

发电机转子接地保护改造分析

魏红华

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:国华太仓发电有限公司两台超临界 630MW 发电机组采用了日本三菱公司 MEC5000 型微机励磁调节系统,其中配套的发电机转子接地保护存在问题,不满足现场要求,文中就存在问题提出改造方案并对改造过程展开分析、总结。

关键词:转子;接地;保护;改造

中图分类号:TM34

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0003-02

发电机正常运行时,转子回路对地之间有一定的绝缘电阻和分布电容。当转子回路绝缘损坏时,就可能引起转子回路接地故障,常见的是转子一点接地故障,如不及时处理,还可能接着发生转子两点接地故障。转子一点接地故障,由于没有形成闭合通路,励磁绕组参数没有改变,所以对发电机不会构成直接的危害。在一点接地故障后,励磁回路对地电压将有所增高,就有可能再发生第二个接地故障点。若再相继发生第二点接地故障,则将严重威胁发电机的安全:转子绕组的一部分被短路,另一部分的电流增加,这就破坏了发电机气隙磁场的对称性,引起发电机的剧烈振动,同时无功出力降低;转子电流通过转子本体,如果转子电流比较大,就可能烧损转子,还可能造成转子和汽轮机叶片等部件被磁化;由于转子本体局部通过转子电流,引起局部发热,使转子发生缓慢变形而形成偏心,进一步加剧振动。

因此对发电机组应装设反应发电机转子一点和二点接地故障的转子接地保护^[1]。

1 改造前转子接地保护存在问题分析

公司发变组保护采用了美国 GE 公司 UR 系列发变组保护,没有配置发电机转子接地保护,发电机转子接地保护原来使用日本三菱公司 MEC5000 型微机励磁调节系统^[2]自带的转子一点接地保护,采用电桥平衡原理,平衡桥回路串入一个灵敏电流继电器,该继电器只能设置一个整定值,当时整定为 1 mA,动作后发信号。由于保护装置只能设置一个整定值,不能根据转子回路绝缘水平不同做出相应的动作行为。特别是发电机转子回路发生二点接地故障时无法快速切除故障,严重威胁发电机组安全运行。

2 转子接地保护改造

因公司发电机转子接地保护存在上述问题,需要对发电机转子接地保护进行改造,通过广泛深入的调研,决定采用南瑞继保公司生产的 RCS-985RE 型发电机转子接地保护。

2.1 RCS-985RE 型发电机转子接地保护装置特点

保护装置采用具有专利技术的注入式转子接地保护原理,在转子绕组的正负两端与大轴之间注入一个 48 V 直流电压,注入直流电压由保护装置自产;通过装置内部电子开关定时切换,使得电源模块输出方波电压。保护装置通过实时求解转子一点接地电阻,反应发电机转子回路对大轴绝缘电阻的下降来监视转子绕组绝缘情况。该原理具有以下特点:转子接地电阻的计算与接地位置无关,保护没有死区;转子接地电阻的计算与转子电压的大小无关;不受转子绕组对地电容的影响;在未加转子电压的情况下,也能监视转子的绝缘情况。

当外加电源电压小于 80% 的正常电压时,瞬时闭锁转子一点接地保护,并延时 10 秒报外加电源异常。此外,在外加电源电压发生波动时,闭锁转子一点接地保护。

2.1.1 转子一点接地保护

转子一点接地设有两段动作值,灵敏段动作于报警,普通段可动作于信号也可动作于跳闸。

2.1.2 转子二点接地保护

若转子一点接地保护动作于报警方式,当转子接地电阻 R_g 小于普通段整定值,转子一点接地保护动作后,经延时自动投入或通过硬压板投入转子两点接地保护,当接地位置 α 改变达一定值(装置内部固定为 3%)时判为转子两点接地,动作于跳闸。

发电机转子接地保护动作逻辑如图 1 所示。

2.2 转子接地保护改造方案的确定

转子一点接地保护灵敏段动作于信号,当发生普通段一点接地报警时由运行人员手动投入二点接地保护硬压板,投入二点接地保护。

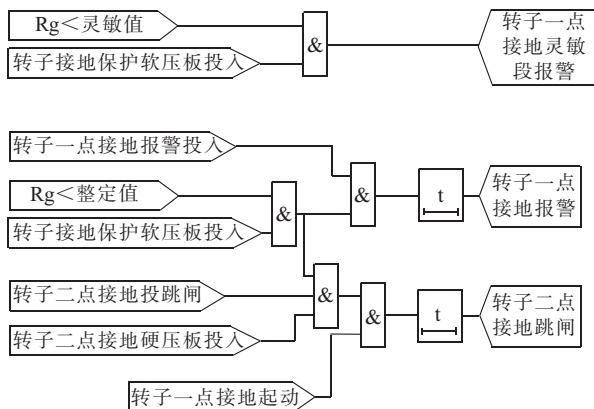


图 1 发电机转子接地保护动作逻辑图

3 转子接地保护改造实施

3.1 实施步骤一

分别在公司二台机组 A 级检修期间,在励磁小间励磁调节柜内空闲位置各安装一台 RCS-985RE 型微机转子接地保护装置,直流电源取自本柜第二路直流电源,保护装置所需发电机转子电压由就地屏柜直接引入。

分别退出原转子一点接地保护回路,并拆除其相关启动和信号回路。

敷设电缆,将新的转子接地保护出口跳闸接点引至发变组保护屏,同时驱动发变组保护 A 屏 K186A 出口继电器和 B 屏 K186B 出口继电器,跳开发变组各侧开关,灭磁,关闭主汽门并启动失灵。敷设电缆,将新的转子接地保护“转子接地保护装置故障”,“转子一点接地告警”和“转子接地跳闸”信号引接至 DCS 系统和发变组故障录波装置。

3.2 实施步骤二

二次回路改造完毕后,按照继电保护的检验规程^[3]进行相关回路的检查试验:(1) 转子接地保护装置固定牢固、可靠,与周围设备有足够的安全距离;(2) 保护装置面板、压板和端子排标示齐全、正确;(3) 端子排接线符合反措要求,电缆标号正确、清晰;(4) 保护装置通电检验、零漂和采样精度检验正常,误差在规定范围内;(5) 保护装置定值检查正常,符合规程及厂家说明书要求;(6) 保护装置出口及信号回路检查,符合设计要求;(7) 使用电阻模拟发电机转子一点、二点接地,保护带开关传动试验,防止中间环节出错留下事故隐患,经试验全部正常,符合设计要求后再投入运行。

4 转子接地保护运行注意事项

新安装的转子接地保护在励磁调节柜内加装三

个空气小开关,其中 K1 用于装置直流电源,K2 用于 48 V 注入电源,K3 用于发电机励磁绕组直流电源。转子接地保护应在启机前投入运行,投入方式是首先合上 K1,等待装置上电自检结束(约 15 秒)后,再合上 K2 和 K3 空气开关,转子接地保护即投入正常运行。

新安装的转子接地保护目前整定为一点接地保护灵敏段和普通段动作报警,在转子发生一点接地保护告警后,运行人员手动投入转子两点接地保护硬压板,将转子二点接地保护投入运行。同时根据规程要求,在确证转子一点稳定接地,投入二点接地保护的同时应尽快将机组平稳停机,查明故障原因防止事故扩大。

正常运行时,若转子接地保护有告警信号,运行人员应按保护装置左侧“FA”信号复归按钮复归信号,严禁按保护装置面板上红色“复位”按钮复归信号,因为保护装置面板上红色“复位”按钮是装置整组复归按钮。

5 转子接地保护改造后运行效果

8 号机转子接地保护装置于 2007 年 2 月 5 日投入运行,7 号机转子接地保护装置于 2007 年 6 月 7 日改造后投入运行,两台转子接地保护装置一直运行良好。8 号机组在一次停机备用时由于忘记及时关闭励磁小间空调,室内温差过大,励磁可控硅元件表面结露产生水珠,导致转子回路接地,转子一点接地保护正确报警,经及时处理后恢复正常。

6 结束语

项目改造完成后,转子一点接地保护装置可以整定两个定值:其中灵敏段动作发信号,普通段动作于信号或跳闸。通过两个不同整定值,实现当某种原因引起发电机转子回路绝缘下降时,如发电机碳刷积尘等,能及时发信号通知检修人员处理,避免停机;当转子回路绝缘继续下降或出现转子回路直接接地等危及发电机转子绕组安全运行时,能及时跳开发电机,切除故障点,避免更大事故发生。

参考文献:

- [1] 高春如.大型发电机组继电保护整定计算和运行技术[M].北京:中国电力出版社,2006.
- [2] DL/T 995-2006,继电保护和电网安全自动装置检验规程[S].

作者简介

魏红华(1967),男,江苏盐城人,工程师,高级技师,从事火电厂 600 MW 机组电气二次的检修维护工作。

大机组封闭母线外壳过热分析与处理方法

秦德志, 李 峰

(国华太仓发电有限公司, 江苏 太仓 215433)

摘 要:大机组近十年在我国得到广泛应用, 机组出线电流大, 对封闭母线的技术标准提出了更高的要求。结合现场设备发热实例, 在广泛了解国内外封闭母线结构及运行状况条件下, 详细分析了封闭母线的结构特征, 从理论深度对封闭母线外壳局部过热问题进行了分析和研究, 说明发热的根源。有针对性提出封闭母线过热问题施治办法, 提出几种可参考的治理方案。最后以最简便的方案进行技术改造, 达到了治理的效果。

关键词:大机组; 封闭母线; 涡流; 过热; 红外呈像

中图分类号: TM645.1^{†1}

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)S2-0005-05

随着国民经济的高速发展, 我国电力事业出现前所未有的建设规模和速度。2006 年 5 月 31 日 18 时 18 分, 国华宁电 2 号机组被国家发展和改革委员会、中国电力企业联合会命名为中国电力装机突破 5 亿 kW 标志性机组。我国新装机组多数为 600 MW 以上机组, 机组容量大, 新的技术问题随之而来, 600 MW 以上机组封闭母线出线普遍被采用, 而封闭母线外壳发热现象构成了大电流 (大容量机组) 传送的一个重要问题, 它的直接原因是电磁感应形成涡流, 而涡流在不同部位、不同形状的封母外壳上发热, 其后果是消耗大量的电能, 同时高温过热使设备本身或某些相邻设备的安全运行受到威胁, 加快了设备的老化, 甚者损坏设备或停机。经考察, 在国产 600 MW 机组中, 各发电公司都不同程度地存在封母外壳局部发热问题, 主要部位在母线与发电机出线、母线与开关、母线与主变低压侧引线连接处, 温度在 90~160 ℃ 之间不等。国华太电公司 8 号机组于 2006 年 3 月因为主变低压侧封母接口过热使得橡胶垫脱落导致接地故障, 保护动作停机。

据了解, 国内封闭母线生产厂家以原电力系统制造、加工、修造企业转型而成的为主, 他们的设计思想主要来源于国外封闭母线设计经验, 而国外在封闭母线设计方面也处于重视程度不同、水平不一的状态, 一些国家封母发热问题也才刚刚纳入研究课题。

封闭母线的设计处于导体性能、材料资源、加工工艺角度考虑, 国内外普遍选用铝材, 厚度为 5—10 mm 不等。设计一般要考虑的因素有元件之间的对口连接、空间布置、封母与导体的距离、封母内介质、干燥和通风、气体压力等。无论哪个厂家的产品, 普遍存在封闭母线外壳局部发热问题, 所不同

的是有的厂家的产品发热程度稍轻一些, 而有的厂家产品表现严重一些, 甚者影响相邻元件的安全运行。因为发热问题总是表现在发电机满负荷运行状态, 正是负荷高峰, 一般是用电紧张地区迎峰度夏阶段的连续性满负荷运行, 体现了系统对机组高负荷运行需求的迫切性, 没有给机组减负荷从而使设备降温的余暇, 这样解决封母外壳发热问题会显得十分迫切。

1 封母外壳过热分析

国内封闭母线外壳过热两种情况主要是发电机出线端没有按要求设计而造成的局部发热和封闭母线与设备接口处封母外壳处理不当而发热。

1.1 发电机出线端封母设计中的问题分析

国内外 600 MW 机组的封闭母线普遍采用离相封闭母线方式, 但是我国实际设计和安装的设备都与离相封闭母线的标准存在差别。按照 GB/T8349-2000《金属封闭母线》标准对离相封闭母线定义为每相具有单独金属外壳且各相外壳间有空隙隔离的金属封闭母线。我国实际设计和使用的全部是共箱封闭母线, 其定义为三相母线导体封闭在同一个金属外壳中的金属封闭母线。各相母线导体间不用隔板隔开的共箱封闭母线, 被称为不隔相共箱封闭母线。我们国内全部是这种不隔相共箱封闭母线。以国华太仓发电有限公司 (以下简称为太电公司) 为例, 《太仓港环保发电有限公司 2×600 MW 机组离相封闭母线技术协议》(国华太电机组从太仓港环保发电有限公司通过资产转让而来), 额定电流要求 23 000 A, 动稳定电流 630 KA, 热稳定电流 250 KA, 符合离相封闭母线标准。实际设计和安装的是从主变到发电机出线箱为离相封闭母线, 而发电机出线箱采用了三相母线导体封闭在同一个金属外壳中, 各相母线导体间不用隔板隔开的隔相共箱封

闭母线,以上两部分组成了整套的“600 MW 机组离相封闭母线”。《金属封闭母线》标准第 5 节额定值中对离相封闭母线和隔相共箱封闭母线二者要求的额定电流值不是一个等级的,离相封闭母线的额定电流为 3 150~40 000 A,共箱封闭母线的额定电流为 1 000~6 300 A,可见共箱封闭母线是小型机组或低电流系统使用的。除此之外,动稳定电流和热稳定电流是不同的而且有很大差别的。金属封闭母线应能承受相应的动稳定电流和热稳定电流作用,参照标准则以额定电流下的温升不得大于规定值来判断。金属封闭母线外壳最热点的温度不允许超过 70 °C 和温升不允许超过 30 K。这就是说太电公司发电机出线段隔相共箱封闭母线外壳是不满足机组额定电流工作要求的,同样国内其它发电公司能够满足《金属封闭母线》标准要求的至今还没有发现,好多发电公司因为没有受到过热的威胁而未关注于此,实际温度大多在 80~100 °C 之间维持运行。

要求中的离相封闭母线为什么要设计和安装成隔相共箱封闭母线呢?原来,发电机生产厂生产出来的发电机三相出线间距一定,通过充氢的套管引出,导体接线板又比较宽(大),电流决定了封闭母线截面,根据母线截面外形计算出封闭母线外壳直径。上海汽轮发电机有限公司生产的 600 MW 发电机出线中心间距 1 016 mm,而计算出来的封闭母线外壳直径是 1 800 mm,相与相间还要有 300 mm 的间隔,这样就没有办法或者说比较困难地设计出三相隔离的离相封闭母线,无奈之下采用了隔相共箱封闭母线,这样 600 MW 发电机组出线箱局部过热是理所当然的了,而且应该说设备的动、热稳定标准是存在不安全因素的。

1.2 封闭母线与设备接口处封母外壳处理不当原因分析

封闭母线外壳过热部位经常发生在母线与发电机出线、母线与开关、母线与主变低压侧引线连接处,三相中以 B 相最为严重。我们知道,封闭母线外壳与设备外壳间要求是绝缘的,考虑到封母终端需要检查、检修,一般设置一个活动节,活动节不仅与设备绝缘,与封母段连接往往存在接触面不足问题。同时母线强大交流电流在其周围产生强大电磁场,使用封闭母线后被封母外壳屏蔽,而在离相封闭母线外壳与设备外壳接口处往往有一段不能被屏蔽掉的电磁场,三相相互作用使接头部位的 B 相封母外壳产生强大涡流而发热。《金属封闭母线》标准第 7 节要求,除特殊要求外,离相封闭母线外壳与设备外壳间应绝缘并隔振。分析绝缘的目的是为

了防止封闭母线涡流或事故时的故障电流会影响变压器外壳(材质薄)的安全,故不该连接,而在发电机出线 and 开关接头处应该是不存在隔离绝缘问题的,因为它们的外壳比较厚,并且接地良好,不会因为涡流或事故时的故障电流损坏设备。严格地讲,绝缘是作不到的,因为设备外壳全部是金属性接地的,封闭母线是要求是接地的,二者之间当然是与地相通了,所说绝缘是讲封闭母线独立接地,将涡流或事故电流不通过设备外壳直接接地,不影响设备安全,所以这里要强调封母,尤其是封母接口部位,一定要以大截面导体金属性接地。解决封闭母线与设备接口处封母外壳过热问题的另一个重要措施是将封闭母线与设备接口的一节的外壳材质加厚,给涡流以充分导通的条件。

1.3 影响封母外壳过热的其它因素

经考察和分析,封母外壳温度的高低与许多因素有关,情况是复杂的。

1.3.1 与母线电流有关

发电机出线段封闭母线外壳局部过热问题之所以体现在 600 MW 以上机组,而在低容量、小电流机组中没有明显表现,主要原因就是母线电流高。600 MW 机组发电机出线电压一般为 20 kV,功率因数为 0.9,额定电流 19 245 A,在这一强大电流作用下,导体周围产生强大电磁场,使封闭母线所感应的巨大涡流在与元件连接处不易完全形成畅通回路,将在封母外壳与元件连接边缘、封母所开检修孔边沿产生很高的温升。经考察华润阜阳同样是 600 MW 机组,但它是以 22 kV 出线,电流约为 17.5 kA,发电机出线箱发热现象不明显;普通 600 MW 机组当发电机发电在 550 MW 时,封闭母线局部发热问题也不明显,太电机组负荷在 550 MW 时发电机出线联箱温度最高不过 100 °C;封母生产厂家北京电力设备总厂通过实体试验,结果是在不同负荷下,尤其在接近额定负荷条件下,温度变化是明显的。

1.3.2 与封闭母线外壳离母线距离有关

发电机出线段封闭母线外壳局部过热问题之所以体现在 600 MW 以上机组,而在低容量、小电流机组中没有明显表现,另一个主要原因是低容量、小电流机组所设计的封闭母线在其工作电流条件下,母线本身由于电流小,而设计的母线宽度(或圆径)较小,封闭母线外壳距母线距离相对增大;大机组母线设计较宽(或圆径较大),600 MW 机组母线软连接处接线板为 500 mm 方形板式接线,由于电流的集肤效应,电流靠近导体外边缘流动,相对缩短了导体与封母外壳间的距离,增强了封闭母线涡流发热的条件。

封闭母线外壳对母线导体电流起到屏蔽作用,封闭母线涡流产生的磁场应该抵消母线导体产生磁场的作用。从这个角度讲,离开母线越远的地方,磁场越弱,封闭母线外壳产生的涡流越小,封闭母线外壳远离母线有利于降低涡流和温升。

1.3.3 与封闭母线外壳或箱体材料、厚度有关

处于防止封闭母线外壳或箱体由于涡流产生过热现象的影响和选材经济性要求,封闭母线外壳或箱体所选用材料和母线选材相同,采用 1060 牌号铝材,在 20 kV 发电机出线上的封闭母线外壳一般选用 10 mm 厚度即可满足正常需要,但封闭母线外壳或箱体在与其它元件接触部位由于涡流通路受到限制而必须进行加厚处理,太电公司主变低压侧封闭母线端头部分升高座在设计和施工中采用 10 mm 厚铝板卷成,运行中产生 160 °C 的高温,更换为 15 mm 厚铝板卷成,温度得到了控制,在机组满负荷情况下不超过 65 °C。

1.3.4 与母线或是封闭母线外壳形状(对称性)有关

温度高低与母线或是封闭母线外壳形状(对称性)有关,对称性好的母线配对称性好的封母外壳,由涡流产生的温升问题比较易于处理。

导体电流具有集肤效应,导体截面越大、载流能力越强,集肤效应越明显。规范的圆形导体配备规范的圆形封母外壳,涡流规律性越强,容易控制和处理,而不规则母线配备不规则封母箱体,涡流变化不易控制和处理。最难于处理的封母外壳过热问题往往发生在不规范的箱式封母外壳上。法国最新采用的发电机出线箱为圆形出线配备对称的圆形封母外壳,这一技术在我国封母厂家正在试应用中。

1.3.5 与封闭母线外壳或箱体凸凹情况有关

封闭母线外壳或箱体的涡流温升一般不发生在外壳或箱体凸出的部分(距离母线远的地方)。

1.3.6 与封闭母线外壳或箱体组合(连接)方式有关

封闭母线外壳或箱体组合(连接)有绝缘紧固连接和金属性连接 2 种,绝缘紧固连接往往容易在绝缘的边界产生较大涡流而发热,在没有特别要求时应尽量减少绝缘连接;《金属封闭母线》标准要求离相封闭母线外壳与设备外壳间应绝缘,考虑到发电机机壳厚重,接地良好,不会因为封母外壳发热或故障电流影响而对发电机有所损坏,所以采用金属性连接是可以的,同时因为对电磁场的完全屏蔽作用可以明显降低接口处的温升。

封母金属性连接又分金属螺栓连接和金属焊接连接,《金属封闭母线》标准对此也有要求,金属封闭母线外壳与设备外壳间应采用可拆连接。导电性不好的金属螺栓连接容易在螺栓上发热,螺栓固定要

用力矩扳手,每一个螺栓紧固力矩要相同。从这个角度讲,既使导电性好的白钢螺栓也不易实现涡流的良好通路,往往在接触较差的螺栓上发热甚者烧红。金属焊接只适用于封母与封母之间连接,连接的好坏对温度的影响是明显的,简单粘接的铝板在焊缝上要发热,解决这个问题必须是使铝焊填满铝材缝隙并应该大于铝材的厚度。《金属封闭母线》标准 7.10 节对焊接的要求是导体及外壳的焊接应采用惰性气体保护电弧焊,导体及外壳焊缝截面应不小于被焊金属截面的 1.25 倍,焊缝不允许有裂纹、烧穿、焊坑、焊瘤等,未焊透长度不得超过焊缝长度的 10%,深度不超过被焊金属厚度的 5%。焊缝应经 X 射线或超声波探伤检验合格,导体及伸缩节抽样探伤长度不少于焊缝长度的 25%,外壳不少于焊缝长度的 10%。

1.3.7 与发热处的散热条件有关

在同等条件下,为解决封闭母线外壳或箱体局部发热损坏相邻元件的问题可以采用冷风散热措施,以维持机组暂时大负荷运行,这种办法可以在一个小修期内保障安全运行,不损坏设备和缓解时间,为维持机组暂时运行等待定期检修赢得时间。

2 国华太电封闭母线现状

国华太电 2×600 MW 超临界机组,8 号机于 2005 年 11 月 8 日通过 168 小时试运行,7 号机于 2006 年 1 月 20 日通过 168 小时试运行,发电机与主变压器之间也是采用全连式离相封闭母线连接,发电机主回路封闭母线额定电流为 23 000 A、额定电压为 20 kV,采用自冷式、空气循环干燥装置。

机组自满负荷运行开始,封闭母线的主变低压侧升高座部位、发电机出线箱温度明显超标,三相中以 B 相为主,最高在主变低压侧可达 160 °C 以上,这与我国标准要求的金属封闭母线外壳最热点的温度不允许超过 70 °C 和温升不允许超过 30 K 相比已经大大超标,高温形成设备故障隐患,损坏设备、损耗电能,对设备的安全稳定运行十分不利。发电机出线箱温度有局部发热现象,也达 130 °C 以上,设备点检及维护人员在加强监视的同时,对发电机出线箱采取用压缩空气对发电机出线联箱通风进行冷却的方式维持运行。

太电公司封母出线箱结构如图 1,发电机出线箱设计为离相封闭母线,实际发电机出线段采用不隔相共箱封闭母线,其它段采用离相封闭母线。发电机出线经过充氢套管引出,通过电流互感器(箱外式),进入出线上箱,出线箱上、下两个相互绝缘独立,设计出发点为上箱通风散氢,将可能逸出的氢气

排掉,下箱用于接线。下箱全部焊接,A、B、C三相正面用三块铝板组成,A、C相全部焊接,B相铝板是用金属性螺栓固定而成,用于大型检修或设备更换用,靠上方开一方型人孔,人孔向外凸出,另加方型铝板通过螺栓固定。上方的出线箱用铝板5mm厚,与下面出线箱面板8mm厚度不同。



图1 国华太电7号机出线联箱

在2006年3-4月份机组小修期间,设备厂家更换了主变低压侧升高座部位封母过渡节,材质进行加厚,取得了一定效果,温度由原来的160℃下降到65℃以下。而在发电机出线箱内侧加装屏蔽挡板措施后略有变化,取消了通风冷却方式,但效果不是特别明显,局部高温现象仍然严重,局部过热点主要分布在出线箱与上方的出线箱风罩接缝处的一条线上,而接缝处的上下随距离的增加温度迅速下降,最高点温度达到119℃(如图2),另一点在背面上方的出线箱风罩下边缘,温度达110℃,2台机以7号机局部过热为更明显一些,对设备的安全运行构成严重威胁。



图2 太电7号机满负荷下出线箱红外呈像

以国华太电机组出线下箱B相螺栓固定封面板为例分析电磁涡流分布情况,在B相铝板平面内构成如图3所示的涡流通路,由于上侧边缘通路狭窄,通过涡流大,损耗也大,以致造成局部过热,这与现场实测的过热情况相符。

3 发电机出线箱局部过热的施治思路

3.1 离相封闭母线的设计

按着大机组出线电流大的特点,选配离相封闭

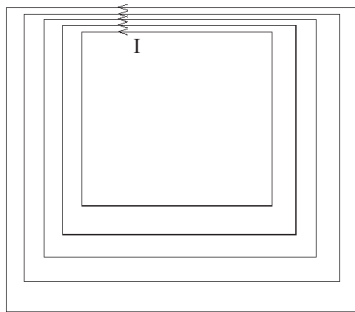


图3 铝板涡流分布情况

母线是正确的,离相封闭母线比共箱封闭母线承受电流大,动、静稳定性能好,是因为离相封闭母线外壳屏蔽了相-相电磁交替作用而在封母外壳不同位置上感应出大小不等的电磁场。而太电公司实际采用了共箱封闭母线是处于发电机出线间距太小而出线连接处下侧接线端为500mm方形板式接线而不易制成离相封闭母线的考虑,如果设计院从封母动、静稳定性能出发,充分认识到离相封闭母线的优点,从设备绝缘角度考虑,制成离相封闭母线应该是可能的。发电机从出线开始就制成离相封闭母线,可以大大缓解封闭母线过热问题。目前扬州第二发电厂全部引进美国发电设备,发电机从出线开始就采用离相封闭母线形式,封母外壳温度绝对控制在70℃以下,不存在封母外壳过热的忧患。

这一方案是解决问题的最佳方案,但做起来也是最难的方案,因为发电机出线距离已经成形,一般不易变动,发电机出线箱的设计也已成形,要想使发电机出线端缩小体积比较困难,同时对于太电公司设备和生产现状来讲,必要性不是很大,不建议推荐采用。

3.2 不改变发电机出线而改封闭箱体的方案

根据原封母出线箱体分为上下两箱,形状有别、连接方式不同、板材厚度不等的现实,将原有箱体全部拆除,作成一体箱体,通风孔照留,此外统一用10mm厚铝材,对称式检修孔仍要凸出,焊接厚度要满足要求,可以有明显的降温,改造效果好不会出现外壳局部温度过高现象,整体温度可以控制在90℃以下,这样也要有近20万元的费用和近30天的拆装时间。

3.3 在原有箱体基础上修补的方案

太电公司封母出线箱结构已成,分上、下两个独立箱体,相互绝缘,设计出发点为上箱通风,将可能逸出的氢气排掉,实际发电机出线经过充氢套管引出,穿过电流互感器(箱外式),氢气泄漏问题是一个无病预防的措施,上、下箱合并为一体,保留原有通风孔照样是可以满足技术要求的。取消原出线箱上、下分两体绝缘的运行方式,使之金属性连接,取消B

相的金属性固定螺栓连接,使其与总箱体螺栓固定改为铝焊连接,使整个箱体金属性连接成一体,统一使用 8 mm 厚铝材,与出线箱前面板厚度相同,增加涡流通截面宽度,使涡流通路对称而不至局部过热。这一方案要拆除出线箱上部分进行更换板材,拆装时间在 20 天以内,费用在 5 万左右。考虑到施工难度、工程量和工期,采取此方案即可以缓解目前局部高温现象,达到不超过 100℃ 的温升,虽然达不到标准要求,但配合精心的设备点检,可以维持机组正常的满负荷运行。

4 改造后的效果

到目前为止,国华太仓发电有限公司已经按在原有箱体基础上修补的方案完成了 7、8 号机组封闭母线出线联箱的改造工作,取消了原出线箱上、下分两体绝缘的运行方式,使之金属性连接,并采取铝板加厚连接的办法明显缓解了联箱局部高温现象,预计中达到不超过 100℃ 的温升,实际改造后达到了出乎预料的理想效果。以 7 号机组出线联箱为例,改造后温度由 120℃ 降至最高 72℃ (如图 4:改造后的温度呈像图),8 号机效果相同,从此彻底解决了发热问题,完全保障了长期满负荷发电能力,节省了改造费用,免去了发热损耗,保障了机组长周期安全

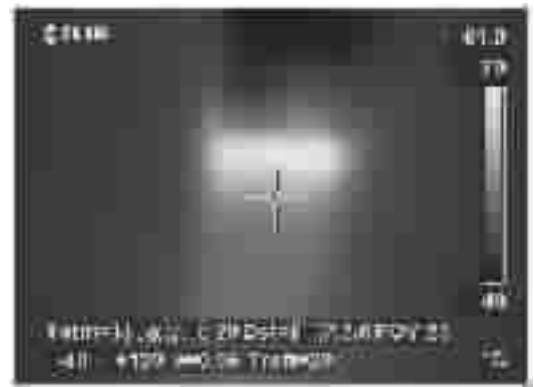


图 4 改造后的温度呈像图

稳定运行。

参考文献:

- [1] GB/T8349-2000,金属封闭母线[S].
- [2] SD/Z045-87,离相封闭母线质量分等[S].
- [3] GB/T763-2001,交流高压电器在长期工作时的发热[S].
- [4] GB2706-89,交流高压电流动热稳定试验方法[S].
- [5] 倪光正.工程电磁场原理[M].北京:高等教育出版社,2002.

作者简介:

秦德志 (1961),男,辽宁建平人,工程师,从事国内外大机组继电保护及电气设备维护管理工作;

李 锋 (1976),男,内蒙古赤峰人,工程师,从事发电企业管理工作。

Shells Overheating Analysis and Solutions of Enclosed Buses in Large Units

QIN De-zhi, LI Feng

(Guohua Taicang Electric Power Co.,Ltd, Taicang 215433, China)

Abstract: Large units are widely used in our country in the recent decade. The requirements on the standard for enclosed bus are more serious. Based on a wide knowledge of the structure and operation of enclosed buses at home and abroad, the characteristics of the structure of enclosed buses were analyzed. Taking the fever in field devices as an example, theoretical analysis and study were done on the partial overheating problem in enclosed bus shells and its main causes. Then some solutions and referenable governance programs were proposed. The simplest governance program was chosed and its effect is as expected.

Key words: large unit; enclosed bus; eddy; overheating; infrared imaging

(上接第 4 页)

Analysis on Transformation of Ground Protection of Generator Rotor

WEI Hong-hua

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: The MEC5000 type microcomputer excitation system of Mitsubishi Corporation is used in two supercritical 630MW generator sets of Shenhua Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd. The ground protection of generator rotor exists problems which don't meet the site requirements. Rehabilitation programs of the problems are proposed, and the transformation process is analyzed and summarized in this paper.

Key words: rotor; ground; protection; transformation

进口逆功率保护在 600 MW 机组中的应用与改进

王晓飞

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:以某电厂应用进口逆功率保护为例,探讨逆功率保护在 600 MW 机组中存在的问题,通过分析逆功率保护在程序跳闸过程中偶然出现不动作形成的原因,完善继电保护与热工保护中间的逻辑配合。通过技术改进修改逆功率保护实现方式来避免当事故跳机时,由于无功功率较高而导致逆功率保护处于动作边界,而发生不能跳开发电机的情况。

关键词:逆功率;继电保护;超速;事故停机

中图分类号:TM588

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0010-03

600 MW 发电机常见的停机方式有:直接解列停机、用热工保护动作跳发电机、用逆功率保护动作解列。国电发[2000]589 号文《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》中规定:“在正常停机时,打闸后应先检查有功功率是否到零,千瓦时表停转或逆转以后,再将发电机与系统解列,或采用程跳逆功率保护动作解列,严禁带负荷解列。”因此,直接解列停机不符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》中的规定。目前,在机组热工保护设置中,汽机跳闸后不管主汽门是否关闭,均会发信号至发电机保护屏的“解列灭磁”联跳发电机。若主汽门故障至汽源不能完全切断,则易造成汽轮机超速。若将热工保护改接信号,用逆功率保护解列,存在如下问题:在汽轮机需紧急停运时(如机组振动大等),因逆功率保护有延时,用逆功率保护停机时间长,会加剧故障。

1 采用热工保护经逆功率闭锁

要防止汽轮机主汽门故障造成超速,就需使发电机不解列,靠系统抑制汽轮机的转速。当主汽门全关后,发变组逆功率动作后再跳发电机,这样就可以避免汽轮机超速。但是,若热工保护只发信号不跳机,由逆功率保护动作解列则存在如下问题:在汽轮机需紧急停运时,逆功率保护带有延时,要解决该问题就需要逆功率保护无延时。若发变组保护配置为微机保护时,需对热工保护回路进行改造设计,即在原发变组热工保护回路引入发电机逆功率出口的接点,而原热工保护取的主汽门关闭信号取汽轮(ETS)跳闸信号。当机组跳闸,主汽门全关闭后,发电机解列。具体接线如图 1 所示。

图 1 热工保护接线图中:

ETS 跳闸信号——热工保护接受到的跳闸指令发变组保护屏逆功率保护 t0 出口——发变组保护装

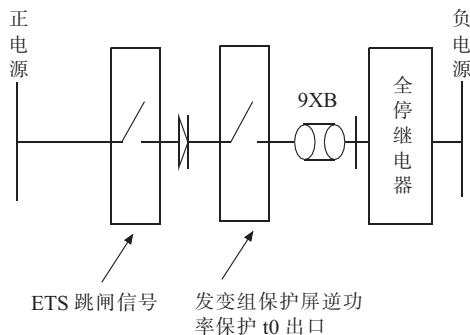


图 1 热工保护接线图

置经过逻辑判断后满足逆功率继电器动作条件经过 t0 延时动作的辅助输出接点。

上述两个条件同时满足时,两接点双双闭合,正电源经过出口压板 9XB 后,动作于全停继电器,机组全停。

2 程跳逆功率、发变组逆功率的改造

国华太仓发电有限公司发变组逆功率保护是 GE 公司生产的 G60 系列保护装置。该发电机逆功率保护分为两个部分,程序逆功率保护和逆功率保护^[2],其动作逻辑主要有以下行为构成:

程序逆功率保护需要两个条件参与,一个条件是主汽门关闭开关量信号,另一个条件是有功功率达到 $P < -1\% P_n$ (额定有功功率),并保持上述两个条件达到 1 秒出口,跳主开关、跳灭磁、关主汽门、跳 6 kV 工作电源进线、启动快切、启动失灵保护。上述两个启动条件中的任何一个如果在 1 秒内消失,则保护返回,不会出口,直到满足上述条件时才会出口。

逆功率保护的原理和启动定值与程序逆功率保护一样,只是不需要主汽门关闭信号的参与,只要有有功功率达到 $P < -1\% P_n$ (额定有功功率),并维持 60 秒就会出口,跳开上述开关,如果 60 秒内功率有波动,有功功率瞬间返回 -1% 以上,则保护会自动返回,直到功率值达到定值时才重新开始计时,达到

60 秒时出口动作。程跳逆功率逻辑图如图 2 程跳逆功率逻辑图所示。

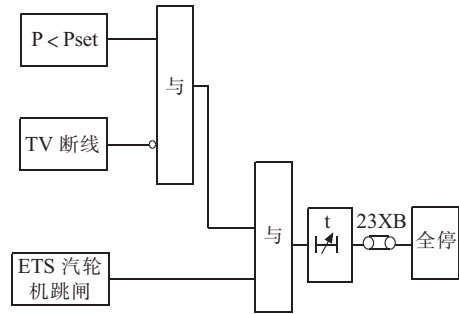


图 2 程跳逆功率逻辑图

图 2 程跳逆功率逻辑图中：
TV 断线—电压互感器二次回路断线闭锁逻辑
ETS 汽轮机跳闸—跳闸接点指令
t—保护出口动作延时
23XB—保护动作出口压板

由于汽轮机主汽门阀位关闭的信号并不十分可靠,将汽轮机 ETS 跳闸信号的另外一路送到程跳逆功率逻辑中,取代所用的汽轮机主汽门关闭信号,并将程跳逆功率的出口方式由原来的程跳逆功率出口更改为全停出口,延时时间整定为保护装置的最小固有时间。这样,当热工保护拒动时,由程跳逆功率保护动作解列。

为了保证逆功率保护与热工保护之间的动作逻辑更完善,对发变组微机保护中逆功率保护的逻辑进行修改,另外多加一路出口专门用于热工保护判断逆功率。逆功率保护逻辑图如图 3 逆功率保护逻辑图所示。

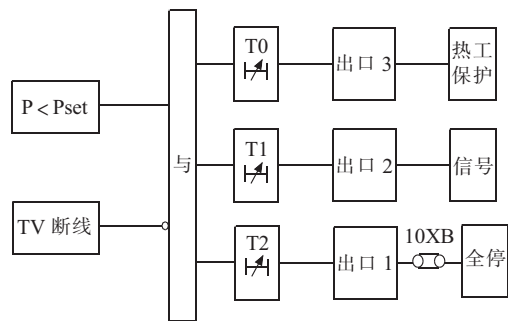


图 3 逆功率保护逻辑图

图 3 逆功率保护逻辑图中：
 $P_{set}=-1\%P_n$
TV 断线—电压互感器二次回路断线闭锁逻辑
T0—增加到热工保护出口接点的延时
T1—到运行集中控制室的报警信号延时
T2—逆功率保护直接动作于全停继电器的延
时
10XB—动作出口压板

3 保护定值的整定

国华太仓发电有限公司 7 号机组逆功率保护以及热工保护回路新增逻辑经过全新设计,采用了配置,其定值的整定也在多次实践与计算的基础上进行了重新考量。

2006 年 1 月 23 日,7 号机 168 h 试运行结束,负荷 100 MW 手动打闸后,汽机转速没有上升,逆功率 4.8 MW,发变组保护动作跳闸;2006 年 12 月 7 日,7 号机停机消缺,负荷 70 MW 手动打闸后,汽机转速没有上升,逆功率 4.3 MW,发变组保护动作跳闸等。国华太仓发电有限公司后来又发生了不解列发电机的情况。2007 年 8 月 26 日,7 机组由于控制计算机通讯系统的故障,在锅炉主燃料跳闸、汽轮机跳闸后,发电机程跳逆功率保护由于定值整定过高而未动作;2008 年 4 月 8 日,机组热工保护动作时,其有功功率在瞬间变为负小值,而无功功率几乎没有变化,DCS 记录机组有功功率为-4.22MW,无功功率为 91.88 Mvar,保护所测得的功率因数角为:

$$180^{\circ}+\arctan\frac{91.88^{\circ}}{-4.2^{\circ}}=92.60^{\circ}$$

此时在动作边界附近,逆功率保护很难动作。鉴于此,将逆功率保护的定值 $P<-2\%P_n$ 改为 $P<-0.2\%P_n$,具体整定值如表 1 所示。

表 1 保护整定值

保护名称	保护屏	Pset	延时
热工保护	A 屏	5W $P<-1\%P_n$	$T_0=0\text{ s}$
逆功率保护	A 屏	5W $P<-1\%P_n$	$T_1=1.5\text{ s}$ $T_2=60\text{ s}$
程跳逆功率	B 屏	1W $P<-0.2\%P_n$	$T=0.1\text{ s}$ (装置固有最小时间)

各保护出口动作方式为全停,即跳主开关、灭磁开关、6 kV 厂用电切换。

4 改进效益分析及注意事项

目前,国华太仓电厂 7 号、8 号机组逆功率保护采用上述配置,改造后符合国家电力公司《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》,保证了发电机的安全解列。在实际运行中还应该注意以下 3 点。

(1) 并网操作。机组并网前,B 屏逆功率保护暂不投入,在并网后 50MW 负荷左右投入该压板。在并网后到带 50MW 负荷前,加强对保护 A 屏的巡视,确保在此期间机组异常时,A 屏逆功率保护可以可靠动作,同时机组无功应尽量少带,以确保逆功率保护处于动作区域。

(2) 解列操作。机组解列时,降低有功、无功接近零时,手动打闸汽轮机,热工保护与逆功率保护动作后解列发电机。

(3) 异常情况。机组运行时,遇到异常情况的波动,应根据实际情况在汽机未跳、发电机主开关未断开前,立即采用并联切换方式将厂用电切至启备变供电,之后应在保证机端电压的情况下,迅速降低发电机无功,以确保事态发展后逆功率保护在动作区域。如保护正确动作,按正常的事故停机处理;如事态紧急,发展较快,汽轮机跳闸热工保护动作而主开关未跳时(逆功率未动),汽轮机转速下降,应在快切装置未闭锁的情况下,立即采用串联切换方式将厂用电切至启备变压器供电,然后手动将发电机打闸,关断励磁,并进行进一步处理。

5 逆功率保护在 600 MW 机组中应用总结

发电机逆功率保护主要用于保护汽轮机。当汽轮机自动主汽门关闭,而发电机出口断路器未断开时,发电机将成为电动机运行,即从系统中吸取有功功率,拖动汽轮机旋转。这种运行工况对发电机并无影响,但是对汽轮机而言,长时间无蒸汽运行将会

导致排汽缸温度升高及尾部叶片过热。由于汽缸中充满了不流动的蒸汽,它会与汽轮机叶片摩擦产生热,使汽轮机叶片过热和低压缸排汽温度升高,低压缸整体向上膨胀,转子中心上移,在轴承座位置不变的情况下引起机组振动,从而给机组造成损害。

UR 微机型发变组保护中的逆功率保护是美国 GE 公司推出的新一代通用型保护装置,太电公司根据自身的运行情况对该保护装置与热工保护装置之间的逻辑配合进行了全新改进,通过多年来的运行经验来看,将热工保护与逆功率保护合理地配合起来,能够满足整套保护系统在打闸停机时逆功率保护可靠动作;异常情况时,热工保护与逆功率保护有选择性的动作,保证了机组的安全稳定运行,取得了比较好的经济效益。

参考文献:

[1] 高春如.大型发电机组继电保护整定计算和运行技术[M].北京:中国电力出版社,2006.

作者简介:

王晓飞(1983),男,河北三河人,工程师,主要从事火电厂继电保护技术管理工作。

Application and Improvement of the Import Reverse Power Protection in 600 MW Generating Unit

WANG Xiao-fei

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: Based on the application of the import reverse power protection in a power plant, the problems reverse power protection has in the 600 MW generating unit are investigated. The logic between relay protection and thermal protection is completed by analyzing the reason why no-action of reverse power protection appears in the process of program tripping. The situations which reverse power protection stays in the action border without tripping generators which caused by high reactive power are avoided by modify the reverse power protection implementations.

Key words: reverse power;relay protection; overspeed; accidental shut down

太电公司“两心五定”抓整改

国华太电公司针对“找抓促”活动中自查出来的问题,举一反三,逐项逐条分解,通过“两心五定”抓整改,把整改工作细化、量化,将整改工作落到实处。

“两心”即攻坚克难的决心、务期必成的信心,“五定”即定部门、定分管领导、定项目责任班组、定项目责任人、定项目完成时间节点。为了确保整改工作的顺利完成,太电公司要求各部门把“两心五定”落到实处,生产部门编制了“找抓促”整改工作网络图;按照整改工作重点,各项目分管负责人坚持“日行三查”制度,深入现场检查各工作点整改工作进展情况;各专检员坚守作业现场,对整改关键节点的质量严格把关;每日部署安全管理重点工作,努力提高员工的安全意识及自我保护能力。通过共同努力,太电公司设备管理自查整改工作进展顺利,顺利完成“找抓促”整改任务。

500 KV GIS 断路器加热器回路设计改进

孙立艳
(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:文中分析了 500 kV GIS 断路器加热器回路设计中存在的不能实现按环境温度自动启停加热器的缺陷,并对原设计作了改进,通过新增一个温湿度控制器,单独控制断路器加热器的自动启停控制,避免断路器发生拒动或误动事故。

关键词:断路器;加热器;温湿度控制器

中图分类号: TM561.3 **文献标志码:** B **文章编号:** 1009-0665(2012)S2-0013-02

500 kV GIS 控制及操作机构箱内,装有各种电气控制元件,如湿度过高,电气控制元件容易产生锈蚀,严重受潮时易造成电气击穿或绝缘下降,电气连接接触不良,在执行电气传动时发生拒动和误动。因此为防止箱柜内元器件受潮,箱柜内均安装有加热器,通过温湿度控制器实现加热器自动启停控制。

文中主要针对加热器控制回路中设计错误,提出改进方案,实现温湿度自动控制加热器,并及时在现场进行改造,保证了机组的可靠安全运行。

1 加热器回路设计分析

1.1 加热器回路设计中存在的问题

某厂 GIS 设计图纸中审核中发现,500 kV GIS 加热器回路控制回路如图 1 所示。

分析原设计图纸可以看出该加热器控制二次回路存在如下设计问题:

温湿度控制器负载功率超容量,其设计负载功率 500 W,接地刀闸、隔离开关以及汇控柜内所需加热器容量已达到温湿度控制器负载功率。

SF6 断路器加热器不受温控器控制,当高分断小型断路器 XDL4 投入时,SF6 断路器加热器即投入工作,加热器长期工作,在加热器周围的电缆及电线及电器元件,因受加热器高温影响而提前老

化,因此在炎热的夏季,需要人为将加热器电源回路的电源开关拉开,从而造成设计回路不能实现自动启停加热器。

当温度高时,人为拉断高分断小型断路器 XDL4 加热器的电源开关,而当湿度过大时,又无法实现汇控柜、接地刀闸、隔离刀闸加热器的自动启停控制。

从原设计图纸中可以明显看到,造成 SF6 断路器加热器回路断路器不受温湿度控制器的主要原因是设计错误:SF6 断路器加热器与温湿度控制器电源直接并联,设计错误造成的危害就是使断路器加热器长时间处于工作状态,这在炎热的夏季,势必使 SF6 断路器柜体内部温度升高,影响设备的安全、稳定运行^[1]。

1.2 改进方案

通过现场检查及图纸核对,汇控柜内 WK 温湿度控制器主要设计参数如表 1 所示。

从设计参数可知:加热器负载功率 500 W,汇控柜与接地刀闸、隔离刀闸加热器总计功率 500 W,而三相断路器加热器功率之和为 150 W,所以将 SF6 断路器加热器并接入已有的温湿度控制器中不可行。可选方案有两个:一是增设一个同型号温湿度控制器,用于单独控制断路器加热器;二是将已有温湿度控制器进行扩容。

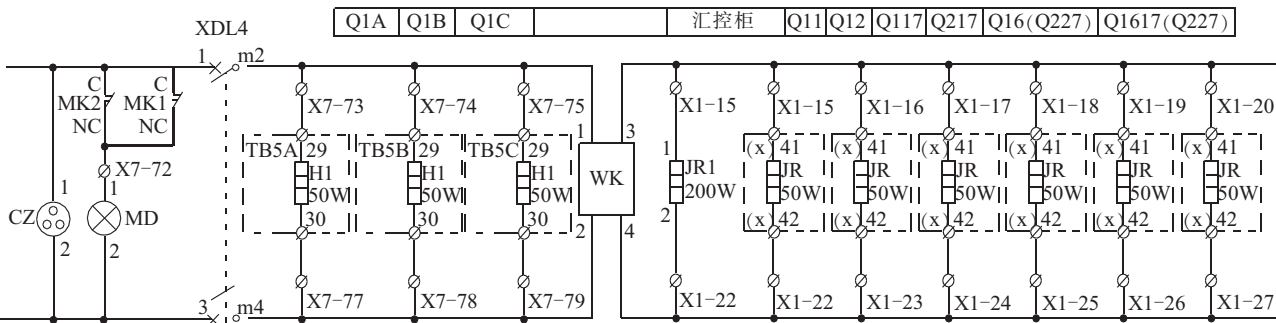


图 1 加热器回路

表 1 WK 温湿度控制器主要设计参数

参数	数值
型号	KZ-1K
工作电压 频率	AC 220 V 50 Hz
负载功率	500 W
接通温度	-3℃或 5℃
关断温度	15℃或 20℃
控制方式	凝露控制;凝露产生前夕接通, 凝露因素排除后关断
抗振性能	10-15-10 Hz
工作方式	2g 3 min 2 个循环
抗电磁干扰	在 4.4 kV/m 场强下正常工作
工作环境	环境温度-30℃~50℃ 湿度 95%(+25℃)

两种方案比较:方案二为增容已有温湿度控制器,但总功率若超过 500 W,须外接 220 V 交流接触器,势必使加热器控制回路复杂化。且在已有汇控柜内增加交流接触器,易造成交直流回路混接,而方案一不改变 500 kV GIS 就地控制柜内二次信号回路、保护回路,故不影响设备的正常运行,只是退出加热器控制回路。新增温湿度控制器价格经济,费用较少。改线数量小,柜内接线布置清晰,改进过程涉及改线、配线工作量较少,同时可实现断路器单独加热控制,经济可行。

为此,改进方案选择方案一,加热器回路改进图

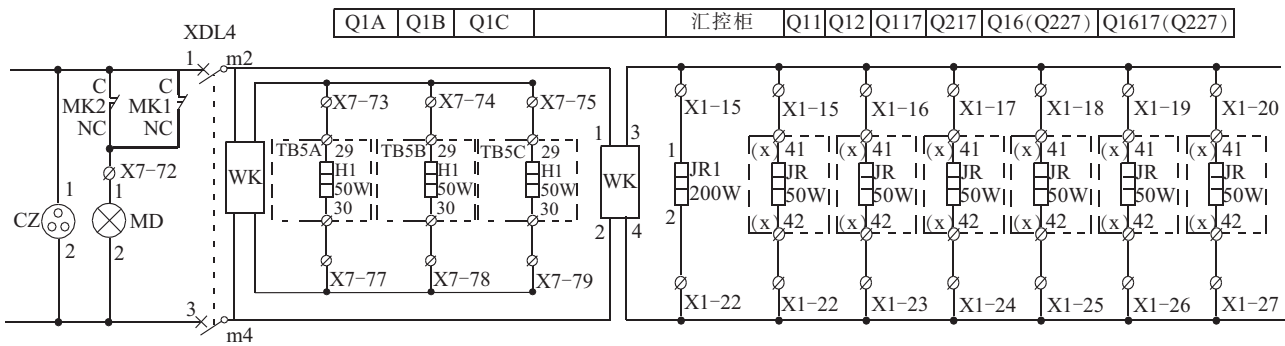


图 2 改进加热器回路

参考文献:

[1] 电气设备检修 [M].北京:中国电力出版社, 2005.
[2] 继电保护 [M].北京:中国电力出版社, 2004.

如图 2 所示。

新增加一个同型号同容量温湿度控制器,用于单独控制 SF6 断路器加热器的自动启停控制。

拆除原设计图中的三相断路器与 XDL4 加热器电源开关的两端接线。

重新配置新温湿度控制器的电源接线,与原温湿度控制器并接于 XDL4 加热器电源开关两侧。

通过以上改进,即可实现 SF6 断路器加热器的自动启停控制。同时也能保证原接地刀闸、隔离刀闸的正常加热启停控制。

2 施工中需注意的问题

施工前核对好原接线方式,并做好线号记录工作,防止误接线;

施工中新配线需有明显标记,防止误接线;

改进接线时防止交流回路串入直流回路,引起保护误动。

3 结束语

依此改进方案,优化实现断路器加热器自动控制启停。维护工作也较容易。最重要的是通过加热器自动启停控制温湿度,防止断路器内凝露,保证设备绝缘性能,断路器可靠动作,防止开关误动、拒动^[2]。

作者简介:

孙立艳(1973),女,辽宁沈阳人,工程师,从事电气配电点检工作。

Improved Design of the Heater Curcuit of 500 kV GIS Breaker

SUN Li-yan

(Shenhua Guohua Taicang Electric Power Co.,Ltd, Taicang 215433, China)

Abstract: At present, the heater curcuit of 500kV GIS breakers can neither start nor stop the heater automatically according to the temperature around. So the original design was improved by adding a temperature and humidity controller. This improved design can control the heater individually to start and stop automatically, avoiding the curcuit breakers' refusing action and malfunction.

Key words: curcuit brakers; heater; temperature and humidity controller

国华太电 220 V 直流充电器故障分析与对策

杜占功

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:国华太电公司直流 220 V 电源系统配置了两套充电装置,2005 年投入运行,从 2009 年 8 月到 2012 年 8 月先后共有 13 块电源模块发生故障,故障率高达 40.6%,严重威胁机组的安全运行,文中从充电装置的高频模块的原理入手,对直流 220 V 充电器模块发生的故障进行了分析,找出了故障的根本原因,提出了针对性的控制措施,并根据调研情况对直流 220 V 充电器改造可行性进行了探讨和研究。

关键词:充电器;故障;改造

中图分类号:TM910.6

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0015-03

直流系统作为电力二次系统的重要组成部分,涉及到继保、远动和通讯装置的安全稳定运行,受到了国内外的广泛关注。发电机组运行过程中,直流系统引起保护的误动或拒动严重威胁到机组的安全运行,因此快速查找直流系统故障与及时消除故障隐患,从而保证电力系统的安全性和可靠性,成为直流系统研究的热点问题之一。

发电厂通常采用直流电源作为保护装置和断路器的电源,而直流电源部分由蓄电池组、充电设备、直流屏等设备组成,所以直流电源的输出质量及可靠性直接关系到发电厂的安全可靠运行。目前大多数直流电源都是智能型系统,智能直流电源通常由主监控、充电管理、馈线管理和电池管理 4 个模块化单元组成。4 个模块单元中,充电管理单元即充电模块直接担负着交直流转换任务,故障因素多,因此故障率较高。神华国华太电公司机组投产以来,直流 220V 充电装置先后有 13 个高频模块发生同类型故障,本文对此进行了分析,对防范措施和解决方法进行探讨,以期为其所涉及的一系列理论及技术应用提供参考。

1 国华太电直流 220V 充电器发生的故障及分析

国华太电两台 600 MW 超临界机组,220 V 直流系统充电装置有 2 套,每套装置由充电机、配电屏和蓄电池组组成。充电装置为高频开关充电设备,具有自动稳流、自动稳压、手自动均衡充电以及限流和过流保护等功能。全部设备由上海自仪电器设备实业发展有限公司生产,分别于 2004 年 11 月投入运行。

国华太电两台机组 220 V 直流充电器选用艾默生网络能源有限公司生产的高频开关电源模块,

型号 HD22020-2;规格为 220 V、20 A;采用 N+1 备份方式,充电、浮充电装置采用 16 个模块并联组成,自动均流措施。当其中有一个模块故障时,装置发出报警信号,这时负载由另外 N 个模块均流负担,不影响正常供电;微机监控模块满足蓄电池充放电程序功能、保证模块均流的功能和电压监视功能。

从 2009 年 8 月到 2012 年 8 月,国华太电直流 220V 系统先后共有 13 块电源模块发生故障,故障率高达 40.6%。上述所有故障模块故障点均为输入整流二极管击穿,第一级整流输出回路部分电阻和插头烧毁。由于高频开关直流模块运行中故障会造成直流浮充电压波动,会出现蓄电池脉动充放电现象,对免维护蓄电池损害极大,影响电池寿命。上述存在的诸多问题,严重威胁设备的安全运行。

1.1 太电 220 V 直流充电器故障现象

从 2009 年 9 月到 2012 年 8 月,国华太电直流 220 V 高频模块 13 次故障,均为主回路三相整流桥内整流二极管击穿故障。

现以 2009 年 9 月 2 日 7 号机直流 220 V 的 1 号和 2 号模块同时故障为例,对故障原因进行分析。故障后对 7 号机直流 220 V 1 号和 2 号高频模块进行解体检查,高频模块主回路三相整流桥内 VD1、VD2、VD6 三个二极管击穿。

故障后,交流输入小开关并未跳闸,而故障模块并无任何信号显示,表明模块内部超温保护首先动作,在交流输入小开关跳闸前,首先停止了高频电源模块的工作。

1.2 太电 220 V 直流充电器故障原因分析

高频整流模块整流工作原理如图 1 所示,HD22010-2 充电模块由三相无源 PFC 和 DC/DC 两个功率部分组成。在两功率部分之外还有辅助电源以及输入输出检测保护电路。

前级三相无源 PFC 电路由输入 EMI 和三相无

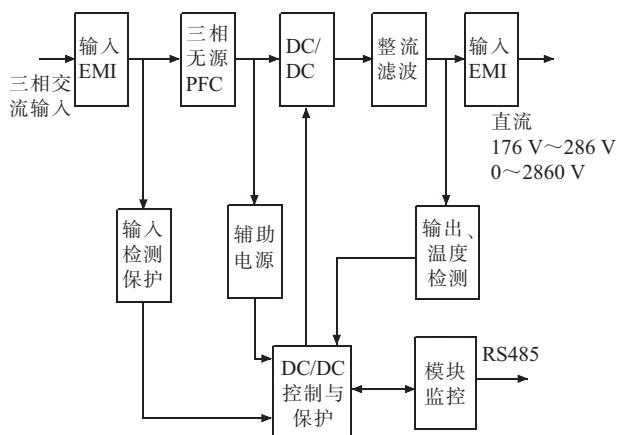


图1 高频整流模块整流工作原理

源 PFC 组成,用以实现交流输入的整流滤波和输入电流的校正,使输入电路的功率因素大于 0.92,以满足 DL/T781-2001 中三相谐波标准和 GB/T17794.2.2-2003 中相关 EMI、EMC 标准。

后级的 DC/DC 变换器由 PWM 发生器控制前级 PFC 输出的 DC 电压、经过高频变压器输出后再整流滤波输出 DC 电压等电路组成,用以实现将前级整流电压转换成电力操作系统要求的稳定的直流电压输出。辅助电源在输入三相无源 PFC 之后, DC/DC 变换器之前,利用三相无源 PFC 的直流输出,产生控制电路所需的各路电源。输入检测电路实现输入过欠压、缺相等检测。DC/DC 的检测保护电路包括输出电压电流的检测,散热器温度的检测等,所有这些信号用以 DC/DC 的控制和保护。

高频模块主回路原理如图 2 所示,交流 380V 输入^[1],三相全桥整流器整流输出脉动电压经工频滤波后变成直流;经过 DC/AC 高频逆变单元,在 PWM 脉宽调制电路作用下将直流变成交流高频脉冲电压;高频变压器 T1、T2 将输入的高频交流脉冲电压降压处理,经过 LC 滤波、EMI 滤波后输出平稳直流。

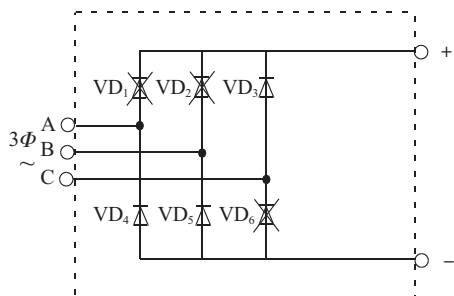


图2 高频模块主回路原理

根据对故障的高频模块测量检查发现三相整流桥内 VD1、VD2、VD6 三个二极管击穿,由下面整流桥原理不难看出,VD1、VD2、VD6 击穿后将造成 AB 相短路,同时 BC 相会发生间断性短路,交流电

流直接进入下级回路,造成下级回路故障。

通过对高频模块的工作原理分析,发现高频模块故障原因主要是高频模块主回路中整流二极管性能老化。

从 2005 年设备投产到 2009 年以前,5 年间,高频模块从未发生过故障,2009 年有 2 块故障,2010 年有 4 块故障,2011 年 5 块故障,2012 年上半年 2 块故障。由此不难看出,整流二极管本身性能老化击穿是主要原因。

从 2009 年第一块高频模块故障后,开始对高频模块运行温度进行检测。发现在冷却风扇均运行正常的情况下,16 个并联运行的高频模块温度相差很大,而最上层,散热条件最差的 1 号、2 号模块温度明显比其它模块温度高。而在 13 块故障的模块中,散热条件差的模块故障率远远大于其它位置的模块故障率,先后 6 块模块都是在散热条件最差的最上层位置。这也验证散热条件差,是加速整流模块故障的一个重要原因。

高频模块连续发生故障后,对国华盘山、国华台山、华能玉环、秦皇岛热电厂进行了技术调研,调研结果表明,艾默生 HD22020-2 型高频电源模块运行 5 到 6 年以后故障频发是比较普遍的现象,该型是艾默生公司第一代产品,模块体积大,空间散热效果差。此外根据国内外运行经验,微机保护装置电源的寿命一般在 6 年左右。由此得出结论,高频整流模块性能老化,已到寿命极限,此外原装置设置存在缺陷,散热功能差,均是故障的重要原因。

2 国华太电 220V 直流充电器故障防范措施及改造探讨

2.1 国华太电 220V 直流充电器故障防范措施

国华太电公司高频整流模块故障分析表明,直流 220 V 高频电源已经到了寿命期限,由于该产品是艾默生第一代产品,现在已经停止生产,只能对故障模块进行修理,修理的费用昂贵,因此技术改造势在必行。在未改造以前,需要做好以下防范措施:

一是定期检测各个整流模块的温度,做好记录及劣化分析,及时用备件更换劣化严重的模块。

二是跟踪运行的定期试验,记录直流油泵启动状态下,各高频整流模块是否有异常情况发生。检测温度测量元件是否正常,发现异常及时更换备件。

三是日常巡视重点检查高频整流模块冷却风扇是否运行良好。

2.2 国华太电 220 V 直流充电器改造探讨

国华太电直流 220 V 充电器改造势在必行,改造后能消除高频模块频繁故障威胁重要油泵事故启

动运行的隐患,改造后确保重要直流设备如直流润滑油泵等可靠供电,保证机组启停机的安全,提高机组的运行可靠性。

国华太电公司 220 V 直流充电器改造前期调研和设备选型至关重要。笔者就直流 220 V 充电器运行情况进行了专题调研。

国华盘山发电有限公司直流 220 V 充电器原来采用的是与太电公司同型号产品艾默生公司生产 HD22020-2 型,于 2003 年投运,投运 5 年后,模块故障频发,2009 进行了技术改造,采用艾默生公司生产的 HD22020-3 型升级产品,该型产品相对原产品最大的优点是高频模块采用立式设计,体积小,散热空间大。由于是原厂家产品进行升级,因此改造工作量小,直流充电柜的尺寸与改造前完全一样,一次电缆和二次线变更不大。改造后三年来未发现任何异常。

国华台山电厂一期直流 220V 充电器采用的是深圳奥特迅集团公司生产的 ATC115M40III-R 型高频电源模块,该产品结构紧凑体积小,采用移相全桥零电压脉宽控制软开关技术,开关管为零电压、零电流开关,无电压电流过冲或尖峰,具有理想软开关特性。与硬开关相比,软开关充电模块的开关损耗降低了 40%,给充电模块带来的最明显优点是:(1)整机效率提高,使在相同工作环境下充电模块的温升大幅降低。(2)由于无电压及电流过冲或尖峰,功率开关器件承受的电应力较小,功率开关器件的可靠性得到提高。(3)由于电压变化率(dv/dt)及电流变化率(di/dt)的减小,使充电模块的电磁干扰明显降低,提高了电磁兼容性能。2002 年投产 9 年来,神华国华台山电厂共发生二次模块内部故障,更换备

件后运行正常。

通过调研分析,初步确定几种技术改造方案。

方案一:采用国外品牌原装进口高频电源模块。国外品牌产品质量和寿命有保障,但是价格相对较高,维修不方便。

方案二:采用国内品牌国产高频电源模块。国产品牌的高频模块目前质量已经与原装进口相差无几,但是国内厂家售后维护方便。

方案三:采用原厂家升级产品,HD22020-3 型高频电源模块。该方案优点是充电柜体积不变,安装位置不变,改造工作量小。

综合比较,推荐方案二。几种方案比较可以看出,在技术指标均能满足要求的情况下,使用国内品牌高频电源模块较为经济,因此推荐方案 2。经济性好,售后维修方便。

3 结束语

国华太电直流 220 V 充电器由于高频模块电子元器件的老化,以及模块散热效果差,造成了模块故障频发,严重威胁机组的安全运行,由于该产品技术落后,原厂家不再生产,需要进行技术改造,改造前需要采取必要的防范措施,对模块温度进行动态监测,提前更换特性劣化得模块。改造可以选用运行业绩好,性能稳定的国产品牌高频电源模块。

参考文献:

[1] 史 炜.高频整流模块故障分析与解决方法[J].云南电业, 2011(1).

作者简介:

杜占功(1965),男,工程师,主要研究发电厂电气二次技术。

Analysis and Solutions of the Fault in 220V DC Charger of Guohua Taicang Electric Power

DU Zhan-gong

(Guohua Taicang Electric Power Co.,Ltd, Taicang 215433, China)

Abstract: The 220V DC power supply system with two sets of charging devices of Guohua Taicang Electric Power Co.,Ltd was put into operation in 2005. From April 2009 to April 2012, total 13 power supply module failed. The failure rate was up to 40.6%, leading to serious threat to the safe operation of units. Based on the theory of high frequency module of charging devices, faults in 220V DC charger was analyzed and the main cause was found. Then some targeted control measures were proposed. Meanwhile, the feasibility of the modification of 220V DC charger was talked about and studied.

Key words: charger; fault; modification

欢迎投稿 欢迎订阅

厂用电率误差分析与治理

周道军, 时 勇
(国华太仓发电有限公司, 江苏 太仓 215433)

摘 要:发电厂用电率和综合厂用电率是发电厂开展节能降耗、提高经济运行的一项重要指标,其计量的准确性为发电厂节能减排工作提供重要依据。文中主要通过案例分析两者误差产生的几点原因和治理措施,数据说明电能表的接线方式、二次回路压降和电能表的误差是影响厂用电率的重要因素。

关键词:厂用电率;计量;误差;电能表

中图分类号: TM930.115

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)S2-0018-03

发电厂用电率是发电生产过程中厂用电设备和设施消耗的电量占发电机总发电量的比例(一般不计入生产现场非生产设备的耗电量)。

综合厂用电率是生产现场厂用电设备和设施消耗的电量、主变压器损耗的电量和厂内母线损耗的电量总和占发电机总发电量的比例^[1]。

理论上讲,发电厂综合厂用电率应始终高于发电厂用电率。

1 厂用电率存在的问题

2009 年 12 月,神华国华太仓发电有限公司(以下简称太电公司)对线路、发电机和主变压器关口电能表进行统一改造,改造后开始暴露出综合厂用电率与发电厂用电率对应关系不符合理论要求,多次出现机组综合厂用电率比发电厂用电率低 0.02% 到 0.03% 的现象,此问题直接影响到公司内部电量报表平衡及计量准确性的问题。通过对厂用电率影响因素进行梳理与分析,相关的计算方式、思路 and 结果做如下说明。

太电公司 500 kV 系统采用双母线带母联接线方式,系统接线如图 1 所示。

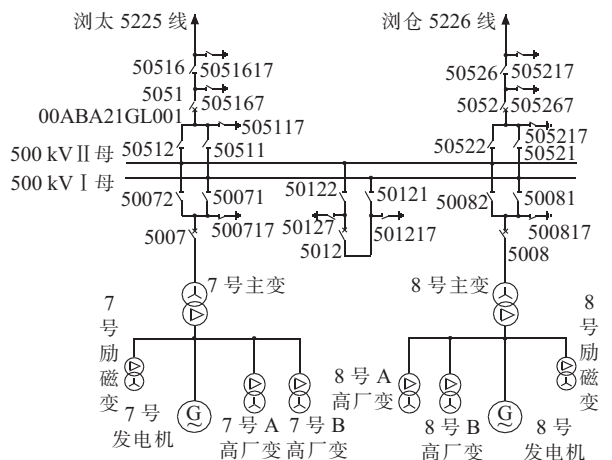


图 1 500kV 系统接线图

发电厂用电率和综合厂用电率计算公式如下:
发电厂用电率=

$$\frac{A \text{ 高厂变电量} + B \text{ 高厂变电量} + \text{励磁变电量} + \text{启备变电量}}{\text{发电机电度}} \quad (1)$$

综合厂用电度=

$$\frac{\text{发电机电度} - \text{线路上网电量} + \text{启备变电量}}{\text{发电机电度}} \quad (2)$$

从上述公式可以看出,理论上综合厂用电率应始终大于发电厂用电率,因为综合厂用电率比发电厂用电率多一个主变压器的损耗。查阅主变压器出厂资料,单台主变压器额定负荷时损耗为:

$$P_{\text{损耗}} = P_{\text{空载损耗}} + P_{\text{负载损耗}} = 289.2 \text{ kW} + 1111.7 \text{ kW} = 1400.9 \text{ kW}$$

与发电机容量比率为

$$K = \frac{P_{\text{损耗}}}{P_{\text{负载损耗}}} = 1.401 \div 600 = 0.23\%$$

所以,在不计及母线损耗的情况下,综合厂用电率理论上应高于发电厂用电率约 0.23%。

2 原因分析

以 8 号机为例进行分析,若不考虑各种计量误差,理论上讲,公式(1)和(2)中“发电机电度-线路上网电量=A 高厂变电量+B 高厂变电量+励磁变电量+主变损耗电量(含空载损耗和负载损耗)+母线损耗”。其中发电机、线路、高厂变和励磁变均有独立的关口计量表,其二次回路也相互独立。造成综合厂用电率小于发电厂用电率的原因分析有以下几种情况。

2.1 A/B 高厂变电量计量误差

高厂变选用 0.5 级电能表,将下表中高厂变电能表校验误差引入公式(1),正常厂用电率约为 4%,则高厂变电能表误差影响范围只有 0.0032%,如表 1 所示,高厂变电能表误差对综合厂用电率与发电厂用电率的误差影响完全可以忽略不计。

从另一个角度分析,自 2009 年 12 月 5 日完成

表 1 高厂变和励磁变电能表校验误差

序号	设备名称	平均误差
1	8A 高厂变	-0.092%
2	8B 高厂变	-0.070%
3	8 号机励磁变	-0.111%

线路、主变和发电机更换关口电能表后才出现综合厂用电率小于发电厂用电率的情况,在更换前,综合厂用电率始终大于发电厂用电率。这种情况也说明,A/B 高厂变电度计量误差不是造成综合厂用电率小于发电厂用电率的主要原因。

2.2 起备变和励磁变电度计量误差

由于起备变和励磁变电度量只有发电机电度量 0.2%,即使按照表计的±0.5%最大误差量程考虑,其对厂用电率影响也可以忽略不计,况且其电能表定期校验合格。

2.3 发电机电度计量误差

自 2009 年 12 月线路、发电机和主变更换关口电能表后开始发现存在综合厂用电率小于发电厂用电率的情况,检查更换后电科院提供的发电机电能表校验报告是合格的,误差接近 0.00%。当时现场分析还是认为问题主要来源于发电机关口电能表。2010 年 5 月再次更换发电机关口电能表,并特意挑选误差偏正的电能表,第二次更换的电能表校验报告显示误差为+0.20%,明显高于原表计。该表正误差会导致综合厂用电率和发电厂用电率同步下降,但发电厂用电率下降更快。其影响结果应该是导致综合厂用电率理论上比发电厂用电率更大,但并没有达到预期结果。为此,技术人员又从另一角度分析发电机关口电能表的误差,并在随后的 2.6 项中详细阐述。

2.4 线路电度计量误差

从每个季度江苏电科院电能表校验情况来看,线路关口表更换前后误差都接近 0.00%。可以排除线路关口表对厂用电率的影响。

2.5 计量用 TV 二次压降

从公式(1)和(2)可以看出,若高厂变、励磁变、起备变或线路计量用 TV 任意一组二次压降的存在都只会引起发电厂用电率下降和综合厂用电率上升,这与现场情况不符,可以不予考虑。

但发电机计量用 TV 二次压降的存在将会导致综合厂用电率和发电厂用电率同步上升,但发电厂用电率上升更快。因此需要测定计量用 TV 二次压降以判断它的影响大小。2012 年 1 月 31 日机组运行中计量用 TV 二次开关压降和电阻测量情况如表 2 所示。

表 2 中实测的 8 号机机端 TV 二次压降明显偏

表 2 TV 二次开关压降和电阻测量情况

测量位置	相别		
	A	B	C
TV 二次开关 Q11 压降	27 mV	33 mV	304 mV
TV 二次开关 Q11 接触电阻	0.7 Ω	1.7 Ω	15.3 Ω

大,若仅考虑压降最大的 C 相对电度量影响,由于发电机、高厂变和励磁变电度量电压均取自 Q11 开关二次侧,计及 C 相二次压降 0.304V,不考虑三相负荷角度误差,将 1 月 26 日至 29 日电量修正前后对比分析如表 3 和表 4 所示。

表 3 和表 4 对比发现,考虑发电机出口 TV 二

表 3 不考虑 Q11 开关 C 相压降厂用电率情况

统计日期	发电厂用电率/%	综合厂用电率/%
2012 年 1 月 26 日	4.282	4.248
2012 年 1 月 27 日	4.328	4.295
2012 年 1 月 28 日	4.440	4.419
2012 年 1 月 29 日	4.359	4.353

备注:发电厂用电率和综合厂用电率统计均不考虑起备变消耗

表 4 考虑 Q11 开关 C 相压降修正后厂用电率

统计日期	发电厂用电率/%	综合厂用电率/%
2012 年 1 月 26 日	4.282	4.417
2012 年 1 月 27 日	4.328	4.464
2012 年 1 月 28 日	4.440	4.588
2012 年 1 月 29 日	4.359	4.522

备注:发电厂用电率和综合厂用电率统计均不考虑起备变消耗,仅计及 TV 二次空开 C 相压降,按负荷对称考虑,取修正

系数 $k=1+\frac{1}{3}\times\frac{0.304}{57.35}=1.0018$

次小开关 Q11 压降超差问题,用修正系数 k=1.0018 分别校准发电机电度量、高厂变电度和励磁变电度量,修正后综合厂用电率比发电厂用电率每天高约 0.15%,所以发电机出口 TV 二次小开关 Q11 C 相压降是导致厂用电率误差的重要原因之一。

2.6 关口表的接线方式

由于发电机和高厂变关口表均采用三相三线式接线方式,任何形式三相电能计量功率为:

$$\begin{aligned} p &= u_A \cdot i_A + u_B \cdot i_B + u_C \cdot i_C \\ &= u_A \cdot i_A + u_B \cdot [i_N - (i_A + i_C)] + u_C \cdot i_C \\ &= (u_A - u_B) \cdot i_A + (u_C - u_B) \cdot i_C + u_B \cdot i_N \\ &= u_{AB} \cdot i_A + u_{CB} \cdot i_C + u_B \cdot i_N \end{aligned}$$

当 $i_N=0$ 时, $p=u_{AB} \cdot i_A + u_{CB} \cdot i_C$,可以用两元件电能表进行计量,否则存在一个计量误差(即少计),其

值可正可负,则电能计费系统会多计或少计(与系统负荷性质,三相负荷分配情况有关),随运行方式而变化^[1]。

三相三线电能表接线方式在测量不平衡负荷时有一定的误差,因为接入电能表的仅为 A、C 相电流,B 相电流未引入。发电机三相电流不平衡是客观存在的,也一定会带来计量误差。说明接线方式也是影响综合厂用电率和发电厂用电率误差的原因之一,其受外部负荷性质和系统参数影响具有不确定性。

2.7 电度计量用 TA/TV 误差

由于发电机机端 TA/TV 和 500 kV 线路计量 TA/TV 运行中特性一般不会发生变化,其特性好坏要在出厂验收时加以控制,现场校验时即使发现特性不合格也难以处理。况且本次发电机和线路关口表更换前综合厂用电率是高于发电厂用电率,关口表更换后才出现综合厂用电率小于发电厂用电率的情况,可以先不考虑计量用 TA/TV 误差对厂用电率的影响。待机组大修时测试后加以具体分析。

3 治理效果分析

3.1 发电机关口表更换前后电能分析

2011 年 12 月 3 日,8 号机临修期间再次更换发电机关口表,更换前后厂用电率统计如表 5 和表 6 所示。

表 5 和表 6 对比发现,单独将发电机关口表由

表 5 更换关口表前厂用电率统计

统计日期	发电厂用电率 / %	综合厂用电率 / %
2011 年 11 月 28 日	4.28	4.21
2011 年 11 月 29 日	4.22	4.15
2011 年 11 月 30 日	4.23	4.15

备注:发电厂用电率和综合厂用电率统计均不考虑起备变消耗

表 6 更换关口表后厂用电率统计

统计日期	发电厂用电率 / %	综合厂用电率 / %
2011 年 11 月 28 日	3.94	3.93
2011 年 11 月 29 日	4.00	3.98
2011 年 11 月 30 日	4.10	4.07

备注:发电厂用电率和综合厂用电率统计均不考虑起备变消耗

三相三线制、0.5 级关口电能表更换为三相四线制、0.2 级关口电能表后相对于发电厂用电率而言,综合厂用电率提高 0.055%。

3.2 TV 二次空开更换前后电能分析

针对 8 号机 TV 二次空开检查发现 TV 二次直阻偏大问题,在线更换 TV 二次开关,由于 TV 二次为非线性负载,更换后实测效果如表 7 所示。

2 月 17 日更换 TV 二次开关前后厂用电率变化情况统计如表 8 和表 9 所示。

表 7 TV 二次开关更换后压降和电阻测量情况

测量位置	相别		
	A	B	C
8 号机 TV 测量组二次开关 Q11 接触电阻	2.3 mV	2.3 mV	2.3 mV
8 号机 TV 测量组二次开关 Q11 压降	0.1 Ω	0.1 Ω	0.1 Ω

表 8 更换前厂用电率统计

统计日期	发电厂用电率 / %	综合厂用电率 / %
2012 年 2 月 15 日	4.05	4.03
2012 年 2 月 16 日	4.00	3.97

备注:发电厂用电率和综合厂用电率统计均不考虑起备变消耗

表 9 更换后厂用电率统计

统计日期	发电厂用电率 / %	综合厂用电率 / %
2012 年 2 月 18 日	4.00	4.08
2012 年 2 月 19 日	4.07	4.15

备注:发电厂用电率和综合厂用电率统计均不考虑起备变消耗

表 8 和表 9 对比发现,单独更换电压互感器计量用二次开关,尽可能降低开关接触电阻,更换后相对于发电厂用电率而言,综合厂用电率提高了 0.105%。

4 结束语

通过现场两次治理和测试,综合厂用电率相对提高了。

$$X=0.055\%+(4.08\%-3.97\%)=0.165\%$$

治理情况说明,除基建时做好电流互感器和电压互感器伏安特性出厂验收外,电能表的接线方式、运行中电压互感器二次回路压降和电能表误差(尤其是发电机和线路关口表)是影响电量和厂用电率的重要因素。

参考文献:

[1] 余学虎,李国海.三相四线制回路用三相三线电能表计量引起的测量误差原因分析[J].西北电力技术,2005(5).

作者简介:

周道军(1973),男,河南光山县人,工程师,从事继电保护专业;时 勇(1978),男,河南新野县人,工程师,从事继电保护专业。

非电量保护大功率继电器应用探讨

魏红华
(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:公司两台超临界 630 MW 发电机组采用了美国 GE 公司的 UR 系列 G60、T60、T35、C30 型发变组保护,其中反应于发变组非电量保护所有开入量均采用了普通中间继电器,文中就其非电量保护存在的问题进行分析并对发变组非电量保护大功率继电器应用进行了探讨。
关键词:非电量;大功率继电器;应用
中图分类号:TM588**文献标志码:**B**文章编号:**1009-0665(2012)S2-0021-03

公司两台超临界 600 MW 发电机组为发电机变压器组单元接线,发变组保护配置了美国 GE 公司的 UR 系列 G60、T60、T35、C30 型保护装置,共由五面屏组成。其中反应于发变组非电量保护的是由现场的无源空接点信号通过电缆引接至保护装置开入量输入继电器回路,直接启动此继电器,由此继电器的接点作为光耦输入进入保护装置,作用于信号或停机(保护装置内不再设其它动作判据)。
该型号发变组非电量保护在同类型电厂中多次发生误动作,严重威胁机组安全可靠运行。

1 非电量保护存在问题分析

公司二台机组发电机变压器组保护 A/B 屏的“手动紧急跳闸”、“母线保护动作”、“转子接地保护动作”三个非电量保护开入量回路采用的继电器型号为 C5-G30, DC 110 V 中间继电器,此型号继电器按继电保护校验规程^[1]校验情况(部分)如表 1 所示。
公司二台机组发电机变压器组保护 C 屏的非

表 1 C5-G30 继电器校验记录(部分)			
继电器名称	动作电压 /V	返回电压/V	启动功率 /W
1AZJ	81	31	0.88
2AZJ	71	24	0.68
3AZJ	79	30	0.83
1BZJ	76	31	0.79
2BZJ	75	30	0.75
3BZJ	83	31	0.91

电量保护开入量回路采用的继电器型号为 RXMS1 216449,DC110V 中间继电器,此型号继电器按继电保护校验规程校验情况如表 2 所示。
由以上两种型号中间继电器校验记录可以看出:继电器的启动功率非常低,不满足《国家电网公

表 2 RXMS1 216449 继电器校验记录(部分)

继电器名称	动作电压 /V	返回电压/V	启动功率 /W
33CZJ	63.54	24.61	2.16
34CZJ	68.40	36.02	2.50
35CZJ	65.20	26.10	2.25
36CZJ	61.66	27.50	2.02
37CZJ	55.79	17.91	1.64
38CZJ	68.20	36.10	2.51

司十八项电网重大反事故措施》(修订版)第 15.7.8 节所规定动作功率不低于 5 W 的要求。
非电量保护中反应主变压器、励磁变压器、高压厂用变压器本体故障、热工保护等所有非电气量保护开入信号均通过较长的电缆接入保护装置的开入量输入继电器,无任何电气量判据闭锁,回路电缆较长,耦合电容大,容易受到外部信号干扰而使保护误动作,因此有必要对其进行改造。

2 非电量保护大功率继电器选型及改造方案确定

2.1 非电量保护大功率继电器的选型
2.1.1 NR0521B 型大功率继电器的特点

NR0521B 型继电器盒采用了两级继电器串联的设计方式:第一级继电器动作后,接通第二级继电器的电源,同时通过继电器节点将功率较大的电阻短路,降低动作后的保持功率,保证了继电器即使长时间动作也不至于烧坏线圈。外部开入信号经过继电器盒重动后给出两组接点供保护装置用。该继电器盒具有以下特点:
(1) 起动功率大于 5 W;
(2) 动作电压为 55%~70% 的额定电压(DC110V);
(3) 额定电压下动作速度不大于 20 ms;
(4) 加入 220V 交流电压,能够可靠不动作,具有很好的抗交流电压干扰的能力。

2.1.2 NR0520B 型大功率继电器的特点

(1) 继电器用直流 48 V 线圈通过串联 3 个 3000 欧姆的色环电阻分压来提高动作功率(满足启动功率大于 5 W,同时动作电压为 55%~70%的额定电压 (DC110V)的要求;

(2) 在继电器的并联支路中,并联了正向截止反向导通二极管,同时并联一个 100 V、1 μ F 的电容,当继电器的正负极误接反时继电器不动作。

(3) 在继电器并联支路中,并联二个 510 欧姆电阻,同时引入继电器本身常闭接点,并联支路的主要作用就是在继电器两端输入电压一定的情况下起到分流作用,增大回路总电流从而提高继电器的动作功率。

(4) 当继电器达到动作值后,继电器的各个节点动作改变状态,常闭节点 K 打开切断分支支路的电流,使得整个回路的动作电流降低至 12 mA 以下,从而保证继电器能长期带电运行。

2.2 改造方案的确定

由于以上两种型号继电器的特点很好地满足了继电保护反措要求和继电保护相关的技术规程,且继电器外型尺寸较小,非常适合在现有保护屏改造使用。NR0521B 型一个继电器盒只提供一个非电量保护开入回路使用,具有很强的抗干扰的能力,因此凡是动作于出口跳闸的非电量保护开入回路使用此型号继电器盒;NR0520B 型一个继电器盒可以提供两路独立的非电量保护开入回路使用,考虑到降低改造成本,凡是动作于信号的非电量保护开入回路使用此型号继电器盒。

3 非电量保护改造实施

3.1 实施过程中的安全措施和危险点预控

设备专责人和工作班成员熟悉有关技改方案,工作前核对工作票所载安全措施和现场运行人员所做的安全措施是否正确完备;变动二次回路应按照经审批后的图纸进行,防止误拆和产生寄生回路。工作中严格按安全工作规程和继电保护装置校验规程进行作业,杜绝继电保护中的“误碰、误接线、误整定”现象的发生;校验保护装置及进行传动试验时,严格按图纸及相关设备厂家说明书进行,严防损坏保护及自动装置;试验结束时,按“继电保护安全措施票”逐项恢复同运行设备有关的接线,拆除临时接线,保护及传动试验和结束,并经第二人核对二次回路正常,将设备恢复至工作许可时的状态。

3.2 实施过程

实施步骤一:

将原有用于出口跳闸的非电量保护的开入继电

器更换为动作功率大于 5 W 且具有抗交流干扰能力的 NR0521B 型继电器。更换的非电量保护继电器如下:“33CZJ 主变重瓦斯”、“34CZJ 主变冷却器全停”、“37CZJ 灭磁开关常闭接点”(灭磁开关联跳主开关用)、“38CZJ A 高厂变重瓦斯”、“43CZJ B 高厂变重瓦斯”、“48CZJ 励磁系统双风扇故障”、“49CZJ 励磁系统整流单元故障”、“手动紧急跳闸”、“母线保护动作”,共 9 只继电器。

实施步骤二:

原来开入量没有经过继电器直接进入保护装置光隔的用于出口跳闸的非电量保护有:“发电机断水保护”和“转子接地保护动作”。在这两个保护的输入回路增加动作功率大于 5 W 且具有抗交流干扰能力的 NR0521B 型继电器,开入量经 NR0521B 型继电器后通过其继电器接点再引入到保护装置的光隔。

实施步骤三:

将原有不出口跳闸只用于发信号的非电量保护开入继电器更换为动作功率大于 5 W 的 NR0520B 型继电器。

更换的非电量保护输入继电器如下:“35CZJ 主变压力释放”、“36CZJ 主变绕组温度高高”、“50CZJ 励磁变绕组温度高高”、“39CZJ A 高厂变压力释放”、“40CZJ A 高厂变速动油压动作”、“41CZJ A 高厂变油温高”、“42CZJ A 高厂变绕组温度高”、“44CZJ B 高厂变压力释放”、“45CZJ B 高厂变速动油压动作”、“46CZJ B 高厂变油温高”、“47CZJ B 高厂变绕组温度高”,共 11 只继电器。

实施步骤四:

原来开入量没有经过继电器而直接进入保护装置光隔的不出口跳闸只用于发信号的非电量保护有:“主变轻瓦斯”、“主变快速压力释放”、“主变油温高”、“主变绕组温度高”、“主变油位高”、“主变油位低”、“主变小油流”、“励磁变绕组温度高”,共八只继电器。在这八个保护的输入回路增加动作功率大于 5 W 的 NR0520B 型继电器,开入量经 NR0520B 型继电器后通过其继电器接点再引入到保护装置的光隔。

实施步骤五:

考虑到发变组保护 C 屏拆除原非电量保护输入继电器机箱后新继电器盒安装空间仍然不够,将两台高厂变非电量保护输入继电器改装至与其相邻的发变组保护 D 屏并作相应二次电缆移位及回路改造,很好地解决了新继电器盒安装空间不够的问题。

实施步骤六:

回路改造后,一律从就地传动试验到保护出口,防止中间环节出错留下事故隐患。以主变重瓦斯保护传动试验为例:在主变本体瓦斯继电器处模拟重瓦斯保护动作,发变组保护 C 屏 C30 非电量保护 K286 继电器可靠动作,发变组开关可靠跳闸。

经试验全部正常,符合设计要求后才能投入运行。

4 改造前后继电器校验结果对比

将所购买的 NR0520B 和 NR0521B 型继电器按校验规程进行了全部校验,并与改造前继电器校验结果进行了对比,结果如表 3 所示。

表 3 继电器校验记录(部分)

继电器型号	动作电压 /V	返回电压/V	启动功率 /W
RXMS1 RK216449 (改造前型号)	73	38	2.77
NR 0520B (改造后型号)	74	38	5.11
NR 0521B (改造后型号)	82	48	7.38

注:对 NR0521B 型继电器还做了抗交流干扰试验;在继电器线圈两端施加交流 220V 电压,继电器接点无抖动现象。

从表 3 可以看出,改造后选用的 NR0520B 和

NR0521B 型继电器,启动功率有了明显提高,满足了规程要求。

公司 8 号机组非电量保护大功率继电器在 2009 年 5 月 8 号机组 B 修时改造完成;7 号机组非电量保护大功率继电器在 2010 年 10 月 7 号机组 B 修时改造完成。通过公司两台机组非电量保护大功率继电器改造后运行实践表明,改造后没有发生非电量保护误动作或拒动作现象,本次改造能保证机组安全运行。

5 结束语

通过对美国 GE 公司进口发变组保护装置非电量保护开关量输入继电器换型改造,提高继电器动作功率,使其满足反措对继电器启动功率要求,能避免正常运行中外外部干扰信号窜入引起中间继电器误动作停机事故发生。

参考文献:

[1] DL/T 995-2006 .继电保护和电网安全自动装置检验规程 [S].

作者简介:

魏红华(1967),男,江苏盐城人,工程师,从事火电厂 600 MW 机组电气二次的检修维护工作。

Application on Non-power Protection Power Relay

WEI Hong-hua

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract:UR Series G60, T60, T35, C30-type transformer unit protection of U.S. GE Company is used in two supercritical 630MW generator sets. A common intermediate relay is used by all open into volumes which react in non-power transformer unit. The problems which exist in non-power protection are analyzed in the paper, and the applications of on-power protection power relay of transformer unit are investigated.

Key words: non-power, power relay, application

(上接第 20 页)

Analysis and Governance on Auxiliary Power Ratio Error

ZHOU Dao-jun, SHI Yong

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: The power consumption rate and power consumption rate is an important indicator for power plants to carry out energy saving and enhance economic. The accuracy of the measures provides an important basis for power plants to carry out energy-saving and emission reduction. Several reasons and governance measures caused by both errors is analyzed by cases. The data shows the wiring, the secondary circuit pressure drop and energy meter error of the power meter is an important factor to affect the auxiliary power ratio.

Key words: auxiliary power ratio, measure, error, energy meter

基于在线仿真系统平台的运行优化应用研究

吴文杰

(神华国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘要:对机组在线仿真系统功能进行了深化应用研究,利用机组在线仿真系统平台,采用超临界机组在线实时采集数据的管理模式,二次开发了运行优化系统,实现了机组性能计算、在线性能试验、机组耗差分析、参数超限报警统计、机组启动指导、运行工况自动寻优、生产报表查询、生产指标考核、运行定期工作管理、能量平衡分析等项功能,对机组的优化运行、节能降耗和生产管理起到了积极的作用。

关键词:在线仿真;功能研究;运行优化;节能降耗

中图分类号:TK227

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0024-03

神华国华太仓发电有限公司(以下简称太电公司)两台 630 MW 超临界机组,是上海电气集团引进吸收国外先进技术,自主制造的首批大型超临界机组,具有机型设计技术先进、控制系统现代化水平高的特点。为快速提高运行操作人员驾驭超临界机组的技能,太电公司与清华同方电子科技有限公司利用机组在线仿真系统平台,合作开发了国产 630 MW 超临界机组实在线仿真运行优化系统,为太电公司运行节能优化管理提供了基础。

1 课题的提出

太电公司 630 MW 机组在线仿真系统具备机组实时运行数据采集并保存的功能,实现了机组控制系统与仿真系统直接数据共享,具有控制系统组态的自动转化功能,支持在线同步仿真、离线分析仿真等运行模式,且多种模式可以同时运行,从而使仿真系统直接取得现场运行状态和操作动作,并实时地对当前状态进行仿真计算、分析与预警以及参数报警和危险点分析,为电厂安全、经济运行提供在线的、智能化的辅助信息。但是,太电公司的 DCS 控制系统没有历史数据站,无法实现较长周期历史数据查询,缺少必要的历史数据对比分析功能,无法实现机组同期经济性对比分析。

提高仿真机使用效率,弥补 DCS 在历史数据存储方面的不足,提出了“630 MW 超临界机组在线仿真系统深化应用研究”的任务,利用机组的运行实时数据库,开发仿真系统的计算分析功能,对机组性能进行在线分析计算,全面、快速、准确地反映机组能损分布情况,指导运行人员在实际操作中及时调整机组运行状况,使机组始终运行在较为经济的状态下,真正实现机组安全经济运行的目标。

2 在线仿真运行优化应用研究

在线仿真运行优化应用研究,旨在充分利用太电公司原有的 PI 数据库和在线仿真系统的实时共享数据库、在线仿真系统模拟的数据及管理系统数据,利用优化分析管理软件,实时地对数据进行分析与处理,为生产技术人员经济运行分析和生产管理提供技术支持。在线仿真运行优化系统与机组在线仿真系统关系如图 1 所示。

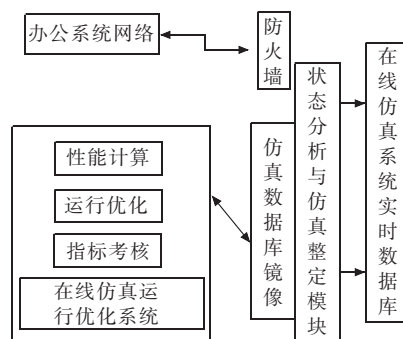


图 1 在线仿真运行优化系统示意图

基于 PI 实时/历史数据库的机组在线仿真运行优化系统,主要具备三大功能:一是运行优化调整在线仿真模拟演练,二是运行优化操作指导,三是辅助运行管理。

在线仿真系统平台可保证运行优化系统的性能和应用效果,进一步挖掘太电公司机组运行节能降耗潜力,同时,为经济性运行仿真培训提供良好的平台。

经过国华太电和清华同方两家公司技术人员的共同努力,历经约一年时间,完成了在线仿真运行优化系统应用研究与功能开发,实现了如下具体功能:

2.1 机组及厂级性能计算

性能计算模块依据 ASME、国标和行标等电厂性能计算标准,利用高效有序的数值计算引擎,对面向具体设备、系统、机组、全厂搭建的性能数学模型进行在线计算,量化其各项性能参数,从而达到性能

监测的目的,并且提供相应手段对机组进行性能优化。

性能计算模块主要包含以下系统及设备性能数学模型模块:系统质量能量平衡模块、水蒸汽性质模块、锅炉性能模块、汽机性能模块、凝汽器性能模块、给水加热器性能模块、空预器性能模块、泵性能模块、风机性能模块、凝汽器性能模块等。

该模块实时计算全厂、机组及其主要辅机的各项性能参数,如功率、效率、热耗、出力、汽蚀度、端差、温升、传热系数、清洁度等,使运行人员和运行管理人员能够实时的、清楚的掌握生产运行情况,便于指导操作运行;同时为后期的优化运行提供强大的数据支持,最终达到指导生产运行,最小化发电企业生产成本的目的。

2.2 实时报警

机组运行实时报警提供一种基于机组运行事件日志信息的二次开发工具,提供可配置的报警定义、可配置的报警内容、可配置的报警级别。实时显示参数,对参数异常情况实时报警,异常数据列表显示。测点名称、越限标准、异常标准需要由买方来确定,数据库表建立、PI数据获取、数据是否越限和异常、用户和测点的配置和维护界面等可由用户自定义。

2.3 在线性能试验

在线性能试验的监视画面上能组织好各项性能试验项目的条件界面,给操作人员提供必要的在线帮助信息。能对人工输入内容的合法性进行判断,并采取有效措施防止非正常输入情况下的死机和程序失控现象。试验完毕后自动生成性能试验报告并存储。

在线性能试验模块为电厂专业技术人员提供在线进行主、辅机设备性能试验的平台,可人为手动干预试验是否在线进行。

机组性能试验内容包括以下子模块:汽轮机性能试验、锅炉性能试验、凝汽器性能试验、空气预热器漏风率试验、真空严密性试验。最终用户还可以对性能试验的测点进行维护与修改。

2.4 耗差分析和操作指导

火力发电的生产过程是一个全面的能量转化过程,由于其系统组成复杂,能量的转化与损耗遍布于整个生产过程中的各个环节,搞清各环节能量的损耗对于提高整个机组运行的经济性将能够提供重要的依据。

耗差分析模块通过对机组运行效率及能耗的在线实时监测和计算,将机组各部分的能损及导致能损的参数实时值与目标值实时地显示出来,帮助运行人员判断机组的各部分的运行工况是否合适,

从而指导运行人员调整相关运行参数,降低能损。对提高机组运行的经济性,降低生产成本,提高企业经济效益具有十分重要的意义。

为满足耗差计算指标的多样性,采取四种方法来计算耗差:设计曲线法、经验曲线法、扰动解除法、等效焓降法。

耗差分析模块将主要实现以下主要功能:

(1) 本模块可实时地准确、可靠地获取机组的各种运行参数,并实时的计算机组各项能损指标,并以数值显示、棒图显示、饼图显示三种方式,直观、生动地显示出来。

(2) 实时进行能损计算、分析,参数主要包括可控耗差、不可控耗差等。

(3) 自动根据损失大小排序,损失最大的置于最顶层,依次向下类推。

(4) 通过诊断,指出供电煤耗偏高的原因及各项因素对偏差的影响程度,给出维修或运行调整建议。

2.5 运行优化

模块功能主要是对单元机组和外围控制系统典型工况分析,建立典型工况模型,进而进行最佳工况寻优,给出典型工况优化运行方案及经济性评价,将主要运行参数的实时值和优化值(或设计值)以直观、清晰的指导信息给出醒目的提示,同时在画面中显示出来,能够为运行人员提供当前运行状况下的优化操作指导建议,使机组处于最优方式下运行。

根据工况寻优模块的寻优结果,可完成优化运行指导优化曲线和优化参数列表功能,优化运行指导优化曲线包括:主汽压力、主汽温度、再热汽温度、烟气含氧量、凝汽器最佳真空等。

2.6 机组启停监测

机组启停过程进行情况,启动过程各节点的能耗主要分电耗、水耗、油耗、煤耗分别进行统计,实时显示,并给出每一步骤应进行的操作指导,帮助运行人员更好的完成机组启停工作。

机组启停监测功能模块有两种模式:实时管理模式和历史管理模式。实时模式主要是机组在启停过程中使用,能实时提供操作指导;历史管理模式主要是对历次启停过程的数据进行查询,并且能够重新设定开始时间进行统计分析。

2.7 报表管理

报表管理平台为生产管理人员提供所熟悉的统计报表,生成电厂运行经济报表、小指标竞赛报表及可靠性指标报表等。报表界面直观、简洁;报表可自动定时生成,也可通过高权限用户手动生成。报表平台可根据厂内提供的报表模版,生成班报、日报、周

报、旬报、月报、季报和年报及各种统计报表等各种报表类型。报表平台提供根据时间段查询相关报表内容功能。

2.8 运行统计与考核

超限参数统计与运行指标考核平台,利用 DCS 已有的运行统计(或者根据数据库里的历史数据计算),实现按运行值统计各值自接班到当前时刻主要参数统计信息,包括当前值、平均值、最大值、最小值、超下限偏差、超上限偏差及超限次数等。

统计考核指标包括以下项目:主汽压力、主汽温度、炉膛压力、烟气含氧量、排烟温度、给水温度、排汽压力、排汽温度、汽包水位、凝汽器真空、定子线圈温度、锅炉效率、汽轮机效率、发电机效率、机组效率、发电煤耗、供电煤耗等。用户也可按照自己的意愿,将其它参数设定一定的考核标准,加入到考核项目中。

运行指标考核,不仅可以真实地反映运行人员的实际操作水平,还有助于及时发现电厂设备及系统运行中存在的问题,通过对问题的及时发现和改正,真正达到调动运行人员改进操作技能的积极性和提高机组运行的经济性的目的。

2.9 定期工作管理

定期工作管理功能是针对太电公司发电部需求而开发的设备定期试验、切换工作管理功能,可使生产管理人员能够及时了解设备运行方式的变更情况及其过程中存在的问题。

2.10 系统管理

系统管理包括系统维护与安全管理模块功能。系统维护功能主要是用于系统模块功能文件 XML 的操作,在此可以添加根节点、添加子节点、添加叶子节点、修改节点内容、移除节点及移动节点的位置等操作。同时用户可以上传 SVG 画面及上传 xls 报表文件。安全管理模块主要是用于设置系统的安全操作。

3 应用效果

在线仿真优化系统提高了运行人员的机组操控水平,奠定了机组安全运行基础,延缓了机组因频繁启停而造成的设备老化,并减少了机组的启停损失。同时,在线仿真系统的运行优化管理功能,也为机组运行参数的精细化调整提供了技术支持,各值运行人员利用在线仿真运行优化系统的经济运行操作指导功能调整机组运行工况,提高了机组运行参数水平。运行指标竞赛统计数据显示,在线仿真运行优化系统投运后,各值控制的供电煤耗平均值较投运前的统计值下降 1.5 g/(kW·h)左右。若全年发电量按 70 亿 kW·h 计算,则年可节约标煤 10 500 t,相当于每年减少二氧化硫排放 38 500 kg,减少氮氧化物排放 128 500 kg,按标煤单价 652.3 元计算,年可节约 136.983 万元,同时也降低了机组对周边环境的污染,具有很高的社会效益。

4 结束语

在线仿真运行优化系统以运行节能优化管理为目的,采用先进、实时、有效的专业计算方法,实现整个电厂范围内生产实时数据共享信息监控,从而提高机组运行的可靠性和经济性,为公司管理层的决策提供真实、可靠的实时运行数据,为市场运作下的企业提供科学、准确的经济性指标。同时,通过数据的分析和比较,能够提出科学的、合理的决策方案,使公司管理层的经营决策更具科学性。

参考文献:

- [1] 李 青,张兴营,徐光照.火力发电厂生产指标管理手册[M].北京:中国电力出版社,2003.

作者简介:

吴文杰(1968),男,江苏太仓人,工程师,从事发电厂运行节能管理工作。

Research on Optimal Operation Based on On-line Simulation System

WU Wen-jie

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: In-depth research on the function of the on-line plant simulation system is implemented in this paper. With this simulation system and utilizing the management mode of on-line real time data collection, secondary development of the optimal operation system has also been performed. Plant performance calculation, on-line performance test, energy consumption, alarm statistics, start-up guide, automatic optimization, report query, indicator evaluation and so on can be carried out. This work can play a positive role in the operation optimization, energy saving, consumption reducing and operation management of the power plants.

Key words: on-line simulation; functional research; operation optimization; energy saving and consumption reducing

电除尘节能改造技术研究

肖立军

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:电除尘器是火力发电厂的高能耗设备,从技术入手,挖掘电除尘器节能潜力,利用原有设备对电除尘器控制系统进行技术改造,采用简易脉冲供电方式和临界反电晕供电方式不但可以提高电除尘器电能的利用率,同时大幅度地降低电除尘器的能耗,实现节能。通过对电除尘器电控系统改造实例的前后电场参数进行比较,说明这种改造方法是可行的,实现了经济、节能与环保三者的兼顾与统一。

关键词:电除尘器;节能优化;经济性

中图分类号:TK223.27

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0027-03

电除尘器是机电一体化设备,由机械本体设备和电气设备两部分构成。目前,电除尘器已经成为火力发电厂第一大辅机和重要的环保设备,其工作状况的好坏,对机组的稳定运行和经济性有着重要影响。电除尘器的收尘机理是在阴阳极间建立高压静电场,通过气体电离及粉尘荷电达到收尘目的,因而电除尘器在运行过程中将消耗大量电能。据不完全统计,目前电除尘器的收尘耗电量约占整台机组发电容量的 0.3%~0.6%之间,降低电除尘器的收尘电耗,对于提高电除尘器的运行经济性,提高经济效益,具有十分重要的意义。

1 电除尘简介

神华国华太仓电厂除尘器由浙江菲达环保科技有限公司生产的卧式干式双室四电场静电除尘器,每台机组配置 2 台电除尘器本体,一、二电场阴极线采用 RSB 芒刺线,三、四电场采用不锈钢螺旋线。阳极板采用 480C 型。阴极振打装置采用顶部传动挠臂锤旋转振打,而阳极振打装置采用侧向传动挠臂锤旋转振打。入口烟箱采用 3 层多孔板气流分布装置及入口加装导流板,以便气流均匀地流过电场,而出口烟箱采用 2 层槽形板。

神华国华太仓电厂两台 600 MW 机组电除尘控制系统为大连电子研究所产品配套产品,2005 年底投运,每台电除尘控制系统共计配置 16 台高压控制柜、4 台低压程控柜及上位机系统。电除尘控制器采用的是 WF 型,电除尘控制方式有火花跟踪、间歇放电模式,但主要采用火花跟踪控制方式。电除尘上位机仅是监视电除尘整流变、振动电机的运行状态、不具备操作功能。神华国华太电 2 台电除尘控制系统无法采用间隙脉冲供电方式(2008 年大连电子研究所为电除尘控制系统进行了免费升级、

使整流变具备脉冲供电方式),但电除尘整流变采用脉冲供电方式后出现了下列问题:

整流变控制柜内的保险温度升高、达到 100 ℃左右。小修期间发现 4 台整流变绝缘油水平超标。

整流变在间隙供电方式下运行声音变大。目前电除尘整流变只能采用火花跟踪方式控制,无法达到节能降耗的目的。

电除尘技术参数:

型号:2FAA4*40M-2*155.8-150

型式:干式、卧式、480C 板式

数量:每台炉配两台除尘器

处理烟尘量:410.71 m³/s

保证效率:≥ 99.75%(考虑脱硫)

本体阻力:< 200 pa

本体漏风率:< 2 %

气流均布系数:< 0.2

电场数:4 个

电场通道数:2×37 个

每个电场的有效长度:4.0 m

烟气停留时间:16.15 s

有效断面积:467.4 m²

长、高比:1.07

沿气流方向阴极线间距:500 mm

阴极线型式:前二个电场“RSB”,后二个电场螺旋线

阳极板型式:480C,SPCC

单个电场阳极板块数:312

同极间距:410 mm

阳极板规格:高×宽×厚 15 000×500×1.5 mm

阳极板总有效面积(每台炉):74880 m²

振打方式/最小振打加速度:侧打/150g

比集尘面积:80.85 m²/m³/s

驱进速度:7.68 cm/s

烟气流速:0.99 m/s

整流变的型号:1.8 A/72 kV,油浸式

2 改造的必要性技术分析

电除尘器是机电一体化设备,目前,电除尘器已经成为火力发电厂第一大辅机和重要的环保设备,其工作状况的好坏,对机组稳定运行和经济性有着重要影响。电除尘器的收尘机理是在阴阳极间建立高压静电场,通过气体电离及粉尘荷电达到收尘目的,因而电除尘器在运行过程中将消耗大量电能^[1]。据统计,目前神华国华太仓电厂电除尘器的收尘耗电量约占整台机组发电容量的0.3%左右,降低电除尘器的收尘电耗,对于提高电除尘器的运行经济性,提高经济效益,具有十分重要的意义。电除尘器对高比电阻粉尘的收集,一直以来是电除尘行业的一个难题。其根本原因在于电除尘器在收集高比电阻粉尘时容易出现反电晕现象,反电晕的本质是高比电阻的粉尘被收集到阳极板时,会在阳极板表面形成了电阻相当大的粉尘层,当电晕电流流过粉尘层时,将在粉尘层两端形成较强的静电场,当静电场达到一定强度时,将使粉尘层内部发生击穿,生成大量带电离子飞逸到收尘空间。因此,当反电晕情况出现时,电除尘器的平均电晕电流大幅上升,收尘电压下降,收尘电耗明显增加,而除尘效率显著降低,电除尘器工作在高能耗低效率的非正常状况。在脉冲供电方式下,通过改变供电波形,可以有效提高电晕放电的电压,大幅降低平均电晕电流,使反电晕产生的条件不在具备,从根本上消除了反电晕的产生^[2]。通过克服电除尘器的反电晕现象,有效的保证了除尘效率。此外,由于平均电晕电流的大幅下降,将使电除尘器的收尘电耗也大大降低。

3 改造可行性方案

在此次改造中,神华国华太仓电厂2台电除尘器需要对原WF柜进行全方位的软硬件改造,增加节能专家系统(DDL06)。2台电除尘器需要进行部分软硬件改造,并增加节能专家系统(DDL06)。为配合节能专家系统实现全部节能功能,需升级上位机系统。

3.1 两台电除尘器高压控制柜具体改造方案

原WF高压控制柜保留原柜体、柜内部分主回路器件(包含柜内进线塑壳开关、柜内铜排、可控硅及可控硅保护器件、控制回路微型断路器、380 V/11 V变压器、电流互感器及部分端子、熔断器及堵头等)。原WF高压控制柜中的控制回路各控制板全部更换,包括WF主控板、继电器板、通讯板、触发板、数据采集板,更换部分如表1所示。更换后的高压控

制柜主控板上的程序芯片采用PSD311。
此次改造采用大连电子研究所最新的节能专家

表 1 每台炉更换部分明细

序号	名称	型号	单位	数量
1	节能专家系统	DDL06	套	16
2	柜体改造		套	16
3	主控单元盒	含主控板、操作 / 显示单元	套	16
4	信号接口板		块	16
5	板		块	16
6	G型卡轨			16
7	端子	JF5-1.5/5 节	节	32
8	继电器	HH54P DC24V(带座)	套	32
9	继电器	HH53P DC24V(带座)	套	32
10	继电器	HH54P AC220V(带座)	套	32
11	轴流风机	AC380V	个	32
12	其它	包含部分端子、熔断器、堵头等	套	16

系统,保证设备在节能方式下可靠运行。过程数据存储芯片采用93C46,与WF高压控制柜相比,该芯片采用串口通讯的方式,通讯抗干扰能力及可靠性大大提高,保证数据不会丢失。

3.2 上位机系统改造方案

电除尘器上位机系统是利用计算机网络技术,将电除尘器电控设备组成一个工业控制网络,按照集中管理、分散控制的原则,实现系统的集散控制功能,它由工业控制计算机、网络通讯介质(包括通讯采集器、交换机及数据传输线等)和系统软件组成。上位机系统与下位机(包括高低压控制柜)系统之间采用以太网通讯方式,通讯速率为100 Mbps,通过电除尘上位机系统,可以实现对高压控制柜、低压控制柜的监控及优化运行。其主要性能包括:运行参数监视和定值修改、画面和报表、故障报警和打印等功能。除此之外,上位机系统在节能优化过程中发挥着十分重要的作用,对节能专家系统(DDL06)将给予最大的支持与保障,可以在电除尘器不影响除尘效率的情况下,最大限度地降低电能消耗。通过上位机系统,振打策略及振打时序的调整、高压控制柜节能运行方式的调整、反电晕检测等功能,还可实现设备启停、工作参数设定、状态显示、故障检测以及电场伏安特性曲线的绘制等功能,并可即时、定时打印运行参数及故障报表,实现现场无人值守。电除尘重要的运行参数都通过后台数据库进行存取,大连电子研究所的DDL06系统软件采用国际最新流行的ADO接口方式对数据进行处理,可以很方便的实现与其它外挂软件的连接,因此大连电子研究所建议选用上位机系统,上位机系统明细如表2所示。

3.3 低压控制柜改造方案

为更好的实现节能减排效果,大连电子研究所

表 2 每台炉明细表

序号	名称	型号	单位	数量
1	系统软件	DDL06	套	1
2	光纤转换卡		套	1
3	光纤		米	300
4	交换机	D_LINK	个	1

建议升级 PLC 系统,配以太网模块,与上位机系统实现以太网通讯(速率 100 Mbps),传输距离在 2 km,实现远程通讯。每个阳极振打增加一个输出节点(DO)、一个中间继电器 HH52P。在各高压控制柜及低压控制柜之间敷设电缆(两芯电缆)。调整 PLC 程序的振打时序,增加振打策略及不同工况条件下的振打模式,确保在节能减排和进行降压振打期间,除尘器出口的排放效率。

3.4 控制柜与变压器的配合

在节能工作方式下,由于二次电流的过冲,其峰值电流较大,在供电期间尤其是电场放电期间,对变压器的冲击较大,因此,必须针对目前变压器实际阻抗调整高压电源的控制方式,确保变压器长期稳定运行,否则变压器内部的应力变化会导致变压器一次连接线断裂。由于神华国华太仓电厂的变压器为大连电子研究所提供,因此,大连电子研究所可以针对变压器的各项技术参数,调整高压电源的电流上升率及浮动火花检测的灵敏度,可以确保在间歇期及电场放电期间,不会对变压器造成有损害的冲击。

3.5 关于本次改造节能效率的说明

煤质及灰分对节能比率影响较大,在高比电阻粉尘条件下,由于存在反电晕现象,过分增加高压供电功率,反而会降低除尘效率,只有根据飞灰及煤质分析报告制定节能优化方案,结合现场优化,从而达到节能减排的目的。电除尘器本体的构造对除尘效率及节能比率也有直接影响,根据经验双室四电场在节能比率方面将高于双室三电场。

4 改造后节能预期效果

改造后的除尘效率不低于与原工作方式(火花跟踪方式)下的除尘效率。电除尘高压电源改造后,节能效率(有功损耗)不低于 60%,同时将按最大节能方式进行优化。改造后的控制设备与原变压器可靠配合,不影响变压器的使用寿命、不会对变压器造成电气及结构损伤。

5 电除尘控制系统改造后整体评价

电除尘器控制系统改造后,机组在 500 MW 负荷时,在没有降低除尘效率的情况下,高压柜采用节能方式运行,电除尘配电段节能率 49.02%,每年(按 6 000 小时计算)可节约用电 270 万 kW·h,年节省费用 103.95 万元。机组在 600 MW 负荷时,高压柜采用节能方式运行,电除尘配电段节能率 63.08%,每年(按 6 000 小时计算)可节约用电 442.8 万 kW·h,年节省费用 170.478 万元。由于可见机组电除尘控制系统改造后节能效果显著。

6 结束语

电除尘器作为火力发电厂环保除尘的重要设备,绝大多数运行在“大功率高能耗”的工作方式下。在火花率整定方式下,持续直流供电、电晕放电是造成电除尘电能利用率极低的主要原因。脉冲供电方式能够有效地降低除尘器运行中无效电能和反效电能的消耗量,从而提高了有效电能的比例和电能有效利用率,达到了环保与节能二者的兼顾与统一。从测量数据看神华国华太仓电厂这次电除尘改造是比较成功的,改造后取得了相当明显的节能效果。

参考文献:

[1] 高香林.除尘技术[M].北京:华北电力大学出版社,2001.
[2] 胡志光.电除尘器运行及维护[M].北京:中国电力出版社,2006.

作者简介:

肖立军(1979),男,辽宁朝阳人,助理工程师,从事电气检修维护工作。

Energy Conservation Retrofit of Electrostatic Precipitation Technology

XIAO Li-jun

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: Electrostatic precipitators are high energy consumption equipment in coal-fired power plants. From the perspective of technology, this paper tries to explore the energy saving potential that the electrostatic precipitators have, and perform technological retrofit to the control system. Through using simple pulse power supply mode and the critical back corona power supply mode, the power utilization efficiency can be improved while the energy consumption will be decreased. As shown by the comparison results of the electric field parameters obtained before and after the retrofit, the current method is feasible, and benefits coming from the aspects of economy, energy saving and environment protection can be achieved.

Key words: electrostatic precipitation technology; energy conservation optimization; economy

国产超临界 630 MW 锅炉汽温大幅波动原因分析

李 波

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:围绕某超临界 630 MW 锅炉运行过程中存在气温波动较大的问题,结合现场运行数据,分析了 AGC 投用、吹灰器运行、制粉系统启停、磨煤机吹扫等对锅炉过热汽温和再热汽温波动的影响。

关键词:机组协调;AGC;主蒸汽温度;再热蒸汽温度;波动

中图分类号:TK223.7⁺3文献标志码:B文章编号:1009-0665(2012)S2-0030-03

某发电公司机组为超临界 630 MW 燃煤发电机组,锅炉系上海锅炉厂引进技术制造的国产超临界参数、变压运行、螺旋管圈直流锅炉,单炉膛、一次中间再热、采用四角切圆燃烧方式、平衡通风固态排渣、全钢悬吊 II 型结构、露天布置燃煤锅炉,型号为 SG1913/25.40-M950,如表 1 所示。

表 1 锅炉设计 B-MCR 工况参数

参数名称	单位	设计值
过热蒸汽流量	t/h	1913
过热蒸汽出口压力	MPa	25.40
过热蒸汽出口温度	℃	571
再热蒸汽流量	t/h	1586
再热蒸汽进口压力	MPa	4.35
再热蒸汽出口压力	MPa	4.16
再热蒸汽进口温度	℃	310
再热蒸汽出口温度	℃	569
锅炉给水温度	℃	282
锅炉计算热效率	%	93.52
热一次风温度	℃	329
热二次风温度	℃	342
锅炉排烟温度(修正前)	℃	134
锅炉排烟温度(修正前)	℃	129
锅炉燃料消耗量(设计煤种)	t/h	250.96

锅炉全炉墙和烟道均采用焊接膜式结构,锅炉水冷壁由螺旋管圈水冷壁和垂直水冷壁组成。在炉膛上部布置有分隔屏过热器和后屏过热器,水平烟道内沿烟气的流动方向依次布置高温再热器和高温过热器,尾部烟道内沿烟气流动方向依次布置低温再热器和省煤器。

锅炉设计燃烧煤种为神华煤,实际燃烧煤种主要为神混煤和石炭煤;制粉系统采用正压直吹式中速磨煤机制粉系统,磨煤机型号为 HP1003。煤粉燃烧器为四角布置、切向燃烧、摆动式低氮直流燃烧器,设计采用分级燃烧技术,可以有效降低氮氧化

物排放量。

锅炉主蒸汽温度调节以通过煤水比调节为主,以通过过热器两级减温水量调节为辅,锅炉一级减温器布置在分隔屏过热器和后屏过热器之间,锅炉二级减温器布置在后屏过热器与末级过热器之间。再热蒸汽温度的调节通过调整燃烧器的摆动角度和改变喷燃器的投运层别进行控制,在低温再热器入口管道上布置再热器微调喷水减温器作为辅助调节手段。

1 锅炉主蒸汽和再热蒸汽温度运行情况

在机组正常运行,机组负荷稳定情况下,锅炉侧的主蒸汽和再热蒸汽温度能维持稳定运行,平均温度约 565℃/562℃;但是在机组 AGC 投入,机组负荷大幅度升降、锅炉吹灰系统、制粉系统启停等异常情况下,锅炉主蒸汽温度和再热蒸汽温度波动幅度较大,特别是再热汽温波动幅度较大,过热汽温波动幅度约 10℃左右,再热汽温波动幅度约 20℃左右,最高能达到 25℃,如图 1 所示。

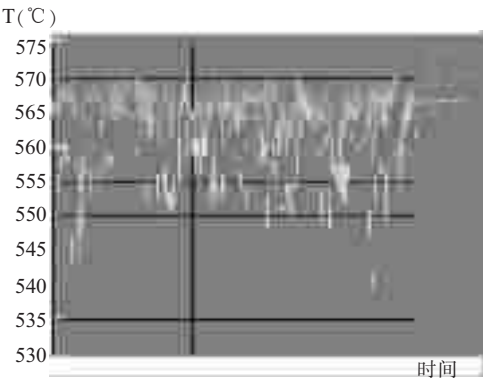


图 1 锅炉过热汽温和再热汽温变化趋势

2 锅炉汽温大幅波动原因分析

由于锅炉末级过热器和高温再热器布置在锅炉水平烟道内,过热汽温度受炉膛辐射换热和烟气对流换热影响;再热汽温度主要是采用烟气对流换热影响,锅炉汽温受炉膛出口烟气温度和烟气流量影

响都较大^[1];同时,机组正常运行时,为控制过热汽温不发生超温情况和控制两侧汽温偏差小于 15℃,锅炉末级过热器一、二级减温水都有流量,而再热器事故减温水基本不使用,故在炉膛出口烟气温度和烟气流量大幅波动情况下,锅炉主蒸汽和再热蒸汽温度均会出现波动,但是末级过热器有减温水缓冲,而再热器没有减温水缓冲,故主蒸汽温度波动幅度较小,再热汽温波动幅度较大。

2.1 机组快速升降负荷时的锅炉汽温波动情况

为适应电网调峰要求,发电机组一般要求投入 AGC 运行方式,升降负荷速率要求设定大于 6 MW/min,而为保证快速升降负荷,满足电网负荷调度要求,目前超临界机组协调控制原理一般采取汽机调节负荷,锅炉调节压力。机组负荷升降由汽机侧高压调门的开关完成,锅炉压力升降通过燃料量增减完成,锅炉给水量自动跟踪设定的煤水比曲线来调节锅炉汽温。锅炉给煤量一般响应速度较快,而给水量一般响应速度较慢且存在波动;同时,由于锅炉燃烧发热带有滞后性,超临界直流炉蓄热能力较差,锅炉燃煤煤质变化等原因,导致实际运行煤水比偏离原设定曲线;故在机组快速升降负荷期间,锅炉蒸汽温度存在较大波动现象。

根据机组协调控制原理可以看出,当机组降负荷时,汽机侧先关小调门,锅炉侧主蒸汽压力短暂升高,锅炉启动分离器出口汽温升高,锅炉侧汽温会先短暂上升,后锅炉侧快速降低给煤量,减少风量,锅炉热负荷迅速降低,压力迅速降低,炉膛出口烟温和烟气流量迅速下降,锅炉主蒸汽温度和再热汽温波动下降。因此,当锅炉快速降负荷时,锅炉汽温先短暂上升后迅速下降;反之,锅炉快速升负荷时,锅炉主蒸汽温度和再热蒸汽温度波动上升,如图 2 所示。

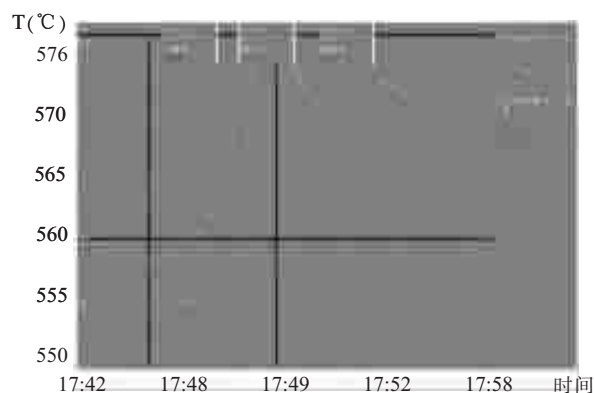


图 2 机组升负荷时锅炉汽温变化趋势

2.2 锅炉受热面吹灰时锅炉汽温波动情况

机组正常运行时,为降低锅炉受热面结焦积灰情况,提高锅炉效率,锅炉受热面必须进行吹灰,但是,蒸汽吹灰不可避免会对锅炉受热面造成影响,主

要包括锅炉受热面吹损减薄、应力拉伤导致泄漏等,特别是锅炉水冷壁受热面管、低温再热器受热面管。因此,在确保锅炉受热面不发生大面积结焦情况下,合理选择锅炉水冷壁吹灰周期非常重要,目前,大部分机组都采用 2~3 天对锅炉水冷壁受热面全部吹灰 1 遍,在计划检修期间,检修人员检查发现锅炉水冷壁受热面吹损减薄较严重,对锅炉吹灰程序进行优化,适当延长锅炉水冷壁吹灰周期,有效降低了水冷壁受热面管的受损程度,也增加了锅炉水冷壁受热面的局部结焦,吹灰期间锅炉水冷壁吸热剧变会导致锅炉汽温大幅波动。

2.2.1 锅炉水冷壁吹灰对锅炉汽温的影响

锅炉水冷壁为 10 天吹灰 1 次,锅炉水冷壁吹灰时,炉膛辐射吸热量增加,炉膛出口烟气温度降低,水平烟道烟气对流换热减少,影响锅炉主蒸汽温度和再热蒸汽温度降低。

2.2.2 锅炉屏式过热器吹灰对汽温的影响

锅炉分隔屏、后屏每天白班吹灰 1 次,吹灰时,屏式过热器辐射吸热量和对流吸热量都增加,导致末级过热器和高温再热器对流换热量减少,影响主蒸汽温度和再热蒸汽温度降低。

2.2.3 锅炉尾部烟道吹灰对汽温的影响

锅炉低温再热器和省煤器前夜班吹灰,会导致锅炉冷再吸热量增加,冷端再热蒸汽温度上升和省煤器入口给水温度升高,影响再热汽温升高,如图 3 所示。



图 3 锅炉受热面吹灰时锅炉汽温变化趋势

2.3 制粉系统启停时锅炉汽温波动情况

磨煤机启动时需要暖磨,磨煤机停运时需要吹扫磨内存粉,在磨煤机暖磨和吹扫阶段,特别是磨煤机启停时,热风隔绝门和冷热风调门经常出现故障,大量冷风长时间吹进炉膛,导致炉膛火焰中心上升,炉膛出口烟温上升和烟气流量增加,锅炉再热汽温迅速上升^[1]。启停最下层 A 磨煤机、最上层 F 磨煤机时,汽温变化非常明显,再热汽温增加速率非常快,最高能达到 4℃/min,如图 4 所示。

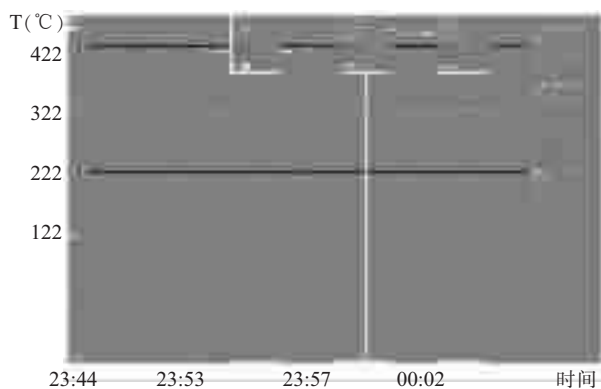


图 4 磨煤机启动时锅炉汽温变化趋势

2.4 锅炉高温受热面进行大流量氧化皮冲洗时锅炉汽温波动情况

国产超临界锅炉高温受热面管道蒸汽氧化腐蚀问题一直存在,在机组启动过程中,受锅炉启动汽温、壁温升温速率的影响,锅炉高温受热面管道内部氧化皮存在脱落现象,在高温受热面管道出口弯头堆积,必须通过大流量蒸汽吹扫带走,否则随着机组热负荷增加,堵塞管道内的蒸汽冷却流量不足,导致管道超温爆管,造成机组非计划停机事故。在机组并网前,必须利用汽机高低压旁路系统进行大流量降压吹管,吹扫期间,锅炉受热面管道内蒸汽流量瞬间变化较大,引起锅炉汽温波动,锅炉过热蒸汽温度和再热蒸汽温度波动约 8°C ,但是锅炉屏式过热器汽温和壁温波动幅度较大,约 15°C 左右,如图 5 所示。

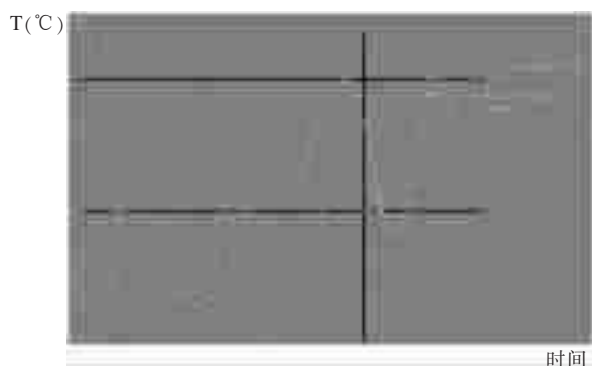


图 5 氧化皮冲洗时锅炉汽温变化趋势

2.5 锅炉燃烧褐煤磨煤机吹扫时锅炉汽温波动情况

目前,各发电公司为缓解经营压力,都会掺烧部分劣质煤种,最主要的是褐煤。根据煤质报告分析,褐煤收到基水份含量大于 30% ,干燥无灰基挥发份含量大于 40% ,发热量 3000 kJ/kg ,磨煤机干燥出力不够,磨煤机出口风粉管极易发生堵塞、积粉、自燃爆炸异常情况。

为防止煤粉管道积粉自燃爆炸,每班在低负荷阶段,对褐煤磨煤机降煤量进行一次风管吹扫,降低给煤量至 $15\sim 20\text{ t/h}$,吹扫时间不少于 15 分钟。在

磨煤机降煤量吹扫期间,大量冷一次风吹入炉膛,造成炉膛温度降低,火焰中心上移,锅炉水冷壁高温辐射吸热降低^[2],锅炉中间点温度波动下降约 12°C ,导致锅炉主蒸汽和再热蒸汽波动幅度较大,约降低 $12\sim 16^{\circ}\text{C}$,如图 6 所示。

2.6 锅炉再热汽温会存在偏高或偏低现象

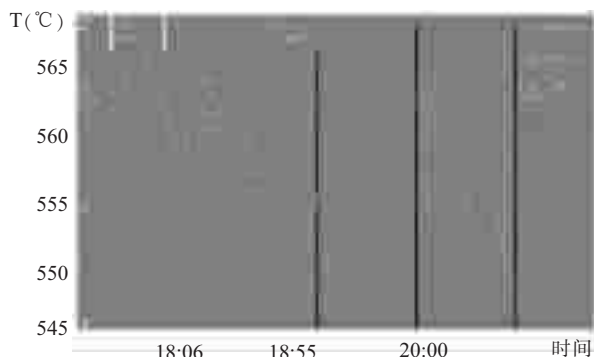


图 6 磨煤机吹扫时锅炉汽温变化趋势

2.6.1 掺烧煤种对汽温的影响

为防止锅炉受热面大面积结焦,机组需要掺烧 $15\%\sim 20\%$ 左右高灰熔点的石炭煤,当石炭煤量较大时,锅炉再热汽温偏低运行,基本处于 $550\sim 560^{\circ}\text{C}$ 范围内。石炭煤灰熔点高,发热量低,但是挥发份高,进入炉膛后燃烧迅速,燃尽度高,导致炉膛出口烟温降低,水平烟道内对流换热减少,导致锅炉再热汽温一直偏低运行。

2.6.2 磨煤机运行方式对汽温的影响

锅炉上五层或上四层制粉系统运行时,锅炉再热汽温偏高运行。锅炉上层制粉系统运行,炉膛火焰中心上升,炉膛出口烟气温度增大,水平烟道对流换热增加,锅炉主蒸汽和再热蒸汽温度会偏高运行,再热器会大量使用事故减温喷水^[2]。

3 结束语

国产超临界 630 MW 机组锅炉主蒸汽温度和再热蒸汽温度波动一直存在且幅度大,与机组协调控制系统、设备运行方式、设备异常缺陷等都有关系。其中主要影响因素是机组协调运行情况、锅炉吹灰方式。为防止锅炉汽温大幅波动,减少对锅炉受热面影响,必须对超临界机组协调控制系统参数和策略进行优化,比如采取煤量与水量同时调节,积分微分控制参数优化,增加逻辑相应速率等,同时,对锅炉吹灰程序方式进行优化,寻找最佳吹灰周期。

参考文献:

- [1] 黄新元.电站锅炉运行与燃烧调整[M].北京:中国电力出版社,2004.
- [2] 朱全利.国产 600 MW 超临界火力发电机组锅炉设备及系统[M].北京:中国电力出版社,2006.

(下转第 41 页)

某 630 MW 超临界锅炉微油点火技术的应用与效果

臧义纯, 郑 强, 孙 亮

(国华太仓发电有限公司, 江苏太仓 215433)

摘 要:介绍了微油点火技术的工作原理及其在国华太电 7 号锅炉上的应用情况, 通过对比分析, 以实例验证了微油点火技术在现役 630 MW 超临界压力燃煤锅炉上的改造应用是可行的, 不仅能够保证机组的安全稳定运行, 还能够创造很好的经济和环保效益。

关键词:超临界锅炉; 微油点火; 稳燃; 节能; 环保

中图分类号:TK223.2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0033-03

为了贯彻国家节能减排政策, 降低燃煤火力发电厂的生产运营成本, 以及等离子点火和微油点火技术的日趋成熟, 目前国内各发电公司都积极开展或正准备开展对现役燃煤锅炉点火和助燃系统的改造工作。国华太电公司两台锅炉是由上海锅炉厂引进技术制造, SG-1913/25.4-M950 型超临界参数变压运行螺旋管圈直流炉, 于 2012 年春节 C 级检修期间成功对 7 号锅炉进行了微油点火改造工作, 使用效果良好。本文着重介绍国华太电公司的锅炉微油点火改造实践的相关经验教训, 可供同类技术改造参考。

1 国华太电公司锅炉设备介绍

国华太电两台锅炉是由上海锅炉厂引进技术制造, SG-1913/25.4-M950 型超临界参数变压运行螺旋管圈直流炉、一次中间再热、单炉膛、采用四角切圆燃烧方式、平衡通风、全钢悬吊结构、II 型布置、固态排渣、露天布置直流燃煤锅炉, 设计煤种为神府煤, 校核煤种为晋北煤。锅炉配备 6 套 HP1003 型中速直吹式制粉系统, 四角切圆直流燃烧系统由六层煤粉燃烧器和三层油燃烧器组成。燃烧系统的点火方式为二级点火, 即高能点火器点燃轻油, 轻油点燃煤粉。系统配 12 支蒸汽雾化的轻油枪。油枪出力按 30% MCR 负荷设计, 设计每只油枪的出力为 3.5 t/h, 机组调试过程中由于启动用油量过大, 先后通过调整油枪雾化片将油枪的出力降至 2.5 t/h、1.8 t/h 和 1.2 t/h^[1]。

2 改造背景

国华太电公司 7 号锅炉于 2006 年 01 月通过 168 小时试运行后投入商业运营, 先后经历过 3 次小修、1 次中修和 1 次检查性大修, 投产初期因各种原因机组启停频繁, 机组用油量极大, 目前机组运

行平稳, 燃烧设备正常, 但正常启机时耗油量依然过大, 机组一次冷态启动时仍需 120 吨左右的 0 号轻柴油, 7 号机组按一年两次正常启机计算, 7 号机组在一年内所需燃油约 240 吨左右。由于现场使用耗油量过大, 现场燃油系统投用率高, 燃油设备系统风险较大, 有一定的安全隐患, 燃油设备系统维护量工作量较大; 同时燃油耗费过多, 成本及经济负担过大。

近年来随着燃烧技术的发展, 国内新建燃煤锅炉均采用等离子点火技术或微油点火技术, 节油效果非常明显, 国内大部分已运行的 300 MW 以上机组也进行了节油技术改造。微油点火技术根据燃烧煤质的不同, 可将每只煤粉燃烧器的稳燃油量控制在 50~200 kg/h 之间, 可适应的煤种从褐煤到贫煤, 改造后的节油率可达 90% 以上。从国家节能减排的政策和公司增收节支的经营理念考虑, 国华太电公司决定利用机组 C 修期间对 7 号锅炉进行微油点火节油技术优化改造。

3 气化小油枪燃烧直接点燃煤粉技术工作原理

3.1 气化小油枪燃烧器原理

气化小油枪燃烧器的工作原理是: 先利用压缩空气的高速射流将燃料油直接击碎, 雾化成超细油滴进行燃烧, 同时用燃烧产生的热量对燃料进行初期加热、扩容及后期加热, 在极短的时间内完成油滴的蒸发气化, 使油枪在正常燃烧过程中直接燃烧气体燃料, 从而大大提高燃烧效率及火焰温度。气化燃烧后的火焰刚性极强、其传播速度极快、火焰呈完全透明状, 如图 1 所示(根部为蓝色, 中间及尾部为透明白色), 火焰中心温度高达 1 500~2 000 ℃, 可作为高温火核在煤粉燃烧器内进行直接点燃煤粉, 从而实现电站锅炉启动、停止以及低负荷稳燃。压缩空气主要用于点火时实现燃油雾化、正常燃烧时加速燃油气化及补充前期燃烧需要的氧量; 高压风主要

用于补充后期加速燃烧所需的氧量。



图 1 气化燃烧器的火焰状况

3.2 直接点燃煤粉工作原理

气化小油枪喷出的燃油燃烧形成的高温火焰,使进入一次室的浓相煤粉颗粒温度急剧升高、破裂粉碎,并释放出大量的挥发分迅速着火燃烧,然后由已着火燃烧的浓相煤粉在二次室内与稀相煤粉混合并点燃稀相煤粉,实现了煤粉的分级燃烧,燃烧能量逐级放大,达到点火并加速煤粉燃烧的目的,大大减少煤粉燃烧所需引燃能量。满足了锅炉启、停及低负荷稳燃的需求。周界冷却二次风主要用于保护喷口安全,防止结焦烧损及补充后期燃烧所需氧量,气化小油枪点火燃烧器的工作原理如图 2 所示。



图 2 气化小油枪点火燃烧器工作原理示意

3.3 投油稳燃工作原理

采用浓淡燃烧方式已经使煤粉在着火区域形成了高浓度、高温度、少空气、易着火的有利条件。投入小油枪后,轻油的烃类挥发使得煤粉着火区域的挥发分浓度和还原性气氛有了显著提高,着火热降低,火焰传播速度加快,其有利于着火和稳燃是显而易见的。

小油枪投入之后,大大改善了煤粉的着火条件,使得每支直流燃烧器形成了个自独立的燃烧小中心,同层燃烧组织此时具有了邻角互稳和单角自稳的双重稳燃条件,二者叠加将大大提高稳燃效果。

煤粉中的挥发分在较低的截面热负荷下易造成析出不稳定,使得着火初期发生脉动性燃烧,随着时间的延续,燃烧恶化。小油枪的投入,为煤粉燃烧提供了较为稳定、充足的可燃气体,燃烧脉动就会消失。

在更低负荷需投油稳燃时,通过气化小油枪的燃烧热,以提供煤粉着火区所需的局部高温、高热源着火条件,并且遏制了煤粉着火随负荷降低而产生的波动(相当于一个稳定热源阻尼),保证了煤粉出口的着火稳燃要求,形成一种稳定的着火热源,从而

实现整个炉膛煤粉稳燃要求的

4 气化小油枪点火及稳燃系统改造方案

针对国华太电 #7 机组燃煤特点,并结合锅炉燃烧设备结构,为保证改造效果,使锅炉燃烧器在改造后能长期、安全、稳定运行。设计将锅炉原 A 层煤粉燃烧器拆除,改造为装有微油点火装置的煤粉燃烧器。此改造范围包括:微油点火燃烧器、微油点火压缩空气及油系统、高压助燃风系统、气化小油枪火检及热控控制、保护等。为使锅炉冷态启动尽早制粉投粉采用热一次风道加装暖风器方法来提高风温。

4.1 煤粉燃烧器

根据该炉燃烧器的布置方式及磨煤机的对应方式,选择一台磨对应的燃烧器进行改造,这样锅炉在启动过程中利用小油枪的着火火焰可首先开启一台磨完成锅炉炉膛的均匀加热、升温 and 升压。为了锅炉点火或低负荷运行时能及时及时的投用,改造选在 A 层。改造后的燃烧器,在每台燃烧器本体上装有一套气化小油枪微油点火装置。改造后的燃烧器与原燃烧器相比,主燃烧性能保持不变(热功率、刚性、锅炉效率、最低不投油稳燃负荷不低于锅炉原来的最低负荷)。微油点火燃烧器结构如图 3 所示。

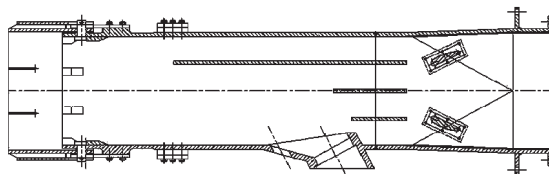


图 3 微油点火燃烧器结构示意图

4.2 油系统

微油点火小油枪用油,根据现场位置从大油枪各角母管引出(每角单独引出),单角消耗量 120 kg/h。锅炉冷态启动时,小油枪出力能够稳定的点燃煤粉,统过调节油压及雾化片大小可以方便的调整油枪出力。

4.3 压缩空气系统

压缩空气为小油枪燃烧雾化用气,引自电厂检修或仪用压缩空气气源,压力要求 0.55 Mpa 以上,压缩空气流量:1.1 Nm³/min 左右(单只油枪)。

4.4 高压助燃风系统

高压助燃风作为气化小油枪点火后,油后期燃烧所需氧量(油燃烧所需的二次风),小油枪停运时用于油枪及燃烧筒的吹扫和冷却。气化小油枪投用时控制阀后风压 1 000 Pa 左右,由一次风机出口炉两侧冷风管道上引出,经总碟阀至锅炉各两侧,再经分路碟阀至各气化小油枪燃烧筒。风量 4×1000 m³/h。

4.5 磨煤机暖风器系统

为了尽早启动磨煤机制粉,在该炉进制粉系统热一次风联络母管前的热一次风道上安装蒸汽加热的暖风器(只装一侧,投用时开一台一次风机,另一台一次风机出口挡板及两台一次风机出口的联络挡板关闭);在热一次风道母管设一旁路,在旁路上布置暖风器,锅炉启动初期投入暖风器以提高 A 磨入口风温。暖风器汽源来自机组辅汽联箱,通过截止阀、电动阀控制锅炉暖风器如图 4 所示。设计参数为:暖风器设计温升:120℃,暖风器加热风量:90 t/h,蒸汽压力:0.8~1.0 MPa,蒸汽温度:250~300℃。

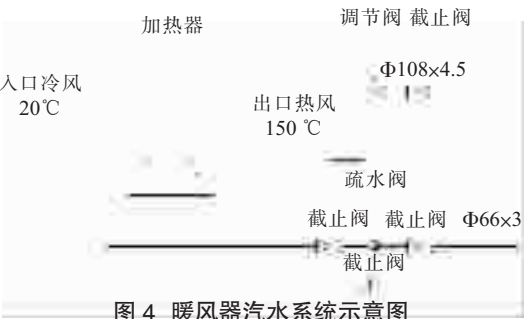


图 4 暖风器汽水系统示意图

4.6 壁温监测系统

气化小油枪点火燃烧器设有独立的燃烧器壁温监测系统,实时监测燃烧器壁面温度,不发生燃烧器超温烧损情况,布置壁温测点,温度信号接入 DCS 系统。

4.7 热工控制与火焰检测

在锅炉 FSSS 主保护的管理之下,气化小油枪点火是一套独立的控制系统。在 DCS 中完成逻辑控制组态、CRT 画面,实现远方控制和操作。同时就地有一控制柜、实现“远控”与“就地”的切换,并可实现就地操作。气化小油枪点火燃烧器设有独立的火焰检测系统,作为小油枪系统本身参考用,锅炉现有的火检系统不变,在每个气化小油枪点火燃烧器附近各安装一个带 CCD 摄像机电火检探头,其视频信号送至集控室内四画面分割器,经处理再送到控制室显示,火检冷却风由电厂火检高压冷却风管路引出。

5 使用效果

通过微油点火技术改造后,国华太电 7 号锅炉可根据燃烧煤质的不同,将每只煤粉燃烧器的稳燃油量控制在 50~200 kg/h 之间,在锅炉启动过程中,微油点火系统安全稳定可靠地点燃煤粉,不爆燃、不二次燃烧,投入功率能满足点火启动曲线的要求;

在锅炉正常运行中,微油点火煤粉燃烧器作为主燃烧器,不影响主燃烧器的主要功能和整体燃烧组织、不超温、不结渣、满足检修周期的要求;

国华太电 7 号锅炉在 2012 年 C 级检修后的启动过程中使用微油点火技术,本次微油点火系统累

计使用 21 个小时,0 号轻柴油耗量 10.5 吨,与以往通入大油枪相比节油 110 吨,节油率达 91.3%。和传统大油枪启动过程的经济性对比分析如表 1 所示。

表 1 微油点火启动经济性比较

	传统大油枪启动	微油点火启动
油枪数量 / 只	12	4
投运时间 / 小时	21	21
用油量 / 吨	120	10.5
油枪退运前耗煤量 / 吨	640	900
0 号轻柴油油价格 / (元 / 吨)	8675	
燃煤价格 / (元 / 吨)	800	
启动消耗燃料费用 / 元	120×8675+640×800=1553000	10.5×8675+900×800=811087
微油点火启动节省费用 / 元	741913	

从表 1 可见,按目前中石油 0 号柴油价格为 8675 元 / 吨、市场燃煤到厂价 800 元 / 吨计算,与传统大油枪启动相比,使用微油点火技术后,7 号锅炉可节约燃料费用 74 万元,综合节能效益可达 47.7%,经济效益非常可观。国华太电 7 号锅炉微油点火改造工作的人工费及材料费共计 130 万元,以 7 号锅炉本次冷态启动节省的费用计算,微油点火系统投运两次即可收回成本。

由于微油点火系统简单,稳定可靠性好,运行操作人员容易学习掌握,所以在微油点火投运过程中未发生延迟、误操作等情况;另外,微油点火实现燃油气化燃烧,燃油量极少,不会对电除尘电极污染,因此机组启、停及低负荷稳燃期间可投入电除尘。

6 结束语

根据微油点火技术在国华太电 7 号锅炉上的应用实践表明了,微油点火改造后燃油系统安全风险大幅降低,燃油系统更趋于稳定投运,进一步确保了机组安全稳定运行;另外微油点火技术可以大幅度减少燃煤火力发电厂点火启动和助燃用油,既降低了发电成本为企业创造很好的经济效益,同时,在锅炉点火时,即可投入电除尘器,有益于环保,另外,微油点火系统简单可靠、一次性投资少、成本回收周期短等特点。因此,微油点火系统在现役 630 MW 超临界机组的节油改造上是完全可行的。

参考文献:

[1] 赵宁. 气化微油点火技术在 CG-130/9.81-M 型锅炉上的应用[J]. 电站系统工程, 2010(2).

作者简介:

臧义纯(1983),男,山东胶州人,助理工程师,主要从事大型火力发电厂检修技术管理工作;

2×630 MW 超临界机组湿式除渣系统水质治理

余玉洋
(国华太仓发电有限公司,江苏太仓 215433)

摘 要:通过对除渣系统设备的运行状况分析,结合生产现场实际布置情况,提出对渣水的分流改造方案。将一台机组的除渣水引至两台高效浓缩机进行浓缩处理,确保了高效浓缩机的使用效果,从而降低渣水杂质含量,使运行设备的磨损量有效降低,提高了耐磨设备的使用寿命。

关键词:渣水;水质;改造;磨损

中图分类号:TK227.3 文献标志码:B 文章编号:1009-0665(2012)S2-0036-02

国华太仓发电有限公司 2×630 MW 超临界机组除渣系统按 630 MW 机组容量考虑,采用“水封排渣槽+水力喷射器”的定期湿式除渣方式。水力喷射器将锅炉排渣送至渣浆泵前池(中转仓),再用渣浆泵输送至脱水仓系统;脱水后的渣全部装车外运供综合利用。

设备投产至今,专业进行了相关治理工作,可确保其稳定运行,但仍然存在设备隐患,主要问题是渣水水质不良,造成管路阀门损坏及设备磨损严重等故障。

1 系统简介

1.1 系统流程

正常运行中,澄清渣水由贮水池→低压水泵→渣斗水封槽→渣斗→溢流水池→溢流水泵→高效浓缩机→贮水池,实现重复利用。

机组除渣时,澄清渣水由贮水池下部的高压水泵→水力喷射器→携带渣斗内存渣,输送至中转仓→渣浆泵→脱水仓→高效浓缩机→贮水池,实现循环利用。

表 1 渣泵流量参数

序号	名称	流量/(m³/h)	冷却水流量/(m³/h)
1	高压水泵	442	6
2	低压水泵	343	3.2
3	泥浆泵	68.2	
4	渣浆泵	414.5	8.4
5	溢流水泵	167	

表 2 渣水处理设备参数

序号	名称	容积/m³	处理后水质/(mg/L)
1	脱水仓	610	≤2000
2	高效浓缩机	600	≤150
3	贮水池	1 000	有空≤120

1.2 系统设计参数

2 系统存在问题

在机组除渣过程中,进入高效浓缩机内水量多,造成漫水(如图 1 所示),未处理的渣水进入贮水池,漫出的水质杂质含量在 2000 mg/L 左右,而高浓缩机处理后的杂质含量≤150 mg/L^[1]。漫水后,造成贮水池内水质指标大大恶化。



图 1 高效浓缩机内渣水过量情况图

表 3 渣水水量计算汇总

状态	名称	开启数量	流量/(m³/h)	冷却水流量/(m³/h)
机组正常运行中	低压水泵	1	190	3.2
	泥浆泵	2	136	0
	渣浆泵	0	0	8.4
	进入高效浓缩机渣水总量			338 m³/h
机组除渣过程中	低压水泵	2	300	6.4
	高压水泵	1	330~430	6
	泥浆泵	2	136	0
	渣浆泵	1	415	8.4
	进入高效浓缩机渣水总量			780~880 m³/h

从表 1、表 2 和表 3 可以看出,在机组除渣过程中,进入高效浓缩机的渣水实际流量大于高效浓缩机污水处理设计量 600 m³/h。

水量大对水质影响的理论分析:高效浓缩机是由浅池理论原理发展而形成的斜板沉淀池,浅层沉降原理沉降效率计算式^[2]为:

$$E_T=\left[(1-p_0)+\int_0^{p_0}\frac{\mu}{\mu_0}dp\right]\times100\%$$

$$Q=A\times u$$

式中： E_T 为总沉降效率； μ 为颗粒沉降速度； A 为有效沉淀面积； Q 为流量； $1-p_0$ 为在给定时间内，对于 $\mu\geq\mu_0$ 的颗粒可除去量； p_0 为在给定时间内，对于 $\mu<\mu_0$ 的颗粒可除去量。

由于除渣时高效浓缩机实际流量大于设计流量，相当于流量 Q 上升，而高效浓缩机有效沉淀面积 A 在设计安装后，是没有变化的；由沉降效率计算式可以看出： Q 上升，当 A 一定时，流速 u 必然上升，使 $\mu\geq\mu_0$ 所占百分率 $(1-p_0)\times100\%$ 下降， $\int_0^{p_0}\frac{\mu}{\mu_0}dp$ 下降，从而沉淀效率 E_T 下降；而沉淀效率 E_T 下降，沉淀后排出的水质必然降低。

3 水质不良对系统产生的影响

系统水质品质差，含杂质多，造成管路阀门磨损。

从表 4 可以看出，系统耐磨件更换量大，特别是

表 4 除渣系统每年管路阀门更换统计

序号	名称	更换数量	单价 / 万元	总价 / 万元
1	水力喷射器出口大小头	4	0.17	0.68
2	渣浆泵出口大小头	4	0.16	0.64
3	水力喷射器	4	0.16	1.68
4	渣斗斜冲阀, DN100	4	0.31	1.24
5	渣斗斜冲阀, DN150	10	0.47	4.7
6	渣斗斜冲阀, DN200	6	1.265	7.59
7	除渣电动门, DN100	7	0.19	1.33
8	除渣电动门, DN150	7	0.35	2.54
9	除渣电动门, DN125	1	1.39	1.39
10	除渣电动门, DN200	1	1.7	1.7
合计费用				23.5

系统阀门，更换频繁，而除渣系统设备阀门设计在正常工况条件下，确保 3 年以上的使用寿命，管路系统设计连续使用寿命不小于 4 年；而目前使用寿命均低于设计寿命。

4 治理改造策略

由于两台机组除渣系统布置相同，且高效浓缩机间隔 2 米，位置近。考虑一台机组除渣时，分流进入高效浓缩机前的渣水 280 m³/h 至另外一台未进行除渣的高效浓缩机内，两台高效浓缩机同时进行浓缩处理，从而使高效浓缩机需要处理的渣水量在设计范围内运行，使系统水质达标。

4.1 分流改造内容

4.1.1 运行方式改变

由目前 7、8 号炉可同时除渣改为分阶段除渣，一台机组除渣结束后再启动另外一台机组除渣。

4.1.2 设备变更

需将脱水仓溢流渣水同时引至 7、8 号炉高效浓缩机，再将高效浓缩机处理后的干净渣水引回至相应的贮水池。

4.1.3 脱水仓溢流水同时引至高效浓缩机方案

在两台浓缩机之间增加一中间分配箱，将脱水仓溢流渣水、中转仓溢流水、灰库污水泵排水同时引至新增加的中间分配箱中，再均匀分配到两台浓缩机内。若 7、8 号浓缩机中的 1 台故障不能进渣时，可关闭该浓缩机进水阀；若因渣量大或运行原因需要 2 台机组同时除渣时，改造后的系统也能满足要求。

在中间分配箱上相同高度位置布置两接口，位置相同，渣水进入分配箱后，可同时均匀引流至两浓缩机内。

4.1.4 将高效浓缩机处理后的干净渣水引回至相应的贮水池方案

在 7、8 号炉贮水池之间加装一连通管，连通管管径 Φ 500 mm，连通管布置在贮水池上部，中心距离最高水位 1.6 m。

由于贮水池容量为 1 000 吨，且目前系统回收工业水量充足，系统不需要补水；因此，在除渣过程中，可实现渣水水量动态平衡。

连通管接通位置布置可确保在最大流量的情况下，另外一台贮水池内水量保持不低于 600 吨，从而确保平衡管对两系统正常运行不产生任何影响。

在连通管处加装一手动门，用于机组检修时的隔绝使用。

5 结束语

针对机组除渣系统分流改造，使机组除渣时用两台高效浓缩机同时处理渣水，渣水通过有效浓缩、沉降，品质有了显著改善。在机组 2010 年两次 B 级检修时，对系统管路及斜冲阀解体检查，没有发现有磨损内漏阀门，系统管路、阀门磨损情况有了明显降低，证明治理改造达到了设计效果。

参考文献：

[1] 张自杰.排水工程[M].北京:中国建筑工业出版社,2005.
[2] 张希衡.水污染控制工程[M].北京:冶金工业出版社,2002.

作者简介：

余玉洋(1978),男,安徽金寨人,工程师,从事锅炉维护管理工作。

锅炉过热器集箱 T23 散管焊缝裂纹分析与处理

佟 强,臧义纯,孙 亮

(国华太仓发电有限公司,江苏太仓 215433)

摘 要:国华太仓超临界锅炉过热器集箱 T23 散管焊缝在运行过程中发生多次开裂,通过有效的治理,目前机组安全稳定运行。文中通过研究焊缝的宏观外貌、金相组织和力学性能等方面的参数和特征,分析确定了裂纹产生的原因,并且介绍了该厂治理该类型裂纹的经验,可供其他电厂对该类型缺陷的治理提供参考。

关键词:超临界锅炉;末过;集箱;T23;裂纹治理

中图分类号:TK226⁺.2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0038-04

国华太仓发电有限公司 2×630 MW 超临界机组锅炉为上海锅炉厂引进技术制造生产,锅炉型号为:SG1913/25.4-M950,机组分别投产与 2005 年 8 月和 2005 年 11 月。2010 年 10 月 1 日,7 号机组第一次 B 级检修(末过、末再管屏改造),检修后一次汽系统水压试验时末级过热器进口集箱接管座对接焊缝 3 只泄漏,对其余 981 只焊缝 100%无损检验,发现 5 只焊缝存在裂纹,对 8 只裂纹焊口管段更换短管焊接后热处理;2011 年 12 月 4 日,7 号机组临停期间,对末级过热器进口集箱接管座对接焊缝检查中发现 7 只焊缝存在裂纹,对裂纹焊口管段更换短管焊接后热处理。该处焊接接头裂纹的不断产生严重影响了锅炉设备的连续安全稳定运行,国华太电公司在 2012 年 2 月利用 C 级检修期间对该处裂纹进行了比较彻底的治理,消除了设备隐患。本文通过介绍 630 MW 超临界机组锅炉末过入口集箱散管 T23 焊口裂纹产生的原因,制定的焊接工艺措施,供大家的工作中参考,及早采取有效的措施,保证机组的安全稳定运行。

1 设备简介、裂纹原因分析

1.1 设备简介

末级过热器布置于水平烟道,与烟气成逆流布置,共 82 片屏,沿炉膛宽度均布,横向节距 S1 为 244 mm,纵向节距 S2 为 76.2 mm。每片受热面由 12 根管子组成,共计 984 根。末级过热器进口集箱布置于锅炉水平烟道上方的炉顶大罩壳内部,规格为 $\phi 406.4 \times 58.75$,材质为 P91;有 984 只接管座,接管座规格为 $\phi 38.1 \times 6.36$,材质为 T23。

1.2 焊口宏观裂纹介绍

开裂焊口位置在末级过热器入口集箱管座与管屏之间的联接散管的对接焊口,具体位置如图 1 所示。

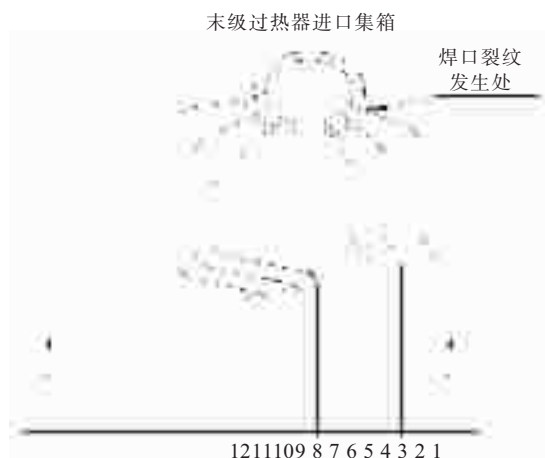


图 1 开裂焊口位置

现场焊口裂纹如图 2 所示,裂纹均起始于焊缝与 T23 管子的热影响区的交界处,平行于焊缝沿管子周向分布,裂纹整齐,开口较小,呈微小波浪形,裂纹贯穿于管壁,且管子外壁裂缝较长,内壁裂缝稍短;对该过热器其他散管进行检查,也在同部位发现了管子外表面存在裂纹的情况,但裂纹尚未贯穿于管壁,对未贯穿的裂纹打磨处理后,裂纹消失,可判断为裂纹起始于管子的外表面;从取样管的外貌进行分析,裂纹附近管子并无胀粗,管子表面也无明显的机械损伤等情况;过热器集箱和管屏分别由支吊架整体悬吊,可排除由于集箱和管屏的热位移不均使连接散管受力的可能,这一点通过现场割管已得到印证。

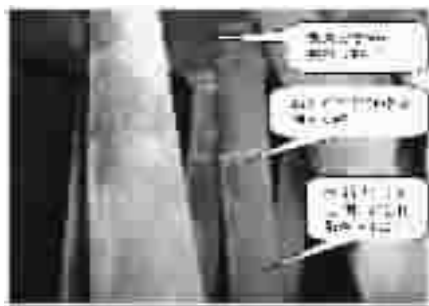


图 2 现场焊口裂纹

1.3 焊接接头金属硬度检测

ASME SA-213 标准规定 T23 钢硬度 ≤ 220 HB^[1]。由于 T23 碳含量较低,其贝氏体-马氏体组织中马氏体的硬度仅为 350 HV 左右,其焊接接头的硬度未热处理焊态下最大也不超过 360 HV。T23 钢接头硬度分布有这样的特征:焊缝和熔合区附近由于合金化程度高,硬度值较高,热影响区、粗晶区及细晶区次之;通过现场所抽查末级过热器进口集箱短管/散管对接焊缝和热影响区的硬度,结果表明母材的硬度值为 HB150-160,焊缝硬度为 HB242-250,显微硬度测试结果与布氏硬度测试结果规律是互相吻合的。

《火力发电厂金属监督规程》(DL/438-2009)规定同种钢焊接接头热处理后硬度合格标准为,T23 焊接接头硬度值控制在 175-250HB 之间^[2]。从现场焊接接头的硬度测试结果表明,焊接接头的硬度值是符合要求的。

1.4 金相分析微观金相组织检查

金相结果表明,焊接接头两侧母材金相组织正常,为晶粒较细的贝氏体,如图 4 所示;焊缝金相组织晶粒粗大的贝氏体,如图 5 和图 3 所示;通过观察金相图片显现,热影响区较宽,表明焊接线能量输入过大,导致焊接接头冲击韧性过低,其为焊缝开裂的直接原因。



图 3 T23 母材金相图



图 4 取样管焊接接头两侧母材金相图

1.5 综合分析结论

经过多次分析结果,并查找国华太电 7 号炉基建时档案资料表明,国华太电 7 号锅炉末过入口集箱散管 T23 焊口开裂的主要原因为以下几方面:

基建期间末级过热进口集箱接管座 T23 焊口



图 5 取样管焊缝金相图

焊前未进行内部充氩保护。焊缝根部局部过热、组织恶化,接头强度降低。

基建安装时未对焊口进行回火热处理,T23 材料冷裂纹倾向较大,焊缝残余应力大容易在运行中产生裂纹造成泄漏。

焊接工艺评定不成熟;基建时的 T23 焊接工艺评定是比照传统的低合金耐热钢焊接规定摸索制定的,没有经过大量生产和运行实践考研,与现有工艺评定相比不够科学。

2 检修处理措施及焊接工艺

2.1 基建安装焊口的处理措施

根据 7 号锅炉运行状况及检查检修情况,7 号锅炉末级过热器进口集箱管座与连接管间的焊缝存在裂纹隐患,利用在 7 号炉 C 级检修期时间需对该过渡管段部分共 984 根连接管全部更换,更换部分如图 1 标红色管段部分。对散管与管屏间 T23 焊口(如图 1 中标黑色虚线部分所示),鉴于国内其他同类型机组此处均未有泄漏事件发生,同时受工期及现场工作难度所限,未对该处焊口进行处理,但要对其加强监视、检查力度,保证机组的安全稳定运行。

2.2 现场控制措施及采取的焊接工艺

2.2.1 现场控制措施

停炉冷却后将末级过热器进口联箱上的弹簧吊架用 $\delta 20$ mm 钢板塞入弹簧罩壳与弹簧顶板间并将其点焊固定,钢板割成楔形,焊接时只焊接钢板与弹簧罩壳接触部分,确保管排拆除后联箱不发生垂直位移。待大罩壳内末级过热器进口联箱保温拆除后,用 12 槽钢采用“井”字型包箍形式对联箱进行加固,可将末级过热器进出口联箱相互连接,防止各联箱发生水平位移,联箱两端各装 1 组。管子割除前以末过的出口联箱为准测量各联箱位置并记录数据(回装前检查是否有位移)。

对末过管排切口位置进行划线:上焊口切割线为末级过热器进口集箱接管座与散管对接焊缝中心线上沿 10 mm 处;下焊口切割位置位于末级过热器进口集箱过渡散管中间部位(标高 73 110 mm 处),即从进口集箱中心线向下 750 mm 位置处。

集箱过渡短管割除采用分组分段割除(末过 82 屏管屏在集箱过渡段分为 164 排,将 164 排过渡管分为 8 组段,从炉左排序为 1~8 段),割除次序时按照:割除(2、3、6、7 段)→坡口加工→焊接(2、3、6、7 段)→割除(1、4、5、8 段)→坡口加工→焊接(1、4、5、8 段)。

光谱检查验收备用管段材质与原有管道是否一致。更换的新管,外观不应有重皮、变形、堵塞、锈蚀、砂眼、裂纹、椭圆超标等缺陷。

管子切割均采用机械切割,切割后的管口应及时进行封堵,以防杂物落入管内。管子车削坡口时,管内必须塞入易溶纸,防止铁屑落入管中。

管段内部清理干净,管口打磨为 32° V 型坡口,端面平齐,内外管口 15 mm 应打磨光亮,钝边为 1~2 mm,对口间隙为 2 mm。

管子对口错口不超过 0.5 mm,偏折度小于 1 mm,对口时使用对口专用管夹。

焊口施焊时采用全氩弧焊接工艺,T23 采用 UnionICr2WV、T91 采用 ER90S-B9、Φ2.4 焊丝。

焊接结束后及时进行热处理,热处理合格后进行进行 100%射线探伤及其它检验。

2.2.2 焊接方法及工艺

(1) 焊接程序

焊接施工过程包括对口装配、施焊、热处理和检验等四个重要工序,本道工序符合要求后方准进行下道工序,否则禁止下道工序施工。

焊前准备→对口装配检查→内充氩保护→定位焊接→预热→施焊→接头清理→自检→焊后热处理→验收→无损检验。

(2) 焊接工艺要求

① 采用合适的焊接材料与焊接方法,如表 1 所示;

表 1 焊接方法及焊接材料

项目	材质	焊接方法	焊材牌号
末过	T23	手工充氩全氩弧焊	UnionICr2WV
末过	T91	手工充氩全氩弧焊	ER90S-B9

② 点固焊与正式焊要求相同,点固焊位置应置于不影响视线便于操作处,焊点长度不超过 10 mm,厚度不超过 3 mm,点固焊后应检查焊点质量,如有缺陷应立即清除,重新进行点焊。

③ 对于手工钨极氩弧焊打底,引弧前应提前输送氩气,熄弧后应延迟断气。要注意防止焊丝伸入管内粘在焊缝根部,待打底焊缝全部完成后焊缝质量经自检合格后,方可进行其它层的焊接。焊接时,盖面焊的焊接起点与结尾和打底焊的焊接起点

与结尾要错开。

④ 焊接时应逐层进行检查,自检合格后,方可焊接次层。

⑤ 施焊中应特别注意接头和收弧质量,层与层的接头应相互错开,收弧应将熔池填满。

⑥ 一只焊口一次应连续焊完。不合格焊口返口时间安排在当天进行。

⑦ 焊口焊完后应将焊缝及两侧飞溅物清理干净。

⑧ 检查焊缝表面是否有缺陷,如发现有表面气孔、夹渣、弧坑、未填满、咬边、焊缝尺寸不符合要求等情况时,应及时进行修整,消除缺陷后重新清理干净。焊接接头内部有超标缺陷时,可采用挖补方式返修,但同一位置的不得超过两次。

(3) 焊前预热及焊后热处理

如表 2 所示,预热宽度,从对口中心开始,每侧不小于焊件壁厚的 3 倍;热处理的加热宽度,从焊缝中心算起,每侧不小于焊件壁厚的 3 倍。热处理保温宽度从焊缝中心算起,每侧不小于焊件壁厚的 5 倍。每个焊口用 1 个热处理加热器。返修焊口,必须重新进行焊后热处理,工艺方法同上。

表 2 预热及热处理规范

规格	Φ 38×6.36	Φ 38×5.59
材质	T23	T91
预热方法	中性焰	中性焰
预热温度 /℃	150	150
热处理方法	电加热	电加热
热处理温度 /℃	740	760
恒温时间	0.83	1
升降温速率(℃/h)	≤280	≤150

3 结束语

末过入口集箱 T23 散管对接焊缝裂纹具有普遍性,与国华太电同期、同类型的张家港沙洲电厂、镇江高资电厂及福建可门电厂均多次发生过相同部位 T23 对接焊缝泄漏事件,应引起相关单位的重视,并通过彻底治理消除隐患。

基建期间焊接工艺不完善是反复发生泄漏的根本原因。同类型电厂均发生过检测后仍然发生泄漏的情况,要彻底解决该处 T23 对接焊缝裂纹泄漏隐患,需割除原有焊口并按照目前完善的焊接工艺重新焊接处理。

参考文献:

[1] DL/438-2009.火力发电厂金属技术监督规程[S].
[2] 于启湛,史春元.耐热金属的焊接[M].北京:机械工业出版社,2009

作者简介:
佟 强 (1971),男,辽宁清河人,助理工程师,主要从事大型火力发电厂检修技术管理工作;

臧义纯 (1983),男,山东胶州人,助理工程师,从事大型火力发电厂检修技术管理工作;
孙 亮 (1972),男,吉林省吉林人,助理工程师,从事大型火力发电厂检修技术管理工作。

Analysis and Deal with Welding Crack of T23 Header of Boiler Super Heater

TONG Qiang, ZANG Yi-chun, SUN Liang

(Guohua Taicang Electricity Generating Co.,Ltd, Taicang Jiangsu,215433)

Abstract: T23 tube of boiler super heater header cracked many time during operation, after thoroughly analysis and deal with the cracks, the present time T23 tube is working well and the unit is in safety. This article thoroughly analysis appearance and metallographic structure and mechanical property of the cracks, and make sure the reasons of the cracks and also introduce the experience, so that can be used in other power plant to deal with same type cracks.

Key words: supercritical boiler; end of super heater; header; T23; deal with welding cracks

(上接第 32 页)

作者简介:

李 波 (1978),男,湖北天门人,工程师,从事锅炉运行研究工作。

Cause Analysis on Large Steam Temperature Fluctuation in Domestic 630 MW Supercritical Boiler

LI Bo

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: Focusing on the large steam temperature fluctuation occurred in one domestic 630MW supercritical boiler, this paper analyzes the effects that utilization of AGC, operation of soot blower, start-up and shut-down of coal pulverizing system and Coal mill blowing have on the fluctuation of the superheated and reheated steam temperature.

Key words: coordinated control system; AGC; main steam temperature; reheat steam temperature; fluctuation

(上接第 35 页)

郑 强 (1969),男,天津市蓟县人,工程师,从事大型火力发电厂锅炉检修技术管理工作;

孙 亮 (1972),男,吉林省吉林市人,助理工程师,从事大型火力发电厂锅炉检修技术管理工作。

Application of Tiny-oil Ignition Technology in 630MW Supercritical Power Plant

ZANG Yi-chun, ZHENG Qiang, SUN Liang

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: The operation principle of the tiny-oil ignition technology as well as its application conditions in No. 7 boiler is introduced in this paper. As revealed by the comparison results, the application of tiny-oil ignition technology in the 630MW supercritical coal-fired boilers is feasible. Through using this technology, the power plant can not only achieve reliable operation, but also gain better economical and environmental benefits.

Key words: supercritical boiler; tiny-oil ignition; stable combustion; energy saving; environment protection

(上接第 37 页)

Treatment of Water Quality of Wet-type Slag Removal System in 2×630 MW Supercritical Power Plants

YU Yu-yang

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: Through analyzing the operating condition and the actual layout of the slag-removal system, this paper proposes a retrofit scheme for dividing the waste water containing furnace slag. The waste water is drained into two high-efficiency concentrators so as to decrease the impurity content of the waste water. Wear of the operating equipments is mitigated, and their service life is lengthened.

Key words: waste water containing furnace slag; water quality; retrofit; wear

某超临界 630 MW 机组系统保温改造

田振林

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:在保温材料选择、保温结构设计、保温施工及验收方面提出了整体化的改造措施,并在机组检修改造中予以实施,改造后的测试和运行实践表明,通过机组保温的全面优化改造,使散热损失大幅度降低,经济效益显著。同时说明了现有 630 MW 机组在保温方面节能潜力巨大。

关键词:630 MW 机组;保温;改造;散热损失

中图分类号:TM621.9

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0042-02

火电机组热力设备和管道的保温是火电厂节能工作的重要方面。保温状况的好坏直接影响到整台机组的煤耗水平及经济性。保温性能良好,不仅有利于机组的经济运行,也有利于改善工作环境并保护运行及检修人员的人身安全。目前大部分机组热力设备和管道的保温效果很不理想,机组热力设备和管道的保温效果很不理想,散热损失很大,普遍达不到国家有关标准的要求。

1 机组及其保温概况

1.1 机组简介

某电厂 7、8 号机组的锅炉是由上海锅炉厂制造,是超临界一次中间再热盘绕布管单炉膛直流炉。汽轮机是上海汽轮机厂制造超临界参数、一次中间再热冲动式汽轮机,具有八级回热抽汽,其结构形式为单轴、四缸、四排汽口,排汽进入凝汽器。

1.2 保温概况

锅炉炉墙原设计是由四层毯状的硅酸铝保温棉直接铺在水冷壁的抓钉上,自机组投运后,炉墙保温材料一直未更换。高中压缸用硅酸铝保温棉进行保温。这些设备的保温材料自投运后一直未更换。大多数汽水管,制粉管道上使用珍珠岩类制品,由于机组运行管道震动,保温材料下坠严重,部分管道保温因保温材料变形,脱落导致管道保温外表面超温严重,机组散热损失增加。

2 机组保温存在的主要问题

2.1 保温材料方面

机组的主蒸汽管道、再热蒸汽管道(热段、冷段)的保温效果较差,主要原因之一是这些管道所使用的保温材料以珍珠岩类为主,这种保温制品导热系数较大,隔热性能不太理想,这种制品密度也

较大,在机组运行过程中容易塌落。此外它的强度不高,在机组启停过程的膨胀冷缩及运行过程的振动下,很容易被挤碎或产生裂缝,从而使隔热性能能进一步降低。

锅炉的各级联箱及其穿墙管处的散热损失严重超标,且漏风、漏灰严重,这些部位的密封保温材料疏松、易脱落,在运行中易振动,粘结剂易挥发,失去了粘结剂的矿渣棉制品容易塌落和凹陷,使保温效果降低,因此改造时应选用新型密封保温材料。

2.2 保温结构与设计方面

2.2.1 保温层厚度设计不合理

机组很多设备和管道的保温层设计得不尽合理,原因之一是由于保温层厚度不够造成的。另一方面,有些设备和管道的散热损失和外表面温度虽然符合国家标准规定值的要求,但它们的保温厚度未采用经济厚度。

2.2.2 锅炉炉墙保温密封结构不合理

锅炉的各种对流受热面、垂直水冷壁管及悬吊管的联箱均布置在炉膛和烟道之外。经长年运行,保温密封结构破损严重。这些破损区域不仅散热损失和外表面温度很高(部分位置外表面达到 190℃),而且还存在着漏灰、漏烟现象。不仅污染了环境,增加了热损失,降低了锅炉热效率,而且对于锅炉的安全可靠运行也构成了威胁。

2.2.3 裸露部分过多

热力系统中大量的阀门、法兰、人孔门、膨胀节、支吊架、小口径管道以及高温管道进出设备的进出口处等大多处于未保温的裸露状态,虽然这些裸露部分所占面积较之锅炉不算大,但是由于裸露部分温度高,散热损失^[1]高达 2 000~3 500 W/m²。

2.2.4 高参数、大直径管道弯头保温不佳

高温、大直径管道的保温效果差,这主要与这些管道的弯头处散热损失和外表面温度过高有关。由于管道保温多使用硬质保温材料,在管道弯头处如

果与弯头外壁之间没有间隙,当弯头发生较大的角变形时,就可能将硬质保温材料挤碎。在测试中发现主蒸汽管道、再热蒸汽管道、进各层各角的燃煤二次风管道由于弯头变形较大,多处出现保温瓦块全部挤碎,金属外护板裂开的情况。所以对于参数较高变形较大的管道弯头,当使用硬质保温材料时,应在弯头中间设置一个伸缩节,填充软质保温材料以吸收变形。

2.3 保温施工问题

机组散热损失超标的设备和管道多处为保温施工质量有问题,如高压加热器的封头、高参数大直径管道弯头、各层各角喷燃器区域炉墙等处保温施工质量不佳。

3 主要热力设备和管道保温的改造

3.1 锅炉本体部分密封保温的改造

过去,炉墙上的耐火材料主要有硅酸盐水泥耐火混凝土、矾土水泥耐火混凝土和磷酸盐耐火混凝土。在实际使用中发现,高水泥的耐火混凝土在高温状态下强度不够,热稳定性也达不到使用要求,在使用一段时间后常发生破损。在耐火层破损后,高温烟气还将进一步使外面的保温层受到损害。

锅炉密封保温改造中,针对不同部位使用了新型耐火材料——高温微膨胀耐火可塑料和高强浇注料。它们的特点是,通过加入外渗剂,改善了结合剂的表面活性,从而减少了结合剂的用量或用水量,高温后基本无收缩,且具有微膨胀性。提高了浇注料的耐火度和强度,改善了炉墙及穿墙管处结构的密封性,也提高了适应锅炉启停过程中由于热胀冷缩所产生的热应力的能力,是锅炉密封的理想材料。此外,还使用了高温耐火胶泥,它具有易和性好、耐高温、粘结强度高、抗渣性能好、基本不收缩等特点,可作为堵塞裂缝、孔洞的填充料,提高了耐火层整体强度。

锅炉四周炉墙和联箱外保温采用了目前广泛使用的干法硅酸铝纤维板和离心玻璃棉板的复合保温。此外,在穿墙管部位使用了硅酸铝棉,配合硅酸铝棉使用了高温耐火胶泥及用来粘贴硅酸铝板的高温粘结剂。

锅炉热室内的连箱和管道的保温材料全部更换为干法硅酸铝毡,并适当增加了保温层的厚度,减少了热室的散热,同时对炉顶的悬挂装置穿过炉顶部

位的间隙进行了封堵。

3.2 汽轮机部分保温

汽轮机部分的保温改造主要包括高、中压缸上缸、高压主汽门汽室、中压联合汽门汽室及抽汽管道的抽汽口等。

(1) 高、中压缸上缸采用干法硅酸铝毡→镀锌活络铁丝网→复合硅酸镁涂料→纤维布。

(2) 高、中压汽门汽室原保温层未拆除,原抹面拆除。在原保温层外捆扎镀锌活络铁丝网后粉刷适当厚度的复合硅酸镁涂料,外刷胶贴纤维布。

4 保温改造效果

4.1 改造前后测试结果的分析

改造前后的测试表明改造取得了良好的效果,主要表现在以下几个方面。

经过保温改造后的设备和管道的散热损失和外表面温度均大大低于改造前的散热损失和外表面温度。改造后的设备和管道的外表面温度均小于 50℃,散热损失均低于国标规定值。

对部分裸露的阀门和法兰增加了保温护罩,使其表面温度降到 50℃以下,既减少了散热损失又提高了工作人员的安全性。

4.2 保温改造对机组经济性影响分析

通过保温技术改造,机组保温效果明显提高,散热损失大幅度减小,按机组运行 7 900 小时计算,散热损失减少 0.02% 计算,每年可节约燃煤 1 000 吨左右。

5 结束语

通过保温改造,采用新材料、新设计、新工艺及保温施工管理等方面作了新的尝试,大大降低了散热损失。

锅炉炉墙采用硅酸铝纤维板以及离心玻璃棉板复合结构,既满足墙体高温要求,又可使重量降低;高中压缸上缸采用了复合硅酸镁涂料做抹面料,事实证明这些都是行之有效的。

参考文献:

[1] 苏萍,姚孟电厂 4 号机组大修前后保温性能测试与评价报告[R].国家电力公司热工研究院,2000.

作者简介:

田振林(1970),男,天津蓟县人,助理工程师,从事保温脚手架及全厂起重设备日常维护工作。

(下转第 48 页)

某超临界 630 MW 脱硝系统(SCR)运行问题及治理措施

李 波
(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:总结某国产超临界 630MW 机组投产运行以来,脱硝 SCR 反应器在运行中存在的问题及对锅炉运行的影响情况,初步分析问题产生的原因并提出治理措施。
关键词:SCR 反应器;催化剂;积灰
中图分类号:TM621.8**文献标志码:**B**文章编号:**1009-0665(2012)S2-0044-05

神华国华太仓发电有限公司 7、8 号机组为超临界 630 MW 燃煤发电机组,锅炉系上海锅炉厂引进技术制造的国产超临界参数、变压运行、螺旋管圈直流锅炉,单炉膛、一次中间再热、采用四角切圆燃烧方式、平衡通风固态排渣、全钢悬吊 II 型结构、露天布置燃煤锅炉。锅炉设计燃烧煤种为神华煤,实际燃烧煤种主要为神混煤和石炭煤。煤粉燃烧器为四角布置、切向燃烧、摆动式低氮直流燃烧器,设计采用分级燃烧技术,可以有效降低氮氧化物排放量。

7、8 号机组脱硝系统是由中环(中国)工程有限公司(原江苏苏源环保工程股份有限公司)设计制造,采取选择性催化还原(SCR)反应装置,采用高灰型工艺布置,即布置在锅炉省煤器与空气预热器之间,催化剂采用蜂窝式波纹板型式,购自日立造船公司。7 号机组脱硝系统随机组、脱硫系统一起通过国家环保部“三同时”验收,于 2006 年 1 月 20 日投入生产运行,8 号机组脱硝系统于 2007 年 2 月 9 日投入生产运行。

1 脱硝 SCR 系统情况介绍

1.1 脱硝系统设计原理

(1) 7、8 号机组共享一套液氨储存与供应系统,外购液氨通过液氨槽车运至液氨储存区,通过往复式卸氨压缩机将液氨储罐中的气氨压缩后送入液氨槽车,利用压差将液氨槽车中的液氨输送到液氨储罐中。液氨经氨蒸发器蒸发成气氨后进入气氨储罐,气氨通过稀释风机稀释后,分别经过两台机组的喷氨格栅送入 SCR 反应器。

(2) 按 (NO_x/NH₃)1:1 的比例喷入锅炉烟气中的 NH₃ 在 SCR 反应器中催化剂的作用下与烟气中 NO_x 按上述化学反应式进行反应,从而达到降低排烟中 NO_x 含量的目的。

1.2 脱硝 SCR 设备设计参数

如表 1 所示。

表 1 脱硝 SCR 设备设计参数

序号	设备名称	项目	规范	单位
1	SCR	数量	2	台/炉
		催化剂数量	2×3	组/炉
		催化剂类型	蜂窝式	
		催化剂模块(长宽高)	1962 mm×972 mm×1000 mm	
		催化剂模块数/层	75(5×15)	
		烟气流量	1 900 000	Nm ³ /h
		烟气流速	5.0	m/s
		烟气温度	290~400	℃
		烟气温度	378	℃
		入口烟气参数	SO ₂ 浓度	1700 mg/Nm ³
			NO _x 浓度	500 mg/Nm ³
			烟尘浓度	11.76 g/Nm ³
		出口烟气参数	NO _x 浓度	50~100 ppm
1	SCR		NH ₃ 浓度	≤3 ppm
		脱硝效率	80~90	%
		烟气压降	<1 000	Pa
		每炉氨消耗量	293~329	Kg/h
		脱硝剂	液氨	
		数量	2	台/炉
		流量	8 033	Pa
		设计介质温度	20	℃
		介质密度	1.2	Kg/m ³
		转速	1 450	r/min
		电机功率	75	kW
		电机电压	380	V
		电机电流	139.7	A
		电机转速	1 480	r/min

1.3 脱硝 SCR 设备情况

脱硝 SCR 装置采用高灰型布置,反应器位于省煤器与空预器接口之间,能适应锅炉 50%THA 和 BMCR 工况之间的任何负荷。每台锅炉设两台 SCR 反应器(宽×深×高:10.0 m×12.0 m×10.69 m),沿锅炉

中心线对称布置,反应器及烟道壁厚 6 mm。省煤器出口下方设灰斗,反应器出口烟道转弯处设灰斗,如图 1 所示。

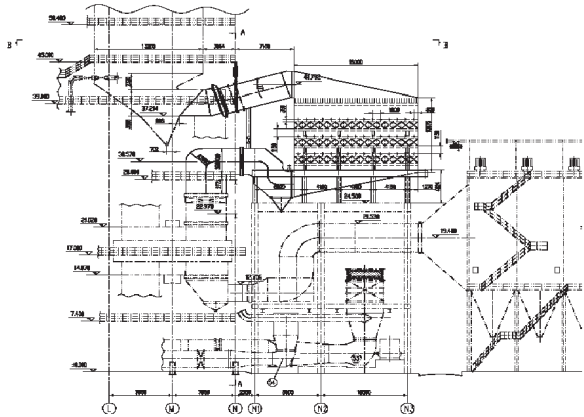


图 1 脱硝 SCR 装置布置 (a)

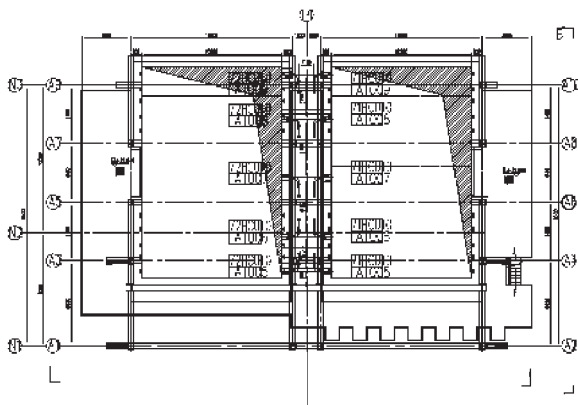


图 1 脱硝 SCR 装置布置 (b)

脱硝 SCR 装置采用 Hitachi Zosen Corporation 生产的 NON-700(S-3)型催化剂,按“2+1”模式布置,每台炉初装 450 m³。每台反应器的单层催化剂按 75 个模块(深和宽方向为 12×5)布置,每个模块尺寸为 1 957 mm×953 mm×1 030 mm,单体高度为 980 mm。催化剂单体 p=11mm,h=6.7mm,t=0.4mm。在反应器内墙靠近炉膛中心线处,为每层催化剂布置 GE 公司生产的 5 支 DC-75 型声波吹灰器,基本频率为 75 Hz,升压 147 db,气源压力为 0.62 MPa,单台耗气量 40 L/s,如图 2 所示。

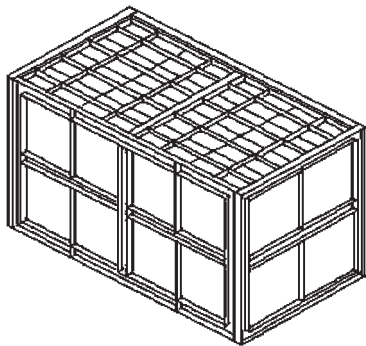


图 2 催化剂模块形状及规格(a)

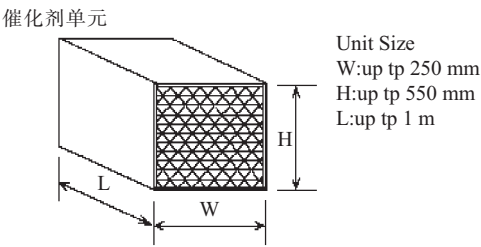


图 2 催化剂模块形状及规格(b)

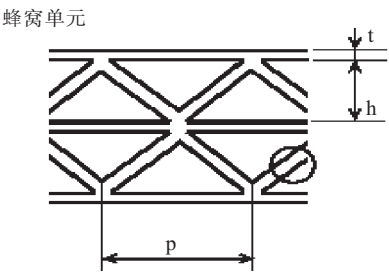


图 2 催化剂模块形状及规格(c)

每台锅炉设两台离心式稀释风机(一运一备),风量为 17 200 m³/h,压头为 7 000 Pa,电机功率为 75 kW。液氨经加热气化后与稀释风混合,再经喷氨格栅进入反应器。每台反应器在省煤器出口水平烟道扩口处布置 9 组 AIG,每组 AIG 有 3 根支管,3 根支管上的气氨喷嘴沿烟道高度方向均匀分布。每根支管上设一个手动蝶阀,以调节各支管的气氨喷射流量。每根支管上还设有压缩空气吹扫阀门,用于支管喷嘴堵塞清洁,气氨喷射系统后无静态混合器^[1],如图 3 所示。

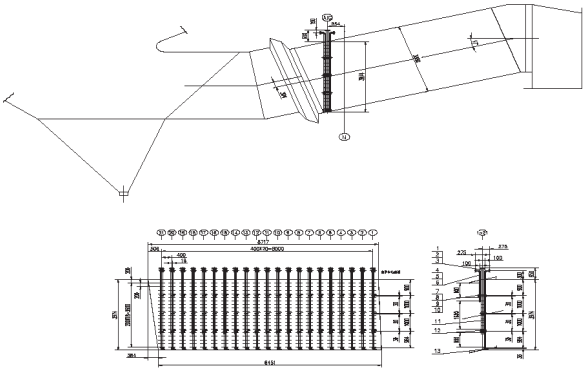


图 3 脱硝 SCR 装置喷氨格栅布置(a)

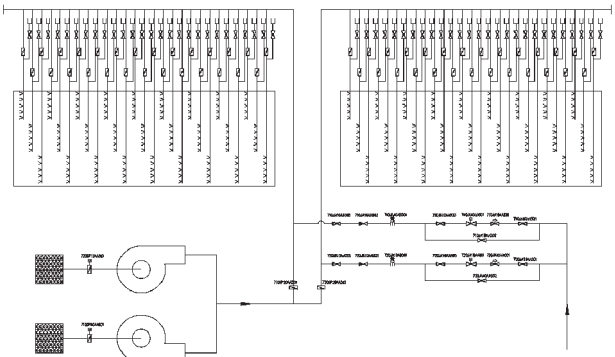


图 3 脱硝 SCR 装置喷氨格栅布置(b)

脱硝 SCR 装置最初采用 SICK/MAIHAK 公司生产的直插式在线分析系统;NO 为 GM31 型,O₂ 为 GM302 型 ZrO₂,NH₃ 为 GM700 型,仪表示意图如图 4 所示。实际运行过程中,由于工作环境中的飞灰浓度较高,这些仪表的应用可靠性相对较差,且维护费用昂贵。为此,由江苏方天电力技术有限公司采用烟气抽取式分析仪进行了改造,进口的 NO/O₂ 采用 ABB 公司生产的 EL3020 型烟气抽取式仪表分析,出口 NO、NO₂、O₂ 及 NH₃ 逃逸采用德国 Bruker 公司生产的 FTIR 傅里叶红外分析仪,如图 4 和图 5 所示。

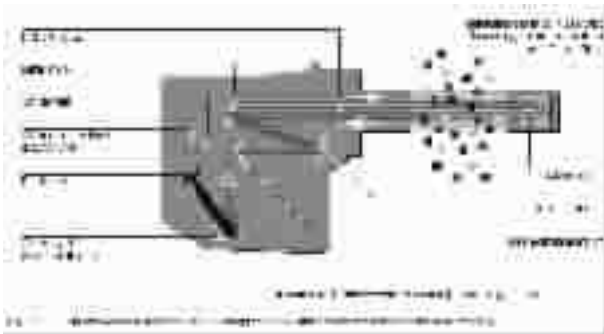


图 4 直插式 NO、O₂ 及 NH₃ 分析仪(a)

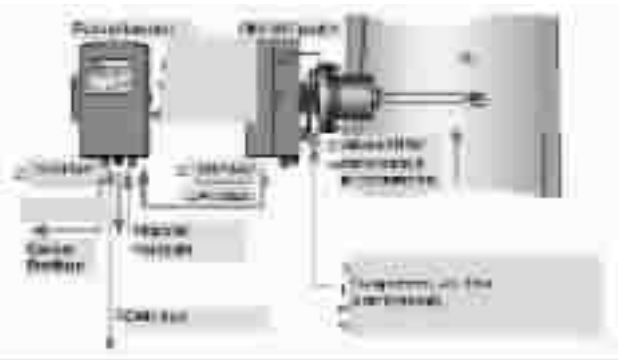


图 4 直插式 NO、O₂ 及 NH₃ 分析仪(b)

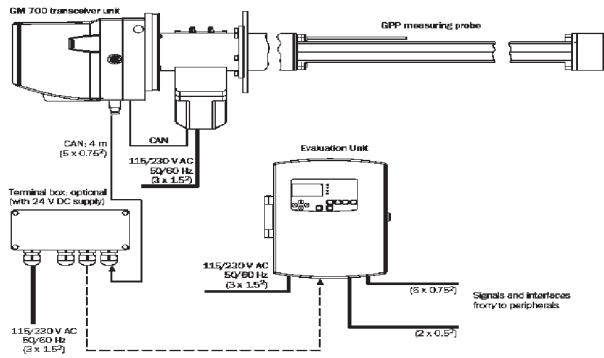


图 4 直插式 NO、O₂ 及 NH₃ 分析仪(c)

2 脱硝 SCR 系统长周期运行存在的问题及治理措施

2.1 锅炉辅机设备改造情况

(1) 为防止锅炉空气预热器转子发生腐蚀,将

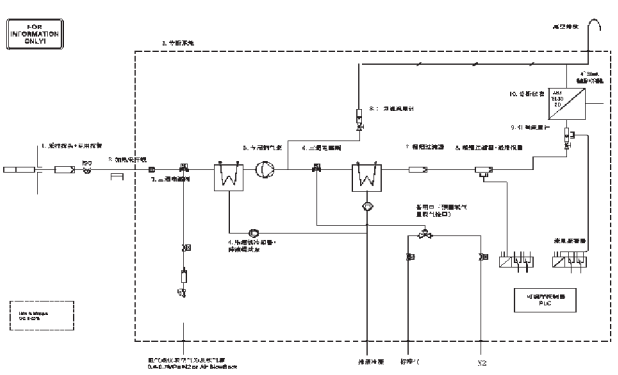


图 5 EL3020 型分析仪和 FTIR 傅里叶红外分析仪流程图(a)

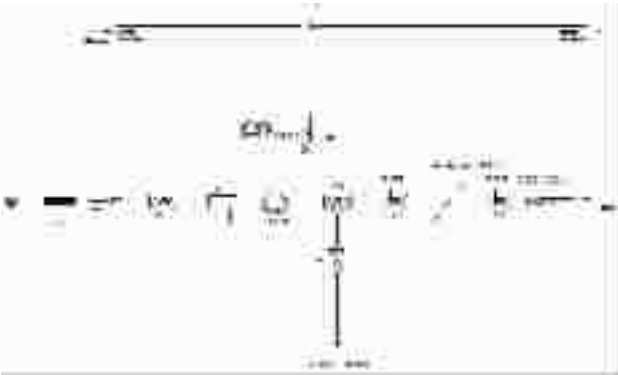


图 5 EL3020 型分析仪和 FTIR 傅里叶红外分析仪流程图(b)

原空预器中、下两层硅钢蓄热板模块更换成一层搪瓷蓄热板。

(2) 为防止锅炉空气预热器换热元件发生堵灰现象,改造时增大了蓄热板之间的间隙。

(3)为克服脱硝 SCR 形成的阻力,将 2 800 kW 的引风机改造成 3 700 kW 的引风机。

2.2 锅炉辅机运行问题

2.2.1 空气预热器改造后换热能力不足影响锅炉风温和烟温

2.2.1.1 存在问题

从锅炉空气预热器实际运行烟气、一、二次风进出口参数看,改造后的空气预热器换热能力远远达不到原设计参数要求,主要表现在以下方面:

(1) 排烟温度在同样负荷下较改造前要高出 10℃左右,夏季机组 600 MW 时,排烟温度最高可达到 152℃。

(2) 热一次风温度 300 MW 时较改造前低 15~20℃;600 MW 时只有 280℃,较设计温度 326℃要低 50℃左右。

(3) 热二次风温度在各负荷下较设计温度低 20~30℃。

(4) 热一次风温度低导致磨煤机负荷高时,磨煤机出口温度达不到 70℃,干燥出力不够;同时磨煤机进口冷一次风调节挡板基本处于关闭状态,影

响制粉系统的调节性能。

(5) 锅炉启动时,热二次风和热一次风温度升温速度慢,达到投用磨煤机温度时间较长,消耗燃油量较大,影响机组启动经济性;同时投用磨煤机后,磨煤机出口温度低,影响磨煤机运行的安全性。

2.2.1.2 治理措施

(1) 对空气预热器的换热能力进行重新核算,增加空预器的换热模块和换热面积。

(2) 改变空气预热器的转向:将空气预热器的旋转方向从反转改为正转,先加热一次风,再加热二次风,尽量提高一次风温。改变后,机组满负荷时,热一次风温较设计值低 10°C 左右,热二次风较设计值低 40°C 左右。

2.2.2 锅炉空气预热器换热元件容易发生堵塞现象

2.2.2.1 存在问题

脱硝反应后逃逸的部分氨气与 SO_3 反应生成粘结性较强且具有较强腐蚀性的硫酸氢氨,易造成空预器低温受热面的腐蚀和堵塞。2011 年 1 月份 7 号炉空预器换热元件已经发生过 1 次由于硫酸氢铵堵塞换热元件,导致空气预热器烟风运行差压高,引风机出力增大,一次风机容易发生喘振,影响机组带负荷情况。

2.2.2.2 治理措施

(1) 合理安排空气预热器受热面吹灰方式,每班至少吹 1 次空预器冷端受热面,若排烟温度低于 100°C ,需要对冷端受热面进行连续吹灰。

(2) 若发生空气预热器换热元件严重堵塞,必须停运空预器,进行离线人工水冲洗。

2.3 脱硝 SCR 反应器运行问题

2.3.1 存在问题

(1) 稀释风送入约 $17\,000\text{ Nm}^3/\text{h}$,这部分冷风温度冬季时在 10°C 以下,进入烟气后将导致整个烟气温度下降 $3\sim 5^{\circ}\text{C}$,与 SCR 的散热影响加在一起,将导致空气预热器入口烟气温度下降 10°C 左右。

(2) 稀释风机入口挡板设计为两位电动执行器,投运后运行人员无法根据 SCR 的喷氨量进行调整。

(3) 送入的稀释风不参与燃烧,直接反映在空气预热器入口的氧化锆测量上,导致测量出的氧量偏高 0.2 以上,给锅炉燃烧调整带来困难。

(4) 由于 SCR 设计温度 $290\sim 420^{\circ}\text{C}$,机组负荷降至 300 MW 左右时,SCR 进口(省煤器出口)烟气温度降至 310°C 以下,SCR 自动停止,需温度上升至 310°C 以上时才可重新投入,启停频繁。

2.3.2 治理措施

(1) 提高稀释风机入口风温,减少大量冷风对

炉膛温度的影响,风源可取自热二次风或增加稀释风暖风器来提高风温。

(2) 稀释风机入口挡板改为可调节性挡板,可以根据机组负荷调整稀释风量,减少气氨的使用量,提高经济性。

(3) 根据实际运行氧量和 DCS 显示氧量,优化了锅炉运行氧量曲线,确保锅炉燃烧效率和安全。

(4) 合理调整机组运行负荷,控制省煤器出口烟气温度高于 300°C ,减少 SCR 装置启停的次数。

2.4 脱硝 SCR 反应器催化剂模块严重积灰

2.4.1 存在问题

(1) 由于 SCR 装置布置位置的影响,烟气在省煤器出口的转向角度增加,导致省煤器灰斗的炉灰量有所增加。

(2) 脱硝 SCR 反应器出入口斜坡烟道积灰严重。

(3) 脱硝催化剂表面积灰、催化剂孔堵塞严重,SCR 反应器催化剂层间运行差压严重偏高,最高达到 950 Pa 左右,大幅增加引风机出力,影响机组带负荷,如图 6 所示。

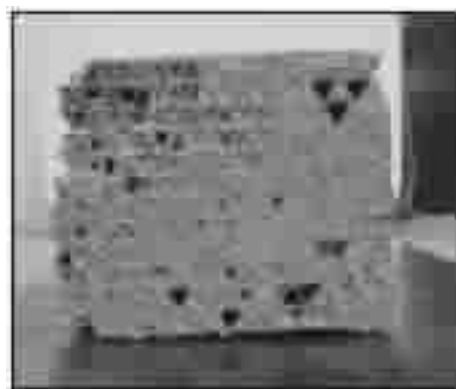


图 6 催化剂模块堵塞情况

2.4.2 治理措施

(1) 增加 SCR 反应器出口斜坡烟道的振打器数量和加装压缩空气脉冲吹灰器。

(2) 增加声波吹灰器数量。

(3) 机组停运后,利用负压吸尘车进行催化剂表面清灰工作。

(4) 改造 SCR 反应器入口烟道的导流板位置和数量,改善 SCR 反应器烟气流场。

2.5 脱硝 SCR 测量仪表运行问题

2.5.1 存在问题

(1) 脱硝 SCR 反应器仪表原采用德国 SICKMIHACK 仪表,采用是红外线测量方式,投运 1 年左右时间,脱硝测量仪表受振动、腐蚀等影响,仪表出现故障损坏,测量误差较大,脱硝喷氨调门一直无法投入自动控制。

(2) 由于脱硝 SCR 反应器进出口烟道直管段较短, 机组负荷变化时, SCR 反应器进出口烟气流场发生大幅变化, 导致仪表测量数据波动性非常大。

(3) 由于脱硝 SCR 反应器入口测点布置在喷氨调门后, 导致 SCR 入口测量 NO_x 浓度测量偏小, 降低脱硝装置效率。

2.5.2 治理措施

(1) 进行脱硝仪表改造, 按照电监办脱硝数据在线监测规定要求, 选用江苏方天公司的测量仪表, 采用抽取式测量方式。经过比对试验, 进出口氮氧化物测量数值比较准确, 但是氨气逃逸率测量表计误差较大。

(2) 将脱硝 SCR 入口测点位置改造至喷氨前, 脱硝 SCR 出口测点位置改造至空气预热器前。

(3) 脱硝装置设计时, 在脱硝反应器进出口预留 10 米左右的水平烟道, 确保烟气测点不受烟气流场影响。

2.6 脱硝催化剂失效问题

2.6.1 存在问题

脱硝催化剂模块运行 3~5 年后, 会发生惰化或中毒(催化剂通道堵塞, 催化剂淋水积灰、氨反应不均匀等)现象, 催化剂反应活性降低, 会导致脱硝效率降低, 氨气逃逸率增加等影响, 必须进行更换且催化剂必须进口, 费用昂贵。日立造船公司设计催化剂模块使用寿命为 16 000 小时, 脱硝运行时间在 36 000 小时前, 催化剂模块活性较好; 36 000 小时后, 催化剂模块活性严重失效, 7、8 号脱硝系统已运

行 41 000 小时, 催化剂模块已严重失效, 催化剂模块活性只有 20% 左右, 影响脱硝效率。

2.6.2 治理措施

更换新催化剂或进行催化剂再生。

2.7 脱硝氨区系统设备、阀门质量问题

2.7.1 存在问题

液氨储存区系统阀门容易发生泄漏, 必须经常进行维修和更换, 费用也比较贵, 且检修隔离措施繁琐, 危险性较大。

2.7.2 治理措施

设计时选取质量好的不锈钢阀门, 安装质量要好, 彻底解决阀门内漏和外漏情况发生。

3 结束语

随着国家环保部新的《火电厂大气污染物排放控制标准》的颁布, 重点地区发电厂氮氧化物的排放浓度必须小于 100 mg/m³。为达到此标准, 必须重点解决脱硝 SCR 反应器催化剂模块堵灰、脱硝仪表测量误差、催化剂活性失效等问题, 确保脱硝 SCR 反应器安全稳定运行。

参考文献:

[1] 孙克勤, 钟秦等. 火电厂烟气脱硝技术及工程应用[M], 北京: 化学工业出版社, 2007.

作者简介:

李 波(1978), 男, 湖北天门人, 工程师, 从事锅炉环保运行研究工作。

Operating Issues of SCR System in 630 MW Supercritical Power Plant and Treatment Measures

LI Bo

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: The issues that have occurred to the SCR reactor since the 630MW supercritical power plant was put into operation are summarized in this paper. The effects of these issues on the plant operating conditions are also introduced. After analyzing the relevant reasons, feasible solution measures are proposed.

Key words: SCR reactor; catalyst; deposition

(上接第 43 页)

Insulation Renovation of one 600 MW Supercritical Power Plant

TIAN Zhen-lin

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: Renovation measures that can be adopted during the processes of insulation material selection, structure design, construction, checking as well as acceptance are proposed in this paper. These proposed measures have been implemented during the plant maintenance periods. As is proved by the test results and the operation practice, the heat dissipation is obviously reduced, and significant economical benefits are achieved. It is also revealed that there exists large potential for the 630MW power plants to gain much more from insulation renovation.

Key words: 630MW power plant; insulation; renovation; heat dissipation

循环流化床锅炉磨损机理及解决措施

王中权¹, 杨 琛²
(1.国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433;2.天津大学机械工程学院,天津 300072)

摘 要:针对目前循环流化床锅炉运行后以来发现问题,从生产的实际过程角度出发,结合循环流化床锅炉传热的原理和设计理念,从磨损机理出发,从常见的耐磨耐火材料与受热面交界处、炉内浓、稀相区的水冷壁、风帽等部位的磨损原因着手,主要对循环流化床锅炉各部位磨损特点、形式等问题进行了分析并提出了相应的处理措施,并在各电厂实际的技术改造中实施,取得了很好防磨效果。

关键词:循环流化床锅炉;磨损;措施

中图分类号:TK229.6+6 **文献标志码:** B **文章编号:**1009-0665(2012)S2-0049-04

循环流化床锅炉(CFB)是近年发展起来的一种高效、低污染的锅炉,具有煤种适应性好、调峰幅度大、有害气体排放少等优点。在煤炭市场日益紧张,电厂用煤种多变,CFB 锅炉较好煤种适应性具有极大优势。某电厂安装有东方锅炉有限公司引进美国福斯特惠勒公司大型循环流化床锅炉的技术设计和制造的两台超高压中间再热、单汽包、自然循环、固态排渣、平衡通风 450 t/h 级燃煤循环流化床锅炉,配置 100 MW 级双抽供热机组,运行过程中锅炉反映出磨损严重、排渣困难、给煤系统故障频繁等问题使锅炉安全运行可靠性降低。各电厂从现场生产实际出发,对投运以来出现的问题从运行调整及检修工艺两方面进行原因分析,并提出相应的防止措施,取得了较好成效。

1 循环流化床锅炉的磨损机理

1.1 磨损机理

循环流化床锅炉磨损是复杂的失效过程^[1,2],它不仅受力学影响,同时还与材料、环境、介质等因素密切相关。在固体粒子浓度较高区域,磨损主要取决于固体粒子及烟气流与受热面管子的对流运动。磨损与烟气流速密切相关,固体粒子的速度是影响磨损的主要因素。磨损机理分为双体磨损和三体磨损,颗粒靠本身的动量磨损着管子表面;三体磨损主要是颗粒群压着紧挨着管子的一层颗粒,颗粒磨损着管子。循环流化床炉内床料循环分内外循环,外循环是指部分床料由炉膛上部出口进入分离器,经分离器后此部分中的细颗粒进入炉尾部烟道,被分离下来的固体粒子,经回料阀返回炉膛,在运行中固体床料在炉膛—分离器—回料阀—炉膛这一封闭循环回路里不停的做高温循环流动。内循环是指床料在重力作用下,在炉内不断地进行内循环流动。因此,在循环回路的相应部位必然产生严重磨损。如图 1 和图 2 所示。

环流动。因此,在循环回路的相应部位必然产生严重磨损。如图 1 和图 2 所示。

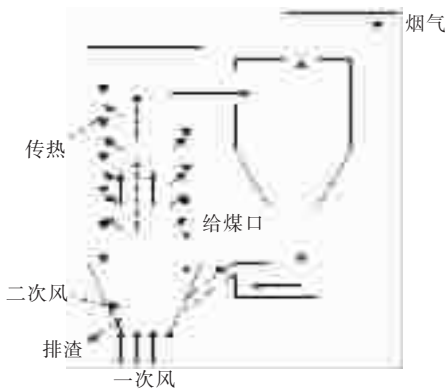


图 1 循环流化床原理示意图

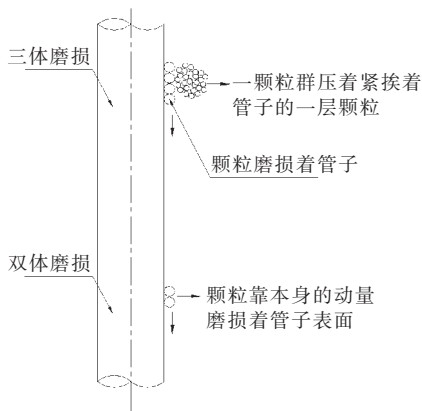


图 2 磨损机理图

由于循环流化床独特的物料循环特性,循环流化床锅炉内的固体物料浓度为煤粉炉的几十倍到上百倍,受热面和耐磨材料因而受到大量大颗粒固体物料的不断冲刷,磨损现象十分严重,引起锅炉的“四管爆破”,影响流化床锅炉的运行可靠性^[3]。

1.2 常见 CFB 锅炉磨损部位

根据运行实践观察,该厂循环流化床锅炉易发生磨损部位主要(1) 炉膛四周水冷壁,具体位置为:密相区耐磨耐火层、密相区与水冷壁管交界处、炉膛

四角区域、炉膛出口烟窗区域、炉膛中部管壁、屏穿墙区域及不规则区域等;(2) 炉膛内屏下端;(3) 布风板及风帽;(4) 炉顶受热面;(5) 旋风分离器及进出口烟道;(6) 立管及返料装置内表面;(7) 尾部对流烟道。

2 循环硫化床锅炉易磨损部位及相应措施

2.1 风帽的磨损

该厂锅炉风帽的磨损最严重的区域发生在循环物料回料口附近。主要原因是粒浓度的循环物料以较大的平行于布风板的速度分量冲刷风帽所致。对大口径钟罩风帽,布风板表面敷设有耐磨层,风帽只有外罩部分暴露在浓相区,风帽采用 ZG40Cr25Ni20 材料,耐热温度为 1 400 ℃,具有很强的耐磨性,风帽与风管采用螺纹连接,设计点焊加固。如图 3 所示。

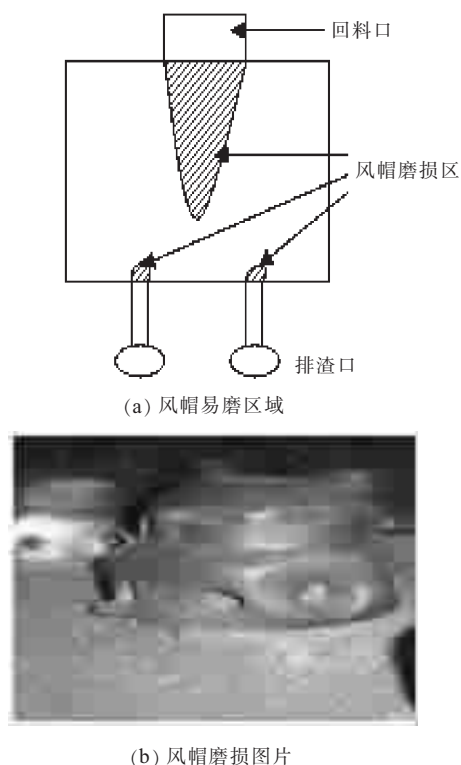


图 3 风帽磨损情况图

从每次停炉检查的情况看,炉膛内风帽外罩磨损最严重的区域,发生在循环物料的回料口和排渣口区域。由于这两台锅炉采用的是后墙给煤、前墙锥型阀控制排渣,回料口与给煤口为同一口;加上由于下煤插板调整的不便,使中间两个给煤口的下煤量小于两侧两个给煤口,使得对应于两侧回料口处的风帽外罩磨损明显严重与其它区域。中间较两侧明显、靠后墙较靠前墙侧明显、两侧回料口较中间回料口明显。

为了控制风帽外罩由于磨损导致的脱落、漏渣

等现象,除了按照设计要求安装风帽外,采用了增加点焊点、加厚风帽外罩、改变风帽形状和改变风帽材质等方法。

2.2 炉内浓、稀相区的水冷壁磨损

该厂炉内浓相区布置有很多不规则装置包括穿墙管炉内的测床温元件,测床压元件等,实践说明,即使很小的不规则几何尺寸变化也会造成局部的严重磨损,这是因为不规则的变化对局部的流动特性造成较大扰动,而造成炉内磨损。在这些开口周围敷设耐磨耐火材料,并在二次风管和热工测孔管外涂上沥青或包上陶瓷纤维纸以解决磨损和膨胀问题。二次风管分上下两层,有利于燃料的分级燃烧,降低炉膛温度,减少 NO_x 的产生。二次风管除设计制造上采用 1Cr20Ni14Si2 耐热耐磨钢板制作的防磨措施外,运行中应必须严格控制一次风压和床压,保持二次风压大于床压,使床料不返回到二次风口内磨损风口和风管。但在实际工作中,由于热效率试验等现实调整风量的需要,不断从炉膛内向下二次风管内返渣,使下二次风管烧变形、磨穿现象在不断发生,二次风口烧变形的情况已经相当明显。甚至出现了二次风口向炉膛外漏渣的情况出现。如图 4 所示。



图 4 落煤口及测温、测压等不规则处磨损

对于下二次风口变形甚至漏渣问题的解决,只有使二次风速大于二次风口处的风压才能保证二次风口的完整性。但由于机组经济性的需求,下二次风口标定不能改变。目前采取在炉墙护板上再焊一层新的护板,并在两层护板间增加保温材料的措施,减少散热损失和增强对新护板的保护。

稀相区减轻磨损的措施,目前采用主动多阶式防磨梁技术效果较好^[4],如图 5 所示。防磨梁耐火耐磨材料形成凸台,沿水冷壁高度方向以一定间距水平或倾斜多阶布置,防磨凸台显著降低了炉膛贴壁流的速度和浓度(贴壁流速度可由 8 m/s 减少到 2 m/s),保证水冷壁管的耐磨寿命由 3 个月左右延长到 1 年以上。该项措施技术特点为:(1) 主动方式,降低了炉膛贴壁流的速度和浓度;(2) 安装简单方便,不需对炉膛水冷壁进行大量改造;(3) 运行可靠,检修简单方便。



图 5 主动多阶式防磨梁技术

2.3 耐磨耐火材料与受热面交界处的磨损

该厂耐磨耐火材料与受热面交界处的磨损却是一个严重问题,如图 6 所示。在每次停炉受热面检查中,都可以找到严重磨损的管子,形状有平面、有沟槽。这部位发生磨损的机理有两个:一是在过渡区内由于沿壁面下流的物体与炉内向上的固体物料运动方向相反,因而在局部产生涡旋流;二是沿受热面向下流动的物料在交界处会形成颗粒反弹,同时会出现颗粒的不规则运动,所以该处会出现磨损。目前锅炉在出厂时,如图 7 所示的过渡区已改成弯管结构,已减少物料对受热面的磨损。

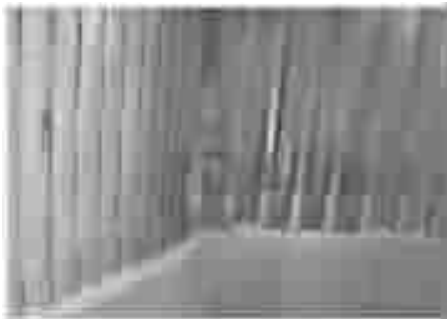


图 6 水冷壁与耐火材料层交界处磨损

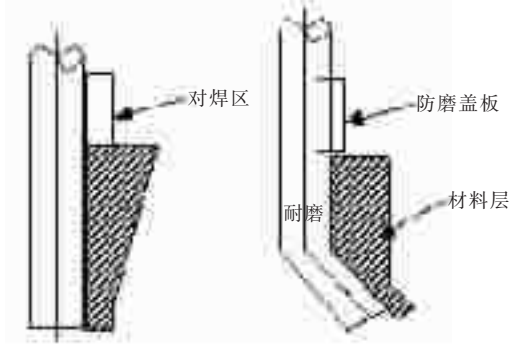


图 7 水冷壁与耐火材料层交界处的防磨措施

该处采用了两种处理方式,一是在浓相区覆盖材质为 1Cr20Ni14Si2 的长度为 240 mm 的防磨盖板,此种情况一般水冷壁可以得到较好的保护;二是用特殊耐磨材料堆焊,以堆焊区作为过渡,通过牺牲过渡区的材质,来减少水冷壁的磨损,两年来这种材料的磨损量非常小,对此部分区域的水冷壁和过热器管子保护的相当好,基本可以确定为在稀相区保

护管材的良好方法。

2.4 炉顶部辐射受热面的磨损

该厂循环流化床炉内布置有二级再热器和Ⅱ级过热器及双面水冷壁,由于二级再热器和Ⅱ级过热器敷设的浇注料除有防止磨损的作用外,还有减少吸热量的作用。因此,在浇注料布置上双面水冷壁仅仅在下联箱部位敷有耐磨材料。因此,对此部分浇注料防磨的重要性不仅仅是保护管材,还体现在维持适当的吸热面积。另外,二级过热器和二级再热器在炉顶穿墙处的防磨板脱落较多,部分密封浇注料也有脱落,需要在以后的运行和检修中观察,如图 8 所示。重视此部分浇注料的保护,一旦有脱落和磨损就会及时恢复。



(a) 再热屏浇注料脱落图



(b) 再热屏变形引起浇注料脱落

图 9 再热屏变形引起浇注料脱落

2.5 旋风分离器及回料系统的磨损

该厂旋风分离器的易磨区主要发生在进口烟道的迎风面和筒体内气固流体转速突然发生转变的冲击区。这部分防磨材料经过三、四年运行后,耐火耐磨材料冲刷已达 1/2 以上。在水平烟道的上部和迎风面都通过大修或临检进行了重新筑砌。炉膛漏灰问题对循环流化床锅炉来讲,因正压运行炉膛漏灰问题表现突出,漏灰主要发生在与炉膛结合风管、回料腿等部位,分析原因主要耐火材料质量及试运中烘炉升温率控制不理想,造成以上部位有间隙出现,炉灰出漏。

旋风分离器及回料系统大多为绝热式。在其中布置了厚达 200 mm 以上的耐火耐磨浇注料和耐火保温砖,外加一层保温砖及钢质外壳。因此分离器

的磨损就是耐磨材料的磨损,严格执行耐磨材料养护措施、保持合理的风量风速,就可以保证此部分浇注料寿命。

2.6 锅炉尾部对流烟道的磨损

对流烟道的磨损是一个较为严重的问题,磨损发生的部位目前主要出现在以下几处:(1)悬吊管省煤器穿顶棚处,防磨瓦安装不当造成磨损;(2)悬吊管省煤器防磨瓦变形或脱落后,对省煤器管的冲刷磨损;(3)环形联箱在各个角的拐弯处,由于涡流现象造成磨损;(4)空气预热器。一二次风空气预热器管箱都有不同程度的磨损,一次风管箱严重时磨损达到20%;(5)顶棚管在悬吊管省煤器穿墙处,由于防磨板和浇注料的脱落磨损,导致爆管^[5]。

主要原因是尾部、烟道中的颗粒直径和浓度较煤粉炉高,重力加速作用,因此,常常导致尾部受热面严重磨损,同时防磨瓦的变形、安装不当等因素加重了磨损^[3]。在设计上,尾部受热面对流管束的铺设金属防磨瓦,以避免含尘烟气气流直接冲刷受热面管束,造成磨损。省煤器管束与周围墙壁间装设防止烟气偏流的阻流板,管束上还有可靠的防磨装置^[3]。省煤器实际平均烟速不超过8 m/s,管束弯头穿墙处设有防磨板。空预器低温段采用耐腐蚀钢材。吹灰采用声波吹波,避免蒸汽吹灰器造成的蒸汽气流对管束的磨损。

3 结束语

针对磨损导致的受热面泄漏和设备失效,该厂

根据自身锅炉特点,总结运行及检修经验。采取有效措施减少磨损提高锅炉运行可靠性。主要措施如下:

(1) 耐磨材料按照其保养要求保养,避免过快升温升压,降低其性能;

(2) 金属防磨设施要严格按照工艺要求施工,防止防磨设施变形等因素导致受热面直接磨损;

(3) 根据不同锅炉特点总结运行经验,在风速、一次风量控制、一二次风配比等合理调整。保持各运行参数处于合理的范围内,减缓炉内磨损;

(4) 加强停炉期间对受热面的检查,对防磨设施和受损管子及时处理,延长启动后正常运行时间;

(5) 水冷壁区域采用喷涂耐磨合金材料,增加水冷壁的使用寿命。

参考文献:

- [1] 岑可法,倪明江,骆仲泱,等.循环流化床锅炉理论与运行[M].北京:中国电力出版社,1998.
- [2] 路春美,程世庆,等.循环流化床锅炉设备与运行[M].北京:中国电力出版社,2003.
- [3] 边 疆,安国银,等.大型 CFB 锅炉设备稳定运行问题探讨[J].河北电力技术,2003,22(4):4-6.
- [4] 张全胜,叶 四,等.DG440 t/h 循环流化床锅炉技术特点及存在的问题[J].热力发电,2004,33(7):10-13,17.
- [5] 袁 杰,姚 琼.410 t/h 循环流化床锅炉的防磨特点[J].四川电力技术,2003,26(5).

作者简介:

王中权(1975),男,工程师,国华太仓发电有限公司生产技术部经理助理。

Brief Analysis on Fault of Control Valve in Power Plant and Relevant Treatment

WANG Zhong-quan¹, YANG Chen²

(1.Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China;

2.School of Mechanical Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: In the operating processes of many supercritical power plants, issues such as jam fault, vibration and so on will arise, and this is especially serious for the control valves installed in the feed water, drainage water and the cooling water systems. During the start-up and shut-down processes of the power plants, these mentioned issues may cause damage to the operating equipments and the whole system. It is known that the normal operation of the control valve has a critical effect on the whole system, thus, feasible measures are especially desired. In this paper, the operating principle and the structure of the control valve are firstly introduced, and then, the faults that usually occur to the valves are analyzed. Finally, the reasons for these issues are explored and solution measures are presented.

Key words: control valve; fault; reason and treatment

太电公司着力夯实安全基础

国华太电公司结合“找抓促”和“管理提升”活动,积极组织员工参与警示教育、文化宣贯、应急演练等活动,提升员工安全技能。在生产办公场所醒目位置张贴安全生产宣教挂图和宣传条幅,组织员工观看安全漫画展,增强员工安全意识。同时,组织全员参与全国电力安全生产知识网络竞赛和神华杯危险化学品安全法规知识竞赛,以赛促学,掀起持续学习安全知识的热潮。公司还组织各部门员工观看安全生产事故警示教育影片,从中吸取事故教训。

给水泵密封水回水系统的改造及应用

王福玉

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘要:着重阐述国华太仓发电有限公司给水泵密封水回水水封改造前,在现场的实际应用上存在的问题,以及改造后所带来的经济实效和改造机理,明确给水泵密封水回水水封在实际生产应用上的操作方法和注意事项,指出了水封对现场生产应用的重要影响。

关键词:给水泵;密封水回水系统设计;安装;应用

中图分类号:TK223.5⁺2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0053-03

国华太仓发电有限公司 2×600 MW 超临界机组安装有 2 台上海汽轮机有限公司(STC)与西门子西屋(SWPC)联合设计制造的 N600-24.2/566/566 型超临界、一次中间再热、单轴、三缸、四排汽凝汽式汽轮机组,配有 2 台上海锅炉厂引进技术制造的 SG1913/25.40-M950 型国产超临界参数、变压运行、螺旋管圈直流锅炉和 2 台上海汽轮发电有限公司引进美国西屋技术生产的 QFSN-600-2 汽轮发电机组。

每台机组配备 1 台上海电力修造厂制造的 30% 容量的电动给水泵和上海电力修造厂和 SULZER 联合制造的 2 台 50% 容量的汽动给水泵。

HZB253-640 前置泵为卧式、单级、双吸垂直进出、单蜗壳泵。前置泵由电机驱动,通过柔性叠片式联轴器进行功率传递。前置泵传动端和非传动端采用机械密封,从外部供冷却水。

FA1D56A 前置泵为卧式、单级、双吸水平进出、泵壳轴向分开。前置泵由电机副轴伸驱动,通过柔性叠片式联轴器进行功率传递。传动端和非传动端采用机械密封,从外部供冷却水。

HPT 型泵是 Sulzer 技术生产的水平、多级、筒式壳体、并具有整抽式芯包设计的离心泵。给水泵轴端密封采用螺旋密封结构,轴的外圆加工有双头螺旋槽,密封衬套内侧开有与之同心对应的矩形槽。泵的驱动端为左旋螺旋槽,自由端为右旋螺旋槽。当轴转动时产生一种将水送至泵内的泵送作用,以阻止泵内液体的外泄。轴上的螺旋槽与密封衬套之间的间隙可以起到节流降压的作用,使泵内的水进入密封衬套后能够快速降压,并被进入泵内的密封水顶住不外泄,从而达到密封效果。密封水泄漏水温度是采用通过调节注入密封水的压力(水量)方式来控制的,对于注入用密封水采用冷凝水,而且为保证泵不产生卡涩,在靠近泵组部位的注水

管路中设置精细的滤网。

密封操作:凝结水泵来的压力水经调节阀后注入泵内的轴套与衬套之间密封,一部分流量在轴套与衬套内与来自泵内的给水混合后流向前置泵进口进行卸荷,另一部分外泄漏经“U”形管水封入凝汽器。密封水调节阀的操作信号来自注入水与回水(入凝汽器)温差。

密封水量:正常:6 m³/h;最大:10 m³/h。

1 给水泵密封水回水水封改造前设计及应用

两台汽动给水泵密封水回水系统,设计上采用密封水回水共用一个 3 级水封回凝汽器,电泵采用密封水回水经单独一个 3 级水封回凝汽器。如图 1 所示。

该设计在实际应用中,因密封水回水管设计孔径偏小,水封筒节流损失大,管道布置走向不合理,导致沿程阻力过大,系统出现排挤现象,故而导致给水泵密封水无法回收和给水泵轴端喷水现象。造成了水质浪费、油质恶化和操作复杂。另外结合现场应用,该水封还存在下列不足:

(1) 投资成本大,占地面积广,不利于现场安装;

(2) 切换操作复杂,控制要求高,不但要控制注水速度,已达到彻底排净空气的目的,同时,回收凝汽器时必须缓慢,防止水封破坏,且切换时易导致给水泵密封水喷水;

(3) 正常运行时,工作稳定性差,容易因回水门开度及给水泵密封水工况变化,导致轴端向外喷水,主机真空下降,进而引起油质恶化,乃至停机事故(此事故在很多电厂均有发生);

(4) 破坏真空时,因电泵布置在零米,若电泵密封水切换不及时,易造成电泵轴端向外喷水,进而导致油中进水。

基于上述原因,对给水泵密封水回水系统进行

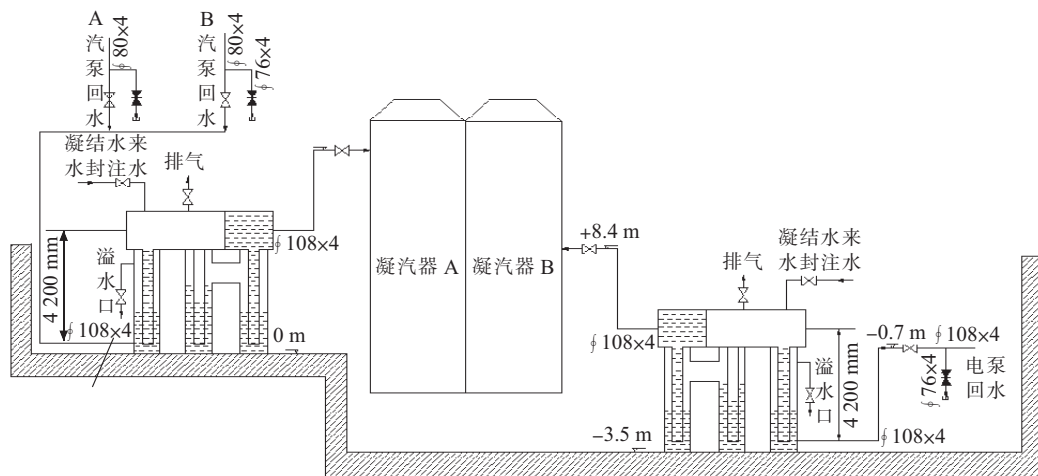


图 1 原设计给水泵密封水回水示意图

了改造,简化了系统和操作,提高了水封工作的稳定性和可靠性。

2 给水泵密封水回水水封改造及应用

由于原设计给水泵密封水回水系统在现场应用上存在诸多的问题,为此,国华太仓发电有限公司结合现场实际情况对给水泵密封水回水系统进行了优化和改造,经现场实际应用证实,达到了操作简单,工作稳定性好,从根本上避免了因给水泵密封水及系统工况变化,导致给水泵轴端喷水现象,彻底解决了因密封水工作失常导致给泵油中进水,避免了因给水泵密封水回水水封异常引起低真空跳机事故发生。

2.1 改造机理

根据“托里拆利试验”可知^[1,2],0.1 MPa 可支持 10 m 水柱,为此,只要保证回水水封高度在 10 m 以上,即可保证机组正常运行情况下的真空要求,由于太电公司基建工作已完成,无法实施地下水封,故因地制宜,利用固有的地下-5.5 m 管坑,建立了总高度 12.1 m 的地上水封管。此系统的设计充分考虑了下列问题,从根本上避免了给水泵密封水回水不畅和导致主机真空下降的不利因素:

(1) 建立回水缓冲箱,将三台给水泵回水均接至水箱,避免三台给水泵回水互相排挤;

(2) 因电泵回水管位于地下 0.7 m,故而将水箱放置在-3.5 m,且在水箱上距电泵密封水回水管接口 30 cm 处开设 $\phi 157 \times 4$ 的溢水口,已保证主机未抽真空的情况下,水直接倒地沟,不至于产生水箱满水,从而引起电泵密封水回水不畅的现象发生,另外,水箱顶盖采用法兰连接,便于水箱脏污时进行水箱清扫使用。在水箱顶部开有 $\phi 108 \times 4$ 的弯型管,以利于水封运行检查和水箱溢流情况下泄压作用,防止水箱溢流时因水温较高导致水箱起压,阻碍给水

泵密封水回水;

(3) 在安装时,因两台汽泵密封水回水管位于电泵回水管上方,故在汽泵密封水回水管与水箱连接时,尽量避免了两台泵回水所形成的水帘效应阻碍电泵密封水回水,确保回水畅通;

为了防止单级水封长时间应用后,在水封底部产生杂质沉积,影响回水水质及回水量,在单级水封 U 型管底部加装一放水门,以便于水封筒初期投运和定期冲洗使用。如图 2 所示。

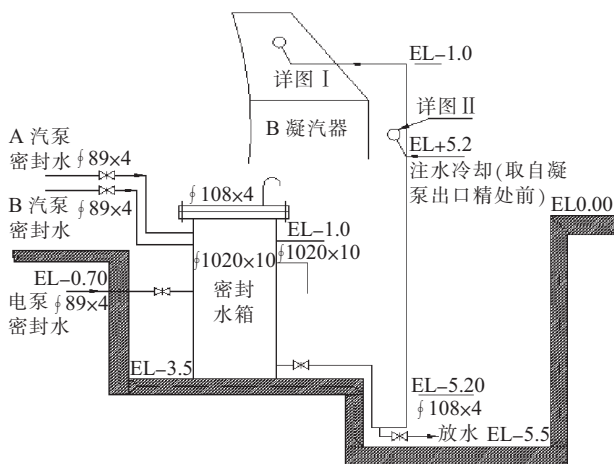


图 2 给水泵密封水回水系统示意图

(4) 在水封回水管进凝汽器后,采用封闭端管加装喷孔,其主要目的为,给水泵密封水回水中溶有一定的氧气,为此使给水泵密封水回水至凝汽器后以雾状喷出,已达到除氧的目的。如图 3 所示。

(5) 水封回水管进凝汽器后有约 820 mm 长的管段,在外力作用下容易损坏,故通过凝汽器端版焊接斜三角加强筋加以固定,以提高其强度。

(6) 在给水泵密封水回水水封管加装注水冷却喷头,因受基建条件限制,给水泵密封水回水水封只能采用地上水封管,为避免给水泵密封水工作异常时,导致回水温度异常升高,引起水封内水柱汽化降

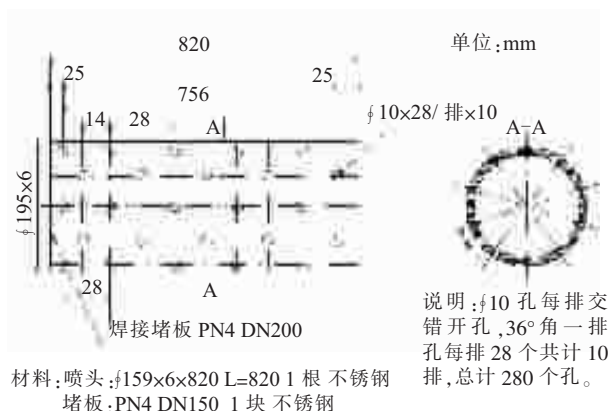


图3 给水泵密封水回水进入凝汽器后管段结构图

低水封高度,此管段约 10.7 m 的位置开设开口方向和大小不一的喷口,以减少喷水对给水泵密封水回水的阻力,同时保证喷水对给水泵密封水回水的均匀冷却,另外在该管段端部垂直地面方向开设一个 $\phi 8$ 的喷孔,以为了防止减温水中的杂质堵塞喷孔。如图 4 所示。

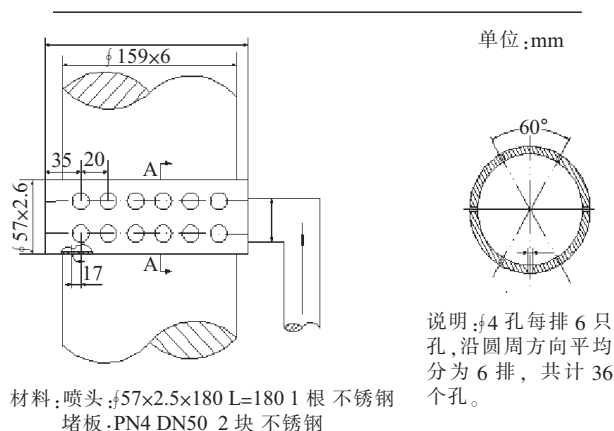


图4 给水泵密封水回水减温喷头结构布置图

2.2 给水泵密封水回水系统改造后的应用

(1) 三台给水泵密封水回水手动门应始终保持在全开位置。

(2) 机组启动前必须将密封水回水水箱至凝汽

器手动门关闭,在凝结水泵运行后即将水封筒注水门开启向水封筒内注水,已保证水封筒注水充分。

(3) 当主机凝汽器真空达到 80 kPa 以上且稳定时,可逐渐开启密封水回水水箱至凝汽器手动门,调至水箱不溢流状态,已保持水箱水位和水封筒内水柱高度,然后维持水封筒注水减温阀处于稍开状态即可。

(4) 一旦水箱水回收凝汽器后,无论机组正常运行,还是破坏真空停机,密封水系统均无需进行调整操作,只要凝汽器真空降至 80 kPa 以下,密封水回水水箱将会自动转为溢流状态,水直接回地沟,但此时需将水封筒注水门关闭,以免造成水质浪费。

3 结束语

国华太仓发电有限公司给水泵密封水回水系统改造,是以现场生产经验为基础,以理论计算为核心,融合现场实际情况而成,并经现场实际生产验证,证明了该系统操作简单,无需维护,工作稳定性好,提高了整机运行可靠性。为给水泵密封水回水系统系统在电力生产现场的实际应用,提供了强有力的参考依据。

系统改造后给泵密封水已能全部回收,避免了给水泵油中进水的现象,安全与经济效益相当可观。经测算每台给水泵密封水设计流量为 6~10 m³/h,如此每台机每天至少可节约除盐水用量 432~720 m³,按除盐水价格 10.5 元/吨,每台机一年综合利用小时数按 5 000 小时测算,每年每台机至少可节省耗水费用为 31.5~52.5 万元,两台机每年总节水费用为 63~105 万元,效益相当可观。

参考文献:

- [1] 严家碌. 工程热力学[M]. 高等教育出版社, 2002.
- [2] 陈卓如. 工程流体力学[M]. 高等教育出版社, 2003.

作者简介:

王福玉(1970),男,黑龙江人,工程师,从事发电运行管理工作。

Application and Retrofit of Sealing Water Back System in Feed Water Pump

WANG Fu-yu

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: The issues that have occurred before the retrofit of the sealing water back system in Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd. are introduced in this paper. The economical benefits as well as the retrofit mechanism are also presented. The operational methods and the matters needing special attention are proposed so as to indicate the significant influence that sealing water has on the practical application.

Key words: feed water pump; design of sealing water back system; installation; application

630 MW 超临界机组高压调门阀座脱出治理研究

潘瑞奎, 谢金土, 王福玉
(国华太仓发电有限公司, 江苏 太仓 215433)

摘 要:介绍了超临界 600MW 机组投产运行 5 年来, 两次发生汽轮机高压调门阀座脱出故障, 严重影响到机组长周期安全稳定运行。深入分析产生阀座脱出的原因, 提出针对性治理措施和建议, 为同类型机组提供故障处理经验。

关键词:600 MW 机组; 高压调门; 阀座; 脱出; 治理; 研究

中图分类号:TK263

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0056-02

国华太仓发电有限公司 7 号机组汽轮机为上海汽轮机有限公司生产的 N600-24.2/566/566 型超临界、一次中间再热、三缸四排汽、单轴、凝汽式汽轮机^[1]。高压联合汽门为上海汽轮机厂引进美国西屋公司技术设计生产, 布置于 13.7 m 运转层高中压缸的两侧, 由三个弹簧支架支撑, 允许其能在各个方向自由地热膨胀。阀体由铸钢制成, 高压调门主要由阀壳、阀盖、阀杆、阀蝶、导向套、阀杆套、油动机、弹簧座、联轴节、行程开关组件等组成。高压调门设计行程为 55.8 ± 2.2 mm, 油动机设计行程为 83 mm。喉部直径 $\Phi 133.35$ mm, 阀座与阀体为过盈配合(如图 1 所示)。7 号机组于 2006 年 1 月投入商业运行。



图 1 高压调门结构图

1 故障经过

(1) 第一次阀座脱出情况

2009 年 6 月 18 日 8 时 02 分, 7 号机组负荷 540 MW, 主汽压力 24 MPa, 高调阀控制方式为顺序阀(1 号、2 号→3 号→4 号), 7 号机值班员发现主汽压力急剧上升, 通过检查发现机组的负荷及煤量均无变化。值班员当即把运行方式切至 TF 方式发现, 经检查 7 号机 3 号高调门开度关至 51% 时不动。6 月 22 日 22 时 15 分, 7 号机组停运检修。6 月

23 日 18 时 20 分, 将 7 号机 3 号高调门阀盖及阀芯组件吊出, 发现阀座退出偏斜。由于现场不具备对销钉孔修复和重配阀座后骑缝销半圆的加工以及配合精度装配能力, 决定将两台高压联合汽门全部返上海汽轮机厂进行处理。高调门阀座脱出前累计运行时间 24895 小时。

6 月 28 日两台高压联合汽门送上海汽轮机厂进行检修工作。

在上海汽轮机厂检修情况如下:

① 在拆卸阀座时, 因壳体与阀座配合部分拉毛, 重新打磨修复后, 配置非标阀座(阀座材质未变)。

② 将壳体加热至 230 ℃, 阀座冷却至 -80 ℃, 回装好阀座。实际测量 1-4 号高压调门阀座与阀体装配过盈量均为 0.30 mm。

③ 按照设计要求重新钻孔, 配制定位销。

(2) 第二次阀座脱出情况

2011 年 3 月 22 日 15 时 10 分, 7 号机组高调阀控制方式为顺序阀控制(1 号、2 号→4 号→3 号), 检查发现 4 号高调门阀杆与连接杆松动, 并有金属撞击异音, 后将阀杆与连接杆进行焊接加固处理, 但内部金属撞击声音并未消除。

2011 年 4 月 16 日, 检查发现 7 号机组 3 号高调门阀杆与连接杆松动, 然后对阀杆和连接杆进行焊接加固处理。

2011 年 5 月 31 日, 运行中发现 3 号高调门阀座定位销丝堵泄漏, 阀体内部出现金属撞击的声音, 将泄漏处进行了带压堵漏处理。

2012 年 1 月 23 日, 解体检查发现 3 号高压调门阀座脱出偏斜(如图 2 所示), 4 号高压调门阀座松动磨损(如图 3 所示), 但未脱出, 将两台高压联合汽门切割返厂检修。高调门阀座第 2 次脱出前累计运行时间 13733 小时。

2 原因分析



图2 3号高调门解体阀座情况



图3 4号高调门解体阀座情况

(1) 在高调门调节过程中,阀芯频繁开关动作,产生汽流激振,对阀座产生一个交替变化的旋转向上作用力,导致阀座向上运动,最终使阀座从阀体中脱落。

(2) 由于预紧状态下,原子位置变化,晶格畸变,当阀座长期在高温下工作时,原子的活性增加,原子位置的调整导致金属产生蠕变,蠕变的速度与材料特性、工作温度、应力大小有关,蠕变的结果导致预紧应力松弛,阀座和阀体的配合紧力在高温下释放、减小,阀座易于从阀体中脱落。

以上两种因素综合作用的结果导致了阀座脱出。

3 运行控制措施

(1) 控制原则:在3号、4号高调门隐患未解决前,不投入AGC运行,并且在运行中不做AGC速率测试,

正常时建议保持“TF”运行控制方式,尽量避免调门频繁调节和大幅波动。

(2) 根据运行经验数据,高调阀“1、2→4→3”顺序方式运行,4号高调阀开度 $\leq 10\%$ 时,机组约能带450 MW及以下负荷运行。因此规定正常时机组

保持单阀运行,只有当机组负荷 ≤ 450 MW时,才将高调阀切至顺序阀运行,当负荷大于480 MW后再切至单阀运行。顺序阀运行时,不允许第三个调门开度大于10%。

(3) 值长积极与调度沟通,争取将7号机组负荷维持在500 MW以上运行,避免“单一顺序”阀来回切换。

4 治理措施

(1) 将两台高压联合汽门切割返厂检修,更换高一等级材质阀座,阀座新材料为X10CrMoNb9,阀座在原图纸上加长30 mm,阀座与阀体配合紧力控制在0.25—0.30 mm。阀座新材料允许使用温度由580℃提高至600℃,550℃抗屈服强度由159 MPa提高至260 MPa,从而提高阀座材料抗高温性能,避免或减少热应力松弛,使阀座始终有预紧力。

(2) 将阀壳加热至230℃,阀座冷却至-80℃,回装好阀座。实际测量高压调门阀座与阀壳装配过盈量均为0.30 mm。

(3) 按照制造图纸设计要求重新钻孔,配制定位销。

5 结束语

高压调门更换新材质阀座后,机组运行情况正常,未发生阀体内部有金属撞击声音,阀座脱出隐患治理取得良好效果。针对上述原因分析,虽然在材质上提高阀座的高温蠕变性能,避免或减少热应力变形,但汽流激振影响需进一步研究解决,建议通过能效测试确定负荷切换点,在机组长期高负荷时切至单阀方式运行,长期在低负荷运行时切至顺序阀运行,在不影响能效的情况下,减少高调阀汽流激振影响,有效延长高压调门阀座的使用寿命。

参考文献:

[1] 边瑞珍.汽轮机高压调门故障分析及处理措施[J].河南电力,2004.

作者简介:

潘瑞奎(1969),男,天津人,工程师,从事大型火力发电厂安装、检修技术管理工作;

谢金土(1974),男,广东清远人,工程师,从事大型火力发电厂安装、检修技术管理工作;

王福玉(1970),男,黑龙江克山人,工程师,从事发电运行管理工作。

(下转第60页)

探索国产 630 MW 超临界机组滑参数停机方法

史晓宇
(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:文中主要阐述了滑参数停机过程中的注意事项以及滑参数停机过程中各阶段的主要操作和控制要点。探索了滑停过程中如何保证主、再热汽温能够实现平稳下滑至设计值,从而使汽机侧汽缸及转子温度等降至较低水平,为检修工期赢得宝贵的时间。通过实践证明,在滑停过程中通过维持中间点微过热的方法取得了良好的效果。
关键词:超临界;滑参数;蒸汽温度;微过热;缸温
中图分类号:TK227**文献标志码:**B**文章编号:**1009-0665(2012)S2-0058-03

国华太仓电厂 2×630 MW 超临界机组由上海汽轮机有限公司(STC)与西门子西屋(SWPC)联合设计制造。机组为超临界、一次中间再热、单轴、三缸、四排汽凝汽式汽轮机,高中压缸是具有冲转式调节级和反动压力级的混合型式。型号为:N630-24.2/566/566。锅炉为上海锅炉厂引进技术制造的国产超临界参数、变压运行、螺旋管圈直流锅炉,单炉膛、一次中间再热、四角切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊Π型结构、露天布置的燃煤锅炉,锅炉型号:SG1913/25.40-M950。

超临界锅炉滑参数停机过程,可以理解为是机组启动过程的逆向操作,但由于锅炉积灰结焦等原因,造成滑参数停机过程中汽温无法降低至设计值;2012 年 01 月 20 日,7 号机组采用汽泵进行滑参数停机,并首次采用中间点微干态滑停的方法,保证锅炉受热面的最大蒸汽冷却流量;本次滑停共进行约 6 小时,至机组打闸前,主蒸汽温度降至 420℃左右;再热蒸汽温度降至 410℃左右,如图 1 所示;缸温下降也较平稳,至停机前调节级金属温度最低降至 408℃,中压缸进汽区金属温度降至 420℃,如图 2 所示。



图 1 主、再热蒸汽温度下降曲线

1 滑停前的准备工作

停机前通知输煤上发热量在 5 100Kcal 左右的

收稿日期:2012-07-06;修回日期:2012-08-16



图 2 高、中压缸缸温下降曲线

煤种,保证制粉系统煤质稳定;停机前 24 小时,将 F 制粉系统原煤斗内存煤拉空后停运;停机前 8 小时开始做停机前的试验;停机前 4 小时,将 E 制粉系统原煤斗煤位降至 8 m 以内,将 D 制粉系统原煤斗煤位降至 9 m 以内,其余三台磨原煤斗煤位降至 10 m 以内。如在烧空过程中发现原煤斗的煤位和烧空顺序存在偏差可通过调整磨煤机的出力来进行纠正;停机前 2 小时,将凝汽器水位逐渐降至 800 mm 左右,将除氧器水位控制在 2 100~2 200 mm 范围内,如表 1,原煤斗煤位和原煤斗存煤量的大致对应关系。

表 1 原煤斗煤位和原煤斗存煤量的对应关系

目标负 荷/MW	降负荷速率 /MW/min	目标主 汽度/℃	目标再热 汽温/℃	降温速率 /℃/min
300	5~10	500	490	1.2
210	3~5	460	450	1.5
120	2	450	435	1.5
8	2	410	400	1.5

2 机组滑停中的注意事项

机组滑停过程中应严密监视中间点温度、主、再热汽温,严格监视主汽温有 56℃过热度,同时控制再热汽温下降速度尽量跟上主汽温的下降速度,主再热汽温偏差≥14℃,最大≥28℃;低负荷时使用减温水应避免大幅操作减温水调门,防止汽温大幅波动,降负荷过程中应严格按照主、再热汽温下降速

率进行。如表 2,主、再热汽温下降速率。

表 2 主、再热汽温下降速率

目标负 荷 /MW	降负荷速率 / (MW·min ⁻¹)	目标主汽 温度 /℃	目标再热 汽温 /℃	降温速率 / (℃·min ⁻¹)
300	5~10	500	490	1.2
210	3~5	460	450	1.5
120	2	450	435	1.5
8	2	410	400	1.5

机组滑停前首先申请退出“主汽温度低”保护,滑停过程中应密切注意缸体上下缸温差、缸胀、轴向位移、振动情况正常;除氧器水位、凝汽器水位、凝汽器真空、排汽温度正常;注意胀差变化,胀差出现异常减小时应采取措施停止降温、降压,并适当提高轴封汽温。

3 滑停操作中的主要操作及控制要点

3.1 负荷从 100%降到 80%阶段

设定目标负荷 480 MW,负荷变化率为 5~10 MW/min,保持 A、B、C、D、E 磨运行,检查各台磨煤机煤量均匀下降,机组控制方式:TF;压力控制方式:滑压;阀门控制方式:顺序阀;负荷降至 480 MW 左右,根据运行情况停运 E 制粉系统。

在这个阶段,应尽量减少减温水的使用量,随着负荷的降低,以及上层制粉系统的停运,主再热汽温会随之降低,主要利用控制煤水比稳定,以及上层制粉系统减煤的速率来控制主再热汽温下降速率 $\geq 1.2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}^{[1]}$;停运制粉系统时应充分考虑制粉系统抽粉对中间点温度以及主再热汽温的影响,为了抵消抽粉对汽温的影响,在制粉系统停运前控制主、再热汽温平稳下滑,下降速率基本稳定在 $0.6\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。

3.2 负荷从 80%降到 50%阶段

负荷降至 300 MW 时,检查主、再热汽温滑至 $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $490\text{ }^{\circ}\text{C}$,稳定汽温,通过滑压修正,使高压调门逐渐开启,直至全开;高调门全开后,切除“汽机主控”自动,保持“汽机主控”手动方式;维持机组运行参数稳定,30 分钟后停运 D 制粉系统;开启脱硫烟气旁路挡板,停运脱硫、脱硝;逐渐降低主机真空至 92 kPa 左右,控制低压缸胀差的上升速度。

在这个阶段主要注意以下几点:(1) 主蒸汽温度的控制主要依靠上层制粉系统的煤量逐渐减少,以及降低中间点温度的方法控制汽温下降速率 $\geq 1.2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$;再热汽温的降低主要有降低燃烧器摆角、减小二次风量、辅助使用减温水的方法控制汽温下降速率 $\geq 1.2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。(2)在通过滑压修正使高调门开启的过程中,保持煤水比和减温水稳定,逐

渐降低滑压修正,每次降低滑压修正 -0.4 Mpa ,待调门跟踪到位后,即压力设定值和压力测量值相匹配后再继续操作,防止压力大幅波动造成汽温的往复波动。(3)停运制粉系统时应充分考虑制粉系统抽粉对中间点温度以及主再热汽温的影响。(4)随着负荷逐渐降低,检查汽泵的启动汽源逐渐投入,汽泵振动、轴移、瓦温、进汽区金属温度等参数稳定,逐渐开启一台汽泵的再循环,将给水的负荷逐渐转换到另一台启动给水泵上,要求临机保证辅汽压力稳定在 0.65 Mpa 以上。(5)负荷减至 300 MW 时,安排巡检就地对 AB、CD 层油枪进行吹扫,保证油枪能够顺利投入。

3.3 负荷从 50%减到 35%阶段

负荷减至 280 MW,逐渐将待停运汽泵的再循环门全开,降低汽泵转速,将给水流量完全转移至另一台汽泵带,停运汽泵,保持一台汽泵运行;负荷 240 MW 时,逐渐投入 AB 层油枪,待 AB 层油枪投入后,停运 C 制粉系统;退出电除尘二、三、四电场;停运脱硫增压风机。

在这个阶段主要注意以下几点:(1) 汽泵切换前,维持主、再热汽温、中间点温度、煤量及减温水等参数稳定。(2) 两台汽泵在“遥控”方式时,调节方式属于串级调节,即手动减小一台汽泵转速时,另一台汽泵瞬时会自动增加一定的转速作为给水调节的前馈;操作时应加强监视另一台汽泵转速回落后再继续操作,防止给水流量大幅波动;当待停运泵转速降至 $3\text{ }000\text{ rpm}$ 时,调节系统认为该台汽泵已经不带负荷,这时串级调节失去作用。(3) 停运汽泵时,应及时将电泵联锁退出,防止汽泵打闸后电泵联锁启动。(4) 当风量降至 40%左右时,切除氧量及送风机自动,保持风量稳定,防止继续减负荷中“总风量 $<25\%$ ”,引起 MFT 保护动作,造成滑停失败。(5) 投入过热器减温水时,控制一级过热器减温水后过热度在 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右,二级减温水后过热度维持不低于 $56\text{ }^{\circ}\text{C}$,以保证受热面及汽轮机安全运行;总煤量降至 120 t/h 左右时,可切除给煤机自动,保持 A、B 制粉系统各带 $40\sim 45\text{ t/h}$ 煤量稳定,逐渐减少 C 制粉系统煤量,待 AB 层油枪逐渐全部投入后,停运 C 制粉系统。(6) 按照一吨油约等于两吨煤的发热量来计算,油枪投入前,应在之前煤量稳定的基础上将上层制粉系统煤量减少 $2\sim 3\text{ t/h}$,同时利用中间点温度修正向下修正 $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$,保证中间点温度及主热温度平稳。

3.4 负荷从 35%降至 20%阶段(旁路不投)

负荷降至 180 MW 即 30%负荷时,维持高、低压旁路全关位,控制中间点过热度在 $3\sim 5\text{ }^{\circ}\text{C}$,通过

逐渐降低给水流量,及燃料量的方法降低主、再热蒸汽温度,维持机组微干态运行。逐渐投入 CD 层油枪,减少 B 制粉系统煤量,待 CD 层逐渐投入三支油枪后,停运 B 制粉系统;最终控制给水流量在 560~580 t/h 之间(最低给水流量 539.5 t/h),不转湿态;负荷降至 120 MW 时,切换厂用电。

在这个阶段主要注意以下几点:(1) 中间点温度投自动时,温度的修正范围在 $-26\text{ }^{\circ}\text{C}\sim+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间^[1];当中间点温度修正至 $-26\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时将不能再利用中间点温度自动控制给水流量,此时应将给水流量自动切换至“流量控制”,在中间点温度不具备投自动的条件下,给水流量随主汽压力变化而大幅波动,国华太电特意设定了一套保证给水流量稳定的自动控制方式即“流量控制”;通过手动设定给水流量来达到降低中间点过热度,从而进一步降低主、再热汽温。(2) 当机组负荷降至 180 MW 后,逐渐将给水流量控制在 600 t/h 左右。(3) 为了保证主、再热蒸汽减温水流量的稳定,当给水系统压力低至 14 Mpa 时,逐渐关闭主上水调门,保证给水系统压力稳定,在调整主上水调门时注意保持给水流量稳定。(4) 密切监视 AB 层油枪的燃烧情况,防止负荷低于 30%的情况下,AB 层油枪异常退出,造成 A 制粉系统点火能源不满足引起制粉系统跳闸,使滑停失败。

3.5 负荷从 20%降至停机(旁路不投)

降低 A 制粉系统煤量至 40 t/h 左右,维持燃油量 10 t/h 左右。将汽轮机控制方式切为“单阀控制”,

通过“汽机主控”关小高压进汽调门,维持主蒸汽压力 $\leq 8\text{ Mpa}$ ^[1]。

在这个阶段主要注意以下几点:(1) 负荷降至 100 MW 左右时,注意监视中压缸 3 号抽汽口上下缸温差,若上下缸温差有增大趋势时,应逐渐退出 3 号高加,同时通知炉侧值班员注意给水温度的变化;(2) 待汽缸缸体各部温度稳定后,检查汽轮机振动、轴向位移、缸胀、胀差等参数正常后,请示调度打闸停机。

4 结束语

采用中间点微干态滑停的方法,能有效提高主、再热系统中的蒸汽流量,这样不仅有效吸收主、再热蒸汽系统内的热量,便于主、再热汽温的控制,而且有效增加了汽轮机内的蒸汽量,使汽缸更均匀的冷却;实践证明通过这种滑参数停机方式进行操作,收到了良好的效果,主、再热汽温、缸体各部温度保持平稳下滑,机组振动、轴移、缸胀、胀差均在正常范围内。

参考文献:

[1] 樊泉桂.亚临界与超临界参数锅炉[M].北京:中国电力出版社,2000.

作者简介:

史晓宇(1978),男,陕西蒲城人,助工,从事电厂集控运行管理工作。

Exploration of Domestic 630 MW Supercritical unit Sliding Parameter Shutdown Method

SHI Xiao-yu

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: This article focuses on the Note slip parameter shutdown process and sliding parameter stop the process at all stages of the operation and control points. Explore the sliding stop the process of how to ensure the main and reheat steam temperature to achieve a steady decline to the design value, so that the turbine side of the cylinder and the rotor temperature to a lower level, and win precious time for the repair period. Practice has proved that in the process of sliding stop to maintain the mid-point micro-overheating achieved good results.

Key words: supercritical;sliding parameter;steam temperature;micro-superheating;cylinder temperature

(上接第 57 页)

Treatment of High Pressure Governor Valve Seat Falling Issues in 630 MW Supercritical Power Plant

PAN Rui-kui, XIE Jin-tu, WANG Fu-yu

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: The high pressure governor value seat falling issues that have ever occurred twice since the 600MW supercritical power plant was put into operation 5 years ago are introduced in this paper. These issues have seriously influenced the reliable operation of the power plants. After deeply analyzing the reasons for these issues, this paper proposes a serious of solution measurements and suggestions so as to provide reference for similar power plants.

Key words: 600 MW power plant; high pressure governor; valve seat; falling; treatment; research

汽轮机 EH 油电阻率低对机组运行的影响及治理

任有亮

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:某发电公司 2×600 MW 超临界机组的调速系统,使用美国阿克苏诺贝尔(AKZO NOBEL)公司的 EH C 抗燃油。抗燃油系统因安装、检修、运行等原因,投产后一直表现抗燃油电阻率始终偏低。技术人员通过技术资料 and 实际经验,分析出汽轮机 EH 油电阻率低的多种原因,对汽轮机 EH 油进行综合治理,达到了稳定运行的标准。

关键词: EH 油;电阻率低;综合治理

中图分类号: TK263.7+2

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)S2-0061-01

某发电公司 2×600 MW 超临界机组由上海汽轮机有限公司与西门子西屋联合设计制造,机组型号为 N600-24.2/566/566。抗燃油站由上海汽轮机有限公司整体提供,抗燃油站的再生系统配备 PALL 公司离子交换器。两台机组相继于 2005 年 12 月和 2006 年 1 月投产。投产后抗燃油电阻率频繁低于标准值,通常投运阳离子交换器 2-3 次方可达到标准,可离子也基本失效,处理后维持在标准值以上的时间为 2-3 个月,有时离子交换器投运时产生水分可达 4 000 ppm。这样维持抗燃油系统的运行不仅成本较高且给系统运行留下隐患。

1 汽轮机 EH 油电阻率低的原因及影响

电阻率是抗燃油的一个重要指标,当电阻率偏低时会引起伺服阀等液压元件发生电化学腐蚀。伺服阀是一个非常精密的元件,其阀芯阀套之间的间隙为 1 μm ,阀芯的位移也只有 0.4 mm。如果伺服阀长期工作在电阻率低的抗燃油中,其阀芯上的尖角很容易被腐蚀,一旦该处被腐蚀掉 0.1 mm 的尖角,伺服阀的内泄漏量就会从 1 L/min 增加到 10~20 L/min。如果系统中有多个伺服阀发生电化学腐蚀,EH 油系统的工作压力就无法维持,会造成系统失效。所以,对抗燃油的电阻率应给予高度重视^[1]。

抗燃油的电阻率是一个综合指标,根据技术资料 and 实践经验得知,影响抗燃油电阻率的因素有很多,最直接的因素有水分、酸值和金属离子。

抗燃油中水分含量过高会增加导电性能而使电阻率降低。另外,抗燃油中的水分在高温高压下会发生水解,水解会产生磷酸,而磷酸又是水解的催化剂,促使进一步的水解发生。所以,抗燃油中的水分对电阻率影响很大,必须及时控制。

抗燃油高温氧化和水解都会产生酸,酸值升高时会引起抗燃油产生沉淀、起泡和空气间隔等问

题,会引起电阻率降低,所以在运行中应保证抗燃油的酸值低于 0.1 mgKOH/g。

抗燃油中的金属离子含量是最容易被忽视的指标,因为在国家标准^[2]中没有具体指标,但国外对抗燃油中金属离子的含量有严格的规定,不能超过 10 ppm。当抗燃油中金属离子含量超标时,势必会使电阻率降低。

除了上述三个主要的指标,还有一些因素也会对抗燃油的电阻率产生影响。如氯离子、沉淀物、矿物油等。抗燃油本身没有氯离子,但一些清洗剂中含有大量的氯离子,如喷雾清洁剂、汽油等,一旦使用了这些清洁剂,氯离子就会进入到抗燃油中。氯离子除了使电阻率降低以外,还大量地积聚在伺服阀的阀口处,加速伺服阀腐蚀。另外,如果抗燃油中混入其它矿物油(如透平油等)也会使电阻率降低。

2 EH 油电阻率低的治理

检查抗燃油管路,消除超温点。EH 油系统的正常工作油温为 35~45 $^{\circ}\text{C}$,运行中温度超过 55 $^{\circ}\text{C}$ 报警,在检查中发现,抗燃油系统进回油温度正常,但多处油管局部温度超过 55 $^{\circ}\text{C}$,有的高达 90 $^{\circ}\text{C}$,主要原因是安装时油管道离蒸汽管道的距离太小,有些管道被包在蒸汽管道的保温内。通过对局部油管改形,给油管自身加装保温材料的方法消除了超温点。规范检修工艺,在检修中禁止使用喷雾清洁剂。在安装和维护检修中,施工人员使用过好几种喷雾清洁剂,喷雾清洁剂是否含氯无明确说明。为避免氯离子进入到抗燃油中,规范了抗燃油系统检修工艺,检修中意保持油系统的清洁,必须使用无水酒精或丙酮作为清洗剂,禁止使用各种喷雾剂。

优化再生系统投运标准。说明书中要求抗燃油的电阻率小于 5×10⁹ Ω/cm 时投运阳离子交换器,同时投滤油机脱水,10 小时后停运进行化验,根据化

水氢氢发电机定冷水系统智能净化装置的应用

李永利
(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘要:国华太仓发电有限公司 600MW 发电机定子部分采用水直接冷却。机组投产后,定冷水处理系统在离子交换过滤器 100%投入的情况下,铜含量仍出现较大波动 9.6~24.1ppb,线棒压差最大达到 0.4Mpa,影响到了发电机的安全运行。为彻底消除此隐患,将定冷水系统加装了发电机内冷水智能净化装置,通过调节进入内冷水箱的水的电导率,使进入发电机定子线圈冷却水的 pH 达到最佳的防腐范围,改造后效果良好。

关键词:定冷水;水质;智能;净化装置;应用

中图分类号:TK264.1**文献标志码:**B**文章编号:**1009-0665(2012)S2-0062-03

国华太仓发电有限公司两台号机组发电机定冷水处理系统采用小混床离子交换处理方法,最大交换能力为 8 m³/h。由于定冷水经过小混床处理后会使得 PH 值下降至 6.6~6.9,无法达到标准值 7~9 的要求范围,从而加快了系统的铜腐蚀速度,使运行中定冷水的铜含量在 9.6~24.1 ppb 之间波动,而且在系统停备用后启动初期,铜含量会出现快速上升,即使采用频繁全面换水冲洗也不能降低定冷水中的铜含量,在 24 h 内系统铜含量高达 100~200 ppb,严重威胁机组的长周期安全稳定运行。针对国华太电公司发电机定冷水处理系统存在的问题,经过专题会讨论研究,决定加装西安热工研究院开发的“FNC 系列发电机定冷水智能净化装置”进行旁路水处理。

1 发电机定子线棒的腐蚀因素

水内冷绕组的铜导线均制成空心导线,冷却水能直接流过。在铜水体系中,纯水中铜(单质、离子和化合物)的状态与水环境的 pH 值存在一定的关联。在微酸性环境中,pH = 5.5~7,过电位(金属与溶液界面上的电位差)大于+ 0.1 V,铜系统应有明显的腐蚀;在中性环境中,pH = 7.0~7.5,由于过电位的下降,腐蚀较轻;在微碱性环境中,pH = 8~9,由于生成较稳定的钝化膜,铜的腐蚀速率大大降低。根据铜水体系的电位 pH 曲线图和铜氧化物的溶解特性图可知,在有氧的纯水中,铜的腐蚀速率在 pH = 8.5 左右的范围内有一个最小值,原因是具有保护性质的氧化铜和氢氧化铜此时的溶解度最低。但在 pH 值过高如大于 10 后,会生成铜氨络离子,铜的腐蚀速率反而加大,且线棒要求的绝缘性能得不到保证^[1]。

由图 1 可知,中性水腐蚀速率仍然很高。

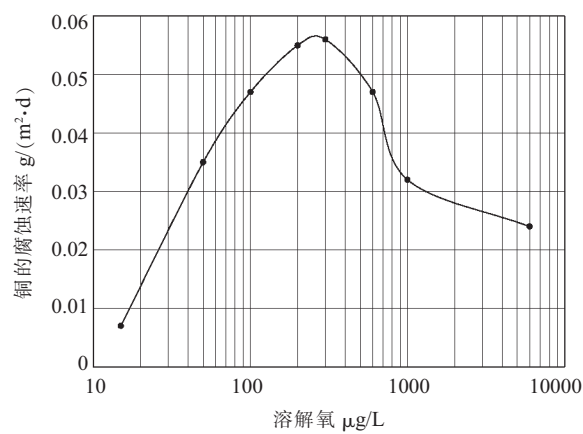


图 1 在纯水中铜的溶出与水含氧量关系

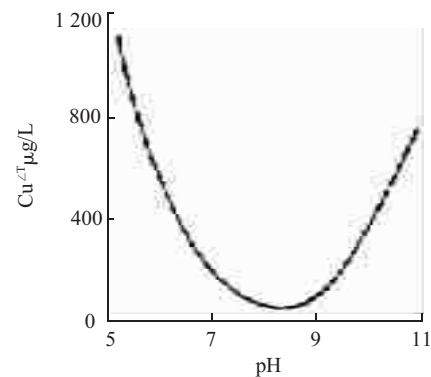


图 2 铜的溶解度(即腐蚀)与 pH 关系

由图 2 可知,pH 在 8.5 左右腐蚀速率最低。

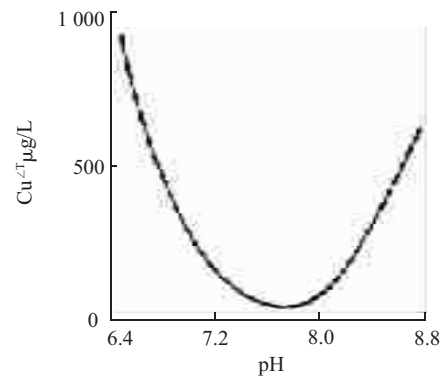


图 3 发电机水系统铜的溶解度与 pH 的关系

由图 3 可知,pH 腐蚀速率可增大上千倍。

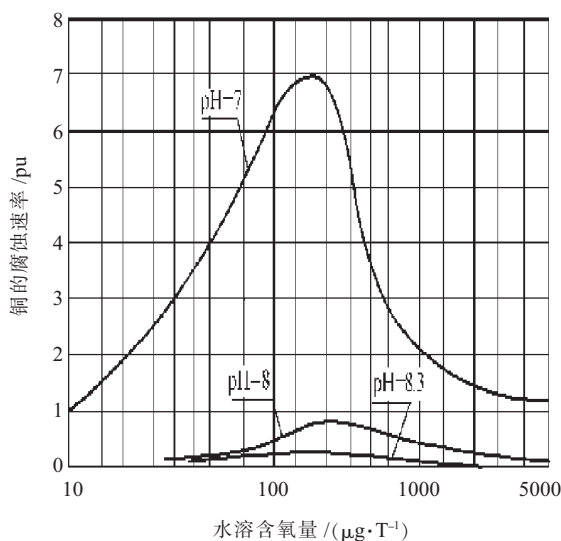


图 4 铜腐蚀速率与水 pH 值及溶解氧含量关系曲线

由图 4 可知,pH > 8 后溶解氧的影响不大,pH > 8.5 后基本无影响,最佳 pH 值为 8.5。

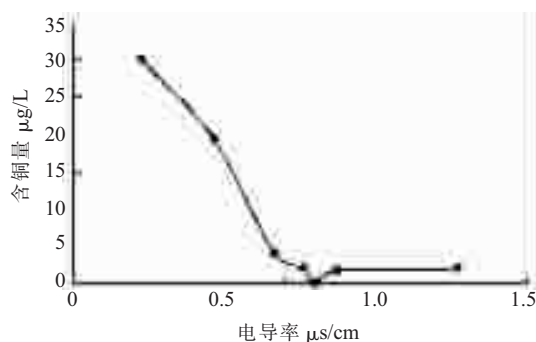


图 5 铜的溶解度与电导率的关系

由图 5 可知:电导率在 0.85 $\mu\text{s}/\text{cm}$ 左右(包括微量 CO_2 的影响)腐蚀速率最低。电导率在 2 $\mu\text{s}/\text{cm}$ 理论 pH 为 8.85,实际为 8.5~8.7。

2 原定冷水系统存在的问题

(1)系统内存在腐蚀是定冷水铜含量波动甚至超标的主要原因。

(2)水 pH 偏低,于内冷水的补水大多为除盐水,pH 在 7 以下,腐蚀较严重。尽管小混床一直投入运行除去腐蚀下来的腐蚀产物,但铜线棒的腐蚀依然存在。有的电厂发电机铜线棒接头腐蚀断裂。小混床负担很重,运行周期短。如果提高水的 pH,使之达到 8.0~8.5 铜的腐蚀速率会降到最低,这时水中的溶解氧对腐蚀的影响不大。

(3)水的含铜量偏高,由于补充水的 pH 值较低以及系统的密封性差,空气中的二氧化碳对发电机铜线棒的加速腐蚀,导致水的含铜量较高,甚至超过国家标准,即大于 40 $\mu\text{g}/\text{L}$,导致发电机铜线棒堵塞,造成事故。随着发电机参数的提高,这种现象越

来越明显。

(4)内冷水的溶解氧不合格。

3 FNC 系列智能净化装置

3.1 工作原理

该装置是在现有定冷水系统的基础上,通过其补水系统与排水系统的改造,达到调节水质(兼顾定冷水电导率及 pH 值),从而达到降低对铜绕组的腐蚀性的目的。即系统补水由传统的除盐水补水改造为凝结水精处理母管加氨前后分别按一定比例自动调节进行补水。系统的排水由直接排地沟改造为在维持定冷水水箱水位恒定的情况下,引入给水泵密封水回收水箱后进入凝汽器汽侧,原补水系统保留。改造后的系统操作简单,水质合格稳定。

3.2 主要技术参数:

FNC-1X 型智能净化装置^[1]额定电压 220 V,总功率 300 W,系统压力 0~0.8 MPa,流量 0.5~1.5 t/h,电导率范围 0.5~1.5 $\mu\text{s}/\text{cm}$,pH 范围 8.0~8.5。

3.3 智能净化装置的特点

不使用小混床,不进行加药处理,不排污,pH 任意可调(最佳 8.5),电导率保证不大于 2.0 $\mu\text{s}/\text{cm}$ 。FNC-I 型产品适用于定子冷却水,保证含铜量小于 5 $\mu\text{g}/\text{L}$,保证含铜量小于 10 $\mu\text{g}/\text{L}$ 。采用全部程序化控制,自动化程度高、结构简单、安全可靠便于操作和维护。

4 系统变更

4.1 原系统的变更情况

(1)凝结水精处理加氨点前后各引一路凝结水。管路规格为 $\Phi 20 \times 3$ 的不锈钢。

(2)加氨前的一路手动控制,加氨后的一路采用电动调节阀控制流量。

(3)两路混合后,经过减压阀减压至 0.6~0.8 MPa。

(4)减压后的水在线取样测定其电导率,控制电导率在 0.5~1.5 $\mu\text{s}/\text{cm}$ 的范围(理论上对应的 pH 值范围约为 8.25~8.73),并通过电导的输出信号对加氨后的补水流量(电动调节阀的开度)进行调节控制。

(5)补水电导率 $\geq 2.0 \mu\text{s}/\text{cm}$ 时,补水电动门自动关闭,当两路混合后的水样电导率值合格后,其补水电动门自动打开。

(6)发电机的内冷却水箱与凝汽器之间设有中间水箱,其作用有,一是可自动调节发电机的内冷却水箱的液位使之在安全的水位范围内运行。二是当中间水箱的液位下降到一定高度后,通往凝汽器的

管路自动关闭,不影响凝汽器的真空。当发电机内冷却水的电导率接近标准的上限时,计算机根据电导率表信号自动识别,并自动加大补水流量。

4.2 使用后可达到的效果

保证电导率小于 $2\text{ }\mu\text{s/cm}$; pH 达到铜的最佳防腐范围 8.5 左右; 发电机内冷却水的含量铜小于 $5\text{ }\mu\text{g/L}$, 远低于国家标准不大于 $40\text{ }\mu\text{g/L}$ 的要求的发电机内冷却水处理、净化装置及工艺^[2]。

5 结束语

目前, 国华太电公司的两台机组均已完成了定冷水智能净化装置的改造工作, 定冷水的 PH 值均稳定控制在 8.5 左右的优良范围内, 系统运行稳定,

改造前小混床运行周期较短, 通常 2~5 个月不等, 更换新树脂需要 2 天左右时间, 这期间发电机内冷却水得不到处理, 给机组的安全运行带来隐患, 更换新树脂也需要较多的经费。改造后系统不使用小混床, 不进行加药处理, 不排污, 也减轻了运行人员手动补水的工作量, 减轻了凝输泵的启停次数, 节省了大量运行费和检修费。取得了很好经济效益。

参考文献:

- [1] DL/T801-2002.大型发电机内冷水质及系统技术要求[S].
- [2] DL/T1039-2007.发电机内冷水处理导则[S].

作者简介:

李永利(1981),男,天津人,助理工程师,主要从事大型火力发电厂检修技术管理工作。

Application of Intelligent Water Cleaner in Water-hydrogen Stator Cooling System

LI Yong-li

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: The generator stator installed in one 600MW power plant of Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd. is cooled directly with water. It is found that even the ion exchange filter is totally utilized, large Cu content fluctuation of about 9.6~24.1ppd can be still observed in field, and the stator bar pressure difference even has a maximum value of 0.4MPa. In order to solve these issues, an intelligent water cleaner is applied in the stator cooling system. Through adjusting the conductivity of the water entering the cooling water tank, the pH value of the cooling water can be controlled within the optimal region.

Key words: stator cooling water; water quality; cleaner; application

(上接第 61 页)

验结果决定是否继续投运。优化为以 10 天的间隔进行定期投运,每次投运的时间为 5~6 小时。这样避免电阻率低于标准后再进行处理,同时防止处理时产生大量水分,给系统留下隐患。

3 结束语

通过综合治理,该发电公司各机组抗燃油近一年来油质非常稳定,且远高于标准。这是抗燃油管

理中的一点实践经验,供大家交流和分享。

参考文献:

- [1] 佟丽华.电厂化学[M].北京:中国电力出版社,2002.
- [2] DL/T571-1995.电厂用抗燃油验收、运行监督及维护管理导则[S].

作者简介:

任有亮(1969),男,内蒙古人,助理工程师,从事发电厂集控运行值长工作。

Effects of Low Electrical Resistivity of Steam Turbine EH Oil on Operation of Power Plants

REN You-liang

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: The speed governing system of the two 600MW supercritical power plants utilizes the fire-resistant hydraulic oil supplied by the Akzo Nobel Company. However, due to the influence of the factors existing in the installation, maintenance and operation processes, the electrical resistivity of the hydraulic oil is always too low. Through analyzing the technological reports and referring to engineering experience, the researchers figured out the main reasons and performed comprehensive treatment to the EH oil of the steam turbine. A improved performance is achieved.

Key words: EH oil; low electrical resistivity; comprehensive treatment

汽泵在 630 MW 超临界机组滑参数停机中的应用

何千祥
(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:从理论上分析了汽泵在机组滑停中应用的可行性,介绍了汽泵在机组滑停中的实际应用,并根据应用情况进行了操作方法和注意事项的科学总结,为实际应用提供了经验借鉴。
关键词:超临界机组;滑参数停机;汽动给水泵;控制特点;操作方法
中图分类号:TK267 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2012)S2-0065-02

机组容量为 2×600 MW 超临界直流发电机组,汽轮机采用上海汽轮机有限公司(STC)与西门子西屋(SWPC)联合设计制造的 N600-24.2/566/566 超临界、一次中间再热、单轴、三缸、四排汽凝汽式汽轮机。每台机组配备 1 台 30%容量的电动给水泵和 2 台 50%容量的汽动给水泵。汽动给水泵与电动给水泵外特性曲线一致,保证可以相互并列运行,当二台汽动给泵中的一台故障时,启动用电动给水泵组能和一台正在运行的汽动给泵组并列而连续地运行。滑参数停机降负荷到 160 MW 时,退出汽泵运行,由电泵控制给水流量。

1 利用汽泵进行机组启动可行性分析

汽动给水泵由上汽厂生产的 ND(Z)84/79/07 型小汽轮机驱动,与主机共用一套轴封汽及抽真空系统,驱动汽源分别为辅汽供小机调试启动用汽、主机四段抽汽和异常情况下的冷再热备用汽源(如图 1 所示)。调试启动用汽与四段抽汽串联运行,在机组启动和停机时,由临机供辅汽,保证小汽轮机的驱动汽源;小汽轮机设计连续运行自动调速范围为 2 800~6 100 r/min^[1]。

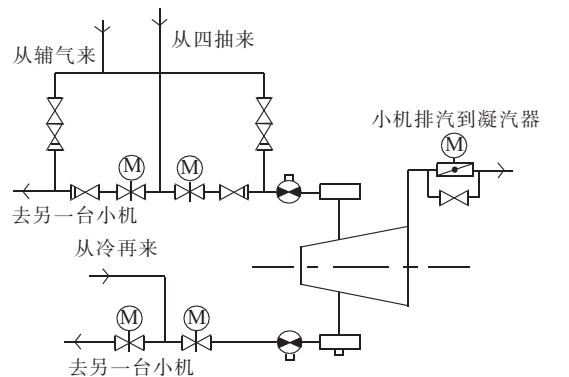


图 1 小汽轮机热力系统

机组在滑停过程中,当小于 30%额定负荷后采取定压控制,利用锅炉上水调门来控制给水压力在

10 MPa 左右,调节给泵转速控制给水流量在 650 t/h 左右。由图 2 可知,汽泵处于 3 150~3 500 r/min 区间运行时,对应给水流量约 700 t/h 左右,对应压力约 10~12 Mpa,不但可以保证给泵处于安全工作区域,也可保证汽泵处于自动控制状态(注:本公司设定当小机转速大于 3 250 r/min 时,投入转速自动控制),并同时满足机组滑停需要。

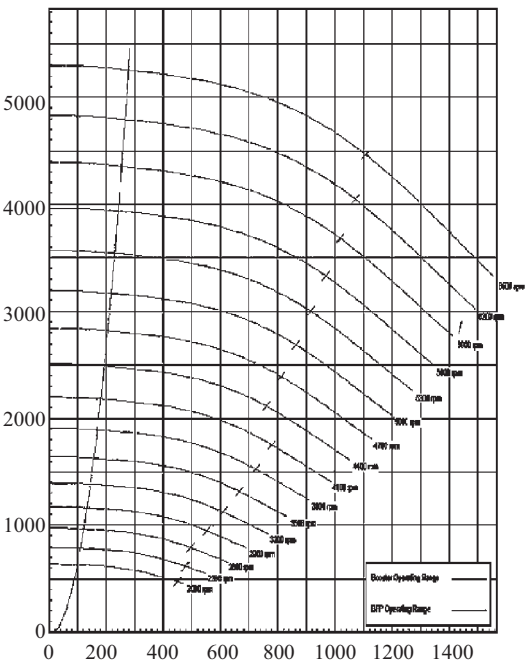


图 2 汽泵性能曲线

2 用汽泵组进行机组滑参数停机的操作方法

机组负荷降至 350 MW 时投入临机辅汽汽源,维持辅汽压力稳定;机组负荷降至 280 MW,手动退出 1 台汽泵运行。

机组负荷降至 180 WM,锅炉转入湿态运行,投入给水总操自动运行,设定给水流量在 650 t/h 左右;根据负荷和小机转速变化情况,手动调节锅炉上水调门开度控制给水压力,使小机转速始终维持在 3 250 r/min 及以上,保证汽泵处于自动控制状态。

3 用汽泵组进行机组滑参数停机操作注意事项

必须保证辅汽压力大于 0.65 MPa, 且稳定, 避免辅汽压力波动引起汽泵大幅度变工况调节, 造成给水流量突变引起汽温和设备异常。

在滑停过程中, 要密切监视给水压力和小机转速, 及时调整锅炉上水调门开度, 保证小机转速在 3 250 rpm 及以上, 保持汽泵工作于安全运行区间, 防止小机遥控被切除。

汽泵长时间在低速区运行, 要开启汽缸本体疏水, 防止下部积水。

大量使用临机辅汽, 注意控制凝汽器热井液位。

4 利用汽泵进行机组滑停的优点

节省厂用电量: 电泵功率为 8 100 kW, 汽前泵功率为 580 kW, 机组启动至电泵停运, 减去前置泵正常投运电耗以及因汽泵组提前运行所产生的电耗, 机组一次冷态启动可节约厂用电量约 22 000 kW·h, 折合人民币约 1.3 万元。

减少了滑停过程中并泵操作, 降低了运行操作

风险。

电泵运行时, 给水不能投自动控制, 人为调节时给水流量波动大, 造成主、再热汽温波动大, 使缸温、缸胀、差胀等参数异常变化, 严重影响汽轮机运行安全。

汽泵运行时, 给水投入自动, 给水流量基本恒定, 主、再热汽温控制比较稳定; 同时省去了运行对给水流量的手动操作, 不仅降低了运行的操作强度, 而且提高了汽轮机滑停安全系数。

5 结束语

实践证明, 在利用汽泵进行机组滑停时, 给水流量比较稳定, 汽温未出现反复变化的现象、缸温下降平稳, 有较好的安全、经济效益。

参考文献:

[1] 叶 明. 汽泵启停机技术在 350 MW 机组上的应用[J]. 节能, 2010(1).

作者简介:

何干祥(1972), 男, 工程师, 从事国内外大机组汽轮机设备技术改进与节能。

Application of Steam Pump in the Sliding-parameter Shut-down Process of 630MW Supercritical Power Plant

HE Gan-xiang

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: Feasibility of applying steam pump in the power plant sliding-parameter shut-down processes is analyzed theoretically. The practical application condition is introduced, and the operational approaches as well as the matters needing special attention are summarized. This work can provide valuable reference for practical application of steam pump

Key words: supercritical power plant; sliding-parameter shut-down; steam pump; control characteristics; operational approach

太电公司开展班组对标活动

根据神华集团“找抓促”活动关于班组对标的有关指示精神, 国华太电公司结合管理提升活动自查诊断阶段工作安排, 以电气二次班为标杆, 开展班组对标活动, 全力打造技能型、效益型、安全型、创新型、和谐型的“五型班组”。

电气二次班是神华集团“找抓促”活动命名的标杆班组, 太电公司根据公司各班组工作实际, 建立了班组对标机制, 从安全学习、生产管理、培训管理和班组文化建设等几个方面设计了班组对标方案和指标结构, 制定了班组对标过程管理办法, 定期总结班组对标指标分析结果, 及时发现指标差异和管理过程中存在的问题与不足, 及时制定控制措施并组织实施。班组内部定期召开对标分析例会, 总结上一阶段各自对标工作开展情况及成果, 分析对标指标发展状况, 对下一阶段工作提出具体要求。通过交流研讨、组织到电气二次班实地学习等形式, 加强班组内部及班组之间的交流学习, 促进班组建设整体水平的提升。

为了将班组对标活动引向深入, 该公司大力开展技术比武、技术创新、QC 小组等活动, 提高班组员工专业技能; 深化岗位责任主题实践活动, 强化员工责任意识, 全力调动班组员工的学习积极性, 营造“比技术、爱学习、赶差距、帮后进、促和谐”的班组氛围。

浅析电站调节阀故障原因及处理方法

王中权¹, 杨 琛²

(1. 国华太仓发电有限公司, 江苏 太仓 215433; 2. 天津大学机械工程学院, 天津 300072)

摘 要: 在一些超临界大机组投产期间多会出现调节阀卡涩、调节特性差、振动、及其他各种故障, 特别是给水系统、疏水系统及冷却水系统调节阀等, 在启停机组时出现卡涩及各类故障, 给设备和系统运行带来较大危害和各种不安全因素。调节阀的安全运行与否, 对整个系统的影响是至关重要的, 因此, 通过对调节阀故障的分析, 提出一些可行的解决办法是十分必要的。文中从调节阀的原理及结构方面入手, 深入分析调整门的内部结构, 以及这些调整门容易发生的故障, 解释发生这些故障原因与消除方法。

关键词: 调节阀; 故障; 原因及处理

中图分类号: TK263

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)S2-0067-06

目前在火力发电厂调节阀操作是否正常与调节阀的维修工作有很大的关系。调节阀的故障多种多样, 而某一种故障的出现也可能有不同的原因, 在新机组投运或机组运行较长一段时间就会出现卡涩、脱落、漏流、调节失灵等各种现象。能否保证长周期的安全稳定运行, 是摆在我们面前的一大课题。下面对各种调节阀的结构及出现的故障原因及消除方法进行阐述。

1 阀门的主要类型、结构与性能

1.1 直通(角式)单座阀

一个常用的直通单座阀。是由上阀盖、下阀盖、阀体、阀座、阀芯、阀杆、填料和压板等零部件组成的。阀芯和阀杆连接在一起, 连接方法可用紧配合销钉固定或螺纹连接销钉固定。上、下阀盖都装有衬套, 为阀芯移动起导向作用; 由于上、下都有导向作用, 所以称为双导向。阀盖的斜孔连通它的内腔和阀后内腔, 当阀芯移动时, 阀盖内腔的介质很容易通过斜孔流入阀后, 不会影响阀芯的移动。

1.2 直通双座阀

阀体内有两个阀芯和阀座, 流体从左侧进入, 通过阀座和阀芯后, 由右侧流出。它比同口径单座阀能流过更多的介质, 流通能力约大 10%~15%^[1]。流体作用在上、下阀芯上的不平衡力可以互相抵消, 所以不平衡力小, 允许压差大。但因为上、下阀芯不容易保证同时关闭, 所以泄漏量较大。另外, 阀流的流路较复杂, 在高压差流体中使用, 对阀体的冲刷及汽蚀损坏较严重, 不适用于高粘度介质和含纤维介质的调节。

1.3 套筒阀

套筒阀也称为笼式阀, 是一种结构特殊的调节

阀(如图 1 所示)。他的阀体与一般的直通单座阀相似。但阀内有 1 个圆柱形套筒, 也叫笼子, 根据流通能力的大小要求, 套筒的窗口可为 4 个、2 个或 1 个, 利用套筒导向, 阀芯可以在套筒中上下移动, 由于这种移动改变了笼子的节流孔面积, 形成了各种流量特性并不实现流量的调节。

由于套筒阀采用平衡型的阀芯结构, 阀芯和套筒侧面导向, 因此不平衡力小, 稳定性好, 不易振荡, 从而改善原由阀芯容易损坏的情况。这种调节阀的允许压差大, 而且有降低噪声的作用。当改变套筒节流孔形状时, 就能得到所需的流量特性。这种阀的阀座不用螺纹连接, 维修方便, 加工容易, 通用性强^[3]。



图 1 笼罩套筒阀的工作原理

1.4 蝶阀

蝶阀又称翻板阀, 结构较简单, 它由阀体、阀板、阀板轴和密封等部件组成。蝶阀阻力损失小, 结构紧凑, 寿命长, 特别使用于低压差、大口径、大流量气体和带有悬浮物流体的场合, 一般泄漏量较大; 但也有高性能、低泄漏量的蝶阀结构。它的流量特性在转角 60° 前与等百分比特性相似, 60° 以后转矩增大, 工作不稳定, 特性变差, 所以蝶阀常在 60° 转角范围之内使用。多用于循环冷却水、开式水及闭式水系统。

1.5 球型调节阀

球阀按阀芯型式可分为 O 形球阀和 V 形球阀。

O 形球阀，球体上开有一个直径和管道直径相等的通孔，阀杆可以把球体在密封座中旋转，从全开位置到全关位置的转角为 90°，这种阀的特点如下：结构简单，维修方便，一般作两位调节用，因为流量特性是快开；密封座采用软材料，密封可靠；流通能力大，流体进入阀门没有方向性；一般只适用于 100℃以下的温度和 100 kPa 以下的压力，不适用于腐蚀性流体。

V 型球阀，他的球体上开有一个 V 形口，随着球的旋转，开口面积不断发生变化，但开口面的形状始终保持为三角形。当 V 形口旋转到阀体内，球体和阀体中的密封圈紧密接触。开、关的角度范围是 90°。这种阀的特点如下：V 形口与阀座之间有剪切作用，可以切断纤维状的流体，如纸浆、纤维、含颗粒的介质，关闭性能好；流通能力大，比同口径的普通阀高两倍；流量特性近似等百分比特性，可调比大，可达 200:1；结构简单，维修方便，但使用温度、压力的极限受到限制，不适用于腐蚀性流体。

1.6 偏心旋转阀

偏心旋转阀又称凸轮扰曲阀，简称偏旋阀。偏心旋转阀的特点是阀芯与阀座闭合时依靠柔臂的弹性变形，自动对中，密封性好，泄漏量少，流路简单，流阻小，比同样口径的其他阀流通能力大，流体不平衡力小，允许压差大，可耐受较高温度。此外，它结构简单，体积小，重量轻，价格低。

1.7 旋转滑阀

旋转滑阀式节流阀具有复杂而精密的结构，多用于高压给水的流量调节，并在其前加装压力调节阀，以控制给水流量调节阀后的压差，利用阀芯与阀座的相同孔根据阀芯旋转的角度不同来调节介质流量的大小，现在的超临界大型机组以基本不用此种阀门。

2 调节阀的常见故障与消除方法

2.1 调节阀经常卡住或堵塞的故障于消除方法

2.1.1 清洗法

管路中的焊渣、铁锈、渣子等在节流口、导向部位、下阀盖平衡孔内造成堵塞或卡住使阀芯曲面、导向面产生拉伤和划痕、密封面上产生压痕等。这经常发生于新投运系统和大修后投运初期。这是最常见的故障。遇此情况，必须解体进行清洗，除掉渣物，如密封面受到损伤还应研磨；同时将底塞打开，以冲掉从平衡孔掉入下阀盖内的渣物，并对管路进行冲

表 1 调节阀常见的故障与检查方法

序号	故障	故障原因	检查方法
1	阀门没有动作	1.气源故障,供气管道严重漏汽; 2.输入信号消失; 3.定位器、转换器故障; 4.膜片破裂、弹簧断裂; 5.阀杆与执行机构连接件失效; 6.阀杆、阀芯卡死	1.查气源压力,供气量; 2.执行机构专用检测孔是否漏汽现象; 4.检查阀杆连接装置是否松动脱落; 5.最后查阀门是否有异物卡涩。
2	阀门动作迟缓	1.气源压力低; 2.膜片、活塞环漏汽; 3.盘根太紧,阀杆变形; 4.定位器响应性能差	1.供气源减压阀是否出现故障; 2.膜片破裂、活塞环损坏漏汽; 3.盘根压盖螺栓过紧,阀杆弯曲变形; 4.定位器不配套,连接部件松动,线头脱落。
3	阀门不能全关	1.输入信号有问题; 2.操作气压不足、弹簧紧力不够; 3.定位器调试时未到全行程; 4.工况压差大到设计压差; 5.阀芯关闭受阻	1.与上面一样查信号、气源; 2.查工况的介质压差; 3.核对弹簧压力范围; 4.校验定位器; 5.阀芯阀座之间杂物
4	阀门关闭时泄漏大	1.执行机构推力小或弹簧力不足; 2.阀芯、阀座损坏; 3.阀座松动垫片损坏; 4.阀芯阀座之间有杂物	调整执行机构,解体检查
5	阀门振动	1.定位器调整不好; 2.阀门开度不好、流向不对; 3.盘根太紧; 4.阀芯与导向套间隙太大; 5.附近有振动源	1.首先检查定位器是否振荡。查流向,开度; 2.调整盘根; 3.如开度太小,间隙太大,待大修时调换阀门型号或口径; 4.检查支撑和避振结构
6	填料泄漏	1.填料未压紧; 2.填料材质与介质不匹配; 3.阀杆变形毛造; 4.填料压盖变形	1.压紧填料压盖; 2.检查填料材质; 3.检查阀杆和填料压盖
7	阀体垫片泄漏	1.螺栓紧力不足; 2.垫片损坏; 3.门体砂眼	1.加大预紧力; 2.检查垫片及材质; 3.检查阀体。

洗投运前,让调节阀全开,介质流动一段时间后再投入正常运行。调节阀操作是否正常与调节阀的维修工作有很大的关系。调节阀的故障多种多样,而某一种故障的出现也可能有不同的原因。

2.1.2 安装管道过滤器(滤网)法

对小口径的调节阀,尤其是超小流量调节阀,其节流间隙小,介质中不能有任何杂物。遇此情况堵塞,最好在阀前管道上安装一个过滤器(滤网),也可将阀座改造为降压笼罩型的,即阻挡杂物进入阀芯又可起到降压作用,完全保证介质顺利通过。带定位器使用的调节阀,定位器工作不正常。供气管路节流口堵塞是最常见的故障。因此,带定位器工作时,必

须处理好供气系统,通常采用的办法是在定位器前气源管线上安装空气过滤压阀,目前大型机组的气动调节阀的控制气源,已全部采用多级空气过滤系统。

2.1.3 增大节流间隙法

如介质中的固体颗粒或管道中被冲刷掉的焊渣和锈物等因过不了节流口造成堵塞、卡住等故障,可用节流间隙大的节流物——节流面积为开窗、开口类的阀笼组件,因其节流面是圆周布置的,故障就能很容易地被排除。如果是单、双座阀就可将柱塞形阀芯改为“V”形口的阀芯,或改成套筒阀等。

2.1.4 介质冲刷法

利用介质自身的冲刷能量,冲刷和带走易沉淀、易堵塞的东西,从而提高阀的防堵功能。常的方法有:改作流闭型使用;采用流线型阀体;将节流口置于冲刷最厉害处,采用此法要注意提高节流件材料的耐冲刷能力。

2.1.5 直通改为角形法

直通为倒S流动,流路复杂,上、下腔体死区多,为介质的沉淀提供了地方。角形连接,介质犹如流过90°弯头,冲刷性能好,死区小,易设计成流线形。因此,使用直通的调节阀产生轻微堵塞时可改成角形阀使用。

2.1.6 底进上出改为上进底出法

底进上出的调阀在介质流经阀门时,杂物直接进入阀芯滞留在套筒的孔中,因阀门不断的调节阀芯上下动作导致阀芯与套筒卡涩。将阀门改为上进底出迷宫套筒式调阀这样就可以解决卡涩现象,因迷宫套筒相当于一个过滤器将介质内的杂物阻挡在进水室的后腔室内,既不影响介质流通也不会造成阀门的卡涩。

2.2 调节阀外泄的故障与解决方法

2.2.1 增加水封环法

在整个填料室的中间加装一个不锈钢的水封环,上下分别装上填料,当水封环腔室内注满水时,密封性能更好。

2.2.2 增加填料法

为提高填料对阀杆的密封性能,可采用增加填料的方法。通常是采用双层、多层混合填料形式,单纯增加数量,如将2片增到5片,效果并不明显,如果更换盘根应将旧的盘根全部取出更换新的盘根。

2.2.3 更换石墨填料法

大量使用的聚四氟乙烯填料,因其工作温度在-10~+100℃范围内,当温度在上、下限,变化较大时,其密封性便明显下降,老化快,寿命短。柔性石墨填料可克服这些缺点且使用寿命长。因而有的工厂

全部将聚四氟乙烯填料改为石墨填料,甚至新购回的调节阀也将其中的聚四氟乙烯填料换成石墨填料后使用。

2.2.4 采用凹凸面密封法

对于上、下盖的密封,阀座与上、下阀体的密封。若为平面密封,在高温高压下,密封性差,引起外泄,可以改为凹凸密封面或带密封线的密封面,将垫片改为金属缠绕垫片或高强石墨垫片,能得到满意的效果。

2.3 调节阀噪音大的故障与解决方法

2.3.1 消除共振噪音法

只有调节阀共振时,才有能量叠加而产生100多分贝的强烈噪音。有的表现为振动强烈,噪音不大,有的振动弱,而噪音却非常大;有的振动和噪音都较大。这种噪音产生一种单调的声音,其频率一般为2000~7000 Hz。显然,消除振动,噪音自然随之消失。

2.3.2 消除汽蚀噪音法

汽蚀是主要的流体动力噪音源。空气化时,汽泡破裂产生高速冲击,使其局部产生强烈湍流,产生汽蚀噪音。这种噪音具有较宽的频率范围,产生格格声,与液体中含有砂石发出的声音相似。消除和减小汽蚀是消除和减小噪音的有效办法。

2.3.3 使用厚壁管线法

采用厚壁管是声路处理办法之一。使用薄壁可使噪音增加5分贝,采用厚壁管可使噪音降低0~10分贝。同一管径壁越厚,同一壁厚管径越大,降低噪音效果越好。如DN100管道,其壁厚分别为6.15、6.75、8、10、11.5、15、18、10、11.5 mm时,可降低噪音分别为-2.5、-1(即增加)、0、2、6、8、11、12、14.5分贝。当然,壁越厚所付出的成本就越高。

2.3.4 采用吸音材料法

这也是一种较常见、最有效的声路处理办法。可用吸音材料包住噪音源和阀后管线。必须指出,因噪音会经由流体流动而长距离传播,故吸音材料包到哪里,采用厚壁管到哪里,消除噪音的有效性就终止到哪里。这种办法适用于噪音不很高、管线不很长的情况,因为这是一种较费钱的办法。

2.3.5 串联消音器法

本法适用于作为空气动力噪音的消音,它能够有效地消除流体内部的噪音和抑制传送到固体边界层的噪音级。对质量流量高工阀前后压降比高的地方,本法最有效而又经济。使用吸引串联消音器可以大幅度降低噪音。但是,从经济上考虑,一般限于衰减到约15分贝。

2.3.6 串环节流法

在调节阀的压力比高($\Delta P/P_1 \geq 0.8$)的场合,采用串联节流法,就是把总的压降分散在调节阀和阀后的固定节流元件。如用扩散器、多孔节流板,这是减少噪音办法中最有效的。为了得到最佳的扩散器效率,必须根据部件的安装情况来设计扩散器(实体的形状、尺寸),使阀门产生的噪音级和扩散器产生的噪音级相同。

2.3.7 选用低噪音阀

低噪音阀根据流体通过阀芯、阀座的曲折流程(多孔道、多槽道)的逐步减速,以避免在流路时原任意一点产生超音速。有多种形式,多种结构的低噪音阀(有为专门系统设计的)供使用时选用。当噪音不是很大时,选用低噪音套筒阀,可降低噪音 10~10 分贝^[2],这是最经济的低噪音阀。

2.4 调节阀的调节特性较差的故障与解决办法

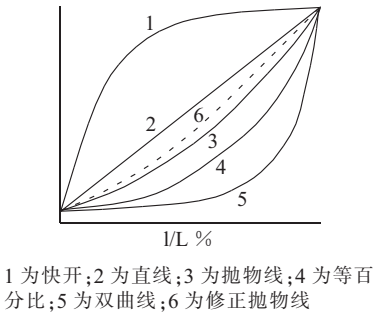


图 2 调节阀理想流量特性曲线

2.4.1 改变不平衡力作用方向法

在稳定性分析中,已知不平衡力作用同与阀关方向相同时,即对阀门产生关闭趋势时,阀门稳定性差。对阀工作在上述不平衡力条件下时,选用改变其作用方向的方法,通常是把流闭型改为流开型,一般来说都能方便地解决阀的稳定性问题。

2.4.2 避免阀自身不稳定区工作法

有的阀门受其自身结构的限制,在某些开度上工作时稳定性较差。

(1) 双座阀(见图 4: 双座式套筒阀内件示意图),开度在 10% 以内,因上球处流开,下球处流闭,带来不稳定的问题。

(2) 不平衡力变化斜率产生交变的附近,其稳定性较差。如蝶阀,交变点在 70 度左右。

(3) 双座阀在 80~90% 开度上,遇此类阀时,在不稳定区工作必然稳定性差,避免不稳定区工作即可。

2.4.3 更换稳定性好的阀

稳定性好的阀其不平衡力变化较小,导向好。常用的球阀中,笼罩套筒阀就有这一大特点。当单、双座阀稳定性见图 3: 流量特性图^[3]较差时,更换成笼

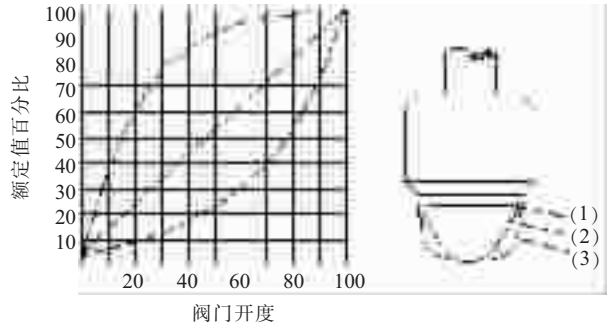


图 3 流量特性图

罩套筒罩阀稳定性一定会得到提高。

2.4.4 增大弹簧刚度法

执行机构抵抗负荷变化对行程影响的能力取决于弹簧刚度,刚度越大,对行程影响越小,阀门的稳定性越好。增大弹簧刚度是提高阀稳定性的常用的简单方法,如将 10~100 kPa 弹性范围的弹簧改成 60~180 kPa 的大刚度弹簧,采用此法主要是带有定位器的调节阀,否则,需要另配上定位器,这样调节阀的特性就有很大的改善。

2.4.5 降低响应速度法

当系统要求调节阀响应或调节速度不应太快时,阀门响应的调节速度却又较快,如流量需要微调,而调节阀的流量(见图 3)调节变化却又很大,或者系统本身已是快速响应系统而调节阀却又带有定位器来加快阀门的动作,这都是不利的。这将会产生超调,产生振动等。对此,应降低响应速度。办法有:将直线特性改为对数特性;带定位器的可改为转换器、继电器。

2.5 调节阀振动的故障与解决方法

对单芯而言,当介质是流开型时,阀门稳定性好;当介质是流闭型时,阀门的稳定性差。双座阀有两个阀芯,下阀芯处于流闭,上阀芯处于流开,这样,在小开度工作时,流闭型的阀芯就容易引起阀的振动,这就是双座阀不能用于小开度工作的原因所在,下面是对各类调阀不同振动的一些分析和解决方法。

2.5.1 增加刚度法

对振荡和轻微振动,可增大刚度来消除或减弱,如选用大刚度的弹簧,改用活塞执行机构等办法都是可行的。

2.5.2 增加阻尼法

增加阻尼即增加对振动的摩擦,如套筒阀的阀塞可采用“O”形圈密封,采用具有较大摩擦力的石墨填料等,这对消除或减弱轻微的振动还是有一定作用的。

2.5.3 增大导向尺寸,减小配合间隙法

柱塞形阀一般导向尺寸都较小,所有阀门配合间隙一般都较大,有 $0.4\sim 1\text{ mm}$,这对产生机械振动是有帮助。因此,在发生轻微的机械振动时,可通过增大导向尺寸,减小配合间隙来削弱振动。

2.5.4 改变节流件形状,消除共振法

因调节阀的所谓振源发生在高速流动、压力急剧变化的节流口,改变节流件的形状即可改变振源频率,在共振不强烈时比较容易解决。具体办法是将在振动开度范围内阀芯曲面车削 $0.5\sim 1.0\text{ mm}$ 。共振啸叫声就会减弱或消失。

2.5.5 更换节流件消除共振法

(1) 更换流量特性,对数改线性,线性改对数。

(2) 更换阀芯形式

如将柱塞形改为V形槽阀芯,将双座阀柱塞型改成笼罩套筒型;将开窗口的笼罩套筒改为打小孔的笼罩套筒等。

2.5.6 更换调节阀类型以消除共振

不同结构形式的调节阀,其固有频率自然不同,更换调节阀类型是从根本上消除共振的最有效的方法。一台阀在使用中共振十分厉害——强烈地振动(严重时可将阀门及系统破坏),强烈地旋转(甚至阀杆被振断、扭断),而且产生强烈的噪音(高达100多分贝)的阀门,只要把它更换成一台结构差异较大的阀,立刻见效,强烈共振奇迹般地消失。

2.5.7 减小汽蚀振动法

对因气化汽泡破裂而产生的汽蚀振动,自然应在减小气化上想办法。

(1) 让气泡破裂产生的冲击能量不作用在固体表面上,特别是阀芯上,而是让液体吸收。笼罩套筒阀就具有这个特点,因此可以将柱塞型阀芯改成套筒型。

(2) 采取减小气化的一切办法,如增加节流阻力,增大缩流口压力,分级或串联减压等。

2.5.8 避开振源波击法

外来振源波击引起阀振动,这显然是调节阀正常工作时所应避免的,如果产生这种振动,应当采取相应的措施

2.6 调节阀其他的故障与解决方法

2.6.1 改变流向消除喘振法

两位型阀门为提高切断效果,通常作为流闭型使用。对液体介质,由于流闭型不平衡力的作用是将阀芯压闭的,有促关作用,又称抽吸作用,加快了阀芯动作速度,产生轻微水锤,引起系统喘振。对上述现象的解决办法是只要把流向改为流开,喘振即可消除。类似这种因促关而影响到阀不能正常工作的问題,也可考虑采取这种办法加以解决。

2.6.2 克服流体破坏法

最典型的阀是双座阀,流体从中间进,阀芯垂直于进口,流体绕过阀芯分成上下两束流出。流体冲击在阀芯上,使之靠向出口侧,引起摩擦,损伤阀芯与衬套的导向面,导致动作失常,高流量还可能使阀芯弯曲、冲蚀、严重时甚至断裂^[4]。

(1) 提高导向部位材料硬度

(2) 增大阀芯上下球中间尺寸,使之呈粗状。

(3) 选用其它阀代用。如用笼罩套筒阀,流体从套筒四周流入,对阀塞的侧向推力大大减小。

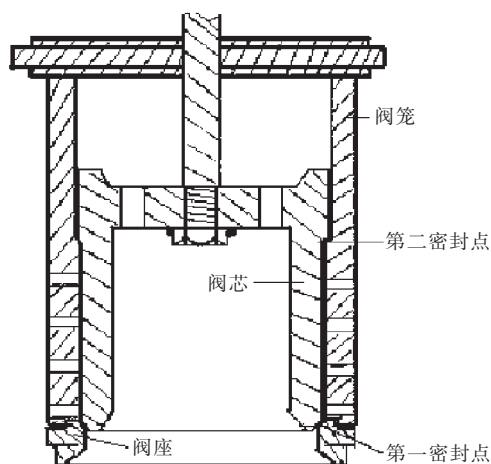


图4 双座式套筒阀内件示意图

2.6.3 克服流体产生的旋转力使阀芯转动的方法

对“V”形口的阀芯,因介质流入的不对称,作用在“V”形口上的阀芯切向力不一致,产生一个使之旋转的旋转力。特别是对 $DN\geq 100$ 的阀更强烈。由此,可能引起阀与执行机构推杆连接的脱开,无弹簧执行机构可能引起膜片扭曲。

(1) 将阀芯反旋转方向转一个角度,以平衡作用在阀芯上的切向力。

(2) 进一步锁住阀杆与推杆的连接,必要时,增加一块防转动的夹板。

(3) 将“V”形开口的阀芯更换成柱塞形阀芯。

(4) 采用或改为套筒式结构。

(5) 如系共振引起的转动,消除共振即可解决问题。

2.6.4 调整蝶阀阀板摩擦力,克服开启跳动法

采用“O”形圈、密封环、衬里等软密封的蝶阀,阀关闭时,由于软密封件的变形,使阀板关闭到位并包住阀板,能达到十分理想的切断效果。但阀要打开时,执行机构要打开阀板的力不断增加,当增加到软密封件对阀板的摩擦力相等时,阀板启动。一旦启动,此摩擦力就急剧减小。为达到力的平衡,阀板猛烈打开,这个力同相应开度的介质作用的不平衡力矩与执行机构的打开力矩平衡时,阀门停止在这一

开度上。这个猛烈而突然起跳打开的开度可高达20%~50%，这将产生一系列问题。同时，关闭时因软密封件要产生较大的变化，易产生永久变形或被阀板挤坏、拉伤等情况，影响寿命。解决办法是调整软密封件对阀板启动的摩擦力，这既能保证达到所需切断的要求，又能使阀较正常地启动。

(1) 调整过盈量。

(2) 通过限位或调整执行机构预紧力、输出力的办法，减少阀板关闭过度给开启带来的困难。

3 结束语

调节阀的选型和应用是一个专业性强、涉及的技术领域广的系统工作，要做好这个工作，不仅要在理论上充分了解它的各种特性，而且还要结合实际使用经验来综合分析判断，做到理论和实践科学地结合起来。通过上面的阐述，我们对火力发电厂应用

的各种型号调节阀有一个初步的认识，对调节阀的结构与易发生的故障有了一定的了解，那么在今后的工作中，要及时发现缺陷，认真对待与维修，杜绝造成的设备故障，保证机组的安全稳定运行。

参考文献：

[1] 房汝洲.新编调节阀设计及应用实务全书[M].北京：中国知识出版社，2006.
[2] 乐嘉谦.仪表工手册[S].北京：化学工业出版社，2000.
[3] 周国熙.调节阀的使用与维修[M].北京：化学工业出版社，2004.
[4] 明赐东.调节阀应用 1000 问[M].北京：化学工业出版社，2006.

作者简介：

王中权(1975)，男，湖南岳阳人，工程师，国华太仓发电有限公司生产技术部经理助理；
杨 琛(1989)，男，从事热能动力相关工作。

Brief Analysis on Fault of Control Valve in Power Plant and Relevant Treatment

WANG Zhong-quan¹, YANG Chen²

(1.Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China;

2.School of Mechanical Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: In the operating processes of many supercritical power plants, issues such as jam fault, vibration and so on will arise, and this is especially serious for the control valves installed in the feed water, drainage water and the cooling water systems. During the start-up and shut-down processes of the power plants, these mentioned issues may cause damage to the operating equipments and the whole system. It is known that the normal operation of the control valve has a critical effect on the whole system, thus, feasible measures are especially desired. In this paper, the operating principle and the structure of the control valve are firstly introduced, and then, the faults that usually occur to the valves are analyzed. Finally, the reasons for these issues are explored and solution measures are presented.

Key words: control valve; fault; reason and treatment

太电公司推行“三讲三问三落实”班前会模式

“小吴，你说说今天更换 8A 汽泵前置泵温控器需要做好哪些安全措施？”“更换温控器是带电作业，打开的二次线要包好绝缘，防止短路接地……”这是 3 月 16 日上午 8 时，国华太电公司电气二次班召开班前会的一个场景。该公司通过推行“三讲三问三落实”模式，切实发挥了班前会安全“前沿阵地”的作用。

“讲任务，讲分工，讲风险”，这三讲是班前会的开场白，也是班长的“独角戏”。在互动式问答中，班长向每一项工作的负责人发问，“问程序，问标准，问措施”，这三问三答是班长和工作负责人共同表演的“双簧”，让全员了解当天干什么、怎么干、干到什么标准，也是对员工工作准备情况的综合检验。班前会的最后阶段是全员在班前会记录中的“工作任务”和“工作措施”栏上签字确认，要求每个班组成员要落实工作中需要的图纸、工具、备件。“三讲三问三落实”让 20 分钟的班前会，变成互动式的安全教育课，大大激发了员工的积极性和主动性，使班前会安全“前沿阵地”的作用真正得到了发挥。

从 2011 年元月开始，太电公司在生产班组中推广“三讲三问三落实”班前会，经过一年多的探索和实践，公司班组工作变得更加规范，真正做到了工作有计划、行动有方案、事后有总结，使班组管理的执行力得到了有效提升。

DRE 系列高压旁路阀阀门吹损原因分析及处理

陈 军, 谢金土

(国华太仓发电有限公司, 江苏 太仓 215433)

摘 要: 针对超临界火力发电厂热力系统使用的 CCI DRE 系列高压旁路阀在锅炉吹扫情况下经常出现冲蚀内漏的原因进行分析, 并对 DRE 系列高压旁路阀检修过程中有关提高阀杆密封面及下部直段硬度的效果和必要性作出说明, 以及对高压旁路阀的检修周期提出建议。

关键词: 吹损; 环形密封线; 检修方法; 检修周期

中图分类号: TK263

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)S2-0073-03

目前新建电厂多为超临界甚至是超超临界机组。随着主蒸汽参数的不断提高, 也造成了锅炉氧化皮生成速度的加快。为避免由于氧化皮脱落造成锅炉过热器等管路通流截面积变小, 致使管路超温爆管等问题的发生。简单有效的控制措施之一就是锅炉进行吹扫^[1]。这也就赋予了高旁阀一个新的作用, 就是锅炉氧化皮吹扫。简单说就是在启动过程中采用短时间减少高压旁路阀开度的方式来使过热器管内压力提高, 之后迅速开启高压旁路阀, 通过过热器管内压力的瞬间变化来起到氧化皮吹扫的作用。但是, 这在保护锅炉的同时, 也增加了高压旁路阀产生冲蚀的机率。这也是很多高参数机组高压旁路阀内漏多发的重要原因。下面我们就来具体分析一下。

1 CCI DRE 高压旁路阀的设计特点

CCI DRE 高压旁路阀采用低进高出结构, 在阀芯设计上为了提高阀门调节性采用肋片渐扩式设计, 就是随阀门开度增大, 阀芯与阀座间通流面积逐渐增大。同时在渐扩线与阀芯密封面下部直段交接处形成一圈棱线, 称之为环形密封线(图 1 阀芯结构简图)。

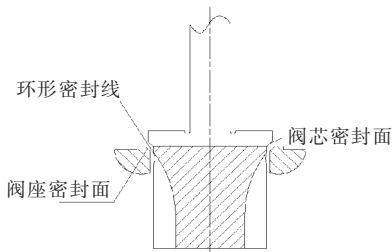


图 1 阀芯结构简图

2 冲蚀产生的过程及扩大原因分析

由于阀芯密封面下部直段与渐扩线联合起来

具有保护阀芯密封面, 减缓密封面吹损的作用。在阀门开启时, 蒸汽在渐扩线导向下可以避开阀芯密封面(见图 2 蒸汽沿阀芯流向示意图)。阀门在关闭状态下, 即使阀门不严密当漏泄蒸汽通过阀芯密封面下部直段与阀座之间时, 会产生节流减压作用, 减慢阀座损耗(见图 3 阀门内漏初始蒸汽在阀芯阀座间流向示意图)。在锅炉过热器氧化皮大流量冲洗需要通过高旁减温减压阀进行憋压控制, 致使高旁阀存在小开度(10%~20%)运行, 此时阀芯与阀座密封面径向通流间隙很小(如果高旁全行程为 80 mm 的话则开度只有约 8~16 mm)。而通常此类阀门密封面下部加工的环形直段高度有 5~7 mm, 在阀门开度只有 8~16 mm 的情况下, 环形密封线与阀座直段距离只有 1~13 mm。在此情况下, 蒸汽携带氧化皮颗粒的蒸汽高速沿高旁阀阀芯导流槽流过(图 4 阀门小开度状态下蒸汽流动示意图)。就像是高速砂轮再打磨导流槽顶部环形密封线部位, 使其迅速吹损上移。由于环形密封线吹蚀在前, 阀芯密封面下部直段消失渐扩线角度发生改变, 致使阀芯密封面失去保护, 直接暴露于高速蒸汽切线方向, 蒸汽在改变角度的渐扩线导向下, 对阀门密封面快速吹损(如图 5 环形密封线吹损后蒸汽沿阀芯流向示意图)。特别是在小开度状态下, 由于阀芯密封面下部直段消失, 蒸汽正对密封面吹蚀并产生类似喷嘴效应(见图 6 环形密封线吹损后小开度状态下蒸汽在阀芯阀座间流向示意图), 使蒸汽流速加快, 进一步加剧密封面损耗。所以密封面损伤在蒸汽中含有大量氧化皮时显得尤为严重(见图 7 吹损后阀杆)。

3 高旁阀修复方案及周期的推荐

原来对高旁规定的检修项目只是简单要求检查阀芯无损坏、划痕。检修周期为 A/B 级检修。因此通常情况下我们对阀芯的修复多只关注密封面的处理, 对环形密封线(即阀芯密封面下部直段)的修复

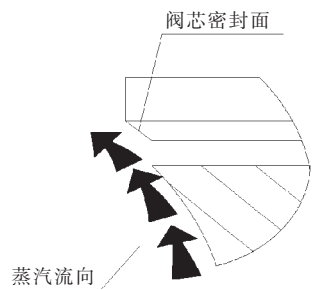


图 2 蒸汽沿阀芯流向示意图

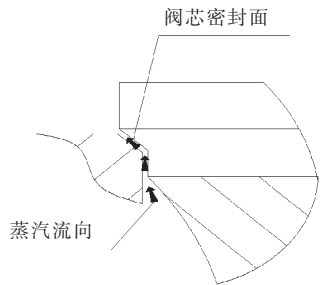


图 3 阀门内漏初始蒸汽在阀芯阀座间流向示意图

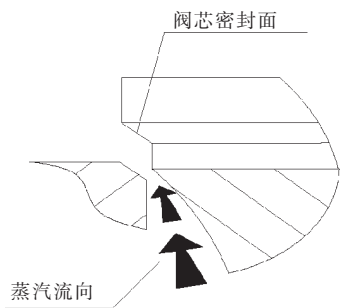


图 4 阀门小开度状态下蒸汽流动示意图

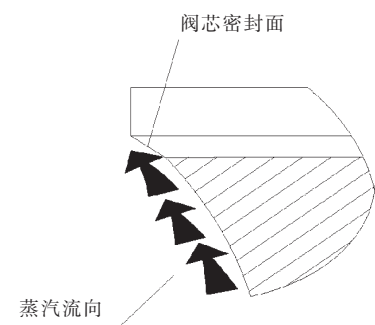


图 5 环形密封线吹损后蒸汽沿阀芯流向示意图

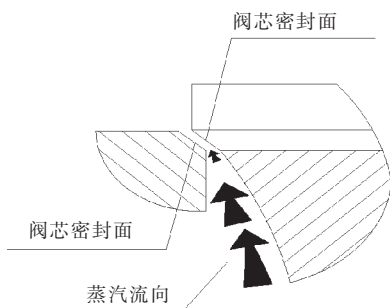


图 6 环形密封线吹损后小开度状态下蒸汽在阀芯阀座间流向示意图

重视重视程度不足。这种情况如果发生普通中低压



图 7 吹损后阀杆



图 8 原装新阀杆



图 9 经过一次启停后的原装新阀杆



图 10 经过一次启停后提高阀芯密封面及下部直段硬度后的阀杆

阀门上可能影响不大,但在高压旁路阀上发生,将带来很严重的后果。(图 8 原装新阀杆)中为我公司使用的一根全新高旁阀杆硬度值经测定为 25~27HRC,在启机过程中经过两次锅炉吹扫过程,运行约 2 个月后高旁阀后温度在正常范围内,无内漏迹象,但是解体后我们可以看到其环形密封线局部已经消耗殆尽(图 9 经过一次启停后的原装新阀杆)。由于密封面虽有局部冲蚀但还连续,基本可以判断阀芯密封面下部直段的充冲蚀应该是发生在在

锅炉吹扫过程并且冲蚀的速度非常迅速。而(图 10 经过一次启停后提高阀芯密封面及下部直段硬度后的阀杆)是经过修复后提高高阀芯密封面下部直段硬度后硬度提高至 35~40HRC,运行了 6 个月并且同样经过两次锅炉吹扫的阀杆照片,可以看到阀杆状态非常完好,完全可以不需修复再次使用。通过对比可以看出在环形密封线的重要性,因此在密封面下部直段的堆焊过程中,在条件允许的情况下要尽量使用高硬度合金。通过提高阀芯密封面下部直段的硬度,减缓阀芯密封面下部直段的吹损速度,使其能够承受更长时间的冲蚀。这也使其对阀芯密封面保护的作用加强,只有保护好主密封面才能保证旁路阀严密。

在高旁阀的检修周期方面,不应简单以运行时间来衡量,而应根据启停机次数来决定。建议每次 C 级检修进行解体检查。但对于机组启停超过两次,即使未达到一个检修周期,只要机组停运且停机时间允许的情况下,一定要对高旁阀解体检查,特别是对阀门导流槽型线要进行检查。即使是阀后温度正常

情况下,也不要疏忽大意,发现问题及时处理,避免由于疏忽造成高旁阀内漏阀后管路超温等不良情况的发生。

4 结束语

通过对高阀芯密封面下部直段冲蚀修复的及时性,并且适当提高高阀芯密封面下部直段的硬度。另外,在运行方面,在条件允许的情况下,机组启、停机过程中尽量避免减少高旁阀在小开度(20%以下)工况下运行时间。一定可以改善高旁阀在锅炉吹扫工况下易内漏,阀杆密封面易吹损的现状。

参考文献:

[1] 王殿仲,徐宪龙.600 MW 超临界锅炉高温受热面氧化皮形成与脱落原因分析及其改进措施[J].电力设备,2008.

作者简介:

陈 军(1976),男,辽宁阜新人,助理工程师,从事汽机辅机点检工作;
谢金土(1974),男,广东清远人,高级工程师,从事大型火力发电厂安装、检修技术管理工作。

Analysis on Blowing Damage of DRE High Pressure Bypass Valve and Relevant Treatment

CHEN Jun, XIE Jin-tu

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: Erosion and leakage of CCI DRE high pressure bypass valve always occur during the boiler soot blowing processes in supercritical power plants. The main reasons for these issues are analyzed, and several solution measures are proposed. The necessity of improving the hardness of the sealing surface and the sections under this surface is explained. Some suggestions for determining the maintenance period of high pressure bypass valves are also presented.

Key words: blowing damage; ring sealing line; maintenance method; maintenance period

太电公司全力提升管理品质

2012 年国华太电公司以提升管理品质为抓手,结合“找差距、抓整改、促提升”活动,致力于优化内控管理及提高设备隐患治理、安全管控、机组节能环保水平等工作,取得了显著成果,发电量同比创新。

在优化内控管理上,公司进一步梳理了各岗位职责和业务流程,组织对管控框架讨论,将 329 个制度有效整合到 155 个实施细则,优化了各项工作流程,显著提高了相关业务工作的效率。在提高设备治理水平上,落实责任分工,确定治理目标,推进“无渗漏电厂”治理工作。同时,加强“两票”管理及现场防火、防腐等设备检查、检修。预计全年完成公司级隐患治理 76%,不具备治理条件的隐患均制定控制措施并进行有效管控。在提高安全管控水平上,完善了本安体系组织建设,修订了安全考核奖惩机制和 21 项应急预案,落实了各层级安全责任,构建了安全生产闭环管理体系。

在节能环保方面,成立了机组运行指标分析组、燃煤计量监督组、煤场上煤管理组、入炉煤样采制化监督组,实时、全面地监督、分析机组经济运行情况,以真实的数据全面反映机组经济运行水平,对发现的问题进行分析、整改。两台机组脱硫设施运行综合性指标在江苏省 122 台机组中分列第三和第九,获得省环保厅脱硝电价补偿,为公司赢得了荣誉。

立式循环水泵振动原因分析与治理

李 进

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:电站泵的安全运行与否,对电厂的影响是至关重要的,例如给水泵、凝结水泵、循环水泵、定冷水泵等主要电站泵一旦出现故障,就会引起停机事故。本文从循环水泵结构及轴瓦材料方面入手,深入分析长沙水泵厂生产的 88LKXA-20.3 型立式循环水泵的振动原因,采取相应措施,消除泵组振动,杜绝造成设备故障,保证汽轮发电机组的安全稳定运行。

关键词:循环水泵;泵组振动;稳定运行

中图分类号:TK268.⁺¹

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0076-02

神华国华太仓发电有限公司共安装有 4 台循环水泵。循环水泵为长沙水泵厂有限公司生产的 88LKXA-20.3 型立式单级、单吸、单支座、转子可抽出式斜流泵。泵的轴向推力由电动机的推力轴承承受。水泵采用 SXL 赛龙轴承,由泵本身水润滑,水泵轴端密封形式为填料密封。循环水泵运行方式冬季工况为每台机组 1 台循环水泵运行,夏季工况为每台机组 2 台循环水泵运行,春、秋季工况为两台机组 3 台循环水泵运行。循环水泵入口装设有旋转滤网,可根据滤网前后水位差自动投入运行。为了防止水锤及水泵倒转,在循环水泵出水管上装设有 2400KDw741X-6V 型重锤式自动保压液控缓闭止回蝶阀。

4 台循环水泵在投产初期,电机上部振动经常出现缓慢爬升的现象,即由原来的振动优良爬升至振动超标的现象,经过几年的治理,时间间隔由 6 个月延长至 1 年左右,即循环水泵每年就要进行一次大修工作。影响了机组安全稳定的运行。

1 原因分析

1.1 基础不均匀沉降

经实际测量,发现泵基础有不均匀沉降现象,导致泵体静止部件发生偏斜,使泵轴偏靠在导轴承的一侧,造成各导轴承单侧磨损如图 1 所示,随着运行时间的增长,各导轴承磨损量的不断增大引起泵的振动增大。因叶轮和叶轮室安装间隙较小,在泵各导轴承磨损后引起叶轮和叶轮室碰磨,加剧泵转子振动,反而又增加水泵各导轴承的磨损形成一个恶性循环,从而导致泵在短时间内损坏。

1.2 轴承耐磨性差

公司 4 台循环泵赛龙导向轴承耐磨性和抗振性能差,同时采用自身润滑的方式,由于长江水质比

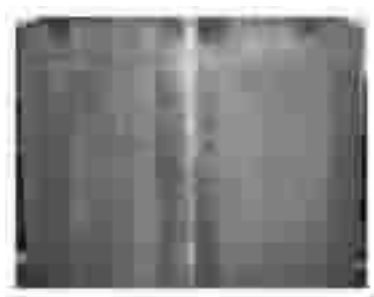


图 1 导轴承单侧磨损

较差,泥沙较多,加快赛龙导向轴承的磨损速度,缩短水泵的使用寿命。

1.3 轴承支架强度低

由于轴承支架焊接质量差,长期振动导致外圈脱开,使水泵轴承等静止部件松动,引发动静部件摩擦产生振动,最终导致损坏。

1.4 导叶体定位键磨损

导叶体定位键磨损如图 2 所示,使定位键与筒体上的键槽间隙增大,在水流的作用下导叶体产生往复旋转运动,同时通过内接管带动中间支架也产生往复的旋转运动,使中间支架定位块磨损引起中间支架松动,从而导致循泵振动增大,并随磨损的增加振动进一步恶化。



图 2 导叶体定位键磨损

1.5 导轴承与导叶体配合间隙超标

下导轴承与导叶体配合间隙超标,在转子不平衡力的作用下,导轴承法兰圈容易断裂。

2 采取措施

针对以上问题,拟采取的检修措施如下。

2.1 基础调平

机组运行一年后,基础不均匀沉降现象基本趋于稳定,专业利用机组大修的机会,分别对4台循环水泵泵座进行调平处理,水平度均在0.1 mm/m以内^[1]。

2.2 轴承改造

对导轴承润滑方式进行改造,由自身润滑改为外供水强制润滑方式,即由工业水引一路管道至导轴承进行润滑,同时将赛龙轴承改为橡胶轴瓦,抗振性能大幅提高。

2.3 中间支架加固

中间支架同心度调整合格后,在中间支架环与筒体之间需用斜铁固定,斜铁与中间支架间采用满焊焊接牢固,斜铁数量由原来6块增加至12块,并在圆周上对称布置,以增加中间支架的刚度。

2.4 螺栓更换耐腐蚀螺栓

泵体内的紧固螺栓更换为耐海水腐蚀的316L不锈钢螺栓并加装弹簧垫圈防松动。

2.5 恢复定位键间隙

本次检修将导叶体组件的定位键间隙恢复到设计值内,消除了泵组振动的隐患。

2.6 泵轴检测

将上、中、下泵轴返厂,进行轴弯曲检测,轴套在厂家根据轴颈重新制作,轴套外径留0.20 mm加工余量,泵轴返厂后,就地安装,配合检修为-0.02~0 mm,过盈配合,将带有轴套的泵轴在车床上检查,轴套处晃度不大于0.08 mm,发现晃度超标,需要通过车削轴套外径使其标准范围内。

3 结束语

神华国华太电公司四台88LKXA-20.3型循环水泵经过自主研究与修理,电机上部振动全部达到优良,使用周期明显增长,从原来的12个月增加到目前30个月,为机组的安定运行打下了良好的基础。

参考文献:

[1] DL 5011-92,电力建设施工及验收技术规范汽机篇[S].

作者简介:

李 进(1972),男,黑龙江人,工程师,从事热能动力相关工作。

Analysis on the Vibration of Upright Water Circulating Pump
and Relevant Treatment

LI Jin

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: The safe operation of the pumps including the feed water pump, condensate pump, water circulating pump as well as the stator cooling pump has critical effects on the reliability of power plants. Once failure of these pumps occurs, the whole plant may be forced to shut down. From the perspective of structural characteristics and bearing bush materials, this paper tries to firstly analyze the factors inducing the vibration of the 88LKXA-20.3 upright water circulating pump manufactured by Changsha Pump Factory, and then propose feasible measures so as to guarantee the reliable operation of power plants.

Key words: water circulating pump; pump vibration; reliable operation

安全信息栏:展示班组安全文化的窗口

“平安电力从我做起,安全为天牢记心间”,“家庭是幸福的港湾,安全是到达的帆船”、“面对挑战,如果你选择了与别人协作,也许就能成功一半”这句句发自肺腑的话语,均来自公司各班组自己制作的安全文化信息栏。

为提高员工安全文化意识,促进班组的安全文化建设,太电公司在16个班组(值)设置了21块安全文化信息栏。本次信息栏与以往不同的是,从内容编制到形式设计,全部由各班组结合自身实际自行进行设计、制作,突出了各班组个性化特征和围绕安全大主题的小创意。如,电气二次班的信息栏“秀”出了班组文化理念、员工安全心声、家属安全寄语,同时还粘贴了现场工作场面、员工与家人合影等温馨图片;而发电运行四值的信息栏则显示了“操作前思考三秒钟”这一宣传主题以及围绕这一主题的系列运行操作心得。除此之外,剪报、漫画、员工先进事迹、安全知识和法规条例等也是各班组安全信息栏的主要内容。

安全信息栏的设计、制作不仅营造了良好的安全文化氛围,更促进了班组员工安全素质提升和“安全为天风险预控”的安全理念融入每个班组和每位员工内心。

主机润滑油冷油器及供水方式改造研究

潘瑞奎, 王树君

(国华太仓发电有限公司, 江苏 太仓 215433)

摘 要:对 630 MW 超临界机组润滑油冷油器供水方式进行改造的几种方案入手, 深入分析、研究, 比较几种方案, 以恢复循环水泵正常的运行方式(凝汽器水出口门全开), 使循环水泵工作点按照厂家性能曲线要求进行运行, 提高泵组效率, 降低循环电流。

关键词:润滑油冷油器; 供水方式; 分析; 研究

中图分类号: TK264.1+3

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)S2-0078-03

630 MW 超临界机组的循环水系统分别安装有两台循环水泵, 共有 4 台^[1]。循环水泵运行方式冬季工况为每台机组 1 台循环水泵运行, 夏季工况为每台机组 2 台循环水泵运行, 春、秋季工况为两台机组 3 台循环水泵运行。开式冷却水系统是循环水支管路系统, 因此开式冷却水介质为长江水, 取水点位于汽机房外的循环水泵出口母管上。开式水经开式冷却水泵升压后(或走旁路), 进入水-水热交换器, 冷却水-水热交换器中的闭式冷却水, 同时也为主机冷油器和真空泵提供冷却水。为提高开式冷却水的清洁度, 在其母管上设计有两台电动滤水器, 对冷却水进行二次过滤。闭式冷却水介质为除盐水, 取自凝结水储水箱, 该介质经闭式冷却水泵升压后, 进入各有关设备的热交换器, 再返回闭式冷却水泵入口, 形成闭式循环冷却水系统。该系统的补水来自闭式冷却水高位水箱。

目前神华国华太仓发电有限公司循环水泵在单机单泵运行和凝汽器水出口门全开的运行方式下, 由于开式冷却水压力偏低而导致主机润滑油温偏高, 影响机组安全运行。为此, 需要将凝汽器水出口门关小至 35% 左右, 提高开式冷却水压力至 0.05 MPa 以上, 才能满足主机冷油器冷却水流量要求, 或者启动开式冷却水泵提升压力, 但这样一来会增加厂用电量, 降低机组的经济性。在双机三泵运行方式下, 也需要将凝汽器水出口门关小至 60% 左右, 才能满足主机冷油器冷却水流量需求。因此, 必须改变主机冷油器的冷却水水源方式, 以恢复循环水泵正常的运行方式(凝汽器水出口门全开), 使循环水泵工作点按照厂家性能曲线要求进行运行, 以提高泵组效率, 降低循环电流, 起到节能降耗的目的。

1 可行性方案研究

1.1 主机冷油器改为闭式水冷却, 将冷油器更换为板式冷油器

1.1.1 主机冷油器改闭式冷却水可行性分析

目前太电公司闭式冷却水系统母管运行压力为 0.68~0.76 MPa, 流量约 2 000 m³/h, 能满足现有各热交换器冷却水流量需求。在装主机冷油器冷却水原设计为开式冷却水, 油侧设计压力为 0.4 MPa, 水侧设计压力为 1.0 MPa, 管侧设计流速为 2 m/s, 对应冷却水流量为 750 m³/h。经过上海汽轮机厂设计部门初步核算, 为防止流速过低造成沉积物结垢, 管侧冷却水的流速限制应不低于 1 m/s, 同时为防止冲刷腐蚀限制最高流速不超过 3 m/s。基于此条件限制和从换热效果方面考虑, 将主机冷油器冷却水源改为闭式冷却水, 且管侧流速控制在 1.6 m/s 和冷却水温不超过 36 °C 的条件下能满足换热要求(此时对应的冷却水流量约 600 m³/h), 出口油温相应会比原来提高约 3 °C, 最高油温达到 47 °C。根据太电公司运行实际情况(8 号机组二瓦顺序阀运行时瓦温偏高), 如果油温达到 47 °C, 将会影响机组安全运行。采取将原冷却器更换为板式冷却器, 因板式冷油器换热效果高于管式冷油器, 更换板式冷油器后, 润滑油温将控制早 42 °C 以下, 有利于机组安全稳定运行。且经现场核实, 更换板式冷油器有足够的安装空间。

1.1.2 在装闭式冷却水泵增容可行性分析

在装闭式冷却水泵设计扬程为 44 mH₂O, 流量为 2 000 m³/h, 叶轮直径为 Φ 615 mm。经过长沙水泵厂设计部门初步计算, 在不改变在装水泵的泵壳尺寸、设计扬程、转速等条件下, 通过对叶轮叶型进行重新设计, 更换新叶轮后, 可将泵的出口流量增大至 2 600 m³/h, 此时轴功率为 371 kW, 叶轮直径为 Φ608 mm, 比原设计轴功率降低 14 kW(即恢复 2006 年闭式水泵叶轮车削前, 不需要更换电机), 此方案是可行的。

1.1.3 主机冷油器冷却水调节阀的调节特性分析

在装主机冷油器冷却水调节阀额定压力为 1.6 MPa,公称通径为 DN300,额定 CV 为 1 750,设计进口压力为 0.2 MPa,设计出口压力为 0.1 MPa,设计流量为 780 m³/h,此时调门开度 51%。经上海自动化仪表厂设计部门初步核算,将主机冷油器冷却水改为闭式冷却水后,由于阀前后压差增大,流量减小,致使调节阀开度减小至 30%,导致调节特性变差,所以必须更换阀座和阀芯组件将额定 CV 值减小至 700,才能满足主机冷油器冷却水改闭式冷却水的调节性能要求。

经过研究,此方案可行。

1.2 主机冷油器改为闭式水冷却,继续使用原来冷油器

方案可行性分析同方案一,取消更换冷油器为板式冷油器计划。存在风险如下:

(1) 国华太仓发电有限公司 8 号机组主机 2 瓦低负荷顺序阀运行时,在供油温度 40 °C 情况下,最高瓦温 102 °C (2010 年 8B 检修后试运最高温度),如果供油温度达到 47 °C,瓦温将超过报警值,主机顺序阀运行无法正常投入,影响安全运行。

(2) 考虑到目前冷油器在开式水环境使用近 5 年,冷油器钛管胀口部位由于锈蚀、冲刷等原因将会逐渐发生泄漏,一旦冷油器发生泄漏,润滑油中大量进水,将发生汽轮机烧瓦事故。

经过技术人员研究此方案可行。但基于太仓发电有限公司实际存在的以上问题,建议不要采取此种方案。

1.3 降低原润滑油冷却器标高

将冷油器标高降低 2.8 m,即将冷油器垂直降至 0 m 地面,情况如下:

(1) 经太电公司技术人员研究如下,如果冷油器标高降低 2.8 m,凝汽器出口门开度将从 35% 增大到 50% 左右,基本能够达到降低循环水泵电流的效果,但效果不理想。后经与华东电力设计院人员电话及传真沟通,设计院人员认为:冷油器的换热效果取决于冷却水量,而冷却水量直接与进出口压差成正比。要改变冷却效果,提高流量最有效的办法是提高冷油器进出口压差和降低冷却器系统的沿程阻力。由于冷油器进出口基本处于同一标高,因此与冷油器进出口压差相关的因素只与冷油器的内部结构、冷油器连接管道的沿程阻力相关。冷油器标高降低 3 m,仅仅使冷油器内部压力降低了 3 m 水柱,对于沿程阻力的影响只是缩短了 6 m 直管,而 6 m 直管的沿程阻力是很小的,相对于冷油器系统的阻力是非常微小的,降低 3 m 标高对冷油器影响不大,达不到降低循环水泵电流的目的。生技部、设备

部、发电部人员共同调研镇江高资电厂,其冷油器采用板式冷却器,冷却水供、回水标高均在 2.8 m,在冬季单台循环水泵运行的工况下,无法做到开式水泵停运,证明电力设计院人员说法是正确的。

(2) 经与上汽厂设计研究所传真沟通,如果冷油器标高低 2.8 m,考虑管道阻力损失,润滑油压将下降 0.004 MPa,在油压允许范围内。

(3) 经专业技术人员现场安装位置及工作量核实,需要将润滑油箱水泥平台拆掉重新浇注,否则将对润滑油箱承重造成影响;同时还要将润滑油输送泵移位。考虑如此大的工作量以及改造后循环水泵电流变化甚微(达不到节能目的),技术人员认为此种方案不可取。

1.4 将开水水泵进行改型

(1) 将现有开式水泵,型号:32SA-25 进行改造,即将原来开式水泵更换成 50% 容量的新泵组(经与长沙水泵厂技术人员联系,泵厂认为因泵组流量降低太大,无法做到只更换叶轮,不更换泵壳及泵轴),这样开式水泵运行电流将由现在的 42 A 减少到 21 A,调研镇江高资就是采取此方法,目前开式水泵单台运行电流为 21 A;如此可以彻底解决循环水憋压运行问题,从而降低循泵电流,使凝汽器出口达到负压运行的目的。

(2) 考虑到现有开式水泵电机空载电流较大(空载电流 30 A),必须将现有开式水泵电机更换为与 50% 容量开式水泵相匹配的电机。

(3) 现场施工比较方便,工作量小,有足够的安装空间。

(4) 开式水泵改造后,开式水泵电流将从 42 A 降低到 21 A 左右(降低 21 A),而循环水泵电流变化为 $304-279=25$ A,在双机两泵运行的情况下节约 $2 \times (25-21)=8$ A

经过研究,此方案可行。

1.5 增加管道增压泵

(1) 在冷油器供水管路上加装管道增压泵一台(流量 600 t/h,预计增压泵运行电流将在 15 A 左右,在双机两泵运行情况下将节约 $2 \times (25-15)=20$ A),并设供水旁路系统。当管道泵停运时,与现运行方式相同。

(2) 经过现场核实有足够的安装空间

(3) 采取此方案,由于开式泵长期不运行,将会造成闭式水冷却器内大量泥沙沉积,影响换热效果。

(4) 现场设备布置显得比较混乱,增加了维护量。

经过研究,此方案可行。

2 调研情况

(1) 张家港沙洲电厂三大主机设计参数和我公司相同,主机冷油器为管式结构,设计参数和我公司一样,但冷却水采用闭式冷却水,供回水管道直径为Φ325×6,运行压力为 0.75 MPa。经过与该厂相关技术人员深入交流,目前主机冷油器运行情况良好,未发现冷油器冷却管束有冲刷、泄漏问题,冷却效果比较好,出口油温能控制在 48 ℃以下。

(2) 镇江高资电厂主机设计参数和我公司相同,主机冷油器为板式冷油器(阿法拉伐,型号为 MX25-BFGL),冷却水采用开式水冷却,经过与该厂相关技术人员深入交流,高资电厂存在与太电公司同样的问题,其采取的办法是在基建阶段就已经将单台 100%容量的开式水泵更改为 50%容量的开式水泵,开式冷却水泵功率 221 kW(太电公司开式水泵功率 400 kW),运行电流 21 A,夏季单机两台循泵运行时,开式冷却水泵不运行,凝汽器循环水进口压力在 30 kPa 左右,凝汽器循环水出口压力在 0 KPa 左右,这样既起到节能的效果又可保证冷油器冷却水量。目前主机板式冷油器运行情况也非常好,自投产后从未发生过泄漏等问题,出口油温能控制在 42 ℃以下。

(3) 国电泰州电厂为 1 000 MW 超临界机组,主机冷油器为板式冷油器(APV 型号为 J107-MGS-10C/5),冷却水采用闭式水冷却,经过与该厂相关技术人员深入交流并查看历史曲线,该

厂机组夏季运行工况闭式水温为 27~35 ℃,冷油器进口温度为 62 ℃,冷油器出口温度维持 45 ℃不变,冷却水调整门开度在 20%~55%之间变化。板式冷油器运行至今未进行解体检修,运行情况良好,没有出现内漏和外漏情况,冷却效果良好。

(4) 华能太仓电厂主机设计参数和我公司相同,主机冷油器为板式冷油器,冷却水采用闭式水冷却,经过与该厂相关技术人员交流,目前主机冷油器运行情况非常好,自投产后从未发生过泄漏等问题,出口油温能控制在润滑油要求的温度,且维护工作量小。

3 结束语

神华国华太仓发电有限公司技术人员针对上述方案一、二、三、四、五进行认真比较分析,纵观优缺点,考虑设备长周期安全运行首选了方案五,目前改造前期可研报告已经上报,现场未进行实施。

参考文献:

[1] 孟芳群.汽轮机循环水运行方式的优化研究[D].吉林:东北电力大学,2005.

作者简介:

潘瑞奎(1969),男,天津蓟县人,工程师,从事汽机技术管理工作;

王树君(1968),男,哈尔滨人,工程师,从事大型火力发电厂电力营销管理工作。

Retrofit of the Plant Lubricating Oil Cooler and Water Supply Mode

PAN Rui-kui, WANG Shu-jun

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: Facing different schemes proposed for retrofitting the water supply mode of lubricating oil cooler, in this paper, analysis, research and comparison have been implemented so as to get the water circulating pump into normal condition and to operate following the performance curve provided by the manufacturer. It is expected that the pump efficiency can be improved and the pump current can be decreased.

Key words: lubricating oil cooler; water supply mode; analysis; research

太电公司多管齐下促进节能减排

近年来,国华太电公司坚持履行社会责任,多管齐下开展节能减排工作。公司定期对 2 台锅炉的烟气二氧化硫排放浓度进行校验测试,确保江苏省环保厅监测数据准确可靠,并与周边电厂对标,找出差距,制定多项技术措施合理控制脱硫塔浆液 PH 值,确保脱硫效率达标和减少脱硫废水。

同时,以“江苏省电力企业锅炉烟气在线监控系统”为考核监控平台,对烟气脱硝设施投运率、脱硝效率、氮氧化物排放浓度、氨逃逸率进行严格管控,并对运行每值脱硝 SCR 系统设备投退情况进行准确记录。

在机组运行中,参考对标调研的结果,合理调整喷氨流量大小,以控制烟囱入口 NO_x 浓度为主,保证脱硝 SCR 效率大于 60%,NO_x 排放浓度达到 70 mg/Nm³ 左右,优于国家标准。2011 年公司投资 500 万元进一步优化改造废水处理系统,为实现废水零排放并确保废水处理循环再利用奠定了基础。为杜绝二次污染,对灰渣和石膏进行出售再利用,实现综合利用率 100%。

传统空预器漏风控制装置的优化改进

王英,曹鹏

(国华太仓发电有限公司,江苏太仓 215433)

摘要:文中简要探讨了回转式空预器的漏风原因,并介绍了传统的漏风自动控制系统以及该控制系统的优化方案。

关键词:回转式空预器;漏风原因;优化

中图分类号:TK223.3+4

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0081-02

目前随着我国电力的发展,在现代大型火力发电厂中回转式空预器存在的最为关键的问题就是漏风量大,漏风不仅增大锅炉排烟热损失,而且加重了因烟温降低所造成的设备低温腐蚀,同时如果漏风量过大,会影响送风量,使得同等负荷下一二次风机开度增大,电耗增大,同时引风机出力相应增大,漏风问题严重时还会因风量不足直接影响锅炉出力,给机组的安全与经济性都带来了影响。

1 回转式空预器漏风原因的分析

空气预热器的漏风包括二部分:直接漏风和携带漏风。

1.1 携带漏风

转子仓格中所包容的风量随着转子的旋转,会不断地转移到烟气侧,被烟气带走,这是携带漏风。携带漏风是预热器的固有特性,其计算公式为

$$V_{if}^x = \frac{1}{60} \frac{\Pi}{4} D^2 H n (1-y) (\text{m}^3/\text{s})$$

式中: D 为转子直径, m ; H 为转子高度, m ; n 为空预器的转速, r/min ; y 为金属板和灰占转子容积的份额。

由公式可见,当空预器建成之后其直径 D 、高度 H 、转速 n 便为一定值,因而携带漏风量无法减小,但是一般携带漏风量所占比例很小,而主要的漏风都是直接漏风造成的^[1]。

1.2 直接漏风

预热器的转子与壳子之间存在间隙。预热器中空气与烟气由惰性区密封分开。转子密封片与壳子密封板之间的密封间隙总是大于零。加上一次风压比二次风和烟气侧的风压均高很多,这就不可避免地存在一次风向二次风侧和烟气侧的泄漏以及二次风向烟气侧的漏风,这是直接漏风。

1.2.1 密封漏风

密封漏风是漏风的主要部分,而密封漏风是由轴向漏风、周向漏风、径向漏风三部分组成。如果在

安装过程中有少数径向、环向、轴向密封片不整齐。由于长时间运行或受热不均匀,环向、轴向密封片有少数偏斜或变形,使密封间隙变大而导致漏风增大。其中,径向漏风约占总漏风量的 60%~70%。另外还有检修、装配问题,如转子不垂直,漏风控制系统出现偏差,导致漏风增加;烟气入口处挡板轴封处密封不严。空气预热器上部烟道伸缩节破损。这些从外界漏入的空气使烟气侧负压加大,增加了回转式空气预热器的漏风,导致漏风率上升。

1.2.2 转子变形引起的漏风

空预器在运行中由于自身变形,引起密封间隙过大也是引起漏风的一个主要原因。装满传热元件的空气预热器转子或静子处于冷态时,扇形板与转子端面为一间隙很小的平面。而当空气预热器运行时,转子和静子处于热态,热端转子径向膨胀大于冷端转子;同时由于中心轴向上膨胀,加上自重下垂,使转子产生蘑菇状变形,扇形板与转子或静子端面密封的外缘间隙,在热态时比冷态时增大很多,形成三角状的漏风区,使漏风量增大;另外空预器中间层波纹板积灰严重也会导致漏风增大。回转式空气预热器长期运行,如不及时吹灰疏通,使冷、热、中间受热面积灰增多,引起风压阻增大,出口烟气负压加大,漏风量上升。还有如果波纹板堵灰也会引起预热器冷、热端温差变大,也可以使转子产生蘑菇状的变形更严重。空气预热器转子运行时其变形规律为

$$\gamma = (0.006 \Delta T / H) \cdot R \cdot R$$

其中, γ 为转子变形量, mm ; ΔT 为预热器冷、热端温差, $^{\circ}\text{C}$; H 为转子高度, m ; R 为转子半径, m 。

转子高度 H 和转子半径 R 都是固定的,所以,转子变形量 γ 与预热器冷、热端温差 ΔT 成正比。空气预热器积灰多时上下不通畅,使 ΔT 增加,进而转子变形量增加,导致回转式空气预热器的漏风增大。

由此可见直接漏风取决于密封间隙的大小和三仓中流经介质的压差的大小,而压差的大小,又取决于锅炉烟风道以及制粉系统的阻力。预热器冷端气流间的压差与预热器本身结构也有一定的关系,但

当预热器的直径大小确定后,就不可能通过预热器设计本身去减小预热器中气流间的压差值了。因此,从预热器设计的角度力图减小漏风的唯一途径是将密封间隙,控制在最小限度。通过对空气预热器这些变形规律的研究,使设计出的密封装置能够有效地控制各种工况下密封间隙处在最小限值。自动漏风控制系统就是实现这一目标的一个有效手段。

2 传统空预器漏风控制装置简介

2.1 自动漏风控制系统的原理

空气预热器漏风控制系统 (LEAKAGE CONTROL SYSTEM 以下简称 LCS) 是一种节能降耗的装置,它的设计原理是:使扇形密封板与热变形的转子形状紧密贴合。在各种工况下,扇形板与在规定的间隙内跟随着转子径向密封片。这使漏风面积在各种过渡工况和 MCR 运行时期都减小了。

2.2 传统自动漏风控制系统的设计

可调式的扇形板设计在其内侧端吊于导向端轴过渡套上,在近外侧端连接到有电动机的漏风控制驱动系统。外侧端只是按控制系统的要求下调或回复。扇形板是平面的密封表面。扇形板的内侧端,随转子中心筒的膨胀而上移。扇形板的外侧端利用跟踪系统,在热端膨胀状态(启动或增负荷时)随转子移动以减少内侧端径向密封与扇形板的摩擦。

为了减少空气预热器热端的漏风,在投运时,该系统使扇形板定时向下跟踪转子的热态变形,减少扇形板与转子径向密封面之间的间隙(减少漏风面积)。漏风面积是由于经过转子(从热端至冷端)的温度梯度而来。并随着梯度的增大而增加。当转子的一端(热端)较另一端(冷端)热时,转子不均匀地膨胀,使转子产生蘑菇状变形。于是转子的热端径向密封的间隙增大引起漏风面积增大,而漏风控制系统使扇形板下弯,跟踪转子的热态变形减少漏风面积,从而减少漏风量。扇形板的位置由一传感器来检测,当传感器触头与转子上的凸块接触,便闭合装在传感器头部组合件上的限位开关,使电机倒转向上移动 3 mm 后调节装置自动跟踪动作,若负荷降低转子上翘时,凸块便与传感器触头接触,扇形板上移,他们之间每接触一次扇形板就会上移 3 mm,若负荷增加是扇形板会在调节装置驱动下自动跟踪,使径向密封与热端扇形板外侧的间隙保持一最小运行间隙。

2.3 传统的自动漏风控制系统的缺点

国华太仓电厂为两台 600 MW 机组,均采用此漏风控制系统,此装置能降低预热器漏风率 2~3 个百分点,能明显降低风机电耗,极有利于提高锅炉积

极性。但传统设计的 LCS 系统系统复杂,导致设备故障点多、维护要求高,并存在一定安全隐患。其中,主要的故障点和维护点是转子位置传感器,经常出现接近开关损坏、电器元件超温、传感瓣损坏、力矩保护失灵、千斤顶损坏等故障,一度影响 LCS 系统投用。

3 漏风控制装置的优化改进措施

近年来,采用预热器烟气进口温度作为控制扇形板位置信号的做法逐渐被应用,它是利用烟气入口温度和转子变形量的关系,根据烟气温度高低控制扇形板位置,从而替代其他测量转子位置的传感器,并且引入转子电流保护能大大提高设备可用率与安全性,并且方便运行与维护。

3.1 加入温度控制经验模式

3.1.1 入口烟温对跟踪距离的影响

预热器转子变形量的数学表达式为:

$$T_d = K(T_h - T_c)R^2 / (2H)$$

式中:K 为金属膨胀系数; T_h 为转子热端平均温度; T_c 为转子冷端平均温度;R 为转子半径;H 为转子内部传热元件总高。R、H 在预热器设计完毕后,为定值;K 随温度的变化幅度非常小,通常认为常数。这样,预热器转子的蘑菇型变形量仅为运行时转子上下金属温差的关系。转子上、下端金属温度一般为该端烟空气温度的平均值。烟空气出口温度和预热器进口烟空气温度间又通过热平衡存在一定关系,这样,转子变形量事实上简化为烟气进口和空气进口温度的函数。

3.1.2 跟踪距离的经验参数

以国华太电为例根据以往的跟踪数据系统可以通过两支装在预热器烟气进口的热电偶(一用一备)取得温度信号,并检测判断实时温度与系统在人机界面上设定显示的预热器烟气进口温度(T)和其对应的扇形板跟踪下降距离的关系,如下:

$T \geq 320^\circ\text{C}$, 扇形板向下跟踪 23 mm

$250^\circ\text{C} < T < 320^\circ\text{C}$, 扇形板向下跟踪 15mm

$T \leq 250^\circ\text{C}$ 扇形板向下跟踪 0mm, 停留在冷态时的零位(以上数据可以根据运行范围修改),此时撤出跟踪。

3.1.3 保留机械辅助控制

此外仍可以保留原产品的机械传感器触发控制模式作为辅助控制,当每侧两支温度传感器全失效时系统自动切换到该运行模式(当任一温度传感器恢复正常时系统即返回温控模式)。

3.2 加入空预器转子电流保护

600 MW 机组凝结水泵变频控制逻辑的优化

王兆暄, 井玉武

(国华太仓发电有限公司, 江苏太仓 215433)

摘 要:叙述了国华太仓发电有限公司凝结水泵变频改造的实施情况, 针对变频、工频切换及各种工况下可能遇到的问题, 结合单冲量和三冲量凝结水变频转速控制的分析, 对控制过程进行剖析并制定相应的控制策略, 以达到水位的精准控制和机组的安全经济运行。

关键词:切换; 变频; 函数关系; 自动调节

中图分类号: TK264.1+2

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)S2-0083-04

随着电力电子技术、计算机技术、自动控制技术的迅速发展, 电气传动技术面临着一场历史革命, 即交流调速取代直流调速和计算机数字控制技术取代模拟控制技术已成为发展趋势, 电机交流变频调速技术是当今节电、推动技术进步的一种主要手段。

高压交流变频调速技术是二十世纪 90 年代迅速发展起来的一种新型电力传动调速技术, 主要用于交流电动机的变频调速, 其技术和性能胜过其它任何一种调速方式(如: 降压调速、变极调速、滑差调速、内反馈串级调速和液力耦合调速)。变频调速以其显著的节能效益, 高精度的调速精度, 宽范围的调速范围, 完善的电力电子保护功能, 以及易于实现的自动通信功能, 得到了广大用户的认可和市场的确认, 在运行的安全可靠、安装使用、维修维护等方面, 也给使用者带来了极大的便利和快捷的服务, 使之成为国内外企业采用电机节能方式的首选。

凝结水泵作为汽轮机凝结水系统的重要设备, 担负着将汽轮机凝结水经回热系统加热并输送至除氧器的重要作用, 是电站中最重要的辅助设备之一, 对机组运行可靠性和运行经济性有很大的影响。所以应特别注意解决凝结水泵采用变频调速后引起的相关问题, 以保证机组安全稳定的运行。如何实现相关设备的自动调节和故障状态的连锁保护逻辑控制, 以及自动调节过程品质的优化, 这是变频器改造中对热控专业提出的新课题。

1 凝结水系统概述

国华太仓发电有限公司 2×600 MW 机组各装配两台上海凯士比泵有限公司生产的 NLT500-570×4S 型^[1]立式筒袋多级离心凝结水泵, 凝结水泵电机为上海凯士比泵有限公司配套生产的

YLKS630-4 型空-空冷却电机。为响应国家节能减排的号召, 我公司先后对两台机组进行凝结水泵变频器改造。

凝结水泵是把凝汽器中的凝结水经精处理装置, 轴封冷却器, 低压加热器输送至除氧器, 经除氧器除氧后为锅炉提供给水。除氧器正常水位的保持由补入凝汽器内的除盐水量多少来实现。此外, 凝结水还为给水泵提供机械密封冷却水, 并作为汽轮机低压轴封供汽减温水、低压旁路减温、低压缸喷水减温、发电机内冷水箱补水等辅助设备用水。

2 改造前后控制方式简介

太电现场凝结水泵电动机启动采用高压电动机直接启动方式, 由于工频运行的电动机转速不可调节, 通过调节凝泵出口母管调节阀的开度进行除氧器水位控制。

变频控制目标方案为: 7、8 号机组凝结水泵各配备一台变频器用于电动机的变频调速, 采用一拖二带旁路方式, 凝结水泵系统仍然采用一运一备的运行方式。改造后的方式, 当变频运行时凝泵出口母管调节阀处于全开位, 通过变频泵的转速调节来控制除氧器水位。

变频调速系统由变频控制系统(PLC 控制器)进行协调控制, 根据运行工况按设定程序, 实现对变频器驱动电动机的转速控制。通过接口信号与 DCS 连接, 实现集中控制。

3 改造方案及控制策略

3.1 凝结水泵系统改造方案

电气控制回路改造如图 1 所示, 基本原理: 此图是双路电源情况下, 一拖二带旁路的典型方案, 它是由四个高压隔离开关 QS1~QS4 和六个真空接触器组成。

如果 M1 工作在变频状态, M2 可以工作在工频

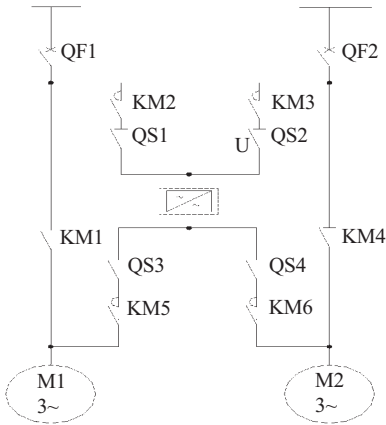


图 1 电气原理图

状态;相反如果 M2 工作在变频状态,则 M1 可以工作在工频状态;如果检修变频器,两台负载都可以工频运行。

高压开关 QF1、QF2,电机 M1、M2 为现场原有设备。

3.2 现场运行工艺流程

手动方式下变频控制与工频控制的切换操作流程如图 2 所示。

自动方式下变频控制与工频控制的切换操作流程如图 3 所示。

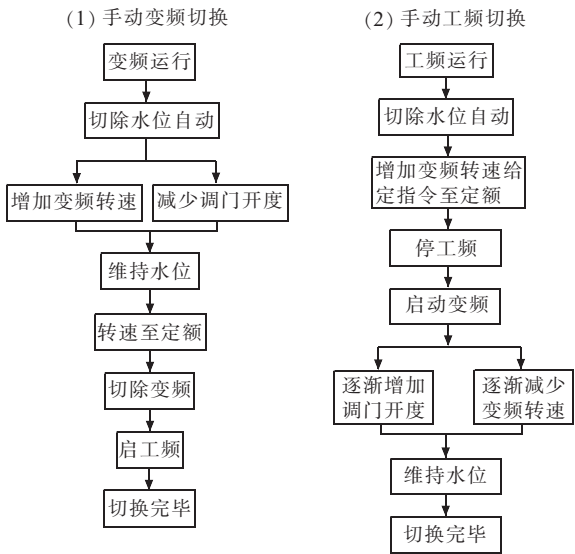


图 2 手动切换流程图

4 变频器与 DCS 控制接口

DCS 系统采用硬接线方式和变频器^[2]进行信号交流,变频器的一些开关量状态通过节点送给 DCS 系统,主要包括:报警及故障信息、变频器的状态信息等;DCS 系统对变频器的控制命令通过继电器送给变频器;一些模拟量如频率给定、电机电流等信息则采用 4~20 mA 电流源信号相互传送。

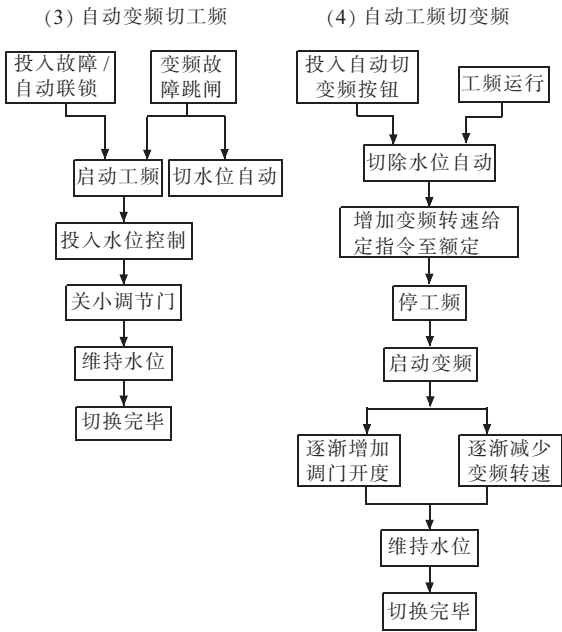


图 3 自动切换流程

变频器与 DCS 具体接口信号包括:

4.1 变频器开关量输出点

变频器待机状态指示:表示变频器已待命,具备启动条件。

变频器运行状态指示:表示变频器正在运行。

变频器控制状态指示:表示变频器在远程控制状态还是在本地控制状态。

变频器轻故障指示:表示变频器产生报警信号。

变频器重故障指示:表示变频器发生重故障跳闸。

电机在工频旁路:表示电动机处于工频旁路状态。

4.2 变频器开关量输入点

DCS 提供给变频器的开关量主要有以下 2 路:

启动指令,变频器开始运行。

停机指令,变频器正常停机。

4.3 变频器模拟量输入输出点

DCS 提供给变频器的模拟量信号是变频器转速给定值。

变频器模拟量输出两路 4~20 mA DC 信号,分别是变频器转速和电机电流信号。

5 热控逻辑完善措施的实施

5.1 凝结水泵变频改造中的重点与难点分析

变频调速凝结水泵运行时主调阀打开,利用改变凝结水泵的转速调节除氧器水位,这样会造成凝结水压力较低。运行中凝结水压力随负荷降低而下降,为了保证其它设备所需凝结水的压力,需设定变频调速系统的最低运行转速,并同时修改压力低保

护逻辑；我们采用转速闭锁方式保证低负荷工况下泵的出口压力，除氧器水位越限报警作为调速泵转速闭锁，以避免控制品质恶化时的除氧器水位波动过大,如图 4 所示。

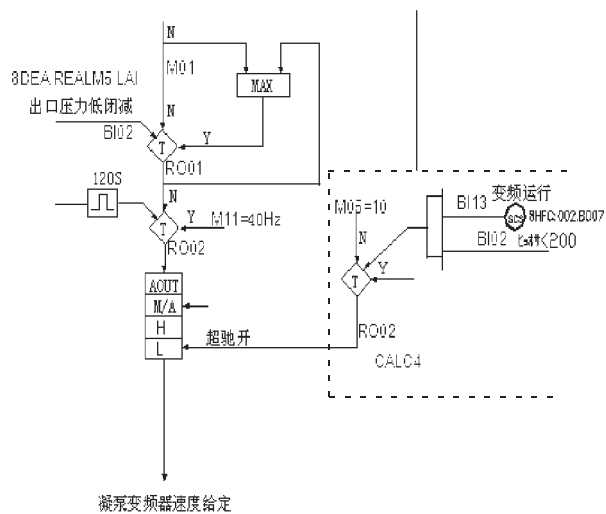


图 4 转速闭锁逻辑图

当运行的变频凝结水泵跳闸,备用定速凝结水泵联锁启动后凝结水压力会突然升高,此时对凝结水供其它辅助设备影响很大,特别是给水泵机械密封冷却水系统,由于给水泵机械密封冷却水差压一般维持在 0.1 MPa。针对此问题在给水泵机械密封冷却水阀门预置一个与汽轮机压力具有函数关系的指令,当备用工频凝结水泵联锁启动后将该指令输出至给水泵机械密封冷却水阀门,延时一段时间后系统切换至给水泵机械密封水差压自动回路。

由于定速凝结水泵用阀门调整、凝结水压力很高,而变频凝结水泵利用转速调节使得凝结水压力低,所以运行过程一旦发生变频凝结水泵跳闸备用定速凝结水泵启动后凝结水压力、流量会突然增大,这样对除氧器水位造成很大的影响。针对此问题将控制逻辑修改为当变频泵或者变频泵高压开关事故跳闸,且发出联启定速泵的指令时,程序发出一个与汽轮机功率具有函数关系的预置指令加到除氧器阀门,立即将阀门关至一定位置并且程序强制将阀门投入“自动”进行调节除氧器水位,如图 5 所示。

凝结水泵再循环阀门是为了保证凝结水系统在低流量时凝结水泵在安全工作区内运行的,该控制回路的被调量是凝结水泵出口母管压力,当凝结水泵采用变频调速系统后,转速越低,出口压力越低,为了保证凝结水泵的安全,防止泵体汽蚀,在再循环阀门的控制指令输出上叠加一个与除氧器水位调整门具有函数关系的指令,当在变频运行时,控制再循环阀门开度。

新增加的调速凝泵除氧器水位自动控制系统与

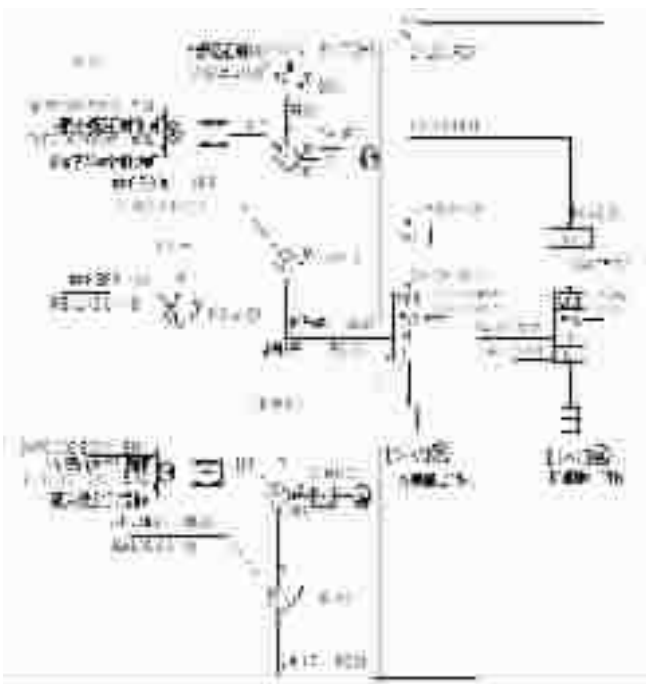


图 5 变频跳闸切换逻辑图

原调节阀控制方式一样采用单 / 三冲量调节,控制逻辑主要考虑故障切泵、联锁并泵、定期切泵等工作方式,配合除氧器水位调节阀自动 / 手动切换,配合调节阀开度和变频泵转速,能够保证调速泵和调节阀两种水位控制平稳切换,水位控制偏差在允许范围内,如图 6 所示。

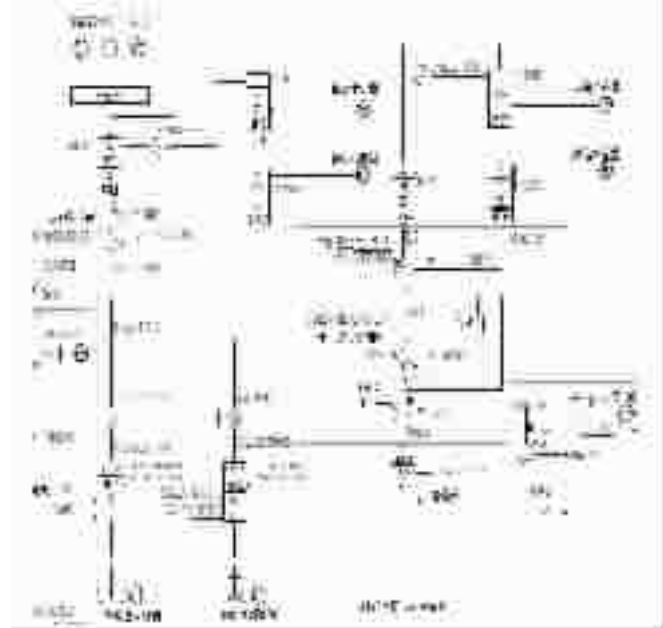


图 6 水位控制逻辑图

5.2 改造后的运行措施

改造后变频凝结水泵长期运行,定速凝结水泵只作备用。为了保证变频凝结水泵安全的运行,定速凝结水泵处于良好的备用,以及凝结水供给其它辅助设备的安全运行,制定以下运行措施。

正常运行时变频凝结水泵运行、定速凝结水泵

投入备用,阀门开度控制在 90%—97%,利用变频凝结水泵的变频器对除氧器水位进行自动调节。低负荷时可以关小阀门维持凝结水压力和凝结水泵转速不低某一值,确保变频凝结水泵和凝结水供给其它辅助设备的安全运行。

每月定期对凝结水泵进行切换运行,以保证备用凝结水泵处于良好状态。

机组启动、停止过程中可以将变频凝结水泵转速控制在某一值,采用除氧器水位阀门调节,不但使除氧器水位稳定而且可以保证其他辅助设备有足够压力的冷却水,如低压旁路减温水、疏水扩容器减温喷水、低压缸减温喷水等。

6 结束语

凝结水泵加装了变频装置,将原来的定速运行改为变频调节运行,减少了运行中的节流损失,凝泵耗电量得以降低,起到了节能的作用,同时使调节品质得到提高,保证了机组安全、经济运行。

参考文献:

- [1] 黄 巍.华能上安电厂凝泵变频控制方案研讨[J].科技信息, 2012(18).
- [2] 刘 玲.汽包锅炉给水调节系统中单 / 三冲量切换方案[J].煤炭技术,2003,22(12).

作者简介:

王兆暄(1982),男,河南南阳人,工程师,主要从事发电厂自动控制技术工作;
井玉武(1972),男,辽宁铁岭人,工程师,主要从事发电厂自动控制技术工作。

Optimization of Frequency Conversion Control of Condensate Pumps in 600 MW Power Plants

WANG Zhao-xuan, JING Yu-wu

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: The implementation of the condensate pump retrofit project in Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd. is introduced in this paper. Focusing on the issues that may be encountered under the condition of frequency conversion, frequency switching and so on, we have analyzed the whole control processes and figured out the corresponding control strategies so as to achieve the accurate control of the water level along with the safe and economical operation of the plant.

Key words: switching; frequency conversion; functional relationship; automatic control

(上接第 82 页)

同时系统引入转子电流作为备用的安全保护。在扇形板下降的过程中实时监控转子电流的反馈值,当电流变化量超出常态一定比例(如 20%,可随机设定)时即向上提升扇形板一定距离(如 3 mm,可随机设定,下同)提升到位后监测转子电流变化情况,如趋于稳定则扇形板停止于此,待温度变化后再次提升或下降。如转子电流继续变大或没有趋于常态,继续上提,直至达到完全回复。

4 结束语

通过对空预器漏风原因的分析,采用漏风控制

系统的能有效地降低漏风率,可以节约能源,提高机组的经济性;并且漏风控制系统采用温控方式与电流保护后,更能增加系统运行的可靠性与安全性,是未来发展的必然趋势。

参考文献:

- [1] 华东六省一市电机工程(电力)学会.锅炉设备及其系统[R]. 2000.

作者简介:

王 英(1981),女,工程师,从事发电厂热控维护工作;
曹 鹏(1979),男,工程师,从事发电厂热控维护工作。

Improvement of Air Leakage Control Equipment of Regular Air Preheater

WANG Ying, CAO Peng

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: In this paper, the main reasons for the air leakage issues of the rotary air preheaters in power plants are briefly explored, and subsequently, the usual automatic control system for air leakage issues as well as its improvement strategy is introduced.

Key words: rotary air preheater; reasons for air leakage; optimization

超临界 630 MW 机组 AGC 系统优化研究

李 成,段助民
(国华太仓发电有限公司,江苏太仓 215433)

摘 要:文中着重分析了国产 630 MW 超临界机组的控制特点。发展超临界机组是提高我国能源利用率现实可行的选择,而超临界机组的运行稳定性和经济性强烈地依赖于高性能的控制系统。

关键词:超临界机组;AGC;煤水比

中图分类号: TK323

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)S2-0087-02

国家电力监管委员会华东监管局正式颁布了《华东区域发电厂并网运行管理实施细则(试行)》和《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则(试行)》两个管理办法,统一了对华东区域省级及以上电力调度和发电公司的规范,对发电公司的自动化控制系统提出了更高的要求。

国华太仓发电有限责任公司 2×630MW 机组超临界直流机组的 AGC 控制系统是按照设计煤种进行设计、调试。初期可以满足省调的 AGC 考核要求,但随着“两个细则”的推行,以及实际运行煤种与设计煤种的偏离,造成 AGC 指标经常受到省调的考核,为使机组有良好的静态和动态调节特性并能长期安全、稳定、经济运行,必须采用先进、合适的自动控制策略。

1 机组控制对象的特点

(1) 超临界直流锅炉,锅炉蓄热能力小。由于没有汽包,直流锅炉的蓄热能力相对较小。

(2) 进入直流方式后机组滑压运行。由于是滑压运行,机组升负荷时储存蓄热,降负荷时则释放蓄热。

(3) 锅炉采用直吹式制粉系统。锅炉侧的负荷响应能力与制粉系统的类型密切相关。制粉系统采用中速磨煤机直吹式制粉系统,每炉配 6 台磨煤机。磨煤机的控制采用热风调节磨煤机一次风量,冷风调节磨煤机进口温度,并兼顾出口温度在一定范围内,这种控制方式对减小磨煤机较大的热惯性有一定好处,如煤量增加,热一次风量会迅速增加,会加快煤粉转换为热能的过程^[1]。

(4) 锅炉给水、燃料的动态响应。保证燃料、给水的匹配(即保证煤水比)是直流锅炉的首要任务,但给水和煤量对负荷的动态响应时间相差较大。

2 机组 AGC 控制策略的改进

要从根本上解决上述问题,应将先进的控制技术应用到机组的优化控制中来。

2.1 AGC 优化控制系统的预测控制策略

2.1.1 主汽压力的预测控制策略

由超临界机组的动态特性试验可知,机组的主汽压力与给水流量、燃料量及汽机的调门开度有关。设给水流量对主汽压力的数学模型有如下 CARIMA 模型:

$$A_1(q^{-1})Pt(k)=B_1(q^{-1})Fw_d(k-1)+B_1(q^{-1})Fw_f(k-1)+B_2(q^{-1})Fu(k-1)+C_1(q^{-1})Tm(k-1)+\xi_1(k)/\Delta$$

式中: Pt 为主汽压力,MPa; Fw_d 为反馈给水量(GPC 输出),t/h; Fw_f 为给水量的前馈,t/h; Fu 为总给煤量,t/h; Tm 为汽机阀门开度,%。可得到如下控制策略:

$$\Delta Fw_d=[G_1^TG_1+\gamma_1I]^{-1}G_1^T(Ps-H_1)$$

2.1.2 分离器温度的预测控制策略

由超临界机组的动态特性试验可知,分离器出口温度与给水流量、燃料量及汽机的调门开度有关,在本项目中,用燃料量来调节分离器温度,由于燃料量取决于燃水比和给水流量 Fw ,而给水流量由上节预测控制获得。因此,实际上可用燃水比来调节分离器的温度,这里将推导燃水比 FWR 的广义预测控制。

根据实际情况,给煤量(或燃水比)对分离器温度的数学模型为如下 CARIMA 模型:

$$A_2(q^{-1})Tsp(k)=B_3(q^{-1})FWR(k-1)[Fw(k-1)f(x)_{fw}+Fu_f(k-1)]+B_4(q^{-1})Fw(k-1)+C_2(q^{-1})Fm(k-1)+\xi_2(k)/\Delta$$

根据上例则实际控制量向量为:

$$FWR=Q\Delta\tilde{U}+R=Q[G_4^TG_4+\gamma_2I]^{-1}G_4^T(Tsp_0-H_2)+R$$

2.2 基于大滞后对象的控制策略

2.2.1 自适应 Smith 特性补偿策略

由于被控对象具有大的惯性和滞后,合理的想法是用一个超前动态补偿网络,用它的超前性能来补偿被控对象的惯性和滞后,从而使补偿后的等效

对象具有滞后较小的特性。

相位补偿环节一般采用：

$$W(s)=\frac{a^2\tau^2s^2+2a\tau\xi s+1}{\tau^2s^2+2\tau\xi s+1}$$

参数选择原则为： $a=3\sim5$ ； $\xi=0.7\sim1$ ； $\tau=(0.3\sim0.5)T$ (假定被控对象是一个高阶的多容惯性环节， T 为惯性时间)。

2.3 基础级自动回路的改进和完善

2.3.1 风量、氧量控制回路

国华太电原系统的风量、氧量控制回路存在两大问题：

(1) 由于实际运行中煤种与原设计煤种存在偏差,造成煤量－风量,煤量－给水量 的 $F(X)$ 函数匹配不合适；

(2) 氧量修正作用过快过强,经常出现变负荷时和变负荷后,氧量回路大幅度修正二次风量,引起锅炉燃烧扰动,由于烟气量的扰动,又使过热蒸汽减温水量波动很大。

针对上述两点重新设置了煤量－风量,煤量－给水量 的对应函数关系。

2.3.2 一次风压控制回路

锅炉侧的负荷响应能力与制粉系统的类型密切相关,国华太电配 6 台中速碗型磨煤机,磨煤机的控制采用热风调节磨煤机一次风量,冷风调节磨煤机进口温度,并兼顾出口温度在一定范围内^[2]。这种控制方式对减小磨煤机较大的热惯性有一定好处,如煤量增加,热一次风量会迅速增加,会加快煤粉转换为热能的过程。重新对一次风压的控制参数进行了优化。

2.3.3 给水控制回路

对于直流炉,在变负荷初期,给水对负荷的响应远比燃料快,加快给水的响应 对减小直流炉的纯延时至至关重要。

加快锅炉指令至给水指令的前馈响应。通过减小锅炉主控指令至给水指令的滞后时间,加快给水指令前馈作用的响应。给水指令滞后煤量指令的本意是动态补偿煤、水对过热蒸汽温度的不同的动态特性,补偿燃料对热负荷的迟延,从而保证煤/水比,但滞后时间必须合适。

适量适时地加入给水超调。适量适时的含义是使过热蒸汽减温水量不出现反方向波动,使给水的超调能反映到蒸汽流量的变化上。

3 实时优化控制系统的实施方案

3.1 实时优化控制系统的软、硬件平台

实时优化控制系统选用 S7 系列 PLC,编程环

境中采用 SCL、STL 语言开发了所有的高级算法模块,之后可通过函数调用以类似 DCS 组态的方式完成具体机组 AGC 优化工程的建立。实时优化控制系统结构及与机组 DCS 系统间可通过 modbus 通信与 DCS 融为一体,取代原系统中的 AGC 控制功能,以提高控制品质。

3.2 相关的安全措施

(1) 实时优化控制系统系统以不断向 DCS 发送脉冲的方式来表征系统的运行状态,DCS 一旦检测到脉冲异常,立即切回原 AGC 控制系统；

(2) 实时优化控制系统不断检测由 DCS 侧获取的实时数据的正确性(包括上、下限,变化率等),一旦发现任一信号故障,立即将所有输出控制指令(燃料指令、给水指令、汽机调门指令等)保持,并立即切回原 AGC 控制系统；

(3) DCS 侧接受到实时优化控制系统系统的新的控制指令(燃料指令、给水指令、汽机调门指令等)后,根据当前负荷进行上、下限约束(比如燃料量最大在当前状态下波动 20 t/h),以保证实时优化控制系统的故障不会使控制指令大幅突变。

4 优化控制系统投用效果说明

4.1 实时优化控制系统投用效果

国华太仓 2×630 MW 超临界机组 AGC 控制优化系统初次投入后,经过一周的调试及各种工况的完善,使机组的 AGC、一次调频以及主、再热汽温控制稳态和动态性能均有了明显的提高。

4.2 实时优化控制系统正常 AGC 运行性能

国华太仓发电有限公司 2×630MW 机组投用实时优化控制系统后,效果较好。按照“两个细则”中的新规定,AGC 测试必须有升降过程。省调实际测试 AGC 的结果分别为：降负荷:AGC 实测速率 1.9% Pe/min,主汽压力最大偏离设定值 0.45 MPa,主汽温度最大偏离设定值 5℃；升负荷:AGC 实测速率 2.2% Pe/min,测过程中主汽压力最大偏离设定值 0.52 MPa,主汽温度最大偏离设定值 4℃(省调要求为平均速率为 1.5% Pe/min);AGC 精度一般控制在 0.4-0.5% 左右);一次调频测试平均调节量一般在 2.0-3.0% 之间,试验过程中机组主要被控参数(主汽压力,中间点温度,主、再热汽温等)同样与设定值偏差很小,性能指标符合国家相关标准,机组运行稳定。

5 结束语

超临界机组与相同容量的亚临界汽包炉相比,

FAU-800 型可见光火检现场应用与分析

李 锋

(国华太仓发电有限公司,江苏太仓 215433)

摘 要:文中对锅炉炉膛安全监控系统中 FAU-800 型火检原理及现场应用进行了分析,从中可以了解到火焰检测器对超临界 600 MW 机组稳定运行的重要性。

关键词:火焰检测器;现场应用分析

中图分类号:TK223.6[†]

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0089-04

在超临界直流炉的燃烧过程中,要判断锅炉炉膛的燃烧状况,实现燃烧的自动管理和控制,火焰检测装置是必不可少的,火焰检测装置在发电厂锅炉炉膛安全监控系统中起着极其重要的作用,全炉膛灭火及燃料丧失 2 个重要的跳闸信号 (MFT) 都是由火检装置检测及判断得出的。公司 2×600 MW 机组应用的是美国 ABB 公司 FAU-800 型火焰检测系统,本系统是采用先进的光纤传导技术设计制造的一种炉膛火焰检测装置。

1 火焰检测装置的组成及原理

1.1 火检装置组成

FAU-800 型火焰检测装置由可见光放大器、火检探头、火检电源及 FAU-800 模件机柜等组成,可实现对锅炉燃烧火焰的实时检测。

放大器响应由初始燃烧区火焰产生的可见光辐射转变成电信号,反映火焰的燃烧状况,信号处理器将探头传送的电信号分成“强度”、“频率”进行处理,判别火焰的“有”、“无”,如图 1 所示。

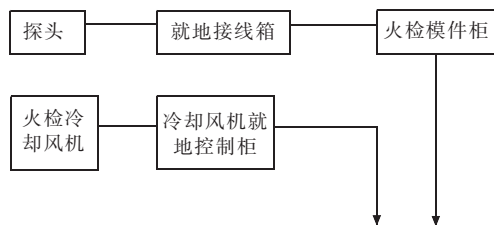


图 1 FAU-800 型火焰检测装置工作框图

火检探头由石英透镜、光导纤维、光电传感器、放大器、电压—电流转换器等构成,传感器及放大电路部分密封在探头内,传感器采用工作波长为 380~760 nm 的可见光传感器。对于燃煤火焰和燃油火焰的辐射,这种传感器能够更有效地响应其波动特性,并根据初始燃烧区的火焰亮度和闪动,可靠地判定火焰的真实存在。

1.2 火检装置工作原理

火焰检测装置是依据火焰信号的特性来检测火焰的。首先将火焰信号分成 2 路信号:强度信号和频率信号。强度信号代表火焰的亮度,频率信号代表火焰的闪动。对强度信号的处理比较简单,只需将实时火焰强度与强度阈值进行比较,当火焰强度高于强度阈值时,判定火焰强度条件成立。

光电二极管的频率响应特性如图 2 所示。

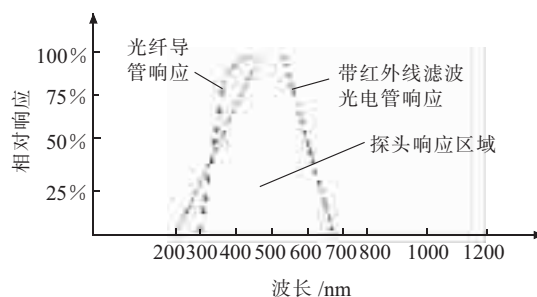


图 2 光电二极管的频率响应特性图

该特性决定了 FAU-800 型火焰检测器的工作特性。在光谱图中它只响应可见光,非可见光信号被光电管隔离,根本不能进入放大电路。光信号转变成电信号以后进入对数放大器,光强电流每变化一个数量级对数放大器输出变化一个单位即 $\log_{10}N=N$,即把大范围变化的光亮度转变为一个小区间变化的电量。在实际电路中,对数放大器输出端还接有一个发光二极管,光强愈低对数放大器输出电压愈高,发光二极管愈亮,此光线对准光电二极管,形成光反馈,在炉膛内黑暗无光时,光电二极管接受发光二极管的光线,使对数放大器输出稳定的一定数值,使之不会进入死区,它也使检修人员在停炉时在强度上读到一微弱读数以证明线路及元件完好,对数放大器输出送到电压/电流变送器,用四芯屏蔽电缆将电流信号送至 FAU-800 火检模件机柜。

频率的处理实际上是对火焰信号波动部分的处理。频率信号包含信号的频谱、带宽、峰—峰值等参数,要对这部分信号进行滤波、交换,从中提取火焰

的燃烧特征。由于火焰的频率信号大约为 1~200 Hz,而炉膛内炽热的焦渣及灰粉发光的频率不超过 2 Hz, 所以通过频率信号的频谱分析完全可以确定火焰的存在。对火焰频率信号不只是一要进行简单的分析,还要对火焰的波形进行数字滤波、傅立叶变换,提供火焰波形中最具火焰特征的信号。这些参数处理最终得到的综合标量仍称为频率,作为判定火焰“有”、“无”的依据。

对于来自不同燃烧器火焰的识别是火焰检测的难点。由于相邻燃烧器火焰的频率和主火焰有时非常接近,要对频率信号进行频谱分析,从而提高识别能力。火焰检测器除提供增益调整方式外,还具有频段选择功能。共有 8 个频段,可以选择不同频率以适应火焰识别的需要。频段选择与增益设定值配合,可获得最终的识别效果。频段选择还具有一个自动频段,由信号处理器根据频率信号的不同自动调整频段。

当频率和强度均高于设定的阈值时,判定为“有火”;反之,判定为“无火”。这在多数情况下是十分可靠的。但也有时由于火焰燃烧过程中偶尔出现扰动或“黑龙”的影响,火焰的强度或频率会短时间低于阈值,这时如果发出“无火”信号,就将增加灭火保护系统误动的可能性。为了避免误发灭火信号,提高火焰检测器的可靠性,一般的火焰检测器都增加 1~5 s 的延时。

2 对 FAU-800 型可见光型火检现场应用的分析

2.1 燃烧状况分析

在有些火检应用中,由于灵敏度的设置不同而引起的频率变化,可以区分背景火焰和实际燃烧火焰。频率灵敏度可以扩大有火状态与无火状态之间的差距,从而更准确、更可靠地检测锅炉燃烧状况。

油燃烧器的火焰、煤粉燃烧器的火焰和具有较强发光率的火焰,一般都能发射出几乎连续的发光光谱,其放射源多为燃烧过程中产生的高温碳微粒子群(碳墨)及粉煤粒子群(烧成碳)等,其光谱主要分布于可见光和红外区。燃料在炉膛内燃烧产生的火焰,以各种形式向四周辐射,而最便于检测的是火焰的光辐射(包括紫外、红外),因此利用光学原理检测火焰是如今大部分火焰检测器所采用的方法。煤粉火焰的燃烧信号是一种不规则的脉动信号,是由火焰在燃烧过程中,微粒的集结、运动、发光、燃尽的结果所致。煤粉的燃烧可分为如下 4 个区段。

(1) 预热区风粉混合物在逐步加热的过程中与燃烧中的明火开始接触,逐渐加热至燃烧点。

(2) 初始燃烧区风粉混合物开始燃烧,大量地辐射光和热,形成闪烁,这时火焰的亮度不是最大,但闪烁的频率达最大。

(3) 完全燃烧区这时火焰释放的光和热达到最高。

(4) 燃尽区燃料燃烧完毕,形成灰粉,炽热的灰粉仍能发光,但其亮度和闪烁频率都很低。

FAU-800 型火检能分辨出煤和油燃烧的火焰,具有监视每一个煤火焰和油火焰的识别能力,能正确监视各种火焰状态,不发出错误信息。燃烧器火焰检测回路的灵敏度对低光度有足够的响应,检测器所安装的位置应能使其相邻的、对角的、炉膛反射的、或相邻主火焰的背景干扰处于最小。

FAU-800 型火检是对炉膛的“火球”进行检测。整个火球被分成假想的四层,就地安装方式是将每层的火焰检测器和燃烧器平行布置。每层的四个角中两个角有火焰时,判断为该层有火焰;少于两个角有火焰时,则认为该层无火;所有层火焰检测器都无火时,则断定为炉膛熄火,进行 MFT^[1]。

煤种的变化对 FAU-800 型火检有一定影响,当煤种发生变化时,“着火点”就会发生变化,相应配风等都会发生变化,理论上火焰检测器易发生误动作。FAU-800 型火检探头采用四角与燃烧器平行布置且向燃烧器倾斜 30° 的方式,是美国 ABB 公司的专利,其对“火球”的检测受煤种变化的影响小一些。

2.2 特性分析

(1) 它是双信号型,即对表征火焰特性的强度和脉动频率分别处理,而且二者都是单独可调的,可以采用多 CPU 结构,对重要信号进行冗余处理,对频率信号进行数字滤波、付氏变换,还可以采用接力运算和数字分析的方法,实现对火焰波形的识别和波动特性的统计,能够实时地检测火焰的功率密度谱,识别不同燃烧器的火焰包络特性。对于火焰强度来说,它设置了分开的高限值和低限值,即只有当火焰强度超过高限值时才被授予以承认。这样单独设置的高低限限值就避免了由于火焰强度大幅度变化而导致的定值困难问题。特别是对于一些燃烧条件不好,燃烧火焰不够稳定的锅炉就更显示了优越性。火焰的脉动性,往往比火焰强度更能表征燃烧特性,特别是在燃用不同种类的燃料时火焰的脉动特性更为明显。通常的规律是瓦斯燃烧的火焰信号频率最高,油其次,煤最低。而且它们之间的差别很明显,这样就能利用此特性方便地鉴别单个燃烧器的火焰。

(2) FAU-800 型火检探头置于二次风口内,平行于二次风管,对准喷嘴火焰根部,避开火焰根部黑

龙,对双信号火检应对准喷嘴喷出的燃料颗粒初始燃烧区域,才能准确测出火焰的温度和频率。置于二次风口之中的探头对于降温、清洁及防止结焦均有好处,同时接受炉膛火焰辐射温度低。据发电厂使用经验从未发现探头超温损坏或结焦。若探头置于侧墙看火孔或从侧墙开孔插入,对准火焰靠近根部的光亮区域,使探头与被监视火焰成一定角度,而不是指向炉膛中心,使其受到其它火嘴的火焰影响小,以利于提高探头的鉴别能力。这种安装方式由于探头不在二次风管中,炉膛辐射温度很高,要求探头冷却风可靠,为了降低探头温度应把探头退至炉墙外并前端加装导光管。

(3) FAU-800 型火检采用可见光原理。它反应的可见光频段与人眼所观察的火焰很接近,用可见光可以比较容易地区别开炉内背景辐射(这些辐射含有极丰富的红外线)。

(4) FAU-800 型火检在探头接收光线的部分有很好的信号预处理,对光电二极管的微弱信号先进行对数放大,然后进行电压/电流变换,再将表征火焰特性的电流信号传送到电子间的模件中。采用集成电路对数放大器,可以极大地扩展对火焰强度的覆盖范围。从微弱的火柴光到高负荷下极强的炉内光都可以进行处理,既不会引起信号饱和,又不会失掉信号中的较小的脉动频率分量。另外,采用电流传输具有很强的抗干扰能力,信号衰弱又很小。可以传送很远的距离,探头和机箱的最远距离可达 1500 米。

(5) FAU-800 型火检具有自检电路。它对探头、电缆以及电源等都能进行自检,而且这种自检是包括在信号处理内部的,在整个运行期间自检功能均能发挥作用。

(6) FAU-800 型火检优异的综合性能使其对燃煤、燃油等各种燃料都能通用,既可用于对切线燃烧式的火球监视,又可用于对单根燃烧器的鉴别。硬件只需调整不同的限值就可满足各种不同的运行要求。对现场维护、调整等都带来很大的方便。实践证明,FAU-800 型火检在燃煤低负荷情况下具有很好的检测能力,这是传统的紫外型火焰检测器所无法比拟的。

2.3 对火焰的品质进行分析

火焰品质是一个计算参数,不影响火焰检测。对于只需要“有火/无火”信号时,品质标准化值并不要求进行调试。

设置标准化参数值,可以增加或减小品质计算的灵敏度。

(1) 标准化参数值越小灵敏度越低,数值变化

越快(0%~100%),火焰变化预报时间变短。

(2) 标准化参数值越大灵敏度越高,参数变化越慢,(0%~100%),火焰变化预报时间变长,则操作人员可观测到火焰品质微小变化,从而更有可能检测到燃烧问题。

火焰品质是对火焰检测效果的综合反映,是通过当前的频率、强度和最低频率、强度值,用以下公式算出来的:

$$\text{品质(Quality)} = (I - I_s) \times (F - F_s) \times 100 / (I_n \times F_n) \%$$

式中:I 为当前强度值;I_s 为最低强度跳闸值;F 为当前频率值;F_s 为火焰频率跳闸值;I_n 为强度正常值;F_n 为频率正常值。

通过对火焰检测计算出火焰频率、火焰强度及火焰品质,可以极方便地对火焰检测设备进行调整设定及维护。

3 建议

FAU-800 型火焰检测器作为锅炉安全监测和保护系统中的重要组成部分,在机组投入生产运行中,一定要做到安全、准确、可靠。FAU-800 型火焰检测器在制造工艺和电子元器件的稳定性上还需不断改进和完善,来确保机组的安全经济运行。目前 FAU-800 型火焰检测器在我公司 2×600 MW 机组上应用中比较稳定,但还存在一些问题,特提出如下建议。

(1) 请 ABB 厂家技术人员研究能否对火检探头线路板进行检查并进行改造,将放大器放大倍数提高,使火检灵敏度提高;

(2) 对煤火焰宁可“偷看”也不允许“漏看”,即适当提高煤火焰检测器的灵敏度,因为投粉时炉温一般已经较高,煤粉几乎都能燃着。另外,煤火焰检测器的“偷看”显示逻辑可以稍做修改:对应给煤机运行信号和煤火焰检测器探头检测到有火信号“与”后,才在 CRT 上显示该煤火焰检测器检测有火,否则显示无火;

(3) 对于所有火检强度、品质、频率的设定要在严格执行设计说明书的基础上,与实际做好联合调整,并征求 ABB 火检厂家的意见,确保火检信号不发生偷看、漏看;

(4) 在 7 号和 8 号机组小修期间完成了对 36 个火检回路及 FAU800 火检模块检查、通道测试、电缆绝缘检查;36 个火检探头镜片擦拭;火检监测控制柜 2 路 220 V AC 电源切换试验;加装了 24 V 电源变压器故障判断继电器并发故障报警信号至 DCS;今后要坚持定期进行火检系统的维护和试验;

(5) 火检冷却风的风险预控,要进行两台火检

冷却风机跳闸延时 10 分钟发 MFT 的风险分析,探头损坏大多原因是火检冷却风消失或火检冷却风量小造成,因此每天要对火检冷却风压力做好检查,发现风量不合格及时进行处理,建议监视冷却风压测点由开关量改为模拟量^[2];

(6) 火检接线箱由于布置在就地,做好防止进水、防止接线松动,每天对火检电源系统做好检查记录;每天检查控制柜内火检放大器模件运行情况,核实对应 DCS 画面的火检模拟量信号、开关量信号,不得随意修改放大器模件内各参数的设置值(通道、门槛值、品质值、灵敏度、平滑度、延迟时间等参数);

(7) 在火检模件柜附近工作时必须关闭手机、对讲机等无线通讯设备,经常检查火检模件柜的运

行情况,确保 220 V AC 电源、24 V DC 电源、火检放大器模件、机柜风扇运行正常;

(8) 因火检信号是弱电信号,容易受到外界干扰信号影响,必须经常检查火检系统接地情况是否良好,系统周围是否有较强的干扰源。

参考文献:

- [1] 汪祖鑫.超临界压力 600 MW 机组的启动和运行[M].北京:中国电力出版社,1996.
- [2] 杨义波.热力发电厂[M].北京:中国电力出版社,2005.

作者简介:

李 锋(1976),男,内蒙古赤峰人,工程师,从事发电企业管理工作。

Field Application and Analysis of FAU-800 Visible Light Flame Inspection System

LI Feng

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: In this paper, the field application conditions as well as the operating principle of the FAU-800 flame inspection system which serves as one important component of the furnace safety monitoring system are introduced and analyzed. It is identified that the flame detector plays a critical role in the reliable operation of the 600MW supercritical power plants.

Key words: flame detector; field application and analysis

(上接第 88 页)

自动化系统的规模,即所需的自动控制和仪表装置大致相同,但超临界锅炉更难于控制,情况更复杂了一些。国华太仓发电有限公司 2×630 MW 机组投用 AGC 优化控制系统后,调度侧的 AGC 测试平均速率>2.0%Pe/min,精度<5%,居于省内领先水平,说明优化系统在保证机组运行平稳的条件下,同样具有良好的负荷跟随性能。有效的避免了机组在快速升降负荷时,主重要运行参数发生大幅度波动,减少

了由于异常工况扰动造成事故的几率,同样减少了由于人为控制而存在的隐患,为机组经济、稳定运行奠定了良好的基础。

参考文献:

- [1] 吕剑虹,陈雨亭. INFIT 控制理论[R].东南大学学报,2010.

作者简介:

李 成(1977),男,江苏连云港人,工程师,热控专业技术人员;段助民(1969),男,湖南隆回人,工程师,设备部热控专业专工。

Research on Optimal Design of AGC System in 630MW Supercritical Power Plant

LI Cheng, DUAN Zhu-min

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: This work mainly focuses on the control characteristics of domestic 630 MW supercritical power plants. It is known that employing supercritical power plant is one of the feasible measures to improve the energy utilization efficiency of China, whereas, the operational reliability as well as the economy of the supercritical power plants is strongly dependent on the high performance control system.

Key words: supercritical power plant; AGC; coal-water ratio

太电公司跑赢环保路

太电公司在确保机组安全稳定运行的同时,始终努力践行国华电力公司“四不一再”保理念,每年定期对 2 台锅炉的烟气二氧化硫排放浓度进行校验测试,并制定多项技术措施合理控制脱硫塔浆液 PH 值,确保脱硫效率达标和减少脱硫废水。2012 年上半年,太电公司两台机组脱硫设施运行综合性指标在全省 122 台机组中分列第三和第九,SO₂ 单位排放量均排名首位。脱硝系统在 SCR 催化剂更换项目实施后,获得省环保厅脱硝电价补偿,为公司赢得了荣誉。

超临界直流锅炉吹灰程控系统典型故障与优化改进

曹 鹏, 李 成

(国华太仓发电有限公司, 江苏太仓 215433)

摘 要:文中简要介绍了某 600 MW 超临界直流锅炉吹灰程控系统的常规设计与设备选型,并针对暴露出的典型故障及隐患,探讨了系统优化改进方案。

关键词:600 MW;超临界锅炉;吹灰程控系统;故障;改进

中图分类号:TK223.27

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0093-03

随着电力工业的发展,锅炉容量的增大,劣质煤的利用,导致锅炉受热面严重积灰,直接影响了锅炉的经济运行及安全运行,导致各燃煤机组的锅炉受热面都有不同程度的积灰和结焦情况,热阻增大,降低了锅炉的热效率,直接影响了锅炉的出力。有时由于锅炉受热面积灰不均匀,引起局部过热,造成锅炉爆管事故。部分燃煤机组由于锅炉受热面积灰严重,必须非计划地停炉清灰,降低了发电机组的可用系数。

锅炉吹灰程控系统是目前国内外大容量燃煤工业锅炉及发电厂锅炉积灰进行吹扫的主导产品,实现对锅炉水冷壁、大屏、烟道竖井的积灰进行吹扫,防止锅炉加热管道爆管,提高锅炉热效益的控制装置。锅炉吹灰程控系统已经成为保证锅炉经济运行及安全运行不可缺少的重要辅助设备。

1 常规设计介绍

国华太仓电厂 2×600 MW 机组锅炉吹灰程控装置由湖北戴蒙德公司配套提供,PLC 硬件为施耐德公司所生产的 Quantum 系列,在系统设计上采用单 CPU 结构,CPU 型号为 140CPU53414A,电源模块型号为 140CPS11420,通过输入输出模块与现场设备进行通讯与控制。CPU 模块作为整个系统的控制核心,保存指令与程序,实现诸如逻辑、过程顺序控制、时序、偶合、算术运算等功能,按设定程序对吹灰过程进行控制。CPU 还作为通讯总线的控制器通过 Modbus 数据线与 DCS 系统进行通讯。

其吹灰控制系统由一台控制柜和七台动力柜组成,并且增加了一台上位机。控制柜通过 MODBUS 协议与 DCS 通讯,实现了既可以在 DCS 吹灰总貌上操作,又可以在上位机总操作台上操作的双人机界面。

吹灰控制系统的优先权在上位机总操作台上,只有在上位机总操作台控制面板上将控制权限由

计算机切换到 DCS,DCS 吹灰总貌的操作才有效。

控制方式分为“模拟,自动,远控,现场”四种控制方式。

功能设置有本体吹灰器跳步、吹灰器紧急后退、报警消除、流量保护、压力保护、过载保护、锅炉负荷保护等功能。

2 典型故障隐患

2.1 吹灰器设计方面原因

2.1.1 吹灰器传动机械设计不当

传动机械是保障吹灰枪管顺利进出炉膛或烟道的重要机件。目前锅炉吹灰器大都采用电动的蜗轮、蜗杆、齿轮、齿条或链轮、链条传动方式,采取何种传动方式主要根据机组的运行要求来决定。如果设计不当,则易发生传动机械故障,造成吹灰器损坏。

2.1.2 吹灰枪管材料选择不当

吹灰枪管是直接和高温烟气或火焰相接触的,若材料的耐热性差,则易发生变形、弯曲甚至烧断,若枪管的壁厚选择不当,则易造成枪管的刚度、强度不足,在运行中也会发生变形、弯曲或断裂。

2.1.3 电气控制系统设计不当

目前大型锅炉吹灰器大都采用自动或半自动控制系统进行操作,如果控制系统的设计不适合、不配套,则易造成吹灰程序混乱、控制系统失灵、电气元件烧毁等故障。

2.1.4 设备制造质量问题

吹灰枪管焊口的焊接及热处理不当是造成吹灰器事故的重要原因之一^[1]。大型锅炉伸缩式吹灰器的吹灰枪管一般都较长,从几米到十几米不等,而吹灰枪管大部分都是由不锈钢、耐热合金钢和碳钢等几种不同材料、不同壁厚的异种钢管焊接而成的,焊口的焊接和热处理质量及焊后枪管的平直度、同心度等都直接影响吹灰器的运行状态及使用寿命。如果存在这方面的质量问题,则易造成运行中吹灰枪管焊口断裂、吹灰枪管卡涩并最终烧毁。

2.2 设备安装问题

(1) 吹灰器安装过程中, 未严格按设计要求安装, 如未考虑炉膛和其它受热面的膨胀量或考虑不足, 使吹灰管与受热面发生碰撞、磨擦或与受热面的安全距离不足; 吹灰器后部未考虑预翘, 不能保证热态时吹灰管前端向下倾斜, 排除管内冷凝水, 使吹灰管长期受腐蚀而损坏。

(2) 吹灰蒸汽管道安装时, 未留出倾斜坡度或坡度不足, 使蒸汽管道内存有大量冷凝水, 造成吹灰时雾化的水滴冲蚀受热面或引起受热面热应力变化而缩短使用寿命。

(3) 对微正压、正压或脉动正压燃烧的锅炉, 吹灰器的炉墙接口箱均设计有密封风口, 如果安装时不加装密封风口, 则会使含飞灰的烟气从吹灰枪管喷嘴倒入吹灰枪管内, 造成吹灰枪管喷嘴堵塞, 致使在吹灰过程中, 枪管内蒸汽不流动或流量不足, 吹灰枪管得不到有效冷却而被烧毁。

2.3 机械故障

2.3.1 吹灰器进汽阀故障

进汽阀密封面不严, 造成内漏, 在该吹灰器停止正常吹灰后, 仍向炉内喷射蒸汽, 使受热面某一部位长期受冲刷减薄而爆破。而密封面不严有 3 种原因: 一是密封面制造质量不良, 出现裂纹或损伤; 二是密封面检修质量不良, 研磨的粗糙度未达到要求或密封面研磨偏斜, 造成内漏; 三是蒸汽管道内有杂物残留, 如焊药、焊珠及锈皮等, 在吹灰时, 杂物冲入汽阀时, 被卡在结合面处。

进汽阀弹簧断裂或失效, 使吹灰器退出运行后, 阀芯不能返回密封状态, 造成进汽阀内漏。

进汽阀开关机械卡涩, 不能有效关闭进汽阀。

2.3.2 吹灰器变速传动机械故障

传动机械故障主要原因是润滑不良, 机构缺油; 机件强度不足, 产生变形或损坏。

2.3.3 吹灰枪故障

吹灰枪弯曲、变形。主要原因是吹灰管长期过热、过烧产生塑性变形; 蒸汽长期冲刷使其管壁减薄, 强度减小发生弯曲变形。

吹灰枪断裂。主要原因是吹灰管接头焊口焊接质量不良, 或热处理不当造成焊口断裂; 吹灰枪长时间不能退出炉膛被高温烧毁发生断裂。

吹灰枪进退卡涩。主要原因是吹灰枪密封格兰填料过紧, 或吹灰枪弯曲变形。

2.4 电气部分故障

(1) 行程开关失灵。主要原因是行程开关因密封不良进汽、进水、进灰使触点接触不良, 造成吹灰器进到位后不能及时返回, 吹灰枪被烧坏。

(2) 电动机故障。主要是电机绝缘不良, 电机轴承损坏等原因造成吹灰枪不能及时退出炉膛。

(3) 控制回路故障。主要包括控制线路断路、短路, 接线端子脱落、松动, 继电器烧毁, 压力信号开关失灵等故障, 造成吹灰器不能正常退出而烧坏。

3 系统优化改进

3.1 单 CPU 系统改进为冗余热备系统

3.1.1 存在不足及隐患

常规设计中, 吹灰程控系统由于只有单独一个 CPU, 系统的安全性大幅下降, 假如 CPU 故障或系统工作电源失去 (CPU 电池同时失电), 将导致吹灰系统保护失效, 锅炉无法吹灰, 直接威胁机组安全运行。

3.1.2 优化改进方向

双 CPU 冗余技术成熟可靠, 广泛应用于工业生产的各个领域, 在发电厂已经广泛应用的化学精处理、主机 ETS 系统、输煤系统、除灰渣系统等重要的控制系统中, 采用的都是双 CPU 冗余的 PLC 控制系统。双 CPU 冗余的 PLC 控制系统使用情况良好, 有效避免的单一控制网络的故障。系统改造结构如图 1 所示。

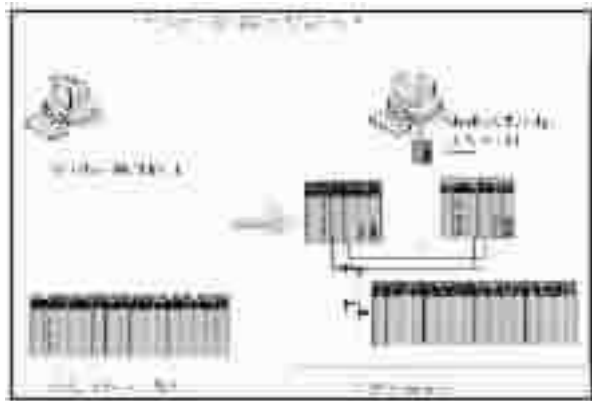


图 1 系统改造结构图

3.2 增加 DO 卡件隔离继电器柜

3.2.1 存在不足及隐患

常规设计中, 吹灰程控系统只设计现场输入信号至 PLC 系统 DI 卡件的隔离继电器, 未设计 PLC 系统 DO 卡件至现场设备的隔离保护。在运行过程中多次因为现场环境恶劣, 负载功率偏大, 造成多块 DO 卡件输出回路贴片电容击穿, 误发输出信号, 导致吹灰器非正常投入, 干烧损坏。

3.2.2 优化改进方向

吹灰程控系统增加 DO 卡件隔离继电器柜, 对硬件回路进行改动, 每只吹灰器对应一相对应的独立硬回路。

3.2.3 工程规模和主要内容

吹灰程控输出卡件继电器隔离控制柜工作的内容主要包括安装继电器隔离控制柜,敷设相关电源电缆和控制电缆,以及相关接线和调试。隔离继电器柜结构如图 2 所示。

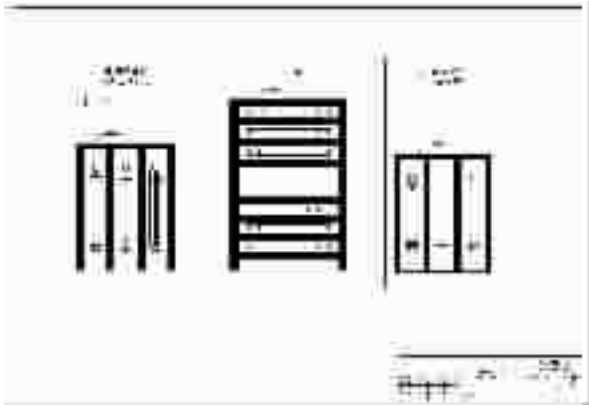


图 2 隔离继电器柜接线图

3.3 PLC 编程设计优化

3.3.1 设计内容

PLC 编程软件采用 MODICON 的 CONCEPT 编程软件。使用面向对象编程,模块化、人性化设计,把整个程序分为三块:

公用部分(包括程序的系统初始化、启动、中断、复归、结束、故障报警等控制逻辑);

阀门控制逻辑部分;

吹灰器控制逻辑部分。

3.3.2 优化改进方向

把系统分为冷态和热态两种状态,即无吹扫介质和有吹扫介质。

手动/自动任意切换不影响吹灰器和阀门的正常动作。当程序未自动启动时:手动切换到自动,程序处于待自动启动状态;自动切换到手动,程序处于待手操状态。当程序自动启动以后:自动切换到手动,程序中断并做中断处理,程序处于中断状态下的待手操状态,这时若手动再切换回自动,需消除中断

信号即复归后程序在中断位置继续前进;

程序短小精干、层次分明、内容简洁、客观实用。

3.4 工控机组态设计优化

3.4.1 设计内容

以操作监视方便的原则,将系统工艺流程图作为监视控制画面;

以电厂主控系统 DCS 监控画面作参考导向,减少不必要的操作按钮和指示灯,提高信号报警显示的动感,使操作监视人员操作简单,监视方便形象;

画面的字体颜色分类使用;

吹灰器屏蔽信号在操作监视画面中得以显示;

吹灰器、阀门的动作可作到动态闪烁显示;

程序中断时(如 RB 动作、低负荷、流量异常、压力异常等)弹出首出原因及光字报警。

4 结束语

综上所述,因吹灰器造成锅炉设备事故的原因是多方面的,应针对各方面的原因分别制订相应的对策,逐步加以解决,避免因此所造成的各类事故和不安全现象。特别是针对电厂内普遍使用中的吹灰器,应加强设备运行、维护管理,保证吹灰器的正常投入,提高吹灰器投入率,确保锅炉设备的安全经济运行。

以上的系统优化改进方案在各发电厂应用非常方便,大大提高了发电企业运行操作人员、维护检修人员的工作效率,减少了工作量。当然,设计人员还可根据现场的不同工况、不同要求、工作人员的不同素质,进行因地制宜的编程和组态。

参考文献:

[1] 傅 峰. 吹灰器造成锅炉设备事故的原因[J]. 电力安全技术,2000.

作者简介:

曹 鹏(1979),男,江苏姜堰人,工程师,主要从事电厂热控工作;

李 成(1977),男,江苏连云港人,工程师,主要从事电厂热控工作。

Typical Faults and Improvement of Programmable Control System for Boiler Soot Blowing

CAO Peng, LI Cheng

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: The regular design as well as the equipment selection of the programmable control system for soot blowing in one 600 MW supercritical once-through boiler is briefly introduced in this paper. Focusing on the typical faults along with the potential issues, the improvement strategy aiming to optimize this system is also explored.

Key words: 600MW; supercritical boiler; programmable control system for soot blowing; fault; improvement

凝结水泵变频在超临界 630 MW 机组的应用

何干祥, 张 俊

(国华太仓发电有限公司, 江苏 太仓 215433)

摘 要:重点介绍了国华太仓 2×630MW 超临界直流机组凝结水泵电机变频改造方案与特点、控制策略、控制方法以及改造后安全、经济效果情况。为电力企业凝结水泵改造、控制安全和应用提供了借鉴作用。

关键词:凝结水泵电机变频改造方案;控制策略;控制方法;应用情况

中图分类号:TK264.1+2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0096-03

国华太仓发电有限公司 2×630 MW 超临界机组每台机组配置 2 台凝结水泵(上海凯士比有限公司筒袋型立式多级离心泵), 凝结水泵设计流量 1617 m³/h, 转速 1480 rpm, 配套电动机额定电压 6 kV, 额定功率为 2000 kW, 扬程 330 m^[1]。正常运行时一台工作一台备用, 通过调节除氧器上水位调节阀的开度来控制除氧器液位, 以适应机组运行要求。在此运行方式下, 除氧器上水调节阀长期处于节流状态下工作, 调节阀受水流冲蚀, 引起凝结水管道振动和节流噪音很大, 影响了系统运行安全。

1 凝泵电机变频改造情况

针对上述问题, 从节能降耗和安全运行的角度出发, 公司组织对凝泵进行了技术改造, 即对凝泵电机加装高压变频调速装置。

凝泵变频采用 HIVER- Y06/320 型成套设备, 该变频装置可靠性高、性能优越、操作简便。投入后运行稳定。改造方案及运行控制情况如下。

1.1 凝泵变频方案

1.1.1 凝泵变频改造电气一次接线情况

如图 1 凝泵变频改造电气一次系统示意图。

1.1.2 系统特点

系统采用“一拖二”的主结构形式。A、B 凝结水泵均可变频运行, 通过手动切换刀闸来实现。系统接线简单可靠, DCS 逻辑比较简单。

(1) 正常运行时, 1 台变频控制, 另 1 台工频备用。

(2) 当变频控制的工作泵发生故障跳闸, 或出力不足等故障时, 或变频器运行电机失电时, 通过 DCS 启动工频备用泵。

(3) 当变频器故障, 短期不能恢复运行时, 可以方便的将“QS3”、“QS6”闭合, 两路均可进行工频工作(断开 QS1、QS2、QS4、QS5), 变频器可以退出进行维修。

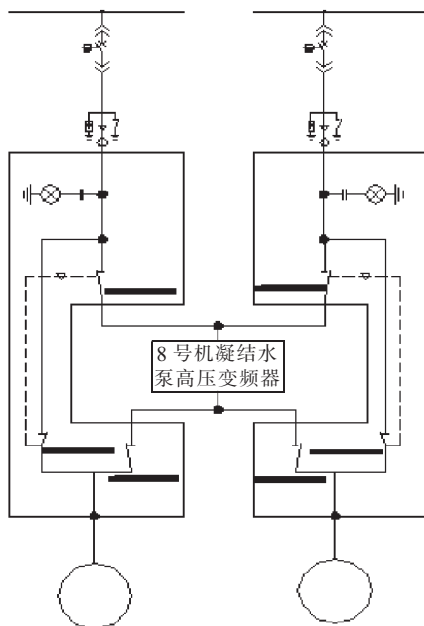


图 1 凝泵变频电气一次系统示意图

1.1.3 Hicon 变频器特点

凝泵变频器系统由 HARSVERT-A 系列高压变频调速系统的移相变压器柜、功率单元柜、功率控制柜和工频变频切换旁路柜、强制式密闭冷却装置控制柜、制冷压缩机柜组成。主要特点如下。

(1) HIVER- Y06/320 系列高压变频器采用交-直-交直接高压(高-高)方式, 主电路开关元件为 IGBT, HIVER- Y06/320 变频器采用功率单元串联, 叠波升压, 充分利用常压变频器的成熟技术, 具有很高的可靠性。

(2) 产品适应能力非常强, 在电压波动+15%到-20%的情况均能满足负载正常满载运行。可靠保障设备的安全稳定运行。

(3) HIVER- Y06/320 高压变频器由多个功率单元串联而成, 各个功率单元由输入隔离变压器的二次隔离线圈分别供电。功率单元为交-直-交结构, 相当于一个三相输入、单相输出的低压电压源型变频器, 所有功率单元在结构以及电气性能上完全一致, 维护简单, 置换方便。

(4) 变频装置采用目前世界上最先进的数字微

处理器控制器 DSP 及 CPLD 等构成控制系统, DSP 具有更快的 CPU,更大容量的存储器,内置有波特率发生器。具有高速的数据运算能力。提供高速、同步串口和标准异步串口。

(5) 控制电源采用双电源技术, 其中一路为普通外部供电, 另外一路直接来自高压, 经变压器降压输入。两路电源同时经整流后输入控制系统。双电源切换无时间间隔, 供电系统在线热备份, 对整个高压变频器的控制电源稳定性有足够的保障。

1.2 变频控制策略

1.2.1 变频器的控制逻辑

序号	逻辑项目	逻辑内容
1	凝泵 6 kV 高压开关允许合闸条件	QS1 闭合且 QS2 闭合且 QS5 断开且变频器高压允 合或 QS3 闭合且 QS1 断开
2	变频器允许 启动条件	凝泵选择变频运行 变频器无“变频重故障”信号 变频器处于远程控制 凝泵热工保护动作
3	变频凝泵 6 kV 开关跳闸条件	变频器重故障 电气保护
4	备用凝泵 工频自启	频泵跳闸,且备用泵投自动 凝结水母管压力低,且备用泵投自动

1.2.2 凝泵电机变频运行除氧器液位控制情况

如图 2 凝泵电机变频运行除氧器液位控制逻辑

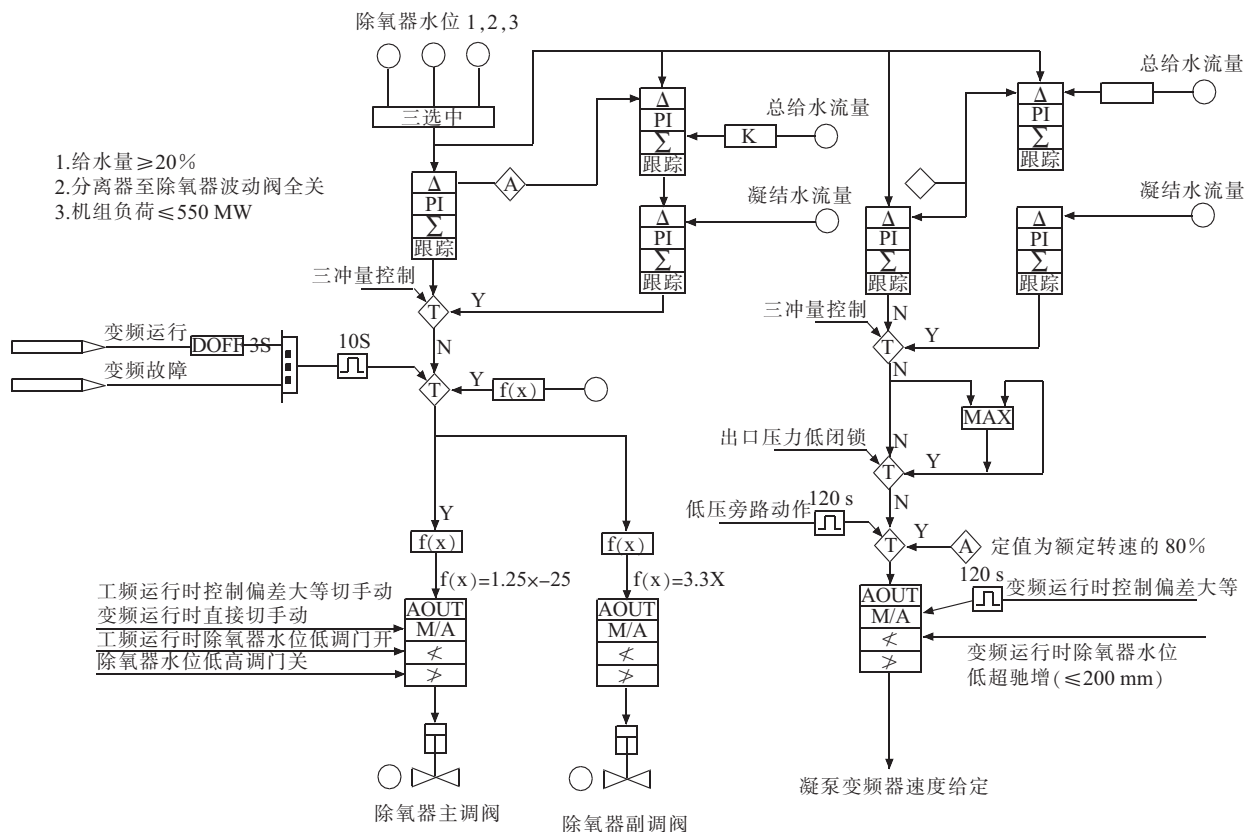


图 2 凝泵电机变频运行除氧器液位控制逻辑图

图 9

2 除氧器液位控制方法

2.1 变频改造前除氧器液位的控制方法

(1) 除氧器水位调节的被控对象位为主、副除氧器调节门, 其位置位于凝结水精处理装置和化学补充水之后, 主要是调节进入除氧器的给水量来控制除氧器水位。除氧器水位的调节采用的是单冲量调节和串级三冲量调节相结合的方式。

(2) 凝结水测量值:是由三个除氧器液位变送器输出信号取平均后得到的。给定值由运行人员手动给出。当给水流量 $<25\%$ 时,除氧器水位控制为单回路控制,由于此调节器为反作用,所以当除氧器水位升高或降低时,关小或开大主副除氧器调节门。当给水流量 $>25\%$ 时,除氧器水位控制为三冲量控制,由于主调节器和副调节器均为反作用,所以当除氧器水位升高或降低时,关小或开大主、副除氧器调节门。采用锅炉岛来的总给水流量作为前馈,使给水量变化时除氧器调门提前动作。当除氧器流量发生变化时,副调节器模块能立即动作,使除氧器流量恢复到原来的数值。除氧器流量信号能消除除氧器流量的自发性变化,因此当给水流量发生自发性变化时,除氧器水位可以基本上不受影响。

(3) 超弛控制:当除氧器水位高时,发出命令进行超弛控制关闭除氧器水位主副调节门。当除氧器

水位调节门故障或输入输出偏差过大或除氧器流量变送器故障或水位变送器故障或汽动给水泵主蒸汽阀关闭,则发出命令将 A/M 站切到手动。

2.2 变频改造后除氧器液位的控制方法

(1) 通过调节凝泵电机变频器频率改变电机转速去控制除氧器液位。

(2) 机组负荷在 300 MW 以上时,全开除氧器水位主、副调节阀,变频器转速投自动,设定除氧器液位,变频自动调节控制除氧器水位。

(3) 机组启停或负荷低于 300 MW 时,变频器转速投自动,设定除氧器液位,根据凝结水母管压力手动调整除氧器水位主调节阀开度,保证凝结水用户压力应根据给水泵密封水压力、低压轴封减温水压力、低旁减温水压力等凝结水用户压力要求。

(4) 事故情况下或凝汽器、除氧器水位异常时可以切除变频器转速自动,手动调整凝泵变频转速,控制运行参数正常。

(5) 机组 RB 事故时,根据设定的负荷—除氧器水位主调节阀开度曲线,调门自动动作,保证除氧器液位、凝结水压力正常。

3 凝泵电机变频改造应用情况

3.1 经济运行情况

改造前单台机组在 600 MW 负荷下,机组日发电量 14 400 MW·h,凝结水泵电机电流 170 A,厂用电平均电压 6 300 V,功率因数 0.915,凝结水泵日耗电量 40 735.2 kW·h,双机运行日耗电量 81 470.4 kW·h。改造后单台机组同在 600 MW 负荷下,凝结水泵日耗电量 29 952.3 kW·h,双机运行日耗电量

59 904.8 kW·h,比变频改造前日节电量 21 565.6 kW·h,折合人民币约 1.4 万元,这样年增收约 350 万元(按 6 000 h 计算),设备节能减排效果比较更为明显。

3.2 系统运行情况

凝泵电机变频运行后,除氧器上水调门保持全开,通过调节凝泵电机变频器频率改变电机转速去控制除氧器液位,使凝结水压力大幅下降,调门不再有节流冲蚀,极大的提高了系统安全性、可靠性;不再产生节流噪音,极大的改善了现场工作环境。

4 结束语

随着社会经济的发展,提高安全、经济效益已成为企业立足之本,发展之源。凝结水泵变频改造后其安全、经济效益显著;但在实施改造后,要注意变频器本身的维护和保养,同时要结合系统设置,从控制逻辑上进行优化,并在实际运行时,根据工况的变化,由运行人员合理调整除氧器上水调门开度,以保证凝结水泵处于一个经济合理的运行工况,才能从根本上保证凝结水泵工作的可靠性,确保实现安全、经济运行的目的。

参考文献:

[1] 李正勇.凝结水泵采用变频技术的可行性研究[J].电站辅机,2006(3)

作者简介:

何干祥(1972),男,工程师,从事国内外大机组汽轮机设备技术改进与节能;

张俊(1971),男,内蒙古人,工程师,从事发电厂运行管理工作。

Application of Frequency Conversion Technology in Condensate Pump of 630 MW Power Plant

HE Gan-xiang, ZHANG Jun

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433)

Abstract: The frequency conversion retrofit scheme of the two 630MW supercritical power plants in Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd. has been introduced in detail in this paper. The control strategy, safety issues as well as the economical effects are also presented. This work can provide valuable reference for the condensate pump retrofit and the determination of control strategy.

Key words: frequency conversion retrofit scheme of condensate pump; control strategy; control method; application condition

太仓发电公司荣膺江苏省“模范职工之家”荣誉

2011年初,国华太仓发电有限公司第三次荣获江苏省模范“职工之家”称号。国华太仓发电公司充分发挥工会维护、参与、建设、教育四大职能,始终坚持为职工“办实事、服好务、维好权”的宗旨,广泛开展“幸福职工”工程,为职工解决了子女入学、贫病家庭医疗服务、职工食堂建设等问题,并设立了“职工书屋”和健身场所,组织开展了“渔樵耕读”等系列主题活动。工会还通过爱心建议信箱、职工代表座谈会等途径,健全了职工维权机制。

超临界燃煤机组烟气脱硝 SCR 催化剂再生工程实践

顾庆华

(国华太仓发电有限公司,江苏 太仓 215433)

摘 要:文中阐述的主要内容是超临界燃煤机组烟气脱硝 SCR 催化剂经再生后,在工程上进行的小型中试、整层更换的应用实践。通过检测评价,证实该再生应用是成功的。是国内燃煤机组烟气脱硝领域第一个成功实施 SCR 催化剂更再生研究和工程应用实践项目,具有十分重要的意义。

关键词:燃煤机组;脱硝 SCR 催化剂;再生;工程实践

中图分类号:TM621.8

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)S2-0099-03

国华太仓 2×630 MW 超临界直流燃煤机组脱硝系统采取选择性催化还原技术(SCR)。SCR 反应器采用高灰布置(即反应器布置在锅炉省煤器与空预器之间),每炉配两个平行布置的反应器,反应器分三层布置,采用固定床平行通道型式,催化剂(钛基五氧化二钒催化剂)产自日立造船公司,共安装了 2 层,备用一层,催化剂模块单体尺寸 1 962 mm×972 mm×1 000 mm,每台机组催化剂模块数量 300 块。7 号机组脱硝系统于 2006 年 1 月随主机一起通过 168 小时试运行。8 号机组脱硝系统于 2007 年 2 月通过 168 小时试运行。两台机组脱硝系统运行正常时,脱硝效率控制在 75%左右,出口 NO_x 含量控制在 60 mg/m³。至 2011 年 1 月 31 日脱硝催化剂运行累积分别达到 3.6 万小时、2.9 万小时。

国华太仓作为国内最早投入连续脱硝运行的火力发电厂,在我国电厂烟气脱硝领域积累了丰富的经验,尤其是目前的催化剂状况也十分适合开展催化剂再生课题。这一课题开展成功将不仅有效降低现有设备改造成本还可以降低脱硝运行成本,通过本课题研究将对催化剂再生技术应用起到示范作用,对整个国内 SCR 脱硝催化运行规范起到推进作用,是我国首个 SCR 催化剂再生工程实践项目。

1 SCR 催化剂再生适应性检测

1.1 SCR 催化剂失活分析

对于燃煤机组脱硝系统,通常情况下导致催化剂失效的主要原因是:堵塞,高温烧结,中毒。在正常运行情况下,催化剂中毒是主要失效原因。所谓的催化剂中毒是由飞灰中的重金属成分导致。

由国外公司 SCR Catalyst Management & Regeneration Services 和国内某大学分别为国华太仓失活催化剂孔道污垢及失活催化剂的图谱等检

测分析,分析结果如表 1 所示,表征结果中二氧化硅、二氧化钛(即体组分)、氧化钙、三氧化硫含量较高,可得该催化剂失活原因是积累了较多的 CaSO₄ 及 SiO₂ 所致。

表 1 国华太仓失活催化剂检测报告

样品编号	S11-0208		S11-0272	
	表面	整块	表面	整块
%SiO ₂	31.70	45.00	40.10	60.10
%Al ₂ O ₃	6.03	5.64	3.28	4.25
%Fe ₂ O ₃	1.04	0.86	0.24	<0.1
%TiO ₂	44.2	32.3	48.9	29.8
%CaO	2.82	3.03	2.07	1.86
%MgO	0.12	<0.1	<0.1	<0.1
%BaO	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
%Na ₂ O	0.37	0.24	<0.1	<0.1
%K ₂ O	0.14	0.13	<0.1	<0.1
%SO ₃	8.95	9.08	0.72	0.50
%P ₂ O ₅	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
%V ₂ O ₅	0.95	0.78	1.12	0.79
%WO ₃	3.38	2.74	3.32	2.41
%MoO ₃	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
As	<500	<500	<500	60
Pb	<500	<500	<500	82
%Nb	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
%Cr ₂ O ₃	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
%NiO	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1

1.2 SCR 失活催化剂再生适应性

SCR Catalyst Management & Regeneration Services 催化剂测试结论如表 2 所示,催化剂再生前后对比如图 1 和图 2 所示。

美国 SCR-Tech LLC 公司对具有代表性催化剂清洗再生前后作了对比,脱硝效率提高幅度达 43%,说明失活催化剂经过清洗再生性能提高还是很有成效的。

国内某公司利用其再生专利技术,组织进行了实验室小试,经过大量再生筛选试验,优化催化剂再

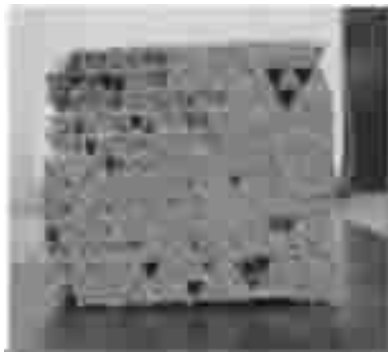


图 1 催化剂再生前

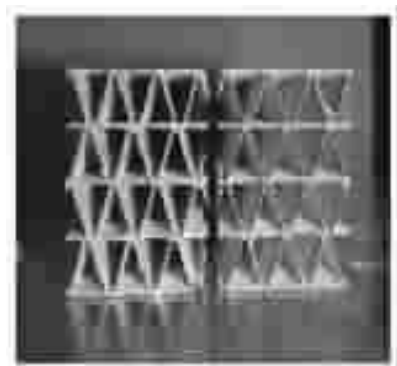


图 2 催化剂再生后

表 2 国华太仓失活催化剂再生前后分析

样品编号	样品描述	脱硝活性 / (m·h ⁻¹)
S10-0208	太仓-失活催化剂	24.0
S11-0272	太仓-再生催化剂样品 A	34.3
S11-0274	太仓-再生催化剂样品 B	34.0

生工艺,催化剂再生前后活性测试数据如图 3 所示。

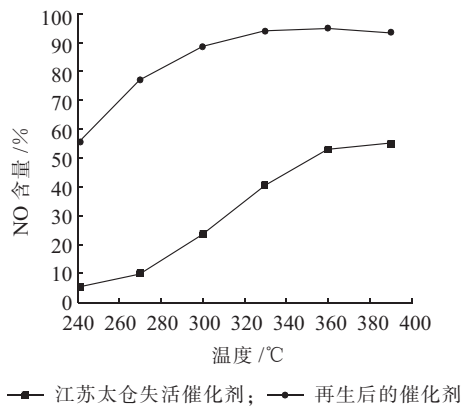


图 3 太仓失活催化剂再生前后活性对比

通过实验数据分析,再生催化剂脱硝活性可达 90 % 以上,清洗除垢率达到 95 %,取得了较好的结果,可以进行现场中试。

2 SCR 催化剂再生的工程应用

2.1 小型中试

2011 年 6 月再生了 20 个模块催化剂在 8 号机

组脱硝 B 反应器上层进行安装中试 (单侧 75 个模块双侧共 150 个模块,再生比例约 12.7 %),安装布局记录示意图如图 4 所示。



图 4 国华太仓小型中试安装示意图

正常运行到 2011 年 9 月下旬进行了脱硝效率测试,B 侧反应器脱硝效率测试结果如表 3 所示。

表 3 B 侧反应器脱硝效率测试结果

入口 NO _x mg/m ³	出口 NO _x mg/m ³	喷氨量 kg/h	脱硝效率 %	NH ₃ (aver) mg/m ³
197	100	28.5	49	0.32
201	85	45.2	58	1.0
191	43	60.2	79	3.07

控制 B 侧反应器脱硝效率为 58 % 时,氨逃逸平均浓度为 1.0 mg/m³;当脱硝效率升高至 79 % 时,氨逃逸平均浓度达到 3.07 mg/m³。故 B 侧反应器满足出口氨逃逸浓度不大于 3 mg/m³ 的最大效率约为 78 %。

A 侧反应器脱硝效率测试结果如表 4 所示。

表 4 A 侧反应器脱硝效率测试结果

入口 NO _x mg/m ³	出口 NO _x mg/m ³	喷氨量 kg/h	脱硝效率 %	NH ₃ (aver) mg/m ³
196	126	21.3	35	0.68
201	113	35.2	44	1.80
209	71	59.4	65	2.82

逐渐增加 A 侧反应器的喷氨量,当脱硝效率为 44 %,此时平均氨逃逸为 1.80 mg/m³;当脱硝效率继续升高至 65 % 时,平均氨逃逸达到 2.82 mg/m³,即, A 侧反应器在满足氨逃逸不大于 3 mg/m³ 的要求下的最大效率约 66 %。

可见安装了再生催化剂的 B 反应器的脱硝效率明显高于未再生的 A 反应器,该结果表明再生后催化剂脱硝性能得到了有效恢复。对同一失活催化剂模块,前文说到美国 SCR-Tech LLC 公司实验室再生后脱硝活性提高幅度达 43 %,按活性提高幅度

计算,本次中试再生后的 SCR 催化剂的脱硝活性提高幅度也达到了 40%~50%,这说明本次再生实践采用的常州肯创 SCR 催化剂再生技术达到了美国 CoaLogix 公司的技术水平。

2.2 整层再生更换工程应用

鉴于上述中试取得的成果,2011 年 12 月又对 8 号机组的 A、B 反应器上层全部更换为再生合格的 SCR 催化剂,至今运行良好。脱硝催化剂更换前后参数对比如下:

2.2.1 脱硝 SCR 催化剂层间差压情况

表 5 催化剂层间差压情况表

序号	名称	更换催化剂前 10-21-14:10, 553MW		更换催化剂后 12-13-16:05, 553MW		前后对比	
		A	B	A	B	A	B
1	第一层 差压 /Pa	262	216	211	201	↓ 50	↓ 15
2	第二层 差压 /Pa	212	377	181	266	↓ 31	↓ 111

从上表数据可以得出,脱硝 SCR 反应器更换第一层催化剂模块后,各级催化剂层间差压均明显下降,层间差压均处于报警值以下。

2.2.2 脱硝 SCR 进出口 NO_x 排放浓度情况

从上表数据可以得出,脱硝反应器更换第一层 SCR 催化剂模块后,在控制氨气逃逸量小于 3 mg/m³ 的条件下,提高喷氨流量,脱硝 SCR 反应器出口 NO_x 排放浓度降低至 74 mg/m³,甚至更优,满

表 6 脱硝系统进出口 NO_x 排放情况表

名称	更换催化剂前 10-21-14:10, 553MW		更换催化剂后 12-13-16:05, 553MW		前后对比	
	A	B	A	B	A	B
进口 NO _x 浓度 /(mg·m ⁻³)	345	296	342	328	↓ 3	↓ 32
出口 NO _x 浓度 /(mg·m ⁻³)	147	135	61	74	↓ 86	↓ 61
氨气逃逸量 /(mg·m ⁻³)	2.89	3.03	0.41	0.11	↓ 2.48	↓ 2.92

足环保厅氮氧化物排放标准(100 mg/m³)。

3 结束语

本次超临界脱硝 SCR 催化剂再生的工程应用是我国燃煤机组 SCR 脱硝领域首个真正意义上的催化剂再生案例,检测结果显示催化剂性能和使用寿命提高明显,取得了初步成功。

参考文献:

[1] 张 强.燃煤电站 SCR 烟气脱硝技术及工程应用[M]. 北京: 化学工业出版社,2007.

[2] 吴 凡.烟气脱硝选择催化还原法(SCR)催化剂的清洗再生 [C]. 第九届全国清洗行业技术进步与清洁产业发展论坛文集,80-82.

[3] GB13223-2011 .火电厂大气污染物排放标准[S].

作者简介:
顾庆华(1970),女,黑龙江人,高级工程师,从事脱硝运营管理工作。

Engineering Practice of Flue Gas Denitration SCR Catalyst Regeneration Project in Supercritical Coal-fired Power Plant

GU Qing-hua

(Guohua Taicang Power Generation Co., Ltd., Taicang 215433, China)

Abstract: The application practice of pilot scale test and whole layer utilization of the regenerated SCR catalyst in supercritical coal-fired power plants is introduced in this paper. The implementation of catalyst regeneration is proved to be successful by the evaluation results. As the first successfully performed SCR catalyst regeneration research and application project, this work is especially valuable.

Key words: coal-fired power plant; denitration SCR catalyst; regeneration; engineering practice

太电公“六化”法提升管理水平

2012 年受国际经济增长放缓和江南阴雨天气偏多因素的影响,江苏省火电企业生产经营形势异常严峻。面对严峻的电力形势和艰巨的工作任务,国华太电公司紧紧围绕管理提升活动总体目标,从实际出发推出管理“六化”法,多点发力,力促企业生产经营再上台阶。“六化”的内容是技术监督管理体系化、技术分析常态化、隐患管控动态化、费用管理规范、设备管理精益化、对标分析持续化,通过自身与标杆的对比,找到并分析差距,修编完善管理细则,各项技术管控措施得到落实。

太电公司开展为员工送“安全”系列活动

近期,太电公司积极响应国华公司精神,严密部署防汛抗台各项措施,同时也及时为公司员工着想,采取送“安全锤”、送“安全心理训练”等措施为员工送安全,送平安,送幸福。

送安全锤,小举措保员工大平安。在北京暴雨私家车主被困车中死亡的事件后,太电公司未雨绸缪,提前开展风险预控管理工作,尤其针对近期频发的台风暴雨等特殊恶劣天气,为 200 多名有私家车的员工及时购置了应急救援锤。应急救援锤的发放不仅能保证员工在危急时刻实现自救逃生,也通过这样的小举措,进一步引导员工加强了安全自我防护意识。据悉,太电公司还将进一步和当地交警大队联合组织车辆在各种遇险情况选的自救逃生演练,通过这些举措,有效提升公司全体员工在灾难面前的风险预控能力和自救能力。

送“心理训练”,小册子承载安全大保障。2012 年,太电公司经过调研、座谈等措施,结合生产实际,开展了“安全生产良性心态维护与心理危险点预控”的课题研究,课题组结合现场调研成果,编写了可操作性强、减压性强、正向能量强的“安全事故心理危险点预控——心理训练手册”,并发放到一线班组、技术管理人员等关键岗位员工手中。巴掌大小的小册子不仅包括压力自我检测、心理危险点分级预控、情绪自我提升三大主题,还针对班组长、班员、技术主管、运行人员等不同角色提出了不同的心理训练方法。截至 6 月底,太电公司已经开展了两期安全心理训练,参加训练的基层班组人员近百人次。迎峰度夏期间,太电公司还将重点加强对运行人员的心理干预,为实现“创、抢、争、做”目标送上一份安全心理保障。

太电公司脱硝系统催化剂无毒和再生研究与应用取得重大进展

8 月 29 日,太电公司组织完成了“SCR 脱硝催化剂再生研究”科技项目招标工作,此举意味着公司 SCR 脱硝催化剂再生研究项目迈入实施阶段,与此同时,太电公司同步开展的国产“新型无毒脱硝催化剂在 630MW 机组上的应用研究与示范项目”也将启动签约生产,标志着太电公司脱硝系统的两大研究项目取得了实质性进展。

电厂失活脱硝催化剂再生研究和工业应用是太电公司遵循国华电力公司“四不一再”环保理念坚持环保治理和研究的一项重要工作,这一研究目前在国内还属于空白领域。2011 年初,太电公司组织进行了充分的检测分析和实验室再生配方的不断研究、筛选和优化,分别于 2011 年 4 月和 2011 年 6 月开展了小规模工业试用。2011 年 12 月继续研究再生了 130 块,装入 8 号机组(630 MW)脱硝 SCR 反应器上层,构成了整层脱硝催化剂,进行了大规模工业应用。8 号机组脱硝系统经此改造后运行至今,脱硝效率初步达到了预期效果。这是国内电厂失活脱硝催化剂再生研究在工业应用上第一次真正意义上的实践,开创了该领域的先河,具有重大的现实意义。

在开展“SCR 脱硝催化剂再生研究”的同时,太电公司还同时开展了国产“新型无毒脱硝催化剂在 630 MW 机组上的应用研究与示范”项目。国产新型无毒脱硝催化剂具有如下优点:高效、无毒,无二次污染;活性组分、载体均实现国产化,无需进口,费用低、交流和使用方便;机械强度高,防水防湿,可多次再生利用,降低了运行成本;废弃催化剂可作为墙体保温砖或作为铺地渗水砖,实现废弃催化剂资源化等。目前,太电公司计划投资 937 万元人民币,引入国产新型无毒脱硝催化剂进行安装试验,该项目前期工作也于近期完成,预计大面积安装应用将在 2012 年底完成。届时,太电公司脱硝系统的环保节能效能将会再上新台阶。