



(12) 实用新型专利

(10) 授权公告号 CN 204574069 U

(45) 授权公告日 2015. 08. 19

(21) 申请号 201520086474. 2

F22B 31/04(2006. 01)

(22) 申请日 2015. 02. 06

(73) 专利权人 浙江大学

地址 310027 浙江省杭州市西湖区浙大路
38 号

(72) 发明人 高翔 郑成航 骆仲泱 倪明江
岑可法 张军 张涌新 翁卫国
施正伦 周劲松 方梦祥 程乐鸣
王勤辉 王树荣 余春江

(74) 专利代理机构 杭州杭诚专利事务所有限公
司 33109

代理人 尉伟敏 侯兰玉

(51) Int. Cl.

F23J 15/00(2006. 01)

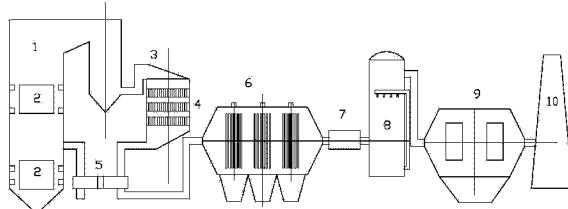
权利要求书1页 说明书5页 附图2页

(54) 实用新型名称

燃煤电站超低排放环保岛系统

(57) 摘要

本实用新型涉及一种燃煤机组烟气超低排放装置,特别涉及一种燃煤电站超低排放环保岛系统。一种燃煤电站超低排放环保岛系统,该系统包括:电站锅炉,用于协同控制烟气中氮氧化物和氧化零价汞的 SCR 脱硝系统,空气预热器,用于协同控制烟气中烟尘、三氧化硫和汞等污染物的静电除尘器,用于协同脱除烟气中二氧化硫、汞、氮氧化物和颗粒物污染物的湿法烟气脱硫系统,用于协同脱除烟气中细颗粒物(PM2.5)、三氧化硫和汞污染物的湿式静电除尘系统,和烟囱几个部分,上述装置通过烟道依次相连。本实用新型在现有脱硫脱硝除尘装置上进行升级改造,达到单一装置同时控制多种污染物,实现多种污染物协同控制的效果,节省了投资费用和运行费用。



1. 一种燃煤电站超低排放环保岛系统,其特征在于该系统包括:

电站锅炉(1),

用于协同控制烟气中氮氧化物和氧化零价汞的 SCR 脱硝系统(3),

空气预热器(5),

用于协同控制烟气中烟尘、三氧化硫和汞等污染物的静电除尘器(6),

用于协同脱除烟气中二氧化硫、汞、氮氧化物和颗粒物污染物的湿法烟气脱硫系统(8),

用于协同脱除烟气中细颗粒物、三氧化硫和汞污染物的湿式静电除尘系统(9),

和烟囱(10)几个部分,电站锅炉(1)、SCR 脱硝系统(3)、空气预热器(5)、静电除尘器(6)、湿法烟气脱硫系统(8)、湿式静电除尘系统(9)

和烟囱(10)通过烟道依次相连;

所述空气预热器分别设有烟气入口和空气入口,烟气入口与 SCR 脱硝系统相连,空气入口与送风机相连,空气经送风机进入空气预热器后利用从 SCR 脱硝系统进入空气预热器的烟气加热,使其预热后进入电站锅炉。

2. 根据权利要求 1 所述的燃煤电站超低排放环保岛系统,其特征在于:静电除尘器(6)与湿法烟气脱硫系统(8)之间的烟道上连接有活性组分注入装置(7)。

3. 根据权利要求 1 或 2 所述的燃煤电站超低排放环保岛系统,其特征在于:电站锅炉内安装有至少 2 组低 NO_x 燃烧器。

4. 根据权利要求 1 或 2 所述的燃煤电站超低排放环保岛系统,其特征在于:所述静电除尘器为干式静电除尘器或低低温电除尘器。

5. 根据权利要求 1 或 2 所述的燃煤电站超低排放环保岛系统,其特征在于:空气预热器与静电除尘器之间的烟道上、湿式静电除尘系统和烟囱的烟道上各设置一个换热器。

燃煤电站超低排放环保岛系统

技术领域

[0001] 本实用新型涉及一种燃煤机组烟气超低排放装置,特别涉及一种燃煤电站超低排放环保岛系统。

背景技术

[0002] 随着经济发展,我国的能源需求持续增加,煤是我国最重要的一次能源,以煤炭为主的能源消费结构在未来相当长的一段时期内将难以根本性改变。然而煤在燃烧过程中产生的大量的烟尘、SO₂、NOx 和汞等多种污染物,大量 SCR 脱硝装置运行后,部分 SO₂转化为 SO₃,不但对环境造成污染,也给电厂的安全运行带来了很大隐患。火电厂是我国第一燃煤大户,2012 年发电消耗煤炭 17.9 亿吨,共排放 SO₂ 约 883 万吨,占全国 SO₂ 排放量的 41.7%; NOx 排放量约 948 万吨,占全国 NOx 排放量的 40.6%;烟尘排放总量约 151 万吨,占全国烟尘排放量的 12.2%。因此,我国在“十二五”提出了 SO₂减排 8%、NOx 减排 10% 的约束性指标,且提出重点区域到 2015 年汞等重金属排放比 2007 年削减 15% 的控制目标,并颁布了全世界最严格的火电厂大气污染物排放标准 (GB 13223-2011),规定汞及其化合物 0.03mg/Nm³,烟尘 30mg/Nm³,二氧化硫 200(现有机组)/100(新建机组)mg/Nm³,氮氧化物 100mg/Nm³ 的排放标准。2013 年 2 月 27 日,国家环保部发布了《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》,要求京津冀、长三角、珠三角等“三区十群”19 个省(区、市)47 个地级及以上城市等重点控制区的火电等六大行业执行大气污染物特别排放限值。

[0003] 截至 2013 年 4 月,全国火电脱硫机组总装机容量达 7.188 亿千瓦,主要采用湿法烟气脱硫技术,目前也开发了新型高效吸收塔,以进一步提高脱硫效率(相关的专利如 US6550751B1, ZL200810003528, ZL200610200285)。采用“双塔”脱硫改造技术,脱硫效率可达 99% 以上;利用托盘塔脱硫技术,可现实脱硫效率提高 3% 以上。

[0004] 目前燃煤电站氮氧化物控制技术主要包括低氮燃烧技术和选择性催化还原 (SCR) 技术。低氮燃烧技术可从源头控制氮氧化物生成,且经济性较好,通过低氮燃烧技术可实现氮氧化物排放达到 300 mg/Nm³ 以下,部分大型燃煤机组排放可达到 200 mg/Nm³。但仅依靠低氮燃烧技术无法满足目前严格的排放要求。SCR 技术是目前最主流的炉后烟气脱硝技术,该技术脱硝效率可达 80% 以上,我国在国家政策和科技项目支撑下,SCR 脱硝技术突破了多项技术瓶颈,逐步实现了国产化。一直被国外垄断的 SCR 脱硝催化剂生产技术已取得重大突破(相关专利如 ZL201210051993.6, ZL200910087773.7, CN201020635943.9 等),已有多家企业建立了 SCR 脱硝催化剂生产线。同时通过高效喷氨混合装置及 SCR 反应器优化技术(相关专利如 ZL201020194901.6, CN200910104470.1, ZL200910089817.X 等),进一步提升 NOx 脱除效率。通过 SCR 脱硝技术可实现 NOx 排放达到或接近 30 mg/Nm³,如如浙能乐清电厂 660 MW 机组采用 SCR 高效脱硝技术后;国外脱硝技术也取得较好发展,日本矶子电厂 2×600 MW 机组,采用 SCR 脱硝技术后,氮氧化物排放浓度为 22 mg/Nm³。

[0005] 国内外燃煤烟气颗粒物脱除技术主要包括静电除尘技术、袋式除尘技术及电袋复合除尘技术。袋式除尘技术及电袋复合除尘技术对颗粒物脱除效率高达 99.9% 以上,可达

到烟尘质量浓度低于 20 mg/Nm^3 的排放指标,但其存在运行压损大,滤袋更换成本高、处理困难、长期运行稳定性差等劣势,在大型燃煤电站应用相对较少。静电除尘技术是大型燃煤电站烟气烟尘治理应用最广的技术,常规静电除尘器对 PM_{10} 可达到 99.8% 以上的脱除效率,而对细颗粒的脱除效率相对较低。近年来国内外研发出一系列静电除尘改造增效专利技术,如低低温电除尘技术(CN201310288968)、移动电极技术(CN201310640370)、烟尘凝并技术(CN1390157A)、烟气调质技术(CN 201110109663)、新型高效节能电源技术等,可实现常规静电除尘器出口烟尘排放浓度小于 30 mg/Nm^3 ,美国 Walson 电厂 250MW 机组采用 Indigo 颗粒双极荷电凝并技术可实现烟尘排放浓度下降 30~60%,排放浓度降至 18.8 mg/Nm^3 。美国巴威公司的研究表明联合布袋除尘 / 湿法脱硫 / 湿法电除尘总的 PM 可降到 16.1 mg/Nm^3 。东京电力公司 Hitachinaka 电厂 1000MW 机组采用低低温电除尘器烟尘排放浓度保持在 10 mg/m^3 以下。但干式静电除尘已无法满足更高的排放限值要求,湿式静电除尘技术克服了反电晕、二次扬尘等干式电除尘难以解决的关键问题,可实现 $\text{PM}_{2.5}$ 的深度脱除。

[0006] 虽然国内外对脱硫脱硝除尘有一定研究,也有部分燃煤电厂的单项污染物排放值达到了天然气机组排放标准,但国内还没有硫、硝、尘等指标全面达到天然气机组排放标准的燃煤机组,且现有设备只对特定污染物有脱除效果,如 SCR 脱硝装置仅能脱除烟气中氮氧化物,对其他污染物没有控制效果,单一脱除导致设备脱除压力大。

实用新型内容

[0007] 本实用新型旨在克服现有技术中设备脱除效果单一、排放浓度高等不足之处,实现燃煤机组烟气污染物超低排放,提供一种燃煤电站超低排放环保岛系统。

[0008] 本实用新型解决其技术问题所采用的技术方案是:

[0009] 一种燃煤电站超低排放环保岛系统,该系统包括:

[0010] 电站锅炉,

[0011] 用于协同控制烟气中氮氧化物和氧化零价汞的 SCR 脱硝系统,

[0012] 空气预热器,

[0013] 用于协同控制烟气中烟尘、三氧化硫和汞等污染物的静电除尘器,

[0014] 用于协同脱除烟气中二氧化硫、汞、氮氧化物和颗粒物污染物的湿法烟气脱硫系统,

[0015] 用于协同脱除烟气中细颗粒物($\text{PM}_{2.5}$)、三氧化硫和汞污染物的湿式静电除尘系统,

[0016] 和烟囱几个部分,上述装置通过烟道依次相连;

[0017] 所述空气预热器分别设有烟气入口和空气入口,烟气入口与 SCR 脱硝系统相连,空气入口与送风机相连,空气经送风机进入空气预热器后利用从 SCR 脱硝系统进入空气预热器的烟气加热,使其预热后进入电站锅炉。

[0018] 本实用新型的工作原理如下:烟气中氮氧化物在 SCR 脱硝系统内的催化剂作用下与氨气反应生成氮气,而后在湿法烟气脱硫系统中与活性组分注入装置加入的活性组分在湿法烟气脱硫系统的协同控制作用下脱除;烟气中二氧化硫在湿法烟气脱硫系统中与石灰石发生反应,变成石膏后脱除;烟气中三氧化硫在静电除尘装置中附着在飞灰表面,被电除尘器协同脱除,在湿式电除尘器中变成液态,进一步在湿式静电除尘系统中协同控制;颗粒

物在静电除尘器中除去大颗粒物，在湿式电除尘器中脱除细颗粒物；烟气中汞在 SCR 脱硝系统中被协同氧化，进一步在活性组分注入装置中氧化，在湿法烟气脱硫系统和湿式静电除尘系统被协同脱除。通过以上各种组分的协同控制作用，从而达到燃煤电站烟气污染物超低排放指标。

[0019] 作为优选，静电除尘器与湿法烟气脱硫系统之间的烟道上连接有活性组分注入装置。活性组分注入装置用于向烟气中注入活性分子，氧化烟气中 NO 及零价 Hg，通过后续污染物控制设备协同控制。

[0020] 作为优选，电站锅炉内安装有至少 2 组低 NO_x 燃烧器。

[0021] 作为优选，空气预热器与静电除尘器之间的烟道上、湿式静电除尘系统和烟囱的烟道上各设置一个换热器。

[0022] 本实用新型的系统使燃煤电站主要大气污染物 (PM、SO₂、NO_x) 排放指标达到超低排放水平。本实用新型为了控制排烟中汞浓度，所述 SCR 脱硝系统采用具有脱汞协同控制的脱硝催化剂，使烟气中零价汞氧化为二价汞，进一步在湿法烟气脱硫系统中脱除，从而达到协同控制的目的。所述 SCR 脱硝系统在氨气还原剂和 SCR 催化剂的作用下脱除烟气中氮氧化物。

[0023] 所述静电除尘器利用高压电场使烟气发生电离，气流中的粉尘荷电在电场作用下与气流分离，从而达到除尘的目的。优选的，所述静电除尘器为干式静电除尘器，可为常规电除尘器，也可为低于酸露点的低低温电除尘器。

[0024] 由于部分二氧化硫在 SCR 脱硝系统作用下氧化成三氧化硫，使烟气中三氧化硫显著增加，为了控制排烟硫氧化物浓度，优选的，所述静电除尘器具有三氧化硫协同控制作用。

[0025] 所述湿法烟气脱硫系统采用石灰石 - 石膏湿法脱硫工艺，具有二氧化硫、汞、氮氧化物、细颗粒物等污染物协同控制作用。优选的，在湿法脱硫系统前置活性组分注入装置用于向烟气中注入活性组分，使烟气中未反应的一氧化氮 (NO) 转化为二氧化氮 (NO₂)，使未反应的单质汞 (Hg⁰) 氧化成二价汞 (Hg²⁺)，使其在脱硫塔中脱除，达到协同脱除的作用。

[0026] 所述湿式静电除尘器利用高压静电对含湿烟气进行荷电，协同脱出烟气中细颗粒物 (PM2.5)、三氧化硫和汞。优选的，所述湿式静电除尘器出口颗粒物浓度小于 5mg/m³。

[0027] 进一步优选的，所述湿式静电除尘器可根据烟气条件选择是否采用烟气换热装置，该烟气换热装置通过去离子水作为介质，利用空气预热器出口部分烟气对湿式静电除尘器后的净烟气进行加热，使排烟温度达到露点之上，以达到减少腐蚀等作用。

[0028] 本实用新型与现有技术相比具有的有益效果：

[0029] 1) 在现有脱硫脱硝除尘装置上进行升级改造，达到单一装置同时控制多种污染物，实现多种污染物协同控制的效果，节省了投资费用和运行费用；

[0030] 2) 可根据电厂烟气条件灵活选择脱硫、脱硝、除尘技术组合，如催化剂功效、添加剂种类、活性组分种类、是否采用换热器等技术手段；

[0031] 3) 污染物脱除效率高，各种污染物出口浓度达到 PM<5mg/Nm³，SO₂<35mg/Nm³，NO_x<50mg/Nm³ 的排放标准。

附图说明

- [0032] 图 1 是本实用新型的结构示意图；
[0033] 图 2 是实施例 1 的结构示意图；
[0034] 图 3 是实施例 2 的结构示意图；
[0035] 图中：1、电站锅炉，2、低 NO_x 燃烧器，3、SCR 脱硝系统，4、脱硝催化剂，5、空气预热器，6、静电除尘器，7、活性组分注入装置，8、湿法烟气脱硫系统，9、湿式静电除尘系统，10、烟囱，11、换热器。

具体实施方式

[0036] 下面通过具体实施例，并结合附图，对本实用新型的技术方案作进一步的具体说明。应当理解，本实用新型的实施并不局限于下面的实施例，对本实用新型所做的任何形式上的变通和 / 或改变都将落入本实用新型保护范围。

[0037] 如图 1 所示的一种燃煤电站超低排放环保岛系统，该系统包括：电站锅炉 1，用于协同控制烟气中氮氧化物和氧化零价汞的 SCR 脱硝系统 3，空气预热器 5，用于协同控制烟气中烟尘、三氧化硫和汞等污染物的静电除尘器 6，用于协同脱除烟气中二氧化硫、汞、氮氧化物和颗粒物污染物的湿法烟气脱硫系统 8，用于协同脱除烟气中细颗粒物、三氧化硫和汞污染物的湿式静电除尘系统 9，和烟囱 10 几个部分，上述装置通过烟道依次相连；所述空气预热器分别设有烟气入口和空气入口，烟气入口与 SCR 脱硝系统 3 相连，空气入口与送风机相连，空气经送风机进入空气预热器后利用从 SCR 脱硝系统进入空气预热器的烟气加热，使其预热后进入电站锅炉。静电除尘器 6 与湿法烟气脱硫系统 8 之间的烟道上连接有活性组分注入装置 7。电站锅炉内安装有 2 组低 NO_x 燃烧器 2。

[0038] SCR 脱硝系统 3 中内设有以模块的形式安装的脱汞协同控制脱硝催化剂 4，催化剂为一层或多层；静电除尘器 6 为常规电除尘器或低低温电除尘器；所述湿法烟气脱硫系统 8 前置活性组分注入装置 7，烟气从静电除尘器 6 出来后进入活性组分注入装置 7 中加入活性组分；所述湿法烟气脱硫系统 8 采用石灰石 - 石膏湿法烟气脱硫工艺。

[0039] 空气预热器 5 利用从 SCR 脱硝系统 3 中出来的烟气加热空气，送入锅炉中利用低氮燃烧技术燃烧煤。煤燃烧后形成烟气进入 SCR 脱硝系统 3 烟气在 SCR 脱硝系统内的硝汞协同控制脱硝催化剂 4 和氨气作用下，其中大部分氮氧化物被脱除，零价汞被氧化成二氧化汞。烟气通过空气预热器 5 进入静电除尘器 6，该装置可脱除烟气中大部分烟尘、部分三氧化硫和汞。烟气从静电除尘器 6 排出后进入湿法烟气脱硫系统 8，可根据污染物脱除情况选择前置活性组分注入装置 7，根据烟气条件选择加入活性组分和数量，用于氧化一氧化氮和零价汞。而后烟气进入湿法烟气脱硫系统 8，可选择性配置添加剂加入种类，用以协同脱除烟气中大部分二氧化硫、汞、氮氧化物及细颗粒物。烟气从湿法烟气脱硫系统 8 出口进入湿式静电除尘系统 9 后，通过该系统各参数协同脱除烟气中细颗粒物、三氧化硫、汞等污染物。可根据三氧化硫浓度选择加入换热器，布置在空气预热器后、湿式电除尘器后，利用空气预热器出口烟气加热换热器中介质去离子水，而后通过去离子水加热湿式电除尘器出口烟气，最后通过烟囱排入大气。

[0040] 实施例 1

[0041] 电厂甲现有的燃煤机组环保设施是由锅炉、SCR 脱硝装置、空气预热器、干式静电除尘器、吸收塔和烟囱依次连接而成的，该电厂燃烧高硫煤。

[0042] 本发明人利用本实用新型对该电厂的烟气净化系统进行改造,改造后的燃煤电站超低排放环保岛系统结构如图 2 所示,包括通过烟道依次相连的电站锅炉 1, SCR 脱硝系统 3, 空气预热器 5, 静电除尘器 6, 湿法烟气脱硫系统 8, 湿式静电除尘系统 9 和烟囱 10 几个部分, 空气预热器上分别设有烟气入口和空气入口, 烟气入口与 SCR 脱硝系统 3 相连, 空气入口与送风机相连, 空气经送风机进入空气预热器后利用从 SCR 脱硝系统进入空气预热器的烟气加热, 使其预热后进入电站锅炉。静电除尘器 6 与湿法烟气脱硫系统 8 之间的烟道上连接有活性组分注入装置 7。电站锅炉内安装有 2 组低 NO_x 燃烧器 2。空气预热器与静电除尘器之间的烟道上、湿式静电除尘系统和烟囱的烟道上各设置一个换热器 11。

[0043] 该电厂电站锅炉在 SCR 脱硝系统 3 中采用硝汞协同控制氮氧化物和汞, 在空气预热器 5 的出口增设换热器 11, 降低烟气温度, 从而提高了低低温静电除尘器 6 除尘效率, 同时低低温静电除尘器 6 协同控制烟气中三氧化硫, 在活性组分注入装置 7 中加入活性组分, 湿法烟气脱硫系统 8 中脱硫, 同时协同控制氮氧化物和汞, 在湿式电除尘系统 9 中脱除细颗粒物, 同时协同控制三氧化硫和汞。运行稳定后, 测得烟囱出口中颗粒物浓度为 2.9 mg/Nm³, 氮氧化物浓度为 36.4 mg/Nm³, 二氧化硫浓度为 27.1 mg/Nm³, 低于燃气排放标准 (PM<5 mg/Nm³, SO₂<35 mg/Nm³, NO_x<50 mg/Nm³)。

[0044] 实施例 2

[0045] 电厂乙, 根据该厂烟气条件, 本发明人利用本实用新型对该电厂的烟气净化系统进行改造, 改造后的燃煤电站超低排放环保岛系统结构如图 3 所示, 包括通过烟道依次相连的电站锅炉 1, SCR 脱硝系统 3, 空气预热器 5, 静电除尘器 6, 活性组分注入装置 7, 湿法烟气脱硫系统 8, 湿式静电除尘系统 9 和烟囱 10 几个部分, 空气预热器分别设有烟气入口和空气入口, 烟气入口与 SCR 脱硝系统 3 相连, 空气入口与送风机相连, 空气经送风机进入空气预热器后利用从 SCR 脱硝系统进入空气预热器的烟气加热, 使其预热后进入电站锅炉。

[0046] 该电厂锅炉采用空气和燃料分级低 NO_x 燃烧技术, 在 SCR 脱硝系统 3 中采用硝汞协同控制氮氧化物和汞, 静电除尘器 6 协同控制烟气中三氧化硫和颗粒物, 在活性组分注入装置 7 中加入活性组分, 湿法烟气脱硫系统 8 中脱硫, 同时协同控制氮氧化物和汞, 在湿式电除尘器 9 中脱除细颗粒物, 同时协同控制三氧化硫和汞。运行稳定后, 测得烟囱出口中颗粒物浓度为 3.1 mg/Nm³, 氮氧化物浓度为 27.5 mg/Nm³, 二氧化硫浓度为 18.6 mg/Nm³。

[0047] 以上所述的实施例只是本实用新型的一种较佳的方案, 并非对本实用新型作任何形式上的限制, 在不超出权利要求所记载的技术方案的前提下还有其它的变体及改型。

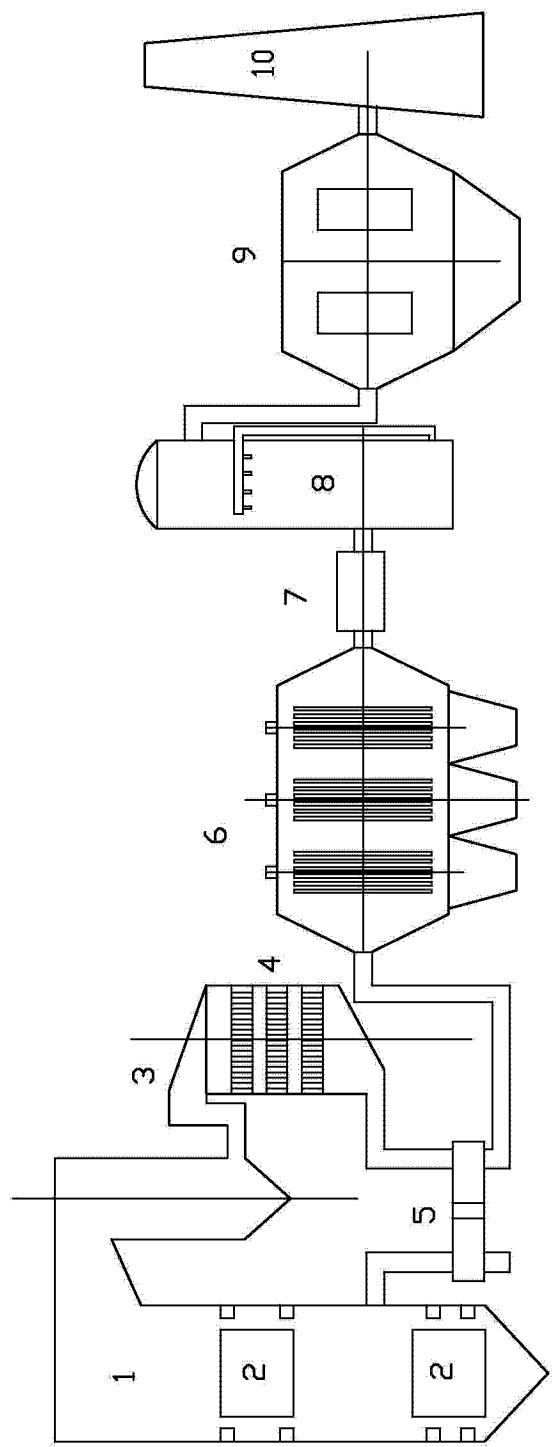


图 1

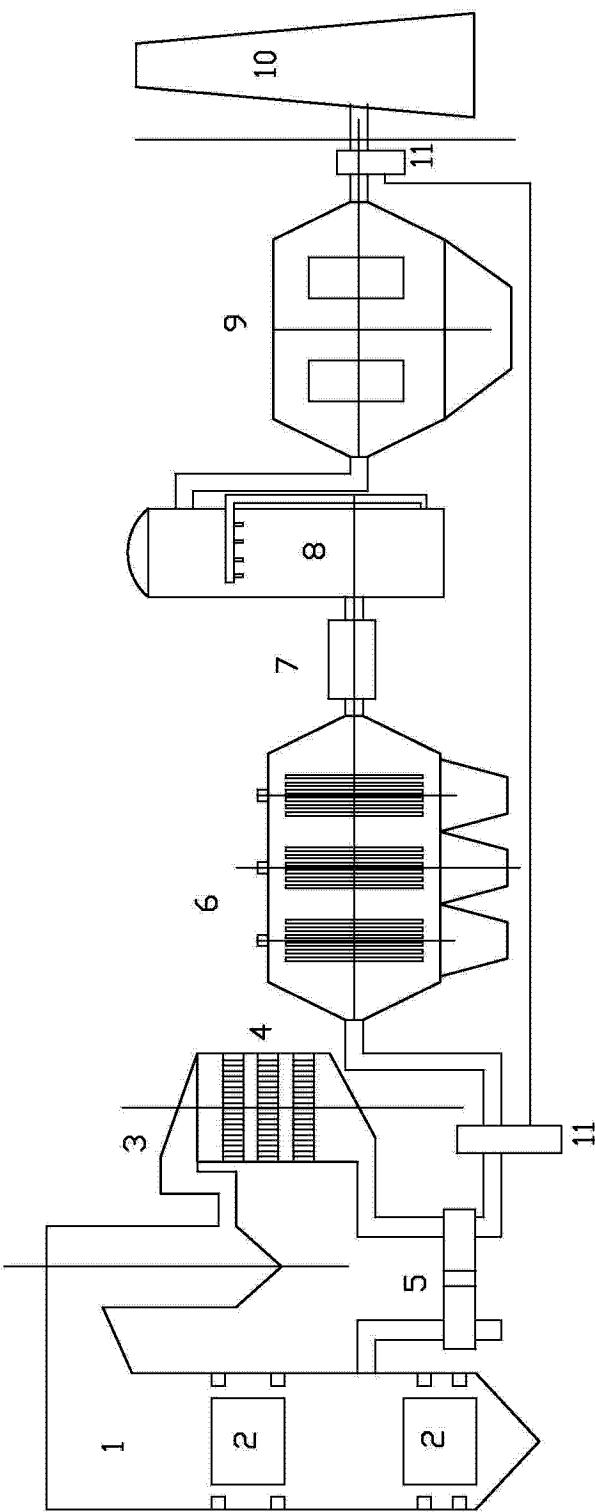


图 2

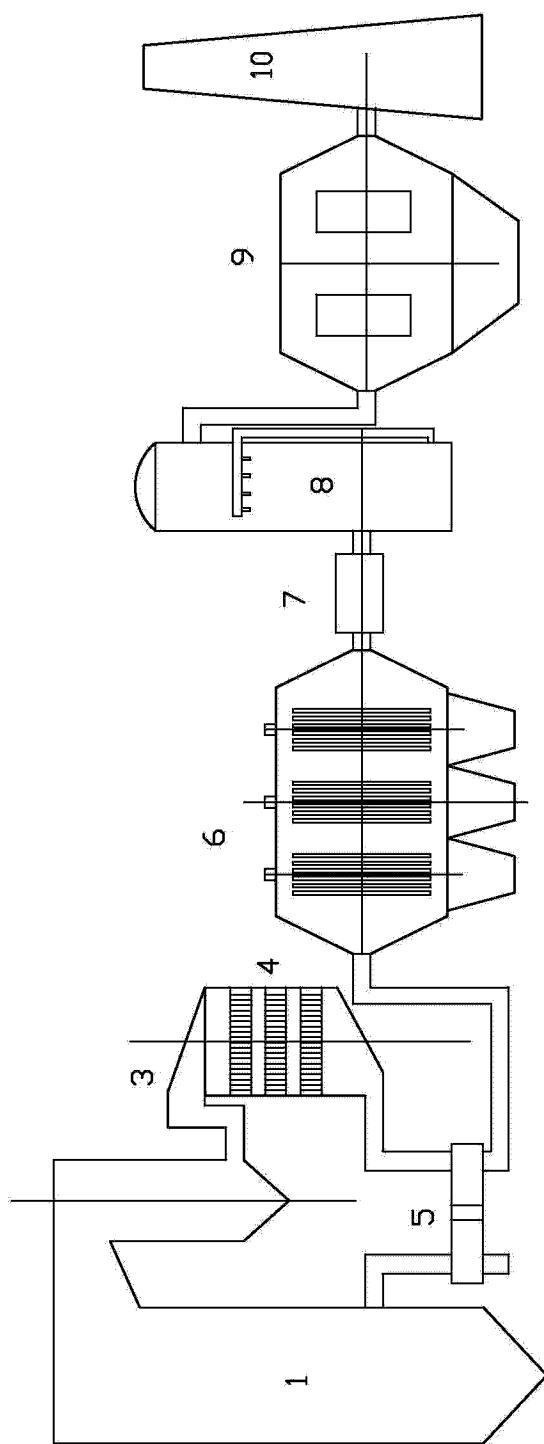


图 3