

DOI:10. 3969/j. issn. 1674 - 1951. 2019. 03. 016

600 MW 超临界机组凝汽器真空度低的原因分析及治理

Cause analysis and treatment of low vacuum of condenser
in 660 MW supercritical unit

王敏¹, 王杰²
WANG Min¹, WANG Jie²

(1. 天津蓝巢电力检修有限公司萨希瓦尔运维项目部, 巴基斯坦 萨希瓦尔 999010;
2. 湖北华电江陵发电有限公司, 湖北 荆州 434100)
(1. Sahiwal Operation and Maintenance Department, Tianjin Lanchao Electric Power Checking
and Maintain Company Limited, Sahiwal 999010, Pakistan; 2. Hubei Huadian Jiangling
Power Generation Company Limited, Jingzhou 434100, China)

摘 要:汽轮机真空系统是重要辅助系统,其严密性直接决定着机组的经济性和安全性。针对某新投产 660MW 超临界汽轮机组真空系统存在的问题,根据汽轮机组的运行方式,从设备检修和运行的角度分析真空度低的原因,从真空泵、小机轴封供汽、凝汽器运行等角度提出了治理措施。利用检修机会对真空系统进行调整与治理,有效提高了机组运行的经济性。

关键词:汽轮机;凝汽器;真空度;严密性

中图分类号:TK 268 **文献标志码:**B **文章编号:**1674 - 1951(2019)03 - 0059 - 03

Abstract:The steam turbine vacuum system is an important auxiliary system, and its tightness directly determines the economy and safety of the unit. According to the problem in the vacuum system of a newly commissioned 660 MW supercritical steam turbine, the reasons for the low vacuum degree are analyzed from operation mode of the steam turbine, equipment maintenance and operation. Governance and measurements are carried out on steam pump, small unit shaft seal steam and condenser operation. During the overhaul, adjustment and treatment on vacuum system is made, which effectively improve the economy of the unit operation.

Keywords:steam turbine; condenser; vacuum degree; tightness

0 引言

机组真空度是电厂经济运行的主要指标,是运行中监测的重要参数,实践证明,机组真空度每降 1 kPa,机组发电煤耗增加 0. 13% 左右^[1]。目前,国内对水冷机组真空严密性的研究已十分成熟,但实际运行中,只有极少数火电厂真空严密性试验结果能达到优秀值。本文主要论述干热气候条件下某新投产机组真空系统的相关缺陷及排查过程,希望可为相似问题的处理提供借鉴。

某电厂一期工程为 2 × 660 MW 超临界燃煤机组,汽轮发电机组采用上海汽轮机厂生产的 N660 -

24. 2/566/566 型 660 MW 型超临界、一次中间再热、四缸四排汽双背压凝汽式汽轮机^[2]。2017 年 6 月, #2 机组投产后发现凝汽器背压比 #1 机组高 1 kPa。真空严密性试验结果显示:低压侧平均泄漏率为 255 Pa/min,高压侧平均泄漏率为 306 Pa/min,未达到机组优良标准。该电厂利用 168 h 商业试运行后的小修机会,结合现场实际情况进行了一系列的真空严密性检查、治理工作后,真空泄漏率达到优良标准,提高了机组运行的经济性^[3]。

本文探讨该新建机组投产以来真空系统采取的一系列检查、治理、防范措施,并对 660 MW 汽轮机组真空系统泄漏存在的共性问题进行分析。

1 系统概况

该电厂汽轮机抽汽系统共有 8 级抽汽,分别给

3 台高压加热器、1 台除氧器、4 台低压加热器和 2 台给水泵汽轮机提供用汽。锅炉出口的主蒸汽及再热蒸汽进入汽轮机做功后除部分抽汽外,汽轮机乏汽全部进入凝汽器内凝结成水。凝结水经热水井收集后,由 2 台 100% 容量的凝结水泵升压,再依次经过轴封加热器、疏水冷却器、低压加热器进入除氧器加热并除氧,再由给水泵组进行升压,逐级通过高压加热器,然后进入蒸汽冷却器后送至锅炉。

该厂凝汽器循环水系统采用冷却塔二次循环方式,用水取自运河,地下水源作为补充和备用,每台机组配置 2 台循环水泵。

凝汽器真空系统配置 3 台真空泵,互相串、并联布置,运行方式为扩大单元制。其中 2 台真空泵各对应 1 台凝汽器,另一台真空泵公共备用。机组启动时,3 台真空泵可同时运行。机组正常运行时,2 台运行,1 台备用。真空系统相关参数见表 1。

2 凝汽器真空度低的原因排查及治理措施

2.1 管路泄漏

启机过程中,凝汽器抽真空时,启动 A 真空泵,凝汽器真空度为 -14.0 kPa。就地检查汽水分离器水位及补水电磁阀工作正常,运行 10 min 后真空度未改善。停 A 真空泵,启动 B 真空泵,情况与 A 真空泵单泵运行时相同。将 B 真空泵汽水分离器放

水后重新注水,启动后真空度仍然没有明显变化。检查系统运行情况,发现 A、B 小汽轮机排汽装置至凝汽器疏水手动阀法兰处泄漏严重,导致凝汽器真空无法建立。处理后重新启动真空泵抽真空,凝汽器真空度上升至 -76.0 kPa 后稳定。现场继续检查真空系统,发现 #2 低压缸人孔门处有泄漏,对泄漏点进行处理后,真空度上升至 -86.0 kPa。

2.2 凝结水温高

机组启动过程中,在锅炉点火后汽轮机冲转前,需要打开高、低压旁路,使再热器有蒸汽通过,避免再热器干烧,同时回收工质并进行暖管,加快机组启动速度^[4]。此时,凝结水温逐渐上升至 55℃,真空度下降至 -85.0 kPa。通过提高循环水泵出口压力,使循环水流速加快,凝结水温降至 46℃,真空度上升至 -91.0 kPa。因排汽温度高,热量不能及时被带走,从而使凝结水温度上升,所以在机组启动前,必须保证循环水系统正常,才能维持凝汽器一定的真空度。

2.3 凝汽器水位高

启动过程中,启动 A、B 真空泵,凝汽器真空度未达到设计值,检查确认真空泵入口手动门全开,汽水分离器系统正常。停真空泵后,发现凝汽器水位达到 1 500 mm,水位过高,造成真空泵启动后无法正常工作。随后将凝汽器水位降至 800 mm 左右,重新

表 1 真空系统参数
Tab.1 Vacuum system parameters

项目	单位	设计值		工况
凝汽器年平均背压(绝对压力)	kPa	低压侧:5.781;高压侧:7.102		
凝汽器夏季背压(绝对压力)	kPa	低压侧:9.570;高压侧:11.511		
凝汽器进口年平均冷却水温	℃	27.0		
凝汽器进口夏季冷却水温	℃	37.0		
抽空气处过冷度	℃	4.2		
抽干空气总量	kg/h	81.6		
需要抽真空容积	m ³	2 340		
启动 3 台泵抽真空至 0.02 MPa(绝对压力)耗时	min	≤30	启动工况,凝汽器进口冷却水温度为 35℃	
要求单台真空泵出力(设计值)	kg/h	46/76	冷却水温度为 27℃,背压为 5.781/7.102 kPa	
		70/115	冷却水温度为 35℃,背压为 9.57/11.511 kPa	
排入凝汽器乏汽量	t/h	1 273.68/1 233.45		阀门全开工况/铭牌工况
循环水压力	MPa	约 0.4		
工作水补水		闭式循环冷却水,水质为除盐水,设计参数 1 MPa(表压), 42℃		

启动真空泵,正常建立真空。运行过程中,应密切关注凝汽器水位,使其维持在正常水位,以免水位过高影响系统真空度,进而影响机组安全运行。

2.4 真空泵冷却器工作水温过高

夏季机组运行时,受高温以及高海拔的影响,若真空泵工作水温度过高,则易发生汽化^[5],导致泵体内部的真空度下降,减少真空泵抽气量,影响真空泵运行性能,造成机组真空度下降。为降低工作水温,进口水温一般控制在 15℃ 以下,并增加冷却水流量,及时清理换热器,防止换热器结垢而影响真空泵的出力。

对于有条件的现场,可将空调冷冻水接至真空泵板式冷却器,可以在夏季有效提高真空泵组的抽气效率。

2.5 小机轴封供汽压力过低

采用氦质谱检漏仪检查小机轴封系统,发现低压轴封处有泄漏现象,将小机轴封供汽压力由 34 kPa 调整至 37 kPa 后,小机轴封处泄漏消失,凝汽器真空度上升 0.3 kPa。

2.6 真空泵排气受阻

该机组投产前,按照调试安排进行真空泵系统调试。启动 A、B、C 3 台真空泵,运行电流均为 155 A 左右,超过正常运行值 142 A,泵工作腔室水温正常,大量气体从分离器空气流量计顶部排出,并且伴有啸叫声。检查汽轮机房顶分离器总排放管,发现排气量较少且温度较高。泵体上部至泵两端密封冷却水管和泵工作腔室温度随运行时间延长有升高现象,盘根处未见滴水。拆除分离器排气蝶阀,分离器有大量气体排出,泵体上部至泵两端密封冷却水管和泵工作腔室温度下降,说明分离器内部压力较高。

检修系统现场布置是将 3 台分离器出口空气管道汇总到一根主空气管线排至汽轮机房顶部,由于主空气管线存在水平段,且水平段没有坡度,使排气中携带的水蒸气凝结成水后聚集,不能及时返回分离器。真空泵排气受阻不利于分离器内部气体及时排出,造成分离器内部压力升高,进而导致真空泵效率降低。

发现上述问题后,将抽真空系统分离器排空管汇总后引至汽轮机厂房管道,水平段相距 5 m 处加

装 2 个疏水点,经过水封后及时自动排出疏水,有效避免真空泵排气受阻。系统改进后抽真空系统运行正常,夏季工况下运行参数达到设计值。

3 结束语

电厂实际运行中,影响机组真空度的因素有很多,如凝汽器热负荷、真空系统漏入空气、循环水流量及温度、真空泵出力等。一般来说,机组负荷越高,相应低压缸的排汽量就越大,凝汽器热负荷越高,凝汽器真空度也会跟着下降。如果真空度下降到一定的数值,就需要限制机组出力,降低机组负荷,借以维持凝汽器的真空度。低压缸的轴封漏空气也是影响真空度的一大原因:轴封供汽压力过低会导致真空度下降,影响机组经济性;轴封供汽压力过高又会使漏汽进入轴承箱,导致润滑油中进水,影响机组安全。

机组实际运行过程中,一般会有多个泄漏点共同影响凝汽器真空度;同时,真空系统管道较多,连接系统复杂,泄漏点不易发现。为提高机组效率,需在机组安装、检修、调试、运行、维护过程中严把质量关,对共性问题加强学习和技术交流,不断累积经验,以提高机组运行的安全性、可靠性和经济性。

参考文献:

[1]李青,公维平. 火力发电厂节能和指标管理技术[M]. 2 版. 北京:中国电力出版社,2009.

[2]华能山东如意(巴基斯坦)能源(私人)有限公司. 汽轮机技术协议[Z].

[3]肖增红,盛伟. 汽轮机设备及系统[M]. 北京:中国电力出版社,2008.

[4]叶涛. 热力发电厂[M]. 北京:中国电力出版社,2012.

[5]马涛,马波,杨勇. 某电厂 660 MW 汽轮机真空低的原因分析及防范措施[J]. 青海电力,2016,35(2):56-58.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

王敏(1985—),男,湖北石首人,助理工程师,从事汽轮机运行与维护工作(E-mail:445009185@qq.com)。

王杰(1990—),男,湖北石首人,助理工程师,从事火电厂节能技术研究工作(E-mail:376776860@qq.com)。