

火电机组脱硫超低排放运行能耗分析与节能运行展望

邱国华¹, 魏宏鸽², 梁秀进², 李壮², 王丰吉², 朱跃²

(1. 福建华电永安发电有限公司, 福建省永安市 366013;

2. 华电电力科学研究院有限公司, 浙江省杭州市 310030)

Energy Consumption Analysis of Desulphurization Ultra-low Emission Operation and Outlook on Its Energy-saving Operation in Thermal Power Plants

QIU Guohua¹, WEI Hongge², LIANG Xiujin², LI Zhuang², WANG Fengji², ZHU Yue²

(1. Fujian Huadian Yong'an Power Company Limited, Yong'an 366013, Fujian Province, China;

2. Huadian Electric Power Research Institute Co., LTD., Hangzhou 310030, Zhejiang Province, China)

摘要: 完成超低排放改造后, 脱硫系统运行能耗大幅增加, 脱硫厂用电率平均值为 1.40%, 折合供电煤耗约为 4.4 g/(kW·h)。随着火电企业经营压力加重, 超低排放运行时必须同时兼顾节能和减排双重目标。基于此, 选取了 33 台不同工艺(单塔、双塔)的 600 MW 级机组作为研究对象, 从脱硫厂用电率和单位脱硫能耗 2 方面分析了运行能耗情况, 并重点分析了能耗影响因素。最后, 从开展能效对标管理、脱硫系统运行优化、关键设备节能改造、浆液品质把控、精细化检修、合理使用脱硫添加剂等角度, 对脱硫运行节能进行了展望。

关键词: 脱硫厂用电率; 单位脱硫能耗; 能效对标; 运行优化

ABSTRACT: Operation energy consumption of flue gas desulfurization (FGD) increases greatly after finishing ultra-low emission retrofit, the average power consumption rate is 1.40%, which is equivalent to power supply coal consumption of about 4.4 g/(kW·h). With the increase of thermal power plants' operation pressure, ultra-low emission operation should consider both energy saving and pollution reducing. Taking 33 600 MW-level units using single-tower or double-tower FGD process as the research object, operation energy consumption was analyzed considering both power consumption rate and power consumption per unit of FGD. Meanwhile, the influencing factors of operation energy consumption were emphatically

analyzed. Finally, outlook on operation energy saving work of FGD was proposed, considering measures including energy efficiency benchmarking management, operational optimization of FGD, energy-saving retrofit of key devices, quality control of slurry, detailed maintenance work and rational use of desulfurization additives.

KEY WORDS: power consumption rate of flue gas desulfurization (FGD); power consumption per unit; energy efficiency benchmarking; operational optimization

0 引言

目前, 国内燃煤电厂超低排放改造工作已接近尾声, 脱硫系统通过增加喷淋层、增设增效装置(合金托盘、旋汇耦合器等)、新增二级吸收塔等改造措施^[1-2]后, 系统裕量大大增加, 基本可以实现不同负荷、不同硫分工况下的稳定达标排放, 为二氧化硫减排工作做出了卓越贡献。同时, 由于改造时新增较多的大功率用电设备(如循环泵、氧化风机等), 设备电耗和系统阻力增加引起的风机电耗均较改造前大大增加, 造成机组能耗进一步增加。近年来, 火电机组利用小时数逐步呈下降趋势, 经营压力日趋加重, 火电企业必须进一步拓展机组节能空间。因此, 在后超低排放时期如何提升脱硫系统运行经济性, 实现节能和减排的双赢, 是脱硫系统运维管理的重点工作。

基于此背景, 本文对超低排放后脱硫系统运

基金项目: 国家重点研发计划项目(2016YFC0203704)。

Project Supported by the National Key Research Program of China (2016YFC0203704)。

行能耗水平和影响因素进行了分析,并针对节能运行进行了展望。

1 能耗水平分析

1.1 研究对象

选取33台600MW级燃煤超低排放机组作为研究对象,其中,15台采用高效单塔工艺,入口SO₂质量浓度为1520~3585 mg/m³,平均值为2634 mg/m³;18台采用双塔双循环工艺,入口SO₂质量浓度为2814~11089 mg/m³,平均值为4985 mg/m³。机组的入口SO₂浓度区间及数量统计见表1。

表1 机组的入口SO₂浓度区间及数量统计

Tab. 1 Statistics of units' inlet SO₂ concentration distribution and number

高效单塔工艺			双塔双循环工艺		
入口SO ₂ 质量浓度/(mg/m ³)	数量/台	比例/%	入口SO ₂ 质量浓度/(mg/m ³)	数量/台	比例/%
1500~2000	1	6.67	2500~3000	1	5.56
2000~2500	6	13.33	3000~4000	7	38.89
2500~3000	3	20.00	4000~5000	2	11.11
3000~3500	3	20.00	5000~6000	5	27.78
3500~4000	2	13.33	6000~7000	1	5.56
			10000~11000	2	11.11
总计	15	100	总计	18	100

脱硫系统能耗包括设备电耗和系统阻力引起的风机电耗2类,其中,设备电耗主要包括浆液循环泵、氧化风机、真空泵、湿式球磨机、脱硫低压变等。为准确评价能耗水平,引入脱硫厂用电率和单位脱硫能耗2个指标,脱硫厂用电率(%)为单位时间内脱硫系统电耗(kW·h)与机组发电量(kW·h)的比值,而单位脱硫能耗(kW·h/kg)为单位时间内脱除1kg SO₂的电量消耗(kW·h)。本文工作涉及的相关数据均出自华电电力科学研究院有限公司承担的相应电厂脱硫性能考核试验工作。

1.2 脱硫厂用电率情况

图1、2分别为不同SO₂浓度区间下2种工艺脱硫厂用电率统计情况。所研究机组脱硫系统厂用电率平均值为1.40%,折合供电煤耗约为4.4 g/(kW·h),高于早期改造前600MW机组脱硫厂用电率0.8%~1.2%的统计值^[3]。其中单、双塔工艺脱硫厂用电率平均值分别为1.13%、1.62%,

折合供电煤耗分别为3.5、5.0 g/(kW·h)。双塔工艺入口SO₂浓度平均值几乎是单塔工艺的2倍,但脱硫厂用电率仅为其1.45倍,主要在于双塔工艺能够实现pH值分区,一级塔低,pH值侧重氧化结晶,二级塔高,pH值侧重深度吸收,同等条件下脱硫效率和经济性往往更优^[4]。单塔工艺能耗随着入口SO₂浓度升高更趋线性关系,原因在于其脱硫效率提升主要通过塔内增加喷淋层实现,设备电耗和阻力电耗增加程度更为固定。入口SO₂质量浓度低于7000 mg/m³时,双塔工艺能耗随SO₂质量浓度上升趋势要慢于单塔工艺(在2500~3000 mg/m³和5000~6000 mg/m³时脱硫厂用电率分别为1.36%和1.80%),主要在于双塔工艺系统复杂,处理较低SO₂浓度烟气仍需投入较多用电设备,一、二级循环泵最低配置为“2+1”,两级塔氧化风机、搅拌器、石膏排出泵等均需投运,烟气系统阻力仍处于较高水平,导致其在低SO₂浓度时运行经济性不高。入口SO₂质量浓度高于10 g/m³时,因脱硫效率要求极高(>99.65%),为确保达标排放,双塔工艺脱硫厂用电率较高,达到2.5%。

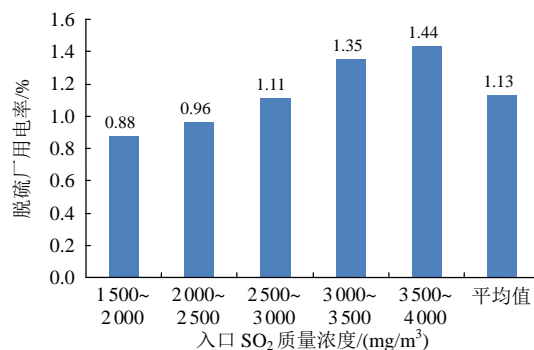


图1 单塔工艺脱硫厂用电率

Fig. 1 Power consumption rate of FGD using single-tower process

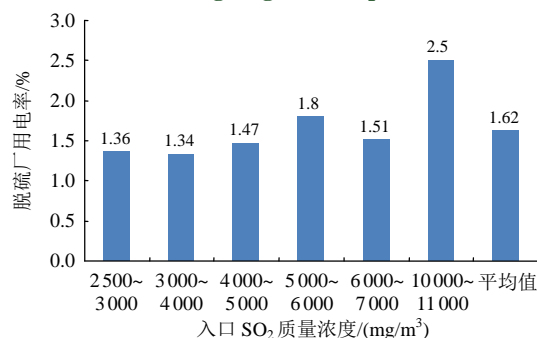


图2 双塔工艺脱硫厂用电率情况

Fig. 2 Power consumption rate of FGD using double-tower process

图3为2种工艺脱硫厂用电率占比在不同设备(系统)下的分布情况。可以看出,2种工艺分布情况基本一致,浆液循环泵电耗比重最大,均在50%左右,单、双塔工艺浆液循环泵厂用电率分别达到0.59%和0.76%。其次为阻力电耗,所占比重均为32%左右,氧化风机、其他设备所占比重接近20%。与早期研究中浆液循环泵、增压风机、氧化风机、其他设备厂用电率分别约占28%、32%、10.6%、29.4%相比^[5],浆液循环泵电耗比重大大增加,原因在于排放标准大大提高,需要增加浆液循环泵投运数量提升液气比来提高脱硫效率,且超低排放设计时裕量一般较为充足,当脱硫系统存在缺陷(如浆液恶化、喷淋层堵塞等)时,部分电厂运行模式粗放,直接考虑增加浆液循环泵投运数量来确保排放指标,导致系统偏离最优工况点运行。因此,如何有效降低浆液循环泵运行电耗,是脱硫节能运行的关键点。

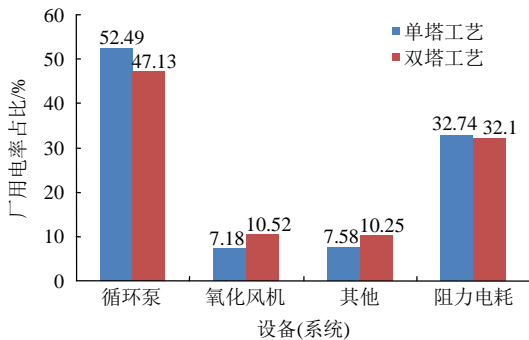


图3 不同设备(系统)下脱硫厂用电率的分布情况
Fig. 3 Power consumption rate distribution of FGD in different devices or systems

1.3 单位脱硫能耗情况

从SO₂脱除量角度,单位脱硫能耗越高,脱硫经济性越差。不同SO₂浓度区间下2种工艺单位脱硫能耗情况分别如图4、5所示。可以看出,除个别机组外,2种工艺单位脱硫能耗基本都随着入口SO₂浓度的增加而降低,双塔工艺单位脱硫能耗平均值要大大低于单塔工艺。对于单塔工艺,SO₂质量浓度低于2000mg/m³时,单位脱硫能耗超出高浓度区间较多,主要原因在于低SO₂浓度运行调整难度增大,普遍存在少投一台循环泵超标、多投一台循环泵SO₂排放数值为“0”的现象,为了确保达标排放,部分电厂存在压低pH值(控制在5.0以下)、多投一台循环泵的粗放

式运行模式,导致运行经济性较差。在单、双塔工艺均适用的浓度区间(2500~4000mg/m³),2种工艺单位脱硫能耗并无明显差距,但是在高浓度区间(10000~11000mg/m³)时,双塔工艺单位能耗几乎是低浓度区间(2500~3000mg/m³)的一半,显示了其处理高浓度烟气时经济性更高。

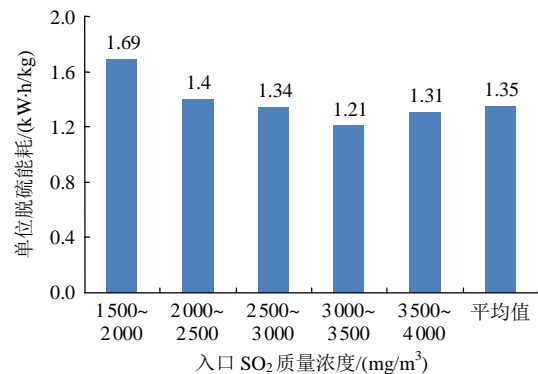


图4 单塔工艺单位脱硫能耗情况

Fig. 4 Power consumption per unit of FGD using single-tower process

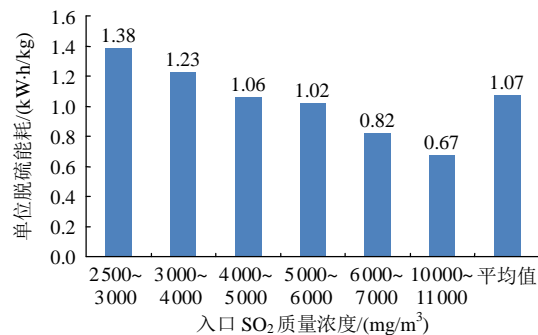


图5 双塔工艺单位脱硫能耗情况

Fig. 5 Power consumption per unit of FGD using double-tower process

2 能耗影响因素

2.1 烟气条件

大部分机组超低排放改造时过分强调适应高硫分煤种,通过选用高功率循环泵、增加循环泵数量、增加合金托盘等措施,设计裕量大,在设计工况下经济性较高。但当处理低浓度、低负荷烟气时,循环泵投运数量控制难度较高,为确保超低排放,大部分电厂存在循环泵过量投运的现象,同时氧化风机、搅拌器、公用设备等均需要投运,单位脱硫能耗偏高。以华电集团东北区域电厂为例,脱硫装置设计硫分通常在0.5%左右,但受煤源条件约束,实际燃用硫分在0.3%左右,

低负荷条件下仅需投运 1 台循环泵即可满足要求,但从安全性角度考虑,电厂往往投运 2 台循环泵,造成设备电耗、系统阻力均大大增加。据初步统计,华电集团内燃煤实际硫分往往仅为设计值的 70%左右。随着燃煤机组深度调峰工作的推进,常年机组运行负荷偏低,烟气条件偏离设计值成为运行新常态,必须考虑相应应对措施。

2.2 石灰石品质

石灰石品质对脱硫系统能耗至关重要,杂质的存在会直接影响脱硫系统性能和可靠性,具体表现在: $MgCO_3$ 以固态碳酸镁和白云石($CaCO_3 \cdot MgCO_3$) 2 种形态存在,固态碳酸镁与 SO_2 反应生成可溶性 $MgSO_4$,过多的 $MgSO_4$ 形成会抑制石灰石的溶解,恶化石膏品质和脱水特性;白云石基本不溶解,最终以固体废物形态排出系统,增加石灰石耗量和球磨机电耗,同时也会阻碍石灰石的溶解; SiO_2 含量高会增加球磨机电耗,同时造成循环泵、喷嘴和管道的磨损; Fe_2O_3 、 Al_2O_3 等易与浆液中氯离子反应形成络合物,抑制石灰石的溶解,造成石灰石“封闭”现象,降低石灰石反应活性。超低排放改造后,全国范围内石灰石需求量大大增加,同时不同地区矿山生态保护政策日趋严格,对石灰石开采严格控制,各地电厂普遍存在石灰石采购难、品质无法保证等问题,表 2 为不同电厂石灰石品质分析结果。超低排放后,必须采取相应措施应对石灰石品质差对脱硫系统能耗造成的不利影响。

表 2 不同电厂石灰石品质分析结果

Tab. 2 Results of limestone quality analysis in different power plants %

指标	电厂 I	电厂 II	电厂 III	电厂 IV	标准推荐范围
$w(CaCO_3)$	75	85	78	87.5	不应低于 85, 不宜低于 90
$w(MgCO_3)$	3.5	3.12	2.25	2.6	不应超过 5, 不宜超过 3
$w(SiO_2)$	7.4	3.6	2.9	5.71	不应超过 5, 不宜超过 3

2.3 运行调整

脱硫运行时通过对主要控制回路进行运行调整,使脱硫系统在不同工况下取得最优运行经济性,3 个主要控制回路包括 pH/石灰石浆液供给控

制回路、浆液密度/石膏排放控制回路和吸收塔液位/水平衡控制回路。对于单塔工艺, pH 值运行区间为 5.2~5.8;对于双塔工艺,一、二级塔 pH 值运行区间分别为 4.8~5.2、5.8~6.2。石灰石浆液密度一般控制在 $1\ 200 \sim 1\ 230\ kg/m^3$,吸收塔浆液密度一般控制在 $1\ 080 \sim 1\ 120\ kg/m^3$ 。与以往相比,超低排放运行调整精细度大大增加,现有粗放式运行模式已无法满足要求。如片面追求压低排放指标,直接通过增加循环泵投运数量将排放浓度控制在 $10\ mg/m^3$ 甚至更低,而不考虑根据工况条件及时调整浆液参数(pH 值、密度等),势必增加脱硫系统能耗,同时浆液品质持续恶化,发生浆液中毒、起泡等现象,造成脱硫系统出力下降。从调研机组来看,部分双塔工艺在投运初期能满足入口 SO_2 质量浓度 $6\ 000\ mg/m^3$ 以上达标排放,投运 3 年后,入口 SO_2 质量浓度达到 $4\ 000\ mg/m^3$ 左右就必须投运全部循环泵。同时,双塔工艺运行模式与单塔工艺差距较大,如仍按照单塔工艺运行模式,将一、二级塔 pH 值控制在同一水平,则无法有效发挥双塔工艺 pH 值分级的特点,导致运行能耗增加。

2.4 设备健康状态

脱硫超低排放改造时大部分关键设备(循环泵、氧化风机等)均按照利旧处理,运行时间久远,关键设备长期处于腐蚀、磨损的恶劣环境,设备健康状态直接影响设备出力,造成能耗增加。吸收系统的结垢和堵塞(循环泵滤网、喷淋层喷嘴、除雾器等)、过流部件磨损(循环泵叶轮)、合金托盘冲刷、阀门内漏(除雾器冲洗阀门、氧化风减温水阀门等)以及重要表计(pH 计、密度计、液位计)失真均会造成脱硫系统电耗、水耗以及物耗增加,是脱硫系统能耗重要影响因素。

3 节能运行展望

3.1 开展能效对标管理

从发电集团角度,考虑到下属电厂机组众多,为提升脱硫系统整体能效水平,督促发电企业主动加强脱硫系统运维管理,可以考虑在集团或区域公司层面,按照不同容量(300、600、1 000 MW)、不同配置(单塔、双塔)机组划分,依据脱硫厂用

电率、单位脱硫能耗、设备能耗分布等指标，建立科学的脱硫能效对标体系，最终开发出脱硫系统能效对标平台，实时展示不同电厂每套脱硫系统的能耗指标。上级单位可以通过平台准确把握下属电厂脱硫系统能耗水平，用于日常监督管理和技改计划决策。基层电厂可以主动开展能耗对标工作，针对能耗异常现象及时排查问题并提出解决方案。

3.2 脱硫系统运行优化

在达标排放前提下，基于脱硫系统能耗(设备电耗与阻力)、物耗(石灰石耗量)最低为目标，在不同负荷、不同硫分工况下，开展脱硫系统运行优化试验，通过调整供浆方式、循环泵与氧化风组合方式，得出不同工况下的脱硫系统最低能耗、物耗运行方式，包括供浆流量范围、循环泵组合方式、氧化风机投运数量、运行 pH 值等数据，最终建立运行卡片指导运行^[6-8]。同时，为解决运行水平不足、调整不及时造成的能耗高现象，可以依托先进控制算法、控制模型，通过历史运行数据发掘和运行优化试验结果相结合的方式，形成脱硫系统运行优化大数据平台，并开发出脱硫智能控制系统，外挂于现有的脱硫 DCS 系统，实现运行方式的智能巡优、异常状态的及时预警和能耗物耗水平的分析统计^[9-12]。

3.3 关键设备节能改造

循环泵占脱硫系统能耗 50% 左右，是能耗优化的关键设备，常规优化运行主要通过控制最佳投运数量来实现，脱硫系统液气比(L/G)无法实现连续调节，导致了在大部分工况液气比偏离最佳值。通过实施循环泵增设变频器改造或永磁调速改造，可以根据工况变化调整循环泵运行调速，进而改变循环泵流量和压头，降低循环泵功率，使其满足最优液气比要求。为确保应用效果，改造后应开展优化运行和安全性试验，包括冷态工况下观察记录不同转速下喷淋层效果、循环泵电流、电压、出口压力以及泵体振动情况；热态工况下确定循环泵安全转速，建立循环泵转速与电流之间关系，确定安全转速范围。最终，建立不同负荷、不同硫分工况下循环泵转速与净烟气 SO₂ 浓度关系，确定最优运行方式。

3.4 浆液品质把控

石灰石浆液作为脱硫吸收剂，其品质优劣直接决定脱硫系统能耗水平。浆液品质把控内容包括入厂石灰石品质、制浆品质和浆液品质日常管理等方面。对于入厂石灰石品质，目前电厂更多关注 CaCO₃ 含量，对于 MgO、SiO₂、活性等则关注较少，后续工作时应加强对于 MgO 和 SiO₂ 含量的检测，做到每批化验一次；而对于活性的检测，考虑到大部分电厂自身不具备开展能力，应做到定期开展(如每季度一次)，当改变矿源或脱硫系统出现性能下降共性问题时，应重点开展石灰石活性分析以评价其影响。对于制浆品质，为确保浆液细度满足工艺要求(90% 以上通过 250 目或 325 目筛)^[13]，运行时应定期开展球磨机出力试验，检修时应开展磨机钢球耗量统计工作，并按照磨机设计钢球级配原则及时补充新鲜钢球，严格把控补充新鲜钢球铬含量，确保钢球铬含量不宜低于 17%。对于浆液品质日常管理，应及时开展化学监督工作，浆液成分发生变化时应及时分析原因。运行时保证浆液 pH 值、密度在工艺允许的合理范围，同时，严格把关进入吸收塔烟气、工艺水品质情况，避免烟气中大量油污、烟尘和工艺水中高浓度 COD、SS、氯离子进入造成浆液中毒、起泡等现象的发生^[14]。

3.5 开展精细化检修

脱硫系统精细化检修的出发点在于针对影响脱硫系统能耗和物耗的关键点开展重点工作，因此，在检修前应开展修前诊断试验，包括统计浆液循环泵、氧化风机、脉冲悬浮泵等高压设备电耗、电流趋势；测试系统阻力、风机电耗；诊断 pH 计、密度计以及液位计的准确性；开展吸收剂制备系统运行诊断工作，包括吸收剂品质测试、磨机系统出力试验以及滤液水和工艺水制浆对浆液品质影响分析工作；开展两级脱水系统诊断试验，包括石膏旋流器分离性能(至少包括溢流、底流浆液含固量和密度)、脱水机出力试验(包括滤饼厚度、滤液水含固量、副产物产量)、副产物品质参数(至少包括氯离子、含水率、钙基含量、亚硫酸钙、硫酸钙)等。检修工作依据检修前诊断试验结果开展，并在检修后通过修后试验及时进行

统计梳理,以确保检修效果满足目标。

3.6 合理使用脱硫添加剂

脱硫添加剂可以提高吸收剂的反应活性、稳定 pH 值,降低传质阻力,促进 SO₂ 的吸收并提高石灰石的利用率,提高系统运行的操作弹性^[15-16]。其在早期脱硫运行时应用较为广泛,当脱硫系统出力不足导致出口 SO₂ 浓度出现超标倾向时,脱硫添加剂的使用可以提升脱硫效率实现达标排放。超低排放运行时,考虑到脱硫实际裕量较大,使用脱硫添加剂可以减少循环泵投入数量和风机电耗,特别是对于脱硫效率需要微调的工况(即前述少投一台循环泵超标、多投一台循环泵 SO₂ 排放数值为“0”的工况),综合考虑脱硫添加剂增加成本和电耗降低节约成本,添加剂的使用可以取得较高收益。某电厂#5、#6、#8 机组在使用添加剂后,脱硫系统可各自停用一台循环泵,降低增压风机运行电耗,厂用电率分别降低了 0.21%、0.28% 和 0.36%。对于脱硫添加剂的使用,应针对不同工况开展添加试验,来确定最优添加比例,同时密切关注使用时浆液和废水品质变化,确保脱硫系统安全可靠。

4 结论

1) 超低排放改造后脱硫厂用电率大幅增加,机组平均值为 1.40%,其中单、双塔工艺分别为 1.13%、1.63%,考虑到单、双塔工艺设计入口 SO₂ 浓度水平,同等条件下双塔工艺经济性更优。循环泵电耗对脱硫能耗贡献最大,能耗比重在 50% 左右。

2) 单位脱硫能耗随着入口 SO₂ 浓度的增加基本呈降低趋势,低负荷、低硫分工况下脱硫系统运行经济性往往较差,存在较大节能空间。

3) 脱硫超低排放运行能耗受烟气条件、石灰石品质、运行调整、设备健康状态等要素制约,脱硫系统节能运行的目标是降低脱硫厂用电率和单位脱硫能耗,可以从开展能效对标管理、脱硫系统运行优化、关键设备节能改造、浆液品质把控、开展精细化检修、合理使用脱硫添加剂等方面开展。

参考文献

- [1] 朱跃. 火电厂“厂界环保岛”改造与运维关键技术[J]. 发电技术, 2018, 39(1): 1-12.
Zhu Y. Key technical issues of environmental protection island of thermal power plant[J]. Power Generation Technology, 2018, 39(1): 1-12.
- [2] 李兴华, 何育东. 燃煤火电机组 SO₂ 超低排放改造方案研究[J]. 中国电力, 2015, 48(10): 148-151.
Li X H, He Y D. Study on modification of ultra-low SO₂ emission in coal-fired power plants[J]. Electric Power, 2015, 48(10): 148-151.
- [3] 龙辉, 钟明慧. 影响 600 MW 机组湿法烟气脱硫装置厂用电率主要因素分析[J]. 中国电力, 2006, 39(2): 74-77.
Long H, Zhong M H. Main factors affecting the power consumption rate of wet FGD equipment for 600 MW power unit[J]. Electric Power, 2006, 39(2): 74-77.
- [4] 杨用龙, 苏秋风, 张杨, 等. 双塔双循环脱硫系统优化与经济性运行研究[J]. 中国电力, 2018, 51(4): 136-142.
Yang Y L, Su Q F, Zhang Y, et al. System optimization and economical operation of the series absorption tower[J]. Electric Power, 2018, 51(4): 136-142.
- [5] 杜振, 朱跃, 何胜, 等. 石灰石-石膏法烟气脱硫系统厂用电率的分析与优化[J]. 华电技术, 2012, 34(5): 63-66.
Du Z, Zhu Y, He S, et al. Analysis and optimization of service power consumption rate of limestone-gypsum flue gas desulphurization system[J]. Huadian Technology, 2012, 34(5): 63-66.
- [6] 刘黎伟. 石灰石-石膏湿法脱硫系统运行优化研究[J]. 电力科技与环保, 2019, 35(1): 35-36.
Liu L W. Optimal operation research of limestone-gypsum wet flue gas desulfurization[J]. Electric Power Environmental Protection, 2019, 35(1): 35-36.
- [7] 柳迎春, 徐李全, 阎寒冰. 超低排放机组脱硫浆液循环泵运行方式优化[J]. 山西电力, 2017, 207(6): 50-52.
Liu F C, Xu L Q, Yan H B. Optimization of operation model of desulfurization slurry circulating pump for ultra low emission unit[J]. Shanxi Electric Power, 2017, 207(6): 50-52.
- [8] 赵林林. 350 MW 机组脱硫氧化风机节能优化试验[J]. 华电技术, 2019, 41(9): 45-48.
Zhao L L. Experiment on energy saving optimization test of desulfurization and oxidation fans for 350 MW units[J]. Huadian Technology, 2019, 41(9): 45-48.
- [9] 梁克顺, 马立新, 郭玲妹. 烟气脱硫智能控制系统研究[J]. 电力科学与工程, 2019, 35(4): 59-63.

- Liang K S, Ma L X, Guo M. Research on intelligent control system of flue gas desulfurization[J]. Electric Power Science and Engineering, 2019, 35(4): 59-63.
- [10] 孙成富, 胡炜, 胡翔, 等. 基于先进控制的燃煤机组超低排放指标优化控制技术[J]. 浙江电力, 2017, 36(7): 37-42.
- Sun C F, Hu W, Hu X, et al. Optimized control technology of ultra-low emission index of coal-fired unit based on advanced control[J]. Zhejiang Electric Power, 2017, 36(7): 37-42.
- [11] 刘延泉, 牛成林, 程海燕, 等. 330MW 机组湿法烟气脱硫控制系统目标值优化[J]. 中国电力, 2012, 45(4): 68-72.
- Liu Y Q, Niu C L, Cheng H Y, et al. Target optimization of wet flue gas desulfurization control system in 330 MW unit[J]. Electric Power, 2012, 45(4): 68-72.
- [12] 顾慧, 乔宗良, 司风琪, 等. 一种基于 EKFCM 算法的电站脱硫系统目标工况库的建立方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(15): 3859-3864.
- Gu H, Qiao Z L, Si F Q, et al. A target conditions library method in power plant desulphurization system based on EKFCM algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3859-3864.
- [13] 张金海. 烟气脱硫系统中合理利用能源的技术措施[J]. 能源与节能, 2015, 116(5): 77-78.
- Zhang J H. Technical measures of rational energy use in the FGD systems[J]. Energy and Energy Conservation, 2015, 116(5): 77-78.
- [14] 李文鼎, 高惠华, 蔡文丰. 石灰石-石膏湿法脱硫吸收塔结垢分析及预防措施[J]. 发电技术, 2019, 40(1): 51-55.
- Li W D, Gao H H, Cai W F. Scaling analysis and preventive measures of limestone-gypsum wet flue gas desulfurization[J]. Power Generation Technology, 2019, 40(1): 51-55.
- [15] 彭桂云, 朱跃, 高正来, 等. 脱硫增效剂在电厂的应用[J]. 华电技术, 2011, 33(7): 65-67.
- Peng G Y, Zhu Y, Gao Z L, et al. Application of desulphurization synergist in thermal power plants[J]. Huadian Technology, 2011, 33(7): 65-67.
- [16] 展锦鹏, 张琳, 龚坤, 等. 石灰石-石膏脱硫系统增效剂添加剂开发及应用[J]. 电力科技与环保, 2016, 32(1): 42-44.
- Zhan J P, Zhang L, Gong K, et al. Development and application of energy conservation and potentiating

agent in limestone- gypsum system[J]. Electric Power Environmental Protection, 2016, 32(1): 42-44.

收稿日期: 2020-07-09。

作者简介:



邱国华

邱国华(1969), 男, 工程师, 研究方向为锅炉检修、运行及技改, qiuguohua1@chd.com.cn;



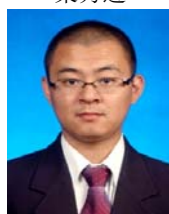
魏宏鸽

魏宏鸽(1986), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为火电厂环保设施节能降耗与经济运行, hongge-wei@chder.com;



梁秀进

梁秀进(1979), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电站锅炉节能及污染物排放控制, liangxiujin@126.com;



李壮

李壮(1988), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为火电厂环保设施节能降耗与经济运行, zhuang-li@chder.com;



王丰吉

王丰吉(1980), 男, 高级工程师, 研究方向为火电厂锅炉燃烧及环保, fengji-wang@chder.com;



朱跃

朱跃(1962), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 研究方向为锅炉燃烧技术与火电厂污染治理, yue-zhu@chder.com.

(责任编辑 杨阳)