

附件三：

《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策 (修订征求意见稿)》编制说明

1 修订的重要性和必要性

2002 年 1 月，原国家环境保护总局、原国家经济贸易委员会和科学技术部联合颁布了《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》[环发(2002)26 号](以下简称技术政策)。该技术政策是在全面总结 1972 年以来，我国开展煤烟型污染防治工作的基础上，从能源合理利用、煤炭生产、加工和供应、煤炭燃烧、烟气脱硫、二次污染等方面提出的防治燃煤二氧化硫排放污染的技术要求。之后，《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》中提出了“十一五”期间单位国内生产总值能耗降低 20%左右，二氧化硫排放总量比 2005 年减少 10%的约束性指标，国务院及相关部门为贯彻落实科学发展观，构建社会主义和谐社会，建设资源节约型、环境友好型社会的需要，制定了一系列促进节能减排的政策措施，有效推动了该技术政策的实施，取得了显著的成效。主要表现在以下几个方面：

(1) 2008 年我国一次能源消费总量为 28.5 亿吨标准煤，煤炭在一次能源消费中的比重为 68.7%，比 2005 年下降了 0.4 个百分点，是近三年来的首次下降。

(2) “十一五”以来，全国已累计关停小火电机组 6006 万千

瓦，其中 2009 年关停小火电机组 2617 万千瓦，占 44%。关停的小机组如果全部由大容量机组等量电替换，可节约原煤 6900 万吨，相应减排二氧化硫约 120 万吨。

(3) 2009 年全国 6000 千瓦及以上火电机组平均供电标准煤耗 340 克/千瓦时，比上一年降低 5 克/千瓦时，相当于节约标准煤 760 万吨，相应减排二氧化硫约 16 万吨。

(4) 2009 年全国新增燃煤脱硫机组容量 1.02 亿千瓦，截至 2009 年底，全国脱硫机组装机容量达 4.7 亿千瓦，装备脱硫设施的火电机组占全部火电机组的比例由上年的 60%，提高到 71%。

(5) 另据调查测算，截止 2008 年底，全国有各类承压燃煤工业锅炉约 48 万多台，总容量约为 250 多万吨/时，其中蒸发量大于等于 20 吨/时的，约占总容量的三分之一。这些锅炉已基本配置了烟气脱硫设施，每年约减少二氧化硫排放 200 万吨。

(6) 据报道，2008 年全国重点统计的钢铁企业二氧化硫排放量约 110 万吨，其中烧结二氧化硫排放量约 80 万吨。截止 2009 年 5 月底，我国已建烧结烟气脱硫装置 35 套，配用于 40 台烧结机，形成脱硫能力 8.2 万吨。

(7) 2009 年全国二氧化硫排放量为 2214.4 万吨，比上一年下降 4.6%，比 2005 年下降 13.14%，提前完成“十一五”规划纲要中提出的二氧化硫排放量消减 10%的指标要求。

综上所述，“十一五”期间我国燃煤二氧化硫排放污染防治工作取得了长足的进步。但是从技术政策层面来说，随着二氧化硫排放控

制日趋严格和防治技术的进步，需要对原技术政策进行完善和充实。例如：对火电行业推荐的脱硫技术较为单一，难以满足不同地区燃用不同煤质的要求，近几年来出现的并被工程实践证明有效的烟气脱硫技术，需要在本次修订中予以补充；对 $\geq 20\text{t/h}$ （14MW）及以上的燃煤工业锅炉污染治理，采用的先除尘后脱硫工艺，取得了良好效果，基本扭转了原先采用的除尘脱硫一体化技术，难以达到稳定运行和不能满足日益严格的排放标准要求的状况；对钢铁行业烧结机烟气中排放的二氧化硫已列入重点治理污染源之一等，也需要在本次修订中予以完善和充实。2011年3月16日，《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》颁布，其中二氧化硫仍要作为总量控制的约束性指标，到“十二五”末，要在“十一五”的基础上下降8%。由此可见，二氧化硫的防治仍然是今后一个时期大气污染防治工作的重点之一。为此，环境保护部相关部门下达了对原技术政策进行修订的任务。

2 修订的目的

本技术政策的修订是为了贯彻《中华人民共和国大气污染防治法》，防治燃煤排放二氧化硫造成的污染，改善大气环境质量，保护生态环境，为二氧化硫减排目标和规划以及排放标准的制（修）订与实施、环境管理与依法监督提供技术支撑。并在此基础上指导使用燃煤设施的单位采用先进实用的二氧化硫减排技术，引导环保产业有序、健康发展。

3 修订的原则

（1）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，充分发挥技术政策在制（修）订污染防治目标、规划、排放标

准以及环保技术管理体系建设的核心和引领作用。

(2) 体现技术政策的科学性、先进性和可操作性。

(3) 推进二氧化硫排放污染的全过程防治，促进技术进步和可持续发展。

(4) 倡导合理使用燃料与污染控制技术相结合，因地制宜，因煤制宜、因炉制宜的选择二氧化硫控制技术，并依据技术上成熟、经济上合理及便于实施提出防治要求，以减少燃煤二氧化硫排放。

4 技术路线

本技术政策修订的技术路线，见图 1。

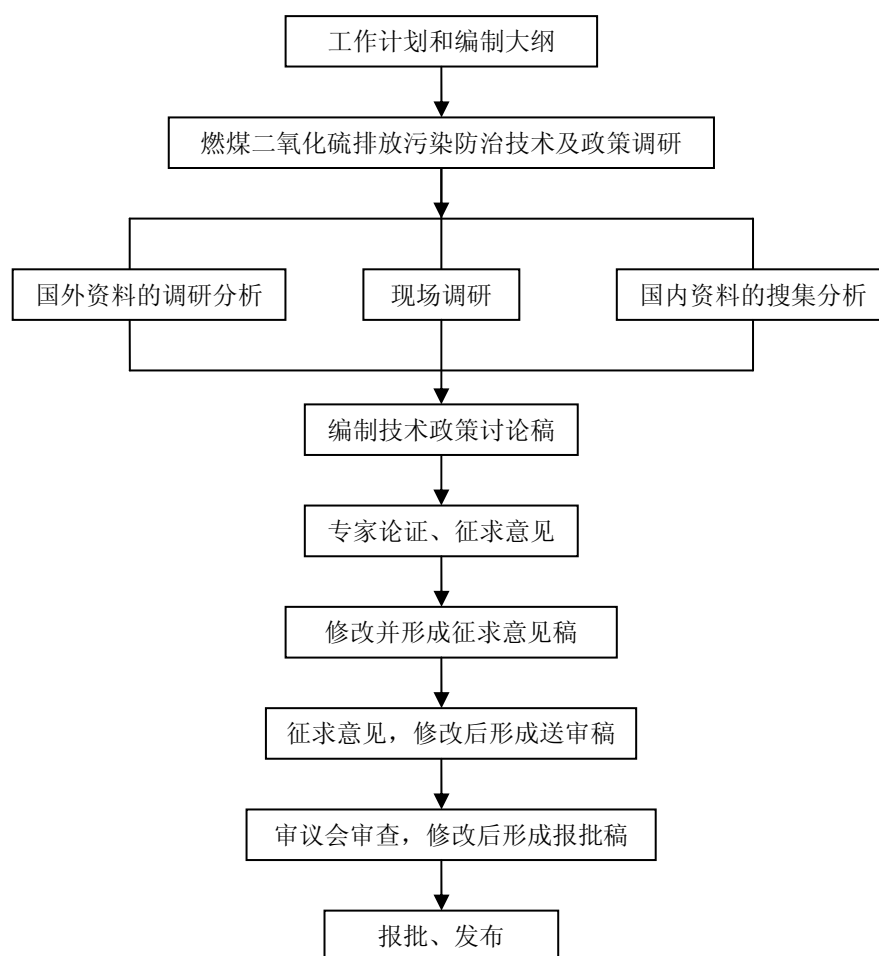


图 4—1 本技术政策的研究路线图

5 修订要点

(1) 根据当前对技术政策编制的要求，在保留原技术政策框架结构的情况下，增加了或者修订了以下主要内容：

①明确了二氧化硫防治工作所应遵循的技术路线，即推行节约与合理使用燃料，提高煤炭质量，高效低污染燃烧技术以及二氧化硫治理技术相结合的综合防治措施，也就是说对二氧化硫的防治要贯彻全过程防治的思路。

②结合近几年来二氧化硫污染防治技术的发展与进步，充实了相关内容。例如：对城镇民用炊事炉、茶浴炉和产热量 6t/h (4.2MW) 及以下的采暖锅炉除限制燃用原煤，提倡使用清洁能源和固硫型煤外，增加了燃用生物质成型燃料和鼓励在华北和西北地区建设区域煤炭集中配送中心；对大气污染防治重点城市及周边地区，禁止新建 6t/h (4.2MW) 及以下燃煤小锅炉，未配置脱硫设施的禁止直接燃用含硫量超过 0.5% 的煤炭；对燃煤发电锅炉除保留原技术政策中推荐的湿式石灰石 - 石膏法和循环流化床干法烟气脱硫技术外，并扩大了其应用范围；根据燃煤发电锅炉二氧化硫治理技术发展与应用的实际状况，补充了氨 - 硫铵法烟气脱硫技术和海水烟气脱硫技术及其应用范围；对烧结机及其它燃煤工业炉窑宜采用的烟气脱硫技术也提出了相应要求；依据对燃煤工业锅炉烟气脱硫技术现状的调查，对 20t/h (14MW) 及以上容量的燃煤工业锅炉应选择先除尘后脱硫以及燃用含硫量小于 1% 的低硫煤，鼓励采用“以废治废”烟气脱硫技术等内容。

③为了有利于环保行政主管部门的监督管理，增加了污染治理

设施的运行管理和监督管理两个章节及相应条款；从运行操作人员的管理、日常管理制度建设及环境保护行政主管部门工作重点等方面提出了建议。

④为了更好的推动燃煤二氧化硫大气污染防治科技进步，增加了新技术开发和应用一章，提出了今后一个时期二氧化硫污染治理应重点发展的技术，包括生物质成型燃料技术、燃煤工业锅炉“以废治废”及资源综合利用脱硫技术、烟气脱硫脱硝协同控制技术、脱硫石膏综合利用技术等。

(2) 长期以来，我国的一次能源消费以煤炭为主，2008 年全国煤炭消费量达到 27.4 亿吨，占一次能源消费总量的 68.7%。煤炭燃烧所产生的二氧化硫是造成空气污染的主要来源。2004~2008 年我国一次能源消费总量中，煤炭所占的比重维持在 68.0%~69.5%，如图 5-1 所示；二氧化硫排放均超过 2300 万吨，如图 5-2 所示。2008 年燃煤量和二氧化硫排放量分类测算结果见表 5-1。

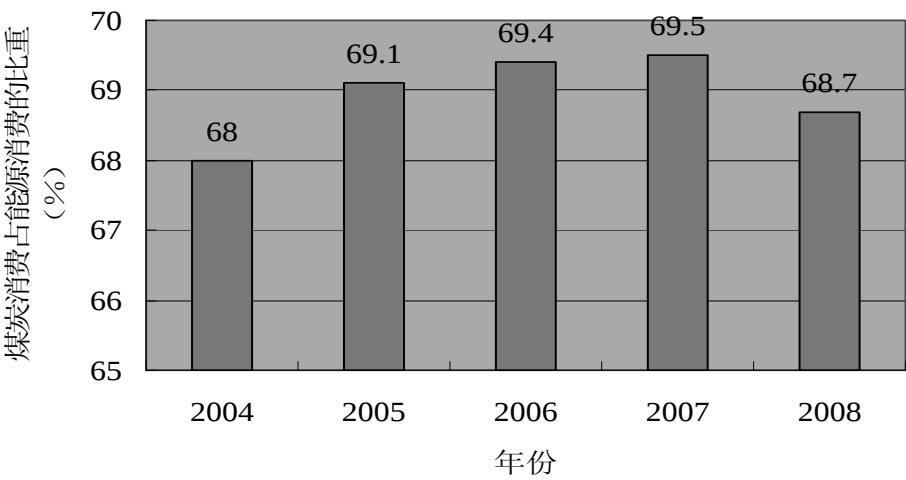


图 5-1 近几年我国煤炭消费占能源消费的比例

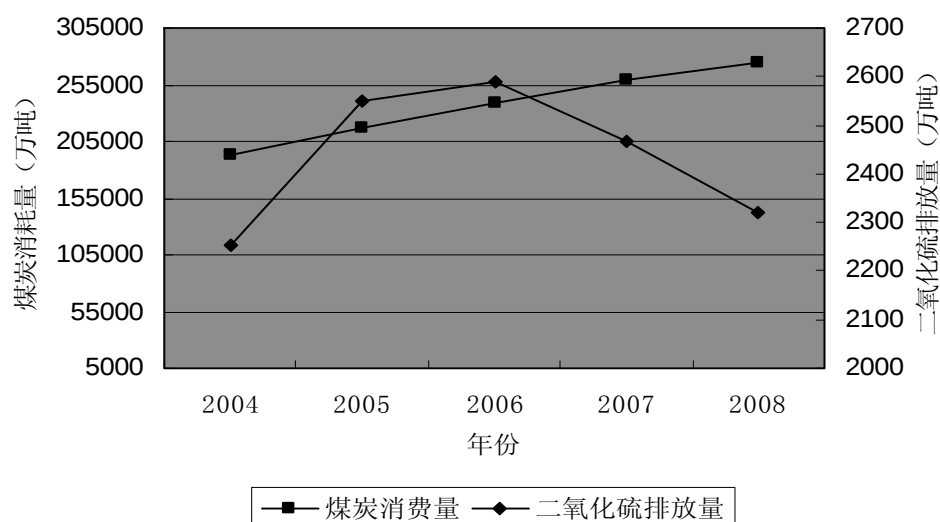


图 5—2 近几年我国煤炭消费量与二氧化硫排放量

表 5—1 2008 年我国燃煤量和二氧化硫排放量分类测算表

项目 行业		耗 煤 量		二氧化硫排放量	
		亿吨	百分比 (%)	万吨	百分比 (%)
全 国		27.40	100	2202	100
其 中	火电行业	14.64	53.5	1050	47.7
	工业系统	5.21	19.1	488	22.1
	工业锅炉	6.39	23.3	519	23.6
	民 用	1.13	4.1	145	6.6

注：上表中各工业系统中 ≥ 6000 千瓦的发电机组或热电联产机组的耗煤量和二氧化硫排放量以及 < 6000 千瓦的热电联产机组的耗煤量及二氧化硫排放量，分别包含在火电行业和燃煤工业锅炉的耗煤量及二氧化硫排放量的数值中。

从表 5—1 中可看出：

1) 2008 年全国燃煤二氧化硫排放量为 2202 万吨，占全国二氧化硫排放量的 94.87%。按二氧化硫排放量的大小顺序排列为：火电行业、燃煤工业锅炉、工业系统的工艺用煤和民用生活用煤。

2) 火电行业 2008 年年耗原煤 14.64 亿吨，二氧化硫排放量为 1050 万吨，分别占全国原煤消费总量和燃煤烟气中二氧化硫排放量的 53.5%和 47.7%，仍然是当前我国二氧化硫排放污染的主要来源。

3) 燃煤工业锅炉作为一种能热动力设备，广泛应用于国民经济的各个部门，据分析测算：2008 年全国有各类燃煤工业锅炉（蒸汽锅炉、热水采暖锅炉、导热油锅炉及<6000 千瓦的热电联产锅炉等）48 万多台，总蒸发量 250 多万吨时，占全国工业锅炉总台数和总蒸发量的 85%左右，年耗原煤约 6.4 亿吨，年排放二氧化硫 519.1 万多吨，分别占全国原煤消费总量和燃煤烟气中二氧化硫排放量的 23.3%和 23.6%，仅次于火电行业。

4) 工业系统的煤耗量和二氧化硫排放量，主要是指工业系统生产工艺中的煤耗量和二氧化硫排放量，如钢铁行业的球团烧结、高炉喷粉，建材系统的水泥生产，石化工业的煤化工等。据分析测算，2008 年全国工业系统生产工艺用煤 5.21 亿吨，年排放二氧化硫 488 万吨（其中烧结机烟气中每年排放的二氧化硫超过 100 万吨），分别占全国原煤消费总量和燃煤烟气中二氧化硫排放量的 19.1%和 22.1%，与燃煤工业锅炉排放的二氧化硫总量基本相当。

5) 生活用煤量和二氧化硫排放量均较小，据分析测算，2008 年生活用煤 1.13 亿吨，年排放二氧化硫 145 万吨，分别占全国原煤消费总量和燃煤烟气中二氧化硫排放量的 4.1%和 6.6%。

综上所述，并考虑到当前对上述污染源排放二氧化硫控制现状以及可采用的应对措施，除保留原技术政策的防治原则外，提出了

本技术政策控制的主要污染源是：燃煤发电锅炉、燃煤工业锅炉、钢铁行业的烧结机以及对局地环境污染有显著影响的工业炉窑等其它燃煤设施。

6 关于燃煤发电锅炉修改条文的说明

近几年来，火电行业二氧化硫减排工作取得了显著成效。据报导，截至 2008 年底，全国已配套二氧化硫烟气脱硫设施燃煤机组容量达 3.63 亿千瓦，占全国火电机组的比例由上一年的 48%提高到 60%。其中：新建机组配套烟气脱硫设施的占 55%，在役机组占 45%；300MW 及以上机组占 85%，600MW 及以上机组占 49%。这些机组所采用的烟气脱硫技术，以湿式石灰石－石膏法脱硫技术为主，占 93%，循环流化床法烟气脱硫技术占 4%，海水烟气脱硫技术占 2%，其它方法如氨法和喷雾干燥法脱硫技术约占 1%。

由于选用的烟气脱硫技术单一，石灰石－石膏法脱硫技术产生的脱硫副产物（脱硫石膏）达 4 千多万吨，且大部分地区未能达到有效利用。影响脱硫石膏综合利用的主要原因是脱硫石膏品质不高，不能满足综合利用要求，其次是综合利用渠道不畅。并因石灰石－石膏法烟气脱硫技术受到工艺流程较长，投资费用较高，部分地区石灰石供应紧张，造成脱硫运行成本有所增长等问题，促使海水烟气脱硫技术和氨－硫铵法烟气脱硫技术得到发展和部分应用。

6.1 海水烟气脱硫技术

天然海水中含有大量的可溶性盐类，其主要成分是氯化钠和硫酸盐，此外，还有相当数量的 OH^- 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 等呈碱性的酸盐类，

它们使海水具有很强的酸碱缓冲及吸收能力。海水烟气脱硫技术就是利用天然海水的这种特性，脱除烟气中二氧化硫的一种湿式烟气脱硫方法，其工艺流程见图 6-1。

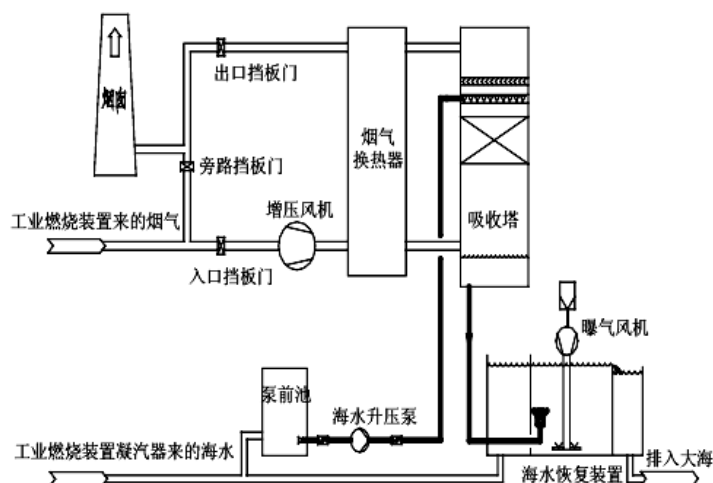
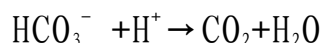


图 6-1 海水脱硫工艺流程图

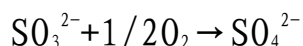
如图所示，当海水进入吸收塔，烟气中的二氧化硫溶解并转化成亚硫酸，亚硫酸水解生成大量氢离子，使海水的 pH 值下降，化学反应式为：



生成的氢离子在吸收塔和曝气池内与海水中的 HCO_3^- 发生中和反应生成二氧化碳和水，氢离子被中和后 pH 值逐渐恢复，二氧化碳则在氧化和曝气过程中被吹脱排入大气，即：



反应产生的亚硫酸根离子在曝气池内被空气氧化成稳定的硫酸根离子，完成整个脱硫过程，即：



海水烟气脱硫技术作为一项成熟可靠的技术，在国际上已有近 40 年的成功应用业绩，挪威、印度、西班牙、塞浦路斯、印度尼西亚、委内瑞拉和瑞典等国家均有工业装置投入运行。位于印度 Bombay 的 Tata 电力公司 Tromay 电厂是最早采用海水烟气脱硫技术的火电厂。该电厂 2 套脱硫装置由 ABB 公司设计制造，分别于 1988 年和 1995 年投入运行，烟气处理量均为 $445000\text{Nm}^3/\text{h}$ 。第一套海水脱硫装置脱硫效率保持在 85% 以上，第二套装置脱硫效率可达到 90%。该公司海水脱硫系统多年的运行情况表明，海水脱硫工艺运行稳定，可以满足当地环保要求。

1995 年，西班牙 UNEI CO 公司先后在位于加那利群岛的 Gran Canaria 和 Tenerife 两个燃油电厂建设了 4 套海水脱硫装置，整个系统的脱硫效率为 91%。多年的海水监测表明，所有的海水排放指标，均达到欧盟环保要求。位于印度尼西亚爪哇岛的 Paition 电厂的 670MW 发电机组采用 ABB 公司海水脱硫技术，已于 1998 年投入运行。英国第二大燃煤电厂 - longannt 电厂采用苏格兰地区所产的低硫煤（含硫量 0.5%）为燃料，经过对比多种脱硫工艺，决定为其 $600\text{MW} \times 4$ 电力机组均安装海水脱硫装置，到 2010 年该电厂全部烟气脱硫率可以达到 90% 以上。上世纪 90 年代末，福建后石电厂 $1 \times 600\text{MW}$ 机组、深圳妈湾电厂 $1 \times 300\text{MW}$ 机组采用日本富士化水株式会社和挪威阿尔斯通公司的海水烟气脱硫技术投入运行后，鉴于其系统简单、维护方便、不需添加脱硫剂、运行费用低而越来越受到滨海电厂的青睐。据不完全统计，全国已有 12 个燃煤电厂的 47 套，总装机容量为 21624MW 的机组，先后投运或在建。该脱硫技术详见表 6 - 1。

表 6—1 国内海水脱硫工程清单

统计日期：2009-01-26

项目（电厂） 名称	容量 MW	投运时间	煤含硫%	脱硫率 %	排放海水 水质类别	工程实施方
深圳妈湾电厂	6×300	1#/2007.11	0.63	90	III	挪威 Alstom
		2#/2007.10				
		3#/2006.06				
		4#/1999.03	0.63	90		
		5-6#/2004.08	0.63	90		
青岛电厂	4×300	1#/2006.04	0.72	90	IV	挪威 Alstom
		2#/2006.06				
		3#/2006.09				
		4#/2006.12				
福建后石电厂	7×600	1#/1999.11	0.89	90	不达标， 交费排放	富士化水 / 武汉晶源 (后者官司胜)
		2#/2000.06				
		3#/2001.09				
		4#/2002.11				
		5#/2003.12				
		6#/2004.07				
厦门嵩屿电厂	4×300	1-2#/2007.04	0.63	95	III	东方锅炉
		3#/2006.11				
		4#/2006.09				
山东黄岛电厂	1×220	3#/2006.11	—	—	IV 白泥海水	山东鲁环
山东黄岛电厂	2×660	5#/2006.11	0.64	95	IV	北京龙源
		6#/2007.12				
山东日照电厂 一期	2×350	1-2#/2007.07	0.84	90	II	北京龙源
山东日照电厂 二期	2×680	3-4#/2008.12	0.95	90	II	
秦皇岛电厂 4#炉	1×300	4#/2007.12	0.84	90	III	北京龙源

项目（电厂） 名称	容量 MW	投运时间	煤含硫%	脱硫率 %	排放海水 水质类别	工程实施方
秦皇岛电厂 3#炉	1×300	3#/2008.12	0.84	90		
秦皇岛电厂 1-2#炉	2×200	1-2#/2009.09	1.5	90		
舟山朗熹电厂 一期	125+135	1-2#/2008.09	0.8	90	IV	北京龙源
舟山朗熹电厂 二期	1×300	3#/在建	1.0	90		
华能威海电厂 一期	2×300	3-4#/2008.11	1.1	90	III	北京龙源
华能威海电厂 二期	2×660	5-6#/在建	1.0	90		
华能大连电厂 1-4#	4×350	3-4#/2008.11	0.9	90	III	北京龙源
		1-2#/在建			III	
华能海门电厂 1-4#	4×1036	1-2#/2009.08	0.9-1.0	90	III	北京龙源
		3-4#/在建				
首钢京唐钢铁 有限公司曹妃 甸自备电厂	2×300	1#/2009.09	0.8	90	IV	北京龙源
		2#/2010.02				

注：1. 国内海水脱硫工程合同总机组容量为 21624MW（47 套）；其中北京龙源环保工程有限公司共 25 套 13004MW，容量约占 60%（其中已投运 17 套 8312MW，设计在建及调试 8 套 4692MW）。
2. 深圳妈湾电厂 4#机组海水烟气脱硫为国内首个海水脱硫项目。
3. 秦皇岛电厂 1-3#机组海水烟气脱硫为国家 863 项目的示范工程。

采用海水烟气脱硫技术后，其排水对海域环境的影响是人们最为关心的话题，国内外的相关单位对此进行了大量的调查和研究。

（1）早在 1981 年，美国关岛大学在环境署的监督下，对关岛电厂建设的海水烟气脱硫中试装置的曝气池排水进行了为期 12 个月的各类海洋生物（如鱼类、海藻、浮游生物、蜗牛等）积累试验，结果表明，没有一种生物的体内从脱硫排水中积累钒和镍。

(2) 挪威培尔根大学渔业和海洋生物系在 1989 年~1994 年期间，对 Statoi Mongstad 炼油厂海水脱硫系统投运前后的排水海域进行了海洋跟踪观测，观测内容包括：排水口海域底部总金属积累、海洋生物种群变化等。研究结果认为：排水口启用之后没有发现对海底生物带来有害影响，海洋底质中的有机物和重金属含量均保持在自然浓度范围内。

(3) 英国、印度等国家也都有运行多年的海水烟气脱硫装置，并为此进行了长期的跟踪监测，都没有发现海水脱硫对排水口周边海域有负面影响。

(4) 原国家环保总局和国家电力公司对深圳妈湾电厂 4 号机组采用海水烟气脱硫工程时，曾先后要求中国水利水电科学研究院、深圳环境保护监测站对该项目脱硫排水的海域水质影响进行了 6 次跟踪监测，中科院南海海洋研究所对海洋生物物质及表层沉积物影响进行了 3 次跟踪监测。其结论认为：多次监测结果表明，运转前后排水口附近海域没有水质类别上的变化，对海域水质指标浓度增量的影响是小的，叶绿素、浮游生物的多样性指数和均匀度、底栖生物的多样性和均匀度、底栖生物体内的重金属含量的变化和表层沉积物重金属含量，均在测量误差范围之内，无明显增加。

(5) 华能日照电厂 $2 \times 350\text{MW}$ 机组海水烟气脱硫装置于 2007 年建成后的“项目竣工环保验收报告”中测量结果见表 6-2、表 6-3 和表 6-4。

表 6—2 脱硫海水监测结果 1

点位项目		海水泵房	凝汽器冷却水出水观察井	脱硫塔排水出口	脱硫后曝气池入口	脱硫后曝气池出口	入海排放口	凝汽器冷却水出水观察井与海水泵房之差	脱硫塔排水出口与凝汽器冷却水出水观察井之差	入海排放口与凝汽器冷却水出水观察井之差	入海排放口与海水泵房之差
pH	1	7.95	--	3.26	5.36	6.24	6.98	--	--	--	--
	2	7.93	--	3.18	5.55	6.26	6.94	--	--	--	--
	3	7.95	--	3.23	5.64	6.24	7.13	--	--	--	--
	平均值	7.94	--	3.22	5.52	6.25	7.02	--	--	--	--
水温 ℃	1	27.8	37.0	38.4	38.2	38.0	37.5	--	--	--	--
	2	27.6	36.2	37.8	37.6	37.6	37.4	--	--	--	--
	3	27.6	36.4	37.8	38.0	38.0	37.0	--	--	--	--
	平均值	27.7	36.5	38.0	37.9	37.9	37.3	8.8	1.5	0.8	9.6

注：表中反映的是脱硫过程中 pH 在各个工艺环节的变化情况。海水泵房即原海水本底值，脱硫塔排水出口即洗涤烟气后的数值，曝气池入口即脱硫海水与新鲜海水混合后曝气前的数值，曝气池出口即曝气恢复后的数值，入海排放口即经过 200 多米排水沟道后进入大海的数值。

表 6—3 脱硫海水监测结果 2

项 目		COD mg/L	SS mg/L	DO mg/L	总铬 μg/L	砷 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	镉 μg/L	锌 μg/L	汞 μg/L
海水泵房	1	未检出	4	6.8	6	未检出	2.6	2.7	未检出	26.3	未检出
	2	未检出	3	6.5	8	未检出	1.4	0.3	未检出	32.6	未检出
	3	未检出	5	6.7	10	未检出	未检出	4.4	未检出	38.3	未检出
	均值	未检出	4.0	6.67	8.0	未检出		2.47	未检出	32.4	未检出
脱硫后曝气池出口	1	0.9	9	5.9	18	未检出	7.1	4.8	未检出	39.3	未检出
	2	0.8	6	7.8	21	未检出	1.9	1.5	未检出	46.2	未检出
	3	0.8	8	7.3	25	未检出	7.3	3.4	未检出	65.7	未检出
	均值	0.83	7.7	7.0	21.3	未检出	5.4	3.23	未检出	50.7	未检出

项 目		COD mg/L	SS mg/L	DO mg/L	总铬 μg/L	砷 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	镉 μg/L	锌 μg/L	汞 μg/L
入海排 放口	1	未检出	5	6.2	17	未检出	未检出	1.9	未检出	46.3	未检出
	2	未检出	7	6.4	19	未检出	1.3	2.9	未检出	35.9	未检出
	3	未检出	6	6.8	22	未检出	未检出	1.9	未检出	51.6	未检出
	均值	未检出	6.0	6.5	19.3	未检出		2.2	未检出	44.6	未检出

注：1. 最低检出限：COD_{Mn} 为 0.8mg/L、砷为 0.007mg/L、汞为 0.05 μg/L、镉为 0.09 μg/L、铜为 0.6 μg/L；

2. 表中反映的是脱硫海水中重金属的变化情况。海水泵房即原海水本底值，曝气池出口即曝气恢复后脱硫系统排出口数值，入海排放口即脱硫海水经过 200m 排水沟道后进入大海的数值。

表 6—4 海水监测结果 3

项目		pH	水温 ℃	COD mg/L	SS mg/L	DO mg/L	总铬 μg/L	砷 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	镉 μg/L	锌 μg/L	汞 μg/L
排放海 域混合 区边界 1#	高潮	7.91	27.7	0.9	3	7.6	13	未检出	2.1	1.5	未检出	28.2	未检出
	低潮	7.94	28.3	0.9	4	7.3	8	未检出	1.8	1.3	未检出	32.8	未检出
排放海 域混合 区边界 2#	高潮	7.90	27.8	0.9	4	7.5	15	未检出	2.4	1.6	未检出	26.3	未检出
	低潮	7.93	28.0	0.9	6	7.0	9	未检出	1.3	1.6	未检出	28.3	未检出
排放海 域混合 区南侧 养殖区	高潮	7.96	27.7	1.1	2	7.4	9	未检出	未检出	0.9	未检出	32.6	未检出
	低潮	7.98	27.9	1.2	3	7.6	7	未检出	未检出	0.8	未检出	29.5	未检出
二级水质标准		7.8~ 8.5	人为造成的海水 温升夏季不超过 当时当地的 1℃	≤3	SS 人 为增 加量 ≤10	>5	≤100	≤30	≤10	≤5	≤5	≤50	≤0.2

注：1. 最低检出限：COD_{Mn} 为 0.8mg/L、砷为 0.007mg/L，汞为 0.05 μg/L、镉为 0.09 μg/L、铜为 0.6 μg/L；

2. 表中引用的水质标准为《海水水质标准》（GB3097-1997）。

3. 表中反映的是脱硫海水进入大海与海域海水混合后，在混合边界的测量结果。

(1) 从表 6-2 中可看出脱硫后的海水和循环冷却水混合, 并经海水恢复系统调整后, pH 值由 $3.18\sim 3.86$ 恢复到 $6.94\sim 7.13$, 符合脱硫海水混合曝气后 $\text{pH} \geq 6.8$ 入海的可研要求。

(2) 从表 6-3 中可看出, 脱硫后的入海海水与海水泵房海水 (天然海水) 相比较, 除 pH 值和水温外, SS、总铬、锌三项指标大于本底值外, COD、砷、铜、铅、铬、汞等指标几无变化。

(3) 从表 6-4 中可看出, 脱硫后的海水排放海域混合区边界及相邻养殖区的 12 项水质指标全部符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 二类标准要求。

综上所述, 并考虑到我国内海 (如渤海等) 污染已较为严重, 并不利于海水自行扩散, 因此, 在本技术政策第 5.3.4 条规定: 海水烟气脱硫技术适宜于我国东、南部沿海地区及脱硫后海水排放海域扩散条件良好, 燃用含硫量小于 1% 的煤种及 200MW 及以上新建燃煤发电锅炉建设烟气脱硫设施时选用, 并要求进入脱硫塔前, 烟气中的含尘浓度小于 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (标态, 干烟气)。

6.2 氨-硫铵法烟气脱硫技术

氨-硫铵法脱硫技术是用氨作为吸收剂, 在脱除燃煤烟气中二氧化硫后, 可生产出具有高附加值的产品-硫铵, 是一种将二氧化硫资源化的符合循环经济要求的脱硫技术, 尤其适用于在燃用中高硫煤和有稳定氨源地区的燃煤发电锅炉上应用。

早在 20 世纪 70 年代以来, 日本、意大利、德国、美国、加拿大等国先后开始研发和应用氨法脱硫技术, 日本钢管公司 (NKK) 在

70年代中期已建成配用于200MW和300MW机组的两套氨法脱硫装置，美国通用环境公司（GE）于1990年开始建成了多个氨法烟气脱硫装置，其中威斯康辛州的Kenosha电厂的规模为500MW，加拿大辛德鲁克电厂于2006年在燃用4%含硫量石油焦机组也采用了该项技术。

由于历史的原因，我国燃煤发电锅炉大多采用的是石灰石-石膏法烟气脱硫技术，其建设和运行中存在的问题日益显现出来。氨-硫铵法烟气脱硫技术因其独特的优势而受到国内外有关单位和专业人士的关注。

国家发展和改革委员会在2005年组织赴美氨法烟气脱硫技术的考察，考察报告客观的评价了氨法烟气脱硫技术发展情况，提出了此技术在我国应用的可能性及必要性。鉴于该技术以氨作为吸收剂，其副产品为硫酸铵肥料，在工艺过程中不产生废水，烟气中的残留氨和铵盐类气溶胶（烟雾）能得到有效控制，工程建设费用可低于传统的石灰石-石膏法烟气脱硫技术，并随着我国对复合肥料需求的增加，也为硫酸铵化肥提供了市场，从而促进了氨-硫铵法烟气脱硫技术在国内的应用。我国的氨法烟气脱硫技术首先应用于硫酸行业，在燃煤发电锅炉上的应用和发展较为缓慢。随着合成氨工艺的日益发展以及进入21世纪后环保企业对氨法脱硫工艺的不断改进和完善，形成多种氨法烟气脱硫技术，主要有：

（1）源于TS/PS法的改进型简易氨法烟气脱硫技术。所谓TS/PS技术是将一定浓度的氨进入反应器后与高温烟气充分混合后发生化学反应脱除二氧化硫，但不回收硫铵。

(2) 引进的氨法烟气脱硫技术。随着近几年来国内环保企业对氨法脱硫技术的重视，有的企业引进了玛苏莱公司的技术，并已有工程应用实例。

(3) 氨-硫铵法烟气脱硫技术。其主要特征是塔内设置了不同功能的分段吸收层，解决了脱硫副产物的氧化回收和氨的逃逸问题，并产生的硫铵可作为农用肥料。

氨-硫铵法烟气脱硫技术已在天津碱厂、云南解化集团热电厂、重庆中梁山煤电集团发电厂、中石化扬子石化有限公司电厂、山东众泰电力有限公司和广西田东电厂等 18 个热电联产和燃煤发电锅炉上得到应用，已建脱硫装置的处理烟气量近 850 万 Nm^3/h ，年产硫铵超过 30 万吨。在建装置的处理烟气量也超过 700 万 Nm^3/h 。其中广西水电集团田东电厂 $2 \times 135\text{MW}$ 燃煤发电机组氨-硫铵法烟气脱硫工程，采用两炉一塔设计，处理烟气达 110 万 Nm^3/h ，其工艺流程见图 6-2。

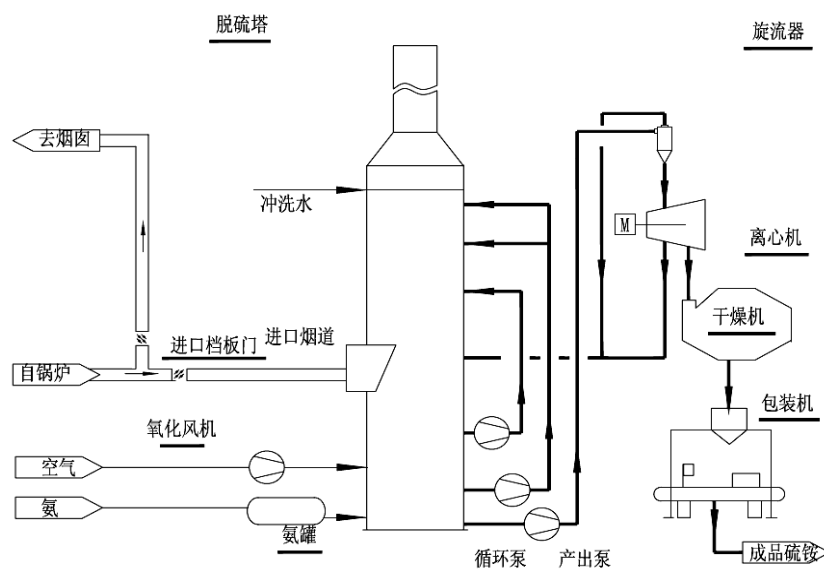


图 6-2 氨-硫铵法脱硫工艺流程图

该厂脱硫装置于 2009 年 8 月 7 日-8 月 14 日由西安热工研究院开展了 168 性能验收，各项技术性能指标见表 6-5，硫铵质量见表 6-6。

表 6-5 田东电厂脱硫装置试运行考核主要技术经济指标

序号	项 目	单 位	平均值	设计值
1	脱硫效率	%	96.2	95
2	脱氮效率	%	30	
3	脱硫岛压力降	kPa	0.77	≤1.0
4	塔出口 NH ₃ 含量	mg/ Nm ³	0.07	≤10
5	氨利用率	%	98	97
6	NH ₃ /S		2.04	≤2.08
7	耗电量	kWh	1548.2	≤1682

表 6-6 田东电厂脱硫装置试运行考核副产硫酸铵质量

序号	分析项目	指 标	实 测 值		
			最高值	最低值	平均值
1	N, %	≥20.5	21.18	20.93	21.0
2	H ₂ O, %	≤1.0	0.24	0.08	0.19
3	游离酸, %	≤0.2	0.17	0.08	0.13

该脱硫技术采用的脱硫剂主要有：液氨、氨水、碳铵和尿素，其中液氨按《重大危险源辨识》（GB18218）和《危险化学物品名录》（GB12268）规定属危险化学品。当用液氨作脱硫剂时，其存储量 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、建筑物的防火间距不少于 15 米；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，其外购氨水仅 25% 的浓度，运输成本较高，而碳铵和尿素是农业肥料，无危险性。

综上所述，并考虑到该技术应用于燃用中高硫煤时，更能发挥其性能优势。因此，在本技术政策第 5.3.3 条规定：氨－硫铵法烟气脱硫技术适宜于燃用含硫量大于 1.5% 及 300MW 及以下燃煤发电锅炉，且有稳定氨资源地区建设烟气脱硫设施时选用。对于人口稠密区的烟气脱硫设施，宜选用碳铵和尿素作为脱硫剂。

6.3 循环流化床干法烟气脱硫技术

该技术于上世纪七十年代末德国鲁奇公司为了解决石灰石－石膏湿法烟气脱硫技术存在的投资大、耗水、耗能、维护费用高等问题，在循环流化床锅炉应用研究的基础上，率先将循环流化床技术应用于烟气脱硫。二十一世纪初，我国有的环保工程公司通过技术引进和消化吸收，有的采取工程合作或自行研发方式先后开发出具有自主知识产权的循环流化床干法烟气脱硫技术。截止到 2009 年底的不完全统计，全国已有 10 余家环保工程公司承接过燃煤发电锅炉二氧化硫污染治理设施的工程建设，其应用规模已超过 2000 万千瓦。单台机组容量也突破原技术政策中规定小于 200MW 的要求。详见表 6-7。

表 6—7 循环流化床干法脱硫应用现状

序号	脱硫公司	技 术 来 源	装机总容量 MW	单台最大 装机容量 MW	备 注
1	龙净环保	引进德国鲁奇 CFB 技术，再创新开发 LJD 大型电厂干法技术	11946	660	未包括电力行业以外的业绩
2	凯迪电力	德国 WULFF 公司 RCFB 技术	3552	300	
3	山大能源	自主开发 CFB 技术	3000	300	
4	山东三融	德国鲁奇 CFB	1530	300	
5	浙江蓝天	自主研发	1700	200	
8	中电投远达	奥地利 AEE 公司 湍流吸收技术	1000	200	
9	甘肃龙源	自主开发 CFB 技术	800	200	
8	浙江菲达	自主开发 NID 技术	4040	220	未包括垃圾焚烧炉

其中，山西华能榆社电厂 $2 \times 300\text{MW}$ 机组的脱硫设施与 2004 年投运后系统运行正常，在吸收塔压降约 1.6KPa ，喷水后出口烟温在 $70^{\circ}\text{C} \sim 75^{\circ}\text{C}$ 的情况下，钙硫比为 $1.3 \sim 1.43$ ，当入口二氧化硫浓度为 $4012 \sim 5443\text{mg}/\text{m}^3$ 时，排放二氧化硫浓度为 $329 \sim 453\text{mg}/\text{m}^3$ ，脱硫效率大于 91% 。与湿法脱硫相比，按年运行时间 $6000 \sim 6500$ 小时核算，每年可节约用水 116 万吨，增加厂用电率 0.6% ，仅为湿法脱硫的 30% 左右。

华能邯峰电厂 $2 \times 660\text{MW}$ 机组的脱硫项目是福建龙净环保股份有

限公司承担的“十一五”的 863 重大科技攻关项目《600MW 机组干法脱硫除尘一体化工艺及装置研制》的依托工程，已于 2008 年 12 月通过 168 小时的连续运行考核，采用就近采购的石灰作为吸收剂，脱硫后的二氧化硫排放浓度为 $165 \sim 196 \text{ mg/m}^3$ ，脱硫效率为 $90.1\% \sim 91.4\%$ ，烟尘排放浓度为 $27 \sim 49 \text{ mg/m}^3$ 。2009 年 11 月，由西安热工研究院有限公司对脱硫装置进行了性能验收试验，试验结果表明：当处理烟气量在 $224\text{--}230 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ ，原烟气二氧化硫浓度在 $2434\text{--}2741 \text{ mg/m}^3$ ，钙硫比为 1.21–1.22 时，净烟气二氧化硫浓度为 $133.5\text{--}190.7 \text{ mg/m}^3$ ，脱硫效率为 $93.04\% \text{--}94.52\%$ ，烟尘排放浓度小于 10 mg/m^3 ，目前该脱硫工程已移交生产运行。

综上所述，在修订后的技术政策的 5.3.2 条规定：循环流化床干法烟气脱硫技术适宜于燃用含硫量小于 2% 的煤种及 600MW 及以下燃煤发电锅炉建设烟气脱硫设施时选用。

7 燃煤工业锅炉和民用生活炉具修改条文的说明

(1) 中国是当今世界燃煤工业锅炉生产和使用最多的国家，到 2008 年底的统计分析，在用承压工业锅炉 56.9 万台，其中：蒸汽锅炉 35 万台，占 61.5%；热水锅炉(含导热油锅炉)21.9 万台，占 38.5%；在用承压工业锅炉总产热量为 294.5 万吨/时，其中：蒸汽锅炉 195.6 万吨/时；热水锅炉(含导热油锅炉)98.9 万吨/时。

历年来承压工业锅炉的变化情况见图 7-1 和图 7-2。

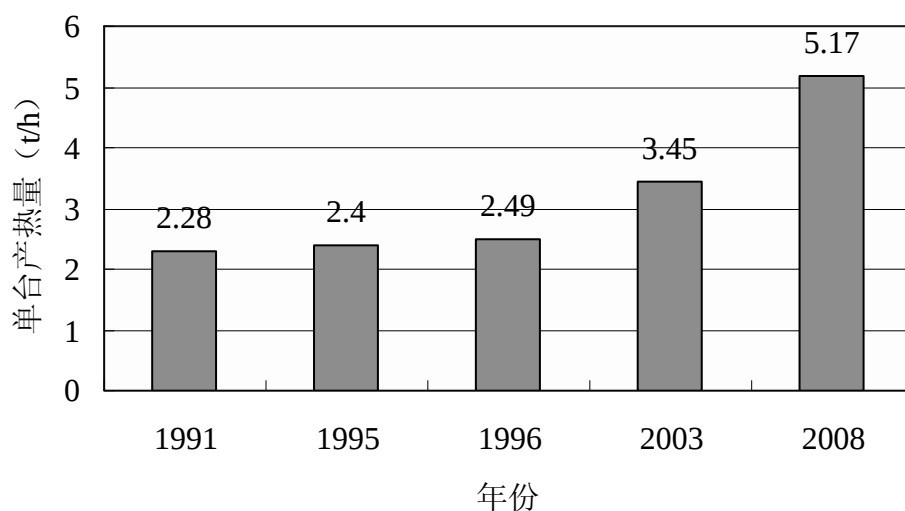


图 7—1 典型年份工业锅炉单台平均产热量

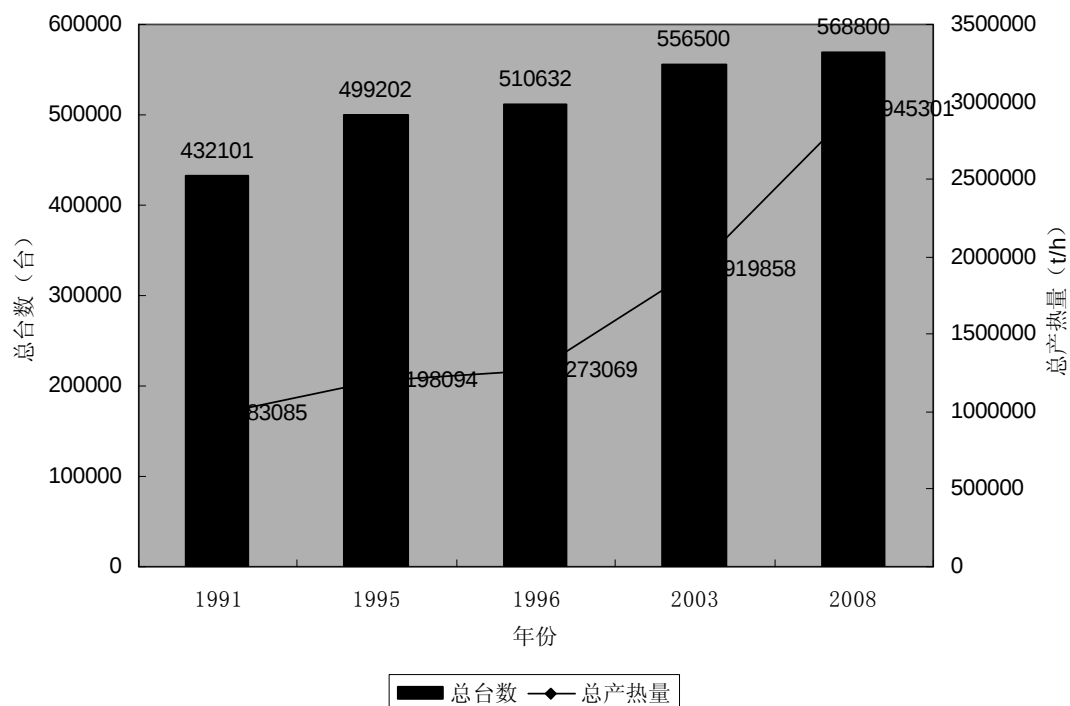


图 7—2 典型年份工业锅炉保有量与产热量

(2) 我国工业锅炉的燃料结构以燃煤为主，基本上是燃用未经洗选加工的原煤。据测算，在这些承压锅炉中，85%是燃用煤炭，约为 48.3 万台，总产热量为 250.35 万吨/时，年耗原煤量约为 63897

万吨，占 2008 年全国煤炭消费量的 23.5%，年排放二氧化硫 519.1 万吨，占全国 2008 年二氧化硫排放量的 22.2%。按其产热量分类的耗煤量和二氧化硫排放量见表 7-1。

表 7-1 按锅炉容量分的耗煤量及二氧化硫排放量表

容量（蒸吨/时）	<10（7MW）		≥10（7MW）	
	蒸汽锅炉	热水锅炉	蒸汽锅炉	热水锅炉
耗煤量 （万吨/年）	27985	8429	18545	8937
	36414		27482	
	63896			
二氧化硫排放量 （万吨/年）	431.2		87.9	
	519.1			

（3）据报道和测算，2008 年全国民用生活炉具用煤为 1.13 亿吨，占全国煤炭消费总量的 4.1%。年排放 SO₂ 145 万吨，占全国燃煤二氧化硫排放量的 6.6%。由于这类燃煤设备数量巨大，又无污染治理设施，是造成城镇大气环境污染的主要污染源之一。

（4）对小型燃煤工业锅炉和民用生活炉具排放的二氧化硫污染防治，在大中城市和部分乡镇大多采用以燃气、燃油、电以及燃用含硫量较低的燃煤或固硫型煤来替代含硫量较高、二氧化硫污染严重的原煤。以北京市为例，据 2006 年的统计，全市共有各类承压锅炉 18957 台，总产热量为 90768 吨/时，和成千上万台民用生活炉具。在推广燃用含硫量小于 0.5%原煤的同时，对城区的民用炊事灶、公福灶、茶浴炉等基本上采用燃气、电或燃油替代燃煤。对城区内小于 10 吨/时燃煤工业锅炉，采用燃气燃油替代。其中改用燃气的有

7853 台，总产热量为 42550 吨/时，分别占全市工业锅炉总台数和总容量的 41.4%和 46.9%。改用燃油的有 1611 台，产热量为 8267 吨/时，分别占全市工业锅炉总台数和总产热量的 8.5%和 9.1%。另外，对郊区（县）的常压热水采暖锅炉推行生物质成型燃料或生物质型煤也取得一定成效。据调查，北京市已建成生物质成型燃料加工厂 19 个，总产量超过 6 万吨。北京盛昌绿能科技有限公司开发的生物质成型燃料生产线及配套的专用炊事炉具和锅炉已经在北京、河北、湖北、宁夏、黑龙江、西藏等地推广使用，经有关部门测定，二氧化硫排放浓度可小于 $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。广西省环保局和广东省有关部门于 2009 年也已分别批准建设年产 10 万吨生物质成型燃料的加工厂。

（5）生物质成型燃料是指利用秸秆、锯末、稻壳等农村废弃物作为原材料，通过专用设备经粉碎、烘干、混合、挤压等工序制成颗粒状的一种低污染燃料，有关研究表明：生物质燃料和化石燃料相比存在明显差异，见表 7-2。

表 7-2 典型生物质燃料和化石燃料的组分分析

燃料种类	工业成分分析%				元素成分分析%					低位热值 Q_{dw}^y (KJ/Kg)
	W^f	A^f	V^f	C_{gd}^f	H^f	C^f	S^f	N^f	$K_2O^f/(O_2)$	
豆 秸	5.10	3.13	74.65	17.12	5.81	44.75	0.11	0.85	16.33	16160
稻 草	4.97	13.86	65.11	16.06	5.06	38.32	0.11	0.63	11.28	13980
玉米秸	4.87	5.93	71.45	17.75	5.45	42.17	0.12	0.74	13.80	15550
麦 秸	4.39	8.90	67.36	19.35	5.31	41.28	0.18	0.65	20.40	15370
烟 煤	8.30	20.64	21.05	50.01	3.20	61.33	0.49	0.85	(5.19)	23375
无烟煤	6.00	16.80	8.00	67.2	3.10	67.70	0.70	1.00	(4.70)	20970

从表 7-2 可以看出：生物质燃料的挥发物含量高于原煤、挥发物着火温度低、一般在 250-350℃ 温度时，挥发物就会大量析出并开始剧烈燃烧，若此时空气量供应不足，将会增大化学不完全热损失；生物质燃料的含硫量明显低于煤炭的含硫量，燃烧后其排放的二氧化硫浓度很低，可不再配置二氧化硫治理装置；另据调查，生物质燃料挥发物析出燃烬后，受到灰烬包裹，固定碳燃烧速度缓慢，为了使其燃尽，采用往复炉排燃烧方式，取得较好的效果；并由于生物质燃料燃烧时所释放的二氧化碳，大体相当于其生长时所吸收的二氧化碳量，有助于缓解温室效应，而受到有关部门和单位的广泛重视。环境保护部办公厅曾以环办函[2009]797 号文《关于生物质成型燃料有关问题的复函》中认为：采用农林废弃物（秸秆、稻壳、木屑、树枝等）为原料通过专用设备在特定工艺条件下加工制成的棒状、块状或颗粒物等生物质成型燃料，可有效改善农林废弃物的燃烧性能，其硫、氮和灰分含量较低，在配套的专用燃烧设备上应用，可实现清洁、高效燃烧，产生的二氧化硫、氮氧化物和烟尘较少，不属于高污染燃料。在城市的燃气供应不能满足需求时，生物质成型燃料可作为一种替代燃料。广州迪森新能源集团开发的燃用生物质成型燃料的 6t/h 蒸汽锅炉，锅炉尾部配用布袋除尘，无脱硫、脱硝设施。经广州市环境监测中心站测定，烟尘排放浓度小于 20mg/Nm³，并对燃用生物质成型燃料（BMF）与燃用其它燃料的成本费用进行了比较，见表 7-3。

表 7—3 BMF 与其它燃料的成本比较

项 目	BMF	重油	天然气	柴油
热值 (kcal/kg, kcal/m ³)	4100	9600	8500	10200
含硫量 (%)	0.03~0.06	1~3	0.01~0.02	0.06~0.08
单价 (元/kg, 元/m ³)	1.15	4	4.25	6
锅炉热效率 (%)	86	90	90	90
吨蒸汽燃料耗量 (kg, m ³)	172	69	78	65
吨蒸汽燃料费用 (元)	198	276	331	390
BMF 与其它燃料成本对比 (%)	—	28	40	49

我国是农业大国，大部分地区盛产粮食作物，秸秆的年产量达到 6 亿多吨，主要品种及数量见表 7—4 所示，我国不同地区秸秆年产量和可利用量见表 7—5。

表 7—4 我国不同农作物及秸秆的产量

农作物名称	谷物年产量/亿吨	秸秆年产量/亿吨	折标煤量/亿吨
稻 谷	1.8523	1.1540	0.4951
小 麦	1.0221	1.3962	0.6981
玉 米	1.3961	2.2398	1.1849
其他杂粮	0.1669	0.1669	0.0835
豆 类	0.1788	0.2681	0.1456
薯 类	0.3262	0.1631	0.0793
油料作物	0.2250	0.4501	0.2381
棉 花	0.0477	0.1430	0.0777
甘 蔗	0.6542	0.0654	0.0288
合 计	—	6.46	3.03

表 7—5 我国不同地区秸秆年产量和可利用量分布

地 区	秸秆年产量/ 秸秆年剩余量	地 区	秸秆年产量/ 秸秆年剩余量	地 区	秸秆年产量/ 秸秆年剩余量
北 京*	429/251.8	上 海*	179/105.1	天 津*	302/177.3
广 东*	1405/824.7	山 东	7191/1510	福 建	6643/1395
河 南	5650/1186.5	吉 林	3371/707.9	黑龙江	3824/803
四 川	4464/937.4	河 北	4413/926.7	江 苏	3549/745.3
湖 北	3202/672.4	安 徽	2924/614	湖 南	2074/435.5
内 蒙 古	1698/356.6	广 西	1525/320.3	云 南	1486/312.1
新 疆	1463/307.2	山 西	1338/281	陕 西	1334/280.1
江 西	1304/273.8	浙 江	1134/238.1	贵 州	1123/235.8
甘 肃	754/158.3	辽 宁	550/115.5	海 南	176/37
宁 夏	268/0	青 海	205/0	西 藏	50/0

*以 58.7%来计算秸秆的剩余量，其余地区按 21%计算秸秆的剩余量。

从上述数据可以看出，我国秸秆产量巨大，折算成标煤约为 3 亿吨，除部分已用作畜牧饲料、还田肥料、工业原料和传统的生物燃料外，剩余量还达到 1.16 亿吨，折算成标煤 1.09 亿吨，尚未被利用，尤其在收获季节大量秸秆露天焚烧、不但污染环境又浪费能源。究其原因，除宣传力度不够，秸秆收集渠道不畅外，缺少政策引导也是其重要原因之一。

(7) 据调查，20t/h (14MW) 及以上燃煤工业锅炉普遍采用了除尘器串联烟气脱硫装置的工艺，其采用的脱硫工艺有钙法、镁法脱等。例如，北京大龙供热中心近三年新建了 15 台 45.5MW 的燃煤热水采暖锅炉已全部配用袋式除尘器后串联镁法脱硫装置。脱硫除尘系统自投运运行稳定，除尘效率在 99.5% 以上，烟尘浓度可控制

在 $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以内；脱硫效率在 95 % 以上，二氧化硫浓度可控制在 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以内；氮氧化物浓度可控制在 $300\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，达到了北京市工业锅炉污染物排放标准的要求。又例如，常州广达热电有限公司有 3 台 75 蒸吨/小时燃煤流化床锅炉，其采用的工艺为静电除尘串联亚硫酸镁清液脱硫技术。亚硫酸镁清液法烟气脱硫工艺根据氧化镁再生反应的特性，通过外部再生诱导结晶工艺，生成了高 pH、高吸收剂含量的亚硫酸镁吸收清液，并采用与循环吸收清液特性相适应的低液气比的高效雾化喷淋吸收技术来进行脱硫吸收，从而达到高吸收效率、低投资、低运行成本的目的。目前工程已经稳定运行两年，在液气比 1.2 时，脱硫效率可稳定的 90 % 以上。

除了传统的除尘串联钙法、镁法脱硫工艺外，一些地区的燃煤工业锅炉因地制宜的采用除尘串联碱性废物的“以废治废”脱硫工艺，取得了较好的效果，如利用锅炉自身排放的碱性物质、化工厂排放的废电石渣、印染厂排放的印染废水在部分企业得到推广应用。如浙江航民集团公司是印染行业的大型企业，每天排放的印染废水达 6~8 万吨，其中的主要成份是氢氧化钠。该集团下属的热电厂共有 7 台 75 吨/时循环流化床锅炉和 7 台 35 吨/时链条炉排锅炉，采用前级三电场电除尘器除尘后，烟气进入脱硫装置，在液气比小于 1 时，二氧化硫去除率稳定在 90% 以上，排放浓度小于 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟尘浓度小于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。浙江嘉兴热电厂 35 吨/时锅炉利用废电石渣、北京市科丰供热厂 35 吨/时锅炉利用锅炉排污水和灰渣中淬出碱性金属氧化物，并添加部分钙基脱硫剂后，也取得较好地脱硫效果。

综上所述，在本次修订的第 4.1 条及其它相应条款对小型燃煤设施限制燃用原煤，提倡使用清洁能源的同时，增加了生物质成型燃料的内容；在第 5.3.5 条中提出，对新建或已建且投运时不足 10 年的 20t/h（14MW）及以上燃煤工业锅炉应采用先除尘后脱硫工艺。

8 燃煤工业炉窑修改条文的说明

（1）燃煤工业炉窑数量大、品种多、燃煤工艺有所不同，据到 2008 年煤炭消费的测算，燃煤工业炉窑生产工艺中全年的煤耗量约为 5.2 亿吨，排放二氧化硫 488 万吨，分别占全国燃煤消耗量和燃煤二氧化硫排放量的 19.1%和 22.1%。

（2）对燃煤工业炉窑的二氧化硫治理尚处于起步阶段，且实施难度大。在 1996 年颁布的《工业炉窑和炼焦炉大气污染物排放标准》中，虽然对有色金属冶炼、钢铁烧结冶炼和其他燃煤炉窑以及炼焦炉提出了相应的二氧化硫排放限值，但总体上看标准限值是比较宽松的。2004 年颁布的《水泥工业大气污染物排放标准》中对水泥炉窑及窑磨一体机提出的二氧化硫排放限值为 $400\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。近期在修订钢铁行业污染物排放标准时，对新建和现有的炼铁热风炉的二氧化硫排放限值分别为 $150\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 和 $250\text{ mg}/\text{Nm}^3$ ；对新建和现有烧结机的二氧化硫排放限值分别为 $100\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 和 $600\text{ mg}/\text{Nm}^3$ ；对新建和现有轧钢加热炉的二氧化硫排放限值分别为 $150\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 和 $250\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 。总的来说，对燃煤工业炉窑排放的二氧化硫污染的控制，由于种种原因贯彻实施并不理想。

（3）钢铁行业是控制燃煤工业炉窑二氧化硫污染的先行者。钢

铁行业排放的二氧化硫主要来源于烧结机，其排放的二氧化硫量占钢铁企业排放总量的 70%以上（不含燃煤自备电厂产生的二氧化硫量）。据报导，2008 年全国重点统计的钢铁企业二氧化硫排放量约 110 万吨，其中烧结二氧化硫排放量约 80 万吨。

由于烧结排放的烟气量、二氧化硫浓度、含水份大、波动也大，成份复杂，增加了二氧化硫的治理难度，且对烧结烟气二氧化硫的控制，主要是通过安装脱硫设施来完成。截止到 2009 年 5 月底，我国已在 40 台烧结机上建成烧结烟气脱硫装置 35 套，配用烧结机面积 6312m²，占我国烧结机总面积的 11.7%。采用的脱硫技术主要有烟气循环流化床法、氨－硫铵法、密相干塔法、石灰石－石膏法等，部分已投运的脱硫项目，见表 8－1。

表 8－1 国内现有钢铁企业烧结烟气脱硫项目

钢铁企业	烧结机规模	技术类型	脱硫效率(%)	投运时间
宝钢 (梅山钢厂)	180m ²	石灰石－石膏法	≥90%	2008 年 3 月
柳 钢	2×83m ²	氨法（湿法）	90%~95%	2007 年 2 月
三 钢	180m ²	循环流化床	≥90%	2007 年 10 月
济 钢	120m ²	循环流化床	≥60%	2007 年 5 月
攀成钢	102m ²	氨法（湿法）	≥90%	2009 年 3 月
梅钢 4#烧结机	495m ²	循环流化床	≥95%	2009 年 7 月
杭 钢	150m ²	氨法（湿法）	≥90%	2009 年 3 月
宝 钢	400m ²	循环流化床	≥90%	2009 年 6 月

其中：梅钢 495m² 烧结机干法脱硫项目是我国目前最大规模的烧结机全烟气脱硫项目。烧结烟气经电除尘器后，分别由 1#和 2#抽风机引出，汇合进入烟气循环流化床反应器，加入消石灰作为吸收剂，利用反应器内激烈湍动的高密度颗粒床层，脱硫烟气中的二氧化硫，脱硫后的烟气经袋式除尘器除尘净化后，由烟囱排出。其工艺流程见图 8－1。“168” 试运考核数据见表 8－2。

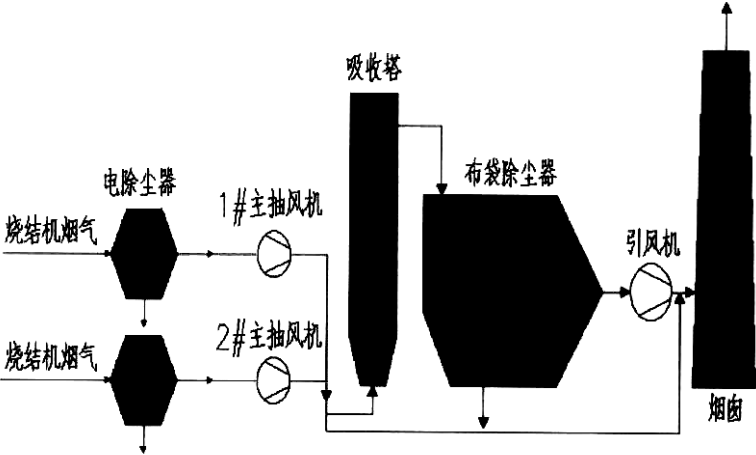


图 8－1 工艺流程图

表 8－2 梅钢 495m² 烧结脱硫系统“168”试运数据

序号	参 数	单 位	数 据
1	脱硫方式		全烟气脱硫
2	脱硫装置处理烟气量	m ³ /h（工况） Nm ³ /h（干标）	2400000 1330000
3	机头除尘器形式		电除尘器
4	入口烟气温度	℃	平均 120
5	入口烟气 SO ₂ 浓度	mg/Nm ³ （干态）	800~2000
6	出口 SO ₂ 浓度	mg/Nm ³ （干态）	小于 100
7	脱硫效率	%	大于≥90%，最高为 98.8%
8	出口含尘浓度	mg/Nm ³ （干态）	≤20

工信部为了贯彻《钢铁产业调整和振兴规划》(国发[2009]6号),推动钢铁行业开展烟气脱硫,编制了“钢铁行业烧结烟气脱硫实施方案”,要求到2011年底前在现有8.2万吨脱硫能力的基础上,增加20万吨脱硫能力,方案中规定了分布实施的目标,并提出了相应的保障措施。方案的实施,不但有利于引导对其它燃煤工业炉窑二氧化硫防治工作的开展,也为“十二五”二氧化硫减排目标的完成提供了有力保证。

综上所述,并考虑到当前燃煤工业炉窑二氧化硫污染防治的实际情况,并借鉴燃煤发电锅炉已有成熟的脱硫技术,在本技术政策第5.3.1条至5.3.3条中分别对500m²及以下烧结机在建设烟气脱硫设施提出了宜选用湿式石灰石-石膏法、循环流化床干法和氨-硫铵法等烟气脱硫技术,对除烧结机以外的其它燃煤工业炉窑,烟气脱硫设施建设,只提出参照第5.3.1条至5.3.3条和第5.3.5条的适用条件,因地制宜选用的规定。

9 编制单位

本技术政策项目承担协调单位为环保部环境标准研究所,起草单位为北京市劳动保护科学研究所。

10 参考文献

[1] 国家能源局综合司,煤炭工业洁净煤工程技术研究中心等.能源数据(2009).北京:2009.4

[2] 北京市科委等.北京市农林生物质资源调查研究报告.北京:2008

[3] 俞才华. 秸秆资源化利用技术分析. 能源研究与信息. 广州: 2008, 24 (2): 86 ~ 90

[4] 广州迪森新能源集团. 《中华人民共和国环境保护部办公厅 - 关于生物质成型燃料有关问题的复函》所要求的资质、认证和标准的资料汇编. 广州: 2009

[5] 张明, 袁益超等. 生物质直接燃烧技术的发展研究. 能源研究与信息. 上海: 2005, 21 (1): 15 ~ 19

[6] 中国环保产业协会, 北京市劳动保护科学研究所. 燃煤工业锅炉氮氧化物等多种污染物协同控制技术方案调研报告. 北京: 2010 年 7 月

[7] 上海工业锅炉研究所. 燃煤工业锅炉行业发展研究报告. 上海: 2010 年 1 月

[8] 中国环境保护产业协会, 江苏新世纪江南环保有限公司等. 《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法 (征求意见稿)》编制说明. 北京: 2009 年 10 月

[9] 国家环保总局科技标准司. 燃煤锅炉烟气除尘脱硫设施运行与管理. 北京: 北京出版社, 2007 年 4 月

[10] 邢奕, 宋存义等. 我国钢铁企业烧结烟气脱硫技术综述. 北京: 2009 年 12 月

[11] 工业和信息化部. 钢铁行业烧结烟气脱硫实施方案. 北京: 2009 年 7 月

[12] 福建龙净脱硫脱硝工程有限公司. 烟气循环流化床 (半)

干法脱硫工艺在中国的应用现状. 福建: 2010 年 1 月

[13] 北京龙源环保工程有限公司. 我国海水脱硫工程清单. 北京: 2010 年 1 月

[14] 天津市环境科学研究院. 锅炉大气污染物排放标准 (征求意见稿) 编制说明. 天津: 2009 年 10 月

[15] 孙克勤. 电厂烟气脱离设备及运行. 北京: 中国电力出版社, 2007 年 4 月

[16] 中国电力企业联合会. 电力行业年度发展报告 (2008). 北京: 2009 年 5 月

[17] 杨东, 陈玉乐. 烟气海水脱硫排水水质对海洋环境的影响分析. 中国电机工程学会 清洁高效燃煤发电技术协作网 2008 年论文集. 北京: 2008 年 10 月

[18] 程常杰, 莫建松, 刘越等. 钢铁行业烧结机烟气脱硫技术现状及应用. 中国环境科学学会第十二届全国大气环境学术会议论文集. 丹东: 2005 年 10 月

[19] 张佑全. 中小型工业锅炉的烟气脱硫技术述评. 工业锅炉. 上海: 2000, 3

[20] 匡江红, 赵爱华. 工业锅炉二氧化硫污染控制现状与对策. 上海工程技术大学学报. 上海: 2004, 18 (2)

[21] 周建宏, 甘艳, 普煜等. 燃煤锅炉氨法烟气脱硫. 环境工程. 北京: 2005, 23 (3)