

附件 3:

《火电厂大气污染物排放标准》编制说明
(征求意见稿)

《火电厂大气污染物排放标准》编制组

二〇〇九年六月

目 录

1	项目背景.....	1
1.1	任务来源.....	1
1.2	工作过程.....	1
2	《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2003 修订的必要性.....	1
2.1	我国对环境保护工作提出了更高的要求.....	1
2.2	贯彻落实科学发展观，实施电力工业的可持续发展.....	1
2.3	提高排放控制要求，控制火电 NO _x 排放.....	2
2.4	我国火电厂大气污染控制技术有了实质性的进展.....	2
3	修订原则及总体思路.....	3
3.1	修订原则.....	3
3.2	总体思路.....	3
4	标准主要技术内容.....	3
4.1	适用范围.....	3
4.2	时间段的划分.....	4
4.3	术语和定义.....	4
4.4	污染物控制项目.....	4
4.5	污染物排放限值的确定及制定依据.....	4
4.6	达标排放技术分析.....	11
4.7	监测要求.....	11
5	污染防治技术分析.....	11
5.1	烟尘控制技术.....	12
5.2	SO ₂ 控制技术.....	13
5.3	NO _x 控制技术.....	14
6	主要国家、地区及国际组织相关标准研究.....	14
6.1	SO ₂ 排放标准.....	15
6.2	烟尘排放标准.....	17
6.3	NO _x 排放标准.....	18
7	实施本标准的技术经济分析.....	19
7.1	我国火电装机现状与发展预测.....	19
7.2	NO _x 排放标准实施的减排经济分析.....	20
7.3	SO ₂ 排放标准实施的减排经济分析.....	22
7.4	烟尘排放标准实施的减排经济分析.....	22
8	对实施本标准的建议.....	22

《火电厂大气污染物排放标准》编制说明

1 项目背景

1.1 任务来源

火电厂是烟尘、SO₂和NO_x等大气污染物排放的主要来源，《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2003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。GB13223-2003颁布实施之后，国家制订出台了一系列的法律法规、规划、技术政策，对“十一五”期间的环境保护工作提出了更高的要求，在此期间，我国的火电脱硫、脱硝、除尘等大气污染防治技术也有了实质性的进展。电力行业作为国家环境保护工作的重点行业，对实现国家环境保护目标具有重要的作用，GB13223-2003已难以适应新形势下环境保护工作的要求。原国家环保总局在《关于下达2006年度国家环境保护标准制修订项目计划的通知》（环办函〔2006〕371号）中下达了《火电厂大气污染物排放标准》修订计划，由中国环境科学研究院承担该标准的修订任务。

1.2 工作过程

接受任务后，中国环境科学研究院成立了标准编制组，并邀请国电环境保护研究院作为合作单位开展了标准的修订工作。标准编制组对我国火电发展状况与发展趋势，以及火电大气污染排放现状与趋势和环境保护的要求进行了系统的研究与预测，对发达国家和地区的火电污染物排放标准和控制经验进行了深入研究，并对GB13223-2003实施后取得的经验进行了总结，组织召开了多次专家研讨会，对《火电厂大气污染物排放标准》修订方案进行研讨，在此基础上形成目前的《火电厂大气污染物排放标准》（征求意见稿）。

2 《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2003修订的必要性

2.1 我国对环境保护工作提出了更高的要求

我国环境保护虽然取得积极进展，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，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，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，酸雨的类型已经从硫酸型向硫酸和硝酸复合型转化。

《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》提出主要污染物排放总量减少10%的约束性指标，《国家环境保护“十一五”规划》提出确保实现SO₂减排目标，实施燃煤电厂脱硫工程，实施酸雨和SO₂污染防治规划，重点控制高架源的SO₂和NO_x排放，综合改善城市空气质量，以颗粒物特别是可吸入颗粒物作为城市大气污染防治的重点，统筹规划长三角、珠三角和京津冀等城市群地区的区域性大气污染防治。由此可见，国家对环境保护工作，特别是对火电厂大气污染物排放控制提出了更高的要求。

2.2 贯彻落实科学发展观，实施电力工业的可持续发展

近年来，我国经济快速发展，电力需求和供应持续增长。1987年，我国电力装机容量仅为1亿千瓦，1995年增至2亿千瓦，2000年超过3亿千瓦，2005年已突破5亿千瓦，2006

年突破 6 亿千瓦，2007 年超过 7 亿千瓦。截止 2007 年底，全国发电装机容量达到 7.1329 亿千瓦，其中，火电达到 5.5442 亿千瓦，约占总容量 77.73%；水电达到 1.4526 亿千瓦，约占总容量 20.36%；核电为 0.0885 亿千瓦，约占总容量 1.23%。截止 2008 年底，全国发电装机容量达到 7.9253 亿千瓦，其中火电达到 6.0132 亿千瓦，约占总容量 75.87%；水电达到 1.7152 亿千瓦，约占总容量 21.64%；核电为 0.0885 亿千瓦，约占总容量 1.12%。由此可见，我国发电总装机容量及火电装机容量一直呈上升趋势，尤其是 2005 年~2007 年期间，增速明显，增长近 40%。从电力生产情况看，截至 2007 年底，全国发电量达到 32559 亿千瓦时，其中，火电发电量 26980 亿千瓦时，约占全部发电量的 82.86%；水电发电量 4867 亿千瓦时，约占全部发电量的 14.95%；核电发电量 626 亿千瓦时，约占全部发电量的 1.92%。

2007 年我国火电 SO₂、烟尘、NO_x 的排放量分别为 1259 万吨、297 万吨、840 万吨。我国将全面建设小康社会，预计到 2020 年经济总量将在 2000 年的基础上翻两番。要达到中等发达国家的经济水平，全国平均每人最低需要 1 个千瓦的装机容量。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。预计到 2015 年和 2020 年，我国火电装机容量将分别达到 10 亿千瓦和 12 亿千瓦。标准编制组据此测算，按照目前的排放控制水平，到 2010 年，火电排放的 NO_x、SO₂、烟尘将分别达到 1038 万吨、881 万吨、384 万吨以上，到 2015 年，将分别达到 1310 万吨、1049 万吨、544 万吨以上。由此可见，火电大气污染物的排放对生态环境的影响将越来越严重。

我国是一个发展中的人口大国，也是人均资源拥有量较低的国家。目前我国火电厂的 NO_x 等大气污染排放物尚未得到有效控制，我们决不能再走早期工业化国家的先发展经济后治理环境的弯路，必须以科学发展观为指导，以污染减排为中心，加大污染治理力度，着力解决危害群众健康的突出大气环境问题，努力改善大气环境质量，推动经济社会又好又快发展，走生产发展、生活富裕、生态良好的文明发展道路。

2.3 提高排放控制要求，控制火电 NO_x 排放

我国先后四次颁布实施有关火电厂大气污染物的排放标准，分别为：《工业企业“三废”排放试行标准》（GBJ4-73）、《燃煤电厂大气污染物排放标准》（GB13223-91）、《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-1996）、《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003），现行的标准为 GB13223-2003。

GB13223-2003 设置了烟尘、SO₂ 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，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和地区相比差距较大，GB13223-2003 中 NO_x 的浓度限值为 450~1100mg/m³，而发达国家和地区 NO_x 排放限值一般在 200mg/m³ 以下（欧盟现行的 NO_x 排放限值为 200mg/m³，美国为 1.0lb/MWh~1.4lb/MWh，约折合 135mg/m³~184mg/m³，日本为 100ppm，约折合 200mg/m³）。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 GB13223-2003 进行修订，以满足当前的环保工作需要。

2.4 我国火电厂大气污染控制技术有了实质性的进展

GB13223-2003 自 2004 年 1 月 1 日实施以来，对控制我国火电厂大气污染物排放和推动技术进步发挥了重要作用。截至 2008 年底，全国火电装机容量 6.0132 亿千瓦，已建成脱硫设施的火电装机容量累计 3.63 亿千瓦，占全国火电装机容量的 60.4%。

近年来，新建大型燃煤机组均按要求同步采用了低氮燃烧方式，并在环境敏感地区开始建设烟气脱硝装置。一批现有火电厂结合技术改造安装了低氮燃烧器。截至 2008 年底，全

国约有 200 多台套火电机组安装了烟气脱硝装置。

由于我国在电力行业大力推行电除尘技术，目前生产的电除尘器技术水平已接近国际先进水平，已能满足各种容量的火电机组需要，并开始向国外出口。近年来，各种可应用于火电机组的袋式除尘器、电袋复合除尘器等高效除尘器相继涌现，并有不同程度的实际运行案例。

这些控制技术为提高火电厂大气污染物排放控制要求提供了技术支撑。

3 修订原则及总体思路

3.1 修订原则

(1) 与我国有关的环境法律法规、标准协调配套，与环境保护的方针政策相一致。

(2) 在实现环境保护目标的同时，促进国家资源的合理利用和电力结构的调整与发展，实现保护生态环境与电力发展的双赢，拉动我国环保产业的发展。

(3) 我国地域辽阔、经济发展不平衡，综合考虑新、老污染源的差别、重点城市和一般城市的差别、地区（东部、中部、西部）的差别、城乡差别等，制订符合我国国情的标准。

(4) 以先进的技术为依托，淘汰技术落后的工艺、产品，促进技术进步。

(5) 力求使标准做到科学合理、技术上可行、经济上合理、具有可操作性。

3.2 总体思路

(1) 加强新建火电厂污染物排放控制，努力减少新增污染物排放量。

(2) 削减现有火电厂污染物排放量，实现总量削减。

(3) 进一步推动火电厂安装烟气脱硫装置，并提高脱硫装置的稳定高效运行。

(4) 推动火电厂安装烟气脱硝装置。

(5) 推动火电厂提高除尘效率。

(6) 通过新标准的实施，拉动环保产业发展。

4 标准主要技术内容

4.1 适用范围

新标准的适用范围完全涵盖了 GB13223-2003 标准的适用范围，与《锅炉大气污染物排放标准》GB13271-2001 相衔接。

新标准适用于：

(1) 各种容量的煤粉发电锅炉。

(2) 单台出力 65t/h 以上的燃煤循环流化床等发电锅炉。

(3) 单台出力 65t/h 以上的燃油及燃气发电锅炉。

(4) 各种容量的燃气轮机组。

(5) 单台出力 65t/h 以上采用甘蔗渣、锯末、树皮、油页岩、石油焦等为燃料的发电锅炉。

新标准不适用于：

(1) 各种容量的层燃炉、抛煤机炉发电锅炉。

(2) 各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂。

(3) 内燃发电机组。

各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂分别执行《生活垃圾焚烧污染物控制标准》GB18485-2001 和《危险废物焚烧污染物控制标准》GB18484-2001。

4.2 时间段的划分

新标准划分了3个时段，将GB13223-2003标准的第1、2时段合并作为第1时段，将第3时段改为新标准第2时段，新标准颁布实施后作为第3时段，以建设项目环境影响报告书批准日期界定时间段。新标准与GB13223-1996、GB13223-2003标准的时间段比较见表1，表中“建成”是指：建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目。

表1 新标准与GB13223-2003标准时间段比较

标准	时间段划分比较			
	第I时段	第II时段	第III时段	
GB13223-1996	1992.8.1前建成的火电厂	1992.8.1—1996.12.31建成的火电厂	1997.1.1起建成的火电厂	
GB13223-2003	第1时段		第2时段	第3时段
	1996.12.31前建成的火电厂		1997.1.1—2003.12.31	2004.1.1起建成的火电厂
新标准	第1时段		第2时段	第3时段
	2003.12.31前建成的火电厂		2004.1.1—本标准实施之日建成的火电厂	本标准实施之日起建成的火电厂

4.3 术语和定义

《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2003定义了火电厂、坑口电厂、标准状态、烟气排放连续监测、过量空气系数、干燥无灰基挥发分、西部地区7个术语。新标准删除了坑口电厂和西部地区2个术语。增加了重点地区的定义。重点地区指根据环境保护工作的要求，在国土开发密度较高，环境承载能力开始减弱，或大气环境容量较小、生态环境脆弱，容易发生严重大气环境污染问题而需要严格控制大气污染物排放的地区。

4.4 污染物控制项目

火电厂排放烟气中所含成份很多，主要有N₂、水蒸汽、CO₂、SO₂、SO₃、NO_x、CO、颗粒物、重金属和微量元素，如As、Hg、Ni、Mn等。目前，我国和世界各国对火电厂排放烟气中污染物的控制集中于SO₂、NO_x和烟尘，发达国家开始研究对重金属的控制，另外，由于采用选择性催化还原过程脱硝，在火电排放的烟气中还有NH₃等，但目前尚无此类排放标准。

新标准控制的大气污染物与GB13223-2003相同，为：SO₂、NO_x、烟尘3种污染物；控制指标包括：SO₂、NO_x、烟尘浓度，以及烟气黑度4项指标。

4.5 污染物排放限值的确定及制定依据

4.5.1 NO_x排放限值的确定

为了控制大气NO_x污染，环境保护部发布了《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]，该通知要求全面开展NO_x污染防治，以火电行业为重点，开展工业NO_x污染防治。在京津冀、长三角和珠三角地区，新建火电厂必须同步建设脱硝装置，2015年年底前，现役机组全部完成脱硝改造。

(1) 第3时段浓度限值（新建电厂）

我国对控制火电NO_x的研究起步较晚，对NO_x的控制时间不长，GB13223-2003标准

的限值制订依据是低氮燃烧方式。目前大容量的锅炉主要采用低氮燃烧方式，以达到 GB13223-2003 标准第 3 时段排放浓度 450~1100mg/m³ 的要求。但是随着近年来脱硝技术的发展，国产化率的逐步提高，约有 90 多家电厂的近 200 台总装机容量为 1.05 亿千瓦的机组已通过环评，其中已建、在建的火电厂烟气脱硝项目达到 5745 万千瓦装机容量。

在制定第 3 时段浓度限时遵循以下原则：

① 重点地区内新建、改建和扩建的火电锅炉，须同步配套建设烟气脱硝装置，执行 200mg/m³ 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 60 万千瓦和 30 万千瓦及以上高参数、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以及先进的低氮燃烧技术和烟气脱硝技术。同时为了缓解重点地区的大气 NO_x 污染带来的酸沉降、大气能见度降低、灰霾天气等，有必要对位于重点地区的新建电厂采用更严格的排放限值。因此，对位于重点地区内新建、改建和扩建的燃煤电厂，执行 200mg/m³ 的排放浓度限值。

该限值与欧盟 2001/80/EC 指令中规定的新建大型燃烧装置排放限值相同，比美国 2005 年规定的新源排放限值（1.0 lb/MWh，约折合 135mg/m³）宽松。

② 其他地区新建、改建和扩建的燃煤电厂，须同步配套建设烟气脱硝装置或预留烟气脱硝场地，执行 400mg/m³ 的限值。

为了控制 NO_x 排放总量，新建机组不再区分燃煤的挥发份制订排放浓度限值。对于燃用烟煤和褐煤的火电锅炉，在使用高效低氮燃烧技术的情况下，可以达到 400mg/m³ 的排放浓度；对于燃用无烟煤和贫煤，采用高效低氮燃烧技术无法达到 400mg/m³ 的火电机组，须进行烟气脱硝。

该限值比欧盟 2001/80/EC 中规定的新建大型燃烧装置排放限值（200mg/m³）和美国 2005 年规定的新源排放限值（1.0 lb/MWh，约折合 135mg/m³）宽松。

③ 燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求

新标准规定了燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求，燃用天然气的燃气锅炉执行 150mg/m³ 排放限值，燃用其他气体燃料的燃气锅炉及燃油锅炉执行 200mg/m³ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求，88/609/EEC 指令规定新建燃用气态燃料的大型燃烧装置的 NO_x 排放限值执行 350mg/m³ 排放限值，2001/80/EC 指令规定燃用天然气的单机容量大于 300MW 的大型燃烧装置的 NO_x 排放限值执行 100mg/m³ 排放限值，单机容量介于 5MW~300MW 的大型燃烧装置执行 150mg/m³ 排放限值，燃用除天然气外的气态燃料的大型燃烧装置执行 200mg/m³ 排放限值。

④ 燃气轮机组 NO_x 排放控制要求

新标准规定新建燃用天然气的燃气轮机组执行 50mg/m³ 排放限值，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组执行 120mg/m³ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定燃用天然气的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 50mg/m³，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 120mg/m³。

（2）第 2 时段浓度限值（2004 年后审批的电厂）

第 2 时段（即 GB13223-2003 标准第 3 时段新建的火电厂）火电厂，基本上是已建或在建的火电厂，GB13223-2003 标准已要求预留烟气脱硝场地，具备安装烟气脱硝装置的条件。

在制订第 2 时段的火电机组执行的浓度限值时遵循以下原则：

① 与 GB13223-2003 标准衔接，到 2010 年 1 月 1 日，第 2 时段火电机组当燃煤 V_{daf}<10% 时执行的限值为 1100mg/m³，当燃煤 V_{daf} 在 10%~20% 时执行的限值为 650mg/m³，当燃煤 V_{daf}≥20% 时执行的限值为 450mg/m³。

② 到 2015 年 1 月 1 日，位于重点地区的火电机组，已要求预留烟气脱硝场地，应安装

高效烟气脱硝装置执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。

该限值比欧盟 88/609/EEC 指令中规定的新建大型燃烧装置和 2001/80/EC 指令中规定的现有大型燃烧装置排放限值（ $400\text{mg}/\text{m}^3$ ）和美国 1997 年规定的新建电站锅炉排放限值和 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 到 2015 年 1 月 1 日，位于其他地区的火电机组，根据燃煤煤质的不同采用高效低氮燃烧技术或烟气脱硝技术执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。该限值对于燃用烟煤和褐煤的火电机组，只须改造先进高效的低氮燃烧器即可实现，对于燃用无烟煤和贫煤的火电机组，则可安装 SNCR 或 SCR，达到排放浓度限值。

该限值与欧盟 88/609/EEC 指令中规定的新建大型燃烧装置和 2001/80/EC 指令中规定的现有大型燃烧装置排放限值（ $400\text{mg}/\text{m}^3$ ）相同，比美国 1997 年规定的新建电站锅炉排放限值和 2005 年规定的现有电站锅炉排放限值（ $1.6\text{lb}/\text{MWh}$ ，约折合 $218\text{mg}/\text{m}^3$ ）宽松。

④ 燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求

新标准规定了燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求，到 2010 年 1 月 1 日，燃用天然气的燃气锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用其他气体燃料的燃气锅炉执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃油锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。到 2015 年 1 月 1 日，燃用天然气的燃气锅炉执行 $150\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃油锅炉及燃用其他气体燃料的燃气锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求，88/609/EEC 指令规定新建燃用气态燃料的大型燃烧装置的 NO_x 排放限值执行 $350\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，2001/80/EC 指令规定燃用天然气的大型燃烧装置的 NO_x 排放限值执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用除天然气外的气态燃料的大型燃烧装置执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

⑤ 燃气轮机组 NO_x 排放控制要求

新标准规定到 2010 年 1 月 1 日，现有燃用天然气的燃气轮机组执行 $80\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组执行 $150\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值；到 2015 年 1 月 1 日，现有燃用天然气的燃气轮机组 NO_x 执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组执行 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定燃用天然气的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(3) 第 1 时段浓度限值

第 1 时段（即 GB13223-2003 标准第 1 时段和第 2 时段的火电锅炉）火电锅炉，这部分机组情况复杂。在制订第 1 时段的火电机组执行的浓度限值时遵循以下原则：

① 与 GB13223-2003 标准相衔接，根据调查结果，到 2010 年 1 月 1 日，当燃煤 $V_{\text{daf}} < 10\%$ 时执行 $1300\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值，当燃煤 V_{daf} 在 $10\% \sim 20\%$ 时执行 $1100\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值，当燃煤 $V_{\text{daf}} \geq 20\%$ 时执行 $650\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。

② 到 2015 年 1 月 1 日，位于重点地区的火电机组，应安装高效烟气脱硝装置执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。

③ 到 2015 年 1 月 1 日，位于其他地区的火电机组，考虑到老厂的实际情况，规定全厂第 1 时段火电锅炉的平均值执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 。促进电厂优先选择剩余使用寿命长、单机装机容量大、具备采用高效低氮燃烧技术和烟气脱硝技术条件的机组进行改造，提高标准实施的可操作性和灵活性。

④ 燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求

新标准规定了燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求，到 2010 年 1 月 1 日，燃用天然气的燃气锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用其他气体燃料的燃气锅炉执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃油锅炉执行 $650\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。到 2015 年 1 月 1 日，燃用天然气的燃气锅炉执行 $150\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃油锅炉及燃用其他气体燃料的燃气锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求，88/609/EEC 指令规定新建燃用气态燃料的大型燃烧装置的 NO_x 排放限值执行 350mg/m³ 排放限值，2001/80/EC 指令规定燃用天然气的大型燃烧装置的 NO_x 排放限值执行 100mg/m³ 排放限值，燃用除天然气外的气态燃料的大型燃烧装置执行 200mg/m³ 排放限值。

⑤ 燃气轮机组 NO_x 排放控制要求

新标准规定到 2015 年 1 月 1 日，现有燃用天然气的燃气轮机组 NO_x 执行 80mg/m³，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组执行 150mg/m³ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定燃用天然气的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 50mg/m³，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 120mg/m³。

4.5.2 SO₂ 排放限值的确定

(1) 第 3 时段浓度限值（新建电厂）

制订 GB13223-2003 标准的主要目的之一是大力推动我国火电 SO₂ 的排放控制，广泛推行高效烟气脱硫装置的安装，考虑到当时我国缺乏脱硫装置运行和管理方面经验的实际情况，制订出的排放限值较为宽松。经过近几年的发展，脱硫装置的运行经验、管理经验都比较成熟，为此在本次标准修订过程中根据脱硫装置可以达到的脱硫效率制订更为严格的排放限值。

在制定第 3 时段浓度限时遵循以下原则：

① 新建、改建和扩建的火电锅炉执行 200mg/m³ 的排放浓度限值

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 60 万千瓦和 30 万千瓦及以上高参数、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以及先进的烟气治理技术。为避免新建电厂的二次改造，应制订较为严格的标准限值。

从世界各国的经验来看，美国、日本和欧盟国家均对新建电厂提出了严格的要求，美国 2005 年的电站锅炉 SO₂ 新源排放标准要求新建燃煤电厂脱硫效率必须大于 95%，并有相应的排放量限制。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）要求新建大型燃烧装置的排放浓度必须小于 200mg/m³，实际上是要求安装高效率的脱硫装置，日本的燃煤电厂基本上安装了脱硫装置。

该限值与欧盟 2001/80/EC 指令中规定的新建大型燃烧装置排放限值和日本新建大型排放源排放限值相同，比美国 2005 年规定的新源排放限值（1.4 lb/MWh，约折合 184mg/m³）略为宽松。

② 属资源综合利用的煤矸石火电锅炉执行 400mg/m³ 的限值

煤矸石综合利用是资源综合利用的重要内容。国家重点推广 75t/小时以上的循环流化床锅炉，推广炉内石灰石脱硫和静电除尘技术。国家环保“十一五”规划中指出，重点推进煤矸石、粉煤灰、冶金和化工废渣、尾矿等大宗工业固体废物的综合利用。为了支持和规范资源综合利用电厂的发展，新标准仍单独列出煤矸石排放限值，考虑到新建煤矸石电厂应采用循环流化床锅炉，而其脱硫效率一般在 80%左右。为了实现 SO₂ 减排，根据煤矸石电厂的特点，在采用炉内脱硫的情况下，进一步采用烟气脱硫。因此，新标准规定以煤矸石为主要燃料（入炉燃料应用基低位发热量小于等于 12550kJ/kg）的火电锅炉执行 400 mg/m³ 的限值。

③ 新增燃气锅炉及燃气轮机组 SO₂ 排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组 SO₂ 排放控制要求，燃用除高炉煤气外的其他气体执行 35mg/m³ 排放限值，燃用高炉煤气时执行 200mg/m³ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求，88/609/EEC 和 2001/80/EC 指令规定新建燃用除液化气、低热值的焦炉煤气和高炉煤气外的一般气态燃料的大型燃烧装置的 SO₂ 排放限值执行 35 mg/m³，燃用低热值的高炉煤气执行 200mg/m³。欧盟对燃用气态燃料的燃

气轮机组无排放控制要求。

(2) 第 2 时段浓度限值 (2004 年后审批的电厂)

第 2 时段 (即 GB13223-2003 标准第 3 时段新建的火电厂) 火电锅炉, 基本上已是已建或在建的火电厂, 属于较新的电厂, 一般情况下到 2030 年还将在役。这部分火电锅炉具有以下几方面的特点:

① 除位于西部非两控区的燃用特低硫煤的坑口电厂锅炉要求预留烟气脱硫场地外, 大部分已经建设了烟气脱硫装置, 具备烟气脱硫条件。

② 在 GB13223-2003 标准中对位于西部非两控区的燃用特低硫煤的坑口电厂规定 $1200\text{mg}/\text{m}^3$ 浓度限值要求。

③ 在 GB13223-2003 中对以煤矸石为主要燃料的资源综合利用火力发电锅炉执行 $800\text{mg}/\text{m}^3$ 浓度限值。

根据以上特点, 在制订第 2 时段火电锅炉执行的排放浓度限值时遵循以下原则:

① 与 GB13223-2003 标准衔接, 到 2010 年 1 月 1 日, 第 2 时段火电机组执行的排放浓度限值为 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 。位于西部非两控区的燃用特低硫煤 (燃煤硫分小于 0.5%) 的坑口电厂仍执行 $1200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值。以煤矸石为主要燃料的资源综合利用火力发电锅炉执行 $800\text{mg}/\text{m}^3$ 浓度限值。

② 到 2015 年 1 月 1 日, 不再区分电厂位置, 对已安装烟气脱硫装置的火电锅炉, 加强运行管理, 优化运行, 执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值, 对位于西部非两控区的燃用特低硫煤 (燃煤硫分小于 0.5%) 预留烟气脱硫场的坑口电厂, 安装烟气脱硫装置, 执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。对以煤矸石等为主要燃料的资源综合利用火力发电锅炉, 采用炉内加石灰石脱硫及烟气脱硫, 执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。

$200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值与欧盟 2001/80/EC 指令中规定的现有大型燃烧装置排放限值排放限值 ($200\text{mg}/\text{m}^3$) 相同, 比欧盟 88/609/EEC 指令中规定的新建大型燃烧装置和 2001/80/EC 指令中规定的现有大型燃烧装置排放限值排放限值 ($400\text{mg}/\text{m}^3$) 和美国规定的现有电站锅炉排放限值严格, 比美国 2005 年规定的新建电站锅炉排放限值 ($1.4\text{lb}/\text{MWh}$, 约折合 $184\text{mg}/\text{m}^3$) 略为宽松。

③ 新增燃气锅炉及燃气轮机组 SO_2 排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组 SO_2 排放控制要求, 除燃用高炉煤气外的其他气体执行 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值, 燃用高炉煤气时执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求, 88/609/EEC 和 2001/80/EC 指令规定新建燃用除液化气、低热值的焦炉煤气和高炉煤气外的一般气态燃料的大型燃烧装置的 SO_2 排放限值执行 $35\text{mg}/\text{m}^3$, 燃用低热值的高炉煤气执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组无排放控制要求。

(3) 第 1 时段浓度限值

在制订第 1 时段火电机组应执行的浓度限值时遵循以下原则:

① 与 GB13223-2003 标准衔接, 到 2010 年 1 月 1 日, 火电锅炉执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值; 1996 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响报告书已批复的火力发电锅炉全厂平均值及位于西部非两控区的燃用特低硫煤 (入炉燃煤收到基硫分小于 0.5%) 的坑口电厂锅炉执行 $1200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值。

② 到 2015 年 1 月 1 日, 火电锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值; 位于西部非两控区的燃用特低硫煤 (入炉燃煤收到基硫分小于 0.5%) 的坑口电厂锅炉执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值; 1996 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响报告书已批复的火力发电锅炉执行 $800\text{mg}/\text{m}^3$ 全厂排放浓度平均值。

对 1996 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响报告书已批复的火力发电锅炉第 1 时段排

放浓度限值时，没有规定每台机组必须达到的浓度限值，而是要求全厂第1时段火电机组平均达到排放限值即可，这样做的优点是允许火电厂对全厂第1时段的机组综合考虑，选择多种灵活的方法达标，电厂有较大的自主权，有利于促进电厂选择剩余使用寿命长、单机容量大、具有脱硫场地的机组上脱硫效率高的装置，从而增加了标准的可操作性与灵活性。

③ 新增燃气锅炉及燃气轮机组 SO₂ 排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组 SO₂ 排放控制要求，除燃用高炉煤气外的其他气体执行 35mg/m³ 排放限值，燃用高炉煤气时执行 200mg/m³ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求，88/609/EEC 和 2001/80/EC 指令规定新建燃用除液化气、低热值的焦炉煤气和高炉煤气外的一般气态燃料的大型燃烧装置的 SO₂ 排放限值执行 35mg/m³，燃用低热值的高炉煤气执行 200mg/m³。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组无排放控制要求。

4.5.3 烟尘排放限值的确定

根据国内外的经验，烟气脱硫和除尘之间的关联性较强，烟尘排放浓度限值的制订应当与 SO₂ 的治理措施同时考虑。

(1) 第3时段浓度限值（新建电厂）

由于第3时段机组须进行烟气脱硫，在制订排放浓度限值时主要考虑以下几个方面的因素：

① 新建电厂须同步安装脱硫装置，烟气在经过湿法脱硫后除尘效率可以进一步提高。

② 新建电厂有条件采用除尘效率高的电除尘器、袋式除尘器或电袋复合除尘器等烟气治理技术。

③ 从世界各国的经验来看，美国、日本和欧盟国家均对新建电厂提出了严格的要求。我国的标准应逐步向国外先进的烟尘排放标准靠拢。

在制定第3时段浓度限时遵循以下原则：

① 第3时段的新建、改建、扩建燃煤电厂的烟尘执行 30 mg/m³ 排放浓度限值。

该限值与欧盟 2001/80/EC 指令中规定的新建大型燃烧装置排放限值相同，比美国 2005 年规定的新源排放限值（0.14 lb/MWh 或 0.015 lb/MBtu，约折合 20mg/m³）略为宽松。

② 以煤矸石等为主要燃料（入炉燃料应用基低位发热量小于等于 12550kJ/kg）的资源综合利用火电机组执行 50 mg/m³ 排放浓度限值。

新建以煤矸石等为主要燃料（入炉燃料应用基低位发热量小于等于 12550kJ/kg）的资源综合利用火电机组一般采用循环流化床锅炉，需要采用高效烟气脱硫除尘装置达到 50mg/m³ 的排放限值。

③ 新增燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求，除燃用高炉煤气外的其他气体执行 5mg/m³ 排放限值，燃用高炉煤气时执行 30 mg/m³ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求，88/609/EEC 和 2001/80/EC 指令规定新建燃用除高炉煤气外和来自钢铁工业的可燃气体外的气态燃料的大型燃烧装置的烟尘排放限值执行 5 mg/m³，燃用低热值的高炉煤气执行 30mg/m³。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组无排放控制要求。

(2) 第2时段浓度限值（2004年后审批电厂）

第2时段机组（即 GB13223-2003 标准第3时段新建的机组），属于较新的电厂，一般情况下到 2030 年还将在役。

在制定第2时段浓度限时遵循以下原则：

① 与 GB13223-2003 标准衔接，到 2010 年 1 月 1 日，一般火电锅炉执行 50mg/m³ 排放浓度限值；2004 年 1 月 1 日前，环境影响报告书已批复的脱硫机组，以及位于西部非两控

区的燃用特低硫煤（入炉燃煤收到基硫分小于 0.5%）的坑口电厂锅炉执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值；以煤矸石等为主要燃料（入炉燃料收到基低位发热量小于等于 $12550\text{kJ}/\text{kg}$ ）的资源综合利用火力发电锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值。

② 到 2015 年 1 月 1 日，火电锅炉须安装烟气脱硫装置，与 SO_2 的控制统筹考虑，执行 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值；以煤矸石等为主要燃料（入炉燃料收到基低位发热量小于等于 $12550\text{kJ}/\text{kg}$ ）的资源综合利用火力发电锅炉执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值。

$30\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值与欧盟 2001/80/EC 指令中规定的新建大型燃烧装置排放限值相同，比美国 2005 年规定的新源排放限值（ $0.14\text{ lb}/\text{MWh}$ 或 $0.015\text{ lb}/\text{MBtu}$ ，约折合 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ）略为宽松。

③ 新增燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求。到 2010 年 1 月 1 日，除燃用高炉煤气外的其他气体执行 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用高炉煤气时执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。到 2015 年 1 月 1 日，除燃用高炉煤气外的其他气体执行 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用高炉煤气时执行 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求，88/609/EEC 和 2001/80/EC 指令规定新建燃用除高炉煤气外和来自钢铁工业的可燃气体外的气态燃料的大型燃烧装置的烟尘排放限值执行 $5\text{mg}/\text{m}^3$ ，88/609/EEC 指令规定燃用高炉煤气的大型燃烧装置执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，2001/80/EC 指令中对燃用高炉煤气大型燃烧装置排放限值修订为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组无排放控制要求。

（3）第 1 时段浓度限值

第 1 时段（即 GB13223-2003 标准实施前建设的火电机组）火电机组情况复杂，使用的除尘设备包括电除尘器、文丘里除尘器、斜棒栅除尘器、水膜除尘器、多管除尘器和旋风除尘器等。GB13223-2003 标准中的排放限值为 $50\sim 600\text{mg}/\text{m}^3$ ，为淘汰落后的除尘设备，有必要进一步提高火电机组烟尘的排放要求。

本次修订考虑到我国火电机组经过近些年的发展，基本安装了电除尘器，甚至个别 600MW 机组安装了袋式除尘器，同时电袋复合除尘器经过近 10 年的发展，技术上已经成熟，并积累了一定的运行经验。在制定第 1 时段浓度限时遵循以下原则：

① 第 1 时段机组 2010 年 1 月 1 日起执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值。

② 考虑到与 GB13223-2003 的衔接，1996 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响报告书已批复的燃煤锅炉，以及以煤矸石等为主要燃料（入炉燃料收到基低位发热量小于等于 $12550\text{kJ}/\text{kg}$ ）的资源综合利用火力发电锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 限值。

③ 自 2015 年 1 月 1 日起，以煤矸石等为主要燃料（入炉燃料收到基低位发热量小于等于 $12550\text{kJ}/\text{kg}$ ）的资源综合利用火力发电锅炉执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 限值，在使用布袋除尘器或电袋复合除尘器等高效除尘器的情况下可以达到该限值。

④ 新增燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求。到 2010 年 1 月 1 日，除燃用高炉煤气外的其他气体执行 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用高炉煤气时执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。到 2015 年 1 月 1 日，除燃用高炉煤气外的其他气体执行 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用高炉煤气时执行 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟对气态燃料的大型燃烧装置规定了排放要求，88/609/EEC 和 2001/80/EC 指令规定新建燃用除高炉煤气外和来自钢铁工业的可燃气体外的气态燃料的大型燃烧装置的烟尘排放限值执行 $5\text{mg}/\text{m}^3$ ，88/609/EEC 指令规定燃用高炉煤气的大型燃烧装置执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，2001/80/EC 指令中对燃用高炉煤气大型燃烧装置排放限值修订为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组无排放控制要求。

4.5.4 重点地区的范围由国务院环境保护行政主管部门或省级人民政府规定。

4.6 达标排放技术分析

4.6.1 NO_x 达标排放技术分析

当排放限值为 200mg/m³ 时，可采用下列方法达标排放：

① 高效低氮燃烧器+SCR。适用于燃用所有煤种的火电锅炉，在国内已经有近 200 台套的装置安装，技术成熟，但是国内运营经验还不太多。

② 高效低氮燃烧器+SNCR。适用于燃用烟煤、褐煤等的火电锅炉。目前国内有江苏利港电厂、华能伊敏发电有限公司、徐州阚山电厂、广州瑞明电厂和国华北京热电厂采用 SNCR 技术。

当排放为 400mg/m³ 时，可采用下列方法达标排放：

① 高效低氮燃烧器。适用于燃用烟煤、褐煤的火电锅炉。

② 高效低氮燃烧器+SCR。适用于燃用所有煤种的火电锅炉。

③ 高效低氮燃烧器+SNCR。适用于燃用所有煤种的火电锅炉。

4.6.2 SO₂ 达标排放技术分析

当排放限值为 200mg/m³ 时，可采用安装高效烟气脱硫装置以满足排放标准要求。

4.6.3 烟尘达标排放技术分析

当排放限值为 30mg/m³ 时，可以采用下列方法达标排放：

① 使用袋式除尘器。适用于燃用一切燃料的火电厂，在澳大利亚得到普遍应用，在美国、日本和欧洲也得到较多地应用。在国内已有在大型火电厂成功运行的先例，技术成熟，在国内 300MW 以下运行经验丰富。

② 静电除尘+湿法脱硫。适用于易于电除尘器收集的飞灰，且灰份不宜太高。技术成熟，得到广泛应用。

③ 静电除尘+袋式除尘。适用于燃用一切燃料的火电厂。主要适用于老厂改造，在电除尘器后增加一级袋式除，称为“紧凑型”（Compact）结构，在美国一些电厂中得到应用。

当排放限值为 100mg/m³ 时，可以采用静电除尘方法达标排放。适用于易于电除尘器收集的飞灰，且灰份最好不高于 15%，不宜超过 20%。在国内有一些电厂采用 4 电场静电除尘器，能够做到排放浓度小于 100mg/m³。

4.7 监测要求

监测方法标准选用的基本原则是采用国家有关环境监测方法标准。

4.7.1 烟尘

新标准烟尘的测量方法与 GB13223-2003 相同，采用《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T 16157）中的重量法。

4.7.2 烟气黑度

新标准烟气黑度监测采用《固定污染源排放烟气黑度的测定 林格曼黑度图法》（HJ/T 398）。

4.7.3 SO₂

新标准 SO₂ 测量采用《固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法》（HJ/T 56）和《固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法》（HJ/T 57）。

4.7.4 NO_x

新标准 NO_x 测量采用《固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法》（HJ/T 42）和《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》（HJ/T 43）。

5 污染防治技术分析

5.1 烟尘控制技术

目前，火电厂除尘主要采用静电除尘器、袋式除尘器和电袋组合除尘器。

5.1.1 静电除尘器

目前我国生产的静电除尘器技术水平已接近国际先进水平，能满足各种容量火电机组的需要。近年来，我国新建燃煤火电厂烟气除尘绝大部分采用了静电除尘器，在制造、运行上都积累了丰富的经验。电除尘器最大的优点是设备阻力低，处理烟气量大，去除率高，运行费用低，维护工作量少，使用温度范围广。但是，锅炉工况和负荷变化影响其除尘效率，燃煤煤质（粉尘比电阻变化）影响其除尘效率，例如，在燃煤硫含量低，煤灰比电阻高的准格尔煤时，使用静电除尘器的除尘效率很难进一步提高。一般情况下，静电除尘器设备维护只能在停运下进行。静电除尘器除尘后会产生飞灰，处理方式有两种，即在灰场中堆存或外运综合利用。若处置不当会带来空气和水体污染。

5.1.2 袋式除尘器

布袋除尘器是一种高效、稳定的干式除尘器。由于袋式除尘器不受烟尘比电阻的影响，而且去除细颗粒物的能力比电除尘器还要好，从而受到了重视，逐渐得到了推广，现已成为一项成熟的技术，在发电锅炉和工业锅炉广泛地应用。

发电锅炉采用布袋式除尘器最积极的国家是澳大利亚。因为该国的发电厂普遍使用的是低硫煤，含硫量多在 0.4~0.5% 之间，煤灰中 SiO_2 和 Al_2O_3 含量在 85% 左右、 Na_2O 含量在 0.4% 左右。电除尘器对这种特性的煤灰比较难以收集。当排放标准提高后，原有的电除尘器不能满足要求，所以在 1972 年有电厂开始改用布袋式除尘器并取得了成功后，其他发电厂也纷纷改用布袋式除尘器。在澳大利亚新建电厂大多采用了布袋式除尘器，人口最多、工业最密集的新南威尔士州，除了 4 台 500 兆瓦机组仍在使用电除尘器外，各个发电厂已把原有的电除尘器全部改为布袋式除尘器，在改造时，往往利用原有电除尘器的外壳。其他如加拿大和欧洲的一些国家，也都广泛地在发电锅炉和工业锅炉上应用了脉冲布袋式除尘器。布袋式除尘器在国外的锅炉烟气净化中占有很重要的地位，已经是不容置疑的事实。

布袋除尘器优点有：（1）排出颗粒物浓度低，一般低于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，甚至可以达到 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。（2）颗粒物排放浓度不受比电阻浓度和粒度等性质影响。锅炉负荷变化、烟气量的波动对布袋除尘器出口浓度影响不大。（3）布袋除尘器一般采用分室结构，从而使除尘器可以轮换检修，而不影响锅炉的运行，设备可用率高。（4）布袋除尘器对微细颗粒物的捕集效率更高，与静电除尘器相比，可以更有效地去除飞灰中的重金属离子。（5）布袋除尘器结构和维护简单。（6）布袋除尘器的关键部件—滤料材质和寿命已有了突破，使用寿命一般可保证 2 年以上，甚至 6 年以上。（7）布袋除尘器和某些烟气脱硫工艺相结合，可提高脱硫装置的脱硫效率。

布袋除尘器的缺点有：（1）由于锅炉的类型、燃烧方式、燃烧煤种以及燃煤粒度等各不相同，产生的烟气性质也各不相同，颗粒物的浓度、粒度、烟气成分（含氧量、 SO_x 、 NO_x 、水分等）、露点等各不相同，对布袋除尘器的操作和维护提出了较高的要求。（2）锅炉运行负荷稳定与否，将直接影响布袋式除尘器滤料的寿命。尤其是在点火、启动和停炉的情况下，烟气中的油类杂质较多的时候。（3）滤料的使用寿命是该设备成功与否的关键。其滤料使用寿命达到 2 年以上，布袋除尘器在经济上才具有合理性。（4）布袋除尘器压力损失较大，若清灰系统失灵，将导致系统阻力急剧升高，甚至影响锅炉运行。

对于现有电厂来说，将电除尘器改造为袋式除尘器不需要推倒重来，一般情况下，现有电除尘器的壳体、灰斗、框架、烟道、输灰系统都可以保留并继续使用。澳大利亚的许多电厂就是由电除尘器改造的，改造后的烟尘排放浓度 $<30\text{mg}/\text{m}^3$ ，有的甚至达到 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

实际上，自“六五”起，我国先后在巡检司发电厂、云南普坪村发电厂、山东南定热电厂、四川内江电力修造厂、安徽淮南发电厂的火电锅炉使用了布袋除尘器。1994 年，上海

杨树浦电厂与澳大利亚 Lurgi howden 公司合作进行技术改造，其中布袋式除尘器的关键设备如布袋、笼骨、清灰装置及 PLC 等由外方提供，其他由中方合作制造。我国内蒙古呼和浩特电厂扩建的 2 台 200MW 机组，全部采用脉冲型袋式除尘器，目前该工程已正式投入运行，烟尘排放浓度能够稳定地小于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。2008 年，山西漳山发电有限责任公司 2×600 兆瓦机组袋式除尘器通过 168 小时试运行，烟尘出口浓度可达到 $12.8\text{mg}/\text{m}^3$ 。

滤袋是布袋除尘器最关键的设备之一，直接影响除尘效率。滤袋寿命的长短，对除尘器运行性能的评定起着关键的作用，一般与滤袋材质、制作质量、过滤烟气温度、流穿滤袋速度等有关。此外，与清灰的压力、时间、频率也有关。近几年来，国内许多科研单位进行了大量的研究，并且在布袋除尘器技术研究、设计、制造和应用方面已有相当的基础，已能生产制造用于电站锅炉烟气的布袋除尘器。但还需要进一步加强适用于电站锅炉烟气除尘的滤料的研究和生产。

5.1.3 电袋复合除尘器

电袋复合式除尘器综合了电除尘器和袋式除尘器的优点，其工作原理为：前级电场预收烟气中 70%~80% 以上的颗粒物；后级袋式除尘装置拦截收集烟气中剩余颗粒物。其中，前级电场的预除尘作用和荷电作用为提高电袋复合除尘器的性能起到了重要作用。目前开发出的新型高效除尘器主要有“预荷电+布袋”形式、“静电-布袋”并列式和“静电布袋”串联式。

电袋复合除尘器优点有：①电袋复合除尘器前级电除尘和后级袋式除尘共用同一壳体，适合现有电厂的改造；②电袋复合除尘器除尘效率高、稳定，烟尘排放浓度可达到 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，甚至更低；③技术适应性强，电袋复合除尘器的除尘效率不受高比电阻细微颗粒物、煤种和烟灰特性影响；④滤袋使用寿命高，清灰周期长，能耗小，一次投资和运行费用低于单独采用袋式除尘器的费用。

5.2 SO_2 控制技术

综合国内外的经验来看，燃煤电厂减排 SO_2 的主要途径有煤炭洗选、洁净煤燃烧技术、燃用低硫煤和烟气脱硫等。

5.2.1 燃用低硫煤

降低燃煤含硫量是减少 SO_2 排放量最简单的办法。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。到 2020 年，预计火电装机容量将达到 12 亿千瓦， SO_2 产生量达 3847 万吨（以平均硫分为 0.95% 计）以上，如果全部换烧低硫煤（以平均硫分为 0.5% 计），到 2020 年，火电 SO_2 产生量仍将达 2024 万吨以上，不能有效控制 SO_2 排放量。而且，如果用煤量大、技术装备水平较高的燃煤电厂燃用低硫煤，则不仅将造成全国低硫煤资源供应的紧缺，而且将导致中高硫煤转移到技术装备水平较差的其它工业炉窑或民用方面使用，从而增加全国 SO_2 排放控制的难度和治理 SO_2 污染所付出的经济代价。

5.2.2 煤炭洗选

煤炭洗选技术是采用物理、化学或生物方法除去或减少煤中所含的硫分、灰份的技术。煤炭经洗选后不仅可以脱除一定的灰份和硫分，而且热值将平均提高 10% 以上，也即可节煤约 10%。我国高硫煤产区中，煤中有机硫成分都较高，很难用煤炭洗选的方法达到有效控制 SO_2 排放的目的，燃用洗选煤只能作为削减 SO_2 排放的手段之一。

5.2.3 洁净煤燃烧技术

近十几年来，在各国发展烟气脱硫的同时，洁净煤发电技术也得到了积极的研究与开发。美国是投入较多的国家之一，目前工业发达国家成熟和已经商业化运行的洁净煤发电技术有：常压循环流化床锅炉 (CFBC)、加压循环流化床锅炉 (PFBC)、煤气联合循环发电 (IGCC) 等，我国 CFBC 单机容量最大已经达到 300 兆瓦，IGCC 技术也在我国逐步得到应用。

5.2.4 烟气脱硫

烟气脱硫是控制 SO_2 污染的主要技术手段。按照我国未来的能源结构、预计的火电发展速度、以及控制大气污染的总体思路,在未来较长的时间内,控制火电 SO_2 的排放,其主流和根本有效的手段仍将是烟气脱硫。

烟气脱硫技术开发于 20 世纪 60 年代,到 70 年代后期已出现 200 多种脱硫技术,到 80 年代,各种脱硫技术在竞争中不断完善。尽管各国开发的烟气脱硫方法很多,但真正进行工业应用的方法仅是有限的十几种。其中湿法烟气脱硫技术(含抛弃法及石膏法)占主导地位。湿法烟气脱硫技术以其脱硫效率高于 90%,可达 97%、运行可靠性高于 95%、适应范围广,技术成熟,副产物可做商品出售等优势,逐步被广大用户所接受,成为世界上脱硫市场中占统治地位脱硫技术。

GB13223-2003 发布实施极大的推动了我国火电烟气脱硫的发展,截至 2008 年底,全国火电装机容量 6.0132 亿千瓦,已建成脱硫设施的火电装机容量累计 3.63 亿千瓦,占全国火电装机容量的 60.4%。

5.3 NO_x 控制技术

控制火电厂 NO_x 排放的主要技术有低氮燃烧技术、选择性催化还原法(Selective Catalytic Reduction, SCR)、选择性非催化还原法(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)。

5.3.1 低氮燃烧技术

控制火电厂 NO_x 排放的低氮燃烧技术大概可分三类,即低氮燃烧器、空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧技术。在对 NO_x 排放控制较为严格的地区,通常先采用低 NO_x 燃烧技术,后再进行烟气脱硝,以降低投资和运行费用。

5.3.2 选择性催化还原法(SCR)

SCR 是指烟气中的 NO_x 在催化剂的作用下,与还原剂(如 NH_3 或尿素)发生反应并生成无毒无污染的 N_2 和 H_2O 。日本率先于 20 世纪 70 年代对其实现商业化,目前这一技术在发达国家已经得到了比较广泛的应用。

我国火电厂 NO_x 排放控制尚处于起步阶段,在依靠低氮燃烧技术控制 NO_x 排放仍不能满足要求时,则需要实施烟气脱硝。20 世纪 90 年代福建后石电厂采用日立技术在 600MW 火电机组上率先建成了我国第一套 SCR 烟气脱硝装置。国华太仓发电有限公司 7 号机组、浙江乌沙山电厂、宁海电厂、福建嵩屿电厂采用的 SCR 法烟气脱硝装置也已先后投入运行。到目前为止共有约 200 台套的脱硝装置。

为了适应更为严格的排放要求,我国目前已有许多研究机构对 SCR 工艺、催化剂和相关的关键技术设备开展了全面的研究,并已取得了初步的研究进展。

5.3.3 选择性非催化还原法(SNCR)

选择性非催化还原法(SNCR)技术是一种不用催化剂,在 $850^\circ\text{C}\sim 1100^\circ\text{C}$ 范围内还原 NO_x 的方法,还原剂常用 NH_3 或尿素。该方法是把含有 NH_x 基的还原剂喷入炉膛温度为 $850^\circ\text{C}\sim 1100^\circ\text{C}$ 的区域后,迅速热分解成 NH_3 和其他副产物,随后 NH_3 与烟气中的 NO_x 进行 SNCR 反应而生成 N_2 。典型的 SNCR 系统由还原剂储槽、多层还原剂喷入装置及相应的控制系统组成。

SNCR 脱硝技术系统简单,只需在现有的燃煤锅炉的基础上增加氨或尿素储槽以及氨或尿素喷射装置及其喷射口即可,不需要催化剂,运行成本相对较低;但对温度窗口要求十分严格,更适用于老机组的改造。SNCR 脱硝技术脱硝效率较 SCR 法低,一般在 30%~50%

目前,江苏利港电厂、华能伊敏发电有限公司、徐州阚山电厂、广州瑞明电厂和国华北京热电厂采用 SNCR 法进行烟气脱硝。

6 主要国家、地区及国际组织相关标准研究

6.1 SO₂ 排放标准

6.1.1 美国 SO₂ 排放标准

美国 1971 年颁布的新源排放标准规定,1971 年 8 月 17 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉 SO₂ 排放量不得超过 1.2lb/MBtu (相当于 0.516g/MJ, 约折合 1480mg/m³)。1977 年对该标准进行了修改,颁布了修改后的新源标准,要求 1978 年 9 月 18 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉必须安装脱硫装置,且脱硫效率不得小于 70%。当脱硫效率为 70% 时,SO₂ 排放量不得超过 0.6lb/MBtu (相当于 0.258g/MJ, 约折合 740mg/m³),当脱硫效率为 90% 时,SO₂ 排放量不得超过 1.2lb/MBtu。

1970 年代后期,酸雨成为美国关注的焦点问题,这是由于《清洁空气法》对新源规定了严格的排放标准,却忽视了现有污染源的管理,而新源并没有象想象的那样占支配地位。为了解决酸雨问题,1990 年的《清洁空气法》修正案在第四篇中提出了酸雨计划,加强了有关空气污染控制的许可证制度。酸雨计划的管理规定草案发表于 1991 年,最终发表于 1993 年。

美国 1970 年、1980 年、1990 年和 2000 年的 SO₂ 排放量分别为 2930 万吨、2609 万吨、2368 万吨和 1800 万吨,2010 年预计为 1400 万吨。酸雨计划的主要目标之一是:到 2010 年,美国的 SO₂ 排放量将比 1980 年的排放水平减少 1000 万吨。该计划明确规定,通过在电力行业实施 SO₂ 排放总量控制和交易政策,分两个阶段来实施这一目标。选择电厂作为酸雨计划的控制对象是基于美国 SO₂ 排放的实际情况而定的:1980 年代,美国每年硫氧化物的排放总量超过 2000 万 t,其中 75% 来自火力发电厂,20% 左右来自其它工业源,5% 来自交通污染源。

第 I 阶段(1995 年 1 月—1999 年 12 月):着手解决分布在 21 个州 110 家排放水平超过 2.5lb/MBtu (相当于 3083mg/m³ 左右)高污染燃煤电厂中的 261 个重点机组(这些电厂及机组清单都已列入法规中),其排放水平必须满足 2.5 lb/MBtu,这一排放限值(2.5 lb/MBtu)技术上不难满足,但实现后每年可比 1980 年减排 350 万吨 SO₂。

第 II 阶段(2000 年 1 月—2010 年):限制对象扩大到 2000 多家,包括了规模 25MW 以上所有电厂,目标是使它们的 SO₂ 排放总量比 1980 年减少 1000 万吨。第 II 阶段将第 I 阶段的允许排放水平从 2.5lb/MBtu 下降到 1.2lb/MBtu (对应于 1971 年电站锅炉新污染源性能标准),使 SO₂ 年排放量比 1980 年减少 1000 万吨。

美国 2005 年颁布了新的排放标准,对新建、扩建和改建电站锅炉分别规定了排放限值。对新建电站锅炉改为基于电量输出的排放限值,对扩建和改建电站锅炉要求达到基于电量输出排放限值和热量输入排放限值两者之一即可。修改后的新源排放标准要求 2005 年 2 月 28 日前建设的热功率超过 73MW 的电站锅炉仍执行老标准;2005 年 2 月 28 日以后热功率超过 73MW 的新建、扩建电站锅炉的脱硫效率不得小于 95%,改建电站锅炉脱硫效率不得小于 90%。新建电站锅炉 SO₂ 排放量不得超过 1.4lb/MWh;扩建和改建电站锅炉不得超过 1.4lb/MWh 或 0.15 lb/MBtu (相当于 0.0645 g/MJ, 约折合 184 mg/m³)。

6.1.2 欧盟 SO₂ 排放标准

在欧洲国家中,前联邦德国率先制订《大型燃烧装置法》(GFAVO),该法于 1983 年生效,要求自 1987 年 7 月 1 日起,大型燃烧装置排放烟气中的 SO₂ 浓度不得超过 400mg/m³,烟气中硫含量低于燃料含硫量的 15%。因此,几乎所有的电厂都在原有的机炉厂房旁建立起高大崭新的烟气脱硫、脱硝设备,成为德国电厂的一大特色。德国人后来把 1983~1988 年期间在全西德范围内加装烟气净化设备的举措称之为“改装运动”。到 1988 年德国已有 95% 的装机容量安装了烟气脱硫装置,火电厂 SO₂ 排放量由 1982 年的 155 万吨降低到 1991 年的 20 万吨,削减幅度达到 87%,占全国 SO₂ 排放量的 21%。

继联邦德国之后,奥地利和荷兰也通过了类似的标准,在前联邦德国等国的推动下,当

时的欧共体颁布出台了《大型燃烧企业大气污染物排放限制指令》(88/609/EEC)对大型燃烧装置的SO₂、烟尘和NO_x排放进行控制。88/609/EEC指令规定,1987年7月1日后获得许可证的新建厂,热功率大于500MW燃用固体燃料的装置执行400mg/m³的排放限值,热功率在50~100MW之间的执行2000mg/m³的排放限值,热功率在100~500MW之间的,执行的排放限值在2000~400mg/m³之间线性递减。

为了进一步加强对大型燃烧装置排放大气污染物的控制,欧盟对88/609/EEC指令进行了修改,制订出台了现行的《大型燃烧企业大气污染物排放限制指令》(2001/80/EC),替代了88/609/EEC指令。2001/80/EC指令中是区分三类燃烧企业进行管理的,对这三类企业规定了不同的排放限值。成员国可以采用更为严格的排放限值。

(1) 2002年11月27日后获得许可证的新建燃烧装置,也即2001/80/EC指令生效后获得许可证的新建燃烧装置,对于热功率大于等于300MW燃用固体燃料的大型装置,执行200 mg/m³的限值。热功率在50~100MW之间的执行850mg/m³的排放限值,热功率在100~300MW之间的,执行的排放限值在850~200mg/m³之间递减。

(2) 1987年7月1日后、2002年11月27日前获得许可证的新建燃烧装置,仍执行88/609/EEC指令中规定的限值。

(3) 1987年7月1日前获得许可证的燃烧装置,也即88/609/EEC指令生效前获得许可证的燃烧装置。各成员国在2008年1月1日前可以采用下面两种措施之一:①采取必要的方法使排放达到88/609/EEC指令中规定的限值。②或者按照2001/80/EC中规定的各国排放总量上限的要求,制订和实施国家排放削减计划,成员国应该保证国家排放削减计划的削减量不少于采用方法①中的限值减少的排放量。

在2001/80/EC指令中规定了15个成员国的总量削减目标,在成员国增加后,欧盟分别于2003年和2006年对2001/80/EC进行了修订,给出了27个成员国的总量削减目标。

欧盟的指令(Directive)是欧盟部长会议发布的确定目标,允许成员国选择形式和方法的命令。指令具有法律约束力,但没有直接的适用性,需要成员国在特定的时期之内转换为国内法,转换的期限通常是一至两年。成员国通常具有转换的义务,转换的形式多种多样,有时成员国可能已经制定了相应的法律规范,有时只需要修改现行法律,有时需要制定新的法律。在欧盟的环境法措施中,指令占90%。

6.1.3 其它国家和地区SO₂排放标准

表2列出了我国和世界上主要国家和地区新建大型燃煤电厂SO₂排放浓度限值,由表中的数据可见,美国、欧盟、日本、澳大利亚等发达国家和地区新建燃煤电厂的排放限值一般均在200 mg/m³以下,通常只有安装脱硫装置才能达标排放。

表2 主要国家和地区新建大型燃煤电厂
二氧化硫排放浓度限值(mg/m³)

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
新标准	200	加拿大	740
北京	20	新西兰	350
上海	200	瑞士	400
重庆	400	土耳其	1000
广东	1300	中国香港	200
美国	184	印尼	750
日本	200	朝鲜	770
欧盟	200	菲律宾	760
澳大利亚	200	中国台北	1430

6.2 烟尘排放标准

6.2.1 美国

美国 1971 年颁布的新源性能标准规定,1971 年 8 月 17 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉烟尘排放量不得超过 0.1 lb/MBtu (约折合 130mg/m³)。1977 年对该标准进行了修改,颁布了修改后的新源性能标准,要求 1978 年 9 月 18 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉除尘效率不得小于 99%,排放量不得超过 0.03 lb/MBtu (约折合 40mg/m³)。

美国 2005 年颁布了新的排放标准,对新建、扩建和改建电站锅炉分别规定了基于电量输出的排放限值和基于热量输入的排放限值。新标准要求 2005 年 2 月 28 日以后新建、扩建和改建的电站锅炉达到 0.14 lb/MWh 或 0.015 lb/MBtu (约折合 20mg/m³)。

6.2.2 欧盟

与 SO₂ 相同,欧盟对烟尘也是通过 88/609/EEC 指令和 2001/80/EC 指令控制的。88/609/EEC 指令规定,1987 年 7 月 1 日后获得许可证的新建厂,热功率大于等于 500MW 燃用固体燃料的装置执行 50mg/m³ 的排放限值,热功率小于 500MW 的执行 100mg/m³ 的排放限值。

为了进一步加强对大型燃烧装置排放大气污染物的控制,欧盟对 88/609/EEC 指令进行了修改,制订出台了现行的《大型燃烧企业大气污染物排放限制指令(2001/80/EC)》,替代了 88/609/EEC 指令。2001/80/EC 指令中是区分三类燃烧企业进行管理的,对这三类企业规定了不同的排放限值。成员国可以采用更为严格的排放限值。

(1) 2002 年 11 月 27 日后获得许可证的新建燃烧装置,对于热功率大于 100MW、燃用固体燃料的大型新建燃烧装置,执行 30 mg/m³ 的限值。热功率在 50~100MW 之间的,执行 50 mg/m³ 的限值。

(2) 1987 年 7 月 1 日后、2002 年 11 月 27 日前获得许可证的新建燃烧装置,仍执行 88/609/EEC 指令中规定的限值。

(3) 1987 年 7 月 1 日前获得许可证的燃烧装置,各成员国在 2008 年 1 月 1 日前采取必要的方法达到 88/609/EEC 指令中规定的限值。

6.2.3 日本

日本的烟尘排放标准与 SO₂ 排放标准(K 值法)不同,采用了浓度限制方式,现行的标准规定,1982 年 6 月 1 日开始建设的大型燃煤电厂烟尘的一般排放标准为 100 mg/m³,特殊排放标准为 50 mg/m³,地方政府可以通过法令制订更为严格的标准。

6.2.4 其它国家和地区烟尘排放标准

表 3 列出了我国和世界上主要国家和地区新建大型燃煤电厂烟尘排放浓度限值,由表中的数据可见,美国、欧盟、日本等发达国家和我国的北京、香港、台湾等地区新建燃煤电厂的排放限值一般均在 50 mg/m³ 以下,要求非常严格,通常只有安装高效除尘装置才能达标排放。

表3 主要国家和地区新建大型燃煤电厂
烟尘排放浓度限值 (mg/m³)

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
新标准	30	加拿大	130
北京	10	新西兰	125
上海	50	泰国	40
重庆	50	土耳其	150
广东	150	中国香港	50
美国	20	印尼	125

日本	50~100	朝鲜	50
欧盟	30	菲律宾	160~220
澳大利亚	100	中国台北	29

6.3 NO_x 排放标准

6.3.1 美国

美国 1971 年颁布的新源性能标准规定, 1971 年 8 月 17 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉 NO_x 排放量不得超过 0.7 lb/MBtu (约折合 860mg/m³)。

1977 年对该标准进行了修改, 颁布了修改后的新源性能标准, 要求 1978 年 9 月 18 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉 NO_x 排放量不得超过 0.5~0.6 lb/MBtu (约折合 615~740mg/m³), 去除率不得小于 65%。

1997 年对该标准中的 NO_x 指标进行了修订, 分别对新建、扩建和改建电站锅炉进行规定, 同时对新建电站锅炉改为基于电量输出的排放限值, 对扩建和改建电站锅炉仍采用基于热量输入的排放限值。修改后的标准规定 1997 年 7 月 9 日以后新建的电站锅炉不得超过 1.6 lb/MWh (约折合 218mg/m³), 扩建和改建的电站锅炉不得超过 0.15 lb/MBtu (约折合 184mg/m³)。

2005 年又对该排放标准进行了修订, 规定 2005 年 2 月 28 日后新建的电站锅炉 NO_x 排放不得超过 1.0 lb/MWh, 扩建和改建电站锅炉采用达到基于电量输出排放限值和热量输入排放限值两者之一即可。扩建电站锅炉不得超过 1.0 lb/MWh 或 0.11 lb/MBtu (约折合 135mg/m³), 改建的电站锅炉不得超过 1.4 lb/MWh 或 0.15 lb/MBtu (约折合 184mg/m³)。

6.3.2 欧盟

与 SO₂ 相同, 欧盟对 NO_x 也是通过 88/609/EEC 指令和 2001/80/EC 指令控制的。88/609/EEC 指令规定, 1987 年 7 月 1 日后获得许可证的新建厂, 燃用一般固体燃料的装置执行 650mg/m³ 的排放限值, 燃用挥发份低于 10% 的固体燃料的装置执行 1300mg/m³ 的排放限值。

现行的《大型燃烧企业大气污染物排放限制指令 (2001/80/EC)》替代了 88/609/EEC 指令。2001/80/EC 指令中是区分三类燃烧企业进行管理的, 对这三类企业规定了不同的排放限值。成员国可以采用更为严格的排放限值。

(1) 2002 年 11 月 27 日后获得许可证的新建燃烧装置, 对于热功率大于 300MW、燃用固体燃料的大型新建燃烧装置, 执行 200 mg/m³ 的限值; 热功率在 100~300MW 之间的, 执行 300 mg/m³ 的限值; 热功率在 50~100MW 之间的, 执行 400 mg/m³ 的限值,

(2) 1987 年 7 月 1 日后、2002 年 11 月 27 日前获得许可证的新建燃烧装置, 仍执行 88/609/EEC 指令中规定的限值。

(3) 1987 年 7 月 1 日前获得许可证的燃烧装置, 也即 88/609/EEC 指令生效前获得许可证的燃烧装置。各成员国在 2008 年 1 月 1 日前可以采用下面两种措施之一: ①采取必要的方法使排放达到 88/609/EEC 指令中规定的限值。②或者按照 2001/80/EC 中规定的各国排放总量上限的要求, 制订和实施国家排放削减计划, 成员国应该保证国家排放削减计划的削减量不少于采用方法①中的限值减少的排放量。

在 2001/80/EC 指令中规定了 15 个成员国的总量削减目标, 在成员国增加后, 欧盟分别于 2003 年和 2006 年对 2001/80/EC 进行了修订, 给出了 27 个成员国的总量削减目标。

欧盟于 1996 年颁布《综合污染防治和控制》指令 (Integrated pollution prevention and control, IPPC), 对工业装置的排污许可和控制做了规定, 并于 2008 年正式写入法典。在欧盟成员国, 约有 52000 套装置涵盖在 IPPC 指令中。

IPPC 指令基于以下几个法则: 1、综合方法; 2、最佳可行技术; 3、机动性; 4、公众

参与。IPPC 指令中对最佳可行技术定义为指所开展的活动及其运作方式已达到最有效和最先进的阶段，从而表明该特定技术原则上具有切实适宜性，可为旨在采用排放限值防止和难以切实可行地防止时，从总体上减少排放及其对整个环境的影响奠定基础。最佳可行技术涉及的工业包括：能源工业、金属制造和加工、采矿业、化学工业、废物处理、其他行为。其中对能源工业，2006 年 7 月发布了《大型燃烧装置最佳可行技术》。

《大型燃烧装置最佳可行技术》规定了热功率>50MW 的燃烧装置的最佳可行技术，内容包括降低烟尘、SO₂ 和 NO_x 的最佳可行技术。

6.3.3 日本

针对工厂等固定发生源，日本在 1973 年 8 月第一次规定了 NO_x 的排放标准。此后，对排放标准进行了 4 次强化。目前的排放标准规定新建大型燃煤电厂的 NO_x 排放浓度小于 100ppm（约折合 200 mg/m³）。

6.3.4 其它国家和地区 NO_x 排放标准

表 4 列出了我国和世界上主要国家和地区新建大型燃煤电厂 NO_x 排放浓度限值，由表中的数据可见，欧盟、日本、美国等发达国家和地区新建燃煤电厂的 NO_x 排放限值一般均在 200 mg/m³ 以下，欧盟在 88/609/EEC 指令中按照燃料的挥发分制订了不同的排放限值，但在 2001/80/EC 指令中，除了排放限值更加严格外，不再按照燃料的挥发份制订排放限值。

表4 主要国家和地区新建大型燃煤电厂氮氧化物排放浓度限值（mg/m³）

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
新标准	200	加拿大	460
北京	100	新西兰	410
上海	200	泰国	940
重庆	450~1100	中国香港	670
广东	650	印尼	850
美国	135	朝鲜	720
日本	200	菲律宾	1090
欧盟	200	中国台北	720
澳大利亚	460		

7 实施本标准的经济技术分析

7.1 我国火电装机现状与发展预测

煤炭燃烧是我国 SO₂、烟尘和 NO_x 排放的主要来源之一，在未来相当长的时期内，以煤炭为主要能源的格局不会改变，煤炭消耗量将持续增长，预计到 2010 年将达到 29 亿吨以上，到 2015 年将达到 33 亿吨以上，到 2020 年将超过 35 亿吨。表 5 为我国煤炭消费量预测。

表5 我国煤炭消费量预测（万吨）

	2008 年	2010 年	2015 年	2020 年
煤炭总消费量	274000	310000	330000	350000
火电煤炭消费量	140000	160000	175000	195000

火电耗煤占煤炭消费量比例	51.1%	51.6%	53.1%	55.7%
--------------	-------	-------	-------	-------

近年来，全国电力工业继续保持持较快增长势头，电力需求不断增加，截至 2008 年我国火电装机容量为 60132 万千瓦。预计到 2010 年我国火电装机容量将增加到 7.2 亿千瓦，到 2015 年将增加到 10 亿千瓦，到 2020 年将增加到 12 亿千瓦，表 6 和图 1 为我国到 2020 年火电装机预测。

表6 全国火电机组装机容量预测（万千瓦）

年 份	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年
火电装机容量	39137	48405	55442	60132

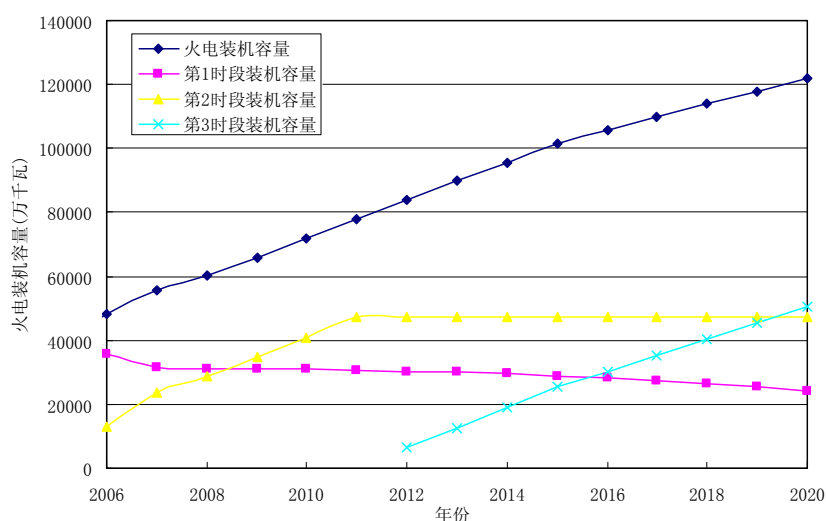


图 1 我国火电装机容量预测

年 份	2010 年	2015 年	2020 年
火电装机容量	71780	107000	121000

7.2 NO_x 排放标准实施的减排经济技术分析

NO_x 是主要的大气污染物之一，直接或间接与大气环境问题相关，如光化学烟雾、酸沉降、平流层臭氧损耗和全球气候变化。此外，氮沉降量的增加会导致地表水的富营养化和陆地、湿地、地下水系的酸化和毒化，从而对陆地和水生态系统造成破坏，最终对人体健康和生态环境安全产生不利影响。

7.2.1 新标准实施后火电 NO_x 减排效果预测

截至 2008 年底，我国发电装机规模已达 79253 万千瓦，其中火电机组容量为 60132 万千瓦，占总装机规模的 75.87%。如果以到 2010 年、2015 年和 2020 年火电装机容量分别达到 71780 万千瓦、101700 万千瓦和 121900 万千瓦计，火电行业 NO_x 排放量也持续增加，到 2010 年、2015 年和 2020 年火电 NO_x 排放量将分别达到 1038 万吨、1310 万吨和 1452 万吨。表 7 和图 3 为我国火电 NO_x 产生量预测。

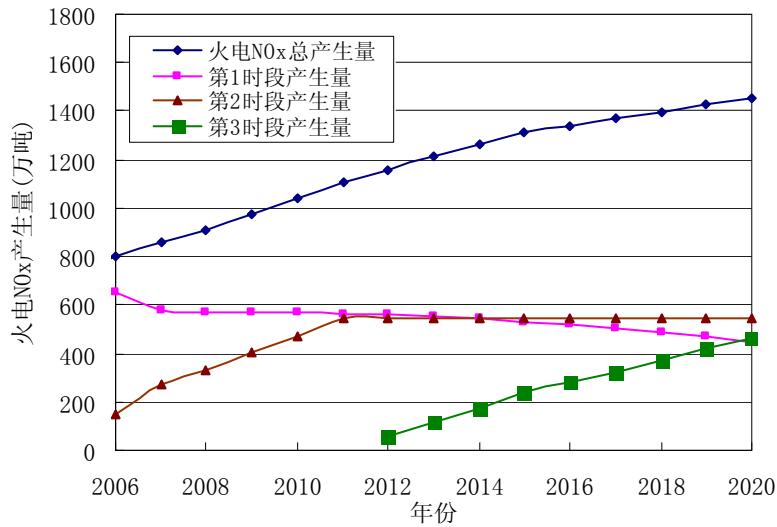


图3 火电 NO_x 产生量预测

截至 2008 年底，以全国 10 万千瓦以上火电机组装机容量为基数，北京市、天津市、河北省火电装机容量占 7.73%；上海市、江苏省、浙江省火电装机容量占 16.15%；广东省火电装机容量占 5.72%；上述地区合计占 29.6%。新标准实施后，如以上述地区为重点地区，NO_x 排放浓度控制在 200mg/m³，其他地区控制在 400mg/m³，则到 2010 年、2015 年和 2020 年全国火电 NO_x 排放量将分别为 1038 万吨、795 万吨和 953 万吨。表 7 和图 4 为全国火电 NO_x 达标排放量预测。

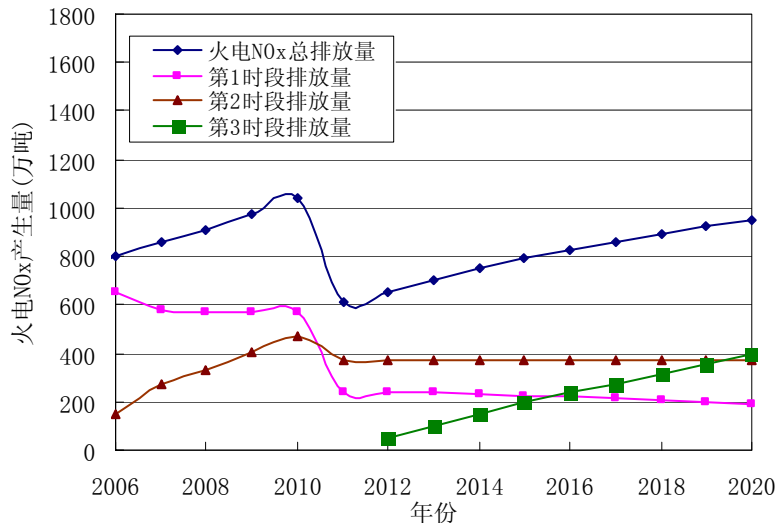


图4 火电 NO_x 达标排放量预测

表7 火电 NO_x 产生量及达标排放量预测（万吨）

年份	2007	2010	2015	2020
产生量	855	1038	1310	1452
年份	2007	2010	2015	2020
达标排放量	855	1038	795	953

到 2015 年，由于新标准的实施，现有机组 NO_x 排放量将由 2007 年的 855 万吨削减到 595 万吨，削减率为 30.4%。若考虑新增火电机组产生的 NO_x 排放，则到 2015 年，火电 NO_x

排放量为 795 万吨，将在 2007 年的基础上削减 7%。

7.2.2 新标准实施后脱硝装置预测

如以上地区为重点地区计，则新标准实施后，到 2015 年须安装烟气脱硝装置的机组容量为 30510 万千瓦，若都以安装高效低氮燃烧器和 SCR 计，则需总投资为 602 亿元~868 亿元。到 2020 年须安装烟气脱硝装置的机组容量为 36570 万千瓦，若都以安装高效低氮燃烧器和 SCR 计，则需总投资为 634 亿元~934 亿元。

7.3 SO₂ 排放标准实施的减排经济技术分析

GB13223-2003 发布后，大大的促进了烟气脱硫的发展，截至 2008 年底，我国火电厂烟气脱硫装机容量超过 3.79 亿千瓦，约占火电总装机容量的 63%。其中以石灰石-石膏法为主。现行的火电排放标准中对 SO₂ 的控制限值为 400mg/m³~1200mg/m³，新标准实施后，西部燃用低硫煤的坑口电厂也要求安装烟气脱硫装置，均执行 200mg/m³ 的排放限值。

2007 年我国火电 SO₂ 排放量为 1259 万吨，按目前的控制水平，到 2010 年，火电 SO₂ 排放量为 882 万吨，到 2015 和 2020 年分别为 1049 万吨和 1013 万吨。

到 2015 年，由于新标准的实施，SO₂ 排放量将由 2007 年的 1259 万吨削减到 524 万吨，削减率为 58.4%。表 8 为新标准实施后火电 SO₂ 达标排放量预测。

表8 火电 SO₂ 产生量及达标排放量预测（万吨）

年 份	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2015 年	2020 年
按目前控制水平的排放量	1259	1150	833	882	1049	1013
达标排放量	1259	1150	833	629	524	506

到 2015 年，将有 2.56 亿千瓦的新建火电机组需要安装烟气脱硫装置，约需 300~500 亿元。此外，现有机组也需要经费进行烟气脱硫改造。

7.4 烟尘排放标准实施的减排经济技术分析

我国现行的火电厂排放标准中对烟尘的控制限值为 50~200mg/m³，而发达国家一般均在 50mg/m³ 以下。2007 年我国火电烟尘排放量为 297 万吨，按目前的控制水平，到 2010 年，火电烟尘的排放量将达到 384 万吨，到 2015 年和 2020 年分别达到 544 万吨和 642 万吨。

本次标准的修订中除要求必须同步配套建设脱硫设施外，还要求加强脱硫装置运行和管理，如果在静电除尘后安装选择湿法脱硫装置，可以稳定地达到 30mg/m³。或者采用布袋除尘器，可以稳定地达到 30mg/m³ 以下，这种技术在国外得到广泛应用，技术成熟。如果在烟气循环流化床干法脱硫后加装袋式除尘也可以地达到 30mg/m³ 以下。

到 2015 年，由于新标准的实施，烟尘排放量将由 2007 年的 297 万吨增加到 326 万吨，在 2007 年的基础上增加 9.7%。表 9 为新标准实施后火电烟尘达标排放量预测。

表9 火电烟尘产生量及达标排放量预测（万吨）

年 份	2007 年	2010 年	2015 年	2020 年
按目前控制水平的排放量	297	384	544	642
达标排放量	297	373	326	385

8 对实施本标准的建议

(1) 我国 NO_x 主要来源于火电厂、机动车和其他工业行业，在对火电行业 NO_x 排放进行控制的同时，还应同步对机动车和其他工业行业进行控制。

(2) 国家 NO_x 重点控制区域首先应为长三角、珠三角、京津冀（环渤海），在改善这些地区区域性大气污染的同时，积累经验、培育脱硝产业的发展，在此基础上逐步扩大重点控制区域的范围。