

水电机组监测与诊断技术

刘万景 杨虹

(水利部机电研究所 天津 301900)

TM312

摘要 随着水电机组监测与诊断技术的发展,国内外研制了一批监测与诊断仪器。目前比较成熟并与机组运行关系密切的有机组振动,水轮发电机气隙,定子绝缘,推力轴承温度,油膜厚度和水轮机空蚀等监测与诊断及相应系统。

关键词 水电机组 监测 诊断 传感器

诊断技术是基于对设备运行状态的监测,以确认其异常表现,预测其发展趋势,查明产生原因、发生部位的一种综合技术。它由检测、处理、诊断与评价三个部分组成,构成了现代设备预测性维修的技术基础。诊断系统一般都是由检测单元(传感器)、采集单元(仪器)、计算机和软件组成,是信息和经验的集合。

水轮发电机组的监测和诊断已成为当今世界普遍关注和感兴趣的研究课题。1986年,第31届国际大电网会议就机组监测和诊断问题进行了专题发言,各国专家对监测对象以及如何监测提出了不同的见解,比较集中提及的监测内容有发电机气隙,定子绝缘和机组振动等。1990年12月在武汉由能源部电力司主持举办了首届全国水电站诊断技术研究会,与会代表交流了国内外诊断技术发展情况,认识到在我国尽快开展这一工作的必要性。目前我国一些研究所、中试所、高等院校也都不同程度的开展了诊断技术的理论研究,并开发了一些产品,可以预见这一研究工作将在今后几年得到更快的发展。

1 振动诊断技术

任何机械无不产生振动,差异只是量值不同。过大的振动会导致设备损坏,中断正常生产。所以,对大型的、主要的机械进行振动适时诊断越来越被人们所重视。振动也是水电机组的常发病,振源广,相关因素多,开展振动监测和诊断技术研究尤为必要。

目前,振动诊断大多还是依靠人来完成的。所谓的振动自诊断系统也只是通过检测、处理,提供给操作人员大量的分析数据和图形,操作人员根据这些资

料和平时积累的经验进行判断,找出振因,制定措施,解决问题。

振动诊断所依据的最主要的参数是频率,因为不同的振动往往会引起某种特定的频率。附表列出的是水轮发电机组通常发生的振动频率特征。此外还应观察振动的变化情况和振动规律。例如:(1)转子质量不平衡,振幅随转速增加,与转速平方成正比。(2)尾水管压力脉动,其振幅在某些负荷区域内增加,而在另一些区域内振动很小或消失,其频率也可能改变。另外,具有较大幅度的垂直振动,在尾水管中有敲击声和不正常的噪声,并可能伴随着出力摆动。

总之,振动原因的诊断,要根据振动频率、振动变化规律以及经验进行综合评判。

振动监测与分析系统,国外已发展得相当完善,基本上趋于规范化,如日本、美国、德国、瑞士等。国内也有不少成熟的系统,如杭州仪器仪表厂、北京测振仪器厂、天津电子仪器厂、南京工学院、重庆大学、四川中试所、水利部机电研究所等单位。他们生产的各种不同的测振系统,性能上基本与国外相同,只是尚未形成统一规范。但诊断系统目前发展还在初级阶段。美国亚特兰大公司的CHAMP振动诊断系统,天津电子仪器厂的TD4070系统诊断分析仪都有一定诊断功能,根据数据处理的结果,这两个系统都能够指出一些产生振动的原因,如不平衡,不对中等。

振动诊断是经验的集合,只有通过对各种各样振动问题的处理,才能掌握其特征,才能发展诊断技术。所以,这一工作还有待于继续深入进行。

收稿日期 1994-12-21

• 38 •

附表 水轮发电机组常见振动的频率特征

故障状态	振动频率(Hz)
转子质量不平衡	$1f_r$
不同心和轴弯曲	$(1\sim 2)f_r$
摩擦	$(1\sim 1/2)f_r$
尾水管压力脉动	$(1/2\sim 1/4)f_r$
镜板波浪度	$Z_1 f_r$ (Z_1 为轴瓦数)
导轴瓦故障	$Z_2 f_r$ (Z_2 为导轴瓦数)
转轮叶片故障	$Z_3 f_r$ (Z_3 为叶片数)
导叶故障	$Z_4 f_r$ (Z_4 为导叶数)
定子铁芯轴向松动	100
定子铁芯圆周向松动	100
定、转子间隙不均匀	$1, 2, 3, \dots, n f_r$ ($n < z$)
卡门涡	$(0.15\sim 0.2) \frac{\text{湍流流速}}{\text{视流体直径(或厚度)}}$

注 f_r 为转动频率, z 为磁极数。

2 水轮发电机气隙诊断技术

2.1 气隙对机组性能的影响

水轮发电机定、转子空气间隙(以下简称气隙)是一项重要的电磁参数,它对电机的其它参数、运行性能及技术经济指标有着直接的影响。设计选定的气隙值,由于种种原因,在机组安装、试运行以后发生变化。这些原因包括制造、安装的诸因素和定、转子结构部件受电磁力及离心力的作用,其中尤其与发电机转子结构特征有较大关系。运行中的发电机,气隙的均匀性直接影响其电气特性和机械性能的稳定。计算表明,即使是50%的气隙不均匀也会导致很大的电磁不平衡力,作用于机组导轴承上,引起机组振动和导轴承的磨损,而且还将引起发电机电势中谐波分量的增加,造成磁极阻尼条过热。此外,转子各部件在离心力作用下将会产生不同程度的相对滑移和变形,加上热膨胀的影响,运行中发电机气隙的大小显然是个变量。

1980年6月4日,美国大古力电厂23号机(718MW),由于定、转子运行中发生相碰事故,使定子铁芯表面烧伤面积为 $150\text{mm} \times 150\text{mm}$,波及的损坏面积达 $2\text{m} \times 0.8\text{m}$,造成线圈绝缘破坏,接地保护动作。在此之后,相同事故在北美的一些电站相继发生。为确保大型发电机安全运行,预防突发性事故的发生,一些国家和有关部门提出,建立一套专门的空气间隙监测系统,在机组投入试运行时和正式

投产之后对气隙进行反复测量,为运行、检修提供一系列预防性数据,并为机组的优化设计提供相应的验证。

目前,我国水轮发电机空气间隙的测量水平还比较低,一般都是机组安装调整过程中,用塞块检查方式作气隙的定点静态测量。这种方式测点少,精度差,无法确定定子内圈的几何形状和转子磁轭、磁极环状体对大轴旋转中心的偏心。所以,其测量数据仅为机组中心调整定位提供相当粗略的参考,对设计验证和运行保护无任何意义;一旦机组启动,气隙的变化将使原来的测量数据失去意义。

国外对气隙的监测技术研究已有数十年历史,加拿大两个研究所分别研究出不同的气隙监测分析系统,现都投入生产,在世界许多地方得到应用。

2.2 气隙监测系统

目前,国外比较成熟的气隙监测系统有两种,一是利用平板电容器作为检测元件,一是利用光电技术进行测量。

2.2.1 平板电容器气隙监测系统

该系统以平板式电容传感器来检测气隙的变化,传感器以粘贴的方式安装在定子铁芯上,传感器安装的多少应以用户要求而定,越多测量越精确。传感器与电子采集单元相连接,电子采集单元用来采集、传输来自传感器的测量信号,并由计算机和软件控制测量模式和过程分析,贮存和记录测量数据。

2.2.2 光电气隙监测系统

该系统的运行原理是反射光学三角测量技术,探头是一个光源发射器,即光源通过透镜射到对面的一条反射带上,利用交叉光源脉冲的变化时间(时间是距离的函数)以确定距离。控制头很小,能防污染,可以放在定子的通风槽内,不需要伸到空隙中,探头可以装在定子上,则以定子为基准,测转子变化对气隙的影响。为了防止强电场对测量数据的干扰,引线采用光导纤维,采集的数据用微机处理。

2.3 气隙监测系统的功能

两系统在测量功能上都能满足使用要求,性能也都是稳定可靠的。在其组成上光电式要比平板电容式复杂一些,安装调试也相对困难些,但测量精度稍高。两系统功能如下:

测量定子静态气隙变化,转子变形和滑移,定子膨胀的不均匀度,单个磁极靴形状,定子、转子圆度和同心度,启动和停机过程中的动态分析,特殊工况下(磁场放电、短路、甩负荷、飞逸转速)动

态气隙的变化,间隙最小值报警和停机跳闸设定。

3 水轮发电机定子绝缘诊断技术

迄今为止,一致认为绝缘是电机事故率最高的部分。如何通过无损诊断,及早发现缺陷,对提高运行可靠性,防止突然事故很有意义。现在广泛应用的检测方法有直观检查法、测量绝缘电阻法、测量绝缘泄漏电流法、高电压试验法、测损失角法和局部放电法。局部放电法是较为先进的。该方法通常选一个窄的频带装置测放电频率,其范围在几千赫至几兆赫。如绝缘有空隙或裂纹,则放电电压脉动幅值较大,频率较高。通过初始放电电压,可以判断绝缘老化程度。

3.1 局部放电分析系统性能

高压发电机定子的绝缘系统出现故障,其原因往往是绝缘系统的温升和机械损坏。这些损坏表现出的最主要的征兆就是局部放电活动逐渐发展,从而促使发电机绝缘系统老化——即加快了发电机故障和事故停机。

局部放电分析试验,是一种快速、经济、非破坏性的在线监视发电机内部绝缘系统状况的方法。完成局部放电分析试验不必停机,不必进入发电机内部,不必改变发电机的运行方式。局部放电分析优点:

(1) 给出绝缘系统早期报警,减少水轮发电机停机时间和损坏的可能性。

(2) 试验不必停机,操作简单。

(3) 局部放电分析系统是一个完善的系统,它不要求操作人员具备较强的判断能力和技能。

(4) 局部放电分析试验可提供许多信息,试验是安全的而不是破坏性的。

(5) 可根据水轮发电机绝缘系统的实际状况来进行维修,而不是定期的。

3.2 试验方法

发生在发电机定子绝缘系统内的局部放电脉冲,由局部放电分析系统的高压耦合器检测,该耦合器常安装在发电机定子线圈上。试验期间,成对的耦合器经50Ω同轴电缆接到安装在发电机外面的端子箱上,而后与局部放电分析仪相连。

抑制发电机运行噪声是由专门的调整系统来完成的,只有来自绝缘系统的局部放电脉冲信号被局部放电分析仪检测到。所检测到的信号可输入微机,以便绘图和分析,指示出放电脉冲的数量、幅值和极

性,或自动绘出结果。

发电机线圈预防性维修通常依据时间间隔,而局部放电分析监测系统能使人们根据发电机绝缘系统的实际状态安排维修。有计划地制定和安排停机时间,与事故停机相比,节约是巨大的。

目前,世界上已有三百多个用户装有局部放电分析系统。局部放电测量法已被证明是一种非常有用的诊断工具,并将取代预防性维修。

4 推力轴承诊断技术

4.1 故障分析

推力轴承是水轮发电机组的重要部件,故障率较高。北美电力可靠性委员会的发电机利用率数据系统的分析表明:导致机组故障的两个最大的原因,一是电气故障占13%,二是轴承故障占4%。加拿大安大略省水电局的资料表明,由推力轴承引起的停机故障又占大多数。我国的运行经验也进一步证明,推力故障是造成机组停机及重大损失的主要原因。因此,开展推力轴承的监测和诊断技术研究,以提高轴承的运行可靠性,并避免事故发生是十分必要的。

目前,世界上推力轴承诊断系统较少,基本上还停留在单参数测量水平。推力轴承最严重的故障就是烧瓦。烧瓦最明显的征兆就是轴瓦温度升高、油膜厚度减少。因此,目前推力轴承的测量参数基本上集中在轴瓦温度和油膜厚度上,也有对推力瓦支撑受力、油膜压力进行同时测量的。国内对推力轴承的监测一般是在轴瓦内埋设温度信号计,当检测温度值超过限定最高值时发出报警信号。实践证明,这种测量方法存在反应缓慢和测量不准的问题,往往是当温度信号计发出报警信号时,推力轴瓦已经烧瓦。目前有些机组用热电偶测量,比上述方法有所改进,但就其测温方法来看,仍起不到预报故障的作用。还有不少用户提出用监测油膜厚度来保护推力轴承,但对如何测量研究不深,尚无成熟的监视装置。所以,推力轴承的监测研究工作还是相当艰巨的。

4.2 温度监测

最近,日本研制出一种水轮发电机轴承温度自动监测装置,在温度监测方面有新的突破。现引用他们的研究报告来介绍一下该系统。

水轮发电机的轴瓦温度发生异常而发展成为突然事故的事情颇多,通常事先在温度曲线上会出现先兆,这样就可能预防轴瓦的烧毁。

历来,轴瓦温度的表征方法,一般是把实测温度

超过设定最高值时判定为异常,而不考虑冷却水温度、发电时的外部温度等因素。所以,难以进行高精度监测。

根据检查的结果,构成轴瓦温度的主要因素如下:

- (1) 轴瓦本身固有的温升部分;
- (2) 与冷却水温度有关的变化部分;
- (3) 与发电(或抽水蓄能)负荷有关的变化部分;
- (4) 与启动机组时轴瓦初始温度高低有关的变化部分;
- (5) 水轮发电机启动后一段时间,由温度增量与时间成线性关系的线性渐增分量部分。

现在开发的方法则对正常运行时的轴瓦温度曲线进行分析和模型化,并认为在除去所有外部温度变化因素的情况下,轴瓦本身固有的温度曲线是一定的。从而,在该固有温度曲线上,适时地加上运行时的冷却水温度和发电时的外部温度因素,在计算机中进行计算得到基准温度曲线,再将此基准温度曲线和实测温度曲线进行比较,来判断有无异常。

在监视方法上也做了改进,在最高值监视的基础上,开发了与各种运行方式相对应的、高精度的监视方法。监视的内容如下:

- (1) 轴瓦温度最高值监视;
- (2) 轴瓦温度上升值监视;
- (3) 轴瓦温度上升率监视;
- (4) 渐减趋势值监视;
- (5) 自动修正幅度监视;
- (6) 过冷监视。

该系统采用计算机对其进行适时监视获得成功,是提高维护效率、保障机组安全的一个重要成果。其中,特别应指出的有以下几点:

- (1) 由于建立了与轴瓦温度特性大致等价的计算模型曲线,从而可据此更早地检测出轴瓦温度异常的先兆。
- (2) 通过建立对构成计算模型曲线的各个常数的调整方法,可使之符合其特性。
- (3) 对一般的水轮发电机轴瓦温度监视具有通用性。
- (4) 极大地提高轴瓦温度监视的精度。
- (5) 通过实现装置的自动化,更便于有效的维护。
- (6) 油膜厚度监测。

加拿大安大略水力研究所对推力轴承的油膜厚

度随机组运行而变化的情况做了研究,他们得出一些结论,现作如下介绍:

- (1) 在所有初始导叶开度下,在热油启动时的油膜厚度总是在第一转中降到零,然后大约在 50s 之后增加到 100 μm 。
- (2) 至于冷油启动,最小油膜厚度约为 25 μm 。
- (3) 在空载转速下,当导叶关闭时,转动体大约上跳 100 μm 。
- (4) 当机组带上负荷时,与空载转速伴生的大约 125 μm 的油膜降到大约 100 μm 。
- (5) 在停机减速时,油膜厚度随转速下降而缓慢下降,并在转速为零时达到大约 75 μm 的最小厚度,此最小油膜厚度是因转速降低高压油顶起装置自动投入而产生的。
- (6) 由于此轴承已可靠地运行多年,所以,即使不投入高压油顶起装置,也没有理由认为启动时所观察到的零油膜厚度会导致轴承破坏。

5 水轮机空蚀诊断技术

众所周知,空蚀作为一个老问题一直困扰着我国水轮机的安全高效运行,机组抢修频繁,经济损失巨大。目前,我国对水轮机空蚀的监测还没有有效的方法。前些年,有些单位研制出以超声波原理来测量空蚀的仪表,因存在诸多问题而未能投入使用。因此,目前我国对水轮机空蚀的监测还停留在凭感觉或定期察看的阶段,运行人员不能适时掌握水轮机空蚀状况及发展趋势,不利于机组的准确适时维修。从运行角度出发,我国除积极采取有效措施,力争从根本上消除空蚀现象发生外,还应发展或引进空蚀监测与诊断系统,以提高我国水轮机的运行状态监测水平。近几年国外在水轮机空蚀监测方面做了大量的研究工作,如美国电力研究所(EPRI)、加拿大魁北克水力研究所(IREQ)和美国声学 ORE 股份有限公司等,他们开发出一些产品,可以监测空蚀发生、发展的过程,并用建立的相对标准来评判水轮机空蚀的严重程度,该系统在美国多个水电站应用,收到了良好的效果。

美国 ORE 公司研制一套声学 7910 型空蚀监测系统,该系统以全波整流频谱分析为基础,应用加速度传感器测量水轮机空蚀的声传播强度,用叶片通道调制水平来评定水轮机的空蚀状况。加速度传感器通常安装在导叶连杆、导叶臂、水导轴承壳体、尾水管进入门、钢管进入门上。该系(下转第 62 页)

与手工记录的灌浆比较起来,上述标准都偏于严格,有时候很难做到。

美国陆军工程兵团提出的灌浆结束标准(1984《工程师手册》):“一种方法规定,灌浆应一直进行到四分之三最大灌浆压力时灌浆孔不再吸浆为止;另一种方法则要求灌浆一直持续到按至少5分钟为一周期,而测得孔的吸浆量为10min内 $2.83 \times 10^{-2} \text{m}^3$ (1立方英尺),即注入率等于2.8L/min或更少为止”。这个标准被世界上许多水坝的灌浆工程所采用,比我国执行的标准宽松得多,笔者建议进行试验研究和利用。

7 计量与支付

直到目前,我国的灌浆工程除少数利用外资项目外,其预算和结算方式,都是按灌浆进尺以延米为单位进行计量和支付的。在市场经济的体制下,这种方式表现出越来越多的弊病。其突出问题是少数人和单位在灌浆施工过程中,有意降低灌浆压力,以达到偷工减料非法获利的目的。

这就要改变旧的计量与支付方式,改用国际通行的以注入水泥重量为单位来进行灌浆工程费用的计量与支付方法。灌浆自动记录仪的应用,使此法得以实施。这种办法能较好地体现按劳动量支付报酬的原则。承包商(单位、机组或个人)追逐的不再是进尺,而是注入量。为了取得更多的注入量,承包商

将会使用尽可能大的压力去灌浆。质检和监理人员不必再担心压力的不足,反倒应注意防止使用过大压力灌浆(因此记录仪应有测记最大压力的功能)。

另一个问题,使用或不使用自动记录仪灌浆,预算单价应有区别。

在我国目前的情况下,如一个钻灌机组配备2台液压岩芯钻机、1台灌浆泵、1个搅拌槽,那么即使是1台国产的自动记录仪的价格也几乎相当于上述全部设备的总和。因此,使用灌浆自动记录仪进行灌浆,其施工成本就要高于手工操作。由于使用记录仪后,在灌浆质量上更有保证,优质应当优价,高投入应当得到补偿,使用记录仪的灌浆工程单价应当高于手工记录的灌浆。

8 人的管理不可替代

使用灌浆自动记录仪,或者进而更全面地使用计算机管理灌浆工程,将会使灌浆工程的质量管理乃至整个灌浆技术取得巨大的进步,使得灌浆这一隐蔽工程得到科学的监测,使灌浆施工的质量和效果增加了保证因素。文章开头所述的若干工程,凡使用过记录仪的部位,灌浆质量管理都是最好的。

但是仪器不能替代人的管理。记录仪并不具有灌浆施工质量的全部功能,而且它也是由人来操作的。人能正确利用仪器,也会设法对付仪器。技术进步了,人的管理更要加强。(责任编辑 张仲琪)

(上接第41页)统由一台PC机、应用软件、一块A/D板和加速度传感器组成,它可以处理4个加速度传感器的空蚀声传播信号。

6 结束语

故障诊断并不是测量单一参数就能诊断的,诸如机组的某一振动故障的判别,可能需要轴承温度参数,空气间隙参数、尾水管压力脉动参数等。因此,随着机组状态监测的普及,并获得更为广泛的第一手资料以及对水电机组监测与诊断技术的不断研究,水电机组监测与诊断技术将不断得到完善,朝着综合监测、相关分析、自动诊断和科学系统的方向发展,并构成水电机组安全运行和科学检修的重要组成部分。

诊断技术就其基本作用而言,我们认为有如下几点:

• 62 •

(1) 通过诊断技术掌握状态和运行参量之间的关系,预测判断机组运行设备的未来状态,防止事故发生;

(2) 确定机组设备的实际运行状态性能及最佳运行参数,掌握设备运行规律;

(3) 正确评价机组设备运行质量及其性能;

(4) 针对被诊断的机组运行设备各个薄弱环节,进行机组设备更新改造,并为设备结构改进和设计制造提供依据;

(5) 通过对机组运行设备的监测和诊断,制定机组设备维修计划,实现状态监测和诊断为主的预测维修制度,提高设备有效利用率,增加电力,减少维修费用;

(6) 充分利用老机组,延长使用寿命;

(7) 促进和实现水电站的综合自动化,提高水电站的科学管理水平。(责任编辑 张仲琪)