



推荐阅读:

[广西城市污水处理厂污泥产生及处置现状分析](#)

[平顶山市煤矿区土壤重金属污染程度评价](#)

[基于灰色关联分析法的宜昌市空气质量影响因素分析](#)

[废旧锂离子电池流向及管理现状调研](#)

[生物法处理气态污染物的研究现状与应用前景](#)

[环境敏感区农村生活污水处理工艺设计案例分析](#)

[氨法脱硫+低温 SCR 脱硝工艺在焦炉烟气净化中的应用](#)

[反渗透双膜工艺处理印染废水研究进展](#)

[重金属污染土壤修复技术研究进展](#)

[基于 SARIMA 模型的二氧化氮时间序列预测研究](#)

[碳基功能材料在土壤修复中的应用](#)

[虾蟹壳对水中刚果红吸附性能的研究](#)

[农村生活垃圾生物质热解和燃烧气相数值模拟](#)

[基于灰色 GM\(1, 1\)模型的成都市大气污染物浓度预测](#)

[江苏省非道路移动源大气污染排放清单研究](#)

[欧盟 15 国污水污泥产生量与处理处置方法对比](#)

[基于 Hydrus-1D 的粉煤灰堆场 Cr\(VI\)在包气带中迁移规律的研究](#)

[工业废水活性炭深度处理的研究](#)



移动扫码阅读

夏刚,吴其荣,周川雄,等. 燃煤电厂超低排放要求下的技术经济性分析[J]. 能源环境保护,2020,34(4): 68-75.

XIA Gang, WU Qirong, ZHOU Chuanxiong, et al. Technology and economic analysis of coal-fired power plants under the requirements of ultra-low emission[J]. Energy Environmental Protection, 2020, 34(4): 68-75.

燃煤电厂超低排放要求下的技术经济性分析

夏刚¹, 吴其荣^{1,2,*}, 周川雄¹, 赵培超¹, 杜云贵²

(1. 国家电投集团远达环保工程有限公司, 重庆 401122; 2. 重庆大学, 重庆 400044)

摘要:总结了国内在脱硝、脱硫、深度除尘等方面的主要超低排放控制技术, 结合 300 MW、600 MW、1 000 MW 燃煤机组超低排放改造工程案例, 分析了影响超低排放控制工艺投资和运行成本的因素。结果表明:设备购置费是控制投资成本的关键因素;运行成本主要由设备维护费、人工成本、消耗性指标构成,消耗性指标的占比最大;随着发电装备和污染治理技术的进步,脱硝、脱硫项目单位污染物的建设和运行成本大幅下降,但投资成本却随着超低排放改造要求及人力成本的提高而上升。

关键词:燃煤电厂;超低排放;脱硫脱硝;投资成本;运行成本

中图分类号:X701

文献标识码:A

文章编号:1006-8759(2020)04-0068-08

Technology and economic analysis of coal-fired power plants under the requirements of ultra-low emission

XIA Gang¹, WU Qirong^{1,2,*}, ZHOU Chuanxiong¹, ZHAO Peichao¹, DU yungui²

(1. State Power Investment Corporation Yuanda Environmental Protection Engineering Co., Ltd., Chongqing 401122, China; 2. Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: The main domestic ultra-low emission control technologies regarding denitrification, desulfurization, and advanced dedusting were summarized. Combined with ultra-low emission reconstruction projects of 300 MW, 600 MW, and 1,000 MW coal-fired units, the factors affecting the investment and operating costs of ultra-low emission control technology were analyzed. The results show that equipment purchase cost is the key factor to control investment costs. Operating costs are mainly composed of equipment maintenance fees, labor costs, and expendable indicators, and expendable indicators accounts for the largest proportion. With the development of power generation equipment and pollution control technology, the construction and operation costs of denitrification and desulfurization project per unit pollutants dropped significantly, but the investment cost increased with the higher requirements of ultra-low emission transformation and labor costs.

Key Words: Coal-fired power plant; Ultra-low emission; Desulfurization and denitrification; Investment costs; Operating costs

0 引言

为应对日益严重的大气污染问题,近年来我

国出台了一系列政策和措施。自环保部 2011 年颁布《火电厂大气污染物排放标准(GB13223—2011)》开始,2013 年再次颁布了《关于执行大气

收稿日期:2020-07-09

基金项目:重庆市技术创新与应用示范专项项目(No. cstc20168jscx-mszdX0088)

第一作者简介:夏刚(1969-),男,贵州遵义人,本科,高级工程师,长期从事电厂环保技术研究与管理工作。E-mail:Xiagang@spic.com.cn

通信作者简介:吴其荣(1984-),男,安徽枞阳人,博士,正高级工程师,主要从事大气污染治理技术研究工作。E-mail:wqr20021@126.com

污染物特别排放限值的公告》,掀开了大气污染治理力度加强的序幕。同年,国务院出台了《大气污染防治行动计划》(大气十条),随后国家发改委、环保部、国家能源局又先后联合印发了《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》(2014 年 2093 号文)和《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),一系列政策和措施的出台全面促进了我国大气环保技术的高速发展^[1-3]。2014 年 9 月 12 日国家发展改革委、环保部、能源局三部门联合印发《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》,行动计划明确了烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10 mg/Nm³(部分地区为 5 mg/Nm³)、35 mg/Nm³、50 mg/Nm³(基准氧含量 6%条件下)的“超低排放”要求^[4]。目前,超低排放已成为我国大气污染治理领域的主要发展方向。

为达到超低排放的要求,大气污染治理的各种技术也得到大力发展,由于超低排放改造中粉尘的脱除主要是对原有除尘器的优化改进,部分电厂采用了湿式电除尘(WESP)技术,但越来越多的电厂开始直接采用脱硫系统协同除尘的技术路线,因此本文重点对脱硫脱硝及湿式电除尘技术及其经济性进行了分析。脱硫、脱硝技术难以借助其他污染物脱除设备或新工艺进行协同脱除,超低排放改造依然主要依靠各污染物脱除设备自身的效果,因此研究方向仍集中在原有设备的提效研究上。比如基于石灰石-石膏湿法脱硫技术的单塔 SPC-3D 技术、BFI 技术、U 型塔技术、串联塔技术、双循环技术,基于 SCR 技术的 SCR 提效技术、SNCR+SCR 协同脱硝技术等^[4-5]。

此外,随着各种技术的不断发展,各种技术的投资和运行成本也存在着较大差异,合理选择不同污染物的脱除技术路线,有效控制投资和运行成本是我国在巨大环保压力下面临的难点。本文首先对我国现役燃煤电厂的主流脱硫、脱硝及深度除尘等超低排放技术进行了总结分析,结合主流超低排放改造技术路线分析了超低排放改造相应的投资、运行成本,并对其关键影响因数进行了分析,结果对研究燃煤电厂的超低排放改造及技术发展具有一定的借鉴意义。

1 低排放控制主要技术

1.1 脱硝技术

我国燃煤电厂的脱硝技术主要包括燃烧前脱

硝和燃烧后脱硝技术,其中燃烧前脱硝技术一般采用低氮燃烧技术,燃烧后脱硝技术一般包括 SCR(选择性催化还原法)、SNCR(选择性非催化还原法)或 SCR+SNCR 联合脱硝技术。SCR 脱硝技术,即选择性催化还原脱硝技术。烟气自锅炉高温省煤器出口引出,在烟气温度为 300~420 ℃范围内和催化剂催化作用下,还原剂 NH₃与烟气中的 NO_x进行脱硝反应,生成对人体无害的 N₂和 H₂O,NO_x脱除效率可达 90%以上^[6]。SNCR 技术是用 NH₃、尿素等还原剂喷入炉内与 NO_x进行选择性反应,不使用催化剂。还原剂喷入炉膛温度为 850~1 100 ℃的区域,在无催化剂作用下,还原剂(氨水或尿素)迅速热分解成 NH₃并与烟气中的 NO_x进行反应生成 N₂。SNCR 烟气脱硝技术的脱硝效率一般为 25%~50%^[7]。

各技术的应用占比情况见表 1 所示,从表中可以看出,截至 2017 年,中国电力行业的 SCR、SNCR 及 SNCR + SCR 脱硝技术占比分别为 94.20%、3.93%、1.87%。各技术的特点及应用情况见表 2 所示。从表 2 中可以看出,SCR 技术具有稳定的脱硝效率,可以满足常规电厂的超低排放改造,而针对一些入口高浓度 NO_x的燃煤电厂(如 W 火焰锅炉),采用 SNCR 和 SCR 协同技术,也得到了广泛应用,均具有一定的应用业绩,实现了超低排放改造的要求。

表 1 国内火电脱硝技术应用占比^[8-9]

技术类别	占比/%
SCR 脱硝	45.03
SNCR 脱硝	35.97
SCR+SNCR 脱硝	13.20
其他	5.80

表 2 脱硝主要技术^[10-11]

脱硝技术	技术特点	典型业绩
SCR	SCR 扩容后脱硝效率可实现超低排放	弗吉尼亚电厂、Dominion Energy 能源
	可采用精准在线温度测量系统及自动控制系统,600 MW 机组 SNCR 脱硝效率可达 50%以上效率	阳城电厂 6 台 350 MW 机组和 2 台 600 MW 机组
SNCR	从实际项目情况,脱硝效率在 20%~30%	贵州黔西电厂、贵州黔北电厂
低氮燃烧	该技术利用了两个温度段分别进行烟气 NO _x 脱除,脱硝效率可以达到 95%以上,满足超低排放	江苏利港电厂、华能伊敏电厂

1.2 脱硫技术

在燃煤电厂等大型工业,脱硫技术仍然是以湿法脱硫技术为主。石灰石-石膏湿法脱硫采用石灰石浆液作为吸收剂,烟气经除尘器去除主要粉尘后进入吸收塔,并从塔底向上流动,石灰石浆液由上向下喷淋,烟气中的 SO₂与吸收剂充分接触反应,生成亚硫酸钙沉淀物落入浆液池,亚硫酸钙与氧化空气反应生成石膏,净化后的烟气从脱硫塔出口排出^[12]。据统计数据显示(表 3),中国电力行业的湿法脱硫技术约占 91.75%,干法脱硫占 3.36%,海水脱硫占 2.35%,其他技术占 2.54%。针对超低排放的改造要求,在传统石灰石-石膏法脱硫技术基础上,结合笔者对现有技术的统计和总结分析,将不同技术的应用情况列于表 4 中。从表中可以看出,目前脱硫改造技术多种多样,但大多仍是基于石灰石-石膏湿法脱硫技术,新技术主要是对其传质效率和运行稳定性进行了提升。文丘里吸收塔、LLB-AIDA 等技术由于运行成本较高,而平流塔、折流塔、鼓泡塔等脱硫效率有限,在超低排放改造中选择较少,而托盘塔、串联塔等技术由于投资和运行成本相对较低,且脱硫效率可达 99%以上,基本能满足我国目前的超低排放改造对脱硫技术的要求,是目前的选择重点。

表 3 国内火电(2017)脱硫技术应用占比^[8-9]

技术类别	占比/%
湿法脱硫(不含海水脱硫)	91.75
干法脱硫	3.36
海水脱硫	2.35
其它	2.54

表 4 脱硫主要技术^[10,13]

脱硫技术	技术特点	典型业绩
基于单/双托盘的喷淋塔	采用托盘技术增强传质,脱硫效率可达 99.4%以上,具有协同除尘作用,脱硫效率、除尘效率(+常规除尘)可以满足超低排放	华能左权电厂 2 号机组、神华国能宁夏煤电鸳鸯湖电厂
	文丘里层吸收塔技术,提高烟气流速,优化塔内流场,增强气液传质效果,脱硫效率可达 99.2%以上	唐山发电厂
	喷淋空塔,塔内加有烟气分布器,脱硫效率可达 99%以上	大唐潮州电厂
LLB-AIDA 技术	脉冲悬浮系统,避免安装机械搅拌器;将浆液氧化和结晶分区	华电莱州发电有限公司 2×1 000 MW 项目

续表

脱硫技术	技术特点	典型业绩
串联塔	烟气在两个塔内逆流和顺流吸收,脱硫效率可达 99.6%,脱硫和协同除尘效率可以满足超低	重庆华能珞璜 2×360 MW 机组
高速平流塔	卧式塔、烟气平流,投资省,脱硫率约 80%,无法达到超低排放的要求	太原发电厂 300 MW 燃煤机组
喷淋塔	有圆塔和方塔两种,与常规喷淋塔技术相当	外高桥电厂 2×300 MW 机组
鼓泡塔	无喷淋循环泵、烟气直接进入浆池脱硫,单塔脱除效率低,多塔串联阻力大,在国内部分项目已被改造为喷淋塔	国华台山 600 MW 机组,华能淮阴 2×300 MW 机组
折流塔	喷淋塔内设置隔板,与常规喷淋塔技术相当	定州电厂 2×300 MW 机组

1.3 除尘技术

在超低排放实施前,燃煤电厂普遍采用了电除尘技术进行了除尘,相关技术发展也十分成熟。随着超低排放的提出,粉尘的达标排放成为研究的重点。针对原有电除尘能力不足的问题,一般采用对原有电除尘器进行提效技术。对于终端的粉尘排放技术,在超低排放实施初期,由于对现在环保系统的协同除尘能力了解不清晰,较多项目采了湿式电除尘技术,后期随着对脱硫塔的协同除尘技术研究,其协同除尘能力得到大幅提升。由此形成了以脱硫塔协同除尘为核心的协同除尘技术路线。从表 5 中可以看出,湿式电除尘技术和协同除尘技术均可满足超低排放的要求,但实际应用中由于湿式电除尘技术可以更好地脱除 SO₃等超细颗粒等,因而对于此类污染物脱除需求时具有一定适用性,但脱硫协同除尘技术由于其与原有脱硫系统一并改造,其在投资和运行成本上具有一定优势,已成为目前燃煤电厂的首选,且其成本一般纳入脱硫系统改造中。因此,本文仅对湿式电除尘技术的投资和运行成本进行分析^[14-15]。

表 5 深度除尘技术

深度除尘技术	技术特点	典型业绩
湿式电除尘技术	在脱硫塔后新增湿式电除尘器,进一步降低粉尘的排放,其脱除效率可达 80%以上	嘉华电厂、舟山电厂等
脱硫塔协同除尘技术	通过采用强化传质构件和高效除雾器等,加强对粉尘的协同脱除效率,其脱除效率可达 80%以上	上海漕泾电厂

续表		
深度除尘技术	技术特点	典型业绩
电除尘器提效技术	高效电源电除尘、低低温电除尘、超净电袋复合除尘、袋式除尘及移动电极电除尘等技术,可实现脱硫塔入口粉尘浓度小于 30 mg/Nm ³	华润热电

2 影响技术成本的关键因素分析

我国在较长一段时间内燃煤发电仍然会占主导地位,国内燃煤电厂普遍存在的煤质复杂、平均发热量与挥发分偏低、硫分偏高等问题,二氧化硫、氮氧化物的原始生成浓度较高。因此,电力行业污染物治理技术将仍以二氧化硫、氮氧化物减排为主^[16]。由于脱硫脱硝机组的经济成本受地区消费水平、煤质来源、项目配置、机组规模及一些商业因素影响,难以进行全面的统计,因此,本文通过集中选择典型机组数据进行对比分析,在经济性分析时,采用了相近区域的相同煤质机组,以减少因区域性差异带来的误差。

2.1 SCR 技术

2.1.1 投资成本

SCR 脱硝工艺一般主要由 SCR 反应器及催化剂、烟道系统、氨储存供应系统、氨喷射及混合系统(AIG)、控制系统、电气系统等部分组成。其不同燃煤机组容量上的投资成本见图 1 所示,可以看出,不同机组的设备购置费占总投资的约 70%,建筑及安装工程费用普遍约 12%~29.5%,技术服务费用约占 4.8%~11.8%,其他费用占 1.2%~3.0%,设备购置费是影响脱硝系统主要因素。其中,设备购置费中催化剂的采购成本较高。因此,对于脱硝系统的成本控制,应重点关注设备购置费。

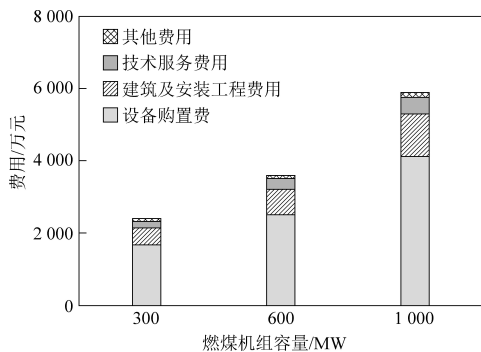


图 1 SCR 脱硝系统投资占比

2.1.2 运行成本

某典型项目 2×600 MW 机组 SCR 脱硝运行成

本如表 6 所示,从表中可以看出,在 SCR 脱硝系统中,运行成本主要有液氨、蒸汽、人工成本、设备维护费、电耗五部分构成;从图 2 中可以看出,在 SCR 脱硝系统中各项运行成本的差异,液氨成本占比达到 69%,是影响运行成本的主要影响,其它影响因素由大到小为蒸汽成本>设备维护费>电力>人工成本;因此,降低液氨消耗量是降低 SCR 脱硝系统运行成本的关键。

表 6 SCR 系统运行成本

名称		数量	备注
烟气流量(万 Nm ³ /h)		230	/
NO _x (mg/Nm ³)		350	/
占地面积(m ²)		400	/
EPC 投资(万元)		8 600	/
设计指标	脱硝效率(%)	86	/
	NO _x (mg/Nm ³)	<50	按超低排放要求设计
	液氨耗量(t/h)	0.27	/
	蒸汽耗量(t/h)	0.94	/
	年总蒸汽耗量(t/a)	7 520	按年运行 8 000 小时计算
	总电耗(kWh)	1 320 000	/
年运行总费用(万元/年)		1 889.2	/
其中	液氨	1 296	液氨:3 000 元/t
	蒸汽	300.4	蒸汽费:200 元/吨
	电力	92.4	电费:0.35 元/kWh
	设备维护费	120.4	/
	人工成本	80	/

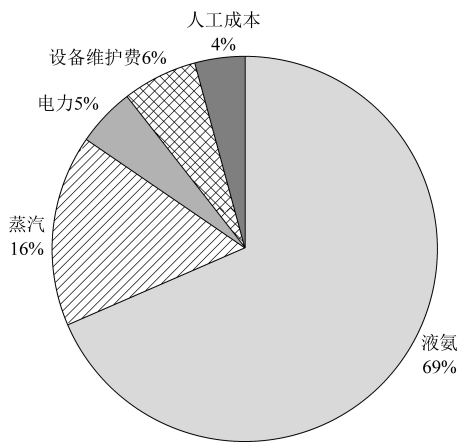


图 2 SCR 脱硝系统运行费用占比

2.2 SNCR 技术

2.2.1 投资成本

某典型电厂的 SNCR 工艺由还原储槽、多层还原剂喷入装置和与之相匹配的控制仪表等组成,其价格构成见图 3 所示。由表中可以看出,300 MW、660 MW 的 SNCR 脱硝系统中,总投资与

子项成本均相近,说明不同机组的 SNCR 投资费用与机组规模差异较小;各费用占比均约为设备购置费约占总投资的 70%,建筑及安装工程费用约 20%,技术服务费用约占 8%,其他费用占 2%;设备购置费是影响 SNCR 脱硝系统的主要因素。

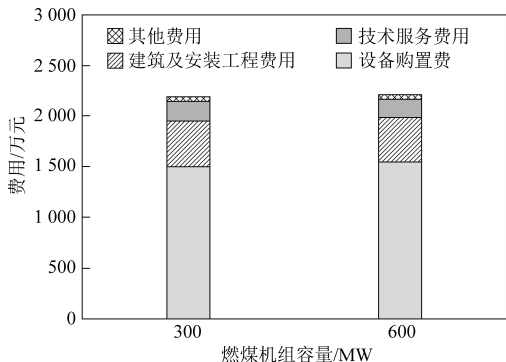


图 3 SNCR 脱硝系统投资占比

2.2.2 运行成本

某典型项目 SNCR 脱硝(760 MW)改造新增运行成本如下表所示,由表 7 和图 4 可以看出:在 SNCR 脱硝系统中,运行成本有尿素、除盐水、人工成本、设备维护费、电耗五部分构成;尿素消耗成本占总成本的比例接近 90%,因此降低尿素消耗量是降低 SNCR 脱硝系统运行成本的关键。特别是随着我国环保安全的要求越来越高,对传统液氨的限制提升,采用尿素作为还原剂已成为发展趋势,开发高效低成本的相关技术进一步降低超低排放成本十分必要。

表 7 SNCR 系统运行成本

表 7 SNCR 系统运行成本			
名称	数量	备注	
烟气流量(万 Nm ³ /h)	513	/	
NO _x (mg/Nm ³)	1 000	/	
占地面积(m ²)	0	/	
EPC 投资(万元)	4 436	/	
设计 指 标	脱硝效率(%)	40	/
	NO _x (mg/Nm ³)	<50	按目前超低排放要求设计
	新增尿素耗量(t/h)	2.71	/
	新增除盐水电耗量(t/h)	42	/
	新增电耗(kWh)	230	按年运行 8 000 小时计算
年运行总费用(万元/年)		5 381.1	/
其中	尿素	4 771.4	尿素:2 200 元/t
	除盐水	403.2	除盐水:12 元/吨
	电力	64.4	电费:0.35 元/kWh
	设备维护费	62.1	/
	人工成本	80.0	/

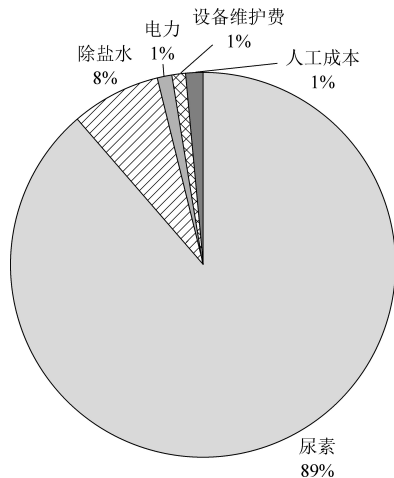


图 4 SNCR 脱硝系统运行费用占比

2.3 湿法脱硫技术

2.3.1 投资成本

石灰石-湿法脱硫系统主要包括吸收剂制备及输送系统、烟气系统、SO₂吸收系统、石膏脱水系统、工艺水及废水处理系统等。本文将不同燃煤机组容量的投资情况见图 5 所示。从图中可以看出,300 MW、660 MW、1 000 MW 脱硫系统中,各费用占比约为设备购置费约占总投资的 67%~71.3%,建筑及安装工程费用普遍约 19.3%~31.3%,技术服务费用约 7.5%~17.5%,其他费用占 2%~3.8%;设备购置费是影响脱硫系统投资的主要因素。

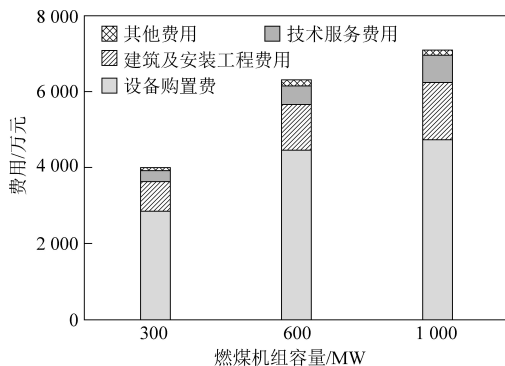


图 5 单塔脱硫系统投资占比

2.3.2 运行成本

某典型项目燃煤机组石灰石-石膏湿法脱硫运行成本如下表 8 所示,可以看出:在湿法脱硫系统中,运行成本主要有电耗、人工成本、设备维护费、水费、脱硫剂消耗费及废水处理费用;在湿法脱硫系统中,电力消耗成本占比超过 50%,是影响运行成本的主要影响,影响运行成本因素由大到小为电力人工成本>设备维护费>水费>脱硫剂消耗费>废水处理费用;为降低脱硫系统运行成本,

可以首先考虑降低电耗。

表 8 湿法脱硫系统的运行成本

		数量	备注
烟气流量(万 Nm ³ /h)		110	/
实际烟气量(万 m ³ /h)		120	/
SO ₂ (mg/Nm ³)		2 000	/
占地面积(m ²)		900	/
EPC 投资(万元)		7 000	/
设计 指 标	脱硫效率(%)	98.25	/
	SO ₂ (mg/Nm ³)	<35	按目前超低排放要求设计
	脱硫剂耗量(t/h)	0.31	/
	水耗(t/h)	31.8	/
	年总水耗(t/a)	254 400	按年运行 8 000 小时计算
	总电耗(kWh)	2 080	/
年运行总费用(万元/年)		1 073	/
其中	脱硫剂	44	石灰石粉;180 元/t
	除盐水	76	水费;3 元/吨
	电力	582	电费;0.35 元/kWh
	设备维护费	111	/
	废水处理	19	/
	人工成本	240	/

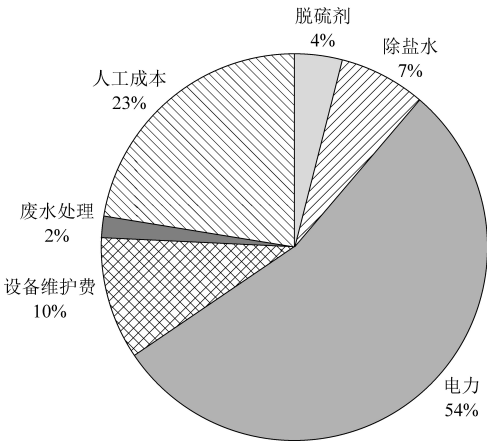


图 6 湿法脱硫系统运行费用占比

2.4 湿式电除尘技术

2.4.1 投资成本

湿电除尘系统主要包括:阳极管组、阴极系统、绝缘子室及高压进线箱系统、冲水系统、电加热系统等。本文将不同燃煤机组容量的湿电的投资情况见图 7 所示。从图中可以看出,300 MW、660 MW、1 000 MW 脱硫系统中,各费用占比约为设备购置费占总投资的 65.9%~71.3%,建筑及安装工程费用普遍约 18.3%~19.7%,技术服务费用约 7.8%~11.9%,其他费用占 2.5%~3.2%;设备购

置费是影响湿电系统投资的主要因素。

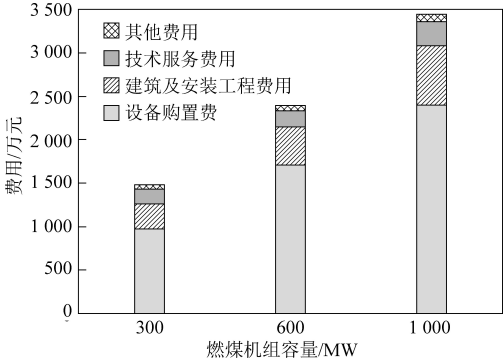


图 7 湿式电除尘系统运行费用占比

2.4.2 运行成本

选择特定地区某典型项目燃煤机组湿式电除尘系统的运行成本如下表 9 所示,可以看出,其运行成本主要包括水耗和电耗,其中电耗占绝对主要因素,这主要是由于其除尘机理确定的。

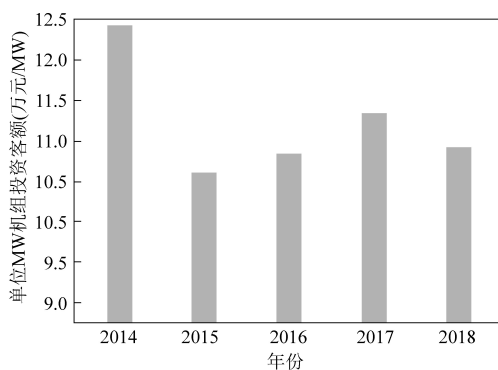
表 9 WESP 运行成本表

名称	数量	备注
烟气流量(万 Nm ³ /h)	220	/
灰尘(mg/Nm ³)	20	/
除尘效率(%)	75	/
EPC 投资(万元)	1 710	/
年总水耗(t/a)	16 000	按年运行 8 000 小时计算
水费(万元/年)	4.8	/
总电耗(kWh)	4 480 000	/
电费(万元/年)	156.8	/
年运行总费用(万元/年)	156.8	冲洗水可作为吸收塔补水

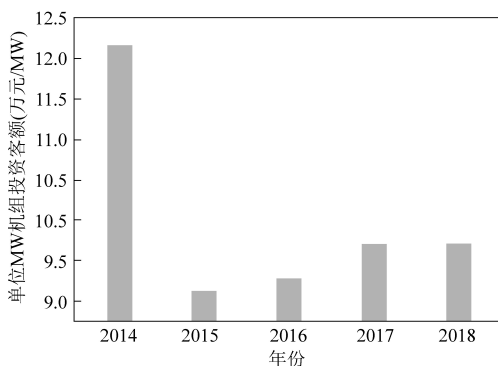
3 投资成本发展趋势

对近年来典型项目脱硫、脱硝和湿式电除尘的投资成本与时间的变化趋势列如图 8 中,从图中可以看出,脱硫系统的投资成本 2014 年较高,这主要是由于 2014 年是我国超低排放的起始年,新技术的投运导致其成本较高,但随着技术的成熟,其成本下降,但同时受到我国近年来人力成本的不断增加,其总成本有少量增加趋势。同时,从图 8(b)中也可以看出,其脱硝装置在 2014 年成本大幅下降,主要是受到催化剂大幅降价等因素,后续受人力成本和催化剂价格回缓,成本不断增加。从图 8(c)可以看出,湿电的投资成本随着时间不断下降,由于 2014 年为超低排放实施的起始年,由于该技术的初步成熟,相关投资成本较高,在后续成熟和市场竞争下,投资成本不断下降。鉴于目前我国的经济和产业状况未发生明显

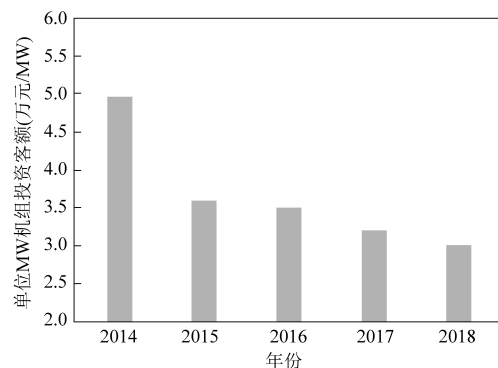
实质性变化,可以预见在人力成本可控的条件下,环保装置的投资成本总体将维持在稳定水平^[16-18]。



(a) 脱硫



(b) 脱硝



(c) 湿式电除尘(WESP)

图8 投资成本变化趋势

4 小结与展望

本文通过对国内主流的脱硫、脱硝超低排放技术路线的分析归纳,结合300 MW、600 MW、1 000 MW燃煤机组工程建设的实际案例,综合讨论了实现超低排放的各项技术,并重点分析了主流技术路线的投资、运行成本,总结分析了影响投资、运行成本的关键因素,得到了以下结论:

(1)通过自主研发和引进消化吸收再创新,国内燃煤电厂大气污染物治理技术总体已达到世界先进水平,部分领域达到世界领先水平,并且具有较多技术可以满足目前的超低排放要求。

(2)通过对SCR、SNCR、湿法脱硫、湿式电除尘等技术的投资、运行成本分析发现,设备购置费是所有技术路线投资成本控制的关键因数;而运行成本则主要由设备维护费、人工成本、消耗性指标等构成,其中消耗性指标占比最大,是主要影响因素,其次是设备维护费。

(3)脱硝、脱硫技术的建设成本和运行成本随着发电装备技术、污染治理技术的创新发展,单位污染物的建设、运行成本均实现了大幅下降;但伴随近年来年的超低排放改造及人力成本提升,其投资成本不断增加,并趋向稳定。湿电技术随着技术的成熟和市场竞争的加大,其投资成本不断下降,同时随着脱硫系统协同除尘技术的不断发展,不采用湿电来满足超低排放也成为主流选择路线之一。

(4)随着环保压力的进一步加大,为解决燃煤电厂在面临超低排放改造的投资和运行成本增加压力,应根据重点组成情况合理选择。同时,可考虑采用一些先进技术来进一步提升燃煤电厂的环保经济性。

参考文献

- [1] 黄治军,王卫群,祁建民,等. 燃煤电站超低排放研究进展[J]. 能源研究与利用, 2017(2): 43-46+50.
- [2] 操斌,张增利,刘天福. 燃煤电厂烟气治理超低排放技术路线[J]. 中国氯碱, 2017(3): 36-38.
- [3] 吴其荣,喻江涛,周川雄,等. 燃煤电厂除雾器技术的应用与发展趋势分析[J]. 四川环境, 2018, 37(5): 125-130.
- [4] 史文峥,杨萌萌,张绪辉,等. 燃煤电厂超低排放技术路线与协同脱除[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(16): 4308-4318+4513.
- [5] 张永忠,甘露,吴其荣. 燃煤锅炉超低排放技术探讨[J]. 能源与环境, 2016(6): 78-79.
- [6] 程元. 燃煤电厂超低排放改造经济性研究[J]. 中国资源综合利用, 2019, 37(12): 101-105.
- [7] 徐灏,尹旭军. 大型燃煤电厂超低排放改造技术经济性分析[J]. 上海节能, 2018(2): 130-135.
- [8] 中电联行业发展与环境资源部. 中电联发布《2017-2018年度全国电力供需形势分析预测报告》[R]. 北京, 2018.
- [9] 赵雪,程茜,侯俊先. 脱硫脱硝行业2017年发展综述[J]. 中国环保产业, 2018(7): 10-24.
- [10] 史文峥,杨萌萌,张绪辉,等. 燃煤电厂超低排放技术路线与协同脱除[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(16): 4308-4318.
- [11] 郑婷婷,周月桂,金圻烨. 燃煤电厂多种烟气污染物协同脱除超低排放分析[J]. 热力发电, 2017, 46(4): 10-15.
- [12] 成新兴,武宝会,周彦军,等. 燃煤电厂超低排放改造方

案及其经济性分析 [J]. 热力发电, 2017, 46 (11): 97-102.

[13] 李庆, 姜龙, 郭玥, 等. 燃煤电厂超低排放应用现状及关键问题 [J]. 高电压技术, 2017, 43 (8): 2630-2637.

[14] Wu Q, Gu M, Du Y, et al. Synergistic removal of dust using the wet flue gas desulfurization systems [J]. Royal Society Open Science, 2019, 6 (7): 181696.

[15] 高晓刚. 筛板脱硫塔协同除尘试验研究 [C]. 2016 年燃煤发电清洁燃烧与污染物综合治理技术研讨会、中国动力工程学会环保技术与装备专委会年会, 2016: 208-225.

[16] 张东辉, 庄烨, 朱润儒, 等. 燃煤烟气污染物超低排放技术及经济分析 [J]. 电力建设, 2015, 36 (5): 125-130.

[17] 李宇英. 燃煤电厂投标中有关环保设计问题的探讨 [J]. 四川环境, 2017, 36 (6): 175-178.

[18] 杜鹏生, 姚建, 李毅, 等. 我国大气污染防治政策的评估与建议 [J]. 四川环境, 2015, 34 (1): 96-100.