

660MW 汽轮机组轴瓦温度异常的分析与处理

陈华桂，秦惠敏

(江苏方天电力技术有限公司，江苏 南京 211102)

摘 要：针对某 660MW 机组投产后启动出现的 1 号轴瓦温度异常的问题，机组在运时进行了初步分析，停运后结合揭瓦检查的情况，确认了轴承座内存在异物从而导致轴瓦自动调整定位性能差是引起轴瓦温度高的主要原因，对轴承座内铁锈与润滑油高温碳化物的溯源发现，2 号机组门杆漏汽在轴封系统中接入点位置不合理，据此提出了清除异物、刮瓦和改接门杆漏汽等消缺措施。措施实施后，机组的轴瓦温度保持在正常水平。

关键词：汽轮机；轴承；瓦温；轴封

某电厂一期工程安装了两台 660MW 燃煤发电机组，汽机型号为 N660-25/600/600，是上海汽轮机厂生产的超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、凝汽式汽轮机。发电机型号为 QFSN-660-2，是上海汽轮发电机厂制造的水-氢-氢冷却三相同步汽轮发电机。汽轮机 4 个转子分别由 5 只径向轴承来支承。除高压转子由 2 个径向轴承支承外，其余 3 个转子，即中压转子和 2 个低压转子均只有 1 只径向轴承支承。5 个轴承均采用椭圆瓦，分别坐落在 5 个轴承座内。2 号轴承座位于高压缸和中压缸之间，在 2 号轴承座内装有径向推力联合轴承，整个轴系是以此为死点向两头膨胀。发电机和励磁机由 3 个轴承支承，轴系支承如图 1 所示。

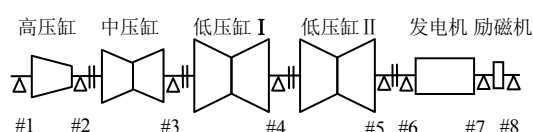


图 1 机组轴系支承简图

1 瓦温异常情况

该型机组 1 号径向轴承由上半和下半壳体、支撑垫块和定位键等组成。轴承壳体内侧设有巴氏合金，通过圆锥销和螺栓联结在一起。轴承金属测温元件采用热电偶。轴承安装在球形座上，这种球面结合，使得轴瓦能按转子的挠度和倾斜程度自动调整定位，使轴颈与轴瓦处在较好润滑状态下工作^[1]。

自 2012 年 2 月 9 日，2 号机组并网运行以来，在供油母管润滑油温度维持在 42~46℃ 的情况下，1 号轴承下瓦 3 个金属温度测点随着机组运行时间的推移

逐步升高，瓦温最高值由最初的 72℃ 上升至 104℃，并且下瓦金属温度随着机组负荷的变化出现波动，升负荷时下瓦金属温度降低，降负荷时下瓦金属温度升高，趋势如图 2 所示。

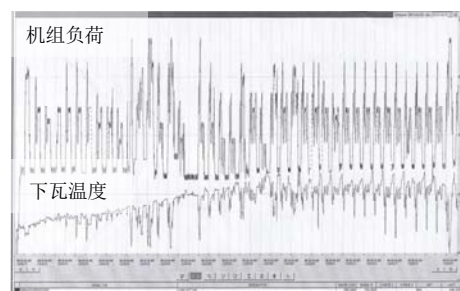


图 2 1 号轴承下瓦温与负荷趋势

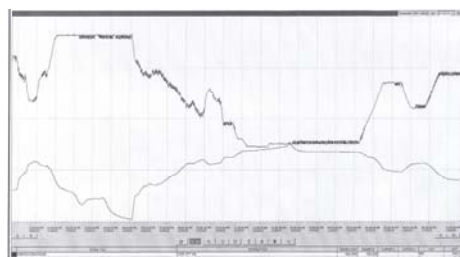


图 3 1 号下瓦温度与机组负荷趋势（局部放大）

到 3 月下旬，机组负荷 660MW 时下瓦温度高点为 77℃，机组负荷 330MW 时下瓦温度高点为 104℃，温度变化幅度已达 27℃，且每次机组负荷降至 330MW 运行时，1 号轴承下瓦大多会出现了一次瓦温飙升后的回落，如图 3 所示，后期越来越频繁。与此同时，1 号轴承处的转轴振动随着机组负荷的变化也有小幅波动，波动幅度在 15μm 左右，机组高负荷时振动大，低负荷时振动小。3 月 21 日凌晨，2 号机组降负荷至 330MW 左右运行时，1 号轴承下瓦金属

温度产生突变, 飙升至 107°C , 之后又出现温度回落现象, 同时出现振幅波动。按设计文件要求, 该机组轴承金属温度高报警值整定在 107°C , 保护动作跳闸值设定在 113°C 。下瓦金属温度过高已严重危及到机组的安全稳定运行。

2 在运初步分析

机组运行过程中出现轴瓦金属温度异常, 首先应检查测温元件是否损坏、温度测量极性是否装反、温度测量补偿方法或标准是否正确、温度补偿系统是否受到外界严重干扰等, 确认轴承温度异常的真实性。经过检查核实, 温度测量系统正常, 轴瓦金属温度测量值反映了轴瓦的实际状况。

排除了因热工测量系统异常引起的轴瓦金属温度虚假升高和波动。根据轴承理论, 引起椭圆瓦金属温度高的原因可能有轴瓦质量不良、润滑油影响、轴承载荷过大、轴瓦球面自动调整能力差等^[2], 下面逐一加以分析。

2.1 轴承钨金浇铸质量不良

若轴承乌金浇铸质量不良, 结合不佳, 存在脱胎现象。当承受动载荷或温度变化时, 结合不牢, 脱胎现象将进一步加剧。仅由轴瓦质量不良所引起的轴承金属温度高, 其轴瓦温度趋势通常是逐渐上升, 而不会出现较大幅度的波动。据此推断轴承乌金浇注质量不良不是造成2号机组1号轴承下瓦金属温度异常的主要原因。

2.2 润滑油的影响

润滑油温度过高或过低、润滑油黏度不合格、油流量过大或过小、回油不畅、润滑油断油、油质不良或油质恶化、润滑油压力过低或过高、油流中或轴承内存在气体或杂物、顶轴油管逆止阀不严油膜压力下降等, 都可使轴承温度升高。轴瓦进油温度高使得高温的润滑油不能将轴承运行过程中产生的热量及时带走, 引起轴瓦温度升高。但该机组正常运行时供油温度基本稳定在 $42\sim 46^{\circ}\text{C}$, 可以排除润滑油温的影响。若润滑油中含有杂质, 瓦块易被刮伤, 尤其是大容量机组, 其轴颈尺寸加粗, 轴颈表面线速度增大, 同时转子重量大、油膜薄, 不仅在润滑油压力偏低时轴颈易与轴瓦间发生摩擦, 而且轴颈更易受油中微小颗粒的损伤。瓦块刮伤会造成轴瓦金属温度高, 这在新建成投产的机组中较为常见, 但2号机组1号轴承瓦温频繁出现飙升, 这种不

断出现杂质的可能性不大。润滑油流量的影响, 主要是机组运行过程中, 由于润滑油供油系统故障, 如主油泵故障、油系统泄漏、逆止阀不严密, 引起润滑油供油压力降低, 各轴承进油流量大幅减少。出现这一情况往往是机组所有轴瓦温度均会有一定幅度升高。而不仅仅是某一轴瓦温度升高。因润滑油异常引起的轴承温度高也可以排除。

2.3 轴承载荷的影响

转子中心偏差、轴承座温度和扬度变化、轴振动过大、转子受到向下的力过大、转速超过允许值、轴封漏汽引起轴承座标高发生变化等, 都可能产生轴承载荷分配不均, 引起轴承载荷过大, 轴瓦温度升高。尤其是受汽轮机进汽蒸汽附加力的影响, 在机组负荷频繁变动时, 这一温度变化往往呈现出一定的规律性。2号机组1号轴承下瓦温度与负荷负相关、上瓦温度与负荷正相关, 与该厂同型号的1号机组1号轴瓦温度变化呈现出相同的规律性, 尽管该型号汽轮机是两侧对称进汽, 但从实际运行情况看, 汽流对转子的附加作用力是随负荷变化的, 高负荷时汽流对转子向下附加作用力减小、低负荷时向下附加作用力增大。高负荷时转轴中心上浮, 轴承负载减轻, 下瓦温度降低、上瓦温度升高、工频振幅变大; 低负荷时转轴中心下移, 轴承负载变重, 下瓦温度升高、上瓦温度降低、工频振幅变小。但同型号的1号机组负荷变化时, 1号瓦温变化只有 5°C 左右。据此判断轴承载荷变化不是造成2号机组1号轴承下瓦金属温度异常的主要原因。

2.4 轴承球面自动调整能力

轴承间隙过小或过大、轴承紧力过大、轴承安装偏斜、轴承底座垫片增加的过多、轴承与轴颈扬度不一致, 轴承瓦块与轴承座球面之间有杂质等, 都可能使轴承球面自动调整定位能力变差。轴承载荷不能均布在整个瓦面, 造成局部载荷过高, 油膜过薄, 从而引起轴瓦金属温度高, 情况严重时甚至会出现瓦块局部磨损。瓦块自位能力变差后, 需要更大的作用力瓦块才能自位。瓦温飙升, 表明该过程油膜急剧变薄, 同时油膜内压力也在急剧升高。情况严重时瓦块和轴颈甚至需要碰摩接触后才能自动调整定位, 位置调整后瓦块便工作正常, 瓦温下降。每次接触都会有轻微磨损, 最早开始磨损的部位在外端, 逐步向瓦内磨损。这一过程中, 瓦温测点对应的油膜厚度越来越薄, 瓦温监测到的温度数

值越来越高。随着机组负荷的变化，轴瓦在相同的负荷变化条件下对应的温度变化也随之变大。这与2号机组1号轴承表现出的异常状况基本一致，由此推断轴承球面自动调整能力差是引发1号轴承金属温度异常的主要因素。

2.5 轴心位置的变化

2号机组运行一个多月以来，1号轴瓦间隙电压从-9.5V、-9.3V变化到-10.9V、-8.9V，2号轴瓦间隙电压基本无变化。间隙电压具体变化数值如表1所示。

表1 1号和2号轴瓦间隙电压值对比					V
日期	时间	1X	1Y	2X	2Y
2012.2.10	4:49	-9.5	-9.3	-8.1	-9.7
2012.3.23	1:28	-10.9	-8.9	-8.1	-9.8

对比1号轴承1X、1Y的间隙电压发现，自2012年2月10日以来，1号轴承转轴中心位置累计向下移动130 μ m，向左移动160 μ m，从调速器端向发电机端看，转子顺时针旋转，转轴中心正常工作位置在轴瓦中心的左下方^[2]，忽略油膜厚度的变化，轴心是不可能再向左下移动，但实际轴心轨迹表明，2号机组从2月9日并网发电以来，转轴中心逐步在向左下方移动，亦即下瓦块在逐步退让，据此推断，1瓦很可能因瓦块自位能力不足而逐步磨损。

3 停运检查分析

3.1 停运检查

2012年4月7日，2号机组停运后，对1号轴承进行揭瓦检查，1号轴承下瓦乌金磨损情况如图4所示，从瓦胎看，内侧1/4胎面存在汽蚀点，表明这部分胎面承载过重，没有正常参与工作；其余3/4胎面有磨痕，表明这部份承载过重。1号轴瓦下瓦磨损状态与停机前的分析推测基本吻合。从外观看，瓦块属于轻微受损，不存在脱胎现象。



图4 1号轴承下瓦

擦洗后的1号轴承瓦枕情况如图5所示。轴承座内存在大量铁锈，瓦枕上除铁锈外，还有很多黑色异物，瓦块与瓦枕之间运动阻力增加而卡涩，瓦块自位能力的丧失后瓦块表面无法保持与轴颈表面平行，出现瓦块外侧与轴颈表面间隙小、内侧与轴颈表面间隙大，导致油膜厚度轴向分布不均匀，瓦块有效的承载面积下降，瓦块外侧承载过重、油膜过薄，发生轴颈与瓦块单侧碰摩，瓦温飙升，轴颈推动瓦块重新自动调整定位后瓦温又有所下降；并且单侧磨损由外向内发展，逐步接近测温点，瓦温高点逐步升高、且瓦温波动大；随着磨损的加重，轴心逐步在向左下方移动。因此，瓦块与瓦枕之间的铁锈、黑色异物是导致1号轴瓦温度异常的主要原因。



图5 1号轴承瓦枕

经取样分析黑色异物的主要成份是碳，确认为高温状态下润滑油的碳化物，而大量铁锈表明机组运行时轴承座内充满了水汽。轴承座内造成异物的高温、铁锈的水汽因素共同指向轴封漏汽。

实际运行中，2号机组轴封压力明显偏大，高压缸前轴封存在大量蒸汽外漏（同型号的1号机组正常），为了防止轴封蒸汽进入轴承座，还在轴封与轴承座之间加装了临时挡汽板。

3.2 门杆漏汽接入点

由于新装机组的轴封安装间隙是严格控制的，同时机组运行过程中2号机组1号瓦未出现过机械碰摩现象，因此，轴封漏汽排除了轴封间隙过大的因素。实地勘察轴封系统发现，1号、2号机组门杆漏汽接入轴封母管的位置有所不同：1号机组门杆漏汽接在轴封供汽母管末端的轴封溢流阀前—A点位置，而2号机组门杆漏汽接在中低压缸轴封母管的喷水减温器前—B点位置，如图6所示。

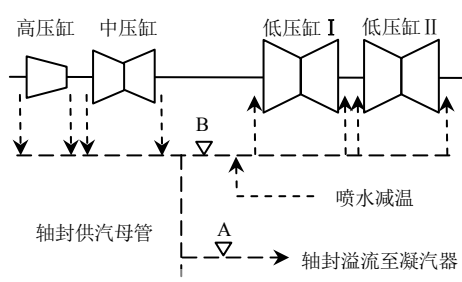


图6 门杆漏汽接入点示意图

正常运行中，机组的门杆漏汽源于主蒸汽和再热蒸汽，高中压轴封汽的主要来源是主蒸汽和再热蒸汽做功后的乏汽，因此，门杆漏汽的焓明显高于高中压轴封汽，这就造成了门杆漏汽接入轴封系统A、B点的差异：门杆漏汽接入A点时流向凝汽器，基本没有影响原轴封系统的运行；而接入B点时流向低压轴封，由于门杆漏汽温度很高，为了满足低压轴封温度需求，必须增加大量轴封减温水，而这些喷水汽化后导致轴封系统内蒸汽质量明显增加，即便是在轴封溢流调节阀开度很大时，轴封压力仍然很高，门杆漏汽接入点不同对轴封运行参数的影响见表2。

表 2 负荷 550MW 时 1、2 号机组轴封运行参数对比

机 号	轴封母管压 力/kPa	高压段轴封温 度/℃	轴封溢流阀 位/%	轴封减温水 阀位/%
1	30	328	15	19
2	72	495	62	41

过高的轴封压力引起高压缸前轴封蒸汽大量外漏，高温蒸汽进入1号轴承座后，造成钢铁锈蚀、润滑油碳化，在瓦枕上产生大量异物。因此2号机组门杆漏汽接入点有必要参照1号机组的位置改接以降低轴封母管压力，保证高压缸前轴封蒸汽不外漏，为1号轴承提供良好的运行环境。

4 处理及效果

结合前面的分析和揭瓦检查情况，决定采取如下处理措施：1号轴承下轴瓦属于轻微受损，修刮后应该可用，但要保持在轴承设计间隙要求之内；若修刮后不能保持在设计间隙要求之内，则需更换新瓦^[3]。同时对轴颈采用油石、金相砂纸表面打磨，提

高轴颈表面光洁度。彻底清理瓦枕、瓦块球面上的异物。安装时轴瓦紧力按下限调整，保证瓦枕、瓦块球面结合后能活动自如^[4]。参照1号机组门杆漏汽接入位置对2号机组进行改接，消除高压缸轴封蒸汽外漏。

在瓦面修刮、清理异物、门杆漏汽改接后，机组重新起动。起动后的各阶段，轴瓦金属温度均在正常范围内。机组满负荷660MW运行，2号机组轴封系统参数数值与1号机组接近，高压缸前轴封已无外漏现象，1号轴瓦的温度稳定。机组负荷在300～660MW之间调整时润滑油供油温度自动控制在45℃，1号轴承下轴瓦金属温度在78～83℃之间波动，2号机组运行一年来，未再出现轴瓦温度偏高或温度波动幅度过大的现象。

5 结束语

汽轮机轴承金属温度异常升高，往往是乌金磨损、碾压的前兆，在发现轴瓦温度异常现象后，应在加强运行监视，尽快寻找机会停机检查处理，避免发生汽轮机烧瓦弯轴的恶性事件。引起轴瓦金属温度高的原因很多，实践中需依据轴承原理并结合现场情况具体分析后确认原因，采取相应对策，降低轴承金属温度，确保汽轮机组的长期安全稳定运行。

参考文献：

[1] 吴仕芳.新一代超超临界 660 MW汽轮机的设计开发[J]. 华东电力, 2010, 38(11).
[2] 施维新.汽轮发电机组振动与事故[M].北京：中国电力出版社, 1999.
[3] 中国动力工程学会.火力发电设备技术手册汽机篇[M]. 北京：机械工业出版社, 1998.
[4] 李守伦,张清宇.汽轮机轴瓦温度高的原因分析及处理[J]. 热力发电, 2003, 32(3).

作者简介：

陈华桂（1978—），男，江苏姜堰人，高级工程师，主要从事火电机组性能试验研究，E-mail：chenhuagui2000@sina.com。