

《燃煤电厂大气污染物排放标准》

（二次征求意见稿）

编制说明

标准编制组

二〇二五年十月

目 录

1	项目背景.....	1
1.1	任务来源.....	1
1.2	标准制订的必要性及相关政策导向.....	1
1.3	国内外相关标准情况.....	3
1.3.1	国内相关排放标准.....	3
1.3.2	国外相关排放标准.....	8
1.4	浙江省燃煤电厂现状分析.....	10
1.4.1	燃煤火电机组和热电锅炉分布.....	10
1.4.2	标准修订拟解决的主要问题.....	11
2	燃煤电厂产排污情况及污染控制技术分析.....	13
2.1	燃煤电厂的主要工艺和产排污特征.....	13
2.2	燃煤电厂主要大气污染物特征.....	13
2.2.1	颗粒物.....	13
2.2.2	二氧化硫.....	14
2.2.3	氮氧化物.....	15
2.2.4	汞及其化合物.....	16
2.2.5	氨.....	17
2.3	污染预防技术.....	18
2.3.1	一般原则.....	18
2.3.2	低氮燃烧技术.....	18
2.4	烟气污染治理技术.....	19
2.4.1	一般原则.....	19
2.4.2	烟气除尘技术.....	20
2.4.3	二氧化硫治理技术.....	24
2.4.4	氮氧化物治理技术.....	27
2.4.5	汞及其化合物治理技术.....	28
2.4.6	氨逃逸的控制.....	28
3	标准主要技术内容及确定依据.....	30
3.1	标准结构框架.....	30

3.2 适用范围.....	30
3.3 术语和定义.....	31
3.4 污染物项目的选择.....	31
3.5 污染物排放限值的确定及依据.....	32
3.5.1 颗粒物.....	32
3.5.2 二氧化硫.....	32
3.5.3 氮氧化物.....	33
3.5.4 氨排放浓度控制指标.....	33
3.5.5 其他有组织排放控制要求.....	35
3.6 无组织排放控制要求的确定及依据.....	35
3.6.1 无组织排放现状.....	36
3.6.2 无组织排放相关政策文件.....	36
3.6.3 无组织排放相关内容的修订.....	39
3.7 污染物监测要求的确定及依据.....	41
3.7.1 监测分析方法及要求.....	41
3.7.2 颗粒物监测方法适用性说明.....	42
3.7.3 二氧化硫监测方法适用性说明.....	42
3.7.4 氮氧化物监测方法适用性说明.....	43
3.7.5 汞及其化合物监测方法适用性说明.....	43
3.7.6 氨监测方法适用性说明.....	44
3.7.7 烟气黑度监测方法适用性说明.....	44
3.7.8 自动监测方法适用性说明.....	44
3.7.9 新监测方法适用性说明.....	45
3.8 达标判定要求的确定及依据.....	45
3.8.1 考核时长.....	45
3.8.2 优先数据.....	45
3.8.3 非正常情况.....	46
4 本标准与相关法律法规标准的相关性分析.....	47
4.1 相关性分析.....	47
4.2 国内相关标准协调性、重复性分析.....	48
5 相关技术要求的验证情况.....	50

6	实施本标准的成本效益分析.....	64
6.1	标准实施后环境、社会效益分析.....	64
6.2	提标的技术经济分析.....	64
6.2.1	颗粒物达标排放技术分析.....	64
6.2.2	二氧化硫达标排放技术分析.....	65
6.2.3	氮氧化物达标排放技术分析.....	66
6.2.4	氨达标排放技术分析.....	66
6.2.5	技术经济分析.....	67
7	重大意见分歧的处理依据和结果.....	68
8	实施本标准的建议.....	76

1 项目背景

1.1 任务来源

2014年,根据《浙江省人民政府办公厅关于印发浙江省2014-2017 年大型燃煤机组清洁排放实施计划的通知》(浙政办发〔2014〕160 号)、浙江省经信委、浙江省发改委、浙江省环保厅等部门关于印发《浙江省地方燃煤热电联产行业综合改造升级行动计划》的通知(浙经信电力〔2015〕371 号),浙江省在全国率先开展煤电超低排放改造工作,燃煤电厂经超低排放改造后,污染物指标控制限值要求为烟尘 $5\text{mg}/\text{m}^3$,二氧化硫 $35\text{mg}/\text{m}^3$,氮氧化物 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。为适应浙江省环境保护监督管理工作的需要,巩固超低排放改造成果,2018年,浙江省发布并实施了《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/ 2147—2018)。为加强生态环境地方标准全生命周期管理,2023年,根据《浙江省地方标准实施效果评估工作指南(试行)》,省生态环境厅委托浙江省生态环境科学设计研究院对《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/ 2147—2018),评估结论是:《燃煤电厂大气污染物排放标准》仍然具有先进性,主要内容仍然适用于当下社会发展和生态环境工作要求,但部分条款有待完善。建议在条件成熟的前提下开展修订完善。2025年1月7日,浙市监标准〔2025〕1 号《浙江省市场监督管理局关于下达2025 年第一批浙江省地方标准制修订计划的通知》将修订《燃煤电厂大气污染物排放标准》列入标准修订计划。

1.2 标准制订的必要性及相关政策导向

(1) 法律法规及政策文件对锅炉领域大气污染治理提出的要求

《中华人民共和国环境保护法》第十六条规定,省、自治区、直辖市人民政府对国家污染物排放标准中未作规定的项目,可以制定地方污染物排放标准;对国家污染物排放标准中已作规定的项目,可以制定严于国家污染物排放标准的地方污染物排放标准;第二十八条规定,地方各级人民政府应当根据环境保护目标和治理任务,采取有效措施,改善环境质量。

(2) 浙江省环境空气质量改善的需求

随着煤电超低排放战略的有效落实，我省火电行业主要大气污染物排放总量已经大幅削减。《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB33/ 2147—2018）发布实施后，我省环境空气质量逐年改善。2018年，在长三角等全国重点区域率先达到国家二级标准。2019年，设区城市首次全部消除重污染天气。2020年，设区城市细颗粒物（PM_{2.5}）平均浓度为25微克/立方米，首次实现县级以上城市空气质量全达标和重污染天气全消除，但同时我省空气质量持续改善基础还不够稳固，2022年受高温天气影响，开始出现反弹现象，AQI下滑至89.3%，其中臭氧（O₃）超标污染占比81%；2023年经济开始回暖，细颗粒物出现反弹，达到了27μg/m³，较2022年上升12.5%。

“十五五”期间，浙江省将深入践行绿水青山就是金山银山理念，统筹高质量发展和高水平保护，加快建设更高水平生态省、打造美丽浙江，推动实现绿色发展水平更高、生态环境品质更高、治理能力水平更高，为加快建设人与自然和谐共生的美丽中国作出更大贡献。为进一步改善空气质量，修订完善《燃煤电厂大气污染物排放标准》，可为我省污染物总量减排、清洁能源替代、超低排放改造等提供有力保障。

（3）浙江省对燃煤电厂大气污染物排放监管的要求

《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年修正）和《浙江省大气污染防治条例（2020年修正文本）》（2020年修正文本）均对污染物排放和原辅材料、副产物的装卸、运输、储存提出了更高的环保要求，《浙江省大气污染防治条例（2020年修正文本）》第三十条提出新建燃煤发电机组（含热电联产）应当采用烟气超低排放等技术，使重点大气污染物排放浓度达到天然气燃气轮机组排放限值；现有燃煤发电机组（含热电联产）应当按照国家和省人民政府的要求，在规定期限内完成烟气超低排放改造，使重点大气污染物排放浓度达到天然气燃气轮机组排放限值。第三十四条提出工业企业应当加强对烟粉尘、气态污染物的精细化管理，控制生产场所粉尘和气态污染物的泄漏和排放，并采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料堆存、传输、装卸等环节粉尘和气态污染物的泄漏和排放。

2025年9月，省美丽浙江建设领导小组办公室关于再次征求加快建设更高水平生态省有关文件和目标任务清单意见的函中提出了加快建设更高水平生态省实施意见目标任务清单，实施新一代煤电升级改造行动，对供电煤耗300克标准

煤/千瓦时以上的煤电机组，加快实施节能降碳改造，实施60万千瓦以上发电机组超超低排放改造，推动具备条件目标任务的其他现役及在建煤电机组实施超超低排放改造。

《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/ 2147—2018)中，对于300MW及以上大型燃煤机组和其他锅炉执行不同的限值，《锅炉大气污染物排放标准》(DB33 1415-2025)中的一些有组织排放限值要求和无组织管控要求已严于现行《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/ 2147—2018)，随着环境质量改善需求持续强化，部分省（直辖市、自治区）制定了更严格的燃煤电厂大气污染物排放标准。因此，结合当前废气治理技术水平和管理要求，亟需对《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/ 2147—2018)进行修订，进一步加严颗粒物的排放限值、提高无组织排放控制要求、增加氨排放控制指标，以适应生态环境工作新形势。

1.3 国内外相关标准情况

1.3.1 国内相关排放标准

1.3.1.1 国家标准

GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》规定了单台出力65 t/h以上除层燃炉、抛煤机炉外的燃煤发电锅炉；各种容量的煤粉发电锅炉；单台出力65 t/h 以上燃油、燃气发电锅炉；各种容量的燃气轮机组、整体煤气化联合循环发电的燃气轮机组的排放限值。其大气污染物特别排放限值见表1.3.1-1。

表1.3.1-1 大气污染物特别排放限值（单位：mg/m³）

序号	燃料和热能转化设施类型	污染物项目	适用条件	限值	排放监控位置
1	燃煤锅炉	烟尘	全部	20	烟囱或烟道
		二氧化硫	全部	50	
		氮氧化物	全部	100	
		汞及其化合物	全部	0.03	
2	以油为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	全部	20	
		二氧化硫	全部	50	
		氮氧化物	燃油锅炉	100	
			燃气轮机组	120	

3	以气体为燃料的锅炉 或燃气轮机组	烟尘	全部	5	
		二氧化硫	全部	35	
		氮氧化物	燃气锅炉	100	
			燃气轮机组	50	
4	燃煤锅炉, 以油、气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	≤1		烟囱排放口

1.3.1.2 地方标准

自全国全面推进煤电超低排放改造工作以来, 浙江省《燃煤电厂大气污染物排放标准》于2018年9月30日发布, 2018年11月1日实施, 其他部分省份(直辖市、自治区)相继制订了以支撑煤电超低排放评价的地方标准或修改单, 具体见表1.3.1-2。

表1.3.1-2 燃煤电厂大气污染物排放地方标准总览

区域	标准号	标准名称	实施日期
上海市	DB31/ 963—2016	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	2016年1月19日
河南省	DB41/ 1424—2017	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	2017年10月1日
山东省	DB37/ 664—2019	《火电厂大气污染物排放标准》	2018年1月1日
天津市	DB 12/810-2018	《火电厂大气污染物排放标准》	2018年6月13日
浙江省	DB33/ 2147—2018	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	2018年11月1日
辽宁省	DB21/T 3134—2019	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	2019年5月30日
山西省	DB14/ 1703—2019	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	2019年11月1日
江苏省	DB32/ 4148—2021	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	2022年7月1日
安徽省	DB34/ 4336—2023	《火电厂大气污染物排放标准》	2023年1月5日
宁夏回族自治区	DB 64/ 1996—2024	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	2024年5月4日
河北省	DB13/ 2209—2025	《火电厂大气污染物排放标准》	2026年01月01日

浙江省《燃煤电厂大气污染物排放标准》于2018年9月30日发布, 2018年11月1日实施, 自2018年11月1日起, 现有单台出力300MW及以上发电机组配套的燃煤发电锅炉执行表1中II阶段规定的排放限值。自2020年1月1日起, 现有单台出力300MW以下发电机组配套的燃煤发电锅炉以及其他燃煤发电锅炉执行表1

中I阶段规定的排放限值。具体见表1.3.1-3。其他省市地方标准主要污染物的标准限值见表1.3.1-4。

表 1.3.1-3 燃煤发电锅炉大气污染物排放浓度限值

单位: mg/m^3 (烟气黑度除外)

序号	污染物项目	排放限值		污染物排放 监控位置
		I 阶段	II 阶段	
1	颗粒物	10	5	烟囱或烟道
2	二氧化硫	35	35	
3	氮氧化物	50	50	
4	汞及其化合物	0.03	0.03	
5	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	1	1	烟囱排放口
手工监测数据: 颗粒物、汞及其化合物浓度以测定均值计, 二氧化硫和氮氧化物浓度以小时均值计; 自动监测数据: 均以小时均值计; 污染物的达标判定按《火电行业排污许可证申请与核发技术规范》执行。				

表 1.3.1-4 燃煤电厂大气污染物排放地方标准限值 (单位: mg/m^3)

区域	说明	烟尘/颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	汞及其化合物	烟气黑度	氨
上海市	/	10	35	50	0.03	1	/
河南省	/	10	35	50	0.03	/	/
				100 (W型火焰炉膛锅炉和循环流化床锅炉执行该限值)			
天津市	/	5 (新建) 10 (现有)	10 (新建) 35 (现有)	30 (新建) 50 (现有)	0.03	/	/
山东省	燃煤 (含水煤浆) 锅炉	5	35	50	0.03	/	/
浙江省	I 阶段	10	35	50	0.03	1	/
	II 阶段	5					
辽宁省	/	10	35	50	0.03	1	/
山西省	/	5	35	50	/	1	/
		10 (低热值煤电后燃煤发电锅炉执行该限值)		100 (低热值煤电后燃煤发电锅炉执行该限值)			
江苏省	/	10	35	50	0.03	1	氨逃逸质量浓度应符合 HJ 2301 的要求
安徽省	/	5 (新建) 10 (现有)	25 (新建) 35 (现有)	35 (新建) 50 (现有)	0.03	1	/

区域	说明	烟尘/颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	汞及其化合物	烟气黑度	氨
宁夏回族自治区	/	10	35	50	0.03	1	2.5 (适用于选择性催化还原 (SCR)脱硝工艺)
							3.8 (适用联合脱硝工艺)
							8 (适用于选择性非催化还原脱硝工艺, 以及使用液氨、尿素、氨水等脱除烟气中其他污染物的工艺)
河北省	燃煤锅炉	5.0 (新建)	25	30 (40 ^a)	0.01	1	2.5 (SCR) 3.8 (SNCR-SCR) 8 (SNCR)
		10 (现有)	35	50			
	以生物质为燃料的锅炉	10	30	50			

1.3.2 国外相关排放标准

1.3.2.1 美国燃煤电厂大气污染物排放标准

美国40 CFR Part 60 Subpart Da—Standards of Performance for Electric Utility Steam Generating Units 适用对象为燃用化石燃料（不论单独还是混合其他燃料），热输入功率 $\geq 73\text{MW}$ 的火电厂（适用于1978年9月18日后新改扩建的蒸汽发电机组，其中2005年2月28日起也适用于IGCC蒸汽发电机组）；40 CFR Part 63 Subpart UUUUU—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units 适用于燃煤和燃油、电输出功率 $\geq 25\text{MW}$ 的火电厂（蒸汽发电机组）。

40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU 关键控制项目为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物（PM），40 CFR Part 63 Subpart UUUUU 及其修正案包括控制项目Hg，且部分控制项目可选择性考核（颗粒物、总非Hg重金属、As等10项非Hg重金属可选择其一）。

40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU 根据时段、燃料类型等组合划分排放强度限值。按排放强度 0.35 g/kWh 、 1 lb/MMBtu 分别对应排放浓度 100 mg/m^3 、 1230 mg/m^3 ，换算的燃煤电厂颗粒物、 SO_2 、 NO_x 限值分别为 $11.7\text{ mg/m}^3\sim 38.9\text{ mg/m}^3$ 、 $130\text{ mg/m}^3\sim 1476\text{ mg/m}^3$ 、 $91\text{ mg/m}^3\sim 984\text{ mg/m}^3$ 。美国对Hg排放控制相对严格，新改扩建机组限值为 $0.0004\text{ mg/m}^3\sim 0.0052\text{ mg/m}^3$ ，现有机组限值为 $0.0017\text{ mg/m}^3\sim 0.0052\text{ mg/m}^3$ 。此外，美国有22个州对燃煤电厂 SO_3 提出了排放控制要求，其中14个州的排放限值低于 6 mg/m^3 ，佛罗里达州的排放限值 0.6 mg/m^3 最为严格（在亚洲，日本将硫酸雾作为颗粒物之一进行总量控制；新加坡则规定固定源 SO_3 排放限值 10 mg/m^3 ）。

美国40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU 要求火电厂应对废气中颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、Hg浓度进行连续监测，30个锅炉运行日的滚动平均（Hg也可90日）排放强度须达标，其中现有源（2011年5月4日前新改扩的）颗粒物、 SO_2 、 NO_x 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（2011年5月3日后新改扩的） SO_2 、 NO_x 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，豁免考核的启停阶段应采取燃用清洁燃料、加强监测和报告等措施。

1.3.2.2 欧盟标准

欧盟通过实施大型燃烧装置大气污染物排放限值指令加强燃煤电厂污染排放控制, 欧盟DIRECTIVE 2010/75/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) 适用对象为燃用任何燃料(包括煤、褐煤及其他固体燃料, 生物质和泥煤等), 总额定热输入功率 ≥ 50 MW 的火电厂。

DIRECTIVE 2010/75/EU 按照现有(2013 年1 月7 日前取得许可证或申请许可证并于2014 年1 月7 日前投产的火电厂)、新建(包括DIRECTIVE 2001/80/EC Article 4(4)豁免但2016 年1 月1 日后仍运行的火电厂)划分适用时段。

DIRECTIVE 2010/75/EU 关键控制项目为 SO_2 、 NO_x 和烟尘, 并根据时段、规模、燃料类型等组合划分排放浓度限值。以燃煤电厂为例, 一般情况下的烟尘、 SO_2 、 NO_x 限值分别为 $10 \text{ mg/m}^3 \sim 30 \text{ mg/m}^3$ 、 $150 \text{ mg/m}^3 \sim 400 \text{ mg/m}^3$ 、 $150 \text{ mg/m}^3 \sim 450 \text{ mg/m}^3$ 。此外, 德国规定燃煤电厂的 SO_x 排放限值 50 mg/m^3 、Hg 排放限值 0.03 mg/m^3 。

欧盟DIRECTIVE 2010/75/EU 要求全厂总额定热输入功率 ≥ 100 MW 的火电厂对废气中的烟尘、 SO_2 、 NO_x 浓度进行连续(自动)监测(部分豁免, 例如剩余运行寿命小于10000 h 的火电厂), 此情况下折算到标准状态、基准氧含量(固体燃料6%)、干烟气条件下的排放浓度在一个日历年内应同时满足以下条件: 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豁免考核条件: 因低硫燃料供应严重不足, 可豁免 SO_2 不超过6 个月; 因燃气忽然中断而改用其他燃料(为此需配备烟气净化设施), 可豁免不超过10 天(若必须保障能源供应除外); 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(若必须保障能源供应或替代的电厂会全面增加排放量除外); 启动、停炉。

1.4 浙江省燃煤电厂现状分析

1.4.1 燃煤火电机组和热电锅炉分布

1.4.1.1 大型燃煤火电机组分布

截止 2025 年 10 月,浙江省统调 600MW 级及以上燃煤机组发电集团 5 家,涉及企业 17 家,燃煤机组 58 台,装机容量 47000MW。具体装机情况见表 1.4.1-1,地域分布情况见表 1.4.1-2。机组数量和装机容量排名前两位的是宁波、温州。

表 1.4.1-1 浙江省 300MW 级及以上燃煤火电机组总体分布情况

序号	单位	企业数 (家)	机组数量 (台)	装机容量 (MW)	占统调装机容量 (%)
1	浙江省能源集团	8	27+3	23700	53.50%
2	华能国际	2	6	5430	14.03%
3	国能浙江	3+2	10+4	11270	20.51%
4	浙江大唐	1	4	2600	6.72%
5	华润电力	1	2+2	4000	5.25%
合计	/	17	58	47000	100.00%

表 1.4.1-2 火电厂地域分布情况

地区	企业数 (家)	机组数(台)/单机规模								规模 (MW)
		630	650	660	1000	1030	1050	1055	合计	
杭州	0								0	0
宁波	7	4	4	7	4			2	21	15850
温州	3			6	6				12	9960
嘉兴	1			4	3				7	5640
湖州	1			2					2	1320
金华	1			4					4	2640
舟山	2			2	2	2			6	5380
台州	2				2		2	2	6	6210
丽水	0								0	0
合计	17	4	4	25	17	2	2	4	58	47000

1.4.1.2 燃煤热电锅炉分布

热电行业存在区域布局的复杂性，负荷的波动不稳定性，污染治理技术的多样性，升级改造空间的局限性，污染物排放浓度也明显高于省统调燃煤机组。

截止2023年年底，浙江省地方热电联产企业99家，共计锅炉344台，锅炉规模自75t/h至800t/h不等，其中正在新建的2台，尚未开展超低排放的7台，完成超低排放改造335台，超低排放执行率达97.38%。

从规模来看，除了8家企业涉及到的27台锅炉未收集到相关资料外，其余的317台锅炉规模为70~100t/h（不含100t/h，下同）的110台，占比31.98%；100~200t/h的141台，占比40.99%；200~400t/h的40台，占比11.63%；400~800t/h的27台，占比7.85%；

全省燃煤热电锅炉地域分布情况见图1.4.1-2。

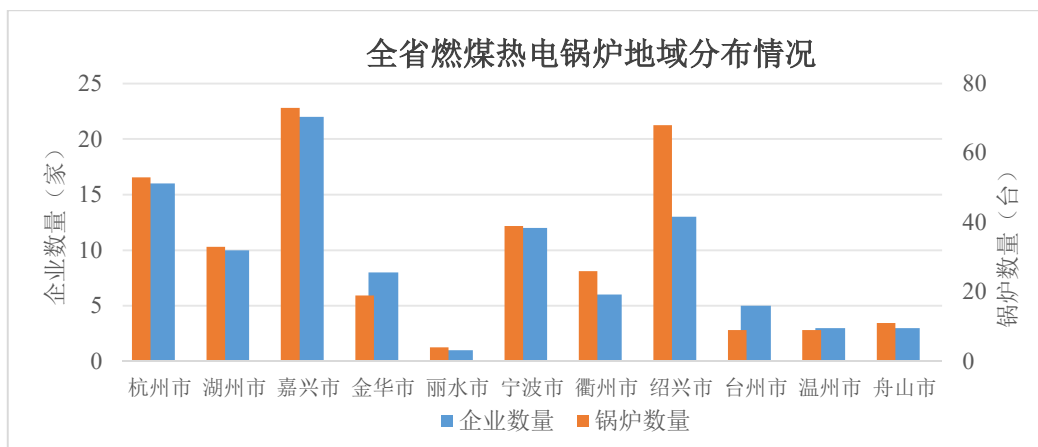


图1.4.1-2 全省燃煤热电锅炉分布图

1.4.2 标准修订拟解决的主要问题

2018年11月1日发布实施浙江省地方标准《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB33/ 2147—2018），要求自标准发布实施起，现有单台出力300MW及以上发电机组配套的燃煤发电锅炉执行表1中II阶段规定的排放限值，即颗粒物 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 、二氧化硫 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、氮氧化物 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 、汞及其化合物 $0.03\text{mg}/\text{m}^3$ ，自2020年1月1日起，现有单台出力300MW以下发电机组配套的燃煤发电锅炉以及其他燃煤发电锅炉执行表1中I阶段规定的排放限值，即颗粒物 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 、二氧化硫 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、氮氧化物 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 、汞及其化合物 $0.03\text{mg}/\text{m}^3$ 、烟气黑度1级。

标准修订拟解决的主要问题：

1、严格有组织排放限值：①颗粒物排放浓度限值修订：随着超低排放理念的深入和运行管理水平的提高，颗粒物排放浓度取消原标准中I阶段限值、全面实施II阶段限值的时机已经成熟，根据目前燃煤火电机组以及热电锅炉的运行情况，基本都能达到超低排放要求，即颗粒物 $5\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。因此在标准修订时，颗粒物排放限值全部要求 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。②日前发布的“加快建设更高水平生态省实施意见目标任务清单”中要求实施60万千瓦及以上发电机组超超低排放改造，对60万千瓦及以上发电机组的污染物排放实行更高要求成为必然，新标准要求新建的燃煤发电锅炉和现有单台出力600MW及以上发电机组配套的燃煤发电锅炉的大气污染物排放限值执行二氧化硫 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值。

2、增加氨的管控要求：氨可以跟颗粒物结合成硝酸铵、硫酸铵，是空气中 $\text{PM}_{2.5}$ 形成的幕后推手，对雾霾起着推波助澜的作用，控制氨的排放对空气质量改善的重大意义，烟气处理中使用氨水、尿素等含氨物质的锅炉在实际运行中易出现氨逃逸现象，当前（DB33/ 2147—2018）《燃煤电厂大气污染物排放标准》对逃逸氨的管理有所缺失，因此在标准修订时，对于烟气处理中使用氨水、尿素等含氨物质的锅炉设置氨逃逸控制指标。

3、完善无组织排放管控要求：无组织排放是燃煤电厂的重要管控部分。《浙江省大气污染防治条例（2020年修正文本）》、《重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南（2020年修订版）》、《浙江省空气质量持续改善行动计划》等文件，其中对无组织措施有较详细的要求，《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB33/ 2147—2018）中的无组织管控要求较为宽松，如（DB33/ 2147—2018）中对于储煤场可以是半封闭的，根据现行的管控要求，则要求全封闭。2025年出台的浙江省地标《锅炉大气污染物排放标准》（DB33/ 1415—2025）中的无组织管控要求则相对更严格，因此，需对《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB33/ 2147—2018）中的无组织管控要求进行修订。

4、近年来，国家发布了一些与超低排放相适应的监测和分析方法，应对标准中的监测和分析方法作调整。

2 燃煤电厂产排污情况及污染控制技术分析

2.1 燃煤电厂的主要工艺和产排污特征

燃煤电厂废气主要产污环节为：

(1) 原料（燃料）系统。有组织产污环节为燃料在装卸、运输、配料、储存过程中产生的含尘废气，污染物种类为颗粒物；燃料系统无组织废气污染物种类包括颗粒物、含烃气体、天然气等。

(2) 辅料系统。有组织产污环节为辅料在装卸、运输、配料、储存过程中产生的含尘废气，污染物种类为颗粒物；辅料系统无组织废气污染物种类包括颗粒物、氨等。

(3) 除灰渣系统。有组织产污环节为灰渣在装卸、运输、储存过程中产生的含尘废气，污染物种类为颗粒物；除灰渣系统无组织废气污染物种类为颗粒物。

(4) 烟气系统。燃料燃烧过程中产生的烟气，污染物种类主要为颗粒物、SO₂、NO_x、Hg 及其化合物等。

国内外对锅炉排放烟气中污染物的控制集中于 SO₂、NO_x、烟尘（颗粒物），部分国家和地区已开始控制以 Hg 为代表的重金属，我国 GB 13271—2014 污染物控制因子为 SO₂、NO_x、颗粒物、Hg 及其化合物；目前，国内燃煤电厂相关地方标准重点控制SO₂、NO_x、烟尘或颗粒物、汞及其化合物，有的地方还有氨。

2.2 燃煤电厂主要大气污染物特征

2.2.1 颗粒物

(1) 简介

锅炉排放的颗粒物主要来源为燃料灰分（烟尘），主要包括脱硫脱硝过程中烟气雾滴中携带的未溶硫酸盐、亚硫酸盐及未反应吸收剂等被滤膜过滤的颗粒物。

(2) 物理化学性质

烟气中颗粒物组成成分复杂,如燃煤烟气中颗粒物主要化学成分包括 Na_2O 、 Fe_2O_3 、 K_2O 、 SO_3 、 Al_2O_3 、 SiO_2 、 CaO 、 MgO 、 P_2O_5 、 Li_2O 、 TiO_2 等,采用石灰石-石膏湿法脱硫的则可能夹带石膏浆液等成分。

(3) 毒理毒性

颗粒物对人体的危害同颗粒物的大小有关:直径大于 $5\text{ }\mu\text{m}$ 的颗粒物能被鼻毛和呼吸道粘液挡住;直径介于 $0.5\text{ }\mu\text{m}\sim 5\text{ }\mu\text{m}$ 的颗粒物一般会粘附在上呼吸道表面,可随痰液排出;直径小于 $0.5\text{ }\mu\text{m}$ 的颗粒物危害最大,不仅会在肺部沉积,还可直接进入血液到达人体各部位。粉尘粒子表面附着各种有害物质,一旦进入人体就会引发各种呼吸系统疾病。滞留在鼻咽部和气管的飘尘,与进入人体的 SO_2 等有害气体产生刺激和腐蚀粘膜的联合作用,损伤粘膜、纤毛,引起炎症和增加气道阻力;滞留在细支气管和肺泡的飘尘也会与 NO_2 等产生联合作用,损伤肺泡和粘膜,引起支气管和肺部炎症。长期的持续作用,还会诱发慢性阻塞性肺部疾患并出现继发感染,导致肺心病死亡率增高。

(4) 环境安全浓度

《环境空气质量标准》(GB 3095—2012)规定的二级标准 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 的24小时平均值分别不高于 $75\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $150\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$,年浓度均值分别不高于 $35\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $70\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

2.2.2 二氧化硫

(1) 简介

SO_2 是最常见、最简单、有刺激性的硫氧化物,是大气主要污染物之一。硫在煤炭等化石燃料中以无机硫或有机硫的形式存在,燃烧过程中绝大多数硫氧化物以二氧化硫(SO_2)的形式产生并排放。锅炉排放烟气中 SO_2 的浓度与燃料品质、污染防治措施效率高度关联。

(2) 物理化学性质

SO_2 为无色透明气体,有刺激性臭味,溶于水、乙醇和乙醚,与水及水蒸气作用生成有毒及腐蚀性蒸气。

气态 SO_2 加热到 2000°C 不分解,不燃烧,与空气也不组成爆炸性混合物。 SO_2 化学性质复杂,在常温下,潮湿的 SO_2 与 H_2S 反应析出硫,在高温及催化剂

存在的条件下, 可被氢还原成为 H_2S , 被 CO 还原成硫, 强氧化剂可将 SO_2 氧化成 SO_3 , 仅在催化剂存在时氧气才能使 SO_2 氧化为 SO_3 ; 无助燃性。

(3) 毒理毒性

大气中 SO_2 浓度在0.5ppm以上对人体有潜在影响; 在1ppm~3ppm时多数人开始感到刺激; SO_2 浓度为10ppm~15ppm时, 呼吸道纤毛运动和粘膜的分泌功能均能受到抑制; 浓度达20ppm时, 引起咳嗽并刺激眼睛。若每天吸入浓度为100ppm, 支气管和肺部出现明显的刺激症状, 使肺组织受损; 在400ppm~500ppm时人会出现溃疡和肺水肿直至窒息死亡。 SO_2 与大气中的颗粒物有协同作用, 飘尘气溶胶微粒可把 SO_2 带到肺部使毒性增加3~4倍。当大气中 SO_2 浓度为0.21ppm, 颗粒物浓度大于 $300\text{mg}/\text{m}^3$, 可使呼吸道疾病发病率增高, 慢性病患者的病情迅速恶化。2017年10月, 世界卫生组织国际癌症研究机构公布的致癌物清单初步整理参考, SO_2 列入3类致癌物清单。

SO_2 是环境空气中气溶胶硫酸盐的重要来源之一。 SO_2 还是酸雨的重要来源, 酸雨对土壤、水体、森林、建筑、名胜古迹等人文景观均会造成危害。

(4) 环境安全浓度

GB 3095—2012规定的 SO_2 二级标准小时浓度均值不高于 $500\mu\text{g}/\text{m}^3$, 24小时平均值不高于 $150\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

2.2.3 氮氧化物

(1) 简介

NO_x 包括 NO 、 NO_2 , NO 在空气中易氧化为 NO_2 。锅炉燃烧排放的烟气 NO_x 中主要以 NO 、 NO_2 形式存在, 基于 NO_x 的稳定形式、GB 3095—2012规定基本项目, 相关排放标准中 NO_x 一般以 NO_2 计。

(2) 物理化学性质

NO 为无色气体, 分子量30.01, 熔点 -163.6°C , 沸点 -151.5°C ; NO 溶于乙醇、二硫化碳, 微溶于水和硫酸, 水中溶解度4.7% (20°C), 其性质不稳定, 在空气中易氧化成 NO_2 。

NO_2 分子量46.01, 熔点 -11.2°C , 沸点 21.2°C ; NO_2 溶于碱、 CS_2 和氯仿, 微溶于水。 NO_2 在 21.1°C 以上时为红棕色刺鼻气体, 在 21.1°C 以下时呈暗褐色

液体, 在-11℃以下时为无色固体, 加压液体为 N_2O_4 , 其性质较稳定, 溶于水时生成硝酸和NO。

(3) 毒理毒性

NO_2 主要损害深部呼吸道, 人吸入 NO_2 1分钟的MLC为200 ppm; 其余类型 NO_x 遇光、湿或热可产生 NO_2 。NO尚可与血红蛋白结合引起高铁血红蛋白血症, 其结合血红蛋白的能力比CO还强。

NO_x 与空气中的水结合最终会转化成硝酸和硝酸盐, 是酸雨的成因之一; 与其他污染物在一定条件下能产生光化学烟雾污染, 特别是 NO_x 与VOCs反应是生成 $\text{PM}_{2.5}$ 和臭氧的主要途径, 工业排放的 NO_x 已经是环境空气中硝酸盐、臭氧、 $\text{PM}_{2.5}$ 的重要来源之一。

(4) 环境安全浓度

GB 3095—2012 规定的 NO_2 二级标准小时浓度均值不高于 $200\mu\text{g}/\text{m}^3$, 24 小时平均值不高于 $80\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

2.2.4 汞及其化合物

(1) 简介

汞(Hg)是煤中最易挥发的痕量元素之一。在锅炉炉膛的高温燃烧条件下, 几乎所有的Hg都变为气态, 随着烟气温度的降低, 部分气态单质汞(Hg^0)与氧化性物质发生均相或非均相氧化反应转化为气态二价汞(Hg^{2+}), 部分Hg会凝结并富集于飞灰颗粒物上成为颗粒态(Hg^p)。因此, 燃煤电厂排放的Hg通常包括气态单质汞(Hg^0)、二价汞(Hg^{2+})和颗粒态汞(Hg^p)等3种形态, 统称为汞及其化合物。

(2) 物理化学性质

汞俗称水银, 具有光泽的银白色金属, 熔点为234.38K、沸点为204.28K, 具有较高的挥发性, 是唯一可在常温下以液态单质形式存在的重金属。汞在熔化时立即发生蒸发, 因此温度越高汞蒸汽越多。

汞有3种化学价态, 分别为单质汞(Hg^0)、亚汞(Hg^+)和二价汞(Hg^{2+})。单质汞是大气环境中稳定存在的汞形态, 易挥发, 微溶于水; 亚汞稳定性最差, 易还原成单质汞、氧化成二价汞, 自然环境状态下几乎很难找到

亚汞；二价汞稳定性好，在自然环境中普遍存在，二价汞遇到硫离子容易生成硫化汞沉淀。

(3) 毒理毒性

汞是一种具有生理毒性、易迁移性且在生物体内和食物链中具有永久累积性的化学物质。不同价态的汞，对人的毒性大小也各不相同，毒性大小从强到弱为有机汞、无机汞和单质汞。汞及其化合物与生物体内蛋白质和酶系统中的巯基能够发生反应，是汞元素产生毒性作用的生物化学基础。当人体中汞的积累达到一定程度，汞可通过血-脑屏障和胎盘屏障损害大脑、中枢神经系统、免疫、心血管系统、消化系统、肝和肾脏。

大气环境中的汞可以通过呼吸道、消化道和皮肤等方式进入人体内部，但最常见摄入途径是饮食：水体中汞在水生生物中富集，通过食物链转移并富集到人体中。

(4) 环境安全浓度

GB 3095—2012 规定的汞年均值不高于 $0.05\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

2.2.5 氨

(1) 简介

氨，也叫“氨气”，是一种无机化合物，化学式为 NH_3 ，分子量为17.031，标准状况下，密度 $0.771\text{g}/\text{L}$ ，相对密度0.5971（空气=1.00）。

(2) 物理化学性质

氨是一种无色、有强烈的刺激气味的气体。极易溶于水，常温常压下1体积水可溶解700倍体积氨，水溶液又称氨水，在常温下加压即可使其液化（临界温度 132.4°C ，临界压力11.2兆帕，即112.2大气压），沸点 -33.5°C ，也易被固化成雪状固体，熔点 -77.75°C ，溶于水、乙醇和乙醚。在高温时会分解成氮气和氢气，有还原作用。有催化剂存在时氨气可被氧化成一氧化氮。

(3) 毒理毒性

氨对眼、呼吸道粘膜有强烈刺激和腐蚀作用。急性氨中毒引起眼和呼吸道刺激症状，支气管炎或支气管周围炎，肺炎，重度中毒者可发生中毒性肺水肿。高浓度氨可引起反射性呼吸和心搏停止。可致眼和皮肤灼伤。

(4) 环境安全浓度

PC—TWA（时间加权平均容许浓度）为 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ； PC—STEL（短时间接触容许浓度）为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ ；根据《工业企业设计卫生标准》（TJ36—79），车间空气中有害物质的最高容许浓度中，氨为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。

2.3 污染防治技术

2.3.1 一般原则

(1)烟气污染防治主要采用烟气除尘、脱硫、低氮燃烧与烟气脱硝、汞污染防治等技术。

(2) 燃煤电厂除尘、脱硫和脱硝等环保设施对汞的脱除效果明显，大部分电厂都可以达标。对于个别燃烧高汞煤、汞排放超标的电厂，可以采用单项脱汞技术。

(3)应从锅炉点火方式、入炉煤的配比、锅炉送风送料及升降负荷速率的控制、烟气治理设施的运行条件等方面，尽可能减少机组启停时烟气污染物的产生与排放。

(4) 锅炉启动时应使用等离子点火或清洁燃料(如天然气、GB 252-2015 中规定的普通柴油)进行点火，一旦开始投入煤粉进行燃烧，除于法烟气脱硫和选择性催化还原法(SCR)烟气脱硝以外的所有烟气治理设施必须运行。

(5) 锅炉停机阶段必须保证所有烟气治理设施正常运行。炉内停止投入煤粉等燃料后，在保证机组操作和安全的前提下，仍可运行的烟气治理设施应继续运行。

(6) 烟气污染防治设施运行管理按 HJ2040 执行。

2.3.2 低氮燃烧技术

低氮燃烧设备是低氮燃烧技术的载体。低氮燃烧技术主要包括低氮燃烧器、炉膛整体空气分级燃烧技术、烟气再循环技术等，具有投资成本低、运行维护方便等特点。

低氮燃烧器适用于室燃炉，根据燃烧方式可分为扩散式燃烧器（包括燃料分级低氮燃烧器、空气分级低氮燃烧器）和预混式燃烧器。

扩散式燃烧器通过物理结构的优化将空气和燃料分层、分阶段送入炉膛实现分级燃烧,扩大燃烧区域、降低火焰温度,减少 NO_x 生成。采用扩散式燃烧器的燃煤、燃油、燃天然气、燃焦炉煤气和燃高炉煤气的锅炉 NO_x 产生浓度可分别控制在 $200\sim 600\text{ mg/m}^3$ 、 $100\sim 300\text{ mg/m}^3$ 、 $60\sim 200\text{ mg/m}^3$ 、 $200\sim 500\text{ mg/m}^3$ 和 $30\sim 200\text{ mg/m}^3$ 。

预混式燃烧器适用于燃气锅炉,根据降低 NO_x 生成的原理可分为贫燃预混燃烧技术与水冷预混燃烧技术。贫燃预混燃烧器利用高过量空气降低火焰温度,同时燃烧器采用金属纤维等结构分割火焰,稳燃的同时可使温度分布均匀,减少 NO_x 生成;采用该技术, NO_x 产生浓度可控制在 $20\sim 80\text{ mg/m}^3$ 。水冷预混燃烧器采用间接冷却的方式将火焰根部的热量从高温区带走,降低预混火焰温度,减少 NO_x 生成;采用该技术, NO_x 产生浓度可控制在 $20\sim 50\text{ mg/m}^3$ 。

炉膛整体空气分级燃烧技术适用于层燃炉、燃煤室燃炉和燃油室燃炉,通过分层布置的燃烧器将燃烧所需空气逐级送入燃烧火焰或火床中,使燃料在炉内分级分段燃烧,减少 NO_x 生成。采用该技术的层燃炉、燃煤室燃炉和燃油室燃炉的 NO_x 产生浓度可分别控制在 $200\sim 400\text{ mg/m}^3$ 、 $200\sim 400\text{ mg/m}^3$ 和 $100\sim 300\text{ mg/m}^3$ 。

烟气再循环技术适用于流化床炉、层燃炉和室燃炉,通过将锅炉尾部的低温烟气作为惰性吸热工质引入火焰区,降低火焰区的温度和燃烧区的含氧量,减缓燃烧热释放速率,减少 NO_x 生成。该技术通常与其他低氮燃烧技术结合使用。

2.4 烟气污染治理技术

2.4.1 一般原则

(1) 锅炉使用单位应根据实际情况优先采用污染预防技术,若仍无法稳定达标排放,应采用适合的治理技术。

(2) 燃煤锅炉宜采用湿式电除尘、袋式除尘、电除尘、电袋复合除尘等技术实现颗粒物达标排放。燃油锅炉和燃气锅炉炉膛出口颗粒物浓度不达标时,宜采用袋式除尘技术实现达标排放。燃生物质锅炉宜采用机械除尘+袋式除尘技术实现颗粒物达标排放。

(3) 燃煤锅炉宜采用石灰石/石灰-石膏湿法、镁法、钠碱法、烟气循环流化床法和炉内喷钙脱硫技术实现 SO_2 达标排放。燃油、燃气和燃生物质成型燃料锅炉 SO_2 排放不达标时, 宜参考燃煤锅炉选择烟气脱硫技术。

(4) 氮氧化物排放控制宜优先采用低氮燃烧技术, 若不能实现达标排放, 应结合选择性催化还原法 (SCR)、选择性非催化还原法 (SNCR) 和 SNCR-SCR 联合法脱硝技术实现达标排放。

(5) 汞及其化合物宜采用协同治理技术实现达标排放。

(6) 优化脱硝自调特性, 在控制 NO_x 达标情况下, 防止调门开的过大, 瞬间供氨量过大, 导致氨逃逸升高。

2.4.2 烟气除尘技术

2.4.2.1 一般规定

(1) 燃煤电厂烟气除尘主要采用电除尘、电袋复合除尘和袋式除尘技术。

(2) 除尘技术应根据环保要求、燃煤性质、飞灰性质、现场条件、电厂规模和锅炉类型等进行选择。

2.4.2.2 电除尘技术

(1) 技术原理

电除尘技术是在高压电场内, 使悬浮于烟气中的烟尘或颗粒物受到气体电离的作用而荷电, 荷电颗粒在电场力的作用下, 向极性相反的电极运动, 并吸附在电极上, 通过振打、水膜清除等使其从电极表面脱落, 实现除尘的全过程。依据电极表面灰的清除是否用水, 分为干式电除尘和湿式电除尘。干式电除尘常被称作电除尘, 湿式电除尘常被称作湿电。

为电除尘器供电的电源主要有高频电源、三相电源、恒流电源、脉冲电源和工频电源等。

(2) 技术特点

电除尘技术具有除尘效率高、适用范围广、运行费用较低、使用维护方便、无二次污染等优点, 但其除尘效率受煤、灰成分等影响较大, 且占地面积较大。

(3) 技术发展与应用

a) 低低温电除尘技术

①低低温电除尘技术是通过烟气冷却器降低电除尘器入口烟气温度至酸露点以下的电除尘技术。烟尘工况比电阻大幅下降, 烟气流量减小, 可实现较高的除尘效率;同时, 烟气中气态 SO_3 将冷凝成液态的硫酸雾, 通过烟气中烟尘吸附及化学反应, 可去除烟气中大部分 SO_3 在达到相同除尘效率前提下, 与常规干式电除尘器相比, 低低温电除尘器的电场数量可减少, 流通面积可减小, 运行功耗降低, 节能效果明显。但烟尘比电阻降低会削弱捕集到阳极板上烟尘的静电黏附力, 从而导致二次扬尘有所增加。

②低低温电除尘器适用于灰硫比大于 100 的烟气条件, 灰硫比是指低温省煤器(烟气冷却器)入口烟气中烟尘质量浓度与 SO_3 质量浓度之比。

b)湿式电除尘技术

①湿式电除尘技术是用水膜清除吸附在电极上的颗粒物。根据阳极板的形状, 湿式电除尘器分为板式和管式等, 应用较多的是管式中的蜂窝式与板式。湿式电除尘器安装在脱硫设备后, 可有效去除烟尘及湿法脱硫产生的次生颗粒物, 并能协同脱除 SO_3 、汞及其化合物等。

②影响湿式电除尘器性能的主要因素有湿式电除尘器的结构型式、入口浓度、粒径分布、气流分布、除尘器技术状况和冲洗水量。

③湿式电除尘器除电耗外, 还有水耗、碱耗, 外排废水宜统筹考虑作为湿法脱硫系统补充水。

c)高频电源技术

①高频电源是应用高频开关技术, 将工频三相交流电源经整流、高频逆变、升压、二次整流输出直流负高压的高压供电电源。

②高频电源在纯直流供电方式下, 烟尘排放可降低 30%~50%;高频电源在间歇脉冲供电方式下, 可节能 50%~70%;高频电源控制方式灵活, 其本身效率和功率因数较高, 均可达 0.95;还具有重量轻、体积小、结构紧凑、三相平衡等特点, 在燃煤电厂得到了广泛的应用。

d)脉冲电源技术

①脉冲电源是电除尘配套使用的新型高压电源, 通常由一个直流高压单元和一个脉冲单元叠加组成, 直流高压单元可采用工频电源、三相电源、高频电源。脉冲电源可较大幅度地提高电场峰值电压, 脉冲电压宽度一般为 120us 及以下。

②)脉冲电源在提高电场电压的同时可保持较低的平均直流电流,抑制反电晕的发生,因此能提高除尘效率:脉冲高压、脉冲重复频率等参数单独可调,对不同工况的粉尘变化具有良好的适应性。同等工况下,与工频电源相比,可减少烟尘排放 50%以上,降低能耗 30%~70%,已有多个电厂成功应用。

e)移动电极、离线振打等清灰技术

①移动电极是改变传统的振打清灰为清灰刷清灰,可避免反电晕现象并最大限度地减少了二次扬尘,增大了粉尘驱进速度,可提高除尘效率,但其对设备的设计、制造、安装工艺要求较高。

②)离线振打清灰是将需要清灰的烟气通道出口或进、出口烟气挡板关闭,并停止供电,进行振打清灰,大幅减少清灰过程中的二次扬尘。挡板关闭会影响电除尘器本体内的流场,需通过风量调整装置来防止流场恶化。一般在电除尘器末电场使用,已有多个电厂成功应用。

f)机电多复式双区电除尘技术

① 机电多复式双区电除尘技术是荷电区与收尘区交替布置,荷电区与收尘区分别供电的电除尘技术。荷电区由放电能力强的极配形式构成,布置在收尘区的前端:收尘区由数根圆管组合的辅助电晕极与阳极板配对,运行电压高,场强均匀,电晕电流小,能有效抑制反电晕。

②)由于圆管电晕极的表面积大,可捕集正离子粉尘,从而达到节电和提高除尘效率的目的。一般布置于末电场,单室应用时需增加一套高压设备。

g)电凝聚技术

电凝聚技术是通过双极荷电及扰流聚合实现细颗粒的有效凝聚,形成大颗粒后被电除尘器有效收集,是减少细颗粒物排放的电除尘器增效技术,压力降小于 250 Pa。

2.4.2.3 电袋复合除尘技术

(1) 技术原理

a)电袋复合除尘技术是电除尘与袋式除尘有机结合的一种复合除尘技术,利用前级电场收集大部分烟尘,同时使烟尘荷电,利用后级袋区过滤拦截剩余的烟尘,实现烟气净化。

b)电袋复合除尘器按照结构型式可分为一体式电袋复合除尘器、分体式电袋复合除尘器和嵌入式电袋复合除尘器。其中，一体式电袋复合除尘器技术最为成熟，应用最为广泛。

(2) 技术特点

电袋复合除尘器具有长期稳定低排放、运行阻力低、滤袋使用寿命长、运行维护费用低、占地面积小、适用范围广的特点。

(3) 技术发展与应用

a)超净电袋复合除尘技术

超净电袋复合除尘技术是基于最优耦合匹配、高均匀多维流场、微粒凝并、高精过滤等多项技术组合形成的新一代电袋复合除尘技术，可实现除尘器出口烟尘浓度长期稳定小于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，甚至可达到小于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

b)耦合增强电袋复合除尘技术

耦合增强电袋复合除尘技术是将前电后袋整体式电袋技术与嵌入式电袋技术相结合形成的新型电袋复合除尘技术。该技术具有高过滤风速、滤袋更换及维护费用低的优点，是电袋复合除尘技术重要的发展方向之一，可实现除尘器出口烟尘浓度小于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

c)高精过滤和强耐腐滤料技术

①高精过滤是指滤袋采用特殊结构和先进的后处理工艺，使滤袋表面的孔径小、孔隙率大，有效防止细微粉尘的穿透,提高过滤精度的新型滤袋技术。典型的高精过滤滤料有 PTFE(聚四氟乙烯)微孔覆膜滤料和超细纤维多梯度面层滤料。高精过滤滤料制成滤袋后，需进一步采用缝制针眼封堵技术，防止极细微粉尘从针眼穿透。

②强耐腐滤料是指 PPS(聚苯硫醚)、P(聚酰亚胺)、PTFE(聚四氟乙烯)高性能纤维按不同组合、不同比例、不同结构进行混纺的系列滤料配方和生产工艺，形成了 PTFE 基布+PPS 纤维、PPS+PTFE 混纺、PI+PTFE 混纺的多品种高强度耐腐蚀系列滤料，适应各种复杂的烟气工况，可延长滤袋使用寿命。

d)大型电袋流场均布技术

采用数值模拟和物理模型相结合的方法，保证各种容量等级的机组，特别是百万千瓦机组的特大型电袋复合除尘器各净气室的流量相对偏差小于 5%,各分室内通过每个滤袋的流量相对均方根差不大于 0.25。

e)长袋高效清灰技术

长袋高效清灰技术是采用 10.16cm(4英寸)大口径脉冲阀对 25 条以上大口径长滤袋(8m~10m)行喷吹的清灰技术。该技术可确保长滤袋的清灰效果,提高电袋复合除尘器空间利用率,简化总体结构布置。

2.4.2.4 袋式除尘技术

(1)技术原理

袋式除尘技术是利用纤维织物的拦截、惯性、扩散、重力、静电等协同作用对含尘气体进行过滤的技术。当含尘气体进入袋式除尘器后,颗粒大、比重大的烟尘,由于重力的作用沉降下来,落入灰斗,烟气中较细小的烟尘在通过滤料时被阻留,使烟气得到净化,随着过滤的进行,阻力不断上升,需进行清灰。按清灰方式分为脉冲喷吹类、反吹风类及机械振打类袋式除尘器。电厂主要采用脉冲喷吹类袋式除尘器,可采取固定行喷吹或旋转喷吹方式。

(2) 技术特点

袋式除尘器除尘效率基本不受燃烧煤种、烟尘比电阻和烟气工况变化等影响,占地面积小,控制系统简单,可实现较为稳定的低排放。

(3) 技术发展与应用

a)针刺水刺复合滤料技术

采用先针刺后水刺工艺生产三维毡滤料的技术,可克服针刺工艺刺伤纤维和留有针孔两大弊端,延长滤袋寿命和提高过滤精度,同时可降低生产成本,提高经济性。

b)大型化袋式除尘技术

采用下进风、端进端出气的进出风方式,以及阶梯形花板、挡风导流板、各通道或分室设置阀门等结构,有效调节各通道和各室流场的均匀分布,实现大型袋式除尘器的气流均布。如 40.64cm(16英寸)大规格脉冲阀和大型低压脉冲清灰的适配技术,7.62cm(3 英寸)、10.16cm(4英寸)阀喷吹 18 条~28 条长滤袋(6m~10m)的喷吹技术。

2.4.3 二氧化硫治理技术

燃煤电厂减排 SO_2 的主要途径有煤炭洗选、洁净煤燃烧技术、燃用低硫煤和烟气脱硫等。烟气脱硫是控制 SO_2 污染的主要技术手段,按照脱硫工艺是否

加水和脱硫副产物的干湿形态, 烟气脱硫分为湿法、半干法和干法工艺。湿法脱硫工艺包括用钙基、钠基、镁基、海水、氨等作为吸收剂, 在实现 SO_2 超低排放的同时, 具有协同除尘功效, 辅助实现烟气颗粒物超低排放。干法、半干法脱硫工艺主要采用干态物质 (例如消石灰、活性焦) 吸收、吸附烟气中 SO_2 。

当前燃煤电厂烟气脱硫技术中以石灰石-石膏湿法脱硫工艺为主, 其他脱硫方法还包括: 循环流化床脱硫、海水脱硫、氨法脱硫、有机胺脱硫等, 但因其工艺特性或原料要求等外部条件使得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 SO_2 等酸性气体, 其中 SO_2 与石灰石反应形成亚硫酸钙, 再鼓入空气强制氧化后生成石膏, 脱硫净烟气除雾后进入烟囱排放。石灰石-石膏湿法脱硫技术对煤种、负荷变化具有较强的适应性, 但是传统的石灰石-石膏湿法脱硫技术无法满足 35 mg/m^3 或更低的排放控制要求, 因地制宜采用增加喷淋层、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, 则可以使 SO_2 的排放浓度 $< 35 \text{ mg/m}^3$, 大多能稳定达到 $10 \text{ mg/m}^3 \sim 20 \text{ mg/m}^3$, 个别先进企业甚至 $< 10 \text{ mg/m}^3$ 。

①双塔双循环技术

双塔双循环脱硫技术分为串联和并联 2 种形式, 实际应用中多采用双塔串联方案。双塔串联是指在原有喷淋塔基础上新增一座喷淋塔, 并将两座石灰石-石膏湿法喷淋塔串联运行, 完成对烟气的两级处理。燃煤烟气经过一级塔脱除部分 SO_2 , 再经过二级塔对 SO_2 进行深度脱除, 两次效果相叠加可使总的脱硫效率大于 98%。

②单塔双循环技术

单塔双循环技术将原有脱硫塔分为吸收区和氧化区 2 个区域: 吸收区循环浆液 pH 值控制在 5.8~6.4, 以保证较高的脱硫效率, 而无需考虑亚硫酸钙的氧化和石灰石溶解的彻底性, 以及石膏结晶大小问题; 氧化区循环浆液 pH 值控制在 4.5~5.3, 以保证 CaSO_3 、 CaHSO_3 的氧化和石灰石的充分溶解, 以及充足的石膏结晶时间。氧化区浆液循环可减少烟气中烟尘等其他污染物含量, 有利于提高吸收区脱硫效率且两级浆液循环相互独立。

③单（双）托盘塔技术

烟气与石灰石浆液均匀有效地接触可促进 SO_2 的脱除，传统脱硫塔中烟气由侧面进入塔内后截面流速分布不均匀而易形成涡流区，削弱了烟气与浆液的混合效果。托盘塔技术在传统脱硫塔喷淋区下部布置多孔合金托盘，对烟气进行整流，使烟气均匀通过脱硫塔喷淋区以强化烟气与浆液的接触，从而进一步提高脱硫效率。此外，当烟气向上通过托盘筛孔时，与从筛孔内向下流的浆液密切接触，同时托盘上保持一定高度的浆液泡沫层进一步增强了烟气与液相的碰撞接触，二者共同作用进一步增加 SO_2 脱除效率。

④单塔双区技术

单塔双区湿法脱硫与传统方法主要区别为：浆池布置有 pH 调节器和射流搅拌，通过相互配合使浆液区上部 pH 维持在 4.9~5.5、下部 pH 维持在 5.1~6.3，分别作为氧化结晶区和吸收区，即实现“单塔双回路”。单塔双区技术通过设置氧化隔离装置，防止上、下部浆液返混，从而形成分区保证高效脱硫效率，同时提高副产物品质。

⑤旋汇耦合脱硫除尘一体化（SPC-3D）技术

旋汇耦合装置形成可控湍流空间，使进入吸收塔的烟气与脱硫浆液充分接触，液气比比同类技术低 30%基础上提高传质效率。通过优化喷淋层结构，改变喷嘴布置方式，提高单层浆液覆盖率达到 300%以上、增大化学反应所需表面积而高效脱除 SO_2 。

（2）烟气循环流化床脱硫技术

烟气循环流化床脱硫技术利用循环流化床反应器，通过吸收塔内与塔外的吸收剂的多次循环，增加吸收剂与烟气接触时间，提高脱硫效率和吸收剂的利用率。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 SO_2 浓度低于 1500 mg/m^3 时可实现超低排放。

（3）氨法脱硫

氨法脱硫技术是溶解于水中的氨与烟气中的 SO_2 发生反应，终副产品为硫酸铵。氨法脱硫对煤中硫含量的适应性广，适用于电厂周围 200 km 范围内有稳定氨源，且电厂周围没有学校、医院、居民密集区等环境敏感目标的 300 MW

级以下的燃煤机组。脱硫效率主要受 pH 值、液气比、停留时间、吸收剂用量、塔内气流分布等多种因素影响,脱硫效率为 95%~99.7%,入口浓度小于 10000 mg/m³ 时,可以实现超低排放。

(4) 海水脱硫

海水脱硫烟气技术是以海水为脱硫吸收剂,除空气外不需其他添加剂,工艺简洁,运行可靠,维护方便。适用于燃煤含硫量不高于 1%、有较好海域扩散条件的滨海燃煤电厂,须满足近岸海域环境功能区划要求。脱硫效率受海水碱度、液气比、塔内烟气流场分布等因素影响。海水脱硫效率为 95%~99%,对于入口 SO₂ 浓度小于 2000 mg/m³ 的烟气可实现超低排放或更低排放水平。

2.4.4 氮氧化物治理技术

控制燃煤电厂 NO_x 排放的主要技术有低氮燃烧技术、选择性催化还原技术(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、温度场及燃料分布以及改变 NO_x 的生成环境,从而降低炉膛出口 NO_x 排放的技术,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。低氮燃烧技术仅需对锅炉内部改造,适用性强,其对 NO_x 减排率可达20%~50%。低氮燃烧器一般配合空气分级燃烧使用,两者组合技术可实现 NO_x 减排率为40%~60%。锅炉低氮燃烧技术应作为火电厂 NO_x 控制的首选技术,再与烟气脱硝配合使用实现 NO_x 超低排放或更低排放水平。

(2) SCR (选择性催化还原技术) 脱硝技术

SCR 脱硝技术是指在催化剂的作用下,用还原剂(液氨、氨水或尿素制备的 NH₃)将烟气中的 NO_x 还原为无害的氮气和水的技术。脱硝系统采用高温催化剂,反应温度一般为 300 °C~400 °C,催化剂以 TiO₂ 为载体,主要活性成分为 V₂O₅-WO₃ (MoO₃) 等金属氧化物。SCR 脱硝技术的脱硝效率通常为 50%~90%,影响脱硝效率的因素主要包括催化剂性能、烟气温度、反应器及烟道的流场分布均匀性、氨氮摩尔比等。为保证脱硝效率,反应温度条件非常重要。脱硝增效技术包括增加催化剂用量、高效喷氨混合和流场优化技术。

(3) SNCR (选择性非催化还原技术) 脱硝技术

SNCR 脱硝技术是指在不使用催化剂的情况下, 在炉膛烟气温度的适宜处 ($850\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 1150\text{ }^{\circ}\text{C}$) 喷入含氨基的还原剂 (一般为氨水或尿素), 利用炉内高温促使氨和 NO_x 反应, 将烟气中的还原为 N_2 和 H_2O 。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 NO_x , 逸出的 NH_3 用 SCR 再与未脱除的 NO_x 进行催化还原反应。

2.4.5 汞及其化合物治理技术

燃煤电厂烟气在脱硝、除尘和脱硫的同时, 可对汞产生协同脱除的效应。欧盟 Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants 建议汞的脱除优先考虑采用高效除尘、烟气脱硫和脱硝协同控制的技术路线, 国内部分燃煤电厂实测资料表明脱硝、除尘和脱硫系统的协同脱汞效率可达 70%。

表3.4-1 烟气脱汞可行技术的一般性能

协同措施			汞协同脱除效率 (%)
脱硝	除尘	脱硫	
/	静电除尘器	/	10~30
/	袋式/电袋除尘器	/	20~40
/	静电/袋式/电袋除尘器	湿法脱硫	35~90
/	静电/袋式/电袋除尘器	循环流化床	35~90
选择性催化还原法 (SCR)	静电/袋式/电袋除尘器	湿法脱硫	40~95

注: 添加卤化物、活性炭吸附剂等单项脱汞技术, 烟气汞脱除效率可提高至 90%以上。

2.4.6 氨逃逸的控制

脱硝时实施精细化精准喷氨、优化流场、提高脱硝运行水平, 从源头上减少氨耗量, 降低系统能耗和氨排放, 另外, 烟气除尘、脱硫等环保设施对逃逸

氨具有较好的协同脱除能力，据有关科研报道，平均脱除率百分之六十以上。采用氨法脱硫工艺时，氨法脱硫应采用复合塔结构，塔内设置烟气洗涤降温区、SO₂ 吸收区、颗粒物及氨逃逸控制区等，吸收区上部应设置水洗及高效除雾装置，控制颗粒物和氨逃逸。

3 标准主要技术内容及确定依据

3.1 标准结构框架

本标准结构按照《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》（GB/T 1.1—2020）进行编写，并参照《国家大气污染物排放标准制订技术导则》（HJ 945.1—2018）相关技术要求，具体结构如下。

表 4.1-1 《燃煤电厂大气污染物排放标准》的要素组成和编排顺序

序号	要素	GB/T 1.1—2020要求	HJ 945.1—2018要求
1	封面	必备	必备
2	目次	可选	必备
3	前言	必备	必备
4	范围	必备	必备
5	规范性引用文件	必备/可选	必备
6	术语和定义	必备/可选	必备
7	排放控制要求	必备：核心技术要素	必备
8	污染物监测要求	必备：核心技术要素	必备
9	达标判定要求	必备：核心技术要素	必备
10	实施与监督	可选：其他技术要素	必备

3.2 适用范围

本标准规定了燃煤电厂大气污染物排放浓度限值和排放绩效限值、监测和监控要求、无组织控制要求以及标准的实施与监督等相关规定。

本标准适用于现有燃煤电厂的大气污染物排放管理。

本标准适用于新建燃煤电厂建设项目的环境影响评价、环境保护工程设计、竣工环境保护验收、排污许可及其投产后大气污染物排放管理。

本标准适用于：

- （1）各种容量的煤粉发电锅炉；
- （2）单台出力 65t/h 以上的循环流化床等燃煤（含水煤浆）锅炉；
- （3）单台出力 65t/h 以上采用煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料和以煤为主掺烧其他燃料的锅炉。

本标准不适用于：

(1) 各种容量的层燃炉、抛煤机炉。

(2) 各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂。各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂分别执行《生活垃圾焚烧污染物控制标准》GB18485-2014和《危险废物焚烧污染物控制标准》GB18484-2001。

(3) 各种容量的燃油及燃气锅炉、燃气轮机组、内燃发电机组。

本标准适用于法律允许的污染物排放行为。新设立污染源的选址和特殊保护区域内现有污染源的管理，按照《中华人民共和国大气污染防治法》、《中华人民共和国环境影响评价法》等法律、法规、规章的相关规定执行。

3.3 术语和定义

标准中规定了燃煤电厂、新建燃煤发电锅炉、现有燃煤发电锅炉、标准状态、测定均值、小时均值、有效小时均值、颗粒物、基准氧含量排放浓度、排放绩效、封闭、密闭、无组织排放等13个术语。

与DB33/ 2147 相比，增加了“有效小时均值”“封闭”“密闭”“无组织排放”，删除了“氧含量”“环境空气敏感区”，“有效小时均值”参考了《固定污染源烟气(SO₂、NO_x、颗粒物)排放连续监测技术规范》(HJ 75-2017)和《排污许可证申请与核发技术规范 火电》(征求意见稿)，“封闭”“密闭”“无组织排放”参考了GB 41618-2022《石灰、电石工业大气污染物排放标准》和《重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南(2020年修订版)》(环办大气函〔2020〕340号)。

3.4 污染物项目的选择

锅炉燃料种类较多，排放的烟气成分复杂，主要有N₂、H₂O、CO₂、SO₂、NO_x、颗粒物，并可能有SO₃、CO、VOCs、微量元素等。目前，世界各国对锅炉排放烟气污染物的关键控制项目均为SO₂、NO_x和颗粒物，部分发达经济体开始控制以汞为代表的重金属，个别地区还增设控制项目CO、SO₃。

DB33/2147—2018 污染物控制项目为SO₂、NO_x、颗粒物、汞及其化合物、烟气黑度，本标准延续了DB33/2147—2018 控制项目，另外，考虑到烟气脱硝大多采用氨水、尿素等含氮物质作为还原剂，而氨气是空气中唯一大量存

在的碱性气体,越来越多的研究证实氨气(NH_3)是空气中 $\text{PM}_{2.5}$ 形成的幕后推手,对雾霾起着推波助澜的作用。因此,本标准增加了指标氨的控制要求。

3.5 污染物排放限值的确定及依据

3.5.1 颗粒物

根据近年来全省燃煤电厂烟气排放的数据,燃煤火电机组烟气中颗粒物排放浓度基本能够满足浙江省地标DB33/ 2147—2018中II 阶段排放限值,即颗粒物排放浓度限值 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

根据2022年燃煤火电机组监督性监测数据,所有监测数据均能满足燃煤电厂标准中的II 阶段排放限值。颗粒物折算浓度最大值为 $5\text{mg}/\text{m}^3$, 二氧化硫折算浓度最大值为 $24\text{mg}/\text{m}^3$, 氮氧化物折算浓度最大值为 $46\text{mg}/\text{m}^3$, 汞及其化合物折算浓度最大值为 $0.018\text{mg}/\text{m}^3$, 林格曼黑度均小于1。

根据2022 年 6月30日23时至2023 年6月30日23时全省燃煤火电机组在线监测数据的统计情况,颗粒物平均小时排放浓度在 $1.26\text{mg}/\text{m}^3 \sim 2.42\text{mg}/\text{m}^3$ 之间。单日小时同时超标数最多为 2 个,小时达标率均稳定在 95%以上。

根据燃煤电厂标准实施后燃煤火电机组以及热电锅炉的运行情况,基本都能达到超低排放要求,即颗粒物 $5\text{mg}/\text{m}^3$, 二氧化硫 $35\text{mg}/\text{m}^3$, 氮氧化物 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。火电机组及热电联产机组超低排放设施运行考核(超低排放电价考核)也是按颗粒物 $5\text{mg}/\text{m}^3$, 二氧化硫 $35\text{mg}/\text{m}^3$, 氮氧化物 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。进行评估考核。

因此在标准修订时, I 阶段、II 阶段实施的颗粒物排放限值均为 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料的燃煤电厂,其相关其他特征污染物排放还应符合掺烧相应燃料的排放标准限值要求。

若执行不同排放浓度限值的多台设施采用混合方式排放烟气,且选择的监控位置只能监测混合烟气中的大气污染物浓度,则应执行各限值要求中最严格的排放浓度限值。

3.5.2 二氧化硫

根据近年来全省燃煤电厂烟气排放的数据,燃煤火电机组烟气中二氧化硫排放浓度基本能够满足浙江省地标DB33/ 2147—2018中II 阶段排放限值,即二氧化硫排放浓度限值 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 。

根据近两年监督性监测数据,所有监测数据均能满足燃煤电厂标准中的II 阶段排放限值,二氧化硫折算浓度最大值为 $35\text{mg}/\text{m}^3$,燃煤火电机组废气二氧化硫达标率为99.93%。燃煤热电锅炉废气二氧化硫达标率高于99.8%。

《加快建设更高水平生态省实施意见目标任务清单》要求实施60 万千瓦以上发电机组超超低排放改造,推动具备条件的其他现役及在建煤电机组实施超超低排放改造。现役30 万千瓦级别煤电机组“到期即退”。因此本标准提出加严控制指标要求,新建燃煤发电锅炉及单台出力60 万千瓦及以上机组配套的发电锅炉废气二氧化硫控制指标要求为 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。

3.5.3 氮氧化物

根据近年来全省燃煤电厂烟气排放的数据,燃煤火电机组烟气中氮氧化物排放浓度基本能够满足浙江省地标DB33/ 2147—2018中II 阶段排放限值,即氮氧化物排放浓度限值 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。

根据近两年监督性监测数据,所有监测数据均能满足燃煤电厂标准中的II 阶段排放限值,氮氧化物折算浓度最大值为 $35\text{mg}/\text{m}^3$,燃煤火电机组废气氮氧化物达标率为99.55%。燃煤热电锅炉废气氮氧化物达标率高于99.5%。

《加快建设更高水平生态省实施意见目标任务清单》要求实施60 万千瓦以上发电机组超超低排放改造,推动具备条件的其他现役及在建煤电机组实施超超低排放改造。现役30 万千瓦级别煤电机组“到期即退”。因此本标准提出加严控制指标要求,新建燃煤发电锅炉及单台出力60 万千瓦及以上机组配套的发电锅炉废气氮氧化物控制指标要求为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。

3.5.4 氨排放浓度控制指标

目前我省燃煤电厂 NO_x 仍然以选择性催化还原法(SCR)和选择性非催化还原法(SNCR)为主。SCR是指烟气中的 NO_x 在催化剂的作用下,与还原剂(如氨或尿素)发生反应并生成无毒无污染的 N_2 和 H_2O 。选择性非催化还原法(SNCR)技术是一种不用催化剂,在 $850^\circ\text{C}\sim 1100^\circ\text{C}$ 范围内还原 NO_x 的方法,还

原剂常用氨或尿素。该方法是把含有 NH_x 基的还原剂喷入炉膛温度为 850°C ~ 1100°C 的区域后,迅速热分解成氨和其他副产物,随后氨与烟气中的 NO_x 进行SNCR反应而生成 N_2 和 H_2O 。典型的SNCR系统由还原剂储槽、多层还原剂喷入装置及相应的控制系统组成。SNCR脱硝技术系统简单,只需在现有的燃煤锅炉的基础上增加氨或尿素储槽以及氨或尿素喷射装置及其喷射口即可,不需要催化剂,运行成本相对较低;但对温度窗口要求十分严格,更适用于老机组的改造。由此可以看出,燃煤电厂脱硝中有使用尿素、氨水等还原剂,它们喷入适宜温度区间的烟气内与 NO_x 反应,会有部分氨逃逸。一般SCR脱硝工程的环评和火电厂烟气脱硝工程技术规范中,氨的逃逸率要求不高于3ppm,在实际运行中,企业从运行成本及设备安全出发,自觉对氨逃逸进行严格控制。

但是, NO_x 及流场分布不均、喷氨控制不合理、烟气连续排放监测系统(CEMS)监测位置不准确、催化剂失活等因素均会导致脱硝系统过量喷氨,从而引起逃逸氨过大。烟气在烟道转弯、收缩和扩张段出现流动速度分层和改变,致使流场不均,而实际运行过程中导流板的磨损、烟气流量超过设计值等因素也会导致流场不均。流场不均匀时,平均化的喷氨策略会导致氨气和氮氧化物混合不均,出现局部氨浓度过量,造成氨逃逸过高;也会出现局部氨浓度过低,导致局部区域氮氧化物超标排放。脱硝效率一般随氨氮摩尔比增大而增大,然而当氨氮摩尔比大于0.8,该参数对脱硝效率的影响有限,但逃逸氨量却显著增大。因此,在实际运行中喷氨量需要根据分区氮氧化物浓度情况和脱硝效率控制在合理的范围内。在流场均匀性较好条件下,喷氨控制不均使得局部氨氮摩尔比不均,致使脱硝效率下降,促使自调系统过量喷氨,加剧了氨氮摩尔比的不合理控制和氨过量逃逸。

此外,逃逸氨的实时准确在线监测仍存在欠缺。SCR装置进出口CEMS监测一般采用单一测点,当测点和测试数据不具代表性、测点表管堵塞、发生零漂时,会使得氮氧化物和氨逃逸量测试不准,致使自调系统难以精准喷氨。催化剂失活也是导致氨逃逸量升高的主要原因之一。采用高尘布置方式的SCR反应器内粉尘、 SO_2 和水蒸气含量均较高,催化剂长期受到粉尘的磨损、堵塞,或是碱金属、铵盐等在其表面的结合,催化活性会下降,则部分氨气未能参与反应逃逸出SCR反应器,且催化活性下降带来脱硝效率降低,为了保持脱硝效率和氮氧化物的达标排放,将使得控制系统加大喷氨量,进一步加大氨的逃逸量。

氨是大气中唯一的碱性气体,作为活性氮在大气氮循环中扮演重要角色。一方面,氨能与二氧化硫(SO_2)、氮氧化物(NO_x)等酸性气体发生反应,生成硫酸铵、硝酸铵等二次无机气溶胶,成为细颗粒物($\text{PM}_{2.5}$)的重要水溶性无机离子组分;大量的氨还会加速 SO_2 、 NO_x 的转化,成为重污染天气 $\text{PM}_{2.5}$ 爆发式增长的重要前体物。另一方面,氨极易溶于水,作为碱性物质是中和降水酸度的重要物质,但生成的硫酸铵、硝酸铵沉降到生态系统中又会产生严重的酸化效益,如进入土壤则成为土壤酸化的重要诱导因子,进入水体又可引发水体富营养化。根据浙江省 $\text{PM}_{2.5}$ 源解析报告,浙江各设区市 $\text{PM}_{2.5}$ 主要化学组分均为有机物(OM)、硝酸盐(NO_3^-)、硫酸盐(SO_4^{2-})、铵盐(NH_4^+)和元素碳(EC),设区市平均 $\text{PM}_{2.5}$ 质量浓度占比依次为有机物(37.5%)、硝酸盐(17.3%)、硫酸盐(16.4%)、铵盐(11.3%)和元素碳(5.9%),但不同设区市 $\text{PM}_{2.5}$ 化学组成差异较大。相比 NO_x 减排,氨减排更具成本效应,是当前缓解大气 $\text{PM}_{2.5}$ 污染的高性价比手段之一。

HJ 2301-2017《火电厂污染防治可行技术指南》中,选择性催化还原(SCR)脱硝工艺,氨逃逸浓度控制在 2.5 mg/m^3 以下,选择性非催化还原(SNCR)脱硝工艺,氨逃逸浓度控制在 8 mg/m^3 以下,SNCR-SCR联合脱硝工艺,氨逃逸浓度控制在 3.8 mg/m^3 以下。

基于氨对空气质量改善的意义,以及实际运行管理中出现的氨逃逸现象,因此在标准修订时,对于烟气处理中使用氨水、尿素等含氨物质的燃煤电厂设置氨排放控制指标,排放标准限值监测位置在烟囱或烟道,不在脱硝设施出口,脱硝设施后的湿法脱硫除尘设施对氨有协同处理作用。新建燃煤发电锅炉及单台出力300万千瓦及以上机组配套的发电锅炉废气氨排放限值采用HJ 2301-2017《火电厂污染防治可行技术指南》中SCR脱硝工艺氨逃逸浓度控制指标 2.5 mg/m^3 ,其他企业的氨排放限值采用SNCR-SCR联合脱硝工艺氨逃逸浓度控制指标 3.8 mg/m^3 ,鼓励燃煤电厂都采用SCR脱硝工艺。

3.5.5 其他有组织排放控制要求

汞及其化合物、烟气黑度,本标准延续了DB33/2147—2018的限值不变。

3.6 无组织排放控制要求的确定及依据

3.6.1 无组织排放现状

无组织排放是燃煤电厂的重要管控部分。《中华人民共和国大气污染防治法》(2018年修正)第七十条“运输煤炭、垃圾、渣土、砂石、土方、灰浆等散装、流体物料的车辆应当采取密闭或者其他措施防止物料遗撒造成扬尘污染,并按照规定路线行驶”;第七十二条“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”。《浙江省大气污染防治条例(2020年修正文本)》第三十四条“工业生产企业应当加强对烟粉尘、气态污染物的精细化管理,控制生产场所粉尘和气态污染物的泄漏和排放,并采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施,减少内部物料堆存、传输、装卸等环节粉尘和气态污染物的泄漏和排放”;第四十三条“运输和装卸煤炭、垃圾、渣土、砂石、土方、水泥、混凝土、砂浆等散装、流体物料的车辆,应当采取密闭或者其他措施,防止扬尘污染,并按照规定时间和路线行驶”。

《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/ 2147—2018)在制订时考虑了对颗粒物、扬尘的管控,设定了相关条款,但要求较为宽松,无组织管控措施有待完善。

3.6.2 无组织排放相关政策文件

燃煤电厂标准实施前后国家和浙江省相继发布了《大气污染物综合排放标准修改单(征求意见稿)》、《工业炉窑大气污染综合治理方案》(环大气〔2019〕56号)、《重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南(2020年修订版)》、《浙江省水泥行业超低排放改造实施方案》等文件,其中对密闭和无组织措施有较详细的论述,具体如下:

(1) 大气污染物综合排放标准修改单

——颗粒物无组织排放控制

物料运输

- a) 运输散装粉状物料应采用密闭车厢或罐车。
- b) 运输袋装粉状物料,以及粒状、块状等易散发粉尘的物料应采用密闭车厢,或使用防尘布、防尘网覆盖物料,捆扎紧密,不得有物料遗撒。

c) 厂区道路应硬化, 并定期清扫、洒水保持清洁。车辆在驶离煤场、料场、储库、堆棚前应清洗车轮、清洁车身。

——物料装卸

装卸易散发粉尘的物料应采取以下方式之一:

- a) 密闭操作;
- b) 在封闭式建筑物内进行物料装卸;
- c) 在装卸位置采取局部气体收集处理、洒水增湿等控制措施。

——物料储存

a) 粉状物料应储存于密闭料仓或封闭式建筑物内。

b) 粒状、块状等易散发粉尘的物料储存于储库、堆棚中, 或储存于密闭料仓中。储库、堆棚应至少三面有围墙(或围挡)及屋顶, 敞开侧应避开常年主导风向的上风方位。

c) 露天储存粒状、块状等易散发粉尘的物料, 堆置区四周应以挡风墙、防风抑尘网等方式围挡(出入口除外), 围挡高度应不低于堆存物料高度的1.1倍, 同时采取洒水、覆盖防尘布(网)或喷洒化学稳定剂等控制措施。

d) 临时露天堆存粒状、块状等易散发粉尘的物料, 应使用防尘布、防尘网覆盖严密。

——物料转移和输送

厂内转移和输送易散发粉尘的物料应采取以下方式之一:

- a) 采用密闭输送系统;
- b) 在封闭式建筑物内进行物料转移和输送;
- c) 在上料点、落料点、接驳点及其他易散发粉尘位置采取局部气体收集处理、洒水增湿等控制措施。

——物料加工与处理

a) 物料加工与处理过程中易散发粉尘的工艺环节(如破碎、粉磨、筛分、混合、打磨、切割、投料、出料(渣)、包装等)应采用密闭设备, 或在密闭空间内进行。不能密闭的, 应采取局部气体收集处理、洒水增湿等控制措施。

b) 密闭式生产工艺设备、废气收集系统、除尘设施等应密封良好, 无粉尘外逸。

表 3.6.1-1 颗粒物无组织排放环节与控制措施

序号	通用操作	控制措施	性能描述
1	物料运输	①密闭车厢或罐车	适用于粉状物料
		②防尘布、防尘网覆盖	适用于粒状、块状等易散发粉尘的物料
		③地面硬化、清扫洒水	适用于厂区道路
		④清洗车轮	
2	物料装卸	①密闭操作	
		②在封闭建筑物内进行	
		③其他方式装卸物料	局部气体收集处理、洒水增湿等有效措施
3	物料储存	①密闭料仓；封闭式建筑物	适用于粉状物料
		②储库、堆棚	至少三面有围墙（或围挡）及屋顶
		③露天储存	挡风墙、防风抑尘网；同时洒水、覆盖防尘布（网）或喷洒化学稳定剂
		④临时露天堆存	防尘布、防尘网覆盖严密
4	物料转移和输送	①密闭输送系统	
		②在封闭建筑物内进行	
		③其他方式转移和输送物料	局部气体收集处理、洒水增湿等有效措施
5	物料加工与处理	①密闭设备	密封良好，无粉尘外溢
		②密闭空间	
		③不能封闭的	局部气体收集处理、洒水增湿等有效措施

（2）工业炉窑大气污染综合治理方案（环大气〔2019〕56号）

提出了工业炉窑的无组织排放控制措施界定和无组织排放管理要求：

全面加强无组织排放管理。严格控制工业炉窑生产工艺过程及相关物料储存、输送等无组织排放，在保障生产安全的前提下，采取密闭、封闭等有效措施，有效提高废气收集率，产尘点及车间不得有可见烟粉尘外逸。生产工艺产尘点（装置）应采取密闭、封闭或设置集气罩等措施。煤粉、粉煤灰、石灰、除尘灰、脱硫灰等粉状物料应密闭或封闭储存，采用密闭皮带、封闭通廊、管状带式输送机或密闭车厢、真空罐车、气力输送等方式输送。粒状、块状物料应采用入棚入仓或建设防风抑尘网等方式进行储存，粒状物料采用密闭、封闭等方式输送。物料输送过程中产尘点应采取有效抑尘措施。

（3）重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南（2020年修订版）

2020 年,《重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南(2020 年修订版)》(环办大气函〔2020〕340 号)中对相关术语做出来明确的定义。

相关术语和定义:

——密闭:是指物料不与外界环境空气接触,或通过密封材料、密封设备与环境空气隔离点状态或作业方式。

——密闭储存:是指将物料储存于与环境空气隔离点建(构)筑物、设施、器具内的作业方式。

——密闭输送:是指物料输送过程与环境空气隔离的作业方式。

——密闭空间:是指利用完整的围护结构将污染物质、作业场所等与周围空间阻隔所形成的封闭区域或封闭式建筑物。该封闭区域或封闭式建筑物除人员、车辆、设备、物料进出时,以及依法设立的排气筒、通风口外,门窗及其他开口(孔)部位应随时保持关闭状态。

——封闭:是指利用完整的围护结构将物料、作业场所等与周围空间阻隔的状态或作业方式,设置的门窗、盖板、检修口等配套设施在非必要时应随时保持关闭状态。

——封闭储存:是指将物料储存于具有完整围墙(围挡)及屋顶结构的建筑内的作业方式,建筑物的门窗在非必要时应随时保持关闭状态。

——半封闭储存:是指物料储存于至少三面有围墙(围挡)及屋顶结构的建筑物内的作业方式。

——封闭输送:是指在完整的围护结构内进行物料输送作业,围护结构的门窗、盖板、检修口等配套设施在非必要时应随时保持关闭状态。

3.6.3 无组织排放相关内容的修订

(1) 增加相关术语的定义

参照GB 16171.1—2024中的3.7,增加无组织排放的定义:大气污染物不经过排气筒的无规则排放,包括开放式作业场所逸散,以及通过缝隙、通风口、敞开门窗和类似开口(孔)的排放等。

参照GB 16171.1—2024中的3.9,增加密闭的定义:污染物质不与环境空气接触,或通过密封材料、密封设备与环境空气隔离的状态或作业方式。

参照GB GB 16171.1—2024中的3.8，增加封闭的定义：利用完整的围护结构将物料、作业场所等与周围空间阻隔所形成的状态或作业方式。对于封闭的区域或建筑物，除人员、车辆、设备、物料进出时，以及按照规范要求设立的排气筒、通风设施（通风口、通风带、通风格栅等）外，门窗及其他开口（孔）部位应随时保持关闭状态。

参照《重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南（2020 年修订版）》（环办大气函〔2020〕340 号，增加附录A无组织排放控制措施界定示例：

封闭储存：是指将物料储存于具有完整围墙(围挡)及屋顶结构的建筑物内的作业方式，建筑物的门窗在非必要时应随时保持关闭状态

封闭车间：是指具有完整围墙(围挡)及屋顶结构的建筑物，建筑物的门窗在非必要时应随时保持关闭状态

封闭输送：是指在完整的围护结构内进行物料输送作业，围护结构的门窗、盖板、检修口等配套设施在非必要时应随时保持关闭状态。

（2）无组织排放控制要求

1) 原辅料储存、卸载、运输、制备系统

储煤场应采用封闭料场（仓、库），并采取喷淋（雾）等抑尘措施。

火车、汽车卸煤时，应采用封闭的翻车机室、受煤站；码头卸煤时，使用抓斗等易产尘方式卸船的，应采取抓斗限重、加装料斗挡板、喷淋（雾）等抑尘措施。卸煤过程应采取喷淋等抑尘措施；采用皮带机输送煤的，应在输煤栈桥等封闭环境中进行，并对落煤点采用喷淋或密闭等防尘措施；煤仓进料口应设置集气罩并配置除尘设施，或采取密闭等抑尘措施。

厂内煤炭输送应采取封闭廊道（栈桥）、转运站等封闭输送方式，煤炭的破碎、筛分、制粉等系统应采取碎煤机室、原煤仓、煤粉仓、煤仓间等封闭方式，产尘点应配备除尘设施。

原辅料场出口应设置车轮清洗和车身清洁设施，或采取其他有效控制措施。

石灰石粉、生石灰粉等粉状辅料的储存、卸载、输送、制备等过程应密闭，产尘点应配备除尘设施。

氨的储存、卸载、输送、制备等过程应密闭，并采取氨气泄漏检测措施。

厂区道路应硬化。道路采取清扫、洒水等措施,保持清洁。

2) 副产物贮存、转运系统

临时存放的灰渣应储存于灰库、渣仓内,产生点应配备除尘设施。干灰运输应采用气力输送、罐车等密闭方式;脱硫副产物、渣料等应封闭运输,装卸过程应采取抑尘措施,产生点应配备除尘设施。

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。

3) 运行与记录

废气收集系统、污染治理设施应与生产工艺设备同步运行。废气收集系统或污染治理设施发生故障或检修时,对应的生产工艺设备应停止运转,待检修完毕后同步投入使用。

燃煤电厂应记录废气污染治理设施及其他无组织排放控制措施的主要运行信息,包括但不限于运行时间、废气处理量、喷淋/喷雾(水或其他化学稳定剂)作业周期和用量等。

4) 其它

燃煤电厂应通过工艺改进等其他措施实现等效或更优的无组织排放控制目标。附录A给出了无组织排放控制措施界定示例。因安全因素或特殊工艺要求不能满足本锅炉标准规定的无组织排放控制要求的,应采取其他等效污染控制措施,并向当地环境保护主管部门报告。

3.7 污染物监测要求的确定及依据

3.7.1 监测分析方法及要求

依据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819—2017)、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ 820—2017),本标准规定了燃煤电厂自行监测要求。

依据《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T 16157—1996)、《固定污染源烟气(SO₂、NO_x、颗粒物)排放连续监测技术规范》(HJ 75—2017)、《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范(试行)》(HJ/T 373—2007)、《固定源废气监测技术规范》(HJ/T 397—2007)、《固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法》(HJ 836—2017)等文件,本标准规定了燃煤电厂监测采样和质量控制要求。

依据现行适用的污染物监测方法标准,本标准规定了燃煤电厂大气污染物的测定方法。

3.7.2 颗粒物监测方法适用性说明

目前, DB33/ 2147—2018 和国内相关地方标准中适用的颗粒物(烟尘)手工测定方法主要为 GB/T 16157—1996、HJ 836—2017。

(1) GB/T 16157—1996及其修改单适用于颗粒物浓度大于 20 mg/m^3 的测定及其废气参数的测定。

(2) HJ 836—2017 适用颗粒物浓度 $\leq 20\text{ mg/m}^3$ 的测定,检出限 1.0 mg/m^3 (采样体积 1 m^3),适用于本标准。

3.7.3 二氧化硫监测方法适用性说明

目前,国内相关地方标准中适用的 SO_2 手工测定方法主要为《固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法》(HJ/T 56—2000)、《固定污染源废气二氧化硫的测定 定电位电解法》(HJ 57—2017)、《固定污染源废气二氧化硫的测定 非分散红外吸收法》(HJ 629—2011)、《固定污染源废气 二氧化硫的测定 便携式紫外吸收法》(HJ 1131—2020)、《固定污染源废气气态污染物(SO_2 、 NO 、 NO_2 、 CO 、 CO_2)的测定 便携式傅立叶变换红外光谱法》(HJ 1240—2021)。

(1) HJ/T 56—2000 测定范围 $100\text{ mg/m}^3\sim 6000\text{ mg/m}^3$,不适用于本标准。

(2) HJ 57—2017 检出限 3 mg/m^3 、测定下限 12 mg/m^3 ,适用于本标准。

(3) HJ 629—2011 检出限 3 mg/m^3 、测定下限 10 mg/m^3 ,适用于本标准。

(4) 《固定污染源废气 二氧化硫的测定 便携式紫外吸收法》(HJ 1131—2020) 检出限 2 mg/m^3 、测定下限 8 mg/m^3 ,适用于本标准。

(5) 便携式傅立叶变换红外光谱法(HJ 1240—2021) SO_2 的方法检出限为 1 mg/m^3 ,测定下限为 4 mg/m^3 ,适用于本标准。

鉴于《固定污染源废气气态污染物(SO_2 、 NO 、 NO_2 、 CO 、 CO_2)的测定 便携式傅立叶变换红外光谱法》(HJ 1240—2021)已发布实施,原标准中的附录A《固定污染源废气 二氧化硫、氮氧化物的测定 傅立叶变换红外光谱法》删除。

3.7.4 氮氧化物监测方法适用性说明

目前,国内适用的 NO_x 手工测定方法主要为《固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法》(HJ/T 42—1999)、《固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法》(HJ/T 43—1999)、《固定污染源废气 氮氧化物的测定 非分散红外吸收法》(HJ 692—2014)、《固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法》(HJ 693—2014)、《固定污染源废气 氮氧化物的测定 便携式紫外吸收法》(HJ1132—2020)、《固定污染源废气气态污染物(SO_2 、 NO 、 NO_2 、 CO 、 CO_2)的测定 便携式傅立叶变换红外光谱法》(HJ 1240—2021)。

(1) HJ/T 42—1999 检出限 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 、定量测定下限 $34\text{ mg}/\text{m}^3$ (采样体积1L),适用于本标准。

(2) HJ/T 43—1999 定性检出浓度 $0.7\text{mg}/\text{m}^3$ 、定量测定浓度 $2.4\text{mg}/\text{m}^3 \sim 208\text{mg}/\text{m}^3$ (采样体积1L),适用于本标准。

(3) HJ692—2014 一氧化氮(以 NO_2 计)检出限 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 、测定下限 $12\text{mg}/\text{m}^3$,适用于本标准。

(4) HJ 693—2014 一氧化氮(以 NO_2 计)、二氧化氮检出限 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 、测定下限 $12\text{ mg}/\text{m}^3$,适用于本标准。

(5) 《固定污染源废气 氮氧化物的测定 便携式紫外吸收法》(HJ1132—2020) 一氧化氮检出限 $1\text{mg}/\text{m}^3$ 、测定下限 $4\text{mg}/\text{m}^3$, 二氧化氮检出限 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 、测定下限 $8\text{mg}/\text{m}^3$,适用于本标准。

(6) 《固定污染源废气气态污染物(SO_2 、 NO 、 NO_2 、 CO 、 CO_2)的测定 便携式傅立叶变换红外光谱法》(HJ 1240—2021), NO 的方法检出限为 $1\text{ mg}/\text{m}^3$,测定下限为 $4\text{ mg}/\text{m}^3$; NO_2 的方法检出限为 $3\text{ mg}/\text{m}^3$,测定下限为 $12\text{ mg}/\text{m}^3$,亦适用于本标准。

3.7.5 汞及其化合物监测方法适用性说明

目前,国内适用的 Hg 手工测定方法主要为《固定污染源废气 汞的测定 冷原子吸收分光光度法(暂行)》(HJ 543—2009)、《固定污染源废气 气态汞的测定 活性炭吸附/热裂解原子吸收分光光度法》(HJ 917—2017)。

(1) HJ 543—2009 检出限 $0.0025\text{mg}/\text{m}^3$ 、测定下限 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ (采样体积 10L)，适用于本标准。

(2) HJ 917—2017 检出限 $0.1\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、测定下限 $0.4\mu\text{g}/\text{m}^3$ (采样体积 10L)，适用于本标准。

3.7.6 氨监测方法适用性说明

目前，国内适用的氨手工测定方法主要为HJ533《环境空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法》，该方法的方法检出限为 $9.5\mu\text{g}/10\text{ml}$ 吸收液。当吸收液体积为 50ml ，采气 10L 时，氨的检出限为 $0.25\text{mg}/\text{m}^3$ ，测定下限为 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，测定上限 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。当吸收液体积为 10ml ，采气 45L 时，氨的检出限为 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ ，测定下限 $0.04\text{mg}/\text{m}^3$ ，测定上限 $0.88\text{mg}/\text{m}^3$ 。适用于本标准。

《固定污染源废气 氨和氯化氢的测定 便携式傅立叶变换红外光谱法》(HJ 1330-2023) 于2023年12月发布，标准适用于固定污染源有组织排放废气中 NH_3 、和 HCl 的测定，方法检出限均为 $1\text{mg}/\text{m}^3$ ，测定下限均为 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ，适用于本标准。

3.7.7 烟气黑度监测方法适用性说明

目前，GB 13271—2014 和国内相关地方标准中适用的烟气黑度手工测定方法主要为《固定污染源排放烟气黑度的测定 林格曼烟气黑度图法》(HJ/T 398—2007)。HJ/T 398—2007 适用于固定污染源排放的灰色或黑色烟气在排放口处黑度的监测，适用于本标准。

《固定污染源废气 烟气黑度的测定 林格曼望远镜法》(HJ 1287-2023) 适用于固定污染源排放口处烟气黑度的测定，解决了林格曼黑度图板携带不便、摆放受限、易损褪色等问题，进一步提高烟气黑度测定结果的准确性和可比性，适用于本标准。

3.7.8 自动监测方法适用性说明

目前，GB 13271—2014 和国内相关地方标准中适用的大气污染物自动测定方法主要为HJ 75—2017、HJ 76—2017，适用于本标准。

HJ 75—2017 适用于以固体、液体为燃料或原料的火电厂锅炉、工业/民用锅炉以及工业炉窑等固定污染源烟气 (SO_2 、 NO_x 、颗粒物) 排放连续监测系

统, 准确度要求为: SO_2 排放浓度 $<20\ \mu\text{mol/mol}$ (57mg/m^3) 时, 绝对误差不超过 $\pm 6\ \mu\text{mol/mol}$ (17mg/m^3); NO_x 排放浓度 $<20\ \mu\text{mol/mol}$ (41mg/m^3) 时, 绝对误差不超过 $\pm 6\ \mu\text{mol/mol}$ (12mg/m^3); 颗粒物排放浓度 $\leq 10\text{mg/m}^3$, 绝对误差不超过 $\pm 5\ \text{mg/m}^3$ 。

HJ 76—2017 适用于固定污染源烟气 (SO_2 、 NO_x 、颗粒物) 排放连续监测系统的设计、生产和检测。

3.7.9 新监测方法适用性说明

根据生态环境部环境保护标准管理要求, 本标准实施后国家发布的污染物监测方法标准, 如适用性满足要求, 同样适用于相应污染物的测定。

3.8 达标判定要求的确定及依据

3.8.1 考核时长

根据 HJ 945.1—2018, 大气污染物排放标准应规定正常工况下手工监测和在线监测的大气污染物排放达标判定要求, 在线监测原则上以 1 小时平均浓度作为达标判定依据。

根据 HJ/T 397—2007, 除相关标准另有规定, 排气筒中废气的采样以连续 1 小时的采样获取平均值, 或在 1 小时内以等时间间隔采集 3~4 个样品并计算平均值。

因此标准6.3规定, 采用手工监测时, 按照监测规范要求获取的颗粒物、汞及其化合物测定均值高于本标准规定的排放浓度限值, 判定为超标排放; 按照监测规范要求获取的二氧化硫、氮氧化物和氨浓度任意小时均值高于本文件规定的排放浓度限值, 判定为超标排放。采用自动监测时, 按照监测规范要求获取的监测数据计算得到的任意有效小时均值高于本标准规定的排放浓度限值, 判定为超标排放。

3.8.2 优先数据

根据《关于污染源在线监测数据与现场监测数据不一致时证据适用问题的复函》(环政法函〔2016〕98号), 本标准明确若同一时段的现场手工监测数

据与有效自动监测数据不一致，优先使用符合法定监测规范和监测方法标准的现场手工监测数据。

3.8.3 非正常情况

燃煤电厂应做到最低技术出力以上全负荷、全时段稳定达到本标准的排放限值。

根据《火电行业排污许可证申请与核发技术规范》，NO_x的稳定运行达标判定期为机组启动后出力达到额定的50%开始到机组解列前出力降到额定的50%为止。在此期间外的启动和停机时段内的排放数据可不作为火电机组NO_x达标判定依据。其中，启动时间原则上并网后不得超过4小时，如企业可提供一年以上在线监测数据等证明实际启动时间超过4小时的，可适当延长，最高可延长至8小时；停机时间为1小时。对于电量不上网的自备电厂，冷启动不得超过4-5小时，热启动不得超过3-4小时，停机时间为1小时。

目前，《排污许可证申请与核发技术规范 火电》已经二次征求意见，待《排污许可证申请与核发技术规范 火电》发布实施后，按此执行。

4 本标准与相关法律法规标准的相关性分析

4.1 相关性分析

《中华人民共和国环境保护法》是指调整因保护和改善环境,合理利用自然资源,防治污染和其他公害而产生的社会关系的法律规范的总称,在环境法律体系中的效力仅次于宪法,是一部综合性的实体法。第十六条的内容为:

国务院环境保护主管部门根据国家环境质量和国家经济、技术条件,制定国家污染物排放标准。省、自治区、直辖市人民政府对国家污染物排放标准中未作规定的项目,可以制定地方污染物排放标准;对国家污染物排放标准中已作规定的项目,可以制定严于国家污染物排放标准的地区污染物排放标准。地方污染物排放标准应当报国务院环境保护主管部门备案。该条款是污染物排放标准制定和实施的法律依据。

《中华人民共和国大气污染防治法》第九条规定,国务院生态环境主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府制订大气污染物排放标准,应当以大气环境质量和国家经济、技术条件为依据;第十条规定,制订大气环境质量标准、大气污染物排放标准,应当组织专家进行审查和论证,并征求有关部门、行业协会、企业事业单位和公众等方面的意见。

环境标准是我国环境保护法律法规体系中一个独立的、特殊的、重要的组成部分,它是国家为了防治环境污染,维护生态平衡,保护人体健康,依照法律的规定,对环境保护工作中需要统一的技术规范和技术所做的规定。其中污染物排放标准是环境标准中最重要的一类,按照层级可分为国家污染物排放标准和地方污染物排放标准。国家污染物排放标准是定位在一定的经济、技术和管理条件下,一定时期内,全国范围内的排污企业都应该达到的最基本的环境要求,是一个基准线。地方污染物排放标准是各地根据辖区内经济、技术和管理水平以及地域特点所确定的,这个要求必须比国家环境标准的要求高,但不同地方的环境标准要求的高低可能有所差异。

(GB 13233-2011)《火电厂大气污染物排放标准》是由原国家环境保护部制定、与国家质量监督检验检疫总局共同颁布,于2012年1月实施,是控制火电厂大气污染物排放,防治大气污染的国家标准。DB33/ 2147—2018为浙江省

强制性地方标准，是地方生态环境部门在辖区内对环境管理、环境执法活动中最基本的依据和武器。

4.2 国内相关标准协调性、重复性分析

从有组织控制要求上，国内其他地方标准控制要求见本文第一章节表 1.3.1-4 燃煤电厂大气污染物排放地方标准限值，上海市、河南省、辽宁省、山西省、宁夏回族自治区等地标控制要求基本与DB33/2147-2018一致，本标准对颗粒物、二氧化硫、氮氧化物浓度限值、氨指标、无组织控制要求作调整，标准与国内其他地方相关标准的比较见表4.2-1。

表4.2-1 标准与国内其他地方标准的比较

地方标准	颗粒物 浓度限值 (mg/m ³)	二氧化硫浓 度限值 (mg/m ³)	氮氧化物浓 度限值 (mg/m ³)	氨指标	储煤场
山东省《火电厂大气污染物排放标准》(DB 37/664-2019)	5	35	50	氨逃逸浓度应满足HJ 2301的要求;氨厂界浓度应满足GB 14554 中1.0 mg/m ³ 的限值要求	密闭
天津市《火电厂大气污染物排放标准》(DB 12/810-2018)	5 (新建) 10 (现有)	10 (新建) 35 (现有)	35 (新建) 50 (现有)	不涉及	封闭
江苏省《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB 32/4148-2021)	10	35	50	氨逃逸质量浓度应符合HJ2301的要求。	封闭
安徽省《火电厂大气污染物排放标准》(DB34/4336—2023)	5 (新建) 10 (现有)	25 (新建) 35 (现有)	35 (新建) 50 (现有)	不涉及	封闭 (新建) 可半封闭 (现有)
河北省《火电厂大气污染物排放标准》(DB 13/2209-2025)	5 (新建) 10 (现有) 10 (生物质)	10 (新建) 35 (现有) 30 (生物质)	35 (新建) 50 (现有) 50 (生物质)	2.5 (SCR) 3.8 (SNCR-SCR) 8.0 (SNCR)	封闭
浙江省《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB 33/ 2147-2018)	5 (II阶段) 10 (I阶段)	35	50	不涉及	封闭 或 半封闭

本标准	5	20 (新建或 60万千瓦及 以上) 35 (现有)	30 (新建或 60万千瓦及 以上) 50 (现有)	2.5 mg/m ³ (新建或30万 千瓦及以上) 3.8 mg/m ³	封闭
-----	---	-------------------------------------	-------------------------------------	---	----

注：HJ2301-2017《火电厂污染防治可行技术指南》的要求：SNCR脱硝技术宜控制氨逃逸质量浓度低于8 mg/m³，SCR脱硝技术宜控制氨逃逸质量浓度低于2.5 mg/m³，SNCR-SCR联合法脱硝技术，宜控制氨逃逸质量浓度低于3.8 mg/m³。

5 相关技术要求的验证情况

浙江省统调燃煤发电机组中600MW以下的发电机组执行标准限值与原标准没有变化，根据浙江省统调燃煤发电机组 2024 年第 1 季度超低排放设施运行考核初步结果，3 项大气主要污染物达到超低排放要求的达限率在99.95%以上。

（1）监督性监测数据

本次修订标准限值收严的为现有单台出力300MW以下发电机组配套的燃煤发电锅炉以及其他燃煤发电锅炉的颗粒物排放浓度，随机抽查了15家企业的2024年监督性监测数据，数据如表5-1。

表5-1 燃煤发电锅炉的污染物排放浓度监督性监测数据

单位：mg/m³

序号	单位	颗粒物浓度	SO ₂ 浓度	NO _x 浓度
1	浙江 XZG 热电股份有限公司	1.8	<4	30
2	浙江 ZJBF 热电有限责任公司	2.6	5	3.7
3	浙江 HY 热电有限公司	2.6	15	21
4	嘉善县 HF 热电有限公司	5.1	/	36
5	嘉兴 ZH 热电开发有限公司	<1	<3	29
6	平湖 HX 热电有限公司	<1	<3	26
7	浙江 HJ 热电集团有限公司	1.8	<3	25
8	湖州 ZLCH 热电有限公司	2.3	12	13
9	湖州 NTH 热电有限公司	<1.2	27	38
10	SW 热电股份有限公司	5.5	8	<3
11	衢州 DG 环保热电有限公司	4.76	<3	31

（2）在线监控数据

随机抽查了18家企业的2024年4月23日10点至24日9点的在线监控数据，数据如表5-2。

表5-2 燃煤发电锅炉的污染物排放浓度在线监测数据

单位: mg/m^3

序号	单位	颗粒物浓度	SO ₂ 浓度	NO _x 浓度
1	杭州 HM 热电有限公司	0.8~1.5	12~22	30~35
2	杭州 HS 热电有限公司	1.6~2.0	2~15	26~32
3	浙江 ZDHY 热电有限公司	1.9~3.4	2~16	12~34
4	杭州 XY 热电有限公司	2.5~3.0	5~15	17~26
5	SY 控股集团 HZ 热电有限公司	0.7~0.8	4~17	12~33
6	NB 经济技术开发区热电有限责任公司	1.2~1.4	1~14	24~40
7	WHHX (宁波) 热电有限公司	1.3~2.0	11~26	40~46
8	宁波 XB 热电有限公司	1.7~2.2	16~29	22~27
9	宁波 GY 热电有限公司	1.5~1.7	11~29	23~31
10	瑞安市 HF 热电有限公司	1.4~1.9	17~24	27~38
11	浙江 XZ 热电有限公司	1.1~2.2	2~2	11~42
12	JS 县 HF 热电有限公司	0.9~1.5	10~30	9~27
13	浙江 WCSY 热电有限公司	3.0~3.3	9~21	29~40
14	浙江 BF 热电有限公司	1.0~3.0	1~21	7~33
15	绍兴 ZC 热电有限公司	1.9~3.0	4~20	23~30
16	浙江 TM 热电有限公司	0.3~0.4	0~9	19~33
17	绍兴 SYHX 热电有限公司	1.2~2.2	1~4	19~27
18	浙江 HJ 热电集团有限公司	1.1~3.1	4~24	32~37

综合监督性监测和在线监测数据来看, 我省燃煤电厂基本能稳定达到本标准排放限值要求。

(3) 氨排放监测

表5-3 燃煤发电锅炉的氨排放浓度监测数据

序号	企业名称	废气治理工艺	废气量 (m ³ /h)	氮氧化物 浓度 (mg/m ³)	氨浓度 (mg/m ³)
1	ZJJURE1#锅炉	SCR 脱硝+布袋除尘+石灰石-石膏法脱硫+相变凝聚除尘器	2.66×10 ⁵	7	1.81
2	ZJXZGRD 2#锅炉	低氮燃烧技术+炉内喷石灰石粉+SNCR-SCR+烟气循环流化床法+布袋除尘器+湿电	74766	33	1.3
3	ZJXZGRD 3#锅炉	低氮燃烧技术+炉内喷石灰石粉+SNCR-SCR+烟气循环流化床法+布袋除尘器+湿电	90226	35	<0.25
4	HYJJKFQRD1#锅炉	炉 低 氮 燃 烧 技 术+SNCR-SCR联合脱硝+电袋除尘器+石灰石/石膏湿法脱硫+湿式静电除尘器	190595	19	1.17
5	HYJJKFQRD2#锅炉		197352	28	0.8
6	HYJJKFQRD3#锅炉		178324	17	1.44
7	HZZLCHRD 1#锅炉	NCR+活性炭喷射+布袋除尘+石灰石/石膏脱硫+湿电除尘	116165	12	0.73
8	HZZLCHRD 2#锅炉	NCR+活性炭喷射+布袋除尘+石灰石/石膏脱硫+湿电除尘	212157	31	0.56
9	HZZLCHRD 3#锅炉	SNCR-SCR 联合脱硝+活性炭喷射+布袋除尘+石灰石/石膏脱硫+湿电除尘	133726	23	0.48

从上表监测数据看, 氨的排放浓度均在 2 mg/m³以下。

(4) 典型锅炉监测

对典型企业放进行手工监测, 从监测数据看污染物排放浓度能达标排放。

选取了采用“循环流化床锅炉低氮燃烧+炉内加钙脱硫(备用)+SNCR-SCR联合脱硝+高效布袋除尘器+氨法脱硫+超声波一体化装置”烟气处理系统的2台130t/h高温高压CFB锅炉总排口进行了废气监测, 监测结果如表5-4-表5-5。

表5-4 燃煤发电锅炉的污染物排放浓度监测数据

序号	测试项目	单位	检测结果			标准限值	达标情况
			1#脱硫塔出口（即总排口）				
1	废气处理方式	/	SNCR-SCR脱硝+高效布袋除尘器+氨法脱硫+超声波一体化装置			/	/
2	排气筒高度	m	120			/	/
3	烟气温度	℃	53	52	54	/	/
4	标干流量	mg/N.d.m³	305971	216676	305503	/	/
5	氧百分比	%	4.5	4.3	4.4	/	/
6	颗粒物实测排放浓度	mg/N.d.m³	1.3	1.2	1.1	/	/
7	颗粒物折算排放浓度	mg/N.d.m³	1.2	1.1	1.0	5	达标
8	颗粒物排放速率	kg/h	0.398	0.260	0.336	/	/
1	烟气温度	℃	54	53	53	/	/
2	标干流量	N.d.m³/h	305503	316343	305956	/	/
3	氧含量	kg/h	4.5	4.3	4.4	/	/
4	汞及其化合物实测排放浓度	µg/N.d.m³	<5×10 ⁻³	<5×10 ⁻³	<5×10 ⁻³	/	/
5	汞及其化合物折算排放浓度	µg/N.d.m³	<4.6×10 ⁻³	<4.5×10 ⁻³	<4.5×10 ⁻³	0.03	达标
6	汞及其化合物排放速率	kg/h	<1.53×10 ⁻⁶	<1.08×10 ⁻⁶ ₆	<1.53×10 ⁻⁶	/	/
7	SO ₂ 实测排放浓度	mg/N.d.m³	12	10	11	/	/
8	SO ₂ 折算排放浓度	mg/N.d.m³	11	9	10	35	达标
9	SO ₂ 排放速率	kg/h	3.67	3.16	3.37	/	/
10	NO _x 实测排放浓度	级，林格曼黑度	21	16	18	/	/
11	NO _x 折算排放浓度	mg/N.d.m³	19	14	16	50	达标
12	NO _x 排放速率	kg/h	6.42	5.06	5.51	/	/
13	烟气黑度	级，林格曼黑度	<1	<1	<1	<1	达标
14	氨排放浓度	mg/N.d.m³	1.00	1.02	0.95	4	达标
15	氨排放速率	kg/h	0.306	0.323	0.291	/	/

表5-5 燃煤发电锅炉的污染物排放浓度监测数据

序号	测试项目	单位	检测结果			标准限值	达标情况
			2#脱硫塔出口（即总排口）				
1	废气处理方式	/	炉内加钙脱硫(备用)+SNCR-SCR 脱硝+高效布袋除尘器+氨法脱硫+ 超声波一体化装置			/	/
2	排气筒高度	m	120			/	/
3	烟气温度	℃	51	52	55	/	/
4	标干流量	mg/N.d.m³	306899	342595	340957	/	/
5	氧百分比	%	4.4	4.5	4.6	/	/
6	颗粒物实测排放浓度	mg/N.d.m³	1.5	1.3	1.3	/	/
7	颗粒物折算排放浓度	mg/N.d.m³	1.4	1.2	1.2	5	达标
8	颗粒物排放速率	kg/h	0.460	0.445	0.443	/	/
1	烟气温度	℃	52	52	55	/	/
2	标干流量	N.d.m³/h	306426	342612	341042	/	/
3	氧含量	kg/h	4.4	4.5	4.6	/	/
4	汞及其化合物实测排放浓度	µg/N.d.m³	<5×10 ⁻³	<5×10 ⁻³	<5×10 ⁻³	/	/
5	汞及其化合物折算排放浓度	µg/N.d.m³	<4.5×10 ⁻³	<4.6×10 ⁻³	<4.6×10 ⁻³	0.03	达标
6	汞及其化合物排放速率	kg/h	<1.53×10 ⁻⁶	<1.71×10 ⁻⁶	<1.71×10 ⁻⁶	/	/
7	SO ₂ 实测排放浓度	mg/N.d.m³	9	11	11	/	/
8	SO ₂ 折算排放浓度	mg/N.d.m³	8	10	10	35	达标
9	SO ₂ 排放速率	kg/h	2.76	3.77	3.75	/	/
10	NO _x 实测排放浓度	级，林格曼黑度	15	18	19	/	/
11	NO _x 折算排放浓度	mg/N.d.m³	14	16	17	50	达标
12	NO _x 排放速率	kg/h	4.60	6.17	6.48	/	/
13	烟气黑度	级，林格曼黑度	<1	<1	<1	<1	达标
14	氨排放浓度	mg/N.d.m³	0.89	0.92	0.95	2.5	达标
15	氨排放速率	kg/h	0.273	0.315	0.324	/	/

根据监测数据分析可知, 总排口中主要污染物烟尘、二氧化硫、氮氧化物、氨、汞及其化合物、烟气黑度均满足本标准规定的排放限值要求。

(5) 600MW 及以上的火电机组

课题组统计了本标准中执行 II 阶段排放限值的 600MW 及以上的火电机组

的 2025 年在线监测的小时均值数据（剔除了无效、停运、调试数据），具体见表 5-6 至 5-8，从表中可以看出颗粒物、二氧化硫和当氧化物的平均达标率分别为 99.59%、70.95%、45.01%，企业可以通过 60 万千瓦及以上燃煤发电机组将通过优化运行控制或优化控制措施达到标准要求。

表 5-6 全省 600MW 及以上机组颗粒物排放情况

序号	企业名称及机组	颗粒物浓度 (mg/m ³)			统计小时均值个数 (个)	DB33 2147-2018 (5 mg/m ³) 达标情况		本标准 (5 mg/m ³) 达标情况	
		折算平均浓度	最小值	最大值		达标原标准小时数	达标率	达标本标准小时数 (个)	达标率 (%)
1	国能浙江北仑第三发电有限公司 6#7#	1.97	0.65	36.89	11061	11027	99.69	11027	99.69
2	国能浙江北仑第一发电有限公司 1 号 2 号	1.24	0.60	76.6	11767	11721	99.61	11721	99.61
3	国能浙江宁海发电有限公司 1 号 2 号 3 号 4 号 5 号 6 号	1.93	0.34	918	36110	35932	99.51	35932	99.51
4	国能浙江舟山发电有限责任公司 5 号 6 号	1.43	0.85	48.08	11811	11772	99.67	11772	99.67
5	华能 (浙江) 能源开发有限公司玉环分公司 1 号 2 号 3 号 4 号	1.90	0.83	47.96	24016	23947	99.71	23947	99.71
6	华能 (浙江) 能源开发有限公司长兴分公司 1 号 2 号	2.98	0.70	376	11112	10970	98.72	10970	98.72
7	华润电力 (温州) 有限公司 1 号 2 号	1.86	0.17	265	12283	12255	99.77	12255	99.77

8	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	2.86	0.58	59.75	21611	21604	99.97	21604	99.97
9	浙江浙能北仑发电有限公司 3 号 4 号 5 号	1.60	0.98	7.88	19404	19365	99.80	19365	99.80
10	浙江浙能嘉华发电有限公司 3 号 4 号 5 号 6 号 7 号 8 号 9 号	1.14	0.11	25.78	37623	37575	99.87	37575	99.87
11	浙江浙能兰溪发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	1.72	0.76	1330	24592	24394	99.19	24394	99.19
12	浙江浙能温州发电有限公司 7 号 8 号	6.23	0.14	1793	11154	10906	97.78	10906	97.78
13	浙江浙能镇海发电有限责任公司 (新厂) 1 号 2 号	2.27	0.84	258	12632	12601	99.75	12601	99.75
14	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	1.44	0.30	161.8	23277	23154	99.47	23154	99.47
15	浙能乐清发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号 5 号 6 号	1.07	0.08	48.55	35291	35269	99.94	35269	99.94
16	浙能台州第二发电有限责任公司 1 号 2 号	2.11	0.07	675	11367	11330	99.67	11330	99.67
	全部	2.11	0.07	1793	315111	313822	99.59	313822	99.59

表 5-7 全省 600MW 及以上机组 SO₂ 排放情况

序号	企业名称及机组	SO ₂ 浓度 (mg/m ³)			统计小时均值个数 (个)	DB33 2147-2018 (35 mg/m ³) 达标情况		本标准 (20 mg/m ³) 达标情况	
		折算平均浓度	最小值	最大值		达标原标准小时数 (个)	达标率	达标本标准小时数 (个)	达标率 (%)
1	国能浙江北仑第三发电有限公司 6#7#	17.0	0	228.	11061	11024	99.67	8025	72.55
2	国能浙江北仑第一发电有限公司 1 号 2 号	11.79	0.04	39.86	11767	11766	99.99	10474	89.01
3	国能浙江宁海发电有限公司 1 号 2 号 3 号 4 号 5 号 6 号	15.93	0.00	1523	36110	36059	99.86	28862	79.93
4	国能浙江舟山发电有限责任公司 5 号 6 号	4.45	0.00	33.06	11811	11811	100	11625	98.43
5	华能 (浙江) 能源开发有限公司玉环分公司 1 号 2 号 3 号 4 号	16.96	0.03	48.63	24016	24015	100	16099	67.03
6	华能 (浙江) 能源开发有限公司长兴分公司 1 号 2 号	23.08	0.32	198	11112.	11104	99.93	1853	16.68
7	华润电力 (温州) 有限公司 1 号 2 号	21.26	0.63	32.62	12283	12283	100	4326	35.22

8	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	20.58	0.38	35.88	21611	21610	100	8563	39.62
9	浙江浙能北仑发电有限公司 3 号 4 号 5 号	13.69	1.62	36.42	19404	19403	99.99	17089	88.07
10	浙江浙能嘉华发电有限公司 3 号 4 号 5 号 6 号 7 号 8 号 9 号	13.17	0.72	30.47	37623	37623	100	34602	91.97
11	浙江浙能兰溪发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	19.30	0.00	282	24592	24554	99.85	10978	44.64
12	浙江浙能温州发电有限公司 7 号 8 号	14.17	0.60	1021	11154	11122	99.71	10616	95.18
13	浙江浙能镇海发电有限责任公司 (新厂) 1 号 2 号	16.96	1.60	49.36	12632	12631	99.99	8894	70.41
14	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	13.07	0.58	124.7	23277	23243	99.85	17329	74.45
15	浙能乐清发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号 5 号 6 号	15.56	0.05	40.79	35291	35290	100	28523	80.82
16	浙能台州第二发电有限责任公司 1 号 2 号	19.40	0.99	82.56	11367	11362	99.96	5701	50.15
	全部	16.02	0	1021	315111	314900	99.93	223559	70.95

表 5-8 全省 600MW 及以上机组 NO_x 排放情况

序号	企业名称及机组	NO _x 浓度 (mg/m ³)			统计小时均值个数 (个)	DB33 2147-2018 (50 mg/m ³) 达标情况		本标准 (30 mg/m ³) 达标情况	
		折算平均浓度	最小值	最大值		达标原标准小时数 (个)	达标率	达标本标准小时数 (个)	达标率 (%)
1	国能浙江北仑第三发电有限公司 6#7#	35.7	2.02	969	11061	10974	99.21	3979	35.97
2	国能浙江北仑第一发电有限公司 1 号 2 号	30.45	0.02	562.	11767	11708	99.50	5810	49.38
3	国能浙江宁海发电有限公司 1 号 2 号 3 号 4 号 5 号 6 号	26.39	0.00	1069.18	36110	35954	99.57	30427	84.26
4	国能浙江舟山发电有限责任公司 5 号 6 号	38.30	0.44	1094.78	11811	11706	99.11	4163	35.25
5	华能 (浙江) 能源开发有限公司玉环分公司 1 号 2 号 3 号 4 号	39.04	0.00	1595	24016.	23885	99.45	4671	19.45
6	华能 (浙江) 能源开发有限公司长兴分公司 1 号 2 号	29.67	0.29	866.15	11112	11013	99.11	9160	82.43
7	华润电力 (温州) 有限公司 1 号 2 号	39.04	0.16	743.34	12283	12249	99.72	292	2.38

8	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	35.30	1.20	49.94	21611	21611	100	4162.00	19.26
9	浙江浙能北仑发电有限公司 3 号 4 号 5 号	29.61	3.29	461.88	19404.	19362.	99.78	11173	57.58
10	浙江浙能嘉华发电有限公司 3 号 4 号 5 号 6 号 7 号 8 号 9 号	31.20	1.21	985.72	37623	37518	99.72	21509.	57.17
11	浙江浙能兰溪发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	33.20	0.00	686.66	24592	24516	99.69	8634	35.11
12	浙江浙能温州发电有限公司 7 号 8 号	24.97	0.74	832.26	11154	11047	99.04	10668	95.64
13	浙江浙能镇海发电有限责任公司 (新厂) 1 号 2 号	35.06	1.44	1344.56	12632.	12601	99.75	1922	15.22
14	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号	33.94	0.22	1198.63	23277	23099.	99.24	10353	44.48
15	浙能乐清发电有限责任公司 1 号 2 号 3 号 4 号 5 号 6 号	33.66	1.24	663.04	35291	35188	99.71	10573	29.96
16	浙能台州第二发电有限责任公司 1 号 2 号	35.98	0.50	889.40	11367	11274	99.18	4322	38.02
	全部	33.22	0	1344	315111	313705	99.55	141818	45.01

(6) 封闭煤场典型案例

浙江省大部分燃煤电厂煤堆场已进行了全封闭改造，特别是统调燃煤电厂煤堆场已基本完成封闭改造。典型案例如下：

2020年12月，位于长兴经济技术开发区的浙江浙能长兴发电有限公司煤场封闭改造项目正式投运。该项目投资近1亿元，建设历时一年，总占地5万余平方米，可储存燃煤15万吨，煤场分两个区域，其中1号煤场新建为气膜煤场，2号煤场扩建为钢结构煤场。其中气膜煤场采用8块高强度、耐腐蚀的PVDF材料对原有露天煤场进行封闭，占地面积2.5万平方米，采用了斜向网状钢缆设计的气膜煤场。钢结构煤场在已建干煤棚东西两侧分别进行扩建，并在南北两侧新建总长约为593米的挡煤墙，形成全封闭的钢网壳结构。煤场配套增设照明、有毒有害和可燃气体检测、除尘、消防、喷淋、工业电视监视等附属系统。



2021年年底，浙江浙能电力股份有限公司台州发电厂煤场封闭工程项目完工，该项目总投资近7000万元，共建设完成1个钢结构封闭煤场和2个气膜结构封闭煤场。其中#1气膜煤棚，总面积约为13920m²，贮煤量约为4.6万吨；#3气膜煤棚，总面积约为13800m²，贮煤量约为4.2万吨；#2钢结构封闭煤棚，总面积约为16309m²，贮煤量约为5.1万吨。其中#1和#3气膜煤棚安装了煤场远程控制系统，斗轮机完成无人值守自动化改造。煤场封闭改造项目的建成大大减少二次扬尘污染、明显改善周边空气环境，实现了良好的环保效益、经济效益和社会效益。



国家能源集团浙江公司北仑电厂总装机容量524万千瓦，2019年9月启动了煤场全封闭改造项目，项目总投资5.62亿元，建设了2座气膜煤棚、6座钢结构煤棚，设计储煤量近74万吨。8个建造的煤棚将原先16个露天条形煤场全部纳入，总面积超过了15个标准足球场。封闭改造后，原先的露天煤场全部变为室内煤场，将有效降低颗粒物的无组织排放，也将彻底消除台风天带来的煤堆塌方、存煤流失等一系列问题。北仑电厂煤堆场封闭项目2021年获得中央大气污染防治资金3225万元。

2021年6月，由舟山电厂煤场封闭改造工程顺利通过竣工验收。舟山电厂煤场封闭改造工程采用EPC总承包方式对现有二期条形煤场进行煤场封闭改造，并保留原有接、卸煤系统。煤场封闭设计储量为8万吨，建设一座螺栓球拱形网架结构封闭煤棚，跨度108米，长度220米，并按规范配套设计和建设相应的消防水环网、消防炮系统、防雷接地系统、采光照明系统（室内外）、电气配电系统、火灾报警系统、煤场安全监控系统、自动射雾抑尘系统、喷淋系统、煤场全景监视等附属系统以及外围场坪沥青道路、绿化工程等。

6 实施本标准的成本效益分析

6.1 标准实施后环境、社会效益分析

实施本标准后, 60万千瓦及以上燃煤发电机组的二氧化硫、氮氧化物进一步降低, 按排放绩效计算(年运行时间按5000小时计), 二氧化硫、氮氧化物削减量分别为1016吨/年、1354吨/年, 另外, 环境效益还体现在燃煤热电锅炉的颗粒物排放减排和燃煤电厂的氨排放减排、颗粒物无组织排放, 实施本标准后燃煤热电锅炉颗粒物减排50%。本标准增加了对氨逃逸的控制要求, 对减少氨逃逸污染大气环境, 改善环境质量具有一定作用。

本标准修订主要对燃煤电厂和燃煤锅炉污染物的排放提出了更高的要求, 可进一步提升浙江省锅炉大气污染防治管理水平, 有助于巩固燃煤锅炉超低排放改造成果, 淘汰不符合环保、能耗、安全等要求的锅炉, 提升全省煤电高效清洁发展水平, 推动实现环境空气质量改善目标。

在转变经济发展方式, 推动清洁能源和绿色发展的大趋势下, 本次标准修订能够进一步推动燃煤锅炉烟气预防和治理技术的研发和应用, 推进实施燃料结构、燃烧技术以及锅炉容量结构优化, 提高燃煤发电行业新、改、扩建项目的环境准入门槛, 提升现有企业的污染治理水平和环保设施运行管理水平, 减少污染物排放总量, 实现科技创新和产业升级。

6.2 提标的技术经济分析

6.2.1 颗粒物达标排放技术分析

燃煤电厂企业烟气颗粒物控制技术主要有袋式除尘、电袋复合除尘、干式电除尘、湿式电除尘等。

①袋式除尘技术是利用纤维织物的拦截、惯性、扩散、重力、静电等协同作用对含尘气体进行过滤的技术。袋式除尘技术除尘效率基本不受燃烧煤种、烟尘比电阻和烟气工况变化等影响, 占地面积小, 控制系统简单, 可实现较为稳定的低排放。除尘效率为99.50%~99.99%。②电除尘技术依据电极表面灰的清除是否用水, 分为干式电除尘和湿式电除尘。电除尘技术具有除尘效率高、使用范围广、运行费用低、使用维护方便、无二次污染等优点, 但其除尘效率

受煤、灰成分等影响较大,且占地面积较大。除尘效率为99.20%~99.85%。③湿式电除尘技术是用水冲刷吸附在电极上的粉尘。根据阳极板的形状,湿式电除尘器分为板式、蜂窝式和管式等,应用较多的是板式与蜂窝式。湿式电除尘器安装在脱硫设备后,可有效去除烟尘及湿法脱硫产生的次生颗粒物,并能协同脱除SO₂、汞及其化合物等。④电袋复合除尘技术是电除尘与袋式除尘有机结合的一种复合除尘技术。一体式电袋复合除尘器技术最为成熟,应用最为广泛,电袋复合除尘技术具有长期稳定低排放、运行阻力低、滤袋使用寿命长、运行维护费用低、占地面积小、使用范围广的特点,除尘效率为99.50%~99.99%。耦合增强电袋复合除尘技术可实现除尘器出口颗粒物浓度小 5mg/m³。通过电除尘高频电源改造、低低温电除尘、袋式除尘等高效除尘设施可以将颗粒物排放浓度降到10mg/m³以下,另外再通过末端加装湿式电除尘器可满足5mg/m³排放要求。

我省燃煤电厂颗粒物实际平均排放浓度已优于超低排放要求。

6.2.2 二氧化硫达标排放技术分析

按照火电企业脱硫过程是否加水和脱硫产物的干湿形态,烟气脱硫技术分为湿法、干法和半干法三种工艺。干法、半干法脱硫工艺主要采用干态物质(例如消石灰)吸收、吸附烟气二氧化硫。湿法脱硫工艺包括用钙基、钠基、镁基、海水和氨等碱性物质作为液态吸收剂,湿法脱硫还具有协同除尘功效,在实现二氧化硫达标或超低排放的同时捕集烟气中的颗粒物,辅助实现烟气颗粒物超低排放。目前电力行业烟气脱硫技术中以石灰石-石膏湿法脱硫工艺为主,其它技术还有烟气循环流化床法脱硫、氨法脱硫、海水脱硫等。石灰石-石膏湿法脱硫技术采用吸收塔,以含石灰石粉的浆液为吸收剂,吸收烟气中SO₂、HF和HCL等酸性气体,其中SO₂与石灰石反应形成亚硫酸钙,再鼓入空气强制氧化最后生成石膏,脱硫净烟气除雾后进入烟囱排放。石灰石-石膏湿法脱硫技术成熟,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,可长期稳定运行并实现达标排放。脱硫效率为95.0%~99.7%,对煤种、负荷变化均具有较强的适应性。运行可靠,还可部分去除烟气中的SO₂、颗粒物和重金属。因地制宜采用增加喷淋层、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, 则可以使 SO_2 的排放浓度 $<35\text{mg}/\text{m}^3$, 大多能稳定达到 $10\text{mg}/\text{m}^3\sim 20\text{mg}/\text{m}^3$ 。

6.2.3 氮氧化物达标排放技术分析

火电厂氮氧化物控制技术包括低氮燃烧技术和烟气脱硝技术。低氮燃烧技术与烟气脱硝技术的配合使用可实现氮氧化物超低排放。

低氮燃烧技术: 低氮燃烧技术是通过合理配置炉内流场、温度场及燃料分布以及改变 NO_x 的生成环境, 从而降低炉膛出口 NO_x 排放的技术, 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, 低氮燃烧技术不需要任何脱硝剂, 仅需对锅炉内部改造, 适用性强, 投资和运行费用低, 使用简单、维护方便、无二次污染等。低氮燃烧技术与烟气脱硝配合使用实现 NO_x 超低排放或更低排放水平。烟气脱硝技术分为选择性催化还原技术(SCR)、选择性非催化还原技术(SNCR)、SNCR-SCR联合脱硝技术三种。通过采用低氮燃烧技术从源头把 NO_x 进行有效的控制, 再通过SCR或SNCR-SCR技术脱硝, 加装脱硝催化剂、加大喷氨量, 可以进一步提高脱硝效率, 确保脱硝效率不小于90%, 可将 NO_x 降低到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。

6.2.4 氨达标排放技术分析

燃煤电厂烟气脱硝的工艺设计及典型流程均参照 HJ 562、HJ 563, 根据《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》(HJ562—2010)对使用选择性催化还原法脱硝工程中工艺设计规定氨逃逸质量浓度宜小于 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性非催化还原法》(HJ563), 对使用选择性SNCR脱硝工程中工艺设计规定氨逃逸质量浓度宜控制在 $8\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。H 2301-2017《火电厂污染防治可行技术指南》中对SNCR脱硝技术宜控制氨逃逸质量浓度低于 $8\text{mg}/\text{m}^3$, SCR脱硝技术宜控制氨逃逸质量浓度低于 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$, SNCR-SCR联合法脱硝技术, 宜控制氨逃逸质量浓度低于 $3.8\text{mg}/\text{m}^3$ 。

本标准中对采用以氨水、尿素等作为脱硝还原剂的锅炉, 不分脱硝工艺, 新建60万千瓦及以上机组氨逃逸浓度控制值为 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$, 其他锅炉废气氨逃逸浓度控制值为 $3.8\text{mg}/\text{m}^3$, 促使企业在采用低氮燃烧技术的基础上, 优先选择SCR技术针对脱硝工艺, 脱硝设备可采取优化氨格栅或涡流混合器设计确保氨

混合均匀，通过锅炉热系统调节确保氨反应温度，定期抽检催化剂活性等手段确保氨反应完全，可有效减少氨逃逸。将氨逃逸控制在合适水平，正常运行工况下锅炉烟气氨排放应均可达到此限值。

6.2.5 技术经济分析

结合前期工作开展情况，除计划淘汰的燃煤发电锅炉以外，全省燃煤电厂和65t/h及以上燃煤热电锅炉已全部完成超低排放改造，根据近年来全省燃煤电厂烟气排放的数据，现有燃煤火电机组和65t/h及以上燃煤热电锅炉烟气中污染物排放浓度均能够满足浙江省地标DB33/ 2147—2018中II 阶段排放限值，氨排放指标的控制通过提高运行管理水平来实现，并可以节省企业的运行成本。因此，实施本标准有组织排放限值现有60万千瓦以下燃煤发电机组及燃煤热电锅炉基本不涉及改造成本；60万千瓦及以上燃煤发电机组将通过优化燃烧控制、采用二次再热技术、集成多污染物协同治理系统，将排放水平进一步降低30%-70%，即达到本标准II 阶段排放限值，同时考虑技术进步带来的成本降低，实施本标准不会增加太多的投资和运行成本。

无组织排放控制要求方面，《浙江省大气污染防治条例（2020年修正文本）》、《重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南（2020年修订版）》、《浙江省空气质量持续改善行动计划》等文件，其中对无组织措施有较详细的要求，地方管理部门已经按文件要求对无组织管控采取较严格的要求，本标准把政策要求上升到标准，涉及改造成本的只有少数企业原辅材料的存储、转运等设施的提升改造，本标准实施后涉及改造成本较少。

7 重大意见分歧的处理依据和结果

本标准于2025年2月征求意见，涉及相关单位50家，共计收到有效意见35条，其中采纳或原则采纳 15条，部分采纳8条，不采纳7条，不涉及标准文本的5条。详见表7-1。未采纳意见主要是无组织控制方面，具体如下：

（1）无组织控制措施：建议储煤场应采用封闭料场(仓库) 修改为“储煤场应采用封闭或半封闭料场(仓、库)或采用“半封闭+高效抑尘(如防风网)”的意见未被采纳。

（2）无组织排放要求方面： 建议“应采取”改为“宜采取”或“原则上应采取”等均未采纳。

浙江省地方标准《燃煤电厂大气污染物排放标准》征求意见汇总表

序号	提出单位或个人	反馈意见		采纳情况 (采纳/部分 采纳/未采 纳)	修改后文本	未采纳理由
		章条 编号	修改建议			
1	浙江九寰环保科技有限公司	1	本标准不适用于各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂”调整为“本标准不适用于各种容量的以生活垃圾、一般工业固废（含污泥）及危险废物为燃料的发电厂”	采纳	本标准不适用于各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂以及生活污水处理设施产生的污泥、一般工业固体废物的专用焚烧炉。	
2	浙江省市场监督管理局	3	建议标准第 3 页 3.6 条款内容“燃料燃烧时，……”中删除“燃料燃烧时，”1.标准引用到氧含量为在条款中监控位置的检测的氧含量，此处由于锅炉从燃烧处至监控位置存在漏风等原因氧含量不一致。去掉前面定语，一般指检测点处的氧含量;2.在条款中如设定了“燃料燃烧时”的前置描述，则烟气中氧含量一般是指炉膛出口位置的检测数据，与征求意见稿要求多处检测要求不符。	原则采纳	删除术语 3.6 氧含量	氧含量概念已经很熟悉和清晰，目前发布的国标中已经没有这个术语。
3	浙江省市场监督管理局	3	术语和定义中增加“新建燃煤电厂”定义和“现有燃煤电厂”定义。说明:明确划分“新建燃煤电厂”和“现有燃煤电厂”，便于 4.3.1 无组织排放控制执行时间条款执行，	原则采纳	见 3.2、3.3	已有术语“3.2 新建燃煤发电锅炉”和“3.3 现有燃煤发电锅炉”。燃煤电厂项目一般以燃煤发电锅炉实施。

4	浙江省电力行业协会	4.1.1	第 4.1.1 条“表 1 中氨的排放限值为 2.5mg/m ³ ”(P4) 建议修改为“表 1 中氨的排放限值为 2.5mg/m ³ ”,重污染天气强化管控期间除外”,理由:重污染天气要求燃煤电厂低于超低排放限值排放,为控制更低氮氧化物排放浓度,需要增大喷氨量,导致氨逃逸增大,可能存在局部时段氨排放限值超过 2.5mg/m ³ ,因此建议结合重污染天气目前实际要求进行修改。	部分采纳		标准限值为任何条件下均应达到的限值,重污染天气强化管控期间应加大燃煤发电企业监管力度,确保各类污染物达标排放。
5	绍兴市生态环境局	4.1.1	标准中表 1,根据《火电厂烟气脱硝工程技术规范》中的规定,建议氨的排放浓度限值根据脱硝处理工艺不同分别设置,SCR 脱硝氨逃逸指标为 2.5mg/m ³ ,SNCR 脱硝一般不高于 8mg/m ³ 。	部分采纳	见表 1	氨的排放浓度限值按锅炉容量划分,不按脱硝工艺区分。
6	华电电力科学研究院有限公司	4.1.1	表 1“燃煤发电锅炉大气污染物排放浓度限值”中“污染物项目”中“氨的排放限值 2.5mg/m ³ ”且“污染物排放监控位置在烟囱或烟道”建议根据不同技术类别(SCR、SNCR、SNCR 与 SCR 联用)进行区分。理由:该内容条款不符合当前技术现状,同时也不利于技术进步。SCR 技术目前脱硝系统出口氨浓度的控制要求是 3ppm(即 2.28mg/m ³),考虑到脱硝之后的除尘系统和脱硫系统对氨的协同控制效果,在烟囱或总排口能测到的氨逃逸浓度只会更低,此处设置 2.5mg/m ³ ,反而是放松了对 SCR 技术的管控要求。此外,目前 SNCR 技术对脱硝系统出口的氨逃逸管控要求是 10ppm(即 7.6mg/m ³),SNCR 与 SCR 联用技术对脱硝系统出口的氨逃逸管控要求是 5ppm(3.8mg/m ³),此处设置烟囱或总排口设置 2.5mg/m ³ 的理论依据并不充分。	部分采纳	见表 1	氨的排放浓度限值不按脱硝工艺区分,按规模限定。

7	浙江省能源集团有限公司	4.1.1	《排放标准》中第 4.1.1 条“表 1 中氨的排放限值为 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$ (P4)建议修改为“表 1 中氨的排放限值为 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$,重污染天气强化管控期间除外”理由:重污染天气要求燃煤电厂低于超低排放限值排放,为控制更低氮氧化物排放浓度,需要增大喷氨量,导致氨逃逸增大,可能存在局部时段氨排放限值超过 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$ ”,因此建议结合重污染天气目前实际要求进行修改。	部分采纳	见表 1	重污染天气应对等特殊情况下的排放控制要求可通过行政手段实现。
8	湖州市市生态环境局	其他	征求意见稿中,氨排放浓度要求控制在 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$ 以内,结合当前秋冬季期间污染天气应急管控要求,氮氧化物要在达标排放的基础上控制在 70% (即 $35\text{mg}/\text{m}^3$) 以内,这势必会增加喷氨量以及氨逃逸浓度,实现氨稳定达标排放有一定难度,建议省厅在下阶段能给予专业指导并制定推进计划。	部分采纳	不属于本标准文本修改范围	
9	浙江九寰环保科技有限公司	4.1.1	建议对表 1 燃煤发电锅炉大气污染物排放浓度限值表中的“排放限值 1”、“氨 2”和“注 a”中的 1、2 和 a 分别进行对应和批注;建议“适用于烟气处理中使用氨水、尿素等含氨物质的锅炉”调整为“适用于烟气处理中采用氨、尿素或氨水等最终以氨参与脱硝反应的锅炉”。	采纳	见表 1	
10	华电电力科学研究院有限公司	4.1.1	表 1 排放限值上标 1 为进行注释,建议删除或补充注释。	采纳	见表 1	
11	浙江浙能科技环保集团股份有限公司	4.1.1	对于标准内容 4.1.1 表 1 中“排放限值 1”和氨 2”中上标“1”是否有对应的说明性内容,上标“2”对应的说明性内容是否为“适用于烟气处理中使用氨水、尿素等含氨物质的锅炉”	采纳	见表 1	
12	浙江菲达环保科技股份有限公司	4.1.1	表 1 右上角单位说明,按 GB/T1.1-2020 规定的要求,将“单位: mg/m^3 ”改为“单位为毫克每立方米”。表 2 单位说明也类同修改。	不采纳		按 HJ565-2010《环境监测标准制修订文本编辑规则》可以用 mg/m^3

13	万华化学（宁波）热电有限公司	4.1.1	现有燃煤电厂过渡期设置的合理性新标准要求现有电厂在“202 口年口口月口口日”前执行新限值。考虑到部分电厂需进行大规模技术改造(如 SCR 系统升级、除尘器改造)，建议将过渡期延长至 2026 年 12 月 31 日，同时能够与 HJ1405-2024 标准执行衔接。引用条款:4.1.1 现有燃煤发电锅炉执行时间。	原则采纳	不涉及文本修改，执行时间待标准发布时再定	
14	浙江菲达环保科技股份有限公司	4.2.1	建议明确排放绩效值的测试和计算方法。建议编制说明中增加不同负荷、不同机组等情况下的绩效计算实例，以增加标准的可执行性。	不涉及		二次征求意见稿中已取消放绩效值的要求
15	浙江九寰环保科技有限公司	4.2.1	建议“表 2 燃煤电厂排放绩效要求中污染物”增加“汞及其化合物”。说明：《排污许可证申请与核发技术规范 火电》（意见征求意见稿）中排放绩效污染物包含了汞及其化合物。	不涉及		二次征求意见稿中已取消放绩效值的要求
16	华能（浙江）能源开发有限公司	4.3.1	4.3.1 无组织排放控制执行时间考虑煤场等区域封闭改造项目工期较长，建议标准下发后到执行时间设置在一年以上，确保改造项目安全质量可控。	原则采纳		实施时间在标准发布时再确定
17	浙江省电力行业协会	4.3.2.1.1	第 4.3.2.1.1 条“储煤场应采用封闭料场(仓、库)”(P5)建议修改为“储煤场应采用封闭或半封闭料场(仓、库)”。理由:按照 GB 41618-2022《石灰电石工业大气污染物排放标准》规定“原煤等粒状、块状散装物料应储存于封闭料仓、储库中，或储存于半封闭料场(棚)中，或四周设置防风抑尘网、挡风墙或采取覆盖措施。半封闭料场(棚)应至少三面有围墙(围挡)及屋顶。防风抑尘网、挡风墙高度应不低于堆存物料高度的 1.1 倍”。半封闭也是国家允许的封闭方式，因此建议修改完善。	不采纳		《中华人民共和国大气污染防治法》和《浙江省大气污染防治条例》均明确要求“工业企业应当采取密闭、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。

18	浙江省能源集团有限公司	4.3.2.1.1	《排放标准》中第 4.3.2.1.1 条“储煤场应采用封闭料场(仓库)”(P5)建议修改为“储煤场应采用封闭或半封闭料场(仓、库)”理由:按照 GB41618-2022 规定“原煤等粒状、块状散装物料应储存于封闭料仓、储库中,或储存于半封闭料场(棚)中,或四周设置防风抑尘网、挡风墙或采取覆盖措施。半封闭料场(堆棚)应至少三面有围墙(围挡)及屋顶。防风抑尘网、挡风墙高度应不低于堆存物料高度的 1.1 倍”。因此半封闭也是国家允许的封闭方式。因此建议修改。	不采纳		同上
19	万华化学(宁波)热电有限公司	4.3.2.1.1	储煤场封闭要求的灵活性新标准要求储煤场“采用封闭料场(仓、库)”,但对于老旧电厂或场地受限的企业,全封闭改造可能面临技术或经济困难,建议允许采用“半封闭+高效抑尘(如防风网)”的组合,措施,并通过等效减排效果评估作为替代方案。引用条款:4.3.2.1.1 储煤场封闭要求。	不采纳		同上
20	浙江九寰环保科技有限公司	4.3.2.1.2	建议“4.3.2.1.2 火车、汽车卸煤时,应采用封闭的翻车机室、受煤站”综合考虑小型热电企业的实际情况,因热电厂煤库相对较小,且用煤量不大,建议该条款增加“原则上……”或“×××规模以上火电厂应采用……”。	不采纳	按 4.3.4 执行	按 4.3.4 执行
21	浙江九寰环保科技有限公司	4.3.2.1.2	建议“4.3.2.1.2 ……并对落煤点采用喷淋或密闭等防尘措施”调整为“4.3.2.1.2 ……并对落煤点采用袋式除尘、喷淋或密闭等防尘措施”。	采纳	见 4.2.2.1.2	
22	湖州市市生态环境局	4.3.2.1.3	2.建议第 4.3.2.1.3 条,修改为“厂内煤炭输送(除卸煤机运动轨迹下输煤皮带机外)应采取封闭廊道(栈桥)、转运站等封闭输送方式,煤炭的破碎、筛分、制粉等系统应采取碎煤机室、原煤仓、煤粉仓、煤仓间等封闭方式,产尘点应配备除尘设施。”	部分采纳		按 4.3.4 执行

23	华能（浙江）能源开发有限公司	4.3.2.1.3	“4.3.2.1.3 厂内煤炭输送应采取封闭廊道(栈桥)、转运站等封闭输送方式，煤炭的破碎、筛分、制粉等系统应采取碎煤机室、原煤仓煤粉仓、煤仓间等封闭方式，产尘点应配备除尘设施。”建议修改为：“4.3.2.1.3 厂内煤炭输送(除卸煤机运动轨迹下输煤皮带机外)应采取封闭廊道(栈桥)、转运站等封闭输送方式，煤炭的破碎、分制粉等系统应采取碎煤机室、原煤仓、煤粉仓、煤仓间等封闭方式产尘点应配备除尘设施。”	部分采纳		按 4.3.4 执行
24	绍兴市生态环境局	4.3.2.1.3	“应”改为“宜”，有些产尘点位置等受限，无法安装除尘措施。	不采纳	文本不修改	本标准为全文强制
25	浙江九寰环保科技有限公司	4.3.2.1.6	建议“4.3.2.1.6 氨的储存、卸载、输送、制备等过程应密闭，并采取氨气泄漏检测报警措施”明确条款中所指的氨仅指液氨还是包括了氨水，若采用氨水（浓度为 10%~20%）为脱硝剂，是否也需要设置氨气泄漏检测措施。	采纳	氨储罐区均应配备氨气泄漏检测报警仪	
26	绍兴市生态环境局	4.3.2.2.1	脱硫副产品，产尘点应配备除尘器，“应”改为“宜”，有些企业的石膏是带水分的，除尘装置从理论上是不用的。	不采纳	文本不修改	本标准为全文强制
27	万华化学（宁波）热电有限公司	4.3.3	无组织排放监测的补充要求新标准未明确无组织排放的监测频次及方法。建议增加“每年至少开展一次无组织排放监测”，并将监测结果纳入排污许可证管理。	不涉及		
28	台州市生态环境局	5.1.2	无组织排放有控制措施要求缺少浓度要求和监控点位,建议明确。建议标准中增加相关企业按要求建设在线监控设施并与生态环境部门联网表述。	部分采纳	文本不修改	本标准规定了无组织排放控制措施要求，对无组织排放浓度不作要求。在线监控设施按 5.1.2 执行

29	万华化学（宁波）热电有限公司	5.2.3	便携式监测设备的校准规范新标准推荐使用便携式傅立叶红外光谱法(HJ1240、HT1330)监测气态污染物，但未规定设备校准周期及质控要求。建议补充“便携式设备需在使用前进行零点校准，并每季度进行标气验证”引用条款:表 3 大气污染物测定方法标准。	原则采纳	文本不修改	HJ1240、HT1330 中有质控措施要求
30	浙江菲达环保科技股份有限公司	附录	将表题“无组织排放控制措施界定”改为“表 A.1 无组织排放控制措施界定”附录 B 在文件正文中未提及。	采纳	见 1 和附录 B	附录 B 调正到附录 A
31	杭州市生态环境局	附录 B	建议补充附录 B 中 RDF 燃料棒的定义。	采纳	见附录 A	原附录 B 调整到附录 A, 已在附录 A 中 增加 RDF 和 DRF 的定义
32	华电电力科学研究院有限公司	附录 B	文中并未提到“附录 B”，建议在文中注明。	采纳	见 1	附录 B 调正到附录 A
33	浙江九寰环保科技有限公司	附录 B	附录 B“其他燃料指的是用生活垃圾、污泥、废纺织物、废塑料等一般工业固废以及 RDF 燃料棒作为替代燃料。”调整为“其他燃料指的是用生活垃圾，污泥、废纺织物、废塑料等一般工业固废，以及 RDF、SRF 等燃料棒作为替代燃料。”	采纳	见附录 A	附录 B 调正到附录 A
34	嘉兴市生态环境局	其他	结合《重点行业移动源监管与核查技术指南》(HJ1321-2023)中重点用车单位运输管理要求，对燃煤电厂增加原辅材料燃料、产品及副产品运输、运输比例要求、厂内运输车辆、厂内非道路移动机械及门禁及视频监控系统相关内容。	不涉及	不属于本标准范围，文本不修改	
35	华电电力科学研究院有限公司	其他	编制说明表 5-4 汞及其化合物的单位应为“mg/N.d.m ³ ”	不涉及	文本不修改	3.5 已明确本标准规定的大气污染物排放浓度限值均以标准状态下的干气体为基准，单位表述时仍为 mg/m ³ 。

8 实施本标准的建议

(1) 加大宣贯培训 随着我国环境质量改善需求不断增加和污染治理技术的进步,制订更加完善的大气污染物排放标准已成为必然趋势。制订标准时,应考虑与现行标准的连续性,设定一定时期的过渡期,让使用企业实施改造或优化运行过程,在标准颁布后应加大宣贯力度,使管理部门和排污单位尽快掌握本标准要求,更好指导环境管理和污染防治实践活动。

(2) 加强日常监督 本标准发布实施后,建议全省各级生态环境主管部门加强对燃煤电厂排污行为的日常监督管理,严格按照法定监测标准和方法开展执法活动,督促排污单位全面稳定达标排放,促进我省环境空气质量持续改善。

(3) 实施激励政策 为调动排污单位积极性,明确环境成本在上网电价中的合理组成并便于环境考核,建议继续执行超低排放电价等环保电价激励政策。