

1000MW 二次再热汽机大轴抱死原因分析及预防措施

梁海山，崔凯峰，徐 卫

(国电泰州发电有限公司，江苏 泰州 225327)

摘 要：某厂 1000MW 二次再热机组的汽机轴系长，汽缸多，轴封压力低，温度要求高，控制起来难度较大，稍有不慎，就可能导致主轴抱死的严重后果。本文对调试期间#3 机组的大轴抱死原因作简要分析，并对如何预防此类恶性事故的发生提出几点措施。

关键词：二次再热；汽轮机；大轴抱死

0 引言

自主开发大容量二次再热超超临界机组，将使我国在高参数大容量机组方面彻底摆脱国外知识产权束缚，实现我国火力发电制造技术上的突破，达到世界领先水平，使我国火电设计水平又获得一次新的跨越，为我国今后 700℃机组实施二次再热做好技术储备。

该厂二期汽轮机是由上海汽轮机厂引进西门子技术研发而成，型式为超超临界、二次中间再热、五缸四排汽、单背压反动凝汽式汽轮机，额定参数是 31MPa/11MPa/3.29MPa，600℃/610℃/610℃。汽轮机轴封采用自密封，辅汽作为辅助汽源在启停阶段投运。轴封压力设计值 3.5kPa，轴封温度 280~320℃。^[1]

汽轮机主轴抱死主要是由于动静部分摩擦造成，多发生在机组启、停阶段，我厂 1000MW 二次再热机组的汽机轴系长，汽缸多，较常规百万千瓦机组的汽轮机发生主轴抱死的可能性更大。加上我厂二次再热汽轮机轴封压力要求控制在 3.5kPa，温度 320℃，控制难度大，在停机时稍有不慎就会使轴封进冷气，造成主轴抱死的恶性事件，处理不当会对机组今后的运行造成严重影响。本文就此次调试期间的一次大轴抱死作简要分析。

1 主轴及轴封结构

汽轮机在通流部分设计上任采用模块化设计，本体部分由五个汽缸组成，即一个单流超高压缸、一个双流高压缸、一个双流中压缸和两个双流低压缸。超高、高、中、低压转子均采用无中心孔整锻

转子，具有刚性好，应力小的特点。并通过刚性联轴器将五个转子连为一体，汽轮机低压转子 2 通过刚性联轴器与发电机转子相连。

汽轮机五根转子分别由六个径向轴承来支承（见图 1），除超高压转子由两个径向轴承支承外，其它转子均由单轴承支撑。六个轴承分别位于六个轴承座内，且直接支撑在基础上，不随机组膨胀移动，并能减少基础变形对轴承载荷及轴系对中的影响。其中#2 轴承座内装有径向推力联合轴承，且机组的绝对死点和相对死点均在超高压高压之间的#2 轴承座上。发电机转子为双支点支撑，发电机和励磁机转子形成三支撑结构，包括发电机转子的整个轴系由 7 根转子（5 缸）、9 个轴承组成，整个汽轮机轴系总长约 36m，机组轴系全长约 54m，轴系总重约 330t。

主机配有两个盘车，一个液压盘车位于机头，还有一个手动盘车，位于#4 轴承座处。

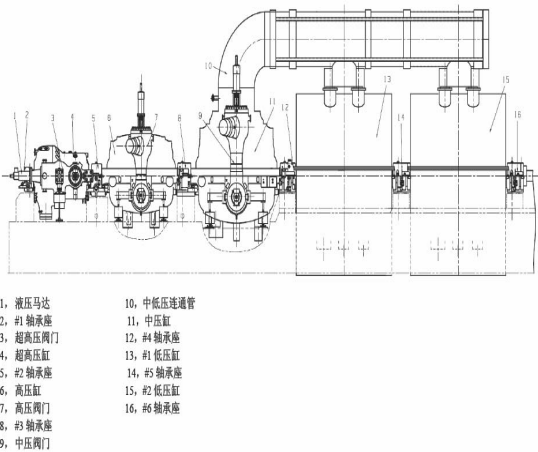


图 1 主机轴系布局

本机组轴封系统采用自密封轴封系统（见图2），设有轴封压力自动调整装置、溢流泄压装置。轴封母管压力通过自动调整装置、溢流泄压装置来控制，使汽轮机在任何工况下均自动保持供汽母管中设定的轴封母管压力约 3.5kPa(a)，轴封外供汽来自辅助蒸汽，经三组加热器后供至轴封用汽。在轴封供汽母管上配置一套减温减压装置，通过温度调节站控制其喷水量，从而实现减温后的蒸汽满足轴封供汽要求，热态温度约 280~320℃。

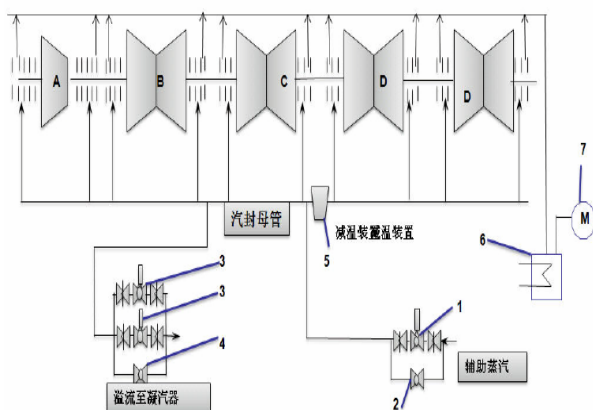


图2 轴封系统简图

2 主轴抱死

该厂二次再热汽机首次冲转成功后，在停机后，油系统运行正常，液压盘车未正常自动投入，立即组织人员就地手动盘车，手动盘车手柄移位，手动无法盘车，根据规程规定^[2]，禁止强行盘车，为避免大轴被轴封抱死后强行盘车造成大轴轴端磨损过大，决定采取闷缸措施，保持上下缸温差在允许范围（ $\leq 30^{\circ}\text{C}$ ）并计划在超高压缸温度降至 300℃或转子温度降至 150℃开始试盘车。但是一直等到超高压缸温度降至 184℃，手动试盘车仍盘不动，继续闷缸。直至转子温度低至 98℃才手动盘动，盘车 180°直轴 1 h，继续盘车 180°，再直轴 30min，继续盘车 180°，再直轴 15min，直轴结束后，保持手动盘车，并将液压盘车投入，停止手动盘车，维持盘车转速 57rpm。

3 原因分析

大轴发生抱死主要有两种可能：①轴封处发生碰磨；②轴瓦磨损。从主机液压盘车未正常投运，就地手动盘车未找到手动盘车手柄看很可能是轴封齿发生碰磨。停机后测量各轴瓦抬轴高度如表 1。

表 1 各轴瓦抬轴高度

| 轴瓦 | #1 | #2 | #3 | #4 | #5 | #6 | #7 | #8 | #9 |
|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|
| 停机前 | 9.8 | 10.9 | 7.2 | 9.0 | 7.2 | 7.0 | 8.9 | 12 | 10.9 |
| 停机后 | 9.6 | 10.5 | 7.5 | 8.8 | 7.1 | 7.0 | 8.6 | 11.3 | 11 |

由表 1 中数据可知，基本判定轴封齿发生碰磨，结合手动盘车移位及厂家现场查看判定汽轮机超高压缸、高压缸汽封径向动静碰磨造成了转子抱轴。而导致这一事故的根本原因是轴封系统存在缺陷，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。此外，此次，超高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。

4 解决措施

针对这次事故的情形可采取下列措施来预防。

对冲转方式进行优化调整，超高压缸投运时，超高排通风阀关闭。同时降低冲转参数：超高压缸进汽 6.0MPa/400℃，高压缸进汽 2.0MPa/380℃，中压缸进汽 0.5MPa/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。

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℃。另外从一期三抽接入一路高温汽源至 3 号机轴封系统。

3 号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。其中三抽 3 号机组轴封系统为首选备用，辅汽至轴封汽电加热器为次选备用。

3 号机辅汽由二冷与一期辅汽混温后提供，调整 3 号机辅汽母管温度在 270℃以上。机组正常运行，维持 3 号机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。

若发生 3 号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。

当 3 号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。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。

3 结束语

大轴抱死的原因很多，有的是人为的；有的是

设备缺陷；有的是设计缺陷。无论哪种原因导致，都要妥善处理，严禁用行车等强行盘车，否则容易对大轴造成永久伤害，甚至导致不可挽回的损失。在平时运行过程中多分析，多总结必然减少甚至避免此类事故的发生。

参考文献：

- [1] 国电泰州发电有限公司.1000MW 二次再热超超临界机组设备说明书 第五章[Z].
- [2] 国电泰州发电有限公司. 国电泰州发电有限公司二期集控运行规程 停机规定[Z].

作者简介：

梁海山（1989-），男，江苏淮安人，助工，从事电厂集控运行工作，E-mail: liangsh@gdtz.com.cn。