

# 基于烟气协同治理的1 000 MW机组超低排放改造实践

冯庭有, 白玉峰, 孙伟鹏, 林楚伟, 姚友工, 江永

(华能国际电力股份有限公司海门电厂, 广东 汕头 515132)

**摘要:** 针对我国燃煤电厂现有烟气治理技术路线存在的主要问题, 基于协同治理的理念, 对华能海门电厂1 000 MW机组进行超低排放改造。综合考虑脱硝系统、除尘系统和脱硫系统之间的协同关系, 确定整体改造方案, 主要包括烟气余热利用系统、脱硝设备、除尘器、脱硫设备的改造, 以及引风机位置和烟气管道的优化。改造后主要污染物排放质量浓度平均值远低于国家要求的环保指标, 取得了良好的社会效益和经济效益。

**关键词:** 协同治理; 余热利用; 低低温电除尘器; 海水脱硫; 超低排放改造; 阻力优化

## Ultra-supercritical Emission Retrofit of 1 000 MW Units Based on Coordinated Flue Gas Management

FENG Tingyou, BAI Yufeng, SUN Weipeng, LIN Chuwei, YAO Yougong, JIANG Yong

(Haimen Power Plant of Huaneng Power International Co., Ltd., Shantou Guangdong 515132, China)

**Abstract:** Aiming at the existing problems in technology roadmap of flue gas management in domestic coal-fired power plants, ultra-supercritical emission retrofit of 1 000 MW units in Huaneng Haimen Power Plant was conducted. The coordination of denitration system, dedusting system and desulphurization system is comprehensively considered to determine an overall scheme for retrofit of waste heat utilization system, denitration device, dust precipitator and desulphurization device as well as optimization on the location of induced draft fan and flue gas pipe. The mean value of the mass concentration of main pollutants is far lower than the national environmental protection index, and therefore favourable social benefit and economic benefit are obtained.

**Key words:** coordinated management; waste heat utilization; low-low temperature electrostatic precipitator; seawater desulphurization; ultra-low emission retrofit; resistance optimization

## 0 引言

我国燃煤电厂现有烟气治理技术路线一直在实施单一设备脱除单一污染物的方法, 其存在的主要问题有: 未充分考虑各设备间协同效应; 在达到相同效率情况下, 系统投资和运行成本较大; 较难达到超低排放的要求<sup>[1]</sup>。

烟气污染物协同治理系统是在充分考虑燃煤电厂现有烟气污染物脱除设备性能(或进行适当的升级和改造)的基础上, 引入协同治理的理念, 综合考虑脱硝系统、除尘系统和脱硫装置之间的协同关系, 在每个装置脱除其主要目标污染物的同时能协同脱除其他污染物, 或为其他设备脱除污染物创造条件<sup>[2]</sup>。

华能集团超低排放改造技术路线是以烟气深度冷却为核心, 降低进入电除尘器的烟气温度, 以实现低低温除尘增效、脱硫增效、协同脱除二氧化硫和汞污染物的综合功能。华能海门发电厂1 000 MW机组按照协同治理的理念建立超低排放改造思路<sup>[3]</sup>, 具体表现为综合考虑脱硝系统、除尘系统和脱硫系统之间的协同关系。此次超低排放改造遵循以下原则<sup>[4]</sup>:

(1)采用成熟高效的工艺方案, 选择性能优良、技术可靠、运行稳定的设备, 保证工艺方案的可实施性和先进性。

(2)改造不影响主机设备出力、效率等性能参数, 不影响机组主要运行模式。

(3)采用高效除尘设备, 充分利用原有静电

除尘器,在较小的投资成本下使粉尘排放达到设计值,并且减少对脱硫系统的影响。

(4)尽量利用原有设备与管道,减少现场改造工程量。

(5)改造后对烟气系统的管道和设备重新进行核算,如需要则进行必要的加固、补强或改造。

(6)设备选型与参数拟定考虑上下游工艺的协调与匹配<sup>[5]</sup>。

系统主要配置为烟气脱硝装置、烟气冷却换热器、低低温电除尘器、高效除尘的湿法烟气脱硫装置。由于减少了湿式除尘设备,缩短了减排工作流程,烟气降温后流量及阻力降低,整个减排系统的耗电量显著减少,改造后污染物排放质量浓度(以下简称“浓度”)平均值 $\text{NO}_x$ 小于 $10 \text{ mg/m}^3$ (标准状态,下同)、 $\text{SO}_2$ 小于 $30 \text{ mg/m}^3$ 、粉尘小于 $1 \text{ mg/m}^3$ ,远低于国家要求的烟气排放浓度要求,实现了节能与减排的协同效应<sup>[6]</sup>。

## 1 整体改造方案

本次超低排放改造工程污染物排放浓度目标确定为 $\text{NO}_x$ 小于 $50 \text{ mg/m}^3$ 、 $\text{SO}_2$ 小于 $35 \text{ mg/m}^3$ 、粉尘小于 $5 \text{ mg/m}^3$ 。机组超低排放技术路线见图1。

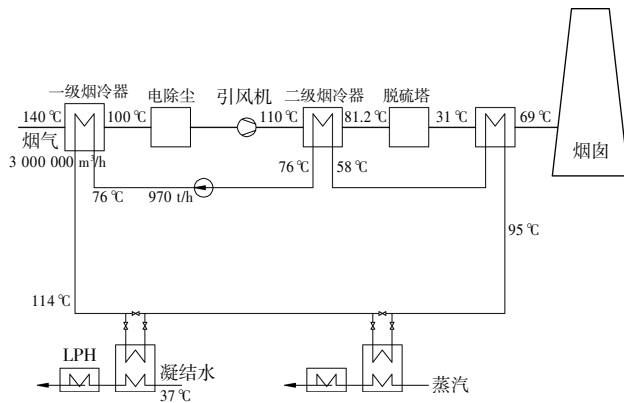


图1 电厂机组超低排放技术路线

主要改造思路是:

(1)增加烟气余热利用系统,并拆除原回转式GGH(烟气换热器),改为无泄漏WGGH(水媒式烟气换热器),降低烟气温度有利于污染物协同脱出,同时改善原GGH的泄漏问题,保证 $\text{SO}_2$ 可靠超低排放。

(2)污染物提效改造方案为“脱硝系统优化+

低低温电除尘器改造(小分区高效电源+本体配套改造)+脱硫系统除雾器改造+预留湿式除尘器”。

(3)引风机配套改造及烟道优化改造。

## 2 工艺部分

### 2.1 烟气余热利用改造

烟气余热利用要满足以下几个原则:

(1)满足净烟气加热要求。本工程原采用回转式GGH,烟囱为干态排烟,为提高总体脱硫效率,拆除存在烟气泄漏的回转式GGH,改为无烟气泄漏的WGGH,烟气余热利用后不能造成湿烟囱排放工况。

(2)与超低排放改造结合。烟气余热利用要先满足超低排放要求,与超低排放设计方案结合,进行整体考虑。

(3)尽量高效利用余热热量,如果拟定的系统不同,利用效率也有差别。

余热利用系统尽量按照高效利用方式设计。主要表现在:

(1)采用三级换热器方案,第一级换热器为烟气冷却器,布置在除尘器前,将除尘器入口烟温降低至 $90^\circ\text{C}$ 以提高除尘效率,换热器管为ND钢H翅片管。第二级换热器为烟气冷却器,布置在脱硫塔前,将脱硫塔入口烟温降低至 $70^\circ\text{C}$ ,换热器管材为氟塑料。第三级换热器为烟气加热器,布置在烟囱之前,将烟囱入口的烟温加热至 $69^\circ\text{C}$ ,换热器管材为氟塑料<sup>[7]</sup>。

(2)在水循环流程上设置有1台水-水换热器,利用吸收的热量加热凝结水。

(3)三级换热器的水侧系统为逐级串联,第一级和第二级换热器回收的热量一部分用于加热第三级换热器,另一部分回收至凝结水侧。

(4)为了解决启停阶段或极低负荷下锅炉排烟热量不足的问题,系统设置有启动加热器。

WGGH装置的换热形式为烟气-水换热,设置三级换热器,三个换热器的水侧系统为逐级串联,第一级和第二级换热器回收烟气热量,第三级换热器放出热量给净烟气,达到排放标准后,多余的热量用于加热汽机凝结水,三级换热器整体系统见图2。热媒介质采用凝结水,闭式循环,增压泵驱动,热媒辅助加热系统采用辅助蒸汽加热<sup>[4]</sup>。每套装置包含三级换热器及其支撑结构、热

媒辅助加热系统、热媒补充水系统、热媒增压系统、稳压系统、凝结水加热系统、吹灰系统、水冲洗系统,以及WGGH系统所有阀门和控制系统、测温和测压装置、其他辅助装置,系统组成及各部分设计温度见图2。

(1)热媒辅助加热系统根据烟气再热器的出口烟气温度,发出调节阀动作指令,自动控制烟气再热器出口烟气运行温度在设定的范围内,抵消机组运行参数变化对烟囱出口排烟温度的影响<sup>[8]</sup>。

(2)凝结水加热系统根据一级烟气冷却器的冷却介质(热媒水)温度,发出调节阀动作指令,自动控制烟气一级烟气冷却器的冷却介质(热媒水)运行温度在设定的范围内,防止一级烟气冷却器管束出现腐蚀。在给定条件下自动控制冷却介质(热媒水)温度不低于72.5℃,一级烟气冷却器出口烟温90℃。

回收余热以及热量的品位较低,凝结水可加热至105~107℃,回送到8号低压加热器入口,余热回收能力较好。当除尘器入口温度为95℃时,BMCR(锅炉最大连续出力)工况可回收余热

量为32.6 MW,第一级换热器管子工作在干烟气以及临界酸露点温度附近;第二级换热器管子工作在烟气酸露点温度以下,会有少量SO<sub>3</sub>酸性气体凝结;第三级换热器管子工作在湿烟气至干烟气条件下,首排及其后若干管子工作在湿烟气条件下,工作条件恶劣;因此三级换热器的选材很关键。同时优化计算三级换热器温差,满足最佳的换热效果,保障排烟焓值的深度利用,见图3。

## 2.2 脱硝设备优化改造

对原脱硝流场及喷氨格栅进行优化改造,提高烟气均匀性和氨混合均匀性,保证NO<sub>x</sub>排放浓度稳定在50 mg/m<sup>3</sup>以下<sup>[9]</sup>。2台锅炉SCR(选择性催化还原)系统提供满足脱硝超低排放运行所要求的脱硝流场、氨喷射系统优化改造及增设大颗粒灰拦截网系统。

2号机组进行过优化改造,使氨注射系统炉前后、左右方向可以灵活调节,提高氨气的分布均匀性,并在喷嘴上方加装一块直径108 mm的挡灰板,改造后系统性能得到提升,为了确保超低排放的长期稳定,还需进一步优化,确保系统

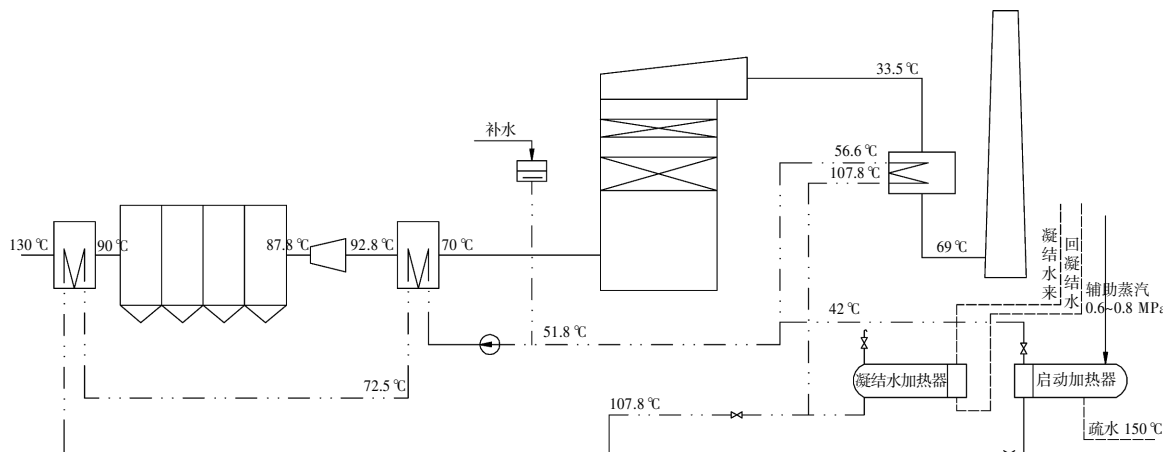


图2 电厂三级换热器系统

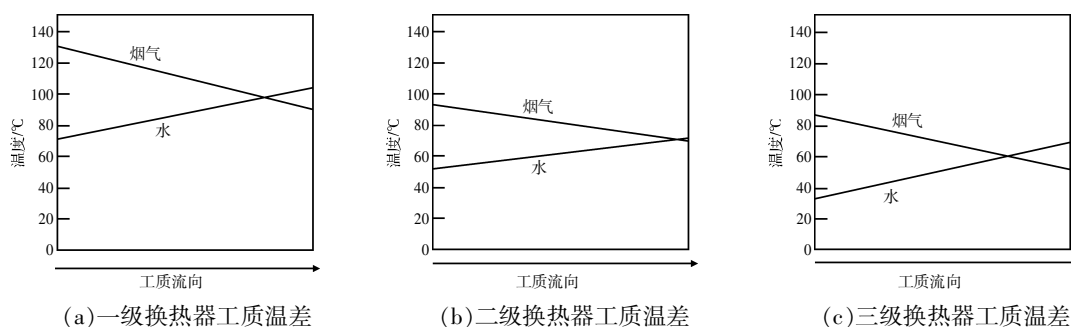
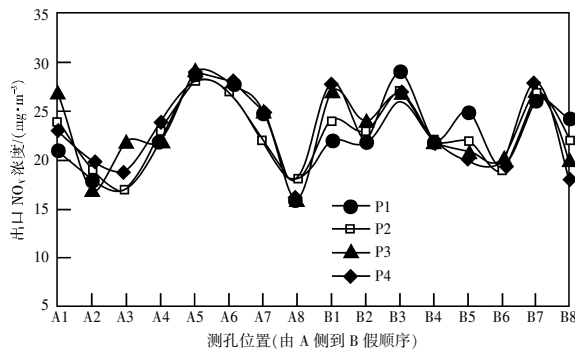


图3 三级换热器工质温差分布

不发生堵塞,调节灵活,分布均匀。对于脱硝流场优化部分,数值模拟计算过程必须优化设计烟气的流动分布及流速<sup>[10]</sup>,以使顶层催化剂前的烟气参数分布(速度、温度、NH<sub>3</sub>与NO<sub>x</sub>摩尔比、催化剂前的成分分布、射流角度、系统阻力、烟道中导叶和导流板的压损减少位置等)满足性能保证指标,并最大限度减少烟道积灰。投入实际运行后反应器出口的NO<sub>x</sub>分布见图4。



注: P1—P4 为不同截面位置。

图4 优化调整后反应器出口的NO<sub>x</sub>分布(BMCR工况)

大颗粒拦截器(图5)主要作用于省煤器出口烟灰斗处,用于拦截锅炉烟气中的大颗粒灰。大颗粒灰特别是“爆米花灰”,是一种低密度灰,疏松多孔,密度一般小于水,外形不规则,很容易达到10 mm及以上的尺寸,多形成于锅炉受热面表面,较难通过烟道的扩展降低流速手段使其沉降。无论是蜂窝式催化剂还是平板式催化剂,大颗粒灰只要被烟气携带到催化剂表面均会导致催化剂的堵塞,削弱整套脱硝系统的脱硝能力,一旦部分通道被堵塞,灰的堵塞面积会快速增加,致使SCR系统失效<sup>[11]</sup>。

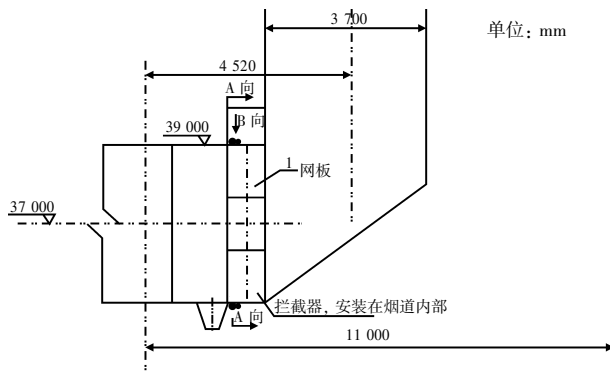


图5 大颗粒拦截器结构

我国燃煤机组燃用煤种多变,部分锅炉燃烧状况恶化,容易产生“爆米花灰”,而且我国脱硝装置几乎全部为高尘布置的无旁路系统,一旦出现堵塞现象会直接导致主机非计划停机。滤网必须采用低流速设计,加装空气炮吹灰装置(每台锅炉不少于12套)或机械清扫装置,并应用计算流体力学优化灰斗流场,将流场优化与滤网相结合,最大限度地去除大颗粒,延长滤网寿命。

### 2.3 除尘器改造

通过低低温电除尘器提效改造控制除尘器出口烟尘排放浓度在15~20 mg/m<sup>3</sup>,再通过湿法脱硫的协同除尘控制烟尘排放浓度不高于5 mg/m<sup>3</sup>,实际改造后烟尘排放浓度在机组运行期间一直低于1 mg/m<sup>3</sup>,协同除尘改造结果详见表1。

表1 协同除尘改造效果(干基、氧量6%)

项目	设计煤	校核煤
干式除尘器入口烟尘浓度/(mg·m <sup>-3</sup> )	10 493	12 437
干式除尘器出口烟尘浓度/(mg·m <sup>-3</sup> )	15	15
干式除尘器效率/%	99.86	99.88
脱硫入口烟尘浓度/(mg·m <sup>-3</sup> )	15	15
脱硫出口烟尘浓度/(mg·m <sup>-3</sup> )	7.1	7.8
脱硫除尘效率/%	52.49	48.27
除雾器出口雾滴浓度/(mg·m <sup>-3</sup> )	15	15
海水含盐量/%	3.22	3.22
雾滴折算含固量/(mg·m <sup>-3</sup> )	0.483	0.483
除雾器除尘效率/%	48.8	48.8
烟囱出口烟尘浓度(实时测量)/(mg·m <sup>-3</sup> )	0.8	0.73

原有的硅整流电源全部更换为高频电源,高频电源采用小分区供电方式(即利用原电除尘器阴极吊挂结构,将原每台炉24个电源改为48个高频电源供电)。

高频电源改造方案:将原3室4电场静电除尘器的1,2,3,4电场均进行小分区改造,新增高频电源共计36套,利用旧高频电源共计12套。

(1)脉冲供电技术来克服高比电阻粉尘引起的反电晕,抑制火花电流冲击。

(2)根据工况条件的变化(如锅炉负荷、浊度、烟气量、烟气温度的),在一定的条件下,运行方式能够自动跟踪工况的变化,具有自动优化功能,自动选择控制方式,自动设定运行参数,自动确定脉冲供电占空比,使系统始终运行在最佳的节能状态<sup>[12]</sup>。

(3)根据粉尘仪和电气参数(如高压硅整流设

备的二次电压、二次电流)的反馈信号,通过分析诊断,自动控制每个电场的能耗,实现智能闭环节能控制。

(4)在保证间隙供电的情况下,整流设备能够安全可靠运行。

通过上述控制器的功能,除尘系统配备先进的新型节能控制装置,在满足烟尘排放标准(不大于 $15\text{ mg/m}^3$ )的基础上,尽量减少除尘器的能耗。

为了适应超低排放要求,越来越多的烟气处理系统增加了低温省煤器,这就降低了除尘器灰斗的灰温以及流动性,增加了输灰系统的输送难度。因此需要一套稳定的灰斗加热系统来补偿灰温,避免粉煤灰在灰斗板结而失去流动性,保证输灰系统的正常运行。

电除尘器本体配套改造主要内容有:灰斗增加不锈钢板内衬,人孔门等易漏风的位置更换密封圈和更换不锈钢材料防止腐蚀;原灰斗电加热改为蒸汽加热,绝缘子加热器改造完善。

## 2.4 脱硫改造

本次提效改造工程仍采用海水法烟气脱硫工艺,1炉1塔配置。脱硫改造主要是脱硫吸收系统核心设备吸收塔的改造,以及吸收塔供水系统的改造。

(1)取消原回转式GGH,改为无泄漏WGGH,以提高脱硫系统总效率,满足 $\text{SO}_2$ 排放浓度小于 $35\text{ mg/m}^3$ 的要求。

(2)本次改造方案为:①改造现有海水升压泵(2用1备),更换现有海水升压泵的叶轮,增大上水量,改造后海水升压泵的流量为 $13\ 000\text{ m}^3/\text{h}$ (改造前为 $11\ 500\text{ m}^3/\text{h}$ ),扬程 $19.5\text{ m}$ (改造前为 $17\text{ m}$ ),满足改造后的要求;②改造海水分布器,更换为管网式超低压大口径喷嘴海水分配器;③改造填料层,将原有填料拆除后重新安装,以均布塔内流场,提高脱硫效率,取得最优的吸收塔改造性能;④使用多级高效除雾器,保证雾滴逃逸不超过 $15\text{ mg/m}^3$ ,并提高对烟尘的协同除尘效率。

(3)改造后效果:原烟气中 $\text{SO}_2$ 浓度 $1\ 700\text{ mg/m}^3$ 以下时,脱硫系统出口 $\text{SO}_2$ 浓度均不超过 $35\text{ mg/m}^3$ ,系统脱硫效率不低于 $98.0\%$ 。

## 2.5 引风机移位及管道阻力优化

由于系统阻力、烟气温度、烟气体积流量均发生变化,引风机需要作适应性优化,以满足出

力防腐需求。华能海门电厂2号机组的超低排放改造,为了达到烟风道最优化的目的,需将现有的2台引风机保护性拆除,移至原脱硫区域增压风机处重新安装,原增压风机基础作适应性改造。

引风机超低改造前后能耗对比如表2所示,改造后引风机平均电流下降 $60\text{ A}$ ,年节约厂用电 $3\ 815.9\text{ MWh}$ ,折合人民币170万元。

表2 引风机超低改造前后能耗对比

机组负荷/MW	超净改造前 引风机电流/A	超净改造后 引风机电流/A
1 000	1 256.91	1 124.76
900	1 019.2	910.89
800	899.33	809.83
700	779.85	728.19
600	700.02	686.36
500	627.74	636.04
400	602.21	612.68

## 3 腐蚀问题

某发电厂由于二级低温省煤器后的烟道腐蚀泄漏,导致仅运行一个月就被迫退出运行,为吸取经验教训<sup>[3]</sup>,采用如下防腐蚀方案:

(1)二级烟气冷却器尽量靠近吸收塔布置,缩短后面烟道长度,降低系统阻力;考虑到烟气中灰的黏污特性,选择氟塑料受热面,以保持长周期运行下烟气冷却器的清洁程度。

(2)烟道设计要确保足够机械强度,避免烟道壁振动。

(3)从引风机出口至吸收塔入口的烟道保持一定的斜度,确保烟道中积水可流入吸收塔,避免烟道积水。

(4)选择合适的防腐手段,选用韧性较好、结构紧密、可耐HF酸腐蚀、最高耐温 $150\text{ }^\circ\text{C}$ 的防腐涂料。

(5)烟道的膨胀节及其排水管选用氟塑料。

## 4 创新亮点

(1)实现了首台1000 MW机组海水脱硫工程超低排放项目、首例1000 MW机组前后小分区的低低温电除尘综合提效改造工程。

(2)实现了国内大型机组首次采用氟塑料WGGH取代回转式GGH,具备如下特征:①优秀的耐腐蚀性能;对于几乎所有工业化学品及溶剂都为化

学惰性,耐浓酸、浓碱,抗氧化。②不黏灰;高度的不黏耐附性和抗垢能力以及极低的摩擦系数。③优异耐热性;温度的变化对性能影响不大,温域范围广,250℃以下长时间加热也能保持优越的力学性能。④超高的抗弯曲疲劳强度和耐磨性。

(3)实现了烟气深度节能优化。采用三级换热器,增加了深度节能的环节,脱硫入口加装二级烟气冷却器,将进入脱硫系统的烟气废热回收利用(100%,75%,50%负荷下分别节约发电煤耗0.91 g/kWh,0.61 g/kWh,0.37 g/kWh)。进行引风机配套降阻改造,为了达到烟风系统优化目的,对原引风机进行移位,整个引风机入口烟道、吸收塔出口烟道采用新型圆形布置形式,取消烟道内部支撑件,烟气直接顺流汇合,大大降低了烟风系统阻力。

## 5 结语

华能海门电厂2号机组实施超低排放改造工程(烟气余热利用、脱硝、除尘、脱硫、风机)后,污染物排放浓度平均值 $\text{NO}_x$ 小于 $10 \text{ mg/m}^3$ 、 $\text{SO}_2$ 小于 $30 \text{ mg/m}^3$ 、粉尘小于 $1 \text{ mg/m}^3$ ,按照广东省实施的改造后 $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 、粉尘的排放指标分别为 $50 \text{ mg/m}^3$ 、 $35 \text{ mg/m}^3$ 、 $5 \text{ mg/m}^3$ ,上网电价每kWh加价0.01元的政策,按每年发电量3 TWh计,2台机组每年可回收电价补贴3 000万元;采用深度节能技术,汽轮机热耗降低约30 kJ/kWh,折合降低供电煤耗1.1 g/kWh,按每年发电量3 TWh计,节约标煤3 300 t,标煤单价按750元/t计算,直接经济效益247.5万元;引风机移位及管道阻力优化节约人民币约170万元。超低排放改造后,经济效益总计至少3 471.5万元,社会效益、经济效益均十分显著。

## 参考文献:

- [1] 王继华.烟气超净排放改造技术在燃煤机组中的应用[J].华电技术,2017,39(2):65-67.
- [2] 李海峰.燃煤电厂锅炉超净排放技术改造探讨[J].科技展望,2017(1):141.
- [3] 苗博.燃煤电厂锅炉超净排放技术改造研究[J].山西农经,2016(12):73.
- [4] 王小明,颜俭,薛建明,等.我国燃煤电厂烟气脱硫示范工程-燃煤电厂烟气脱硫技术与经验专述之四[J].电力环境保护,2000,16(4):39-46.
- [5] 酆建国,酆祝海,李卫东,等.燃煤电厂烟气协同治理技术路线研究[J].中国环保产业,2015(5):52-56.
- [6] 李泉,尹峰,罗志浩.超临界机组脱硝系统模型预测控制研究[J].浙江电力,2016,35(11):34-36.
- [7] 朱志飞,饶苏波,陈奎续.超净电袋复合除尘器提效改造的要点分析[J].节能与环保,2016(7):64-66.
- [8] 翁建明.1 000 MW 机组超低排放改造中厂用电的优化分析[J].浙江电力,2016,35(3):53-56.
- [9] 李志远.火电厂超净排放形式下的CEMS改造研究[J].绿色科技,2016(4):97-98.
- [10] 肖丽,王刚,金礼方.600 MW 级火电机组超低排放改造后的运行成效分析[J].浙江电力,2016,35(7):37-40.
- [11] 何进崇.循环流化床锅炉超净排放烟气脱硫改造技术探讨[J].企业技术开发,2016(3):170-171.
- [12] 翟德双.燃煤电厂锅炉超净排放技术改造探讨[J].华东电力,2014,42(10):2218-2221.
- [13] 刘锋,金晶.1 000 MW 超超临界机组SCR脱硝喷氨控制策略的优化与改进[J].浙江电力,2018,37(3):68-72.

收稿日期:2018-07-31

作者简介:冯庭有(1985),男,工程师,从事大型火力发电机组生产管理及其优化工作。

(本文编辑:童凯)