EPA 方法 7A
7	30 ~ 786ppm ^①	NO 氧化为 NO ₂ , NO ₂ 被吸收生成 NO ₂ 分光光度计测量硝酸根		紫外分光光度法, 美国 EPA 方法 7B
8	检测下限 7ppm ^①	NO _x 被氧化为 NO ₂ ⁻ 和 NO ₃ ⁻ , NO ₃ ⁻ 用镉还原成 NO ₂ ⁻ , NO ₂ ⁻ 与 N-(1-萘基)-乙二胺盐酸反应生成红色染料	碱性高锰酸钾溶液	碱性高锰酸盐比色法, 美国 EPA 方法 7C
9	检测上限 932ppm ^①	NO _x 被氧化为 NO ₂ ⁻ 和 NO ₃ ⁻ 离子色谱测量硝酸根		碱性高锰酸盐离子色谱法, 美国 EPA 方法 7D

① 1ppm 即百万分之一。

二是间接法, 根据氮氧化物生成机理, 燃煤电厂氮氧化物产生量 (主要是燃料型氮氧化物、高温型氮氧化物 (热力型)、快速型氮氧化物 (瞬间型) 通过物料平衡、排放规律、统计规律等计算出的氮氧化物的产生量) 扣除脱硝设施消减的量, 即得到排放量。主要计算方法有实测法 (监测系数法)、物料衡算法、产排污系数法、经验系数法等。

1. 实测法 (监测系数法)

实测法是通过实际测量的烟气流量与烟气中所含 NO、NO₂ 的质量浓度计算 NO_x 的产生量和排放量。计算式为

$$G = \rho \times Q \quad (1-3)$$

式中 G ——氮氧化物产生 (排放量);



ρ —— NO_x 浓度；

Q ——烟气流量。

该方法的最大特点是简洁明晰，对排放统计和监督管理争议小，在环境影响评价过程中通常使用这种计算方法，但目前尚存在一些待解决的技术难点：

(1) 要求烟气监测的浓度和烟气量准确且具有积累功能，由于氮氧化物的生成浓度受锅炉负荷、含氧量、炉膛燃烧温度的直接影响，所以取样频率应越小越好，且数据采集分析系统要有相当大的计算和储存空间。

(2) 烟气流量的测量。因为目前流量监测普遍采用差压法，所以受此方法限制，烟道截面越大，流量监测误差越大。

2. 物料衡算法

环保部门的计算公式普遍采用的是物料衡算法。根据锅炉不同形式、燃烧温度和采用何种低氮燃烧装置来估算燃料燃烧生成的氮氧化物^[9]，其计算式为

$$G_{\text{NO}_x} = 1.63 \times B \times (\beta \times n + 10^{-6} \times V_y \times C_{\text{NO}_x}) \quad (1-4)$$

式中 G_{NO_x} ——燃料燃烧生成的氮氧化物，以 NO_2 计；

B ——燃料消耗量；

β ——燃烧过程中，燃料中氮向燃料型 NO 的转化率，与燃料中氮含量有关，普通条件下，煤粉锅炉为 20% ~ 25%；

n ——燃料中含氮量，一般煤中的氮含量为 0.5% ~ 2.5%，平均值为 1.5%；

V_y ——1kg 燃料生成的烟气量；

C_{NO_x} ——燃烧时生成的热力型 NO 的浓度，通常取 7×10^{-5} 。

经验系数简单固定后，统计公式简化为

$$\text{NO}_x \text{ 年排放量 (物料衡算法)} = 1630 \times \text{年耗煤量 (t)} \times [0.015 \times \text{燃煤中氮的 NO}_x \text{ 转化率 (\%)} + 0.000938] / 1000 \quad (1-5)$$

该方法是从氮氧化物生成原理角度，计算燃料型氮氧化物和热力型氮氧化物的生成量，对计算的单台机组具有一定的吻合性，不足之处是，公式中计算仍然有转化率、热力型氮氧化物生成浓度等不定量经验参数。

3. 产排污系数法

产排污系数法是在综合考虑影响行业氮氧化物污染物产生和排放量的各种主要因素，包括产品、工艺、规模、原材料，以及末端治理技术设备等，并通过这些因素的组合，在现场实测、历史数据收集的基础上使用一定的核算方法获得的，基本上反映了相应行业污染物产生和排放的客观规律。该方法为环境规划、环境统计、污染过程控制等各项工作提供了重要的技术支持。各种污染物的产生（排放）量按式（1-6）计算，即

$$G = B \times \beta \quad (1-6)$$

式中 G ——某污染物的产生（排放）量，t 或 kg 或 g 或 mg 或 m^3 ；

B ——燃料消耗量，t 或 kg 或 g 或 mg 或 m^3 ；

β ——氮氧化物污染物的产污（排污）系数。

根据国内 77 台不同规模机组在不同时段的氮氧化物排放数据分析，得出产排污系数为 2.96 ~ 13.4（见表 1-4）。^[8]

表 1-4 火电行业氮氧化物产排污系数

规模等级 (MW)	挥发分 V_{daf} (%)	产排污系数 (kg/t-原料)		
		无低氮燃烧	低氮燃烧	低氮燃烧 + SNCR
≥ 750	$20 < V_{daf} \leq 37$	—	6.09	—
	$V_{daf} > 37$		4.10	
450 ~ 749	$V_{daf} \leq 10$	13.40	7.95	5.57
	$10 < V_{daf} \leq 20$	11.20	6.72	4.70
	$20 < V_{daf} \leq 37$	10.11	6.07	4.25
	$V_{daf} > 37$	6.80	4.08	2.86
250 ~ 449	$V_{daf} \leq 10$	13.35	8.01	5.61
	$10 < V_{daf} \leq 20$	11.09	6.65	4.66
	$20 < V_{daf} \leq 37$	9.70	5.82	4.07
	$V_{daf} > 37$	6.78	4.07	2.85
150 ~ 249	$V_{daf} \leq 10$	12.80	7.68	5.38
	$10 < V_{daf} \leq 20$	11.02	6.61	4.63
	$20 < V_{daf} \leq 37$	9.35	5.61	3.93
	$V_{daf} > 37$	6.57	3.94	2.76
75 ~ 149	$V_{daf} \leq 10$	12.31	7.49	5.24
	$10 < V_{daf} \leq 20$	10.97	6.58	4.61
	$20 < V_{daf} \leq 37$	9.13	5.48	3.84
	$V_{daf} > 37$	6.44	3.86	2.70
35 ~ 74	$V_{daf} \leq 10$	11.50	6.90	—
	$10 < V_{daf} \leq 20$	9.86	5.92	
	$20 < V_{daf} \leq 37$	6.88	4.13	
	$V_{daf} > 37$	5.07	3.04	
20 ~ 34	$V_{daf} \leq 10$	10.79	6.47	—
	$10 < V_{daf} \leq 20$	8.97	5.28	
	$20 < V_{daf} \leq 37$	6.54	3.92	
	$V_{daf} > 37$	5.02	3.01	
9 ~ 19	$V_{daf} \leq 10$	9.70	5.82	—
	$10 < V_{daf} \leq 20$	6.78	4.07	
	$20 < V_{daf} \leq 37$	5.14	3.08	
	$V_{daf} > 37$	4.93	2.96	

此外， NO_x 产生量的计算公式为