

1000MW 二次再热超超临界汽轮机调试案例分析

崔凯峰，张世伟，张国钰，叶 罗

（国电泰州发电有限公司，江苏 泰州 225327）

摘 要：此文依托某电厂 1000MW 二次再热机组生产调试，对其中出现的一些典型案例进行分析并提出相应的解决措施，为今后该类型机组安装调试提供参考和借鉴。

关键词：二次再热；调试；汽轮机

0 引言

某电厂 1000MW 二次再热超超临界汽轮机型号为 N1000-31/600/610/610、超超临界参数、二次中间再热、五缸四排汽、单背压、反动凝汽式汽轮机。设置 3 台 50%容量水环式真空泵、2 台 50%容量汽动给水泵、2 台 100%容量凝泵、2 台 100%容量闭式水泵。循环水系统采用单元制设计，设置 3 台循环水泵。给水系统不设电动给水泵，前置泵采用小汽机同轴驱动。采用高、中、低压三级串联旁路系统。四级高压加热器、一级除氧器和五级低压加热器组成十级回热系统，并外置蒸汽冷却器和低加疏水泵、疏水冷却器。

本文主要选取该机型在整组调试期间发生的一些典型事例进行分析。

1 调试阶段汽轮机典型事例分析

1.1 低压缸南侧外缸保温油漆被烧灼迹象

过程现象：汽机首次冲转至 3000rpm 后电气试验，试验过程中发现 A 低压缸南侧外缸保温油漆被烧灼烤黄，就地实测温度达到 190℃，试运指挥部下令打闸停机。

原因分析：

（1）由于长时间空负荷运行，超高排通风阀处于开启状态（设计考虑汽轮机冲转时超压缸进汽流量低，防止超高压缸鼓风及末级叶片温度高），高温汽长时间冲刷造成，导致低压外缸不正常的温升（见图 1）。

（2）超高排通风阀接入口在低压外缸 A 下部与凝气器相连的斜板上进凝气器，由于该位置离低压外缸 A 很近，且口子是斜向上开的，若有气流进

来，正好吹在低压外缸 A 下面的端板上。

（3）二次再热机组启动方式中，超高排通风阀的运行方式欠妥。

解决措施：汽机再次冲转至 3000rpm 做电气试验（未并网），调整超高排通风阀运行方式，保持关闭，低压缸外缸外壳温度正常。

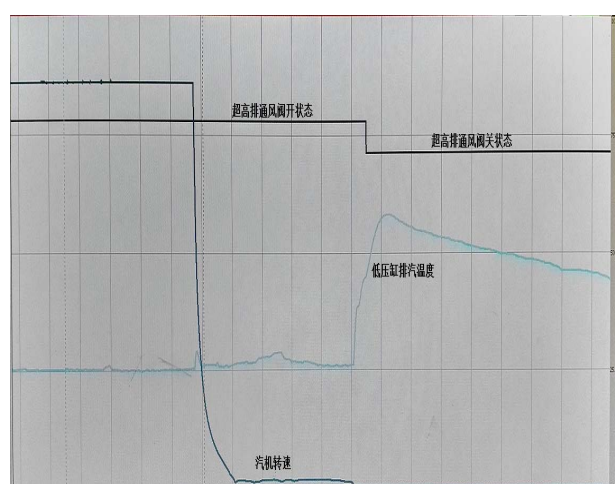


图 1 低压缸排汽温度

1.2 转子抱轴

过程现象：在汽轮发电机 3000rpm 电气试验过程中因消缺停机，在盘车状态下，盘车转速从 30RPM 左右突然下降至 0，开大主机液动盘车转速调节阀无效，且因手动盘车齿轮随转子伸缩与手动盘车孔已经错位无法及时进行手动盘车，转子停转，因转子温度高，调试指挥部下令闷缸。连续 17 天，每隔 24 小时通过启、停顶轴油泵改变主机各轴承间隙，试图手动盘动转子均无效，待超高压转子温度降至 120℃，经调试各方会商采取一定的措施后强行手动盘动转子，将转子翻动 360°，检查转子无卡涩现象，经直轴后偏心度正常，投入连续盘车，调

整转速至 50rpm。

原因分析:

(1)为追求高经济性,汽轮机本体以及轴封动、静部分间隙设计余量比较小。汽轮机超高压缸、高压缸汽封径向动静碰摩造成了转子抱轴^[1]。

(2)基建单位将高排逆止阀前、后疏水管道安装连接错误,二次冷再蒸汽倒流至高压缸,造成高压缸排汽 A/B 侧温差大,闷缸过程中导致汽轮机停运后高压缸上、下缸温差大,高压缸上下温差最大达 80℃,发生动静碰磨。见图 2。

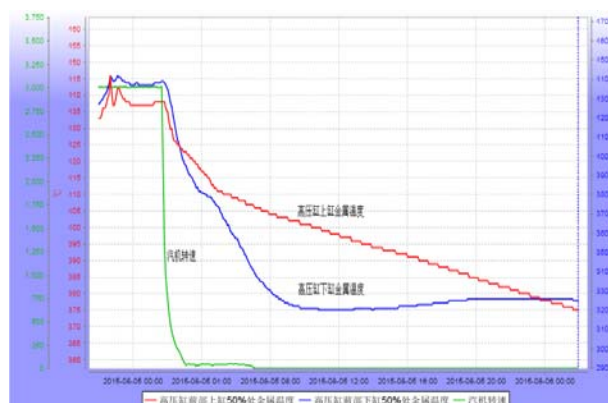


图 2 高压缸上下温差

(3)轴封蒸汽温度与缸温不匹配,轴封系统设计存在缺陷。常规一次再热机组高压缸排汽温度在 350℃左右,本工程机组超高压缸、高压缸排汽温度在 430℃左右,较常规机组高出 80℃左右,轴封供汽温度仍采用 280-320℃供汽设计存在缺陷,进汽温度偏低,造成机组停运后,轴封进汽温度与轴封腔室温度温差大,长时间较大温差,导致超高压缸、高压缸端部汽封轴封齿收缩变形,大轴与轴封齿碰磨。



图 3 轴封系统参数

(4)超高压排逆止阀卡涩未能关闭,导致一再蒸

汽返至超高压缸,转子惰走过程中产生一个反作用力,不仅使转子惰走时间变短同时降低了盘车时的转速。

解决措施:

(1)对冲转方式进行优化调整,超高压缸投运时,超高压排通风阀关闭。同时降低冲转参数:超高压缸进汽 7.5MPa/400℃,高压缸进汽 2.8MPa/380℃,中压缸进汽 0.8MPa/380℃。增加汽轮机进汽量,降低排汽温度,减少轴封进汽温度与轴封腔室温度温差。

(2)对轴封系统进行优化,提高超高压缸、高压、中压缸轴封进汽温度至 320-350℃,控制中低压缸进汽温度 300℃。

(3)本机正常运行且轴封汽在自密封运行状态时,加强各轴封段轴封蒸汽温度的监视,保证备用汽源在正常备用状态。维持轴封压力调阀及旁路阀前节流孔疏水阀长开,防止轴封系统进水和冷汽。

(4)当机组低负荷运行轴封汽需要补汽或停机后轴封汽全部由备用汽源供给时,应控制高压段轴封进汽温度控制在 350℃左右,维持低压缸轴封进汽温度不高于 300℃。

(5)若发生机组跳闸或正常停机等,应加强对超高压缸/高压缸排汽温度的监视及时调整轴封供汽温度,防止封进汽温度与轴封腔室温度温差偏大。机组惰走过程中应尽快调整高压段轴封进汽温度达到 350℃左右,观察 1、2、3 瓦轴振变化情况,若振动明显异常且轴封汽温度无法满足上述条件时,应立即破坏真空,真空至零后时停供轴封汽,防止轴封变形引起大轴抱死。

(6)当机组在跳机或停机后的盘车运行状态时,应加强对高压段轴封供汽温度的监视,防止封进汽温度与轴封腔室温度温差偏大。液动盘车投入连续运行后,要记录好主机惰走时间,判断是否正常;连续盘车期间要特别关注盘车转速的变化,若出现不规则的上下波动且无法判断具体原因时,则尽快破坏真空停轴封,防止轴封变形引起大轴抱死。

(7)机组停运后,严密监视汽缸温度,如果上下缸温差变大,尽快关闭缸本体疏水门闷缸,可间断性开疏水门进行疏水。

1.3 超高压排逆止阀在阀温较高时卡涩无法关闭

(1)原因分析

1)本机组超高压缸排汽温度在 430℃左右,常

规一次再热机组高压缸排汽温度在 350℃左右，设计人员未充分考虑在 430℃左右时阀门轴套间隙，导致在阀温较高时卡涩。

2) 超高排通风关闭时，关闭力矩不够。一是汽缸内弹簧弹性系数不够，二是气缸排气时排气阀口径偏小。

(2) 解决措施

1) 弹簧侧气缸增加一路气源，在超高排通风关闭时，增加关闭力矩。

2) 适当放大阀门轴套间隙。

1.4 高负荷时汽泵密封水调整裕量小

(1) 过程现象：高负荷时，凝结水压力小幅波动，造成汽泵密封水回水温度大幅上升。

(2) 原因分析：汽泵密封水取自凝结水，1000MW 负荷时，进水端密封水调节阀开度将近 60%，密封水出水温度控制在 55-60℃，进水端密封水调节阀开度将近 60%，从阀门特性流量曲线上看已接近全开。调节裕量已不多，如凝结水压力有一点波动，电动调节阀将不能快速跟踪密封水回水温度的变化。

(3) 存在问题

1) 高负荷下密封水调节裕量已不多，凝水压力稍微波动，势必密封水回水温度上飙。处理不当时很容易造成给水泵跳闸。

2) 给泵密封水这一薄弱环节，导致凝泵变频长期近工频工况运行，而除氧器主调大幅节流，违背设计初衷，凝泵变频起不到节能效果。

(4) 解决措施

1) 采用独立的水箱和水泵供给汽泵密封水。

2) 凝结水泵变频未投入自动期间，每一个负荷段把凝泵的转速设成一个固定转速，这个转速要既能保证给水泵安全运行，又能保证除氧器水位在可调节范围内，除氧器水位调节阀开度不大于 85%。这样能在低负荷段发挥凝泵变频节能的优势，又能减少除氧器水位调节阀的节流损失。

3 结束语

在调试过程中，各方通过不断总结分析、试验，攻克了诸多 1000MW 二次再热超超临界汽轮机运行与控制技术难题，各项指标均达到设计值，达到世界领先水平。它的建成将引领全球燃煤发电机组高效、环保技术发展方向，为电力行业的节能减排开辟新路径。

参考文献：

- [1] 田丰.汽轮机设备及系统[M].北京:中国电力出版社,2013. 34-98.

作者简介：

崔凯峰（1984-），男，江苏启东人，工程师，从事电厂集控运行工作，E-mail: cuikf@gdtz.com.cn。