

附件 3

# 《火电厂污染防治技术政策（征求意见稿）》

编制说明

二〇一六年九月

项目名称：火电厂污染防治技术政策

项目编码：2110109

承担单位：北京市劳动保护科学研究所、浙江大学、中国电力企业联合会、国电环境保护研究院、北京国电龙源环保工程有限公司

主要完成人：岳涛 张斌 高翔 朱法华 潘荔 庄烨 庄德安 魏志勇 户文成 郑成航 王圣 张晶杰 朱晨 左朋莱 李磊 李辉 王晨龙 张涌新 翁卫国 刘志强 石丽娜 孙雪丽 周志颖 高佳佳 王堃 张晓曦 佟莉 齐书芳

项目管理负责单位及负责人：中国环境科学研究院 许春莲

环保部科技司项目管理人：王泽林 李磊

# 目 录

1 项目背景.....	1
1.1 任务由来.....	1
1.2 项目承担单位.....	1
1.3 主要编制过程.....	1
2 火电厂概况及发展趋势.....	2
2.1 火电行业发展现状.....	2
2.2 火电行业发展趋势.....	4
3 技术政策编制的必要性.....	4
3.1 国家及环保主管部门的相关要求.....	4
3.2 火电行业健康发展的需要.....	5
4 国内外相关污染防治技术政策.....	6
4.1 国外主要国家与地区相关标准研究.....	6
4.2 国内相关技术政策、标准、指南研究.....	8
5 火电厂污染物排放情况及污染防治技术分析.....	11
5.1 火电厂的主要工艺及产污分析.....	11
5.2 污染物排放现状.....	19
5.3 污染防治技术现状.....	22
6 技术政策制定的基本原则、方法和技术路线.....	35
6.1 基本原则.....	35
6.2 方法.....	35
6.3 技术路线.....	36
7 技术政策条文说明.....	37
7.1 总则条文说明.....	37
7.2 源头控制条文说明.....	37
7.3 大气污染防治条文说明.....	37
7.4 水污染防治.....	59
7.5 固体废物污染防治.....	60

7.6 噪声污染防治 .....	62
7.7 二次污染防治 .....	62
7.8 新技术开发 .....	63

# 1 项目背景

## 1.1 任务由来

为推动环境保护事业发展，2015 年，环境保护部在《关于开展 2015 年度国家环境技术管理项目工作的通知》（环办函〔2015〕295 号）中下达了《火电厂污染防治技术政策》的编制任务，项目统一编号 2110109。

## 1.2 项目承担单位

承担单位有北京市劳动保护科学研究所、浙江大学、中国电力企业联合会、国电环境保护研究院、北京国电龙源环保工程有限公司。

## 1.3 主要编制过程

### 1.3.1 启动会

2015 年 9 月 18 日，北京市劳动保护科学研究所组织召开了《火电厂污染防治技术政策》编制工作启动会，项目组主要成员参加了会议。会议就《技术政策》编制实施方案进行了讨论，明确了工作任务、分工和时间进度。由于编制工作需要，增加了福建龙净环保股份有限公司及浙江菲达环保科技股份有限公司作为课题的协作单位。

### 1.3.2 调研

2015 年 11 月 12 日，环境保护部下发了《关于开展火电厂污染防治状况调研的函》，项目编制组主要成员于 2015 年 11 月至 2016 年 2 月对 100 家火电厂的污染防治状况进行了书面调研。本次调研共发放调研表 100 份，回收有效调研表 80 份，涉及 80 家电厂，共计 287 台燃煤机组，总容量 116,721MW，占 2015 年全国 6000 千瓦及以上火电机组的 13.01%，单机组容量以 300MW（51.6%）和 600MW 机组居多（31.4%）。编制组在调研的基础上对火电厂废气、废水、噪声、固体废物污染防治状况进行了分析总结，确定需要重点说明的污染防治技术，完善《火电厂污染防治技术政策》和编制说明初稿。

### 1.3.3 开题会

2016 年 5 月 4 日，环境保护部科技标准司组织召开了《火电厂污染防治技术政策》开题论证会，编制组主要研究人员及专家参加了本次论证会。论证专家组一致通过技术政策开题报告，建议在文本中应突出超低排放，兼顾达标排放；

加强超低排放共性关键工艺及技术专题调研，为技术政策编制提供依据。

### 1.3.4 研讨会

2016年7月7日，环境保护部科技标准司组织召开了《火电厂污染防治技术政策》（初稿）研讨会，编制组主要研究人员及专家参加了本次论证会。论证专家组一致认为技术政策初稿符合火电行业技术发展要求，建议加强超低排放技术专题调研，在文本中完善超低排放、达标排放烟气脱硫技术的技术路线选择。经修改后，形成《火电厂污染防治技术政策》征求意见稿。

## 2 火电厂概况及发展趋势

### 2.1 火电行业发展现状

截至2014年年底，全国全口径发电装机容量137018万千瓦，比上年增长8.95%。其中火电92363万千瓦，比上年增长6.15%；但是较水电（增长8.71%）、核电（增长36.97%）、风力发电（增长26.20%）和太阳能发电（增长56.50%）等新能源发电的增长率来看，火电的增长率最低。2014年年底全国全口径发电装机容量结构情况见图2-1。

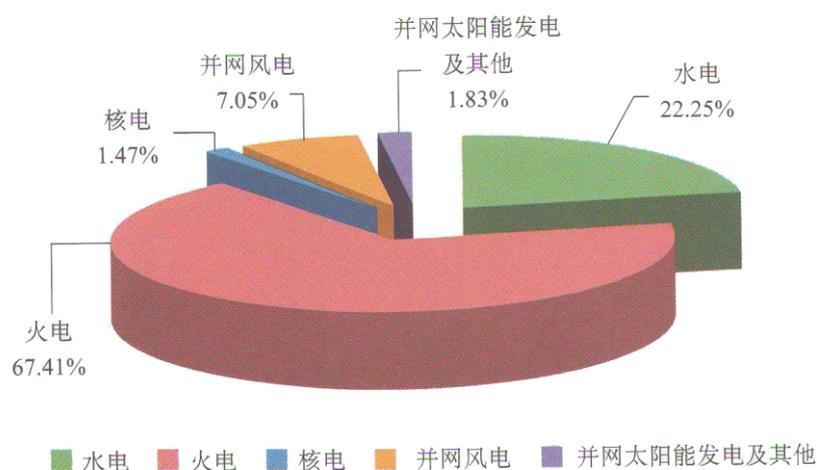


图 2-1 2014 年年底全国全口径发电装机容量结构情况

2010~2014 年近 5 年全国火电装机容量累计增长 30.15%；年均增长 6.03%，年均净增容量 4279 万千瓦。截至 2014 年年底，纳入行业 6000 千瓦及以上机组统计调查范围的火电机组容量为 89723 万千瓦，占全国 6000 千瓦及以上火电机组容量的 97.67%。调查范围内火电机组平均单机容量 12.53 万千瓦。在调查范围内的火电机组中，60 万千瓦及以上火电机组容量所占比重达到 41.58%，比上年

提高 0.44 个百分点，比 2005 年提高 29.9 个百分点，反映大容量、高参数的火电机组自“十一五”以来得到迅速发展。2014 年年底全国统计调查范围内火电机组容量等级结构见表 2-1。

表 2-1 2014 年年底全国统计调查范围内火电机组容量等级结构

指标分类		计算单位	总容量	占统计调查范围内火电容量比例 (%)
6000 千瓦及以上机组		台	7162	100
		万千瓦	89723	
其中	60 万千瓦及以上机组	台	553	41.58
		万千瓦	37305	
	30 万~60 万千瓦机组 (不包含 60 万千瓦)	台	983	35.75
		万千瓦	32080	
	20 万~30 万千瓦机组 (不包含 30 万千瓦)	台	260	6.21
		万千瓦	5568	
	10 万~20 万千瓦机组 (不包含 20 万千瓦)	台	463	7.08
		万千瓦	6348	
不足 10 万千瓦机组	台	4903	9.39	
	万千瓦	8422		

我国各省电力结构不均衡，火电机组主要分布在华东地区的江苏省、浙江省、山东省、安徽省和上海市，华北的内蒙古、山西省和河北省，华南地区的广东省和华中地区的河南省、湖北省。青海、海南和西藏火电机组容量相对较少。截至 2014 年底，全国有 7 个省份的火电装机容量超过 5000 万千瓦，装机容量排名前三位的是江苏省 7727 万千瓦、山东省 7203 万千瓦、广东省 6963 万千瓦。

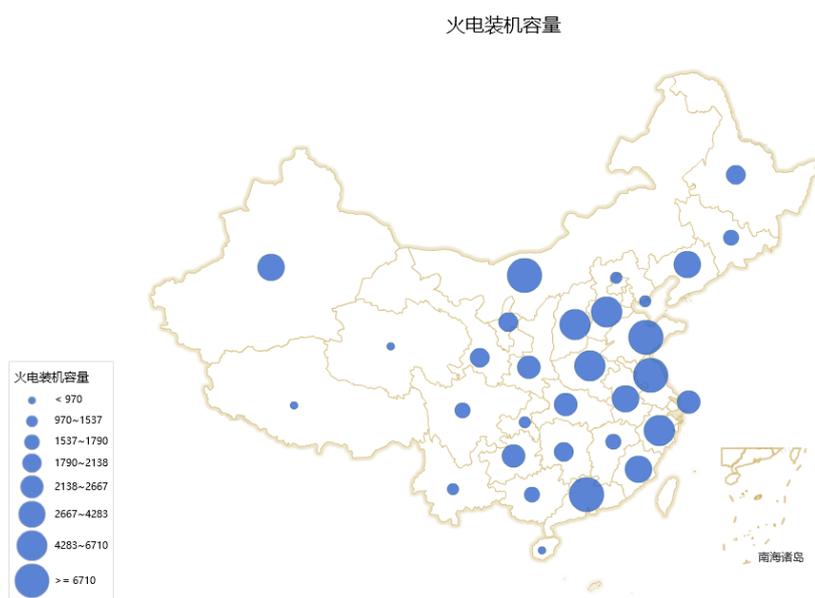


图 2-2 全国火电机组容量分布

## 2.2 火电行业发展趋势

截至 2014 年底，火电机组平均单机容量 12.51 万千瓦，60 万千瓦及以上火电机组容量所占比重达到 41.54%，大容量、高参数的火电机组比重进一步提高。

为有效控制火电厂大气污染物排放，我国采取了发展清洁发电技术，降低发电煤耗，淘汰落后产能，强化节能减排，关停小火电机组，推进电力工业结构调整等一系列重要措施，并取得了显著成效。但我国人均装机容量却远低于发达国家平均水平，我国的能源结构决定了在今后相当长的时间内火电机组装机容量还将不断增长。

## 3 技术政策编制的必要性

### 3.1 国家及环保主管部门的相关要求

随着我国工业化和城市化进程的加快，空气污染问题日益突出，持续发生的大面积雾霾事件，引起了全社会对环境空气质量的关注。导致雾霾的主要原因是燃煤、机动车尾气排放和工业污染排放，而其中燃煤量巨大成为多数城市大气污染的主要原因。2014 年，中国电力行业耗煤量约占全国煤炭总消耗量的一半。因此，控制燃煤电厂的大气污染物排放就成了重中之重。从 2011 年环保部颁布的“史上最严格的”《火电厂大气污染物排放标准(GB13223-2011)》到 2013 年环保部颁布的《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》，国家针对燃煤电厂采取了严格的大气环境管理措施，严格控制大气污染物新增量，倒逼产业结构的升级和企业的技术进步，从而推动大气环境质量不断改善。2013 年 9 月，国务院出台了《大气污染防治行动计划》（大气十条）。为了落实此项计划，2014 年 9 月，国家发改委、环保部、国家能源局联合印发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》（2093 号文），要求“东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值，中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。”2015 年 3 月，两会通过的政府工作报告中要求“加强煤炭清洁高效利用，推动燃煤电厂超低排放改造”。

为贯彻落实 2015 年第 114 次国务院常务会议精神，环境保护部、国家发改委、国家能源局联合发布《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》（环发[2015]164 号），指出：到 2020 年，全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实

现超低排放（即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米）。全国有条件的新建燃煤发电机组达到超低排放水平。加快现役燃煤发电机组超低排放改造步伐，将东部地区原计划 2020 年前完成的超低排放改造任务提前至 2017 年前总体完成；将对东部地区的要求逐步扩展至全国有条件地区，其中，中部地区力争在 2018 年前基本完成，西部地区在 2020 年前完成。

《大气污染防治行动计划》中规定，京津冀、长三角、珠三角等区域除热电联产外，禁止审批新建燃煤发电项目。燃煤发电企业根据自身发展的需要，提出要使燃煤电厂实现超低排放。从超低排放技术试验示范到全面推动超低排放技术，从技术上讲只有两三年时间，而从政策上讲仅有不到一年的时间，随着超低排放工作在部分企业及地区的推进，一些问题已引起政府、行业组织、官员、专家学者及产业界较为广泛的关注，存在不同的观点、认识。

## 3.2 火电行业健康发展的需要

### 3.2.1 火电厂综合性技术政策可系统指导火电企业选择适宜的污染防治技术

火电行业排放到大气中的主要污染物有烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、汞及其化合物，这些污染物经过一系列物理化学变化，形成 PM<sub>2.5</sub>，是造成区域灰霾天气的重要原因之一，这也是使我国京津冀、长江三角洲、珠江三角洲等经济发达地区大气能见度日趋下降，灰霾天数不断增加的重要原因之一。此外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。

火电厂废水主要是外排冷却水，主要污染是热污染，另外还有少量的污水，主要污染物是有机物、金属及其盐类、颗粒物和重金属。这些废水排向河流、湖泊及海洋环境，将会带来水体污染问题。

火电厂灰渣场堆放的底渣、飞灰、脱硫副产品等固体废物，产生的渗滤液有污染地下水水质的风险、产生的粉尘污染周边环境空气。同时，电厂噪声排放可能影响周边群众的生产和生活。

火电行业污染物排放种类多、排放量大，制定一部综合性技术政策，可使火电企业针对自身的情况，选择适宜的污染防治技术，实现火电厂大气、水、噪声、固体废物的达标排放或综合利用。

### 3.2.2 火电厂综合性的技术政策可统筹协调各污染治理设施之间的相互影响

火电厂烟气治理设施为脱硝装置+除尘装置+脱硫装置，在去除 NO<sub>x</sub>、烟尘、SO<sub>2</sub> 的同时，协同脱除汞及其化合物。但是每一种烟气污染物治理装置将会对下游烟气治理装置的治理效果产生影响，易造成一种或几种污染物超标或不能稳定达标的现象。如除尘装置后，烟尘浓度较高时，脱硫效率会下降，脱硫石膏品质差，脱硫石膏不易综合利用等问题。因此，对于火电行业污染物排放种类多样、排放方式各异，需要一个系统性的污染防治技术政策指导污染控制，实现各环节环保工作相互协调的环境管理模式，引领火电行业健康发展。

火电厂废水治理主要方式为废水处理回用或排放。作为水耗量较大的行业，火电厂分类处理各种废水，同时考虑处理后排水的回用，减少废水的直接排放。由于火电厂废水种类多、水质各异、水量不同等特性，各废水排放和回用要求不同，需制定一个系统性的污染防治技术政策指导火电厂废水处理技术的优化组合、废水的循环利用和达标排放。

综上所述，鉴于火电厂污染物对环境的不利影响以及目前火电厂污染物排放控制的严峻形势，本技术政策的制订是非常必要的。

## 4 国内外相关污染防治技术政策

### 4.1 国外主要国家与地区相关标准研究

美国、欧盟、日本等发达国家或地区均颁布了火电厂污染物排放标准，为了进一步加强对火电厂排放大气污染物的控制，做了相应的标准制修订，提出了更为严格的标准限值。

#### 4.1.1 烟尘排放标准

表 4-1 列出了国外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、日本等发达国家和地区新建燃煤电厂的排放限值一般均在 50 mg/m<sup>3</sup> 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 4-1 主要国家和地区新建大型燃煤电厂烟尘排放浓度限值 单位: mg/m<sup>3</sup>

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
美国	10	加拿大	130
日本	50~100	新西兰	125
欧盟	10~20	泰国	40
澳大利亚	100	土耳其	150
朝鲜	50	中国香港	50
菲律宾	160~220	印尼	125
中国台北	29		

#### 4.1.2 SO<sub>2</sub> 排放标准

表 4-2 列出了国外主要国家和地区新建大型燃煤电厂 SO<sub>2</sub> 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/m<sup>3</sup> 以下, 通常只有安装脱硫装置才能达标排放。

表 4-2 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 单位: mg/m<sup>3</sup>

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
美国	113	加拿大	740
日本	200	新西兰	350
欧盟	150~400	瑞士	400
澳大利亚	200	土耳其	1000
朝鲜	770	中国香港	200
菲律宾	760	印尼	750
中国台北	1430		

#### 4.1.3 NO<sub>x</sub> 排放标准

表 4-3 列出了国外主要国家和地区新建大型燃煤电厂 NO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub> 排放限值一般均在 200 mg/m<sup>3</sup> 以下。

表 4-3 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 单位: mg/m<sup>3</sup>

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
美国	181	加拿大	460
日本	200	新西兰	410
欧盟	150~300	泰国	940
澳大利亚	460	中国香港	670
菲律宾	1090	印尼	850
中国台北	720	朝鲜	720

美国、日本等发达国家并未提出燃煤电站达到燃气电站排放标准的概念, 但在日本和美国部分地区的排放限值接近或低于我国燃气机组的排放标准, 其技术路线主要基于现有主流脱硫、脱硝、除尘工艺, 如采用 SCR+高效除尘+高效

WFGD+WESP 的技术方案。如，日本的碧南电厂；美国的 ELM Road 电厂（2×615MW）、Trimble county 电厂（750MW）等。

在日本、欧洲、美国等国家的燃煤电厂在未加装湿式电除尘器亦能达到 10 mg/m<sup>3</sup>、5 mg/m<sup>3</sup> 或者更低的烟尘限值，其主要是从全烟气流程全盘考虑，在设计、安装、建设、运行等阶段通过科学手段加强管理以实现低浓度排放。

## 4.2 国内相关技术政策、标准、指南研究

### 4.2.1 国内相关标准

我国现行有效标准为《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011），其中规定：自 2014 年 7 月 1 日起，现有火力发电锅炉及燃气轮机组执行表 4-4 规定的烟尘、二氧化硫、氮氧化物和烟气黑度排放限值。自 2012 年 1 月 1 日起，新建火力发电锅炉及燃气轮机组执行表 4-4 规定的烟尘、二氧化硫、氮氧化物和烟气黑度排放限值。自 2015 年 1 月 1 日起，燃煤锅炉执行表 4-4 规定的汞及其化合物污染物排放限值。

表 4-4 火力发电锅炉大气污染物排放限值 单位：mg/m<sup>3</sup>

燃料类型	污染物项目	适用条件	限值
燃煤锅炉	烟尘	全部	50
	二氧化硫	新建锅炉	100 200 <sup>(1)</sup>
		现有锅炉	200 400 <sup>(1)</sup>
	氮氧化物（以 NO <sub>2</sub> 计）	全部	100 200 <sup>(2)</sup>
	汞及其化合物	全部	0.03
注：（1）位于广西壮族自治区、重庆市、四川省和贵州省的火力发电锅炉执行该限值 （2）采用 W 型火焰炉膛的火力发电锅炉，现有循环流化床火力发电锅炉，以及 2003 年 12 月 31 日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的火力发电锅炉执行该限值。			

重点地区的火力发电锅炉及燃气轮机组执行表 4-5 规定的大气污染物特别排放限值。执行大气污染物特别排放限值的具体地域范围、实施时间，由国务院环境保护行政主管部门规定。

表 4-5 火力发电锅炉大气污染物特别排放限值 单位: mg/m<sup>3</sup>

燃料类型	污染物项目	适用条件	限值
燃煤锅炉	烟尘	全部	20
	二氧化硫	全部	50
	氮氧化物(以 NO <sub>2</sub> 计)	全部	100
	汞及其化合物	全部	0.03

除了国标以外,一些地方政府也出台了严格的地方锅炉污染物排放标准。其中以北京市标准最为严格。北京市《锅炉大气污染物排放标准》(DB11/139-2015)中提出 2017 年 4 月 1 日起新建的锅炉要达到颗粒物、二氧化硫、氮氧化物在基准氧含量 6% 条件下,排放浓度分别不高于 5 mg/m<sup>3</sup>、10 mg/m<sup>3</sup>、30 mg/m<sup>3</sup>。

#### 4.2.2 法规、政策

2013 年 2 月,环境保护部发布了《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》(公告 2013 年 第 14 号),要求在重点控制区的火电、钢铁、石化、水泥、有色、化工等六大行业以及燃煤锅炉项目执行大气污染物特别排放限值,其中,火电行业的新建项目自 2013 年 4 月 1 日起执行特别排放限值,火电行业现有企业的燃煤机组自 2014 年 7 月 1 日起执行烟尘特别排放限值。

《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》提出:东部地区(辽宁、北京、天津、河北、山东、上海、江苏、浙江、福建、广东、海南等 11 省市)新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值(即在基准氧含量 6% 条件下,烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米),中部地区(黑龙江、吉林、山西、安徽、湖北、湖南、河南、江西等 8 省)新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值,鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。支持同步开展大气污染物联合协同脱除,减少三氧化硫、汞、砷等污染物排放。

2015 年 12 月 11 日,环境保护部、发展改革委、能源局三部委联合发布了《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》,提出了在 2020 年以前,全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放。在《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》的基础上,全面提高了对于超低排放的要求和进展速度。

2016年1月15日，国家能源局、国家发改委、国家环保部召开加快推进全国超低排放和节能改造动员大会，国家发改委副主任、能源局长努尔·白克力，国家环保部部长陈吉宁参加会议，会议明确把对东部地区的要求扩展到全国有条件地区，东部地区的改造任务提前到2017年前完成，中、西部地区也要分别在2018年前、2020年前完成。全国新建机组平均供电煤耗低于300克标煤/千瓦时，有条件的新建机组都将实现超低排放。

2016年政府工作报告提出，加强煤炭清洁高效利用，推进以电代煤、以气代煤。全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造。

#### 4.2.3 技术政策

目前有关火电厂污染防治的技术政策主要包括《火电厂氮氧化物防治技术政策》、《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》。其中《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》正在修订过程中。《火电厂氮氧化物防治技术政策》(环发[2010]10号)已由环保部于2010年发布，其中提出：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。低氮燃烧技术应作为燃煤电厂氮氧化物控制的首选技术。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控制要求时，应建设烟气脱硝设施。

#### 4.2.4 环境保护工程技术规范

为指导火电厂污染物有效的治理，出台了一系列环境保护工程技术规范，包括《火电厂烟气脱硫工程技术规范 海水法》(HJ 2046-2014)、《火电厂除尘工程技术规范》(HJ 2039-2014)、《电除尘工程通用技术规范》(HJ 2028-2013)、《袋式除尘工程通用技术规范》(HJ 2020-2012)、《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》(HJ 2001-2010)、《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性非催化还原法》(HJ 563-2010)、《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》(HJ 562-2010)、《火电厂烟气脱硫工程技术规范 烟气循环流化床法》(HJ/T 178-2005)、《火电厂烟气脱硫工程技术规范 石灰石/石灰—石膏法》(HJ/T 179-2005)。

#### 4.2.5 相关指南

2012年2月，国家环保部发布的《燃煤电厂污染防治最佳可行技术指南》，

针对火电厂生产过程中产生的各种环境问题，为减少污染物排放，从整体上实现高水平环境保护所，给出了采用的与当前技术、经济发展水平和环境管理要求相适应的先进、可行的污染防治工艺和技术。

2014年8月，国家环保部正式发布《关于加强废烟气脱硝催化剂监管工作的通知》和《废烟气脱硝催化剂危险废物经营许可证审查指南》，将废烟气脱硝催化剂(钒钛系)纳入危险废物进行管理，并将其归类为《国家危险废物名录》中“HW49 其他废物”，工业来源为“非特定行业”，废物名称定为“工业烟气选择性催化脱硝过程产生的废烟气脱硝催化剂(钒钛系)”。

## 5 火电厂污染物排放情况及污染防治技术分析

### 5.1 火电厂的主要工艺及产污分析

#### 5.1.1 火电厂生产工艺

燃煤电厂常见生产工艺流程为：原煤运至电厂后，需将原煤碾磨成细粉并经气力输送方式以一定风煤比和温度将煤送进锅炉炉膛，经化学处理后的水在锅炉内被加热成高温高压蒸汽，推动汽轮机高速运转，汽轮机带动发电机旋转发电。燃烧电厂常见工艺流程见图 5-1。

燃煤电站锅炉主要有室燃炉和循环流化床锅炉两种。冷却方式分为水冷和空冷。湿冷又可分为循环冷却（设有冷却塔、冷却池）和直流冷却（全部循环水一次冷却后排入接纳水体）。空冷又可以分为直接空冷和间接空冷。

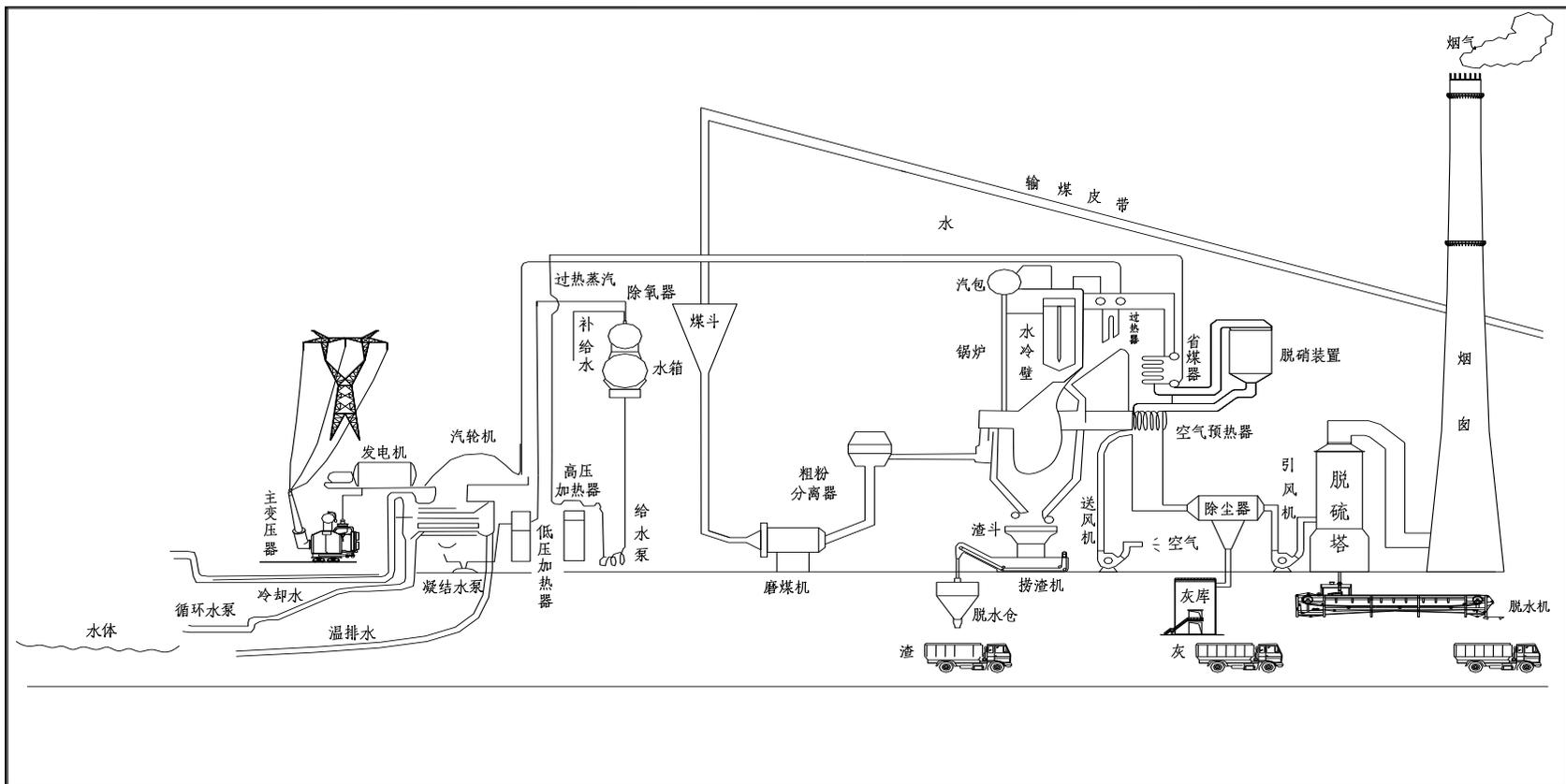


图 5-1 燃煤电厂工艺流程图（直流冷却、煤粉炉、烟气脱硝、除尘和脱硫）

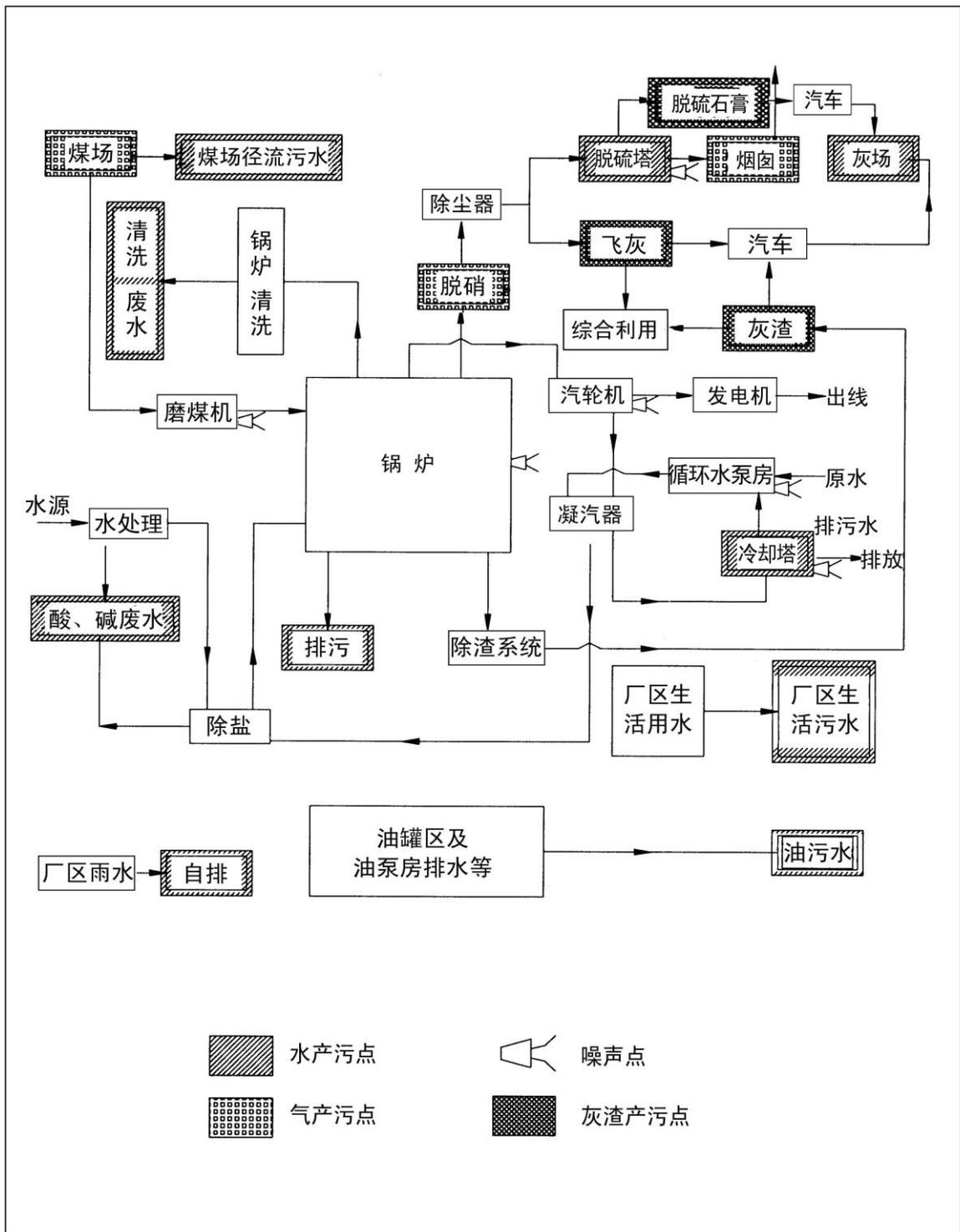


图 5-2 燃煤电厂主要产污环节

### 5.1.2 主要环境问题

火电厂的生产工艺环节中由于化石燃料的燃烧会向大气、水体和土壤中排放各种污染物质,并对生态环境造成一定影响,其中大气污染是最主要的环境问题,以燃煤电厂为例,其主要产污环节见图 5-2。

#### (1) 大气污染物排放

燃煤电厂大气污染物排放来源于锅炉中化石燃料的燃烧,通过烟囱向高空排放,主要污染物是  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}$ 、 $\text{NO}_2$ 、颗粒物等和对气候变化有显著影响的温室气体  $\text{N}_2\text{O}$ 、 $\text{CO}_2$  等。另外还有部分排放量较小的重金属、未燃烧的碳氢化合物、挥发性有机化合物等物质。此外,烟气脱硝系统中的还原剂(液氨/氨气)在运行过程中发生的氨逃逸,也会对大气环境产生不良影响。

##### 1) 硫氧化物

硫氧化物排放主要是由于煤中硫的存在而产生的。硫在煤炭中是以无机硫或有机硫的形式存在的,燃烧过程中绝大多数硫氧化物是以二氧化硫( $\text{SO}_2$ )的形式产生并排放的。此外还有极少部分被氧化为三氧化硫( $\text{SO}_3$ ),三氧化硫被吸附到颗粒物上,因此  $\text{SO}_3$  会增加细粒子  $\text{PM}_{2.5}$  的排放。

##### 2) 氮氧化物

煤炭燃烧过程中排放的氮氧化物( $\text{NO}_x$ )是一氧化氮( $\text{NO}$ )和二氧化氮( $\text{NO}_2$ )的混合物。 $\text{NO}_x$  的形成主要包括热力型  $\text{NO}_x$  和燃料型  $\text{NO}_x$ ,热力型  $\text{NO}_x$  的形成与燃烧温度密切相关,燃料型  $\text{NO}_x$  的形成主要取决于燃料中的含 N 量。我国燃煤电厂煤炭含 N 量多在 2.0% 以下。

##### 3) 颗粒物(烟尘)

烟尘排放与锅炉炉型、煤炭灰分及烟尘控制技术有关。由于燃煤电厂多为煤粉炉,也有部分流化床锅炉,这些锅炉产生的飞灰量较大,因此烟尘排放的初始浓度较高(大多在  $10\text{-}30\text{g}/\text{m}^3$  之间)。电厂采用的四电场/五电场电除尘器、袋式除尘器和电袋复合式除尘器的除尘效率较高,设计除尘效率一般在 99.8% 以上。

##### 4) 重金属

重金属排放是由于煤炭中含有重金属成分,大部分重金属(砷、镉、铬、铜、汞、镍、铅、硒、锌、钒)都以颗粒物的化合物形式(如氧化物)排放。而煤中的重金属含量通常比石油和天然气燃料中高几个数量级。

### 5) 碳氧化物（一氧化碳、二氧化碳）

一氧化碳（CO）是燃烧的中间产物，电厂运行中要尽量减少 CO 的形成，因为 CO 含量的增加会带来热效率的损失和腐蚀风险的增加。

燃煤电厂煤炭燃烧产生的主要碳氧化物是二氧化碳（CO<sub>2</sub>），也是温室气体的主要来源之一。CO<sub>2</sub> 排放与燃料中的含碳量直接相关。

#### （2）水污染物排放

燃煤电厂会向河流、湖泊及海洋环境排放废水（包括冷却水和废水），这些排放可能会带来水污染问题。废水主要是外排冷却水，来源于凝汽器，主要污染是热污染，另外还有少量的污水，来源于含油污水、输煤系统排水、锅炉酸洗废水、酸碱废水、脱硫废水和生活污水等，主要污染物是有机物、金属及其盐类、颗粒物和重金属。燃煤电厂水量平衡见图 5-3。

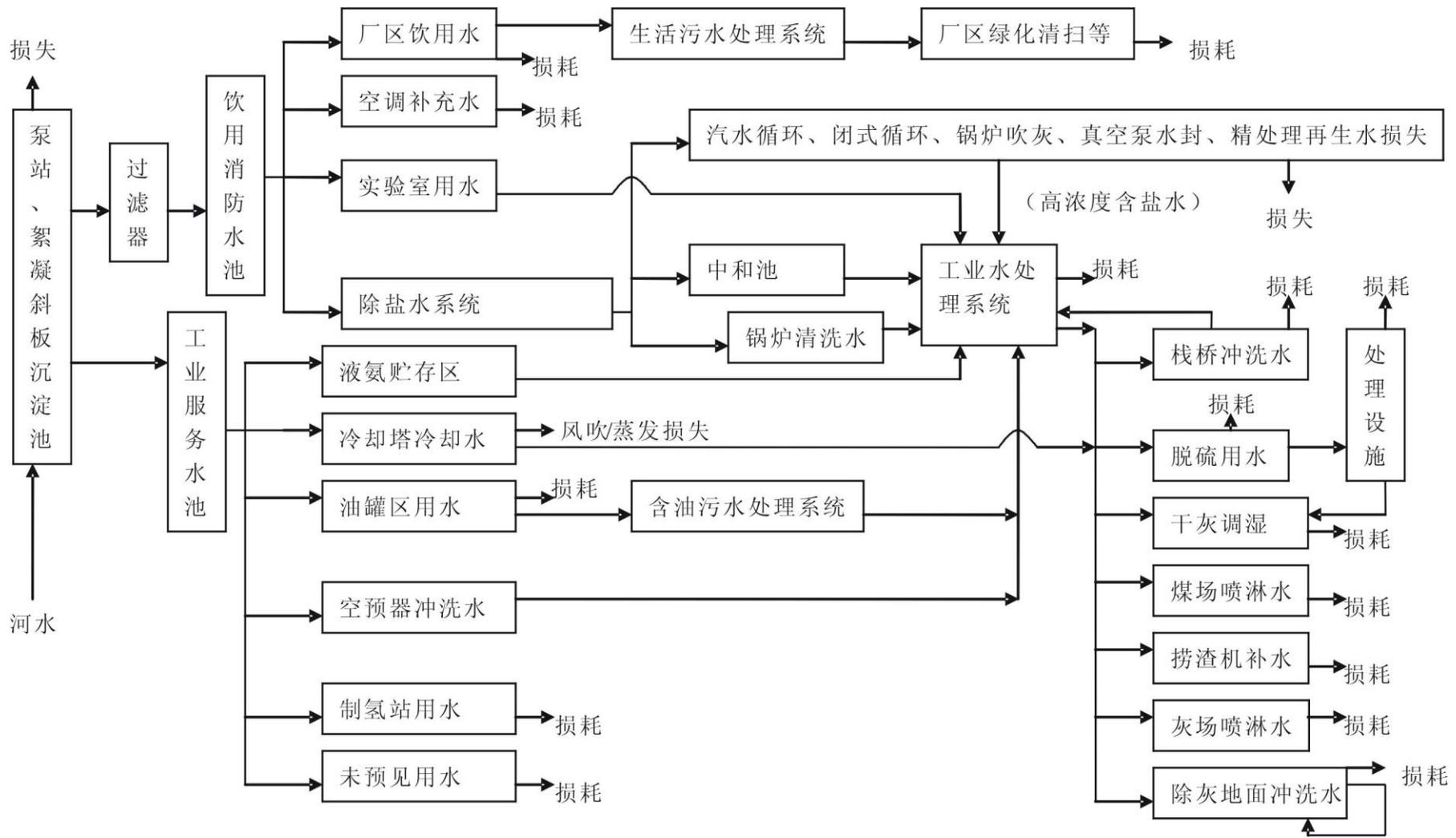


图 5-3 燃煤电厂水量平衡图

### (3) 固体废物

燃煤电厂会产生各种固体废物和副产品。

#### 1) 粉煤灰

主要包括烟气中分离的飞灰和锅炉底部排出的灰渣，飞灰是随烟气排出的不可燃物质，经过除尘设备、省煤器和空气预热器中分别收集；底灰不可燃，沉降到锅炉底部并保持疏松灰的形式。若燃烧温度超过灰熔点，则以炉渣形式存在。

#### 2) 脱硫残渣和副产品

烟气脱硫设备会产生脱硫残渣和副产品。如石灰石-石膏湿法脱硫装置会产生石膏副产品，干法脱硫系统会产生未反应的吸收剂（如石灰、石灰石、碳酸钠、碳酸钙）、硫酸盐和飞灰的混合物残渣。

#### 3) 水处理污泥

在电厂补给水处理和废水处理中都会产生水处理污泥，其中废水处理污泥中由于含有重金属，属危险废物。

#### 4) SCR 脱硝工艺催化剂

在 SCR 脱硝工艺中使用的催化剂由于催化剂失效，这些催化剂在使用几年后需要定期更换。这些催化剂中由于含有重金属，属危险废物。

#### 5) 袋式除尘器破损的布袋

袋式除尘器在使用过程中，布袋会随着使用慢慢磨损、破裂，直至无法继续使用，破损的布袋中也同样含有重金属等物质，属危险废物。

### (4) 噪声污染

火电厂的主要噪声可分为空气动力性噪声、机械性噪声和电磁性可听噪声等。其中空气动力性噪声为风机、空气压缩机、燃气轮机、汽轮机、锅炉排汽等产生的高速不稳定气流由于涡流或压力突变引起的气体振动产生的；机械性噪声是磨煤机、泵等在撞击、摩擦和交变机械力的作用下部件发生振动而产生的；电磁性可听噪声则是由于发电机、变压器等电工设备在交变磁场作用下，其中的铁磁性材料磁致伸缩引起的电气部件振动产生的。其对环境的影响表现在对电厂附近居民带来的噪声干扰，夜间干扰尤为突出。

#### 1) 燃煤电厂噪声源及其源强

燃煤电厂中各类噪声源众多复杂，声源声功率级较大。通常把噪声级大于

75dB(A)的设备称为电厂的噪声源。

图 5-4 中列出了燃煤电厂的主要设备 (\*表示需要治理的强噪声源)。

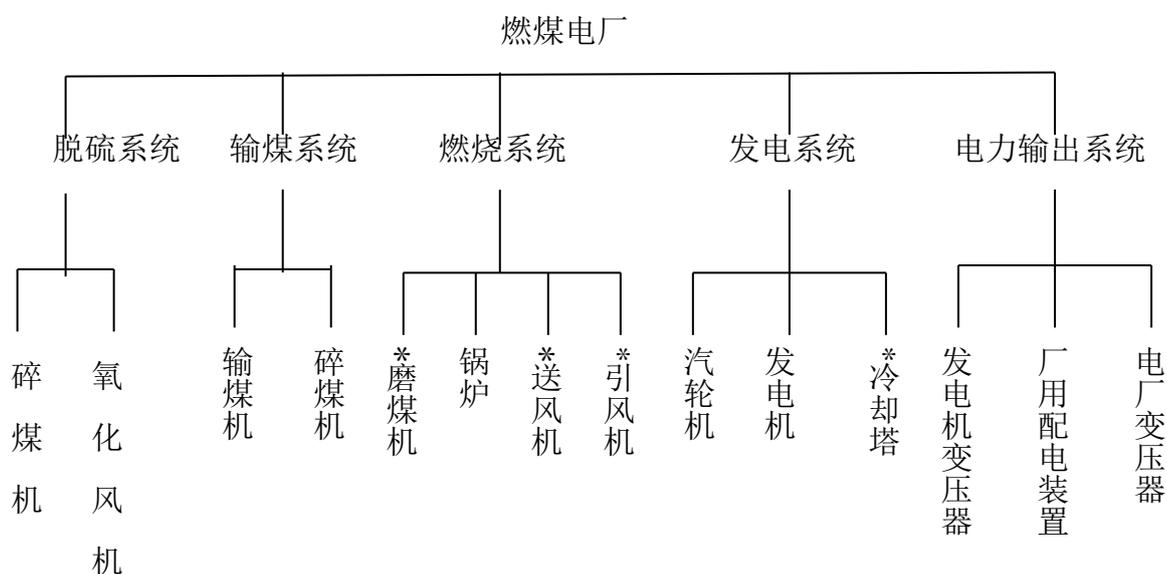


图 5-4 燃煤电厂主要噪声设备 (\*表示需治理的强噪声源)

燃煤电厂中主要设备的噪声水平见表 5-1。

表 5-1 电厂中主要设备的噪声水平

噪声源	噪声水平 (dBA)	噪声源	噪声水平 (dBA)
汽轮机	76~108	湿磨机	85~106
发电机	84~106	给水泵	82~106
励磁机	82~108	灰渣泵	82~108
送风机	75~102	冷却塔	70~85
引风机	72~95	变压器	73~82
氧化风机	84~95	空压机	82~97
磨煤机	82~120	锅炉排汽	115~130
增压风机	75~102		



为环保工程公司，锅炉本体制造厂出厂安装低氮燃烧装置的较少。采取低氮燃烧的机组共 237 台，氮氧化物排放浓度为 100~600mg/m<sup>3</sup>，其中 100~400mg/m<sup>3</sup> 占比为 54%。被调研的机组，采用 SCR 脱硝技术为 266 台，占比 93.3%；采用 SNCR 技术进行脱硝的机组主要分布在东北、西北等地区，其 NO<sub>x</sub> 排放浓度均在 150mg/m<sup>3</sup> 以上。

为使 NO<sub>x</sub> 排放浓度低于 100mg/m<sup>3</sup>，低氮燃烧技术是首选技术，并配置 SCR 脱硝技术。在安装 SCR 脱硝治理装置后，73.7% 机组 NO<sub>x</sub> 排放浓度在 100mg/m<sup>3</sup> 以下，如图 5-8。

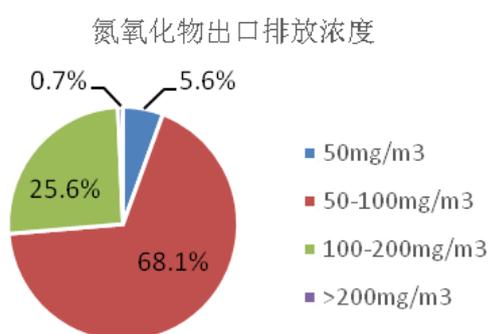


图 5-8 调研机组氮氧化物出口排放浓度

调研显示，采用 SCR 脱硝技术的机组，选用蜂窝式催化剂的占 82.5%，催化剂层数多为 2+1 层，脱硝效率均大于 75%，还原剂以液氨为主，占比 75.8%，主要原因是使用液氨的投资、运行成本均最低，在运输、储藏上较为便利。

## 2) 烟尘排放水平

参与调研的机组采用的除尘技术以静电除尘器为主，共计 186 台，占比 64.8%，电袋复合除尘器、袋式除尘器占比分别为 27.9%、7.3%。静电除尘作为普及率最高的除尘技术，经过不断的技术开发，形成了各种增效技术，如低低温、高频电源、移动极板等。除尘器出口烟尘浓度为 5~300 mg/m<sup>3</sup>，分布在 5~30 mg/m<sup>3</sup> 的较多，占比为 68.3%，如图 5-9。

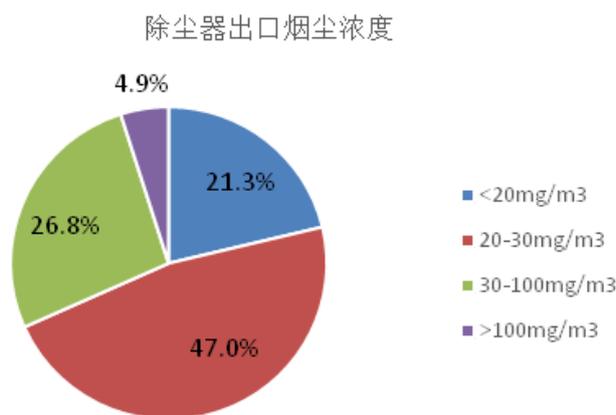


图 5-9 调研机组烟尘出口排放浓度

### 3) 二氧化硫排放水平

参与调研的机组，燃煤硫份的含量 79.74% 在 1.5% 以下。99% 的机组采用石灰石—石膏湿法脱硫技术，采取单塔单循环脱硫技术，为提高脱硫效率，部分机组在现有单塔单循环的基础上，实施了脱硫增效技术，包括双循环（23 台）、旋汇耦合（13 台）、增设托盘（11 台）等技术。81.4% 的机组 SO<sub>2</sub> 排放浓度在 200mg/m<sup>3</sup> 以下，9.5% 的机组采用增效措施后，可以达到 35mg/m<sup>3</sup> 及以下，如图 5-10。

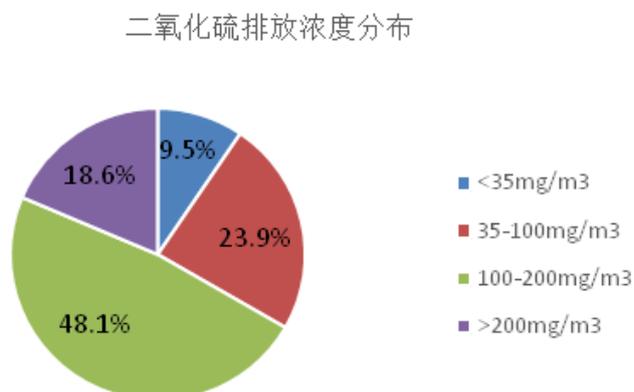


图 5-10 调研机组二氧化硫出口排放浓度

### 4) 烟囱排放口颗粒物排放水平

参与调研的机组在脱硫装置的出口进行高效除雾器的改造或增加了湿式电除尘器，可以有效降低烟囱颗粒物的排放浓度，76% 参与调研机组的脱硫出口颗粒物排放浓度在 30mg/m<sup>3</sup> 以下，32% 的机组能够达到颗粒物特别排放限值（排放浓度为 20mg/m<sup>3</sup>），12% 的机组满足颗粒物超低排放限值，如图 5-11。

脱硫出口颗粒物浓度

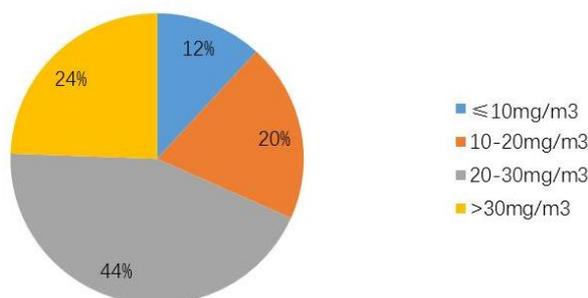


图 5-11 调研机组脱硫出口颗粒物排放浓度

## 5.2.2 火电行业污染物年排放总量

### (1) 废气排放与控制

2015 年，全国电力烟尘年排放量约为 40 万吨，比上一年下降 59.2%；二氧化硫排放为 300 万吨，比上一年下降 51.2%，约占全国二氧化硫排放量的 16.1%；氮氧化物排放为 250 万吨，比上一年下降 59.7%，约占全国氮氧化物排放量的 13.5%。

### (2) 废水排放与控制

2014 年，全国火电厂每千瓦时发电量耗水量 1.6 千克；每千瓦时发电量废水排放量 0.08 千克。

### (3) 固体废物排放与综合利用

2014 年，全国燃煤电厂产生粉煤灰约 5.4 亿吨，综合利用率约为 69%；产生脱硫石膏约 7400 万吨，综合利用率约 72%。

## 5.3 污染防治技术现状

### 5.3.1 废气控制技术

#### (1) 除尘技术

目前，燃煤电厂广泛采用的除尘技术包括电除尘技术、电袋复合除尘技术、袋式除尘技术。

##### 1) 除尘技术的选择

截至 2014 年底，配置电除尘器的燃煤机组约占全国燃煤机组总容量的 77%，由电除尘器的除尘原理可知，其除尘性能的好坏与粉尘比电阻直接相关，而我国煤种

复杂多变，比电阻值也不尽相同。

从电除尘器对粉尘的适应性出发，比电阻小于  $10^4 \Omega \cdot \text{cm}$  的粉尘称为低比电阻粉尘，比电阻大于  $10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$  粉尘称为高比电阻粉尘，比电阻范围在  $10^4 \sim 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$  的粉尘称为中比电阻粉尘。粉尘比电阻直接影响粉尘的荷电特性，对于中比电阻粉尘，电除尘器可以实现较好的除尘效果，粉尘比电阻过低时，易产生二次扬尘，导致除尘效率下降，当粉尘比电阻过高时，易产生反电晕，也会导致除尘效率下降。因此，对于低比电阻粉尘和高比电阻粉尘宜选择袋式或电袋复合除尘器。

### 2) 占地面积比较

将达到相同除尘效率时三类除尘设备的占地面积进行对比，如表 5-2 所示。表中所占面积含进、出口喇叭，不含边部走梯。

表 5-2 除尘器占地面积比较

项 目	电除尘器		袋式除尘器	电袋复合除尘器	
	5 电场	6 电场		一体式	分体式
长×宽 (m)	38×68	46×68	22×58	34×66	39×66
占地面积 (m <sup>2</sup> )	2584	3128	1276	2244	2574

注：表中数据为参考值。

其比较结果为：袋式除尘器 < 一体式电袋 < 分体式电袋 < 电除尘器。

### 3) 技术经济性比较

三类除尘设备的技术经济性综合比较如表 5-3 所示。

表 5-3 技术经济性综合比较

序号	设备名称		技术特点及安全可靠性比较	经济性比较	占地面积比较
1	电除尘器	五电场	<b>优点：</b> 除尘效率高、压力损失小、适用范围广、使用方便且无二次污染、对烟气温度及烟气成分等影响不像袋式除尘器那样敏感；设备安全可靠性好。 <b>缺点：</b> 除尘效率受煤、飞灰成分的影响。	设备费用较低； 年运行费用低； 经济性好。 设备费用高； 年运行费用较低； 经济性较好。	占地面积大
		六电场			
2	袋式除尘器		<b>优点：</b> 不受煤、飞灰成分的影响，出口烟尘浓度低且稳定；采用分室结构的能在 100% 负荷下在线检修。 <b>缺点：</b> 系统压力损失最大；对烟气温度、烟气成分较敏感；若使用不当滤袋容易破损并导致排放超标；目前旧滤袋资源化利用率较小。	设备费用低； 年运行费用高； 经济性差。	占地面积小

序号	设备名称		技术特点及安全可靠性比较	经济性比较	占地面积比较
3	电袋复合除尘器	一体式电袋	<b>优点：</b> 不受煤、飞灰成分的影响，出口烟尘浓度低且稳定。破袋对排放的影响小于袋式除尘器。 <b>缺点：</b> 系统压力损失较大；对烟气温度、烟气成分较敏感；一般不能在 100% 负荷下在线检修；目前旧滤袋资源化利用率较小。	设备费用较高； 年运行费用较高； 经济性较差。	占地面积较小
		分体式电袋	<b>优点：</b> 不受煤、飞灰成分的影响，出口烟尘浓度低且稳定；能在 100% 负荷下分室在线检修；在点炉、高温烟气等恶劣工况下可正常使用电除尘器但滤袋不受影响；设备对高温烟气、爆管等突发性事故的适应性好。破袋对排放的影响小于袋式除尘器。 <b>缺点：</b> 压力损失大；对烟气温度、烟气成分较敏感；目前旧滤袋资源化利用率较小。	设备费用较高； 年运行费用较高； 经济性较差。	占地面积较大

通过上表的对比进行分析，除了电除尘器除尘较难的煤种外，对于国内大部分常用煤种，电除尘器都具有较好的除尘效率，并且运行费用也较低。但是如果受场地限制等影响，袋式除尘器和一体式电袋除尘器则作为首选。

## (2) 脱硫技术

### 1) 石灰石-石膏湿法脱硫

石灰石-石膏湿法脱硫技术采用吸收塔，以石灰石浆液为吸收剂，雾化洗涤烟气中的  $\text{SO}_2$ 、 $\text{HF}$  和  $\text{HCl}$  等酸性气体，其中烟气  $\text{SO}_2$  与石灰石反应形成的亚硫酸钙，再鼓入空气强制氧化，最后生成石膏，从而达到脱除  $\text{SO}_2$  的目的，脱硫净烟气经除雾器除雾后进烟囱排放。

石灰石-石膏湿法脱硫技术是应用最多的一种技术，截至 2014 年年底，在火电厂脱硫机组采样的脱硫技术中，石灰石-石膏湿法占 92.46%。

### 2) 海水烟气脱硫

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  $\text{OH}^-$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$ 、 $\text{HCO}_3^-$  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。

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。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。其脱硫率均在 90% 以上。

### 3) 循环流化床干法烟气脱硫技术

循环流化床干法烟气脱硫技术是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。该技术以循环流化床原理为基础，通过脱硫剂的多次再循环，使脱硫剂与烟气接触时间增加，从而大大提高了脱硫效率和脱硫剂的利用率。

脱硫塔是脱硫系统中的核心设备，本工艺采用的是循环流化床脱硫塔。由锅炉来的烟气经预除尘器除去大部分飞灰后，经底部导流板和文丘里装置进入脱硫塔，脱硫剂和增湿雾化水分别从文丘里装置扩散段上端喷入，由电除尘器灰斗返回的脱硫灰经返料气化斜槽在文丘里管的收缩段出口部分进入脱硫塔。脱硫剂  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  在脱硫塔内与烟气充分接触，形成强烈的湍动和混合，烟气中  $\text{SO}_2$  与脱硫剂  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  在脱硫塔内发生化学反应生成固态的  $\text{CaCO}_3$  和  $\text{CaSO}_4$ ，随固体物料排出，从而达到脱硫的目的。

### 4) 氨—硫酸法烟气脱硫技术

氨—硫酸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—硫酸，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。

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—硫酸法烟气脱硫技术在国内的应用。

## (3) 氮氧化物控制技术

氮氧化物可以通过源头治理和末端治理相结合的方式来进行控制。

### 1) 低氮燃烧技术

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。优先采用低氮燃烧技术后再进行烟气脱硝，可降低氮氧化物控制综合成本。

## 2) 选择性催化还原法 (SCR)

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%；技术成熟，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，由于它们是危险化学品，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。

## 3) 选择性非催化还原法 (SNCR)

SNCR 是一种不用催化剂的脱硝方法。SNCR 还原 NO<sub>x</sub> 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 800℃~1100℃ 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%~40%。

## 4) SNCR—SCR 联合烟气脱硝技术

该技术结合了两者优先，SNCR 将还原剂喷入炉膛脱除部分 NO<sub>x</sub>，逸出的 NH<sub>3</sub> 用 SCR 再与未脱除的 NO<sub>x</sub> 进行催化还原反应。

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，得出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<sub>x</sub> 运行成本 SNCR 最高，达到了 9.96 元/kg；SCR 次之，为 8.6 元/kg；SNCR—SCR 最低，为 8.05 元/kg。

## (4) 大气汞控制技术

国内对于燃煤中汞的排放控制技术有燃烧前控制（主要包括洗煤技术和煤低温热解技术）、燃烧中控制（改变燃烧工况和在炉膛中喷入添加剂等）和燃烧后控制。

### 1) 燃烧前控制。

主要手段是洗煤。有研究表明，传统的洗选煤技术能够去除煤中约 38.8% 的汞，而先进的化学物理洗选煤技术去除率能够达到 64.5%。与燃烧后净化设备去除相比具有较大的经济效益优势。此外，煤炭洗选可有效减少烟尘、二氧化硫等的排放，提高锅炉效率，节约运输成本。

## 2) 燃烧中控制

目前，针对燃烧过程中控制汞排放的研究较少，但针对其他非汞污染物而采用的一些控制技术，不同程度地将烟气中元素态汞转化成氧化态汞，从而利于后续非汞污染物控制设施的吸附和捕集。主要技术包括：煤基添加剂技术可将元素汞转化为二价汞；低氮燃烧技术有利于烟气中氧化态汞的形成；流化床燃烧技术增加了颗粒对汞的吸附作用，炉内温度相对较低，利于  $\text{Hg}^{2+}$  的形成；炉膛喷射技术直接喷射的微量氧化剂、催化剂或吸附剂可提高  $\text{Hg}^0$  氧化成  $\text{Hg}^{2+}$  的比例或直接吸附汞。

## 3) 燃烧后控制

### a) 协同控制技术

协同控制技术是利用现有的非汞污染物控制设施（如脱硝、除尘和脱硫设施）对汞的协同控制作用，降低汞的排放。该技术是目前控制汞排放最经济、最实用的技术。典型的 SCR+ESP/FF+WFG 的组合，其对汞的协同控制作用，可减少汞排放约 60-90%。

### b) 脱汞技术

目前，脱汞技术主要基于现有非汞污染物控制设施的协同控制作用，通过添加剂的氧化、吸附、洗涤、螯合、络合等作用，实现更高的汞脱除效果，如脱硝设施中改性催化剂对汞的氧化技术、除尘设施前吸附剂的喷射技术、脱硫设施中稳定剂固汞防逸技术、脱硫废水中络合剂絮凝固汞技术等。

## 5.3.2 废水控制技术及发展方向

火电厂化学废水包括经常性排水和非经常性排水两部分。经常性排放包括锅炉补给水处理再生废水、化学实验室排水、凝结水精处理再生废水、澄清过滤设备排放的泥浆废水、锅炉排污水、生活污水、冲灰废水、烟气脱硫废水等；非经常性排水包括锅炉化学清洗废水、空气预热器冲洗废水、机组启动排水、凝汽器/冷却塔冲洗废水、煤场废水等。这些废水中含有多种有害物质，会对电厂周围一定范围的水源造成污染，导致水质恶化，甚至会破坏生态环境。此外，开式系统的废热由冷却

水带出排放，这种温排水也会对水体产生热污染。

火电厂废水处理过程是将废水中含有的各种污染物与水体分离，使其净化的过程。火力发电厂工业废水处理的方法一般分为：物理处理法、化学处理法、物理化学处理法和生物处理法。物理处理法一般有调节、离心分离、沉淀、除油、过滤等。化学处理法有中和、化学沉淀、氧化还原等。物理化学处理法有混凝、气浮、吸附、离子交换、膜分离等。生物处理法有好氧生物处理和厌氧处理法。

## (1) 脱硫废水处理

### 1) 脱硫废水常规处理方式

根据脱硫废水（一般由石灰石-石膏湿法脱硫装置产生）水质特点，首先利用消石灰进行处理，一方面可以将废水中大部分重金属离子以氢氧化物沉淀的形式去除，另一方面消石灰也可起到絮凝剂作用。

根据石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺的特点，浆液 pH 值通常控制在 5.0-5.5 之间，因此脱硫过程中排出废水的 pH 值基本为 5.0-5.5。石灰处理过程首先是利用消石灰与废液中的酸发生中和反应，中和反应完成后过量的氢氧根离子继续与废液中的重金属离子反应，生成重金属离子的氢氧化物沉淀。此时对大多数重金属离子的氢氧化物沉淀而言，pH 值控制在 8.0-9.0 之间。

### 2) 其他处理方式

①排入渣水系统。常规处理后的脱硫废水排入电厂水力排渣系统（如有），废水中的重金属与碱性的渣水发生反应，渣水处理系统的过滤作用可以截留废水中的杂质以及渣水与脱硫废水中和反应生成的固体废物，达到去除废水中杂质的目的。但是由于废水中的氯离子浓度较高，对渣水系统的金属管道有腐蚀作用。

②烟道气蒸发。脱硫废水经过雾化处理后喷入烟道，利用高温烟气使废水中的蒸发结晶，并在除尘器中随烟尘一起脱除，但部分废水中的污染物还会随着烟气排入大气，同时该方法对除尘系统产生一定腐蚀。

③反渗透。常规处理后的脱硫废水，经过微滤（MF）预处理后进入反渗透系统，该方法处理分离出来的净水水质较好，但是过程中产生的浓水仍不好处置。

④蒸发结晶。常规处理后的脱硫废水，再使用苏打水对其进行软化处理，使废水中的  $\text{CaCl}_2$  和  $\text{MgCl}_2$  转化为  $\text{NaCl}$ ， $\text{CaSO}_4$  转化为  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ，软化过程产生的碳酸钙

可返回脱硫吸收塔循环使用。软化后的废水进入蒸发结晶系统进行蒸发和结晶，结晶盐可作为副产品进行销售。

### (2) 化学水处理工艺废水处理

化学水处理工艺废水主要是离子交换设备在再生和冲洗过程中，会外排部分再生废水，其废水量约为处理水量的 1%，这部分废水虽然量不大，但水质很差，常含有大量的酸、碱有机物含量也很高。主要包括锅炉补给水处理再生废水、化学实验室排水、凝结水精处理再生废水、澄清过滤设备排放的泥浆废水、锅炉排污水。目前许多电厂常用中和池来处理再生过程中所排放的废酸、废碱液。由于酸碱中和反应的特性、阴阳离子交换器运行周期不同步性、每周期再生时的排酸和排碱量不确定性等因素，使得中和池在处理时，运行效果不太理想，排水的 pH 值不稳定，中和时间过长，能耗、酸碱耗量高。目前，国内已有很多电厂将中和池废水引入冲灰系统，排入冲灰管路，由灰浆泵直接排至灰场。

### (3) 工业冷却水排水

根据工业冷却排水水质特点，水中的油大部分呈乳化状，需先通过投加破乳剂进行破乳处理，接着通过气浮将游离油和悬浮物进行去除。气浮处理后的部分清水再经活性炭过滤处理，用作锅炉补给水处理系统水源和电厂脱硫岛工艺用水，其余未经活性炭过滤处理的清水直接作凝汽器冷却水系统补水。

### (4) 预处理站排泥水处理

根据预处理站排泥水水质特点，由于该类废水主要悬浮物含量超标，通过浓缩、脱水方式去除水中悬浮物，其中的滤液再返回如澄清池。而产生的泥饼运往灰场。

### (5) 含油废水处理

电厂中含油废水主要来源于油罐区及燃油泵房冲洗和雨水排水、油罐脱水，废水中含油量一般为 50-800 mg/L，主要采用重力分离（隔油）、气浮、吸附过滤方法处理，水中含油达 5 mg/L 后排放或回收利用，油可回收。

### (6) 非经常性废水处理系统

非经常性废水中主要超标物为 pH 值，SS 和 COD。虽然非经常性废水一次排水量很大，但由于其排水的间断性（约 1 年 1-2 次），且其水质与脱硫废水水质的相似

性，可先通过一缓冲贮存池贮存后，再与脱硫废水混合一起处理。

### **(7) 含煤废水处理**

煤场及输煤系统排水包括煤场的雨水排水、灰尘抑制和输煤设备的冲洗水等，其 SS，pH 和重金属的含量可能超标。火力发电厂输煤系统冲洗水比较污浊，带有大量煤粉，经混凝沉淀处理，澄清水排入受纳水体或再利用，沉淀后的煤泥用泵送回煤场。

### **(8) 生活污水处理**

电厂生活污水的处理方法与城镇生活污水类似，但电厂生活污水中污染物浓度较低，BOD<sub>5</sub> 和 SS 一般在 20-30 mg/L，采用生物接触氧化法是解决此类生活污水处理的最有效途径。近几年来，国内很多电厂对生活污水的中水回用高度重视，经过接触氧化法处理后的电厂生活污水可作为中水使用，广泛用于电厂绿化用水、冲洗用水等，对于水资源紧缺的电厂也可考虑将处理后的生活污水再进一步深度处理用作电厂循环冷却水系统的补充水。此外，生活污水也可用于冲灰水系统。

### **(9) 灰渣（冲灰）水处理**

影响灰渣（冲灰）水的特性的因素是取决于灰（渣）本身的成份，又取决于冲灰原水的缓冲能力、水灰比、除尘方式和运行工况。而灰本身的特性则决定于煤的来源、燃烧方式、灰熔温度、除尘效率等，资料表明：冲灰水的 pH 值范围为 3.3-12，其中碱性占多数，悬浮物的含量很高可达 1000~10000 ppm。灰渣水的其他指标一般均合乎排放要求。

由于灰渣水是连续排放的，它的水量很大，故灰渣水的处理对火电厂的废水处理及回用意义十分重大。为了使灰水 pH 值符合排放标准，一般采用酸碱中和、稀释、炉烟处理和灰渣水回收闭路循环等方法。

## **5.3.3 固废控制技术及发展方向**

### **(1) 粉煤灰综合利用技术**

#### **1) 生产建筑材料**

粉煤灰水泥为国内主要水泥品种之一。我国从 20 世纪 50 年代开始粉煤灰生产水泥的研究，取得了一定成果。1999 年 12 月 1 日颁布实施的水泥标准，使粉煤灰

水泥技术和产品标准同国际接轨。根据粉煤灰掺量大小，可生产普通硅酸盐水泥、矿渣硅酸盐水泥（粉煤灰掺量 $\leq 15\%$ ）和粉煤灰水泥（粉煤灰掺量 30%以上）。利用粉煤灰做水泥原料，其生产工艺和技术装备与生产普通硅酸盐水泥一样。由于粉煤灰掺量增加，粉煤灰水泥与普通硅酸盐水泥性能有所不同，主要是早期强度有所降低。因此，在生产中需严格控制粉煤灰及各种原料的掺入量。粉煤灰水泥具有后期强度高、水化热低、抗硫酸盐侵蚀、抗干缩等特点，与钢筋结合牢固，适用性强。主要用于大型桥梁、涵洞、堤坝、高速公路、高架路、高层建筑、机场跑道、混凝土与钢筋构件、大型混凝土工程、高温车间等建筑工程。

此外，国内以粉煤灰为主要原料制砖，包括免烧砖、烧结砖和蒸压砖等；作为原料可生产粉煤灰加气混凝土、粉煤灰陶粒、粉煤灰硅酸盐砌块、粉煤灰砂浆、粉煤灰混凝土。

#### 2) 筑路材料

粉煤灰筑路包括作路面基层材料、代替粘土筑高速公路路堤、作水泥混凝土路面等。粉煤灰用于筑路是一种投资少、见效快、大宗量利用粉煤灰的途径。此种道路寿命长、维护少，可节约维护费用 30%~80%。

#### 3) 回填材料

利用粉煤灰回填低洼地、矿井采空区、煤矿塌陷区、工程回填、围海造田、回填荒山沟和回填砖厂取土坑等，可大量使用粉煤灰。用粉煤灰代土或其他材料在建筑物的地基、桥台、档土墙做回填，由于其容重轻（比大多数土轻 25%-50%），故可在较差的低层土上应用，减少基土上的荷载，降低沉降量。同时粉煤灰最佳压实含水率较高，对含水率变化不敏感，抗剪强度比一般天然材料高，便于潮湿天气施工，可缩短建设工期，降低造价。施工方法、设备均与填土相同。

#### 4) 农业

粉煤灰主要用于改良土壤、制作磁化肥、微生物复合肥等。农业用粉煤灰应符合 GB8173-87《农田粉煤灰有害元素控制标准》的要求。粉煤灰改良土壤，使其容重、比重、孔隙度、通气性、渗透率、三相比关系、pH 值等理化性质得到改善，起到增产效果。用粉煤灰改良粘性土、酸性土效果明显。每亩掺灰量应控制在 1.5 万~3.0 万公斤（累计量），在适宜的施灰量下，对小麦、玉米、水稻、大豆等约能增产 10%~20%。但对砂质土不宜掺施粉煤灰。在粉煤灰灰场上种植乔、灌木，可减少

扬尘和增加绿化面积。种植前施入适量有机肥和氮肥，对无灌溉条件的山区灰场，严重干旱时可采用挖渠引排灰水灌溉的方式保持一定水份。灰场上种植推荐树种为：柳树、荆条、刺槐，紫穗槐等。

## （2） 脱硫石膏综合利用技术

### 1) 水泥缓凝剂

在水泥生产中，为了调节和控制水泥的凝结时间，一般需掺入石膏作为缓凝剂。石膏还可促进水泥中硅酸三钙和硅酸二钙矿物的水化，从而提高水泥的早期强度以及平衡各龄期强度。现已证明了脱硫石膏用于水泥辅料，在纯度、粒度、微量成分等性能上完全没有问题，在水泥行业中代替天然石膏完全具有可行性，脱硫石膏能够正常调节水泥的凝结时间，水泥性能正常发展，水泥强度、凝结时间等指标均达到国家有关标准。虽然用作水泥缓凝剂虽然附加值不高，利润也不可观，但却不失为大规模处理脱硫石膏的主要途径之一。

### 2) 石膏建材

脱硫石膏焙烧成热石膏用于石膏建材。如，粉刷石膏、纸面石膏板、自流平石膏、石膏砌块、石膏抹墙砂浆、陶模石膏、纤维石膏板（包括石膏刨花板）等。

粉刷石膏（又称石膏砂浆、石膏干粉砂浆）具有强度高、和易性好、成本低等特点，特别是利用脱硫石膏和粉煤灰混合型粉刷石膏，后期强度均好于单一石膏的产品，其耐水性明显提高。粉刷石膏是符合国家产业政策和建筑节能要求的新型绿色建材，是传统水泥砂浆或混合砂浆的换代产品，是一种有发展潜力的室内抹灰产品，市场潜力巨大。

纸面石膏板作为建筑装饰材料已被广泛使用，如建筑物中非承重内墙体、室内吊顶材料等。利用脱硫石膏为主要原料生产的纸面石膏板是以脱硫建筑石膏为基材，掺入以纸纤维等外加剂和水混合成石膏料浆，挤压成型纸面石膏板带，经切割干燥而成。在江苏和上海等地区电厂的脱硫石膏用于石膏板生产企业的较普遍。

自流平石膏是自流平地面找平石膏的简称，是由石膏材料、特种骨料及各种建筑化学添加剂混合均匀而制得的一种专门用于地面找平的干粉砂浆。采用自流平石膏施工的地面，尺寸准确，水平度极高，不空鼓、不开裂；作业时轻松方便，效率高；成本低于水泥砂浆。

石膏砌块加工性好，轻质高强，是一种适用于大开间灵活隔断的良好的墙体砌块。生产石膏砌块可大量消耗脱硫石膏，1 平方米砌块可消耗脱硫石膏原料 110 千克，建设 50 万平方米生产线就可消耗脱硫石膏 5.5 万吨。但石膏砌块产品受市场和经济性制约，产值低、能耗高，运输半径较小，只适合在大中城市附近发展。

用熟石膏与水泥和（或）矿渣等矿物掺和料配制成水硬性胶凝材料，用于制备混凝土或者抹灰，其耐久性同硅酸盐水泥混凝土相当，且耐硫酸盐和碱性介质以及某些矿物水的性能更好。最近几年，国内也开展了用煅烧脱硫石膏与矿渣、钢渣或粉煤灰配制胶结材的研究。如用 500~700℃ 煅烧的脱硫石膏与矿渣、钢渣、粉煤灰加激发剂配制复合胶凝材料。

我国模具石膏市场较大，但是目前使用脱硫石膏制造模具石膏还存在技术工艺和脱硫石膏白度的问题，工艺不成熟，有待进一步开发新技术。

### 3) 改良土壤

据农业部统计，我国西北、华北、东北共有 34.6 万平方公里的盐碱土地，严重时寸草不生、长年荒芜，极大地影响了我国的农业生产和生态环境。石膏作为盐碱地的改良剂，已经有百年历史，但天然石膏价格高，改良盐碱地成本大，影响了推广应用。脱硫石膏的重金属含量以及污染物含量远远低于国家有关标准，脱硫石膏的出现开辟了盐碱地改良技术的新途径。按每亩加脱硫石膏 1.5 吨计，则土壤改良需要的脱硫石膏约 7 亿吨。但由于受运输的限制，脱硫石膏用于土壤改良的量有限。

### 4) 回填路基材料

大规模公路建设对路基回填材料量的需求很大，对质量要求也愈来愈高。研究利用脱硫石膏作为修筑道路的回填材料，既可以为筑路提供材料来源，又可以解决脱硫石膏的利用问题。

### 5) 制备高附加值产品

高附加值产品主要为高强石膏和硫酸钙晶须。高强石膏即  $\alpha$  半水石膏，是由天然石膏或脱硫副产石膏即二水石膏在饱和水蒸汽介质或液态水溶液中，且在一定的温度、压力或转晶剂条件下，以液态水形式脱水，在干燥、粉碎处理，得到的以  $\alpha$  型半水硫酸钙为主要晶体形态的粉状胶凝材料。 $\alpha$  高强石膏主要用于配制陶瓷模具石膏、精密铸造模具石膏、牙科石膏、玻璃纤维增强石膏、建筑构件模型石膏、自流平石膏砂浆等。

### (3) 废脱硝催化剂综合利用技术

#### 1) 再生利用技术

根据导致 SCR 催化剂失活的主要机理的不同,如催化剂的中毒、烧结、堵塞等,国内外研究者开展了相关的再生技术研究工作。目前,失效 SCR 催化剂的再生技术主要有水洗再生、热再生、热还原再生、酸液再生和 SO<sub>2</sub> 酸化热再生等。

#### 2) 安全处置技术

废烟气脱硝催化剂应严格按照危废有关规定对废催化剂进行收集、贮存、运输、无害化处理。

##### a) 现场防护包装

现场防护包装要求同能再生的催化剂是一样的。如果明显的大部分不能再生,将不进行现场预清灰。

对每一个催化剂模块使用塑料薄膜进行包裹后集中堆放在干燥、平整的混凝土地面上。催化剂模块必须利用枕木垫高,催化剂模块允许叠放,总层数不能超过 2 层,且上下层催化剂模块之间采用垫木间隔。室外堆放时,必须利用雨篷布进行整体包覆,确保催化剂不淋雨、不受潮。

##### b) 现场临时存放

废催化剂在厂区内贮存和转移过程中,要加强防水、防压等措施,减小催化剂人为损坏,并符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597)的要求。废催化剂在厂内仓库存放的时间不得超过一年。

##### c) 运输

催化剂长途运输过程中,一般要求:

①废烟气脱硝催化剂作为危险废物,其收集、贮存及运输应参照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025)规定执行。

②废烟气脱硝催化剂公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2015 年]第 9 号)规定执行。

③承运废烟气脱硝催化剂的运输单位必须具有交通主管部门颁发的允许从事危险货物道路运输许可证或经营许可证。

④危险废物转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》执行。

##### d) 无害化处理

无害化处理主要包括可用金属基材回收利用、卫生填埋、无害化处理后利用。

①对于蜂窝式催化剂，一般的处理方法是压碎后进行填埋，填埋过程中应严格遵照危险固体废物的填埋要求。

②对于板式催化剂，由于其中含有不锈钢基材，故除填埋外可送至金属冶炼厂进行回用。

③采用物理化学清洗的方法去除催化剂孔道及微孔内的所有重金属（钒除外）等有害物质，检测合格后可作为一些产品（如钛白粉）的原料。

## 6 技术政策制定的基本原则、方法和技术路线

### 6.1 基本原则

(1) 遵循国家有关的法规、标准及技术政策，以一定时期的经济技术发展水平为依据，符合我国火电厂污染防治现状及发展趋势。

(2) 突出适用性和可操作性。政策推荐技术应同时具备充分的理论科学基础和实际应用推广价值，所选择的污染防治技术成熟可靠、先进实用。

(3) 倡导源头控制技术和末端治理技术相结合、新技术开发与政策引导相结合的综合防治措施。

(4) 推行节约与合理使用燃料，提高燃用煤质量，将高效低污染燃烧技术与烟气污染物治理技术相结合的综合防治措施，用以减少烟气中污染物的排放。

(5) 技术的选择应做到因地制宜、因炉制宜、因煤制宜，并结合现有设施情况确定，应遵守成熟可靠、经济合理、长期稳定、便于维护的原则。

(6) 废水宜分类处理和集中处理相结合，坚持回收、逐级利用、达标排放的原则。

(7) 强化固体废物的“减量化、资源化、无害化”。固体废物污染防治应做到因地制宜，按照产生、贮存、综合利用分层次控制。

### 6.2 方法

#### 6.2.1 资料调研

通过调研国内外现在研究资料和最新行业统计资料，掌握目前我国火电行业的发展现状、存在的主要问题、污染治理技术现状及发展趋势等内容。

### 6.2.2 实地调研

通过实地调研的方法，掌握现有污染治理技术水平（以大气污染治理技术为主）及运行管理存在的问题。

### 6.2.3 专家咨询

通过专家咨询，评估污染物控制技术评价指标选取的科学性及最佳可行性技术的准确性。

### 6.2.4 评估分析

通过对火电厂污染物控制技术的分析，拟选取技术指标、经济指标、环境指标、运行管理指标等作为评价指标体系，对火电厂污染物控制技术进行评价和筛选，提高评估及预测结果的科学性、可靠性。

## 6.3 技术路线

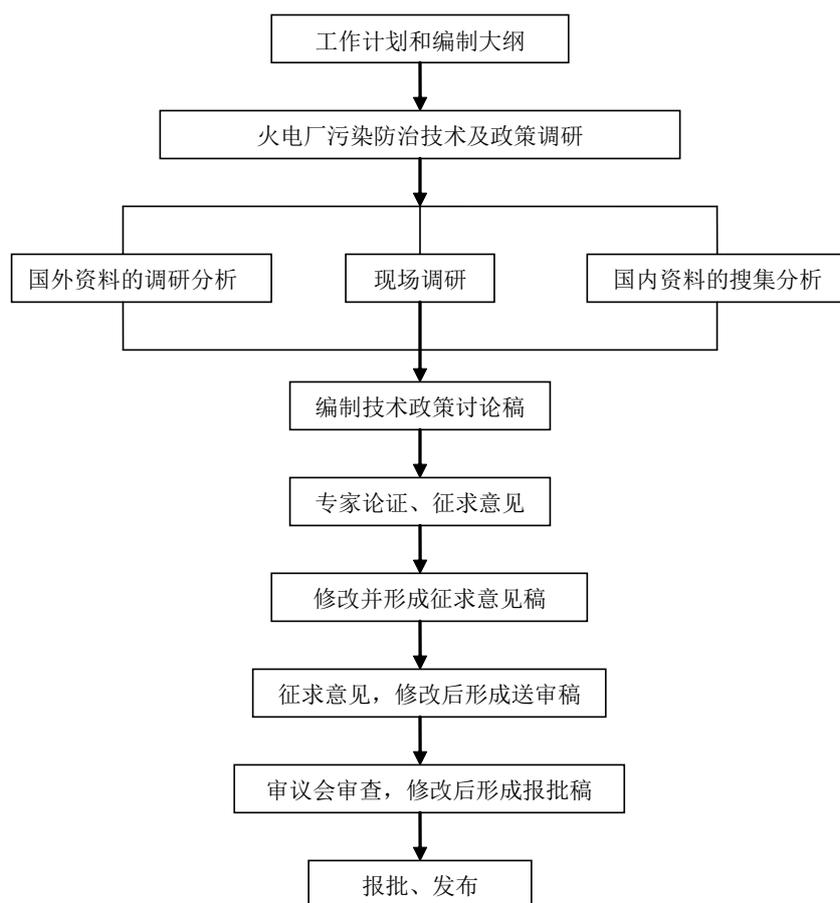


图 6-1 本技术政策的研究路线图

## 7 技术政策条文说明

### 7.1 总则条文说明

总则中主要包括本技术政策制定的目的、适用范围、作用及遵循的原则。本技术政策制定的目的是改善环境质量，保护生态环境，促进火电厂污染防治技术进步；适用范围为以煤为燃料的火电厂（含热电厂），不适用以生活垃圾、危险废物为燃料的火电厂。由于火电厂所处地区不同、燃煤种类不同及所采用的污染防治技术不同，故确定了“因煤制宜、因炉制宜、因地制宜”、“源头控制与末端治理相结合”的原则。

### 7.2 源头控制条文说明

在本章中，提出了对火电行业总体规划、煤耗指标、关停淘汰的基本要求。提出京津冀、长三角、珠三角等区域除热电联产外，禁止审批新建燃煤发电项目；进一步提高小火电机组淘汰标准，对经整改仍不符合能耗、环保、质量、安全等要求的，由地方政府予以淘汰关停。优先淘汰改造后仍不符合能效、环保等标准的 30 万千瓦以下机组。此要求参见国家发改委、环保部、国家能源局（《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》）；提出全国新建燃煤发电项目原则上要采用 60 万千瓦及以上超超临界机组，平均供电煤耗低于 300 克标准煤/千瓦时，到 2020 年，现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于 310 克标准煤/千瓦时，此要求参见摘自环保部、国家发改委、国家能源局《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》。

### 7.3 大气污染防治条文说明

#### 7.3.1 超低排放和排放标准

目前我国现行的火电厂大气污染物排放标准为《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）。该标准作为强制实施的国家标准，应该作为电厂的大气污染物排放的根本依据，是环境监管的准绳。近几年关于燃煤电厂超低排放的争议一直持续不断。支持者认为，超低排放是燃煤电厂污染防治的巨大科技进步，是我国改善煤烟型污染的重要手段，应大力推行。然而，反对者认为，目前采用的超低排放技术主要是在已有技术的基础上进行集成、完善、改进，是对现有净化技术的高效组合应用，主要通过增加处理单元、系统优化、控制来实现高效捕集，在技术上还没

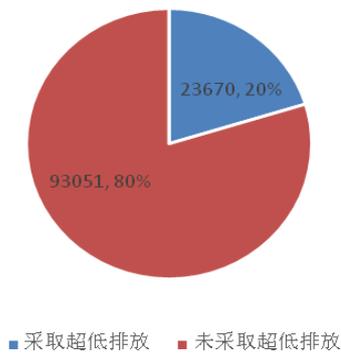
有取得实质性重大突破。近一年多来，国务院及国家发改委、环保部、国家能源局等部委先后出台了多项与超低排放相关的政策，有代表性的如下：2015年12月2日，国务院常务会议决定，在2020年前，对燃煤机组全面实施超低排放和节能改造，大幅降低发电煤耗和污染排放。2015年12月9日，国家发改委、环保部、国家能源局三部门联合下发《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》，从2016年1月1日起对完成超低排放改造的燃煤发电企业给予上网电价补贴。2016年1月15日，国家能源局、国家发改委、国家环保部召开加快推进全国超低排放和节能改造动员大会，国家发改委副主任、能源局长努尔·白克力，国家环保部部长陈吉宁参加会议，会议明确把对东部地区的要求扩展到全国有条件地区，东部地区的改造任务提前到2017年前完成，中、西部地区也要分别在2018年前、2020年前完成。全国新建机组平均供电煤耗低于300克标煤/千瓦时，有条件的新建机组都将实现超低排放。在新形势下，本着客观公正的原则，编制组认为“火电厂大气污染防治应以全面落实《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223）为根本，在国家相关政策规定的地区，对新建机组全面实施超低排放，在有条件的地区，在役机组积极实施超低排放改造”。

### 7.3.2 大气污染物超低排放技术

火电厂废气排放主要控制污染物包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和汞等重金属，在现有技术可以满足超低排放的基础上，新改扩建电厂要依据已有技术进行建设，根据电厂实际情况选用相应的污染物控制技术，以达到经济性、环保性相协调的目的。

在调研机组中，已经实施了超低排放改造的机组共55台，容量为23,670MW，占调研总数的20%。超低排放机组调研情况如下：

超低排放机组容量占比



超低排放机组分布

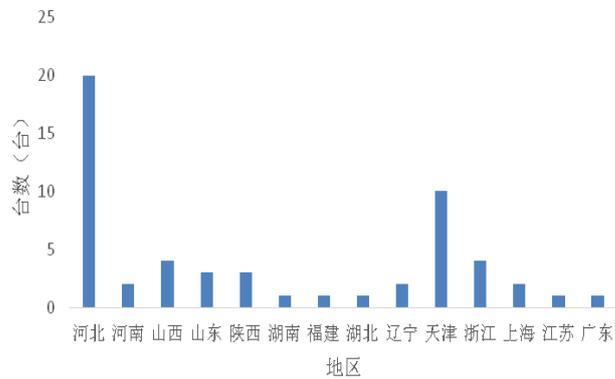


图 7-1 调研超低排放机组容量分布图

图 7-2 调研超低排放机组分布图

根据调研结果发现，现有燃煤电厂对于超低排放技术路线的选择应用较多的技术方案为：

SCR 脱硝增效（增加催化剂层数、催化剂改进等）+ESP 除尘增效（高频电源（55.4%）、低低温（7.2%）、移动极板（2.4%）等）+FGD 增效（单塔双循环（74%）、双塔双循环（10%）、增设托盘（5%）、旋汇耦合（6%）等）+WESP 除尘。

1) 脱硝增效

在选用 SCR 或 SCR+SNCR 进行烟气脱硝的机组中，催化剂层数多为 2 层，在 2 层基础上增加备用层的机组为 62 台，占比为 23.1%。在特别排放限值或超低排放对 NO<sub>x</sub> 排放浓度要求越来越低的情况下，2 层催化剂已经完全满足不了需求，甚至部分机组已经安装了 3+1 层催化剂。

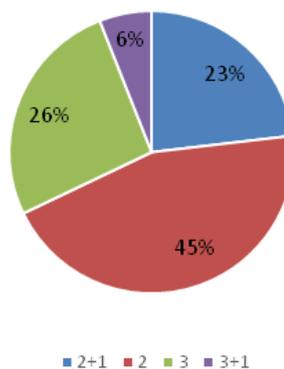


图 7-3 调研机组脱硝催化剂层数分布图

在实施超低排放的火电机组中，脱硝催化剂层数为 3 层或 3+1 层，NO<sub>x</sub> 排放浓度均在 50mg/m<sup>3</sup> 以下。

## 2) 除尘增效

参与调研的机组采用的除尘技术以静电除尘为主，共计 186 台，占比 64.8%。静电除尘作为普及率最高的除尘技术，又衍生出各种增效措施。在 186 台静电除尘机组中，仅有 34 台未进行任何增效改造。

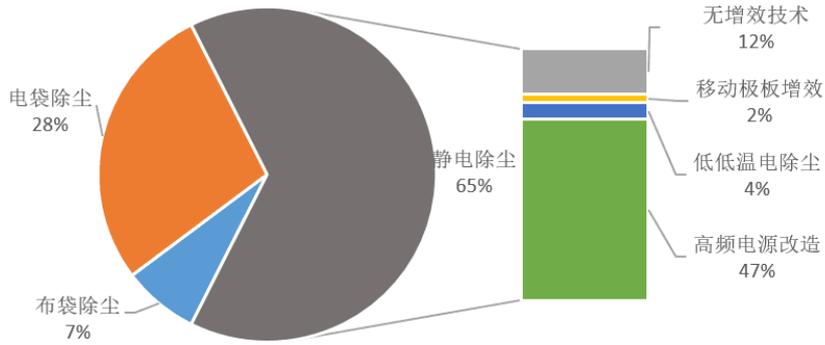


图 7-4 调研机组除尘技术分类图

在实施超低排放的火电机组中，除尘器出口的烟尘浓度小于  $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。

## 3) 脱硫增效

参与调研的机组采用的脱硫技术以石灰石石膏湿法脱硫为主，占比为 99%。部分机组在石灰石石膏湿法脱硫的基础上，采取了脱硫增效措施，包括单塔双循环(161 台)、双塔双循环 (23 台)、旋汇耦合 (13 台)、增设托盘 (11 台) 等措施，使脱硫效率进一步增高。

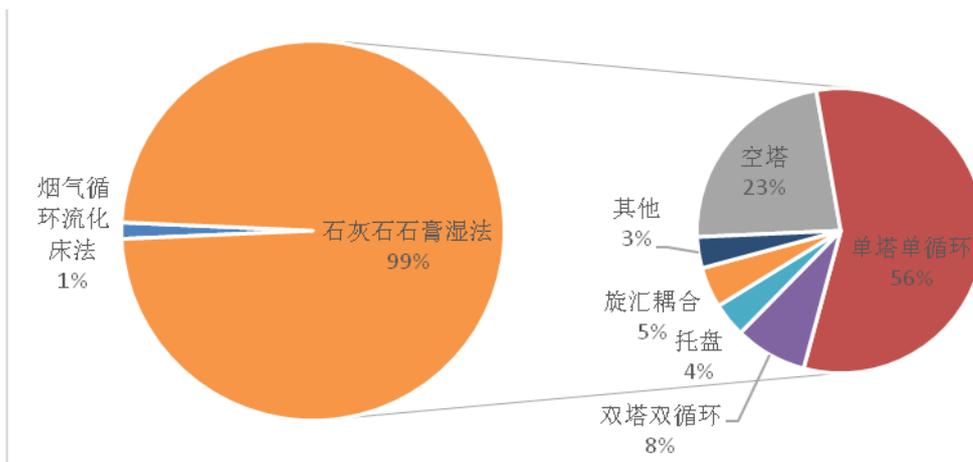


图 7-5 调研机组烟气脱硫技术图

在实施超低排放的火电机组中，采用脱硫增效措施后， $\text{SO}_2$  排放浓度 $\leq 35\text{mg}/\text{m}^3$ 。

## 4) 增加湿式电除尘器

颗粒物控制不仅取决于除尘设施，还受湿法脱硫除尘效果及烟气携带含石膏颗粒的影响。为了稳定满足超低排放要求，部分机组加装了湿式静电除尘器，在调研的 287 台机组中，有 37 台机组（13%）安装了湿式静电除尘器。

在实施超低排放的火电机组中，安装湿式电除尘器后，出口颗粒物排放浓度 $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{SO}_2$  排放浓度 $\leq 35\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{NO}_x$  排放浓度 $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 。

超低排放技术在技术上没有重大突破，是在已有技术的基础上进行完善、改进，通过系统的控制体系对污染物进行协同控制，达到高效捕集的效果，是对现有净化技术的高效组合应用。

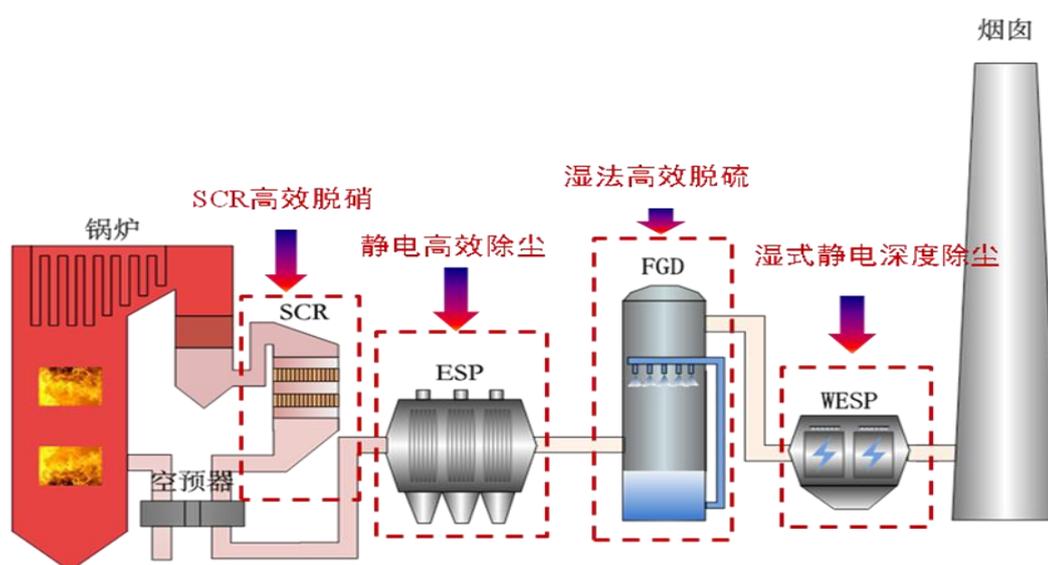


图 7-6 燃煤电厂超低排放典型工艺流程图

锅炉采用低氮燃烧技术后，烟气通过 SCR 脱硝装备高效脱除  $\text{NO}_x$ ，由高效除尘装备除尘，再由湿法脱硫装备高效脱除  $\text{SO}_2$  并协同脱除  $\text{NO}_x$  和颗粒物，最后通过湿式电除尘器深度除尘高效脱除颗粒物。

其中高效除尘技术包括电凝并、高频电源、低低温、旋转电极、湿式电除尘器、袋式除尘器和电袋复合除尘器等；高效石灰石-石膏法湿法脱硫技术包括复合塔技术（沸腾泡沫技术、托盘技术和旋汇耦合技术等）、pH 分区技术（单塔双循环、双塔双循环、双区等）、；高效脱硝技术要在锅炉配置低氮燃烧的基础上配以 SCR（选择性催化还原脱硝技术）或 SNCR（选择性非催化还原脱硝技术）-SCR 联合技术，SCR 填充装三层及以上催化剂、流场优化，SNCR 增加喷淋层，均能有效提高脱硝效率。

## (1) 高效除尘技术

### 1) 低低温电除尘技术

该技术是通过热回收器（又称烟气冷却器）或烟气换热系统（包括热回收器和再加热器）降低电除尘器入口烟气温度的至酸露点以下，一般在90℃左右，使烟气中的大部分SO<sub>3</sub>在热回收器中冷凝成硫酸雾并黏附在粉尘表面，使粉尘性质发生了很大变化，降低粉尘比电阻，避免反电晕现象；同时，烟气温度的降低使烟气流量减小并有效提高电场运行时的击穿电压，从而大幅提高除尘效率，并去除大部分SO<sub>3</sub>。低低温电除尘技术示意图如图7-7所示。

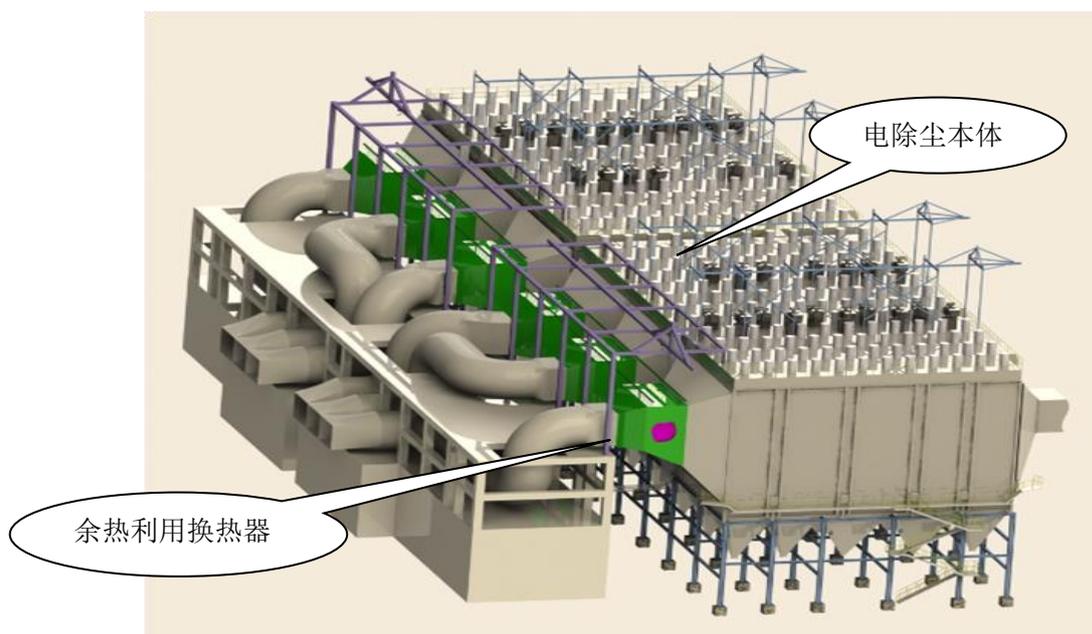


图7-7 低低温电除尘技术示意图

**优势：** 该技术既可以提高电除尘器对工况变化的适应性、提高电除尘效率，又能够去除烟气中大部分 SO<sub>3</sub>，提高湿法脱硫系统协同除尘效果；同时，在节能效果方面，可利用余热、节省燃料。该技术烟尘排放浓度可低于 30 mg/m<sup>3</sup>；节省标准煤耗 1.0~3.5 g/kWh；压力降不大于 650Pa；漏风率≤3%。

**该技术缺点：** 由于烟气温度降至酸露点以下，SO<sub>3</sub> 在热回收器中冷凝，形成具有腐蚀性的硫酸雾，并吸附在烟尘表面上逃逸至电除尘器中，对电除尘器及下游设备造成腐蚀；粉尘比电阻的降低会削弱捕集到阳极板上的粉尘的静电黏附力，从而导致二次扬尘现象有所加重，影响除尘性能的高效发挥；由于吸附了三氧化硫，导致灰斗中灰的流动性变差，易造成灰斗腐蚀。

## 典型案例

工程项目名称：某电厂三期7号、8号机（2×1000MW）改造工程

项目概况：原电除尘器为双列三室四电场电除尘器，入口烟气温度 122℃，出口烟尘浓度约 50mg/m<sup>3</sup>。本次改造工程为7号、8号两台 1000MW 机组进行 2 套低温电除尘（含高频电源改造）设备及其辅助设备和附件的改造。要求通过改造后，主要大气污染物排放浓度达到燃气轮机组标准限值。

主要技术指标：某电厂低低温电除尘器的主要技术参数如表 7-1 所示。

表 7-1 某电厂低低温电除尘器主要技术参数

序号	项目	单位	参数
1	入口实际烟气流	m <sup>3</sup> /h	2105425
	入口烟气流（标态，干基，实际氧）	m <sup>3</sup> /h	1602847
2	入口烟气温度	℃	85.6
3	设计煤种与校核煤种设计除尘效率	%	99.95
	保证效率（设计与校核煤种）	%	99.94
4	除尘器型号		2F701-4
5	本体阻力	Pa	≤200
6	本体漏风率	%	≤2
7	噪声	dB(A)	<85
8	有效断面积	m <sup>2</sup>	701.1
9	长、高比		1.2
10	室数/电场数		3/4
11	通道数	个	3×38
12	比集尘面积/一个供电区不工作时的比集尘面积	m <sup>2</sup> /（m <sup>3</sup> /s）	91.74/84.1
13	烟气流速	m/s	≤0.92
14	高压电源装置型式、规格、数量		高频电源、2.0A/80kV、24 台

投资及运行效益：本项目已于 2014 年 7 月投运，经测试，改造后电除尘器出口烟尘浓度降至 20mg/m<sup>3</sup> 左右。

### 2) 移动（旋转）电极除尘器

移动电极静电除尘器主要由固定电极和移动电极组成，依靠静电力来收集粉尘，转动集尘极在驱动轮的带动下缓慢地上下移动，附着在极板上的粉尘随极板转移到非收尘区域，被正反两把转动清灰刷刷除，粉尘直接刷落于灰斗中，最大限度地减

少二次扬尘。由于集尘极能保持清洁状态且粉尘在灰斗中被清除，有效克服了困扰常规电除尘器对高比电阻粉尘的反电晕及振打二次扬尘等问题，大幅度提高了除尘效率。移动电极技术示意图如图7-8所示。

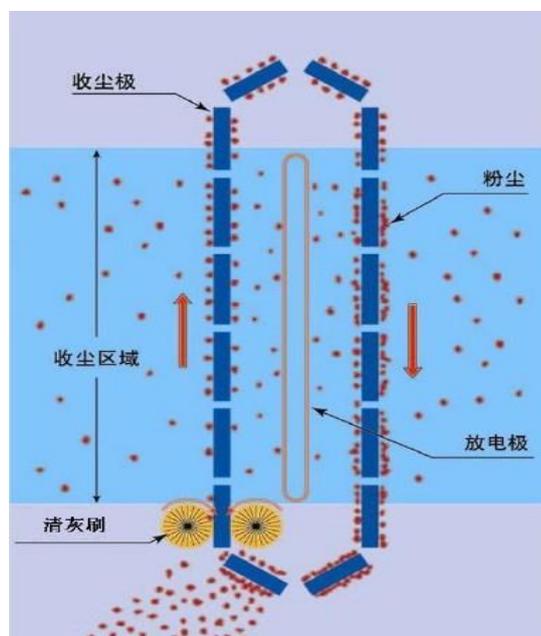


图7-8 移动电极技术示意图

**优势：**可保持阳极板清洁，避免反电晕，有效解决传统电除尘器对高比电阻粉尘收尘难的问题；对煤、飞灰成分的敏感性降低，对不同煤种的适应性增强，应用范围比常规电除尘器更广；可使电除尘器小型化，占地少；特别适合于老机组电除尘器改造，在很多场合，只需将末电场改成移动电极电场，不需另占场地；移动电极电场（同极间距 460mm）的驱进速度可达常规末电场（同极间距 400mm）的 2~2.5 倍，最高可达 3 倍，除尘效率可由常规末电场的 50% ~70% 提高到 70% ~90%，一个移动电极电场相当于两个常规末电场的效果；在保证相同性能的前提下，与常规电除尘器相比，一次投资略高、运行费用较低、维护成本几乎相当；从整个生命周期看，移动极板式电除尘器具有较好的经济性。

**该技术缺点：**当系统漏风、排烟温度高、煤质变化大等造成烟气量变化时，会造成二次扬尘；连续运行对电极钢刷及极板的磨损较大；设备运行时会增加缺陷发生率，可靠性随运行周期下降，影响除尘效率。

### 典型案例

工程项目名称：2×1000MW 超临界机组移动静电除尘器工程

项目概况：2013年7月首套移动除尘与1#主机同步完成168试运行，第2套移动除尘与2#主机组于2013年8月同步完成168试运行。

主要技术指标：本项目系统出口烟气指标满足新国标标准的要求，除尘效率达到99.1%以上，出口浓度 $27\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以下。

投资及运行效益：本工程总投资约5500万元，其中设备投资约5100万元。根据实际运行情况，水、电、粉、气管理等运行费用约为500万元/年，年维修费用约300万元。

### 3) 高频电源技术

电除尘器高频电源是一种利用高频开关技术而形成的逆变式电源，其供电电流由一系列窄脉冲构成。它给电除尘器提供的电压具有从接近纯直流方式到脉动幅度很大的各种电压波形，从而可以根据电除尘器的运行工况选择最合适的电压波形，提高电除尘器的除尘效率。采用高频电源给电除尘器供电，除了可以提高供电效率，节约电能外，同时可减少电网供电环境的影响。另外，高频电源与工频电源相比，还有体积小重量轻等诸多优点。其原理图如下。

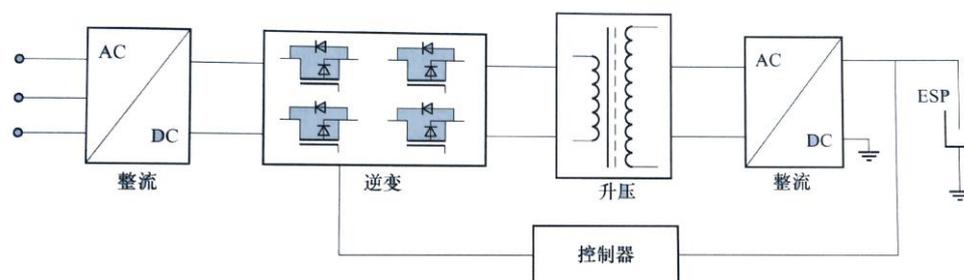


图7-9 高频电源原理图

**优势：**高频电源在纯直流供电方式下，可以使其供给电场内的平均电压比工频电源供给的电压提高25%~30%，电晕电流可以提高一倍，增大了电晕功率的输入，可使烟尘排放降低约30%~50%。高频电源工作在间歇脉冲供电方式时，其脉冲宽度在几十微秒到几毫秒之间，在较窄的高压脉冲作用下，可以有效克服高比电阻粉尘的反电晕，提高电除尘器的除尘效率并大幅节能。控制方式灵活，可以根据电除尘器的具体工况提供最合适的电压波形，提高电除尘器对不同运行工况的适应性。高频电源效率和功率因数均可达0.95，纯直流供电时相比工频电源节能约20%。体积小、重量轻（约为工频电源的1/5至1/3）。

**该技术缺点：**除尘电场在很多时候会有电火花产生，在一定程度上使得除尘效

果受到影响；高频干扰大，故障率高，电路复杂；高频脉冲电源的高次谐波有害。

### 典型案例

工程项目名称：某电厂1#、2# 135 MW机组高频电源改造工程

项目概况：两台机组均使用双室五电场电除尘器，于2007年进行了高频电源改造与对比试验。其中，1#炉的第一电场由0.8A/66 kV工频电源改造为0.8 A/80kV高频电源，第二至第五电场仍采用工频电源，而2#炉各电场均采用原来的工频电源，并进行了基本同等条件的对比试验。

主要技术指标：测试结果表明1#炉浊度仪的浊度值由改造前的26%下降为改造后的17%，改造后第一电场仓泵输灰量是改造前的1.25~1.33倍，采用高频电源单电场除尘效率比工频电源提高了4.54%，出口排放降低32.6%。测试结果表明采用高频电源除尘效率明显提高。

投资运行成本：单台高频电源约20~30万/套。

#### 4) 湿式电除尘技术

湿式电除尘技术根据阳极类型的不同可分为三大类：金属极板湿式电除尘、导电玻璃钢湿式电除尘、柔性极板湿式电除尘。其中，金属极板湿式电除尘为国外燃煤机组应用的主流技术，已有近30年的应用实践，技术成熟度较高。

该技术是将水雾喷向集尘板，水雾在放电极形成的强大的电晕场内荷电后分裂进一步雾化；电场力、荷电水雾的碰撞拦截、吸附凝并，共同对细颗粒物起捕集作用，最终颗粒物在电场力作用下到达集尘极而被捕集。与干式电除尘器的振打清灰相比，湿式电除尘器是通过集尘板上形成连续的水膜高效清灰，不受粉尘比电阻影响，无反电晕及二次扬尘问题；且放电极在高湿环境中使得电场中存在大量带电雾滴，大大增加亚微米粒子碰撞带电的机率，大幅度提高亚微米粒子向集电极的驱进速度，可以在较高的烟气流速下，捕获更多的微粒。金属极板湿式电除尘技术示意图见图7-10。

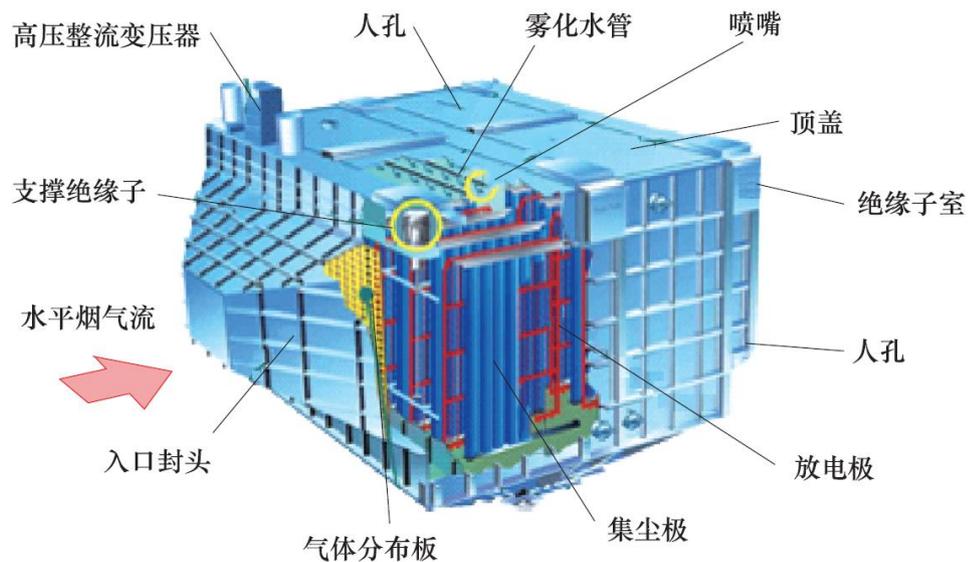


图7-10 金属极板湿式电除尘技术示意图

该技术作为终端排放的把关技术可进一步降低微细烟尘、水雾、酸雾及重金属的排放。除尘效率在 99.9% 以上，出口粉尘排放浓度可控制在  $5\text{mg}/\text{m}^3$  以下， $\text{PM}_{2.5}$  的去除率高达 95% 以上。

#### 优势：

能提供几倍于干式电除尘器的电晕功率；煤种适应性好，不受粉尘比电阻影响，粉尘排放浓度低，可有效捕集其它烟气治理设备捕集效率较低的污染物（如  $\text{PM}_{2.5}$  等）以及湿法脱硫系统产生的衍生物等，消除石膏雨；可达到其它除尘设备难以达到的极低的排放指标：颗粒物排放浓度可  $\leq 3\text{mg}/\text{m}^3$ 。同时对  $\text{SO}_3$ 、重金属汞等具有脱除作用；阳极板采用耐腐蚀的不锈钢、高端合金等材料，极板机械强度大、刚性好；运行电压高、稳定性好，运行电流大，性能更高效、稳定；运行阻力低于  $300\text{Pa}$ 。

该技术缺点：湿式除尘器排出的沉渣需要处理；洗涤水具有腐蚀性等。

#### 典型案例

工程项目名称：某电厂1号、2号机（ $2 \times 1000\text{MW}$ ）新建工程

项目概况：本期工程为新建工程，建设 $2 \times 1000\text{MW}$ 超超临界燃煤发电机组，同步配套建设两套高效烟气脱硫装置和两套烟气脱硝装置。

主要技术指标：主要技术指标见表7-2。

表7-2 WESP主要技术参数

序号	参数名称	单位	技术参数
1	WESP 型号		2NYW168
2	进口烟气量 (湿基, 实际氧)	m <sup>3</sup> /h	3405269 (设计煤种) 3560934 (校核煤种)
3	进口含尘浓度 (干基)	mg/m <sup>3</sup>	≤20
4	入口烟气温度	℃	50
5	台/室数		2/4
6	电场数	个	1
7	流通面积	m <sup>2</sup>	168
8	总集尘面积	m <sup>2</sup>	9386
9	比集尘面积	m <sup>2</sup> / (m <sup>3</sup> /s)	7.63
10	同极间距	mm	300
11	极配型式		沟槽型阳极板+针刺线
12	烟气流速	m/s	3.67
13	本体阻力	Pa	≤200
14	除尘效率	%	75
15	出口粉尘浓度 (干基)	mg/m <sup>3</sup>	≤5
16	外排废水量	t/h	40
17	NaOH 耗量	t/h	0.156
18	高压电源装置型式、规格、数量		高频电源、2.0A/55kV、4 台

**投资及运行效益：**该电厂1号、2号机组分别于2014年6月中旬、8月下旬投运，第三方检测单位分别于2014年7月、9月对其进行测试，满负荷工况，各设备运行正常时，1号机组WESP出口烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>排放浓度分别为<5mg/m<sup>3</sup>、25.51mg/m<sup>3</sup>、33.94mg/m<sup>3</sup>；2号机组WESP出口烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>排放浓度分别为<5mg/m<sup>3</sup>、11.32mg/m<sup>3</sup>、30.62mg/m<sup>3</sup>。两台机组的三项污染物排放指标均达到了燃机排放的水平。

### 5) 袋式除尘器

袋式除尘技术是一种干式滤尘技术，它适用于捕集细小、干燥、非纤维性粉尘。其工作原理是利用滤袋对含尘气体进行过滤，颗粒大、比重大的粉尘，由于重力的作用沉降下来，落入灰斗，含有较细小粉尘的气体在通过滤料时，粉尘被阻留，使气体得到净化。过滤材料捕集粗粒粉尘主要靠惯性碰撞作用，捕集细粒粉尘主要靠扩散和筛分作用。滤料的粉尘层也有一定的过滤作用。袋式除尘器结构示意图见图7-12。

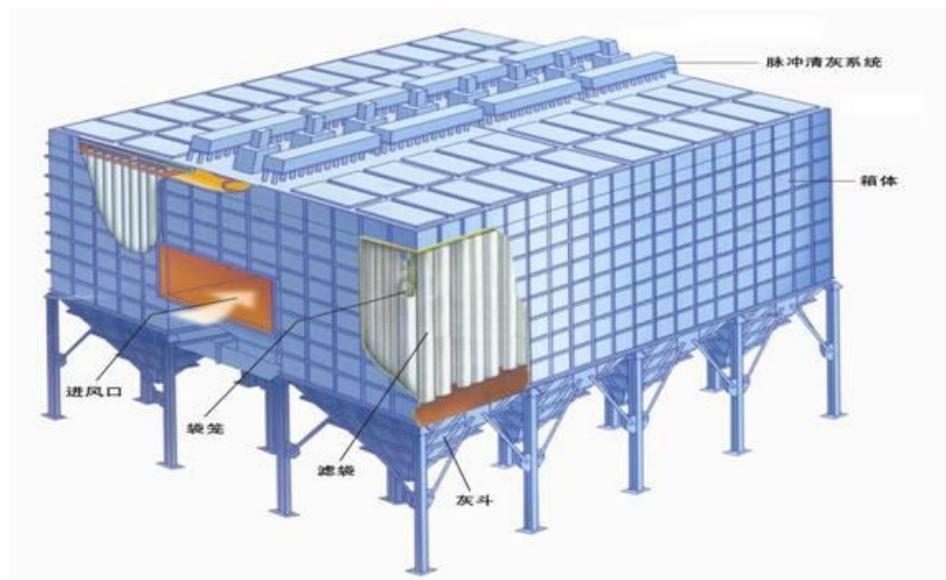


图 7-12 袋式除尘器示意图

**优势：**除尘效率高，可达 99.9%，PM<sub>2.5</sub> 捕集率>95%，排放浓度<50 mg/m<sup>3</sup>；烟气量的波动影响较小；能适应高比电阻、高浓度及细颗粒的粉尘；检修方便，可以实现在线内部检修，极大地提高了除尘器的运行可靠性；结构比较简单，操作维护方便，主要清灰过程均可由程序控制自动完成，因此降低了运行和维护成本。

**该技术缺点：**对于烟气含水分较多，或者所携粉尘有较强的吸湿性，往往导致滤袋黏结堵塞滤料。袋式除尘器运行压差较高，一般在 1000~1500Pa 之间，运行呈上升趋势，且压差大造成袋笼变形甚至破袋的可能，增加了引风机的电耗。

### 典型案例

工程项目名称：某电厂烟气干式超净技术项目

**项目概况：**该电厂新建 2×350MW 机组，采用超临界 CFB 锅炉。为满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）的要求，锅炉烟气净化采用炉内+炉外两级治理方式。2014 年 7 月，在 1#机组烟气净化装置安装快完成情况下，着手烟气排放超净排放升级相关研究工作，最终确定 CFB 锅炉-半干法脱硫-袋式除尘器的技术路线。

**主要技术指标：**处理风量：2057957m<sup>3</sup>/h，过剩空气系数：1.22；入口粉尘浓度：60.64g/Nm<sup>3</sup>。

**投资及运行效益：**该法通过在流化床塔反应过程中细颗粒物的凝并以及脱硫塔出口稳流结构装置后，使得颗粒物更有利于被后级袋式除尘器过滤，可实现出口烟

尘稳定小于  $5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

#### 6) 电袋复合除尘器

电袋复合除尘技术包括一体式电袋除尘器和分体式电袋除尘器。该技术有机结合了静电除尘和袋式除尘的特点，前端的电场预收尘可去除大部分粉尘，同时对微细颗粒进行荷电、产生凝并效应，从而使滤料阻力降低，利于提高后端袋式除尘效率。该技术在提高微细粉尘去除率的同时，降低了袋式除尘器的损耗。电袋复合除尘器示意图见图7-13。

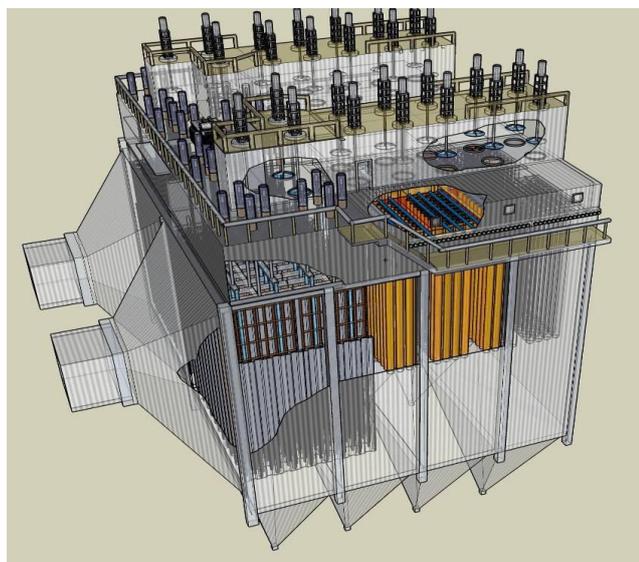


图 7-13 电袋复合除尘器示意图

**优势：**该技术除尘效率 99.9%， $\text{PM}_{2.5}$  粉尘去除效率达 98% 以上，排尘浓度  $< 30\text{mg}/\text{m}^3$ ，设备阻力  $600\sim 1000\text{Pa}$ ，过滤速度  $\geq 1.2\text{m}/\text{min}$ ，滤袋寿命  $> 4$  年。不受煤种及粉尘特性影响，能有效脱除比电阻高的粉尘，运行稳定可靠，维护量少；布置场地紧凑，占地面积小。

**该技术缺点：**电区火花放电产生臭氧，在特定条件下，对布袋产生强烈的氧化腐蚀作用，使除尘布袋使用寿命缩短；电耗较高。

#### 典型案例

工程项目名称：某电厂  $2\times 1000\text{MW}$  机组电袋复合除尘工程

项目概况：2013 年 3 月 15 日顺利通过“168 小时试运行”，配套电袋复合除尘器运行正常、参数优良，排放低于  $30\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、阻力小于  $1100\text{Pa}$ 、清灰周期长达 4.6 小时。该项目为世界上第一台  $1000\text{MW}$  机组电袋复合除尘器，其成功投运标志着电

袋复合除尘技术开发与应用的成功。

主要技术指标：2013年4月，经第三方检测机构测试，机组负荷1000 MW时，设备阻力为小于1100 Pa，除尘效率为99.924%，出口粉尘浓度为26 mg/m<sup>3</sup> (标干态、O<sub>2</sub> =6%)。

投资及运行效益：总投资（不含安装费）为：8500万元。其中，设备购置费：8330万元，占总投资的98%；设计费及调试服务费：170万元，占总投资的2%。水、电、粉、气、管理等运行费用约为527万元/年。

## （2） 高效湿法脱硫技术

截至2014年年底，火电厂脱硫机组采用的脱硫技术中，石灰石-石膏湿法占92.46%，海水法占2.67%，烟气循环流化床法占1.93%，氨法占1.94%，其他占1.00%。目前实现超低排放机组选用的脱硫技术大部分都是对石灰石-石膏湿法的提效技术。

针对二氧化硫控制新要求，我国燃煤电厂采取了湿法脱硫工艺的“新技术”（技术尚未突破其本身范畴），即在原有湿法脱硫的基础上采用新型喷嘴、喷淋层优化布置、增设托盘、性能增强环等。

为了实现二氧化硫的超低排放，石灰石-石膏湿法高效脱硫技术包括双循环（单塔、双塔、双区、U形塔等）、多层喷淋技术、托盘技术、旋汇耦合和串联接力吸收塔技术等；二氧化硫实现超低排放的技术路径见图7-14。

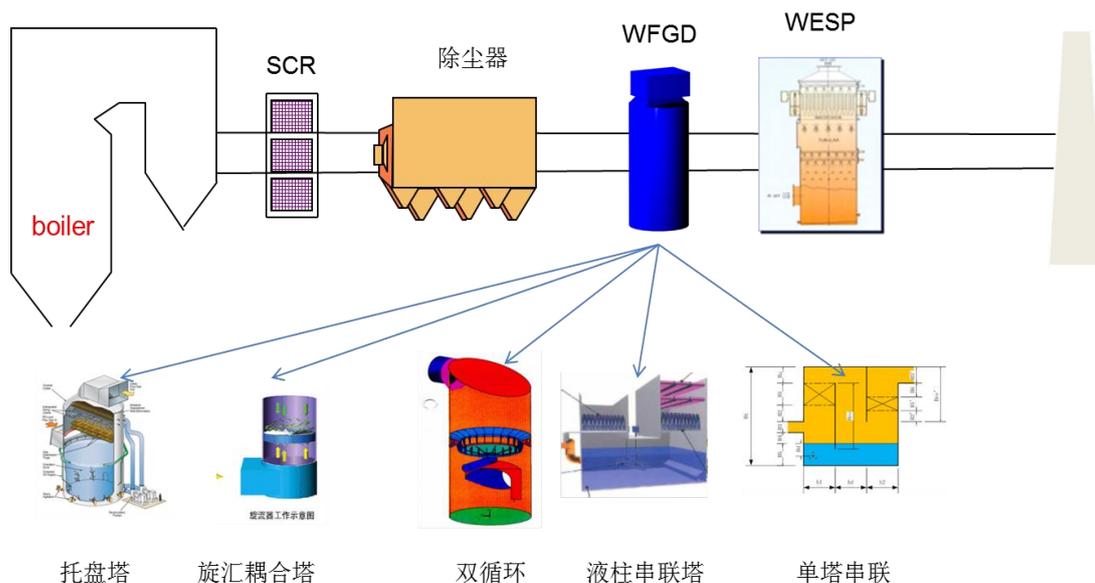


图 7-14 二氧化硫提效改造的主要技术途径

该类技术有效的提升了 WFGD 单塔的脱硫效率，采用了上述技术后脱硫效率可提升至 98% 以上。为了更好的识别这些石灰石-石膏湿法高效脱硫“新技术”，依据原理不同，将其分为复合塔技术和 pH 分区技术。

复合塔技术是在喷淋塔内加入持液组件，形成稳定持液，提高气-固-液三相传质系数，实现高效脱硫，包括沸腾泡沫技术、托盘技术、旋回耦合技术等。缺点是系统整体运行能耗增加；持液层稳定性受负荷波动影响。

pH 分区技术是加装隔离体实施物理分区或依赖浆液自身特点(流动方向、密度等)形成自然分区，提高浆液 pH 实现高效脱硫，包括单塔双循环、双塔双循环、单塔双区技术等。缺点是物理分区造价、占地增加；自然分区受负荷波动、操作水平影响。

典型技术及应用案例如下。

### ① pH 分区技术——双循环脱硫技术

#### 1) 工业原理与技术特征

双循环烟气脱硫技术是一种高效的，适用于燃煤锅炉烟气二氧化硫超低排放的应用技术，其基本的技术原理是：克服了单循环系统整体弊端，对吸收塔浆液进行物理分区，采用双 pH 的控制方案，实现高效脱硫和石膏氧化结晶不同的效果，使得吸收塔能够高效、稳定、连续运行。主要包含双塔双循环、单塔双循环等模型。二氧化硫吸收反应在两个反应区域进行，一级循环主要是石膏氧化、结晶和部分吸

收反应；二级循环主要是吸收反应，因此，反应的过程与常规单循环稍有不同。

对于石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统，浆液的 pH 值是一个非常重要的参数。它直接影响脱硫效率、浆液中的石灰石溶解过程、石膏的结晶氧化速率以及系统的运行安全稳定性。双循环技术实际上是相当于烟气通过了两次 SO<sub>2</sub> 脱除过程，经过了两级浆液循环，两级循环分别设有独立的循环浆池，喷淋层，根据不同的功能，每级循环具有不同的运行参数。

原烟气在经过一级、二级循环两个吸收塔的串联吸收，能够实现对两级吸收浆液氧化结晶、高脱硫效率等不同功能的物理划分，同时能够实现分别控制两个独立浆池的 pH 值、液位、密度等平衡。双塔双循环脱硫技术工艺示意图如下图 7-15 所示。

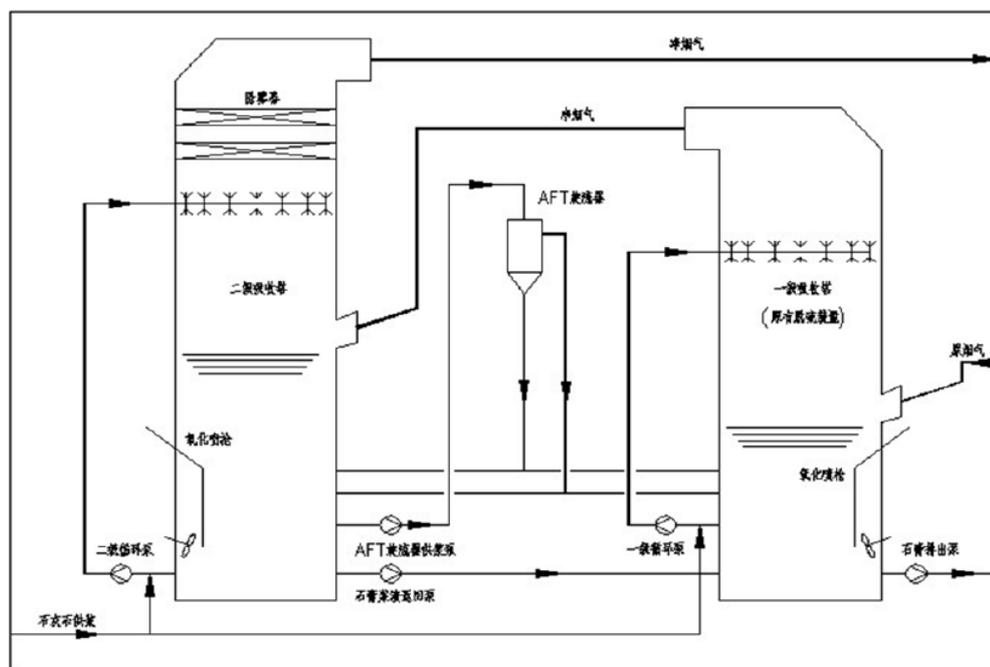


图 7-15 双塔双循环流程示意图

## 2) 双塔双循环应用案例

某电厂 600MW 燃煤机组（#1 机组）已同时配套建设石灰石—石膏湿法烟气脱硫（FGD）装置，原设计煤质的含硫量为 2.2%，锅炉 100%BMCR 工况下，出口排放达到 200mg/Nm<sup>3</sup>，随着国内及国际日益严峻的环保形势。因此需要对#1 机组脱硫装置进行超低排放技术改造，以应对环保形势及压力。本次改造方案为新建一级吸收塔、改造原吸收塔作为二级吸收塔，串联双塔、双塔双循环。

改造新建的一级吸收塔，吸收塔设计入口 SO<sub>2</sub> 浓度为 6016mg/m<sup>3</sup>（标态、干基、

6%O<sub>2</sub>)。吸收塔出口 SO<sub>2</sub> 浓度保证值为 900mg/m<sup>3</sup> (标态、干基、6%O<sub>2</sub>)；对原吸收塔改造作为二级串联塔，二级吸收塔设计入口 SO<sub>2</sub> 浓度为 1000mg/m<sup>3</sup> (标态、干基、6%O<sub>2</sub>)。二级吸收塔出口 SO<sub>2</sub> 浓度保证值小于 35mg/m<sup>3</sup> (标态、干基、6%O<sub>2</sub>)。采用双塔双循环脱硫工艺；烟气的主要设计参数及运行参数如下表 7-3。

表 7-3 某电厂 600MW 机组脱硫主要参数

机组负荷	脱硫系统入口 (mg/Nm <sup>3</sup> )	一级塔出口 (mg/Nm <sup>3</sup> )	脱硫系统出口 (mg/Nm <sup>3</sup> )	一级塔脱硫 效率 (%)	脱硫效率 (%)
600MW	5062.1	997.8	10.4	80.29	99.79
480MW	5420.9	660.2	10.1	87.77	99.81
300MW	5891.5	976.7	15.7	83.03	99.73

委托第三方测试的结果显示，该电厂 600MW 机组脱硫系统改造后，在脱硫系统入口烟气 SO<sub>2</sub> 浓度在 5062.1~5891.5 mg/Nm<sup>3</sup> 的范围时，在 100%、80%、50% 三个负荷下，脱硫系统出口烟气 SO<sub>2</sub> 排放浓度为 10.1~15.7 mg/Nm<sup>3</sup>，数据表明机组在不同负荷下均能达到 SO<sub>2</sub> 超低排放。

## ②pH 分区技术——单塔双循环脱硫技术

### 1) 工业原理与技术特征

在双塔双循环技术的基础上，结合工程实例，整合双塔为单塔，同时实现双循环脱硫功能，研究开发了单塔双循环脱硫技术，较之双塔双循环更加节约场地，降低阻力，减少设备投资，优化运行方案的原则。工艺图如下图 7-16。

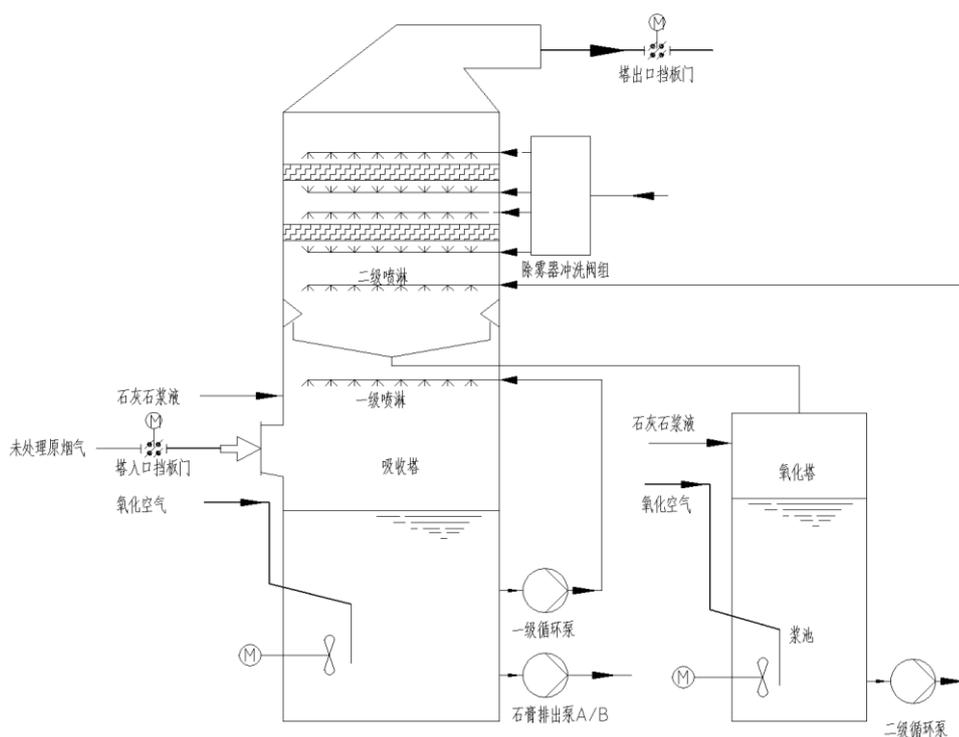


图 7-16 单塔双循环流程示意图

烟气首先经过一级循环，此级循环的脱硫效率一般在 30-70%，浆液停留时间在 5 分钟，此级循环的主要功能是保证亚硫酸钙的氧化效果和足够的石膏结晶时间，在酸性环境下  $\text{pH}=4.5$  时，氧化效率是最高的。经过一级循环的烟气直接进入二级循环，此级循环实现主要的脱硫洗涤过程，由于不用考虑氧化结晶的问题，所以  $\text{pH}$  可以控制在非常高的水平，这样可以大大降低循环浆液量。

一级循环：

反应方程式： $\text{SO}_2 + \text{CaCO}_3 / \text{CaSO}_3 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 7/2\text{H}_2\text{O} = 2\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 + \text{SO}_2$

这一循环包含了多种作用：烟气的预处理和亚硫酸钙氧化成石膏。二级循环中过剩的石灰石溢流到一级循环吸收塔浆池后被充分利用，在一级循环中初步去除  $\text{SO}_2$  的同时，烟气中的氯化物和氟化物也一并被洗去。对石灰石溶解、亚硫酸钙氧化为硫酸盐及石膏的生成，最佳  $\text{PH}$  值为 4~5。因此，一级循环的运行条件有利于提高石灰石的利用率，并使亚硫酸盐几乎全部的氧化。

二级循环：

反应方程式： $2\text{CaCO}_3 + 1/2\text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 = \text{CaCO}_3 / \text{CaSO}_3 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$

二级循环中可以有效的对烟气中的  $\text{SO}_2$  进行脱除。喷淋浆液中过量的石灰石确

保了较高的脱硫效率。烟气中的 SO<sub>2</sub> 与溶解的石灰石反应生成弱溶解性的亚硫酸钙和一部分溶解性的碳酸氢钙。过量的石灰石很容易使浆液 PH 值迅速达到 6.0 左右并保持这一水平。碳酸氢根离子起自然缓冲作用，从而保证即使在入口 SO<sub>2</sub> 浓度发生较大变化时，脱硫效率仍能保持稳定。另外，二级循环回路中氯化物的含量很低，大约只有下回路的 1/5 左右，保证了 SO<sub>2</sub> 的吸收效率，并大大降低了二级循环吸收区的防腐要求。

## 2) 单塔双循环应用案例：

某电厂 1000MW 机组深度脱硫提效改造采用在原石灰石—石膏湿法基础上、异地新建一炉一塔脱硫吸收装置。改造后脱硫率不小于 99%。每套烟气脱硫装置的出力在锅炉 BMCR 工况的基础上设计，与锅炉全程运行相适应。

机组烟气脱硫改造工程于 2014 年 06 月 18 日开工，于 2015 年 07 月 17 日完成 168 小时试运。改造后的脱硫系统主要包括：SO<sub>2</sub> 吸收系统、烟气系统、吸收剂供应与制备系统、石膏脱水系统、FGD 供水及排放系统、FGD 废水处理系统和压缩空气系统。采用单塔双循环脱硫工艺；烟气的主要设计参数及运行参数如下表 7-4。

表 7-4 浙江北仑某 1000MW 机组脱硫主要参数

机组负荷	脱硫系统入口 (mg/Nm <sup>3</sup> )	脱硫系统出口 (mg/Nm <sup>3</sup> )	脱 硫 效 率 (%)	备注
1000MW 设计值	≤2310	≤24	≥99	采用单塔双循环脱硫 工艺；
970MW 运行值	1436.4	8.8	99.4	
766MW 运行值	1495.7	6.6	99.6	
565MW 运行值	1476.8	12.2	99.2	

第三方测试结果显示，该电厂 1000MW 机组采取单塔双循环脱硫系统改造后，在脱硫系统入口烟气 SO<sub>2</sub> 浓度在 1436.4~1495.7 mg/Nm<sup>3</sup> 的范围时，在 97%、76.6%、56.5% 三个负荷下，脱硫系统出口烟气 SO<sub>2</sub> 排放浓度为 6.6~12.2 mg/Nm<sup>3</sup>，数据表明机组在不同负荷下均能达到 SO<sub>2</sub> 超低排放。

## ③复合塔技术——单塔脱硫协同除尘深度净化技术（SPC-3D）

### 1) 工业原理与技术特征

SPC-3D 技术是基于石灰石-石膏湿法脱硫复合塔的一种改进技术，工艺图如下图 7-17。

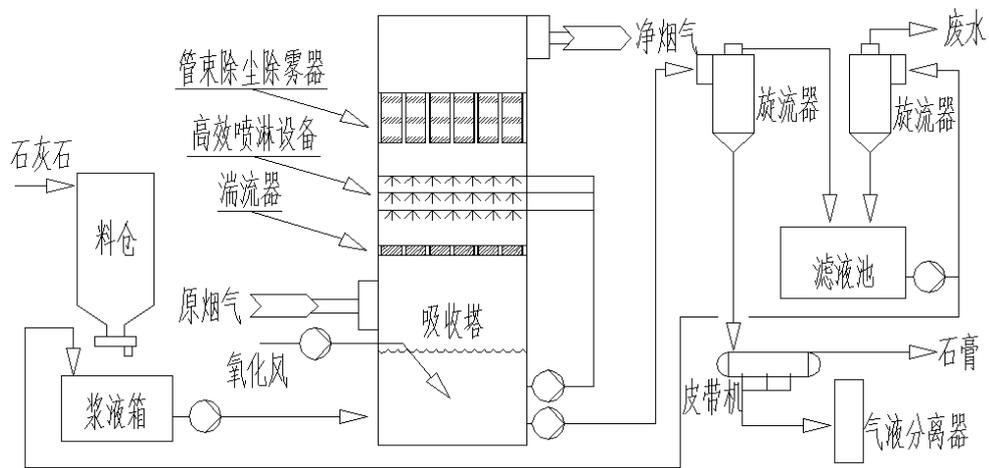


图 7-17 SPC-3D 脱硫除尘技术流程简图

基于石灰石-石膏湿法脱硫原理，SPC-3D 技术的主要特点是在传统逆流喷淋塔内增加了湍流器、高效喷淋层以及管束式除尘除雾器，以保证吸收塔系统能以较低的能耗同时完成脱硫除尘，保证净烟气污染物的超低排放。

#### a) 湍流器

湍流器（又称旋汇耦合器）布置在吸收塔内入口烟道后，喷淋层下方。原烟气通过旋汇耦合装置与浆液产生可控的湍流空间，提高了气液固三相传质速率，完成一级脱硫除尘，同时实现降温及烟气均布。湍流器的特点是高脱硫除尘效率，对煤质的适应性强，系统稳定。

#### b) 高效喷淋层

高效喷淋层用来取代传统的吸收塔逆流喷淋系统。其特点在于：优化喷淋布置方式保证了合理的覆盖率；采用专利型喷嘴，高效喷嘴的组合，在提升自身雾化效果的同时提高二次碰撞的效果；防壁流装置，避免气液短路。

#### c) 管束除尘除雾器

管束除尘除雾器安装位置为吸收塔喷淋层上方（传统吸收塔内除雾器位置）。对于 SPC-3D 脱硫吸收塔，不必安装传统除雾器，利用管束式除尘除雾器同时完成尾部烟气的高效除尘除雾。管式除尘除雾器的主要工作部件为旋流子分离器，烟气通过旋流子分离器，产生高速离心运动，在离心力的作用下，雾滴与尘向筒体壁面运动，在运动过程中相互碰撞、凝聚成较大的液滴，液滴被抛向筒体内壁表面，与壁面附着的液膜层接触后湮灭，实现雾滴与尘的脱除。在分离器之间设置导流环，

提升气流的离心运动速度，并维持合适的气流分布状态，以控制液膜厚度，控制气流的出口状态，防止液滴的二次夹带。

## 2) 应用案例

某热电厂二期原为 2×300MW 供热发电机组，在 2014 年 6 月将其扩容至 2×320MW。2014 年 8 月，采用了 SPC-3D 技术对 3#机组脱硫系统进行改造。此示范工程已于 2014 年 9 月完成改造，成功投运。其改造内容包括安装管束除尘除雾器、喷淋层改造、湍流器更换。改造后烟气达到二氧化硫及烟尘超低排放。

表 7-5 某热电#3 机组（320MW）脱硫主要参数

项目	单位	设计值	运行值	备注
FGD 入口 SO <sub>2</sub> 浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	3000	2397	
FGD 出口 SO <sub>2</sub> 浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	≤35	17.5	效率：99.3
FGD 入口烟尘浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	≤35	21.4	
FGD 出口烟尘浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	≤5	3.24	
烟尘第三方测试	mg/Nm <sup>3</sup>	3.24		

改造后的脱硫系统是投运最早的完成 SPC-3D 改造的系统，该机组投运后烟气数据分别接受了不同第三方测检机构的检测，数据表明机组在不同负荷下均能达到超低排放。

石灰石-石膏湿法脱硫技术应用广泛，脱硫效率较高，且能连续稳定运行。鉴于此，结合超低排放的应用案例，本技术政策第三（二）2 条提出：超低排放应在传统空塔技术的基础上，根据煤种含硫量可选择复合塔技术及 pH 分区技术等。

### (3) 高效氮氧化物控制技术

根据调研的结果发现，在参与调研的电厂中，全部调研机组都配置了低氮燃烧技术或实施低氮燃烧改造，为了满足 NO<sub>x</sub> 超低排放要求，需同步建设烟气脱硝设施（SCR 或 SNCR 或 SCR+SNCR）。

火电厂锅炉配置最多的炉型是煤粉炉和循环流化床炉，不同类型的锅炉 NO<sub>x</sub> 生成类型不同，其中煤粉炉以热力型 NO<sub>x</sub> 为主，且 NO<sub>x</sub> 排放浓度较高，采取低氮燃烧技术后通常在 280~400 mg/Nm<sup>3</sup>。循环流化床锅炉炉以燃料型 NO<sub>x</sub> 为主，NO<sub>x</sub> 排放浓度较低，通常在 120~200 mg/Nm<sup>3</sup>。因此，NO<sub>x</sub> 浓度不同决定了其治理方式

不同，为满足超低排放要求，煤粉炉烟气 NO<sub>x</sub> 治理需采用 SCR 或 SNCR-SCR 脱硝技术，循环流化床炉烟气 NO<sub>x</sub> 治理优先选用 SNCR 脱硝技术。

通过对 SCR、SNCR 和 SCR+SNCR 这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，提出如下烟气脱硝技术路线：“超低排放脱硝技术煤粉炉宜选用高效低氮燃烧与选择性催化还原技术（SCR）或选择性非催化还原-选择性催化还原联合技术（SNCR-SCR）配合使用的技术路线，若不能满足排放要求，可采用增加催化剂层数、增加喷氨量等措施，但要有效控制氨逃逸；循环流化床锅炉宜优先选用选择性非催化还原技术（SNCR）。”

综上所述，根据目前超低排放应用的情况，本技术政策规定提出：

- 1) 在现有电除尘和石灰石-石膏法脱硫的基础上，可采用如下超低排放路线：LNB+SCR（多层）+电除尘（新技术）+石灰石-石膏法（增效）+湿式静电（可选）。
- 2) 对于除尘方式为袋式除尘或电袋复合除尘的机组，可采用如下超低排放技术路线，LNB+SCR（多层）+电袋复合/袋式除尘+湿法脱硫（增效）。

### 7.3.3 实施超低排放的环境效益及经济性分析

#### （1）燃煤机组实现超低排放的环境效益分析

根据《2015 年中国电力行业年度发展报告》中我国 2014 年燃煤电厂的基本情况，估算 2014 年我国燃煤电厂行业的废气排放量。根据超低排放排放限值：烟尘 10mg/m<sup>3</sup>，二氧化硫 35mg/m<sup>3</sup>，氮氧化物 50mg/m<sup>3</sup>，估算得到，若到 2020 年，我国所有燃煤机组实现超低排放，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放量将分别约为 13 万吨、45 万吨和 65 万吨。

#### （2）燃煤机组实现超低排放的经济性分析

通过调研不同地区不同类型机组实现从达标排放到超低排放时，除尘、脱硫、脱硝环保装备的单位投资成本及单位运行成本，结合我国燃煤电厂机组的容量分布情况，估算出到 2020 年，若全国燃煤机组全部实现超低排放，则在达标排放的基础上需要增加的投资成本、运行成本分别约为 887 亿元和 406 亿元。

## 7.4 水污染防治

火电厂化学废水包括经常性排水和非经常性排水两部分。经常性排放包括锅炉补给水处理再生废水、化学实验室排水、凝结水精处理再生废水、澄清过滤设备排

放的泥浆废水、锅炉排污水、生活污水、冲灰废水、烟气脱硫废水等；非经常性排水包括锅炉化学清洗废水、空气预热器冲洗废水、机组启动排水、凝汽器/冷却塔冲洗废水、煤场废水等。

火电厂废水排放种类繁多、水质差别较大，为降低对环境的影响，应采用分类收集、集中处理的原则，分类处理、逐级利用，无法回收利用的废水处理达标后集中后循环使用，不外排。

冲灰（渣）水是电厂排水的主要部分。冲灰（渣）水污染物处理主要针对 PH 值超标、悬浮物超标、氟超标和其他污染物的超标治理，处理工艺主要为物理沉淀法。由于冲灰（渣）水是火电厂最大的水污染源，且其易处理，因此，冲灰（渣）废水处理应循环利用，为提高其利用率，建议回用率不小于 50%。

采用石灰石石膏法烟气脱硫产生的脱硫废水在火电厂废水排放量中占份额很小，一般两台 300MW 机组配置一套烟气脱硫系统，产生的脱硫废水只有 8~10t/h。但脱硫废水污染严重，氯离子浓度极高，可达 20000ppm，会腐蚀运行设备，应对其采取措施，降低其浓度至脱硫工艺用水水质要求进行循环利用。鼓励利用余热蒸发干燥、结晶等处理工艺处理脱硫废水。如脱硫废水经过雾化处理后喷入烟道，利用高温烟气使废水中的蒸发结晶，并在除尘器中随烟尘一起脱除。

## 7.5 固体废物污染防治

火电厂产生的固体废物主要包括粉煤灰、脱硫石膏等，这些固体废物都可以作为资源进行综合利用，并得到了应用。粉煤灰、脱硫石膏作为一般工业固体废物，其贮存设施应参照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599）的有关要求进行建设和管理。

### （1）粉煤灰的综合利用

粉煤灰的综合利用途径较多，充分考虑经济效益和环境效益，建议利用粉煤灰配制混凝土，既可节省水泥又可改善混凝土的性能，具有较高的经济效益，同时减少堆放或储存用的土地。拌制混凝土和砂浆用粉煤灰分为三个等级：I 级、II 级、III 级，其利用时的对粉煤灰的理化指标要求较高，在细度、含水量、含碳量、三氧化硫含量等方面需满足《用于水泥和混凝土中的粉煤灰》（GB/T1596-2005）标准要求。

## (2) 脱硫石膏的综合利用

脱硫石膏的综合利用应从产生、贮存、综合利用等方面减少其对环境的影响。

燃煤电厂石灰石—石膏法脱硫工艺排放的脱硫石膏品质应满足特定的性能指标，参考工业和信息化部颁布的《烟气脱硫石膏》(JC/T2074)中所列性能指标，附着水含量(湿基)不得超过10%，氯离子含量(干基)不得大于200mg/kg。

脱硫石膏的综合利用建议采取以下方式：

1) 依据脱硫石膏综合利用途径的技术可行、经济合理、便于实施，推荐脱硫石膏用作水泥调凝剂和生产石膏建材产品作为优先考虑的综合利用方式，其中石膏建材产品包括纸面石膏板、石膏砌块、粉刷石膏。

2) 天然石膏可作为水泥调凝剂，由于脱硫石膏含水量在10%左右，直接使用时，会在生产输送线上产生石膏输送堵塞，因此，应对脱硫石膏进行压块或造粒处理或改造石膏添加设备后，满足生产工艺要求。对于具备技术条件的也可将品质符合工艺要求的脱硫石膏直接加入水泥熟料磨。

3) 依据《环境标志产品技术要求—化学石膏制品》(HJ/T211)，石膏建材制品需满足生产过程中使用的石膏原料须全部为脱硫石膏，其含量应占产品重量的70%以上，规定产品浸出液中氯的质量分数应小于100mg/kg。

4) 城市建设过程中，大规模公路建设对路基回填材料量的需求很大，充分利用脱硫石膏作为建筑道路路基的回填材料，既可为城市筑路提供材料来源，又可解决脱硫石膏的利用问题。

胶结充填采矿法作为一种成本较高的采矿工艺，据研究，胶结充填采矿法的充填成本占采矿成本的1/3左右，而充填成本中充填胶凝材料占80%以上。因此，可利用脱硫石膏研制新的胶凝材料，在不降低充填体强度的情况下，替代部分或全部水泥。

因此，对于有条件的地区，可以考虑利用脱硫石膏研制新的胶凝材料，用于筑路路基或回填材料，可成为脱硫石膏综合利用的主要途径之一。

5) 利用脱硫石膏作为盐碱土、酸性土的土壤改良剂，改良土壤结构，提高土壤肥力。由于脱硫石膏中含有痕量的重金属元素，出于安全性考虑，脱硫石膏应参照《农用污泥中污染物控制标准》(GB4284)的相关要求进行施用，可在园林地、花卉地和做生物质能源用的作物地上施用，在蔬菜地、粮食作物生产地及饮水水源保

护地不宜施用。

6) 石膏高附加值产品主要为高强石膏和硫酸钙晶须。高强石膏即 $\alpha$ 半水石膏,是由天然石膏或脱硫副产石膏即二水石膏在饱和水蒸汽介质或液态水溶液中,且在一定的温度、压力或转晶剂条件下,以液态水形式脱水,在干燥、粉碎处理,得到的以 $\alpha$ 型半水硫酸钙为主要晶体形态的粉状胶凝材料。 $\alpha$ 高强石膏主要用于配制陶瓷模具石膏、精密铸造模具石膏、牙科石膏、玻璃纤维增强石膏、建筑构件模型石膏、自流平石膏砂浆等。

## 7.6 噪声污染防治

火电厂噪声污染防治应遵循“合理布局、源头控制、重点保护”的原则。

通过合理的布局,减少对厂界外环境敏感点的噪声影响。从声源上控制,以低噪声的设备代替高噪声的生产设备;设备基础采取隔振、减振措施;对一些产生空气动力噪声的设备,如风机、空压机等,在气流管道上加装消声器。重点保护受噪声影响的工作场所,诸如化学分析实验室、控制室等,应采用吸声、隔声措施,以保证操作人员的声环境质量。

## 7.7 二次污染防治

火电厂在治理污染物的同时,可能会产生二次污染,主要包括脱硝技术的氨逃逸、SCR脱硝技术产生的废脱硝催化剂(钒钛系)、废旧布袋的处置等。

(1) 参照《火电厂氮氧化物防治技术政策》(环发[2010]10号)对脱硝技术氨逃逸的规定:SCR和SNCR-SCR氨逃逸控制在 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$ (干基,标准状态)以下;SNCR氨逃逸控制在 $8\text{mg}/\text{m}^3$ (干基,标准状态)以下。

(2) 国家环保部发布《关于加强废烟气脱硝催化剂监管工作的通知》和《废烟气脱硝催化剂危险废物经营许可证审查指南》,将废烟气脱硝催化剂(钒钛系)纳入危险废物进行管理,并将其归类为《国家危险废物名录》中“HW49其他废物”,工业来源为“非特定行业”,废物名称定为“工业烟气选择性催化脱硝过程产生的废烟气脱硝催化剂(钒钛系)”。因此,废烟气脱硝催化剂(钒钛系)在贮存、转移及处置等过程中应按危险废物进行管理。

(3) 滤袋是袋类除尘器的核心部件,滤袋使用寿命根据不同滤袋材质和使用的工况而不同,使用寿命一般为3至4年,滤袋每隔数年需更换,更换下来的废弃滤

袋数量大，废弃滤袋和附着的粉尘成分复杂，处置不当将会产生新的污染源。目前，国内燃煤电厂高温烟气治理应用广泛的滤料主要包括聚苯硫醚(PPS)、聚四氟乙烯(PTFE)、聚酰胺(PI)三类，应根据滤袋材质的特性，进行无害化处理，以减少对环境的危害。

(4)  $\text{SO}_3$  毒性要比  $\text{SO}_2$  大 10 倍，它是电厂蓝烟、黄烟的罪魁祸首，也是酸雨形成的主要原因之一。 $\text{SO}_3$  形成亚微米级的  $\text{H}_2\text{SO}_4$  酸雾，通过烟囱排入大气，进而形成二次颗粒硫酸盐，这也是大气中  $\text{PM}_{2.5}$  的重要来源之一。另外  $\text{SO}_3$  还可能引起设备腐蚀，或与  $\text{NH}_3$  反应生成  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$  和  $\text{NH}_4\text{HSO}_4$ ，引起 SCR 催化剂失活。因此，火电厂在烟气污染物治理的同时需防止  $\text{SO}_3$  的二次污染。

## 7.8 新技术开发

### (1) 火电厂超低排放评估技术

加强对超低排放的技术、经济、环境分析评估。典型改造技术的运行稳定性和可靠性需进一步时间检验。目前，环境保护部已经建立了针对环保技术装备的技术、经济、环境分析评估的制度平台，按照其规定的验证评价标准、规范和程序，综合运用技术原理分析、测试、数理统计以及专家评价等方法，对超低排放技术的技术性能、污染治理效果以及运行维护情况进行验证、评价。

### (2) 火电厂低浓度烟尘排放检测技术及在线监测技术、烟气中 $\text{SO}_3$ 检测技术

现有的监测手段不能满足超低浓度排放日常监管的需要。一是湿法脱硫及湿式电除尘器后，烟气含湿量增大，对测试结果的干扰严重，导致准确度低。二是现有的在线监测手段在较低浓度下误差较大，现有的在线监测方法和仪器设备不适用于较低排放的烟气监测，不利于环保部门的日常监管工作。

$\text{SO}_3$  化学性质较为活泼，且与  $\text{SO}_2$  相比，在烟气中的含量相对较低，因此，在采样过程中如何有效收集并避免  $\text{SO}_2$  的干扰，是采样检测的关键。

### (3) 脱硝催化剂协同脱汞技术

火电机组为了满足  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$  及颗粒物的排放要求，均安装有 SCR 脱硝装置、除尘装置及脱硫系统。在脱硝装置中，利用 SCR 催化剂将零价汞氧化成二价汞，然

后经除尘、湿法脱硫装置协同脱除，汞的排放浓度可达标，也就是不需要单独增加脱汞装置，可降低污染物控制成本。因此，有必要开发脱硝催化剂协同脱汞技术。

#### **(4) 烟气中汞等重金属在线监测技术**

《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中已经将汞及其化合物纳入控制指标，而火电厂现有在线监测设备都是基于常规污染物烟尘、二氧化硫、氮氧化物的监测，为进一步完善环保部门的环境管理工作，有必要开展烟气中汞等重金属在线监测技术的研究。

#### **(5) 脱硫石膏制备高附加值产品技术**

脱硫石膏高附加值产品主要为高强石膏和石膏晶须。高强石膏即 $\alpha$ 半水石膏， $\alpha$ 高强石膏主要用于配制陶瓷模具石膏、精密铸造模具石膏、牙科石膏、玻璃纤维增强石膏、建筑构件模型石膏、自流平石膏砂浆等。石膏晶须具有高强度、高模量、高韧性、高绝缘性、耐磨耗、耐高温、耐酸碱、抗腐蚀、红外线反射良好、易于表面处理、易与聚合物复合、无毒等诸多优良理化性能，可用其开发各种新型轻质、高强比、耐磨的增强塑料复合材料。

脱硫石膏高附加值产品制备方法在国外有生产实例，但这种方法还未见到工业化应用实例。因此，我国应根据区域经济发展水平、技术水平，发达地区应优先生产加工高附加值产品。