

附件三：

《火电厂氮氧化物防治技术政策 (征求意见稿)》编制说明

1 总则

1.1 编制的必要性

1.1.1 从保护人体健康和生态环境的角度出发,需要对火电行业氮氧化物排放进行控制。

氮氧化物(NO_x)是主要的大气污染物之一,包括 NO 、 NO_2 、 N_2O 、 N_2O_3 、 N_2O_5 等多种氮的氧化物,火电厂排放的 NO_x 中绝大部分是 NO ,但可在大气中氧化生成 NO_2 , NO_2 比较稳定,是造成北京、广州、上海和深圳等大城市二氧化氮浓度普遍较高,小时浓度超标现象经常发生,且呈逐步增加趋势的主要原因之一。

氮氧化物作为一次污染物,对人体健康有较大的危害。当含量为 $(20 \sim 50) \times 10^{-6}$ 时,对人眼有刺激作用。含量达到 150×10^{-6} 时,对人体器官产生强烈的刺激作用。

据研究报导,氮氧化物除了作为一次污染物伤害人体健康外,还会产生多种二次污染。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。研究结果还显示,氮氧化物排放量的增加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上世纪80年代的1/10逐步上升到近年来的1/3。

“十一五”期间，NO_x排放的快速增长加剧了区域酸雨的恶化趋势，部分抵消了我国在SO₂减排方面所付出的巨大努力。NO_x的跨国界“长距离输送”，使得我国NO_x排放问题引起国际上的关注，增加了我国控制NO_x排放的国际压力。

1.1.2 火电行业氮氧化物排放量巨大，迫切需要控制。

据2004年10月清华大学环境科学与工程系编著的《国家中长期氮氧化物控制方案》给出的2002年中国氮氧化物排放总量在各个经济部门的排放清单，火力发电厂排放的氮氧化物总量为505.4万吨，约占全国氮氧化物排放总量的36.1%。另据中国环保产业协会组织的《中国火电厂氮氧化物排放控制技术方案研究报告》的统计分析，2007年火电厂排放的氮氧化物总量已增至840万吨，比2003年的597.3万吨增加了近40.6%，约占全国氮氧化物排放量的35%~40%。见图1-1。

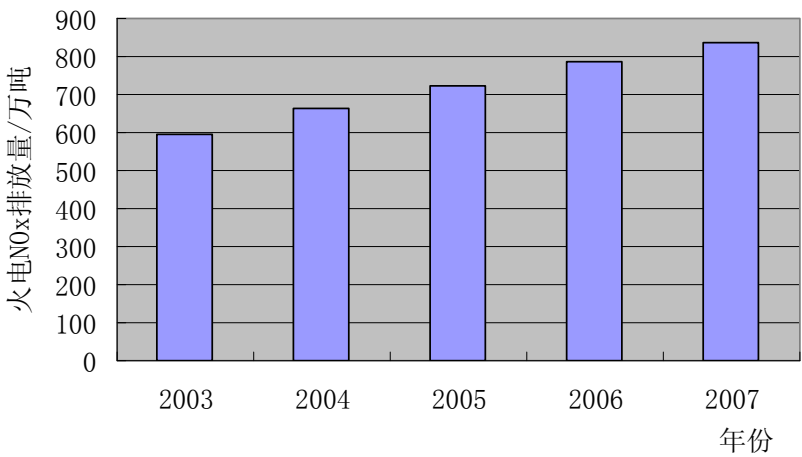


图 1—1 我国火电行业近几年 NO_x 排放量

近几年高效率大容量机组增速较快，单位发电量的煤耗有所降低，且这些机组大多采用了较为先进的低氮燃烧技术，使单位发电量的 NO_x 排放水平呈下降趋势；另外，在役机组的低氮燃烧技术改造和一部分新建电厂烟气脱硝装置的建成并投入运行，对降低 NO_x 排放水平也起到一定作用，使 NO_x 排放量的增加速率明显小于总装机容量和煤耗量的增长率。但从整个行业来说，对氮氧化物排放的控制尚处于起步阶段，难以满足环保要求。

2007 年我国单位发电量的 NO_x 排放水平为 3.1 克/千瓦时，同世界主要工业国家比较，高于美国、日本、英国、德国等发达国家 1999 年的单位发电量排放水平，见图 1-2。

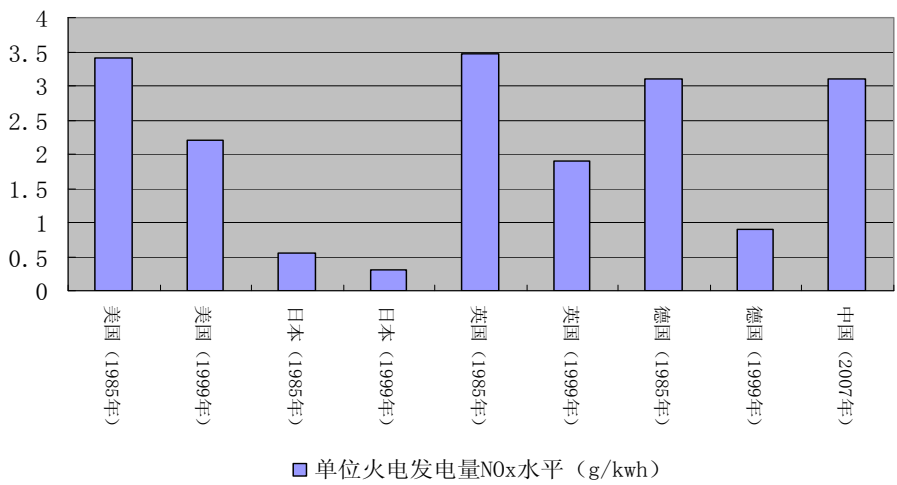


图 1-2 部分国家单位火电发电量的 NO_x 排放状况比较

综上所述，鉴于氮氧化物对大气环境的不利影响以及目前火电厂氮氧化物排放控制的严峻形势，因此，本技术政策的制订是非常必要的。

1.2 编制的目的

本技术政策的制订是为了贯彻《中华人民共和国大气污染防治法》，防治火电厂氮氧化物排放造成的污染，改善大气环境质量，保护生态环境，促进火力发电行业的技术进步和可持续发展。并在此基础上指导火电行业采用先进实用的氮氧化物减排技术，为NO_x减排目标和规划的实施、环境管理执法监督以及NO_x排放标准的制订提供技术支撑，引导环保行业有序、健康发展。

1.3 编制的原则

立足我国的实际情况和发展趋势，借鉴发达国家的成功经验，在进一步调整电源结构，逐步淘汰能耗高，污染重的 100MW 及以下燃煤凝汽机组，鼓励发展大容量、高参数的大型燃煤机组和以热定电的热电联产项目的基础上，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控制技术相结合的综合防治措施，因地制宜、因煤制宜、因炉制宜的选择氮氧化物控制技术；并依据技术上成熟、经济上可行及便于实施提出控制要求，以减少燃煤电厂氮氧化物的排放。

1.4 技术路线

本技术政策主要研究路线见图 1-3。

2 有关术语及名词解释

2.1 燃煤电厂：以煤为燃料的发电厂或热电联产电厂。

2.2 在役机组：本技术政策实施之日前已建成投产或环境影响报告书（表）已通过审批的以煤为燃料的机组。

2.3 新建机组：本技术政策实施之日起拟新建、改建或扩建的以煤为燃料的机组。

2.4 低氮燃烧技术：根据燃料在燃烧过程中氮氧化物的生成机理，通过改进燃烧技术来降低氮氧化物生成和排放的技术。一般是指空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧技术和低氮燃烧器等。

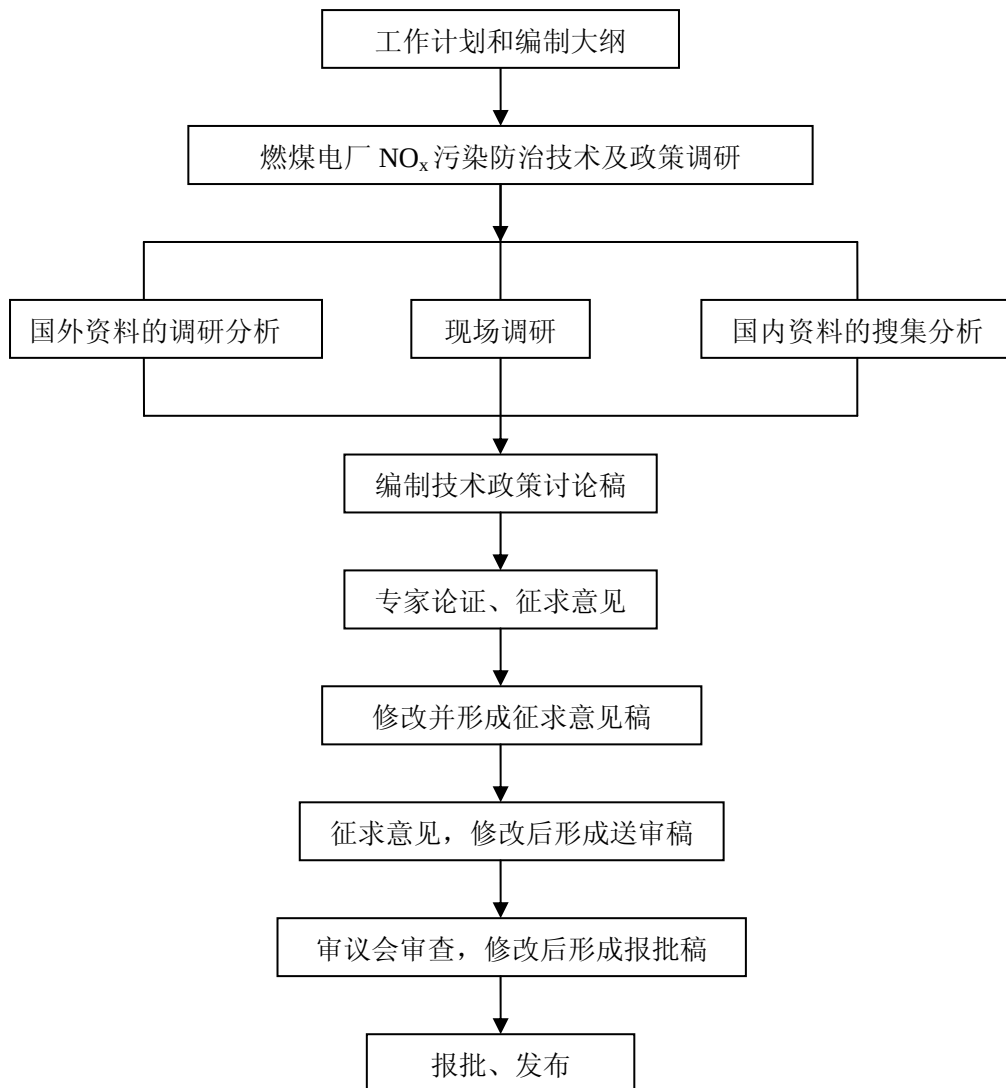


图 1—3 本技术政策的研究路线图

2.5 选择性非催化还原法（SNCR）：在不采用催化剂的条件下，

将还原剂从 800℃ ~ 1100℃ 烟气高温区喷入，还原烟气中的氮氧化物的一种脱硝方法。

2.6 选择性催化还原法 (SCR): 在有催化剂存在的条件下，将还原剂从 300℃ ~ 400℃ 烟温处喷入，还原烟气中氮氧化物的一种脱硝方法。

2.7 选择性非催化还原与选择性催化还原联合法 (SNCR - SCR): 还原剂喷入炉膛脱除部分氮氧化物，逸出的 NH_3 再与未脱除的氮氧化物进行催化还原反应的一种脱硝方法。

3 有关技术条文说明

3.1 我国的一次能源以煤炭为主，其中主要用于火电行业，2007 年全国燃煤电厂耗用原煤 14 亿吨，约占当年原煤产量的 56%。又由于燃煤发电或热电联产机组排放的氮氧化物浓度高，总量大，是我国大气中氮氧化物污染的主要产生源，并考虑到燃油、燃气发电机组数量很少，且氮氧化物排放浓度比较低，故本技术政策的适用范围为：燃煤发电或热电联产机组氮氧化物控制。燃用其它燃料的发电或热电联产机组的氮氧化物排放控制，可参照本技术政策执行。

3.2 本技术政策的重点控制对象是长江三角洲、珠江三角洲和京津冀地区以及各省（自治区）省会城市的 300MW 及以上燃煤发电或热电联产机组。其理由是：①近几年来，环保主管部分组织开展的一系列氮氧化物控制研究的结果表明，氮氧化物排放主要集中在中、东部地区。据测算，全国 80% 以上的氮氧化物量来自人口密集、工业集中、经济发展加快的中东部地区，这也是造成长江三角洲、珠江三角洲和京津冀三大城市群氮氧化物污染及二次污染问题突出的主

要原因。②2007 年 1 月《国务院批转发展改革委、能源办<关于加快关停小火电机组若干意见>的通知》的贯彻实施, 100MW 以下的凝汽机组将会被逐步淘汰。仅据 2007 年和 2008 年两年的不完全统计, 关停小火电已超过 3700 万千瓦, 约占 100MW 以下总装机容量的 33%。同时, 通过“上大压小”电源结构调整政策的实施, 近几年新建的燃煤机组, 基本上是 300MW 及以上的大容量、高参数机组, 控制住这些机组的氮氧化物排放, 必将有利于氮氧化物减排目标的实现, 也符合国家相关的产业政策。

3.3 依据《火电厂氮氧化物排放控制技术方案研究报告》的结果, 本技术政策将低氮燃烧技术作为燃煤电厂氮氧化物减排的首选技术。如据调查, 上海锅炉厂、武汉锅炉厂、哈尔滨锅炉厂、北京巴威锅炉厂和四川东方锅炉厂 2003 年以来生产的共 322 台燃煤发电锅炉配用了先进的低氮燃烧装置, 其氮氧化物排放浓度见表 3-1。

表 3-1 电厂锅炉 NO_x 排放浓度调查统计表

炉型	燃烧器布置方式		NO _x 排放浓度 (mg/Nm ³)				
			烟 煤	褐 煤	贫 煤	无烟煤	煤矸石
煤粉炉	切 圆	范 围	250~450		450~650		
		平均值	348	450	576	1100	
	墙 式	范 围	300~450		450~500		
		平均值	382		496		
	W 火焰	范 围					
		平均值				1100	
循环流化床锅炉	范 围		150~210		200~250	190~200	200~240
	平均值		199	350	217	198	216

从表 3-1 可以看出，应用低氮燃烧技术的发电锅炉，在燃用烟煤和褐煤时氮氧化物排放浓度较低，燃用贫煤和无烟煤时氮氧化物排放浓度相对较高。说明低氮燃烧技术对不同煤种，其氮氧化物的减排效果是有差别的。从控制水平来看，燃用烟煤和褐煤时，氮氧化物浓度可控制在 $400\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以内，而在燃用贫煤或无烟煤时，虽然高于此数值，但对控制氮氧化物浓度的效果也是显而易见的。当采用低氮燃烧技术后，氮氧化物浓度或总量仍未达到排放标准或排放总量要求时，才建设烟气脱硝设施。

3.4 控制燃煤电厂氮氧化物排放的低氮燃烧技术，大体可分为三类，即低氮燃烧器、空气分级燃烧技术和燃料分级燃烧技术。由于该类技术工艺成熟，投资与运行费用较低，已在燃煤电厂的氮氧化物排放控制中得到了较为广泛的应用。有关研发单位和电厂锅炉供应商针对不同的影响因素，对低氮燃烧器做了大量的改进和优化，使其性能日趋完善，品种日益增多，并实现了自行设计、自行制造和自行安装调试，不但为我国燃煤电厂氮氧化物控制提供了可行的技术，也具备了装备低氮燃烧设备的生产能力。在一些对氮氧化物排放控制较为严格的发达国家，也都是先采用低氮燃烧技术后再进行烟气脱硝，以降低氮氧化物控制综合成本。所以在本技术政策中要求“新建、改建、扩建的燃煤电厂，应选择装配有高效低氮燃烧技术和装置的发电锅炉”；“在役机组氮氧化物排放浓度不达标或不满足总量要求的燃煤电厂，应制定低氮燃烧技术改造计划，并组织实施”。

3.5 烟气脱硝技术主要包括：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）、液体吸收法、微生物法、活性炭吸附法、电子束法等。其中，前三种方法是目前世界上普遍应用的工业化方法，其它方法很少有工业化应用的实例。

各种烟气脱硝技术的比较见表 3-2。

表 3-2 主要烟气脱硝工艺的比较

脱硝工艺	适用性及特点	优点与不足	脱硝率	投资
SCR	适合排气量大，连续排放源	二次污染小，净化效率高，技术成熟；设备投资高，关键技术难度较大。	70%~90%	较高
SNCR	适合排气量大，连续排放源	不用催化剂，设备和运行费用少；NH ₃ 用量大，对反应温度和停留时间的控制难度较大。	25%~40%	较低
SNCR—SCR	适合排气量大，连续排放源	催化剂用量少，净化效率可调。投资较 SNCR 要大。	25%~70%	较高
液体吸收法	处理烟气量很小的情况可取	工艺设备简单、投资少，收效显著，有些方法能回收 NO _x ；效率低，副产物不易处理，目前常用的方法不适于处理燃煤电厂烟气	效率低	较低
微生物法	适用范围较大	工艺设备简单、能耗及处理费用低、效率高、无二次污染；微生物环境条件难以控制，仍处于研究阶段	80%	低
活性炭吸附法	排气量不大	同时脱硫脱硝能回收 NO _x 硫资源；吸收剂用量多，设备庞大，再生频繁	80%~90%	高
电子束法	适用范围较大	同时脱硫脱硝，无二次污染；运行费用高，关键设备技术含量高，不易掌握	85%	高

3.5.1 新建、改建、扩建电厂的机组一般容量都较大，且呈现向 600MW 和 1000MW 发展的趋势，是电厂氮氧化物减排的重要环节之一，所以本技术政策 4.1 条中规定：新建、改建、扩建的燃煤电厂在建厂时应配置烟气脱硝设施，并与主机同时设计、施工和投运。

3.5.2 由于低氮燃烧技术对燃用无烟煤或贫煤的机组氮氧化物控制效果有限，故对该部分在役机组建议配置烟气脱硝设施。同时规定，如果采用低氮燃烧技术后氮氧化物排放浓度仍不达标或不满足总量要求时，应进行烟气脱硝改造，重点是投运时间不足 20 年的机组。这是因为脱硝的投资费用相对于低氮燃烧技术改造要高，同时其运行费用也比较高。对于投运时间已超过 20 年且氮氧化物浓度超标的机组，是否脱硝，可经过经济技术分析评估后决定。

3.5.3 选择性催化还原法（SCR）是目前世界上应用最多、最为成熟且最有成效的一种烟气脱硝技术。该技术脱硝效率一般可达 80%~90%，氮氧化物排放浓度可降至 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 左右；技术较成熟，应用广泛，在我国已建成或拟建的烟气脱硝工程中大多采用 SCR 法。但该技术一次投资费用和运行成本高，主要表现在催化剂价格昂贵；失效的催化剂是一种重金属富集物，需作特殊处置；还原剂（液氨、氨水、尿素等）消耗费用大；若用液氨或氨水作为还原剂，由于他们是危险化学品，在储运和使用过程的安全问题尤应引起关注。

SCR 适合在煤质多变、机组负荷变动频繁以及对空气质量要求较敏感的区域的新建燃煤机组上使用。SCR 在应用过程中存在的主要问题有以下几个方面。

(1) 催化剂

目前在 SCR 中使用的催化剂，大多以 TiO_2 为载体，以 V_2O_5 或 $\text{V}_2\text{O}_5 - \text{WO}_3$ 或 $\text{V}_2\text{O}_5 - \text{MoO}_3$ 为活性成分，组成蜂窝式、板式和波纹式三种类型。存在的问题主要有：

① 催化剂的配方和生产工艺的关键技术目前为国外企业所掌握。

② 近几年国内有的企业虽已分别引进或拟引进日本、德国、美国等国的技术，但规模均较小，处于试生产阶段，且受到国内原材料品质的影响，还难以生产出品质优良的产品。

③ 催化剂的价格昂贵，每立方米的标价约为 5 万元左右，一台 600MW 的燃煤机组，需要 600 立方米左右的催化剂，约占整个脱硝工程造价的 40% 左右。

④ 催化剂的使用寿命较短，一般 3 年左右就需要更换，更换后催化剂的再生技术尚需探索，一台 60 万千瓦机组每年更换催化剂费用高达 1000 万元。

⑤ 催化剂中含有大量重金属，对废弃催化剂的处置方法，有待于进一步开发。否则，将会造成污染转移。

⑥ 目前国内已建成烟气脱硝工程中使用的催化剂是购买德国、日本、美国和奥地利等国催化剂生产商的产品。据了解，上述国家

催化剂的年生产能力在 10 万立方米左右，也只能满足 1 亿千瓦燃煤发电机组 SCR 脱硝工程的需要。

综上所述，不难看出当前催化剂生产、使用存在的问题是制约烟气脱硝工程的主要瓶颈之一。SCR 脱硝效率高，应用最为广泛，但是如果催化剂的主要生产技术和原料掌握在外国人手中，那么我们在燃煤电厂氮氧化物控制过程中将是十分被动的，将严重阻碍我国烟气脱硝产业的健康发展。

（2）还原剂

还原剂是 SCR、SNCR 及 SNCR-SCR 等技术必需的。目前的还原剂来源主要包括：液氨、尿素和氨水。

液氨是一种可压缩性液化有毒气体。当氨气泄漏时，会滞留在地面，对在现场工作的工人及住在附近社区的居民造成相当程度的危害。按《重大危险源辨识》（GB18218）规定，氨作为有毒物质，储存量超过 100 吨，则属于重大危险源。按照《建筑设计防火规范》（GB50016）的规定，液氨储罐与周围的道路、厂房、建筑等的防火间距最小不少于 15 米。凡用液氨作为脱硝还原剂的电厂，其占地面积就要扩大，故比较适用于新建电厂。

尿素是农用肥料，利用尿素作为脱硝还原剂时需要利用专门的设备将尿素转化为氨，目前国内已在华能北京热电厂 $4 \times 200\text{MW}$ 和石景山电厂 $4 \times 200\text{MW}$ 等少数机组上应用。由于尿素在运输、储存中无需考虑安全及危险性，因此，在环境和安全要求比较高的地区，用尿素制氨作为烟气脱硝系统还原剂将是一种适当的选择。

氨与水不反应，但易溶于水，并生成氢氧化氨（ $\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}$ 或 NH_4OH ），氨水有强烈的刺激性气味。通常脱硝还原剂所用的氨水是 25% 的氨水溶液，按《危险化学品物品名录》（GB12268）规定，它也是一种危险品。但与液氨相比，氨水在储存时的危险性略低，但其运输过程中的危险性远大于液氨，且由于外购氨水仅 25% 浓度，加热汽化能耗大，运输和贮存的成本较高。因此，自 90 年代以后国际上也已经很少以氨水作为脱硝还原剂。

还原剂选择、储存及制备系统是烟气脱硝工艺中的一个重要环节，相比三种还原剂虽然液氨已成功地为全世界的烟气脱硝系统使用了 20 多年，但它具有最大的安全风险，最高的核准费用以及最多的法规限制。在美国要受到美国环保署 EPA、美国职业安全卫生管理局 OSHA 的严格管理以及当地行政主管部门的附加限制。尤其是自“911”事件以后，出于对安全以及恐怖袭击等的考虑，液氨的管理规定更加严格。

鉴于尿素的储存运输及供氨系统不需要特殊的安全防护，被认为是安全的脱硝还原剂。近年来，美国新建的 SCR 装置优先考虑尿素作为还原剂，欧洲采用尿素的工艺也逐渐增多。

氨水作为脱硝还原剂，其设备投资以及运行的综合成本，在三者中为最高，并且与液氨一样，同样存在安全隐患。因此，自 90 年代以后国际上也已经很少以氨水作为脱硝还原剂。

还原剂的选择应综合考虑设备投资，占用场地、运行成本、安全管理及风险费用等。三种还原剂的综合成本比较见表 3-3。

表 3—3 还原剂选择的综合成本比较

还原剂选用	尿素SCR	氨水SCR	液氨SCR
设备投资	高	中	低
占用场地	小	大	大
运行还原剂成本	中	高	低
运行能耗成本	中	高	中
安全管理费用	无	中	高
风险费用	无	中	高

通过上述分析，对烟气脱硝三种还原剂的选用特提出如下建议，见表 3—4。

表 3—4 还原剂比选

还原剂	优 点	缺 点	选 用 建 议
液 氨	还原剂和蒸发成本低；体积小。	为了防止液氨溢出污染，需要较高的安全管理投资；风险较大。	新建电厂，若液氨贮存场地满足国家相关的安全标准、规范要求，并取得危险化学品管理许可，可以使用。
氨 水	液体溢出后，扩散范围较液氨小；浓度范围较易控制。	较高的还原剂成本；较高的蒸发能量；较高的储存设备成本；较大的注入管道。溢出的氨水，对人体影响同液氨。氨水相比液氨更容易发生与人直接接触。	一般不推荐使用
尿 素	没有溢出危险。设备占地面积小；对周围环境要求较低。	还原剂能量消耗较大，系统设备投资和还原剂成本较高。	当法规不允许使用液氨，或人口密度高，或特别强调安全的情况下，推荐使用。尤其适用于老电厂的改扩建。

基于以上考虑，故在本技术政策 4.5 条烟气脱硝还原剂的选择中提出：“选用液氨作为还原剂时，应符合《重大危险源辨识》（GB18218）及《建筑设计防火规范》（GB50016）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”。

3.5.4 选择性非催化还原法（SNCR）是一种不用催化剂的脱硝方法。SNCR 还原 NO_x 的反应对于温度条件较为敏感，一般炉膛上喷入氨点的温度选择在 $850^\circ\text{C} \sim 1100^\circ\text{C}$ 之间。该技术工艺简单，操作便捷，不需要催化剂床层，因而初始投资相对于 SCR 工艺来说要低得多，但脱硝效率较低，一般为 $25\% \sim 40\%$ ，比较适用于对在役机组的改造。目前美国是世界上应用实例最多的国家。

该工艺目前应用的主要瓶颈为：温度对 SNCR 的还原反应的影响较大。当温度高于 1100°C 时， NO_x 的脱除率由于氨气的热分解而降低；温度低于 800°C 以下时， NH_3 的反应速率下降，还原反应进行得不充分， NO_x 脱除率下降，同时氨气的逸出量可能也在增加。由于炉内的温度分布受到负荷、煤种等多种因素的影响，温度窗口随着锅炉负荷及煤种的变化而变动，这就要求 SNCR 的喷氨位置随温度窗口的变化而变化，在技术操作上增加了难度。

3.5.5 SNCR - SCR 联合烟气脱硝技术结合了两者优先，SNCR 将还原剂喷入炉膛脱除部分 NO_x ，逸出的 NH_3 用 SCR 再与未脱除的 NO_x 进行催化还原反应。该联合工艺于 20 世纪 70 年代首次在日本的一座燃油装置上进行试验，试验结果表明了该技术是可行的，并在美

国有较多的工程应用。国内江苏阚山电厂的 660MW 机组拟应用该工艺，目前 SNCR 工程已投入应用，SCR 工程尚在建设之中。该工艺虽是将 SNCR 和 SCR 两种成熟工艺的组合，应当说技术难度不大，虽然国外已有工程应用实例，但国内的应用实例尚在建设中，还有待于进一步验证。

3.5.6 对于脱硝工艺的经济分析，以国内某 660MW 的机组为对象，分别对 SCR、SNCR 和 SNCR-SCR 三种技术的经济性进行分析，其结果见表 3-5。

表 3-5 SNCR 及 SCR 脱硝方案技术经济分析表（660MW 机组）

项 目		单 位	SNCR	SNCR-SCR	SCR	备 注
设计参数	机组容量	MW	660	660	660	
	机组运行时数	h	5500	5500	5500	
	处理烟气量	Nm ³ /h	2216081	2124226	2124226	
	初始 NO _x 浓度	mg/Nm ³	400	400	400	
	排放 NO _x 浓度	mg/Nm ³	280	120	80	
	脱硝率	%	30	70	80	
	每小时脱硝量	t/h	0.266	0.595	0.680	
	每年脱硝量	t/a	1462	3273	3740	
消耗品用量	催化剂	m ³	——	220	660	
	液 氨	t/h	——	——	0.31	
	尿 素	t/h	0.563	0.767	——	
	电 耗	kW/h	115	400	1300	
	工业水	t/h	19.9	19.9	——	
	蒸 汽	t/h	1.0	1.0	0.3	

项 目		单 位	SNCR	SNCR-SCR	SCR	备 注	
消耗品单价	催化剂	RMB/ m ³	——	50000	50000		
	液 氨	RMB/ t	——		4000		
	尿 素	RMB/ t	2600	2600	——		
	厂用电价	RMB/ kWh	0.35	0.35	0.35		
	工业水价	RMB/ t	1.725	1.725	1.725		
	蒸 汽	RMB/ t	130	130	130		
年运行成本测算	①脱硝项目总投资		RMB	24000000	47920000	52260000	
	②变动成本		RMB	9176076	16308568	20725801	
	其中	氨	RMB	——	——	6820000	
		尿 素	RMB	8050900	10968100	——	
		催化剂变更	RMB	——	3666667	11000000	
		电 耗	RMB	221375	770000	2502500	
		蒸 汽	RMB	715000	715000	214500	
		工业水	RMB	——	188801	188801	
		③固定成本		RMB	3452000	4053733	4393700
	其中	折旧费用	RMB	1520000	3034933	3309800	15 年折旧+5%残值
		设备维修	RMB	3895000	718800	783900	总投资 1.5%
		人 工	RMB	300000	300000	300000	
	④财务费用		RMB	1272000	2539760	2769780	
	其中：贷款利息		RMB	1272000	2539760	2769780	5.3%总投资年利息
	⑤年运行总成本		RMB	16046848	26363652	32159596	
其中	系统年成本	RMB	13950076	22902061	27889281	变动成本+固定成本+财务费用	
	增值税	RMB	2146772	3461591	4270315	（固定成本+变动成本）×17%	
结论	每 KW 的投资成本		RMB	36.4	72.6	79.2	
	减排 1kgNO _x 运行成本		RMB	10.98	8.05	8.60	
	每度电的运行成本		RMB	0.0044	0.0073	0.0089	

通过对上表的分析可以看出，对于相同容量（660MW）的机组，SNCR、SNCR-SCR 及 SCR 这三种工艺投资费用以 SCR 为最高，达到了 79.2 元/KW；SNCR-SCR 次之，为 72.6 元/KW；SNCR 最低为 36.4 元/KW。折合到脱除每千克 NO_x 运行成本 SNCR 最高，达到了 10.98 元/kg；SCR 次之，为 8.6 元/kg；SNCR-SCR 最低，为 8.05 元/kg。

3.5.7 通过对上述三种脱硝工艺的技术及经济分析，根据各种技术的利弊及投资和运行成本的综合比较，提出如下烟气脱硝方案：

（1）新建、改建、扩建的燃煤机组，宜选用 SCR；小于等于 600MW 时，也可选用 SNCR-SCR。

（2）燃用无烟煤或贫煤且投运时间不足 20 年的在役机组，宜选用 SCR 或 SNCR-SCR。

（3）燃用烟煤或褐煤且投运时间不足 20 年的在役机组，在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要求时，宜选用 SNCR 或考虑其它烟气脱硝技术。

本技术方案中之所以要求“新建、改建、扩建的燃煤机组，宜选用 SCR，小于等于 600MW 时，也可选用 SNCR-SCR”是因为：

（1）目前现行的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）正在修订中，考虑到该标准中对新建机组氮氧化物排放限值会加严，采用 SCR 对脱硝效率具有较大的调整裕度，而 SNCR 的脱硝效率比较低，很难满足新标准的要求；（2）目前我国新建、改建、扩建的燃煤机组一般容量比较大，600MW 及以上机组占有相当大的

比例，而 SNCR - SCR 由于受到某些条件制约，目前尚难在 1000MW 的机组上使用，但考虑到其投资和运行费用较少且效率较高，因此，可在 600MW 及以下的机组中应用；（3）新建、改建和扩建的机组一般都会预留较大的脱硝装置场地，配置 SCR、SNCR - SCR 不会出现场地不足的问题。

对于在役燃煤机组，烟气脱硝的重点是投运时间不足 20 年的机组。如果这些机组燃用无烟煤和贫煤，考虑到初始氮氧化物浓度会比较高，所以建议选用脱硝效率高的 SCR 或 SNCR - SCR；如果燃用的烟煤或褐煤，则可以使用脱硝效率比较低的 SNCR 技术或其它脱硝技术。

3.5.8 根据工程经验，SCR、SNCR - SCR 的氨逃逸率可以控制在 3ppm 以内，而 SNCR 的氨逃逸率可控制在 10ppm 以内，故本技术政策规定：“SCR 氨逃逸控制在 $2.5\text{mg}/\text{Nm}^3$ （3ppm）以下；SNCR 氨逃逸控制在 $8\text{mg}/\text{Nm}^3$ （10ppm）以下”。

4 其它

针对本技术政策调研和编制过程中发现的问题，提出了今后在氮氧化物控制技术方面应鼓励发展的方向及运行管理方面的技术要求。主要有催化剂相关技术的开发、高效低氮燃烧技术的开发、多污染物协同脱除技术以及加强已建脱硝设施的运行监督和日常管理等方面的要求。

5 氮氧化物减排的情景分析

依据本技术政策中提出的控制方案以及火电行业的发展趋势，我们做了相关的情景分析，见表 5 - 1。

表 5—1 到 2015 年按本技术政策实施后氮氧化物减排量测算表

序号	机组容量 (万千瓦)	减排技术名称	投资费用		年运行成本		NO _x 排放浓度 (mg/Nm ³)		NO _x 减排量 (万吨/年)	备 注
			元/KW	总费用 (亿元)	元/KWH	总费用 (亿元)	初始	排放		
1	41530 (新建、改建、扩建机组)	SCR	79.2	329	0.0089	203	400	80	235	该类机组在 出厂时已配 置 LNB
		SNCR—SCR	72.6	302	0.0073	167	400	120	206	
2	12530 (≤100MW 的在役机组)	关停	—	—	—	—	—	—	133	
3	16170 (2004 年前>100 MW 的在役机组) 其中 8000 万千瓦	LNB+SNCR	66.1	45	0.0044	16	600	280	38	在役机组中， 受场地及机 组寿命等影 响，只进行部 分技术改造
		LNB+SNCR—SCR	102	70	0.0073	27	600	120	58	
		LNB+SCR	109	74	0.0089	33	600	80	63	
4	31432 (2004 年后在役机组)	SCR	79.2	249	0.0089	154	400	80	178	该类机组在 出厂时已配 置 LNB
		SNCR—SCR	72.6	228	0.0073	126	400	120	156	
		SNCR	36.4	114	0.0044	76	400	280	70	
几点说明：[1] 截止到 2008 年底统计，我国火电装机组总容量为 60132 万千瓦，其中，2004 年前的装机组总容量为 28700 万千瓦，小于 10 万千瓦的机组容量为 12530 万千瓦。 [2] 本表中所选参数按 66 万千瓦机组在燃用烟煤时调研结果得出。 [3] LNB 系低氮燃烧技术缩写。										

本技术政策实施后，从表 5-1 可以看出：

5.1 至 2015 年新建、改建和扩建机组若全部采用 SCR，则每年可减排氮氧化物 235 万吨，需要投资 329 亿元，年运行费用 203 亿元；若全部采用 SNCR-SCR，则每年可减排氮氧化物 206 万吨，需要投资 302 亿元，年运行费用 167 亿元。

5.2 至 2015 年，100MW 及以下小机组的关停可实现减排氮氧化物 133 万吨。

5.3 2004 年以前投运的大于 100MW 的 16170 万千瓦在役机组，由于受场地及机组寿命等因素的影响，至 2015 年只改造其中的 8000 万千瓦。若全部采用 LNB+SNCR，则每年可减排氮氧化物 38 万吨，需要投资 45 亿元，年运行费用为 16 亿元；若全部采用 LNB+SNCR-SCR，则每年可减排氮氧化物 58 万吨，需要投资 70 亿元，年运行费用 27 亿元；若全部采用 LNB+SCR，则每年可减排氮氧化物 63 万吨，需要投资 74 亿元，年运行费用为 33 亿元。

5.4 2004 年以后的在役机组的改造，若全部采用 SCR，则每年可实现减排 178 万吨，需要投资 249 亿元，年运行费用 154 亿元；若全部采用 SNCR-SCR，则每年可实现减排 156 万吨，需要投资 228 亿元，年运行费用 126 亿元；若全部采用 SNCR，则每年可实现减排 70 万吨，需要投资 114 亿元，年运行费用为 76 亿元。

5.5 到 2015 年本技术政策全面实施后，每年可减排氮氧化物 477~609 万吨，需要投资 461~652 亿元，年运行费用 259~390 亿元。

6 编制单位

本技术政策项目承担协调单位为中国环境科学研究院环境标准研究所，主要协作承担单位为北京市劳动保护科学研究所。本技术政策在编制过程中得到了环境保护部科技标准司及污染防治司、中国环保产业协会、中国环境科学学会、西安热工研究院苏州分院、浙江大学、国电环保研究院、东南大学等单位相关领导和专家的大力支持和帮助，在此表示感谢。

7 参考文献

[1] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告（2008年）. 北京：2008.

[2] 中国环保产业协会等. 火电厂氮氧化物排放控制技术方案研究报告. 北京：2008.

[3] 欧盟委员会. 大型火力发电厂最佳可行技术参考文件. 中国－欧盟政策对话支持项目：2006.

[4] 孙克勤，钟秦. 火电厂烟气脱硝技术及工程应用. 北京：化学工业出版社，2007.

[5] 北京市环境保护科学研究院等. 燃煤电厂污染防治最佳可行技术导则. 2008.