

国电谏壁发电厂 13 号机组烟囱石膏雨影响及策略研究

高广军¹, 王玉祥¹, 顾兴俊²

(1.国电谏壁发电厂, 江苏 镇江 212006; 2.江苏方天电力技术有限公司, 江苏 南京 211102)

摘 要: 为提高脱硫净烟气温度, 有效消除脱硫造成的烟囱出口“石膏雨”现象, 本文提出了利用锅炉二次热风加热脱硫净烟气来消除石膏雨的改造方案。

关键词: 脱硫; 石膏雨; 锅炉二次风; 烟气

0 引言

国电谏壁发电厂 13 号机组烟气脱硫系统采用石灰石—石膏湿法脱硫技术, 吸收塔采用喷淋空塔, 脱硫后的净烟气温度一般在 $45\sim 55^{\circ}\text{C}$, 且已达到湿饱和状态, 净烟气主要成分为水蒸气、二氧化硫、三氧化硫等酸性气体。低温下含饱和水蒸气的净烟气很容易产生冷凝酸, 据实测, 在净烟道或烟囱中的凝结物 pH 值约为 1~2 之间, 硫酸浓度可达 60%, 具有很强的腐蚀性。低温湿烟气如不经过处理直接排放将影响烟气的抬升高度和扩散, 凝结水汽会在机组烟囱出口形成白色的烟气。烟气中携带的粉尘以及酸性溶解物聚集在液滴中落到地面形成“石膏雨”或酸雨, 对环境造成污染, 腐蚀厂房以及生产设备的外皮与保温层, 同时, 由于烟气温度低于酸露点, 也会造成湿烟气对烟道与烟囱内衬材料的腐蚀, 增加保养和维护费用。

1 解决“石膏雨”问题的对策

解决石膏雨的办法有很多种, 最根本的办法就是提高净烟气的温度。目前各种烟气加热技术(如 GGH、烟气再燃、热管式换热器等)存在着腐蚀与堵塞严重、技术风险高、运行费用高等缺点, 经计算分析, 结合电厂锅炉设备的实际情况, 提出利用热二次风裕量, 抽取热二次风加热脱硫后湿烟, 提升烟气温度的方案, 简称“二次热风加热脱硫净烟气”方案。该方案具有结构简单、设备较少、能节省投资费用等优点。这一方案可以充分利用电厂设备本身的裕量, 可以减少设备安装以及运行费用, 技术风险较小、易于安装实施、对 FGD 运行没有影响, 具有明显的社会与环保效益。

2 “二次热风加热脱硫净烟气”方案介绍

该方案具体设想如下: 从空预器后二次风风道抽取一部分热二次风, 直接注入脱硫系统出口烟气烟道。在混合段内热二次风与脱硫后净烟气混合加热, 提升净烟气温度, 使水蒸气温度高于露点, 提高烟囱排烟的抬升高度, 同时减少烟道烟气结露积酸。图 1 为该方案的示意图。

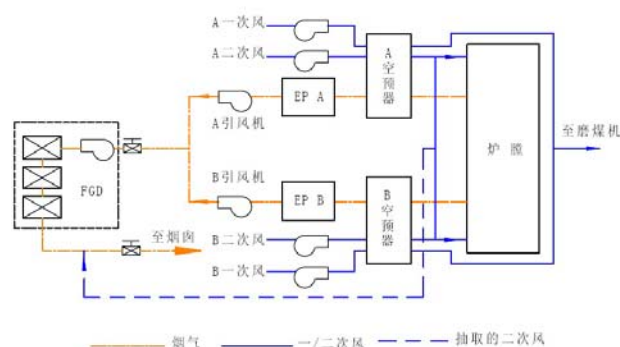


图 1 “二次热风加热脱硫净烟气”方案示意图

表 1 中将该方案与国内外其它现有湿烟气排放技术从改造成本、技术风险以及实施的可能性等方面进行了分析与比较。可见, “二次热风加热脱硫净烟气”的方案充分利用了电厂设备本身的裕量, 设备安装、运行费用以及技术风险较小, 实施的可能性最大。

2.1 “二次热风加热脱硫净烟气”方案管道布置与设计

从锅炉空预器出口的二次风两侧烟道联络处引出一路热风管, 绕过电除尘到脱硫除雾器出口烟道, 在烟气混合器内与脱硫后的净烟气混合, 提高烟气温度后, 通过烟囱排空。

在脱硫主烟道顶部进入混合器之前设置一个百

叶窗式电动调节门，运行时可以根据烟气加热提升温度的需要，控制电动调节门的开度。为保证热二次风与脱硫后烟气迅速混合均匀，短时间内达到最佳的换热效率，烟风混合段设计为文丘里型烟道，热二次风以顺流混合方式从文丘里管道的喉部注入烟道。利用文丘里管“加速降压”的原理，适当控制文丘里管的渐缩段缩角、渐扩段扩角，强化脱烟风气流的混合，提高混合传热效率。所抽取的热二次

风需由空预器出口流动至 FGD 出口烟道，流程长，流动阻力大，“文丘里”型烟道还对所抽取的二次热风有较强的“引流”作用，这一点对本设计方案的实现尤为有利。

文丘里烟道会增加烟气流动的阻力，而方案实施后烟气温度上升，烟囱的“自拔力”增加，会部分抵消阻力增加的影响。

表 1 湿烟气提升烟气排放温度技术比较表

编号	技术方案	技术要点	优点	缺点	应用实践	实施的可能性
1	加装 GGH	进入脱硫塔前的锅炉排烟（原烟气）与脱硫后的净烟气间进行对流换热	可以降低烟气进吸收塔的烟温，减少吸收塔的水耗；充分利用了烟气余热	设备庞大，价格昂贵；腐蚀与堵塞严重；由于漏泄，降低系统脱硫效率；系统阻力大，增加 FGD 运行费用	国内外应用较广泛。国内安装 FGD 系统的机组几乎都加装了 GGH；发达国家的烟气脱硫正在向取消 GGH 的方向发展。	中等
2	火焰加热	在烟囱底部安装燃烧洁净燃料（如天然气）的燃烧器，对脱硫后的烟气进行火焰加热	投资与维护费用较低	需使用相对昂贵的洁净燃料，运行费用较高	美国一些电厂应用	低
3	热管换热器	利用热管技术吸收热烟气余热加热冷烟气	传热效率高；没有附加动力消耗，运行费用低；操作和维护简单，不需备品、备件 提高了排烟效率；提高了人力和物力的利用，节约建设用地、节省工程投资；可大大降低脱硫系统排烟阻力、减少脱硫电耗和运行费用	腐蚀与堵塞严重；技术风险高	在工业锅炉上有所应用，在大容量电站锅炉上尚无应用实践	低
4	烟塔合一	利用冷却塔热量加热湿烟气后排入大气		空冷、江水冷却以及海水冷却机组不能应用	国内国华三河、华能北京等电厂应用	无
5	湿烟囱排放	烟气不经过加热直接通过钢制湿烟囱排放	投资、运行和维护费用较低	环保性低，烟囱本身腐蚀严重	国内外电厂均有部分应用	很低
6	二次热风加热	热二次风直接注入脱硫后烟气，热风与烟气混合传热，提升烟气温度	充分利用电厂现有设备投资、运行和维护费用较低，改造的技术风险小	影响锅炉效率，提高了空预器腐蚀倾向	较少应用	高

2.2 湿烟气加热后温度的确定

该方案抽取热二次风将 FGD 出口净烟气加热到 60℃，即可有效的消除烟囱白烟。我国在现行的环保法规中，只对排放烟气中的 SO₂ 与 NO_x 等大气污染物的含量作出了规定，对排烟温度并没有明确的规定，德国在环保法规中规定大型燃煤设备烟囱出口处烟气最低温度为 72℃。

考虑到电厂所在镇江地区年平均气温较高，无需追求较高的烟气抬升高度。就本项目而言，烟囱出口烟气加热 55℃，亦可满足的预期技术指标。考虑到烟道与烟囱的温降约为 2~4℃，空气与烟气混合点的温度定为 60℃。在夏季大气温度较高的情况下，还可以进一步降低对混合后烟气温度的要求。

2.3 加热二次风所需风量的确定

加热所需要新增的二次风量定义如下：

所需二次风量 $Q = m_r / m_z * 100, \%$

式中， m_r —加热脱硫后净烟气至设定温度值，所需的热风质量流量，t/h； m_z —390.1m³/s，每台炉送风机 TB 点总风量，数据选自送风机技术协议。

经过计算后确定，若要混合后烟气温度达到 60℃的预设目标值，则需要新增二次风量 3.8%；若要混合后烟气温度达到 70℃的预设目标值，则需要新增二次风量 5.73%；本方案将按新增 3.8%的风量实施。加热二次风量核算表见表 2。

由计算可见，若要将净烟气温度加热到 55℃，二次风量需要增加 45838.2 m³/h；加热到 58℃，二次风量需要增加 82074 m³/h；加热到 60℃，二次风量需要增加 106699.25 m³/h；加热到 70℃，二次风量需要增加 160865 m³/h；送风机设计每台机组锅炉配有两台送风机，每台送风量较大，能够满足本工程新增二次风量的需要。

表 2 加热二次风量核算表

项目	单位	设计煤种（BMCR）				
		净烟气温度 52℃	加热到 55℃	加热到 58℃	加热到 60℃	加热到 70℃
热风降温后放出的单位热量	kJ/kg	0	278.25	275.1	273	262.5
烟气升温后吸收的单位热量	kJ/kg	0	3.255	6.51	8.68	13.02
烟气升温后吸收的热量	kJ/h	0	13060445	26120891	34827854	52241781
饱和汽温度提高的单位热量	kJ/kg	0	9.355	18.71	28.065	37.42
饱和汽温度提高的热量	kJ/h	0	3196728.9	3196728.9	3196728.9	3196728.9
饱和水变饱和汽吸收的单位热量	kJ/kg	0	2381	2390	2400	2409
饱和水变饱和汽吸收的热量	kJ/h		702395	705050	708000	710655
干烟气的质量流量	kg/h	4012425.6	4012425.6	4012425.6	4012425.6	4012425.6
烟气饱和汽的质量流量	kg/h	341713.4	341713.4	341713.4	341713.4	341713.4
烟气饱和水的质量流量	kg/h	295	295	295	295	295
新增热风的质量流量	kg/h	0	60950.833	109133.66	141877.59	213901.58
冷风（20℃）体积流量	M³/h	0	45838.163	82074.127	106699.25	160865
热风（320℃）体积流量	m³/h	0	92771.435	166109.07	215947.63	325573.18
送风机 TB 点风量	m³/h	2808720				
占送风机 TB 点风量的百分比	%		1.6319947	2.9221185	3.7988568	5.7273419

注：由于锅炉实际排烟温度达到了 145℃，故吸收塔出口净烟气温度按 52℃计算。

3 工程应用

2011 年 9 月至 2012 年 4 月对 13 号机组脱硫系统进行了改造，按照脱硫系统净烟气温度提升到 70℃进行，改造后对脱硫系进行测试，结果表明：进入脱硫系统的二次热风量为 170238 m³/h，锅炉排烟温度为 143℃，脱硫系统净烟气温度达到 71℃，现场石膏雨现象完全消除，达到预期效果。

参考文献：

[1] 马宜静.银川热电厂二期烟气脱硫系统运行中出现的问
题分析[J].宁夏电力,2006(03).
[2] 薛建明,马果骏.现有燃煤电厂烟气脱硫改造方案的经济
评价[A].第九届全国电除尘、第一届脱硫学术会议论文

集[C].2001.

[3] 王树君.国华太仓电厂烟气脱硫系统“石膏雨”治理[A].苏
州市自然科学优秀学术论文汇编(2008-2009)[C].2010.
[4] 付昱,何金起.火力发电厂湿法脱硫石膏雨治理方法讨论
[J].黑龙江电力,2009,32(5): 374-376.
[5] 北京国电龙源环保工程公司.石膏雨治理可研[Z].

作者简介：

高广军（1971-），男，江苏句容人，助理工程师，主要从事
火电厂脱硫、脱硝、电除尘器技术工作；
王玉祥（1973-），男，江苏丹阳人，助理工程师，主要从事
火电厂脱硫、除灰渣、电除尘器技术工作；
顾兴俊（1970-），男，江苏南京人，高级工程师，从事火电
厂环境技术管理工作。