**附件3**：

宁夏回族自治区地方标准制订项目

《燃煤电厂大气污染物排放标准》

编 制 说 明

(征求意见稿)

**标准编制组**

**2022年9月**

目 录

[1 项目背景 1](#_Toc26103)

[1.1 任务来源 1](#_Toc28954)

[1.2 标准制订技术路线 1](#_Toc15802)

[1.3 标准编制过程 2](#_Toc3054)

[2 行业概况 4](#_Toc19080)

[2.1 生产结构与布局 4](#_Toc706)

[2.2 燃煤电厂超低排放改造要求 5](#_Toc28399)

[3 标准制定的必要性 6](#_Toc22795)

[3.1 制定地方排放标准是依法治污的需要 6](#_Toc1854)

[3.2 制定地方排放标准是持续改善环境空气质量的需要 7](#_Toc3523)

[3.3 制定地方排放标准是提升大气污染治理能力的需求 7](#_Toc712)

[3.4 制定地方排放标准是推动宁夏“先行区”建设的需要 8](#_Toc5675)

[4 行业产排污情况及污染控制技术分析 9](#_Toc8225)

[4.1 主要生产工艺及产污分析 9](#_Toc9104)

[4.2 污染控制技术分析 9](#_Toc11326)

[4.3 宁夏燃煤电厂污染排放状况 14](#_Toc25511)

[5 标准主要技术内容及确定依据 15](#_Toc13145)

[5.1 标准适用范围 15](#_Toc19988)

[5.2 标准结构框架 15](#_Toc15007)

[5.3 有组织排放限值的确定依据 16](#_Toc28725)

[5.4 大气污染物无组织排放控制 23](#_Toc2431)

[5.5 企业边界污染物监控要求 25](#_Toc19571)

[6 国内外标准研究 28](#_Toc24661)

[6.1 国内相关标准 28](#_Toc13027)

[6.2 国外相关标准 28](#_Toc25418)

[6.3 与国内外相关标准比较 30](#_Toc8657)

[7 标准实施的效益及经济技术分析 32](#_Toc24376)

[7.1 环境效益分析 32](#_Toc112303501)

[7.2 技术经济分析 34](#_Toc112303502)

[7.3 社会效益分析 34](#_Toc112303503)

# 1 项目背景

## 1.1 任务来源

为落实《自治区推动高质量发展标准体系建设方案》，打好污染防治攻坚战，发挥生态环境标准对执法监督、环境质量改善及污染物减排的支撑作用，构建完善自治区环境标准体系，宁夏回族自治区市场监管厅下达了《燃煤电厂大气污染物排放标准》地方标准制定计划。经招标由中国环境科学研究院承担标准制订任务。根据工作需要，中国环境科学研究院联合宁夏环境科学研究院、宁夏回族自治区生态环境监测中心、吴忠市生态环境监测站组成标准编制组，共同开展标准编制工作。

根据标准编制任务要求，标准编制组拟定了工作计划并对全区燃煤电厂开展了污染控制状况调查、国内外相关标准研究等工作，在此基础上编制完成标准征求意见稿和编制说明。

## 1.2 标准制订技术路线

标准编制工作主要是通过重点污染源调查（资料研究、问卷调查、现场监测），对燃煤电厂的污染物排放和治理现状进行技术经济评估，同时考虑行业环境影响、参考国外相关法规标准和国家行业相关政策要求，最后确定排放标准限值和相关管理规定，并分析达标成本和环境效益。技术路线如下：



图1-1 标准编制技术路线图

## 1.3 标准编制过程

（1）资料调研与问卷调查

通过资料调研，收集全区燃煤电厂基本情况、生产工艺与污染排放状况、控制技术应用情况、国内外法规标准情况、环境管理要求等信息。

对全区31家燃煤电厂（含自备电厂）93台锅炉开展了问卷调查，全面、系统了解电厂用煤量、有组织污染治理技术、无组织排放控制措施、污染排放状况、环保治理成本等情况，为标准制订提供真实、有代表性的数据。

（2）现场调研与座谈

编制组走访银川、宁东、吴忠、石嘴山的8家燃煤电厂和自备电厂，深入了解企业污染治理情况，听取电厂对标准制订的意见和想法。与环境管理部门座谈，掌握管理需求，讨论标准制订技术问题。

（3）数据统计分析

对收集的企业在线监测数据、排污许可报告自行监测数据、监督性监测数据，及其全区污染源普查数据等进行统计分析，掌握企业排污特征与现状排放控制水平、全区燃煤电厂污染排放情况。

（4）编制征求意见稿

在广泛调研和咨询研讨的基础上，编制组对收集的资料和信息进行综合分析，重点对标准适用范围、控制项目及指标限值、污染控制技术可达性、达标判定准则、运行管理要求、成本-效益分析等主要技术内容进行评估、论证，形成了标准文本（征求意见稿）及编制说明。

# 2 行业概况

## 2.1 生产结构与布局

截至2021年底，我国煤电装机达到11.1亿千瓦，占总发电装机容量的比重为46.7%。根据《宁夏回族自治区2021年国民经济和社会发展统计公报》，2020年末全区发电装机容量6214.3万千瓦，比上年末增长4.6%。其中，火电装机容量3333.0万千瓦，增长0.2%；水电装机容量42.6万千瓦，与上年持平；风电装机容量1454.8万千瓦，增长5.7%；太阳能发电装机容量1384.0万千瓦，增长15.6%。

目前自治区燃煤发电（含自备电厂）企业约31家共93台锅炉完成超低排放改造。总装机容量3006.6万千瓦，约占全国的27%。按区域划分，主要分布在宁东、银川、吴忠、石嘴山，分别占总装机规模的约31.0%、29.5%、17.7%和14.6%，见图2-1；按照机组规模划分，300 MW及以上机组装机容量占总量的95.4%，600 MW及以上机组在台数上占总数的61%，装机容量占总量的58.7%。

图2-1 自治区燃煤电厂装机容量分布情况

表2-1 燃煤电厂机组规模情况

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 机组规模 | 机组数（台） | 装机规模（MW） |
| 1 | 单机规模≥600 MW | 24 | 17640 |
| 2 | 300 MW≤单机规模＜600 MW | 33 | 11050 |
| 3 | 100 MW≤单机规模＜300 MW | 4 | 700 |
| 4 | 单机规模＜100 MW | 32 | 676 |
| 合计 | 93 | 30066 |

## 2.2 燃煤电厂超低排放改造要求

燃煤电厂超低排放改造始自2015年，原环境保护部、发展改革委、能源局联合印发《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），要求“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”。2018年，宁夏回族自治区生态环境厅、发展改革委、工业和信息化厅联合印发《宁夏回族自治区燃煤自备火电机组超低排放改造计划方案》（宁环大气发〔2018〕134号），要求对全区燃煤自备火电机组开展超低排放改造。目前全区燃煤电厂（含燃煤自备火电机组）均完成了超低排放改造任务。

# 3 标准制定的必要性

## 3.1 制定地方排放标准是依法治污的需要

### 3.1.1 污染治理相关政策文件要求

《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）要求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。

《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》（国发〔2016〕65号）要求以燃煤电厂超低排放改造为重点，对SO2、NOx、烟粉尘以及重金属等多污染物实施协同控制；加快推进燃煤电厂超低排放和节能改造，强化露天煤场抑尘措施，有条件的实施封闭改造；加强燃煤电厂等重点行业汞污染物排放控制。

《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发〔2018〕22号）要求推进重点行业污染治理升级改造，火电等重点行业对物料运输、装卸、储存、转移和工艺过程等无组织排放实施深度治理；重点区域严格控制燃煤机组新增装机规模，65 t/h及以上燃煤锅炉全部完成超低排放改造。

### 3.1.2 能源相关政策文件要求

《能源发展“十三五”规划》（发改能源〔2016〕2744号）提出促进煤电清洁高效发展，全面实施燃煤机组超低排放改造，推广应用清洁高效煤电技术，严格执行能效环保标准，强化发电厂污染物排放监测。2020年煤电机组平均供电煤耗控制在310 g/kWh以下，SO2、NOx和烟尘排放浓度分别不高于35 mg/m3、50 mg/m3、10 mg/m3。

国家发展改革委和国家能源局联合发布《关于开展全国[煤电机组](https://news.bjx.com.cn/topics/meidianjizu/%22%20%5Ct%20%22https%3A//news.bjx.com.cn/html/20211103/_blank)改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519号）提出“十四五”时期，煤电节能降碳改造规模不低于3.5亿千瓦，对供电煤耗在300 g/kWh以上的煤电机组，应加快创造条件实施节能改造，对无法改造的机组逐步淘汰关停，并视情况将具备条件的转为应急备用电源。

### 3.1.3 自治区相关政策文件要求

《燃煤自备火电机组超低排放改造计划方案》（宁环大气发[2018]134号）要求：力争到2020年底，全区所有具备改造条件的燃煤自备火电机组，通过改造升级脱硫、脱硝和除尘设施，大气污染物排放浓度全部达到超低排放要求（即基准氧含量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）；新建燃煤自备发电机组大气污染物排放浓度要达到燃气轮机组排放限值。

《宁夏回族自治区生态环境保护“十四五”规划》、《宁夏回族自治区“十四五”主要污染物减排综合工作方案》提出利用总量控制的倒逼机制，推动能源运输结构调整，全面提升污染治理水平，除要求火电行业燃煤发电机组全部完成超低排放改造外，还要求2025年年底前65蒸吨以上的燃煤锅炉全面实现超低排放。

## 3.2 制定地方排放标准是持续改善环境空气质量的需要

《宁夏回族自治区空气质量改善“十四五”规划》提出到2025年，全区地级城市环境空气质量达到国家二级标准，细颗粒物（PM2.5）浓度达到30.5微克/立方米，可吸入颗粒物（PM10）浓度达到65微克/立方米，臭氧（O3）浓度稳中有降，空气质量优良天数比率达到85.5%，重污染天数比率控制在0.3%以内；完成国家下达的NOx、VOCs减排目标。

目前自治区以煤为主的能源结构格局短时间不会改变，随着煤电超低排放实施，自治区火电行业大气污染物排放总量呈大幅削减趋势，燃煤电厂进一步精细化管控和精准治理，对自治区“十四五”空气质量改善具有重要意义。

## 3.3 制定地方排放标准是提升大气污染治理能力的需求

自治区煤电企业基本完成超低排放改造，但目前区内煤电企业大气污染物排放执行GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》（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30、100、200毫克/立方米），其中银川都市圈范围内煤电企业执行GB 13223中的大气污染物特别排放限值（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20、50、100毫克/立方米），与超低排放要求差距很大。另外GB 13223-2011没有规定原料破碎筛分等工序颗粒物有组织排放、颗粒物无组织排放管控要求。

## 3.4 制定地方排放标准是推动宁夏“先行区”建设的需要

2020年6月，习近平总书记视察宁夏时指出，宁夏要有大局观念和责任担当，更加珍惜黄河，精心呵护黄河，努力建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区。2020年7月，宁夏回族自治区党委出台《关于建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区的实施意见》，提出了“五区”战略定位和“一带三区”总体布局，确定了10大重点任务。其中，“五区”之一是“环境污染防治率先区”，理应在火电等重点行业污染防治方面走在西北地区乃至全国前列。

2022年1月23日，《宁夏回族自治区建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区促进条例》通过审议，自3月1日起实施。2022年4月18日，国务院印发《关于支持宁夏建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区实施方案的批复》（国函〔2022〕32号）。2022年4月27日，国家发展改革委印发《支持宁夏建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区实施方案》（发改地区〔2022〕654号）。

《实施方案》提出了“绿色发展、低碳引领”“加快产业转型升级”等要求。通过实施更严格的地方排放标准，提高行业准入门槛，淘汰高污染产能，可有力促进宁夏燃煤电厂污染治理技术进步，实现绿色低碳发展。

综上，为巩固已取得的超低排放的成果，落实科学、精准、依法治污，满足环境管理需求，改善空气质量，提升人民群众的幸福感；同时为进一步规范企业的排污行为，确保企业之间公平，有必要制订自治区地方标准《燃煤电厂大气污染物排放标准》。

# 4 行业产排污情况及污染控制技术分析

## 4.1 主要生产工艺及产污分析

燃煤电厂典型生产工艺流程为：煤炭经碎煤机、磨煤机加工成煤粉后，由给粉机将煤粉打入喷燃器送入锅炉进行燃烧，其大气污染物排放情况详见表4-1。

表4-1 燃煤电厂大气排放源归类

| 序号 | 生产工序或设备设施 | 排放形式 | 污染物 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 燃料贮存 | 无组织 | 颗粒物 |
| 2 | 燃料输送 | 无组织 | 颗粒物 |
| 3 | 燃煤破碎 | 无组织 | 颗粒物 |
| 4 | 锅炉燃烧 | 有组织 | 二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、汞及其化合物 |
| 5 | 燃油存贮及装卸 | 无组织 | VOCs |
| 6 | 氨的装卸、贮存、输送、制备 | 无组织 | NH3 |
| 7 | 灰渣输送及贮存 | 无组织 | 颗粒物 |

## 4.2 污染控制技术分析

### 4.2.1 有组织排放控制

#### 4.2.1.1 颗粒物超低排放技术

目前，燃煤电厂超低排放燃煤机组应用较多的除尘技术有低低温电除尘技术、湿式电除尘技术、电袋复合除尘技术、高频电源技术等。

（1）低低温电除尘技术

低低温电除尘技术是应用于低温省煤器后的除尘。入口烟气温度一般在90℃左右，烟气中硫酸雾（SO3在低温省煤器中冷凝形成）黏附在粉尘上并被碱性物质中和，大幅降低粉尘的比电阻，提高除尘效率，同时去除大部分的SO3。低温省煤器回收部分烟气余热并降低脱硫系统的入口烟温，因而降低了电厂供电煤耗及脱硫系统水耗。

（2）超净电袋复合式除尘技术

超净电袋复合除尘器在传统电袋除尘器基础上，通过控制袋区入口浓度、强化颗粒荷电、采用高精过滤滤料、优化气流分布等技术，将烟尘排放浓度控制在10 mg/m3以下。该技术煤种适应性广、滤袋寿命长、运行阻力低、投资小、运行维护费用低，并且不受煤质、飞灰成分变化影响，能够保证长期高效稳定运行。

（3）高频电源技术

高频电源技术通过“工频交流-直流-高频交流-高频脉冲直流”的能量转换方式，供给除尘器电场高频脉冲电流以提高烟尘荷电量，从而增强除尘效率。该技术除尘效率高、节能、体积小、结构紧凑。对于电除尘器入口粉尘浓度高于30 g/m3和高电场风速（大于1.1 m/s）的，宜在第一电场配套应用高频高压电源；当粉尘比电阻比较高时，电除尘器后级电场宜选用高频电源；在以提效节能为主要目的应用中，可在整台电除尘器配置高频电源，并同时应用断电（减功率）振打等控制系统，实现提效与节能的最大化。

（4）湿式电除尘技术

湿式电除尘器分粉尘荷电、集尘、清灰三个步骤。高压电晕放电使粉尘或水雾荷电，荷电的粒子在电场力的作用下到达集尘极，水喷至集尘极上形成连续的水膜，流动水将捕获的粉尘冲刷至灰斗排出。该技术可以协同去除含湿气体中的尘、酸雾、[气溶胶](https://baike.sogou.com/lemma/ShowInnerLink.htm?lemmaId=4752179&ss_c=ssc.citiao.link" \t "https://baike.sogou.com/_blank)、重金属等有害物质，尤其适用于[湿法脱硫](https://baike.sogou.com/lemma/ShowInnerLink.htm?lemmaId=8917915&ss_c=ssc.citiao.link" \t "https://baike.sogou.com/_blank)之后含尘烟气的治理。

#### 4.2.1.2 二氧化硫超低排放技术

燃煤电厂减排SO2的主要途径为采用煤炭洗选、洁净煤、低硫煤的源头控制和末端的烟气脱硫。

目前燃煤电厂烟气脱硫技术主要为石灰石-石膏湿法脱硫技术，其他脱硫技术还包括循环流化床脱硫、氨法脱硫等，但因工艺特性或原料要求等外部因素，应用范围受到一定限制。

（1）石灰石-石膏湿法脱硫技术

石灰石/石灰-石膏湿法脱硫是烟气在吸收塔内由下向上流动，被喷射到吸收塔内向下流动的石灰石/石灰循环浆液以逆流方式洗涤，石灰石/石灰与二氧化硫反应生成石膏，石膏浆液通过石膏浆液泵排出，进入石膏脱水系统，净烟气通过烟道进入烟囱排向大气。该技术成熟度高，可根据入口烟气条件和排放要求，通过改变物理传质系数或化学吸收效率等调节脱硫效率；运行稳定；单塔处理烟气量大，SO2脱除量大；吸收剂（石灰石）资源丰富，价格低廉。但需要处理脱硫废水，脱硫石膏资源综合利用存在一定问题。

为达到超低排放，通过采用增加喷淋层、双塔双循环、单塔双循环、单（双）托盘塔、单塔一体化脱硫除尘深度净化等增效技术，可使SO2的排放浓度＜35 mg/m3。

（2）烟气循环流化床脱硫技术

烟气循环流化床脱硫技术是以循环流化床原理为反应基础的烟气脱硫除尘一体化技术。脱硫烟气从底部进入吸收塔，与加入的消石灰脱硫剂、循环灰充分混合，经吸收塔下端的文丘里管加速，在气流作用下形成流化床，使烟气与消石灰充分接触，从而去除烟气中的SO2。反应后的含尘烟气从吸收塔顶部侧向排入袋式除尘器，被捕集粉尘通过再循环系统返回吸收塔继续参与反应，副产物脱硫灰经灰仓和罐车外排。针对超低排放，主要是通过提高钙硫摩尔比、加强气流均布、延长烟气反应时间、改进工艺水加入方式等措施进行改进。该技术适用于燃用中低硫煤或炉内脱硫的循环流化床机组，特别适合缺水地区。脱硫效率受吸收剂品质、钙硫比、反应温度、喷水量、停留时间等多种因素影响，脱硫效率为93%～98%，吸收塔入口SO2浓度低于1500 mg/m3时可实现超低排放。

#### 4.2.1.3 氮氧化物超低排放技术

燃煤电厂NOx排放的主要技术有源头控制的低氮燃烧技术，以及末端控制的选择性催化还原技术（SCR）、选择性非催化还原（SNCR）和SNCR-SCR联合脱硝技术。

（1）低氮燃烧技术

低氮燃烧技术是通过合理配置炉内流场、降低反应区内氧的浓度、缩短燃料在高温区内的停留时间、控制燃烧区温度等，从源头控制NOx生成量，主要包括低氮燃烧器（LNB）、空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧等技术。该技术在火电行业应用广泛，与末端烟气脱硝配合使用，实现NOx超低排放。

（2）SCR

SCR脱硝是还原剂（NH3、尿素）在催化剂作用下，在280～420 ℃温度范围内，选择性的与烟气中NOx反应，生成氮气和水，脱硝后净烟气经过烟囱排入大气。对于SCR脱硝，烟气在SCR反应塔中的空塔速度是关键参数，它是烟气体积流量（标准状态下的湿烟气）与SCR反应塔中催化剂体积比值，反映了烟气在SCR反应塔内的停留时间的大小。烟气的空塔速度越大，其停留时间越短。一般SCR的脱硝效率将随烟气空塔速度的增大而降低。空塔速度通常是根据SCR反应塔的布置、脱硝效率、烟气温度、允许的氨逃逸量以及粉尘浓度来确定的。

该技术目前在火电行业应用广泛，脱硝效率较高（最高可达90%以上），结合低氮燃烧技术后可实现机组NOx排放浓度小于50 mg/m3。SCR脱硝技术初始投资和运行成本较高；具有较强适应性，应根据烟气特点选择适用的催化剂。但烟气温度达不到催化剂运行温度要求时，SCR系统不能有效运行，会造成短时NOx排放浓度超标；逃逸氨和SO3会反应生成硫酸氢铵，导致催化剂和空气预热器堵塞；氨逃逸及废弃催化剂处置不当会引起二次污染；采用液氨作为还原剂会存在一定环境风险。

（3）SNCR脱硝技术

选择性非催化还原法（SNCR）是在没有催化剂的作用下，烟气中的NOx与还原剂在800 ℃～1200 ℃的温度下发生反应，生成N2和水，从而达到脱硝的目的。反应温度是SNCR的关键，当反应温度低于温度窗口时，由于停留时间的限制，往往使化学反应进行的程度较低反应不够彻底，从而造成还原率较低，同时未参与反应的NH3增加会造成氨逃逸；当反应温度高于温度窗口时，NH3的氧化反应开始起主导作用，氧化并生成NOx，而不是还原NOx为N2。SNCR脱硝技术对温度窗口要求严格，对机组负荷变化适应性差，适用于小型煤粉炉和循环流化床锅炉。影响脱硝性能的主要因素包括反应区域温度和流场分布均匀性、烟气与还原剂混合均匀度、还原剂停留时间、氨氮摩尔比、还原剂类型等。

（4）SNCR-SCR联合脱硝技术

SNCR-SCR联合脱硝技术是将SNCR与SCR组合应用，结合两者的优势，SNCR将还原剂喷入炉膛脱除部分NOx，逸出的NH3用SCR再与未脱除的NOX进行催化还原反应。

#### 4.2.1.4 超低排放技术路线

烟气超低排放治理是一个系统工程，其技术路线覆盖了源头削减、过程控制、末端综合治理的全过程，通过源头削减、过程控制和末端治理技术有机结合最优化实现超低排放。在烟气末端治理上，涉及除尘、脱硫、脱硝，一方面优化系统结构，综合考虑系统中除尘、脱硫、脱硝各项技术之间的匹配性；另一方面优化系统与外部的物质与能量交换，大气污染物的去除过程尽可能不产生二次污染或少产生二次污染，不产生副产物或副产物产生量少并易于处理，充分利用余热，使能源消耗最小化，减污降碳协同增效。

超低排放技术路线应根据技术发展水平、工程实际情况综合确定。对于煤粉锅炉的超低排放技术路线一般为：低氮燃烧器+SCR脱硝+除尘+湿法脱硫+湿式电除尘（可选）；对于循环流化床锅炉一般为炉内脱硫（可选）+SNCR脱硝/SCR和SNCR联合脱硝+除尘+湿法脱硫+湿式电除尘（可选），或炉内脱硫+SNCR脱硝/SCR和SNCR联合脱硝+烟气循环流化床脱硫+袋式除尘。

### 4.2.2 无组织排放控制

火电行业颗粒物的无组织排放重点为煤场、灰场，其次为卸煤、输煤和灰渣储运环节。

（1）物料储存

物料储存主要采用的污染控制措施为密闭料仓、封闭储库或堆棚等，半封闭堆棚（有两面或三面围挡及屋顶），特别是防风抑尘网、覆盖等措施逐步被取消。煤粉等粉状物料储存于密闭料仓（库）中，料仓（库）应在顶部卸压口安装除尘设施。原煤等块粒状物料通常储存于封闭储库或堆棚中，但也有采取半封闭方式储存的。

（2）物料输送

物料输送主要采用的污染控制措施为封闭式皮带、皮带通廊、空气斜槽、提升机、拉链机等。皮带输送是常见的输送方式，通常采用皮带通廊；空气斜槽、提升机、拉链机等，并安装有通风除尘设施。粉煤灰（干灰）等粉状物料厂内一般采用气力输送，外运时采用罐车运输。

（3）厂区道路

厂区道路污染控制措施是将地面硬化，并配备洒水车对厂区道路进行定时洒水或配备吸尘清扫车，保持道路清洁。料场出口采取车轮清洗、车身清扫等措施。

## 4.3 宁夏燃煤电厂污染排放状况

依据环统数据，全区2020年工业颗粒物排放总量为83154吨，二氧化硫排放总量为67861吨，氮氧化物77974吨。据2020年排污许可数据，燃煤电厂颗粒物排放量为1501吨，二氧化硫排放量为9587吨，氮氧化物排放量为20872吨，分别占全区的2%、14%、27%。

# 5 标准主要技术内容及确定依据

## 5.1 标准适用范围

标准适用于使用煤炭及其制品或者以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料（危险废物、生活垃圾除外），以及使用煤矸石、生物质、油页岩等其他固体燃料的发电锅炉。

标准也适用于单台出力65 t/h以上，使用煤炭及其制品或者以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料（危险废物、生活垃圾除外），以及使用煤矸石、生物质、油页岩等其他固体燃料的非发电锅炉。

标准不适用于危险废物和生活垃圾焚烧发电厂。

## 5.2 标准结构框架

标准的主要内容包括适用范围、规范性引用文件、术语和定义、大气污染物排放控制要求、污染物监测要求、实施与监督共6章。

第4章“大气污染物排放控制要求”是标准的核心内容，包括四部分：

（1）有组织排放限值

根据前述生产工艺与污染物排放分析，分“燃煤锅炉”、“破碎、筛分以及其他生产工序或设施”两部分，执行不同的污染物控制项目与限值要求。

为保证公平，防止稀释达标，标准还规定了锅炉烟气含氧量折算要求（锅炉燃煤烟气基准含氧量为6%）。

（2）无组织排放控制措施要求

无组织排放源具有小而散、排放不规律、瞬发性强等特点，环境监管难度很大。传统上，我国对无组织排放采取了厂界监控的控制方法，但受到厂区布局、生产工况、气象条件、周边污染源干扰、监测方法复杂等多种因素影响，很难进行有效管控。国际上，厂界监控主要用于高毒害物质的健康风险防范和恶臭扰民投诉的解决，对于无组织排放，主要是通过工艺措施进行控制，包括工艺设计、设备性能、运行操作要求等，美国称之为替代标准。我国从2017年加强了颗粒物、VOCs等无组织排放管控力度，在新发布的排放标准以及一些政策文件中提出了密闭、封闭等措施性控制要求，并落实到排污许可证中。

针对燃煤电厂颗粒物无组织排放特点，标准从物料储存、物料转移和输送、物料加工等几个方面提出了措施性控制要求，全面加强了无组织排放控制。

（3）企业边界污染物监控要求

标准针对燃煤电厂颗粒物、氨两项无组织排放较为典型的污染物，规定了厂界监控要求。氨属于恶臭物质，对其测定与《恶臭污染物排放标准》《恶臭污染环境监测技术规范》保持一致，取最大测定值。

（4）废气收集、处理与排放

规定了废气收集处理系统设置、废气收集处理系统与生产工艺设备同步运行、排气筒高度要求、废气混合排放以及台账记录等通用要求。

## 5.3 有组织排放限值的确定依据

### 5.3.1 污染物项目的选择

燃煤电厂排放污染物主要有SO2、NOx、颗粒物和重金属，如As、Hg、Ni、Mn等。氮氧化物脱硝过程中反应温度过低，NOx与氨的反应速率降低；催化剂堵塞，脱硝效率下降，增加喷氨量；喷枪雾化不好，氨水与烟气不能充分混合等，会导致氨逃逸问题。对于重金属，主要通过控制颗粒物协同削减。为此本标准确定控制的污染物项目为：SO2、NOx、颗粒物、汞及其化合物，以及氨和烟气黑度6项。

### 5.3.2 污染物排放限值的确定

目前区内电厂煤粉锅炉的超低排放技术路线主要为：低氮燃烧器+SCR脱硝+电除尘或电袋除尘+石灰石-石膏湿法脱硫+湿式电除尘（可选）；循环流化床锅炉主要为：炉内脱硫+SNCR脱硝/SCR和SNCR联合脱硝+除尘+石灰石-石膏湿法脱硫+湿式电除尘（可选）。

#### 5.3.2.1 颗粒物

区内现有燃煤电厂锅炉主要采用高效电除尘、电袋复合式除尘等，且均完成了超低排放改造。对区内燃煤电厂46台锅炉的颗粒物排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机数据），平均值和最低值全部达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图5-1；对最高值的数据分布进行分析（见图5-2），91%的数据小于10mg/m3。图5-3为区内典型燃煤电厂锅炉的颗粒物在线监测数据情况。

颗粒物超标主要原因为运行操作不佳以及除尘系统设备故障，如①喷氨量过大，造成大量未参与反应的氨气随烟气进入脱硫塔，生成可溶性铵盐，随液滴携带导致脱硫净烟气颗粒物浓度偏高；②环境温度高，电除尘出力受限；③风机故障检修，单侧运行等。

颗粒物排放浓度（mg/m3）

图5-1 颗粒物排放情况

颗粒物排放浓度（mg/m3）

图5-2 颗粒物排放数据累计分布情况

颗粒物排放浓度（mg/m3）

图5-3 典型燃煤锅炉颗粒物在线监测数据情况

#### 5.3.2.2 二氧化硫

区内现有燃煤电厂锅炉大部分采用高效石灰石-石膏湿法脱硫技术，且均完成了超低排放改造。对燃煤电厂48台锅炉的二氧化硫排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机数据），平均值和最低值达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图5-4；对最高值的数据分布进行分析（见图5-5），94%的数据小于35mg/m3。图5-6为区内典型燃煤电厂锅炉的二氧化硫在线监测数据情况。

二氧化硫超标主要原因为运行操作不佳以及脱硫系统设备故障，如①入口负荷突增；②浆液密度调整不当；③脱硫进浆管破裂，供浆不及时等。

二氧化硫排放浓度（mg/m3）

图5-4 二氧化硫排放情况

二氧化硫排放浓度（mg/m3）

图5-5 二氧化硫排放数据累计分布情况

二氧化硫排放浓度（mg/m3）

图5-6 典型燃煤锅炉二氧化硫在线监测数据情况

#### 5.3.2.3 氮氧化物

区内现有燃煤电厂锅炉大部分采用低氮燃烧+SCR脱硝技术，且均完成了超低排放改造。对燃煤电厂49台锅炉的氮氧化物排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机数据），平均值和最低值达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图5-7；对最高值的数据分布进行分析（见图5-8），92%的数据小于50mg/m3。图5-9为区内典型燃煤电厂锅炉的氮氧化物在线监测数据情况。

氮氧化物超标主要原因为运行操作不佳以及脱硝系统设备故障，如①氨水泵故障；②氨水喷射系统故障；③供氨管道及阀门结晶堵塞；④深度调峰试验期间脱硝入口烟温低于最低投运温度条件等。

氮氧化物排放浓度（mg/m3）

图5-7 氮氧化物排放情况

氮氧化物排放浓度（mg/m3）

图5-8氮氧化物排放数据累计分布情况

氮氧化物排放浓度（mg/m3）

图5-9 典型燃煤锅炉氮氧化物在线监测数据情况

#### 5.3.2.4 氨

对燃煤电厂13台锅炉SCR脱硝的氨逃逸浓度最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机数据），平均值和最低值达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图5-10。对最高值的数据分布进行分析（见图5-11），92%的数据小于2.5 mg/m3。

氨排放浓度（mg/m3）

图5-10 氨排放情况

氨排放浓度（mg/m3）

图5-11 氨排放数据累计分布情况

#### 5.3.2.5 汞

对燃煤电厂15台锅炉烟气排放汞排放浓度的最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机数据），具体的排放情况见图5-12，所有数据小于30 μg/m3。

汞排放浓度（μg/m3）

图5-12 汞排放情况

从上述数据看，目前区内燃煤电厂锅炉烟气采用的超低技术路线可行，可以达到颗粒物、二氧化硫、氮氧化物为10 mg/m3、35 mg/m3、50 mg/m3的排放水平；汞可以达到0.3 mg/m3的排放水平；采用SCR，氨可以达到2.5 mg/m3的排放水平。

## 5.4 大气污染物无组织排放控制

根据调研，目前区内电厂的原煤主要通过公路和铁路运输进厂，煤场基本实现了全封闭（部分正在施工），主要采用条形、气膜等封闭式煤场，场内设置自动喷淋装置。脱硫剂石灰石粉采用封闭管道卸至粉仓，仓顶部安装布袋除尘器；脱硫石膏收集到石膏库，运输车辆采取遮盖篷布措施。粉煤灰通过密闭管道输送至灰库，灰库顶部安装布袋除尘器，采用罐车运输出厂。水洗炉渣收集到渣仓，运输车辆采取遮盖篷布措施。对于脱硝系统，区内部分电厂从安全角度考虑，正在进行液氨改尿素的技改项目。区内部分电厂锅炉采用等离子点火技术取代燃料油（柴油）点火，减少燃料油储罐VOCs无组织排放源。

《大气污染防治法》对无组织排放提出了有针对性的控制要求，为加强无组织排放管理提供法律依据。如第四十八条规定“工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放”；第七十二条规定“贮存煤炭、煤矸石、煤渣、煤灰、水泥、石灰、石膏、砂土等易产生扬尘的物料应当密闭；不能密闭的，应当设置不低于堆放物高度的严密围挡，并采取有效覆盖措施防治扬尘污染”。为落实大气法，参考《火电行业排污许可证申请与核发技术规范》，以及区内电厂的无组织排放管控实际情况，标准针对燃煤电厂无组织排放环节，规定了具体的措施性控制措施，以有效控制无组织排放，具体要求如下。

（1）物料储存

原煤和石灰石等物料的储存过程中易产生颗粒物无组织排放，其中煤场储量大、周转频繁，是燃煤电厂重要的无组织排放源，应采取以下控制措施：原煤、煤矸石、生物质、油页岩等块粒状物料以及脱硫石膏等粘湿物料应采用封闭料场（储库、堆棚）储存；煤粉、石灰石粉、生石灰粉等粉状物料应采用密闭料仓（库）储存，料仓（库）顶部泄压口配备除尘设施。

（2）物料转移和输送

对于卸料过程颗粒物无组织排放，应采取以下控制措施：火车、汽车卸煤（煤矸石、生物质、油页岩等）时，翻车机房（翻车机室、受煤站等）和卸煤沟应封闭，并采取喷淋（雾）等抑尘措施。

对于转运过程，应采取以下控制措施：原煤、煤矸石、生物质、油页岩等块粒状物料输送应采取封闭廊道（栈桥）、转运站等封闭输送方式，产尘点应采取除（抑）尘措施；煤粉、石灰石粉、生石灰粉等粉状物料的装卸、输送过程应密闭，产尘点应采取除（抑）尘措施，采用汽车运输的，应使用密闭罐车；脱硫石膏等粘湿物料，采用封闭通廊的皮带、管状带式输送机等密（封）闭方式进行输送；采用汽车运输的，应使用封闭车厢或苫盖严密。

对于厂区扬尘控制措施：道路硬化并定期吸尘、洒水；料场出口设置车轮和车身清洗、清扫装置。

（3）物料加工

对于原煤、石灰石在破碎、筛分过程颗粒物无组织排放，采取以下控制措施：

——原煤（煤矸石、生物质、油页岩等）的破碎、筛分、制粉等系统应采用密闭设备，或在封闭空间中进行，产尘点应采取除（抑）尘措施。

——石灰石粉、生石灰粉等粉状物料的制备应采用密闭设备，或在封闭空间中进行，产尘点应采取除（抑）尘措施。

（4）其他

液氨或氨水卸载时，充装系统配置不正确或接卸操作不当易导致氨的无组织排放。一方面氨会与空气中的酸性物质形成硫酸铵、硝酸铵等铵盐，是PM2.5主要组成之一，另一方面氨属于危险化学品，具有易燃、刺激性，对于液氨或氨水控制措施为：采用密闭罐车运输，氨罐区设氨气泄漏检测设施。储存、卸载、输送、制备等过程应采取密闭等防泄漏措施。

采用柴油等燃料油点火的，燃料油的储存、转移和输送控制应符合GB 37822的要求。

灰渣在厂内或灰场内储存、转运过程中易产生颗粒物无组织排放。对于临时存放的灰渣应储存于灰库、渣仓内，产尘点应采取除（抑）尘措施；对于干灰，厂内采用气力输送，外运采用罐车运输；干灰场堆灰应喷水碾压，裸露灰面应苫盖；湿灰场应保持灰面水封。

## 5.5 企业边界污染物监控要求

《中华人民共和国大气污染防治法》提出：排放有毒有害大气污染物的企业事业单位，应当按照国家有关规定建设环境风险预警体系，对排放口和周边环境进行定期监测，评估环境风险，排查环境安全隐患，并采取有效措施防范环境风险。结合燃煤电厂大气污染物排放特征，规定颗粒物、氨的企业边界污染监控要求。

《大气综合污染物排放标准》（GB 16297—1996）表2颗粒物无组织排放限值为1 mg/m3，颗粒物无组织排放限值与GB 16297—1996保持一致，为1 mg/m3。氨无组织排放限值参考《恶臭污染物排放标准》（GB 14554—1993）一级标准，限值为1 mg/m3，具体见下表。

表5-1 企业边界大气污染物浓度限值

单位：mg/m3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 污染物项目 | 限值 | 限值含义 | 企业边界监控位置 |
| 总悬浮颗粒物（TSP） | 1.0 | 监控点与参照点1 h平均浓度值的差值 | 厂界外20 m处上风向设参照点，下风向设监控点 |
| 氨a | 1.0 | 监控点处最大测定值 | 下风向企业边界外10 m范围内浓度较高点 |
| 注：a 适用于使用氨水、尿素等含氨物质作为还原剂脱除烟气中的氮氧化物。 |

对区内17家燃煤电厂厂界总悬浮颗粒物（TSP）排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计，平均值和最低值达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图5-13。对最高值的数据分布进行分析（见图5-14），82%的数据小于1 mg/m3。

对区内16家燃煤电厂厂界氨排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计，具体的排放情况见图5-15，最高值全部小于1 mg/m3。

TSP排放浓度（mg/m3）

图5-13 总悬浮颗粒物排放情况

TSP排放浓度（mg/m3）

图5-14 总悬浮颗粒物排放数据累计分布情况

氨排放浓度（mg/m3）

图5-15 氨排放情况

# 6 国内外标准研究

## 6.1 国内相关标准

目前燃煤电厂执行国家标准为GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》。部分省（自治区、直辖市）制定了地方超低排放标准，详见下表。

表6-1 地方燃煤电厂大气污染物排放标准

 单位：mg/m3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 地方标准 | 颗粒物 | 二氧化硫 | 氮氧化物 |
| 《山东省火电厂大气污染物排放标准》（DB 37/664-2013及修改单） | 5（≥410t/h）10（＜410t/h） | 35 | 50100a |
| 河北《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 13/2209-2015） | 10 | 35 | 50100a |
| 上海《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 31/963-2016） | 10 | 35 | 50 |
| 河南《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 41/ 1424**-**2017） | 10 | 35 | 50100a |
| 天津《火电厂大气污染物排放标准》（DB 12/810-2018） | 5（新建）10 | 10（新建）35 | 30（新建）50 |
| 山西《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 14/T 1703-2018） | 510b | 35 | 50100a |
| 浙江《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 33/ 2147-2018） | 5（I 阶段）10（II 阶段） | 35 | 50 |
| 江苏《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 32/ 4148-2021） | 10 | 35 | 50 |
| a W型火焰炉膛的燃煤发电锅炉及现有循环流化床燃煤发电锅炉执行该限值。b 低热值发电锅炉执行该限值 |

## 6.2 国外相关标准

### 6.2.1 美国

美国电厂的标准涉及新固定源污染物排放标准（40 CFR 60部分）和有害空气污染物（HAPs）标准（40 CFR 63部分）。

新源标准40 CFR Part 60 Subpart Da蒸汽发电机组性能标准适用对象为燃用化石燃料，热输入功率≥73 MW的火电厂。按排放强度0.35 g/kWh、1 lb/MMBtu分别对应排放浓度100 mg/m3、1230 mg/m3，换算的燃煤电厂颗粒物、SO2、NOx限值分别为11.7 mg/m3～36.9 mg/m3、130 mg/m3～1476 mg/m3、91 mg/m3～984 mg/m3。

40 CFR Part 63 Subpart UUUUU 燃煤和燃油蒸汽发电机组适用于电力输出≥25 MW燃煤和燃油机组。污染物项目Hg，新改扩建机组限值为0.0004 mg/m3～0.0052 mg/m3，现有机组限值为0.0017 mg/m3～0.0052 mg/m3；其他污染物项目项目颗粒物、总非Hg重金属、As等10项非Hg重金属这3项中只需满足其中一项即可。

40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU要求火电厂颗粒物、SO2、NOX、Hg浓度进行自动监测（旁路烟道也需安装自动监测装置），应满足以下要求：①锅炉运行30天滚动平均（Hg也可为90日）排放强度应满足标准要求；②现有源的颗粒物、SO2、NOx排放限值适用于启动、停炉、故障以外的所有运行时间，新建源SO2、NOX排放限值适用于所有运行时间，颗粒物排放限值适用于启动、停炉以外的所有运行时间，豁免的启停阶段应采取燃用清洁燃料、加强监测和报告等措施。

### 6.2.2 欧盟

欧盟工业排放指令规定了总额定热输入功率≥50 MW的火电厂的排放控制要求。对于燃煤电厂为例（燃用燃料为煤、褐煤及其他固体燃料），烟尘、SO2、NOx限值依据煤种和规模分别为20 mg/m3～30 mg/m3、200 mg/m3～400 mg/m3、200 m3～450 mg/m3（标准状态、基准氧含量6%、干烟气的排放浓度）。

对于全厂总额定热输入功率≥100 MW的火电厂（剩余运行寿命小于10000 h的火电厂等予以豁免），要求对废气中的烟尘、SO2、NOx浓度进行自动监测，规定在一个日历年内应满足以下条件：①有效月均值须达标；②有效日均值不超过标准限值的110%；③当火电厂仅由额定热输入功率小于50 MW的燃煤锅炉组成时，有效日均值不超过标准限值的150%；④95%的有效小时均值不超过标准限值的200%；⑤豁免情况：因低硫燃料供应严重不足，可豁免SO2不超过6个月；烟气治理设备故障，可豁免单次不超过24小时、12个月内累计不超过120小时（保障能源供应或替代的电厂会全面增加排放量情况除外）；启动、停炉。

## 6.3 与国内外相关标准比较

### 6.3.1 与国内相关标准对比

本标准与国家标准为GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》的特别排放限值相比，加严了50%~65%；与国内相关地方燃煤电厂超低排放标准相比，现有电厂控制要求一致，部分地方标准的新建燃煤电厂的颗粒物进一步加严到5 mg/m3，考虑到目前“双碳”战略目标，减污降碳协同增效，不再进一步加严排放浓度限值，详见表6-2。

表6-2 本标准与国内地方标准比较

 单位：mg/m3

| 污染物项目 | 本标准 | 江苏 | 上海 | 河南 | 河北 | 浙江 | 天津 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 颗粒物 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 5（I）10（II） | 5（新建）10 |
| 二氧化硫 | 35 | 10 | 35 | 35 | 35 | 35 | 10（新建）35 |
| 氮氧化物 | 50 | 30 | 50 | 50 | 50 | 50 | 30（新建）50 |

### 6.3.2 与国外相关标准对比

本标准与国外标准相比，颗粒物、二氧化硫和氮氧化物排放限值都更为严格。

表6-3 本标准与国外相关标准比较

 单位：mg/m3

| 污染物项目 | 本标准 | 美国 | 欧盟 |
| --- | --- | --- | --- |
| 颗粒物 | 10 | 11.7～36.9  | 20～30 |
| 二氧化硫 | 35 | 130～1476 | 200～400 |
| 氮氧化物 | 50 | 91～984 | 200～450 |

# 标准实施的效益及经济技术分析

## 7.1 环境效益分析

### 7.1.1 颗粒物减排效益

2021年排污许可数据加和排放量为1322吨，以二污普数据作为超低改造前的基础数据，二污普颗粒物排放量为6344吨，实施超低排放改造颗粒物削减了5022万吨。

目前区内煤电企业氮氧化物排放执行GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中30 mg/m3，其中银川都市圈范围内煤电企业颗粒物排放执行GB 13223中的大气污染物特别排放限值20 mg/m3。依据企业调研函数据，按企业应执行标准的浓度限值计算则颗粒物排放量为11400吨；执行超低排放限值，颗粒物排放量为4460吨，实施超低改造排放颗粒物削减了6940吨。

表7-1 实施超低改造颗粒物减排效益

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 项目 | 按标准核算 | 按实际排放核算 |
| 颗粒物执行标准 | 颗粒物排放量\* | 颗粒物排放量 |
| 超低改造前 | 30/20 mg/m3 | 1.14万t | 二污普数据：0.63万t |
| 超低改造后 | 10 mg/m3 | 0.45万t | 排污许可报告加和数据：0.13万t |
| 减排情况 | 削减比例61%~79%，削减量约0.5~0.7万t。 |
| \*为完全执行标准值的排放量的上限值。 |

### 7.1.2 SO2减排效益

2021年排污许可数据加和排放量为9415吨，以二污普数据作为超低改造前的基础数据，二污普SO2排放量为44335吨，实施超低改造SO2削减了34920万吨。

目前区内煤电企业SO2排放执行GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中100 mg/m3，其中银川都市圈范围内煤电企业SO2排放执行GB 13223中的大气污染物特别排放限值50 mg/m3。按企业应执行标准的浓度限值计算则SO2排放量为39913吨；执行超低排放限值，SO2排放量为19263吨，实施超低排放改造SO2削减了20650吨。

表7-2 实施超低改造后SO2减排效益

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 项目 | 按标准核算 | 按实际排放核算 |
| SO2执行标准 | SO2排放量\* | SO2排放量 |
| 超低改造前 | 100/50 mg/m3 | 3.99万t | 二污普数据：4.43万t |
| 超低改造后 | 35 mg/m3 | 1.93万t | 排污许可报告加和数据：0.94万t |
| 减排情况 | 削减比例52%~79%，削减量约2.1~3.5万t。 |
| \*为完全执行标准值的排放量的上限值。 |

### 7.1.3 NOx减排效益

2021年排污许可数据加和排放量为20130吨，以二污普数据作为超低改造前的基础数据，二污普NOx排放量为38191吨，实施超低排放改造NOx削减了18061万吨。

目前区内煤电企业NOx排放执行GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中200 mg/m3，其中银川都市圈范围内煤电企业NOx排放执行GB 13223中的大气污染物特别排放限值100 mg/m3。依据企业调研函数据，按企业应执行标准的浓度限值计算则NOx排放量为81657吨，执行超低排放限值，NOx排放量为27627吨，实施超低排放改造NOx削减了54030吨。

表7-3 实施超低改造后NOx减排效益

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 项目 | 按标准核算 | 按实际排放核算 |
| NOx执行标准 | NOx排放量\* | NOx排放量 |
| 超低改造前 | 200/100 mg/m3 | 8.17万t | 二污普数据：3.82万t |
| 超低改造后 | 50 mg/m3 | 2.76万t | 排污许可报告加和数据：2.01万t |
| 减排情况 | 削减比例47%~66%，削减量约1.8~5.4万t。 |
| \*为完全执行标准值的排放量的上限值。 |

实施本标准，能确保超低改造的取得的环境效益，为空气质量的持续改善提供保障。

## 7.2 技术经济分析

### 7.2.1 可达技术

根据前述分析，目前宁夏回族自治区燃煤锅炉超低排放的技术路线，见表7-4。

表7-4 燃煤锅炉超低排放技术

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 污染物 | 超低排放技术 | 排放控制水平 |
| 颗粒物 | 1.一次除尘：①电除尘器：低低温电除尘器、高频电源电除尘器等；②布袋除尘器：采用PPS、PTFE等滤料；③电袋复合式除尘器：强化颗粒荷电、采用高精过滤滤料、优化气流分布等2.二次除尘：湿法脱硫后采用湿式电除尘器进一步除尘 | <10 mg/m3 |
| SO2 | 石灰石-石膏湿法脱硫：采用单塔双区、单塔一体化、双托盘等 | <35 mg/m3 |
| NOx | ①低氮燃烧②SCR脱硝技术：增加反应器催化剂层数等③SNCR脱硝技术④SCR和SNCR联合脱硝技术 | <50 mg/m3 |
| 煤粉炉：低氮燃烧器+SCR脱硝+除尘+湿法脱硫+湿式电除尘（可选）循环流化床锅炉：炉内脱硫（可选）+SNCR脱硝/SCR和SNCR联合脱硝+除尘+湿法脱硫+湿式电除尘（可选） |

### 7.2.2 超低排放改造成本

目前区内企业有组织和无组织排放方面基本可以达到标准的要求。根据调研数据，对于单机规模≥600 MW，平均每台燃煤锅炉除尘、脱硫和脱硝整体投资成本约为3.68亿元（调研样本波动范围3.65~5.36亿元）；对于300 MW≤单机规模＜600 MW，平均每台燃煤锅炉除尘、脱硫和脱硝整体投资成本约为2亿元（调研样本波动范围0.9~5亿元）。

调研区内17家电厂超低的运行成本，平均每度电3.7分左右。目前宁夏上网交易电价在3元左右浮动，运行成本占比1.2%，属于可接受水平。

## 7.3 社会效益分析

标准实施后，一方面有利于大气环境质量的持续改善，不断增强人民群众对美好生活环境的获得感、幸福感，取得较好的社会效益；另一方面有利于淘汰落后工艺和产能，优化全区产业结构和布局，促进绿色低碳生产技术、治理技术的应用，提高区域竞争力，推动区域经济高质量发展。