

附件二：

火电厂氮氧化物防治技术政策

(征求意见稿)

1 总则

1.1 为贯彻《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，促进氮氧化物控制技术进步，实现火电氮氧化物控制目标，制定本技术政策。

1.2 本技术政策适用于燃煤发电和热电联产机组氮氧化物排放控制。燃用其它燃料的发电和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。

1.3 本技术政策控制重点是长江三角洲、珠江三角洲和京津冀地区以及各省会城市的 300MW 及以上燃煤发电和热电联产机组的氮氧化物排放。同时鼓励上述地区对 300MW 以下和其它地区的燃煤发电和热电联产机组的氮氧化物排放控制。

1.4 加强电源结构调整力度，加速淘汰 100MW 及以下燃煤凝汽机组，继续实施“上大压小”政策，积极发展大容量、高参数的大型燃煤机组和以热定电的热电联产项目，以提高能源利用率。

1.5 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，以减少燃煤电厂氮

氧化物的排放。

1.6 按照补偿治理成本的原则，提高氮氧化物排污费的征收标准，组织开展氮氧化物治理电价补助的试点及推广。有条件的地区和单位可实行氮氧化物排污交易。

2 控制技术的选择原则

2.1 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、经济上可行及便于操作来确定。

2.2 低氮燃烧技术应作为燃煤电厂氮氧化物控制的首选技术。

2.3 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要求时，应建设烟气脱硝设施。

3 低氮燃烧技术

3.1 发电锅炉制造厂及其它单位在设计、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。

3.2 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。

3.3 在役燃煤机组氮氧化物排放浓度不达标或不满足总量要求的电厂，应制定低氮燃烧技术改造计划，并组织实施。

4 烟气脱硝技术

4.1 新建、改建、扩建的燃煤电厂应配置烟气脱硝设施，并与主机同时设计、施工和投运。

4.2 对在役燃煤机组已进行低氮燃烧技术改造的电厂，当其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。

4.3 烟气脱硝技术主要有：选择性催化还原技术（SCR）、选择性非催化还原技术（SNCR）、选择性非催化还原与选择性催化还原联合技术（SNCR-SCR）及其它烟气脱硝技术。

4.3.1 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。

4.3.2 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。

4.3.3 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。

4.4 烟气脱硝还原剂的选择

4.4.1 还原剂的选择应综合考虑经济、安全、环保等多方面因素。

4.4.2 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。

4.4.3 位于人口稠密区的烟气脱硝设施，宜选用尿素作为还原剂。

4.5 烟气脱硝二次污染控制

4.5.1 SCR 和 SNCR-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。

4.5.2 失效催化剂应尽可能采用再生处理，无法再生的失效催化剂可按《危险废物安全填埋污染控制标准》（GB18598）的要求进行填埋。

5 新技术的开发应用

5.1 鼓励高效低氮燃烧技术的开发和应用。

5.2 积极扶持具有自主知识产权的烟气脱硝技术及多种污染物协同脱除核心技术的研发和示范工程建设。

5.3 鼓励高性能催化剂原料、新型催化剂、失效催化剂再生及安全处置技术的开发和应用。

6 运行管理

6.1 燃煤电厂应采用低氮燃烧优化运行技术，以充分发挥低氮燃烧装置的功能；建立、健全烟气脱硝设施的日常管理制度；设立运行检修规程和台账等强化氮氧化物控制的运行管理措施。

6.2 氮氧化物控制技术和装备的制造企业应努力提高自主创新能力，掌握核心技术，实现技术装备的自行设计、自行制造和自行安装调试，促进氮氧化物控制技术和装备的国产化、标准化体系建设。

6.3 各级环保行政主管部门应加强对氮氧化物控制技术和装备的运行监督，已建的氮氧化物在线连续监测装置应与环保行政主管部门的管理信息系统联网，进一步做好烟气脱硝工程建设技术规范的设计和试点工作。