

凝汽器胶球清洗技术优化研究

宗绪东

(华电国际技术服务中心, 济南 250014)

摘 要:凝汽器端差及其冷却管道的清洁度是影响凝汽器真空的重要因素,冷却管道清洁度取决于胶球清洗装置运行状况。通过对传统凝汽器胶球清洗装置运行的局限性进行分析,对比国内近几年来的优化技术的理论研究和运行效果,甄别不可靠的技术路线,得到针对电厂机组实际情况的最优方案。

关键词:清洁度;胶球清洗;集中发球;机器人;螺旋纽带

中图分类号: TM 621 **文献标志码:** B **文章编号:** 1674 - 1951 (2018) 07 - 0047 - 03

0 引言

火电机组循环效率与新蒸汽参数及排汽压力有关。对于已经投运的机组,运行中新蒸汽初参数变化量较小,而排汽压力受凝汽器入口水温、循环水温升、凝汽器端差变化影响较大,对机组经济性影响大。热力试验数据表明:凝汽器真空每降低 1 kPa,机组汽耗率约升高 1.5% ~ 2.5%,热耗率约升高 70 kJ/(kW · h),煤耗率约升高 3 ~ 3.29 g/(kW · h);凝汽器端差每升高 10 ℃,供电标准煤耗率约升高 1.5% ~ 2.5%^[1]。因此运行中加强对凝汽器端差的监控及调整是必要的,本文对凝汽器胶球清洗技术、集中发球技术、机器人清洗技术、螺旋纽带清洗技术等进行了分析和探讨,指出了适合不同电厂实际情况的改造路线。

1 凝汽器端差影响要素

凝汽器端差 δ_t 、凝汽器总体换热系数 K 的计算公式为

$$\delta_t = \frac{\Delta t}{\frac{AK}{e^{C_p D_w}}}, \tag{1}$$

$$K = \frac{1}{\frac{d_1}{d_2} \frac{1}{a_w} + \frac{1}{a_s} + \frac{d_2}{2\lambda} \ln \frac{d_1}{d_2} + R_f}, \tag{2}$$

式中: Δt 为凝汽器循环水温升; A 为凝汽器冷却面积; e 为 2.71828; C_p 为循环水的定压比容; D_w 为凝汽器循环水流量; d_1 冷却管外径; d_2 冷却管内径; a_w 水侧对流换热系数; a_s 汽侧对流换热系数; λ 冷却管的导热系数; R_f 为水侧污垢热阻。

从式(1)、式(2)可以看出,在凝汽器面积、循环水流量、凝汽器热负荷一定的情况下,凝汽器端差主

要受总体传热系数 K 影响; K 取决于水侧对流换热系数、汽侧对流换热系数、凝汽器水侧污垢热阻;污垢热阻取决于凝汽器冷却管道清洁度。当冷却管道清洁度降低,凝汽器端差升高,凝汽器真空降低。另外凝汽器管道结垢还易导致点蚀等后果。较清洁的凝汽器可以使用 15 年以上,未及时清理污垢的可能在 3 年之内出现穿透的情况^[2]。

凝汽器冷却管道的清洁度取决于循环水水质、凝汽器胶球清洗装置运行效果。国内设计、配置传统凝汽器胶球清洗装置的火电机组占在运机组的 99% 以上,对于循环水质优良的机组,胶球清洗装置能够满足需要。但随着环保废水排放的标准不断提高,部分机组采用城市中水等作为补充水,导致循环水水质较差。一旦胶球清洗装置失常,必然导致冷却管道清洁度迅速降低。

2 传统凝汽器胶球清洗技术

传统胶球清洗装置由胶球泵、装球室、收球网、隔离阀门等组成。系统流程:循环水经胶球泵升压后,驱动装球室的胶球进入凝汽器,经收球网将胶球收集进行下一个清洗过程,如图 1 所示。整个发球过程始终是连续的,每次清洗时间 2 ~ 3 h。

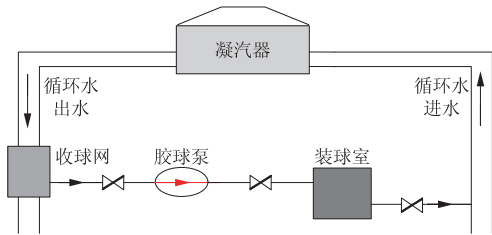


图 1 传统胶球清洗流程

2.1 传统胶球清洗技术优点

传统胶球清洗系统简单,设备投资低,维护工作量较少。

2.2 传统胶球清洗技术缺点

传统胶球清洗技术的清洗效果较差;投球、收球过程需要人工操作,工作量大;部分热水回到凝汽器入口管道,导致凝汽器入口水温升高。且当循环水质较差时,传统胶球清洗装置清洗效果差,易导致凝汽器结垢,主要原因如下。

(1)投球数量较少(约为管束的 7% ~ 13%),清洗效率低。

(2)胶球泵设计扬程、流量普遍较低,输送胶球动能不足,导致收球率低,冬季单台循环水泵运行时尤其突出。

(3)清洗范围受限制。其工作方式连续运行方式,除第一次发球较为集中,其他时间发球均为分散式。由于凝汽器水室中间区域为主水流,阻力小,大部分胶球始终在中间区域通过,其他区域(尤其是两侧涡流区)无法得到清洗,容易附着黏泥或结垢。

(4)收球网易发生跑球、堵球,导致收球率降低。

胶球清洗装置收球网有 Λ 型(德国 Taprogge)和 V 形(法国 Technos)两种。早期设计多为 V 形收球网,收球口通流断面小,对杂物等敏感度高,容易堵球,收球网关闭不严密时容易跑球;现在大部分已改为 Λ 型收球网,由于是两侧收球然后汇集到一个母管,导致水循环动力差,易发生一侧堵球,如图 2 所示。

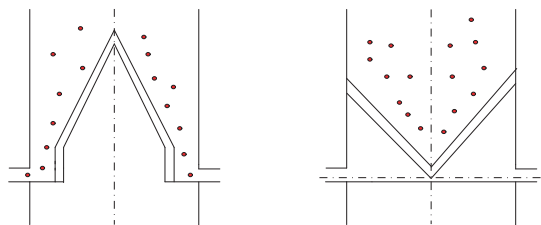


图 2 Λ 型、V 型收球网

3 凝汽器集中发球技术

凝汽器集中发球为目前国内改造较多的技术,其特点均为集中发射,发球结束后关闭装球室出口门,通过收球网回收胶球至装球室,然后根据指令再次集中发射。目前主要有 HDCOCS, CQM, VUES 3 种技术路线,均能有效地降低凝汽器端差,其中 HDCOCS 收球网对恶劣水质的适应能力更强。

3.1 集中发球技术流程

(1)HDCOCS 系统:循环水经大容量胶球泵升压,开启发球阀,驱动胶球进入凝汽器水室,发球阀关闭;收球网回收的胶球进入装球室汇合,热水经排出阀至凝汽器回水管道;根据系统指令开启发球阀,进入下一个清洗过程,如图 3 所示。

(2)CQM 系统:循环水经单向阀 5 进入大容量

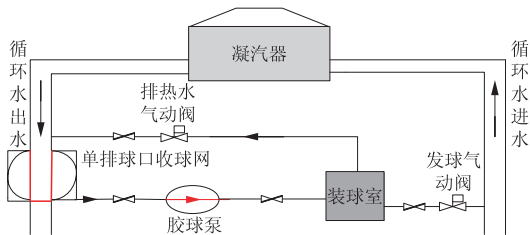


图 3 HDCOCS 流程图

胶球泵升压,开启单向阀 1 驱动胶球经单向阀 2 进入凝汽器水室,关闭单向阀 1、2、5;开启单向阀 4、6, Y 型滤网收球后经单向阀 3 进入装球室,循环水经单向阀 4、6 进入回水管道,再根据指令进入下一个清洗过程,如图 4 所示。

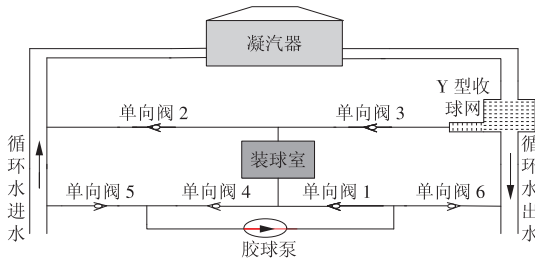


图 4 CQM 流程图

(3)VUES 系统:压缩空气经气动门 1 进入装球室,驱动胶球经气动门 2 进入凝汽器后关闭气动门 1、2,经锥形滤网收球后进入装球室,经气动门 4 将杂物由排污泵抽至循环水出水管道,再根据指令进行下一次清洗过程,如图 5 所示。

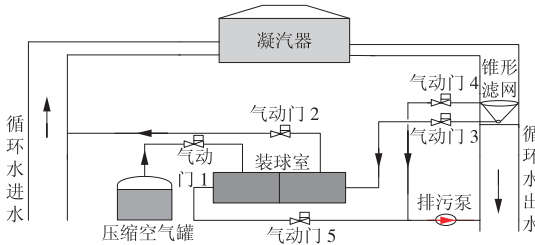


图 5 VUES 流程图

3.2 集中发球清洗技术优点

(1)清洗效果好,凝汽器端差低。每次发球都实现大流量集中、断续发球每次发球后关闭出口门进行收球,然后根据指令再次发球。中间区域管束进球后阻力增大,从而保证其他胶球能够进入边缘管道,大部分管束都能够得到清洗,这是集中发球技术优于传统胶球清洗技术的主要原因。某 330 MW 机组进行了 HDCOS 集中发球技术改造,改造后在额定负荷、凝汽器入口水温 20 ℃ 工况,凝汽器端差比设计值低 1.1 ℃,凝汽器真空比设计值高约 0.3 kPa。

(2)投球率、收球率高。一次投球率高(清洗 40% ~ 100% 的管束),管束充满度高,正常运行工况下收球率达到 95% 以上。

(3) 胶球输送动力强,速度快。驱动胶球的动力有压缩空气和大容量胶球泵两种。两者发球时间 $\leq 2\text{ s}$,胶球集中进入凝汽器数量多,在冬季单台循环水泵运行工况,比传统胶球清洗装置运行效果好。

(4) 自动化程度高,操作简便,人工操作量大大减少。

不同技术路线的优点各不相同:CQM、HDCOCS 系统每次收球过程,随球返回的热水进入到凝汽器出口管道,不会导致凝汽器入口水温升高;HDCOCS、VUES 技术系统配置简捷,维护成本低;CQM、VUES 系统胶球磨损低;HDCOCS 技术收球网为活动漏斗式,单排球口结构,活动网板得到反冲洗,没有堵球、跑球风险,能适应水质恶劣环境。

3.3 集中发球清洗技术缺点

(1) 集中发球清洗技术设备投资相对胶球清洗系统高。

(2) CQM 系统配置 Y 型固定滤网由于未配置清洁、排污装置,运行中无法打开。当循环水杂物较多时,容易堵塞滤网,导致循环水阻力增大。某 330 MW 海水冷却机组在运行中发生过杂物堵塞滤网被迫停机事件,存在安全风险。

(3) VUES 锥形固定滤网运行中无法打开。滤网带有清洁刮板,上部设有排污口,通过排污泵抽水排出杂物,而循环水自上而下流动。从流体力学分析该排污设计是不合理的。实际运行中,排污效果较差,运行中发生过杂物聚集导致滤网破损事件,存在安全风险。

4 在线机器人清洗技术

机器人清洗技术主要有坐标移动机器人、关节机器人、化学清洗机器人。

4.1 在线机器人清洗技术流程

(1) 坐标移动机器人,在凝汽器 4 个水室中分别设置有移动清洗管道,通过伺服电机控制滚珠丝杠的转动。2 MPa 高压水(高压水泵提供)射流喷头在水平面内水平或垂直移动,在线清洗凝汽器管板和管道^[3]。

(2) 关节机器人,通过机械臂精确定位,引导高压水(10 MPa)射流喷头对凝汽器冷却管内壁进行清洗。在机械臂两个关节内装有伺服电机与减速器,通过下拉控制两个伺服电机转动,改变机械臂手部的坐标,使其移动到预先设定好的位置以实现对高压水射流定位^[4]。

(3) 化学清洗机器人利用“柱塞流”原理,采用“非进入式”清洗模式,运行中利用 8 个喷头,同时向凝汽器管道注入氨基磺酸并进行密封,浸泡酸洗

后再进行酸液回收,实现在线酸洗。

4.2 在线机器人清洗技术优点

(1) 采用在线机器人清洗时,原胶球清洗系统可不投入运行,无/减小胶球损耗。

(2) 坐标移动机器人对凝汽器水室出、入口管道处清洁效果较好,能够避免杂物在管口处聚集。

(3) 化学清洗机器人技术能够实现在线酸洗,对于已经结垢的管束清洗效果好。

4.3 在线机器人清洗技术缺点

(1) 3 种机器人清洗技术对比胶球清洗技术,均存在清洗周期长、清洗效率低的问题。

(2) 坐标移动机器人、关节机器人均采用高压水作为冲洗介质。高压水冲洗离线清洗效果较好,但在线清洗时因循环水阻力大(约为空气阻力的 800 倍),高压水动力在循环水中急剧衰减,管束内部清洗效果差,必须结合原胶球清洗系统运行。

某电厂 2 台 1 000 MW 海水冷却机组的 2 号机坐标移动机器人投入使用后,胶球清洗装置停运。1 个月后 #2 机高压凝汽器端差比采用胶球清洗的 #1 机高 1.2℃。重新投入胶球清洗装置运行后, #2 机凝汽器端差恢复正常。

(3) 坐标移动机器人、关节机器人的部分转动设备在凝汽器内,工作环境较恶劣,设备动态密封、防渗、腐蚀问题难以有效解决。且关节机器人存在卡管、别管的风险,无法对其进行在线维护与保养,出现故障必须停机处理。

(4) 设备投资及运行、维护成本较高。

5 螺旋纽带清洗技术

5.1 螺旋纽带清洗技术清洗流程

在每根凝汽器换热管内安装高分子螺旋纽带,机组运行时无需外加动力,利用循环水自身的流速驱动,长期在换热管内不停地快速旋转(600~1 200 r/min)。螺旋纽带清洗技术将管内水的层流状态变为紊流状态,破坏水垢的形成^[5],从而避免泥垢等在冷却管壁滞留,提高换热系数。

5.2 螺旋纽带清洗技术运行效果

螺旋纽带清洗技术虽然能够改变冷却管道循环水的流动状态,减缓凝汽器管束结垢,但会大大增加凝汽器管束的进水阻力。在 2 台循环水泵运行时,进、出水压差增加 0.05 MPa 以上,不仅导致循环水温升明显增加(基本抵消了凝汽器端差的降低值),而且造成循环水泵耗电率升高。

另外螺旋纽带在管束内转动、摩擦,易导致管束磨损、泄漏。大唐某 300 MW 机组安装螺旋纽带运行一年后,运行中凝结水质突然恶(下转第 53 页)

从轴端冒出。现场检查发现,在第 1 级汽封漏汽至四段抽汽的管道上加装了性能试验用节流孔板,导致漏汽无法顺畅流动至四段抽汽,通过轴封蹿出,造成轴封母管温度升高并外漏。查明原因后,利用停机的机会,取消节流孔板。机组再次启动带负荷试运行,轴封自密封后高压缸轴端蒸汽外漏故障消除,轴封温度正常。

6 结论

哈尔滨汽轮机厂有限责任公司生产的新型 350 MW 高、中压分缸供热机组,在汽轮机高、中压缸通流部分采用小间隙、多级小隔板套结构,并在隔板汽封应用了可磨涂层等新技术,汽轮机的轴向和径向间隙大大减小,提高了缸效率,但也给汽轮机的启动和运行带来一定的问题,冷态启动工况复杂且时间很长,正常运行中还会发生碰摩,出现随机性的振动。运行人员需要不断摸索总结,梳理出适合该机组运行的参数、启动方法并掌握振动突变时的应对策略,防止发生较大的碰摩,引发机组弯轴事故。调试期间出现的机组轴承振动大、气流激振、低压轴封带水、高压缸汽封异常等故障,也是新机组试运行期间较典型的故障案例,通过分析、排查和处理,可为今后同类型机组启动和试运行提供参考。

(上接第 49 页)化,经停机检查后发现部分管束泄漏,被迫拆除。因此该技术存在很大的安全风险。

6 结论

通过对凝汽器在线清洗技术进行理论分析和运行效果比较,得出如下结论。

- (1)当电厂循环水水质较好,传统胶球清洗装置运行正常,能够满足清洁需要,不必进行改造。
- (2)当电厂循环水水质较差时,采用集中发球技术改造后运行效果好,其中 HDCOCS 活动收球网适应性更强。
- (3)在线清洗机器人技术均存在清洗周期较长缺点。坐标机器人、关节机器人实际运行效果一般,原胶球清洗系统必须投入运行;化学清洗机器人对于已经结垢的凝汽器能够实现在线酸洗,清洗效果较好,可以考虑在恶劣水质环境下应用。
- (4)从原理分析和实践证明,螺旋纽带技术不成熟,不建议采用该技术。

参考文献:

[1]马超. 新型专利汽封和小间隙启动专题报告[R]. 哈尔滨:哈尔滨汽轮机厂有限责任公司,2017: 1-8.

[2]施维新. 汽轮发电机组振动及事故[M]. 北京:中国电力出版社,2008.

[3]寇胜利. 汽轮机膨胀不畅引起的振动[J]. 汽轮机技术, 2004,46(6):460-464.

[4]唐璐,李长宁,李英. 某 1000 MW 超超临界机组高温再热蒸汽管道异常膨胀原因探讨[J]. 锅炉技术,2017,48(5):63-68.

[5]代凤霞,尹金亮,刘丹,等. 国产 300 MW 汽轮机自激振动特征与诊断[J]. 热力发电,2006,35(3):39-41.

[6]罗全生. 超临界 350 MW 机组汽轮机技术特点和试运行主要问题及其处理措[J]. 热力发电,2010,39(11):1-4.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

安宗武(1978—),男,甘肃天水人,工程师,从事火电机
组汽轮机启动调试工作(E-mail:azw-88@163.com)。

孟颖琪(1965—),男,陕西西安人,教授级高级工程师,
从事汽轮机调节保安系统稳定性、机组启动调试技术的研
究以及电力建设综合管理工作。

刘超(1970—),男,陕西西安人,高级工程师,从事大型
火电机组启动调试技术。

李长海(1982—),男,湖北武汉人,高级工程师,从事大
型火电机组启动调试技术。

参考文献:

[1]张贵安. 影响凝汽器传热端差的因素及对应措施[J]. 能
源与环境,2004(1):29-31.

[2]赵斌,吴斌. 凝汽器防垢除垢技术在火力发电厂中的应
用[J]. 节能技术,2005,23(4):375-377.

[3]张伟,陈宁,彭伟,等. 凝汽器在线清洗机器人[J]. 华中
电力,2008,21(2):12-13.

[4]张伟,陈宁,彭伟,等. 凝汽器在线清洗机器人[J]. 华中
电力,2008,21(2):12-13.

[5]林昌鸿,贺天,王军太. RCCS 除垢防垢及强化换热装置
在国产 330 MW 机组上的应用[C]//甘肃省电机工程学
会 2014 年度获奖优秀学术论文集,2014,982-983.

(本文责编:陆华)

作者简介:

宗绪东(1972—),男,山东龙口人,工学硕士,高级工程
师,从事火电厂节能降耗技术研究工作(E-mail:35266623@
qq.com)。