

轴流转桨式机组C修修后有水试验流程

陈麒旭

国能大渡河龚电总厂 四川乐山 614900

摘要: 本文针对轴流转桨式水轮发电机组C级检修后的有水试验流程开展系统性研究,通过整合多项技术标准,结合某水电站实际检修案例,系统阐述试验前的准备工作、试验步骤、试验过程中可能出现的风险分析及预控措施等内容。试验结果表明,通过科学设计试验方案,可有效验证机组检修效果,为机组的安全稳定运行提供保障。

关键词: 轴流转桨式机组;有水试验;试验流程;风险预控

引言

轴流转桨式水轮机凭借其双调节特性(导叶与桨叶协同动作),在低水头、大流量水电站中广泛应用。机组C级检修的检修范围为常规检查、评估、维护修理及各项定期试验,包括少量零件更换和设备消缺,周期短。因此在正式投运前,需在有水工况下,通过系统性试验以检验机组机械、电气等系统的检修情况。本文将某水电站为例,详细介绍轴流转桨式机组在修后有水试验中的调试与测试过程,构建一套标准化的试验流程。

一、试验前的准备工作

1.各部件冷却水、润滑油投入,水压、流量正常,操作油系统工作正常,各油槽油位正常。

2.渗漏排水系统、压缩空气系统按自动方式运行正常。

3.上下游水位、机组各部件原始温度等已记录。

4.水轮机主轴密封水投入,检修密封排除气压。

5.漏油装置处于自动运行状态。

6.调速器处于准备工作状态。并应符合下列要求:

(1)油压装置至调速器主供油阀阀门已开启,调速器液压操作柜已接通压力油,油压、油位指示正常,油压装置处于自动运行状态。

(2)永态转差系数 b_p 暂调至2%~4%。

(3)调速器的专用滤油器位于工作位置。

(4)调速器处于机械“手动”或电气“手动”位置。

(5)调速器的导叶开度限制位于全关位置。

二、试验步骤

1.手动开机空转运行

(a) 操作流程

(1)检修作业结束,检修工作票全部收回并办理结束手续。

(2)机组所做安全措施已全部恢复,机组具备空转条件,机组监控系统切“电站”、“现地”控制。

(3)检查尾水门在全开,将工作门提至全开,进行机旁紧急事故停机按钮动作试验。目的:检查机组紧急事故停机流程是否执行正常,动作结果是否正常触发:包括关进水口工作闸门,启动事故停机流程。

(4)电制动PLC操作柜切换为“机械制动”方式,检查机组密封水压力正常。

(5)投入机组冷却水,制动闸松闸,调速器导叶切“手动”(轮叶在自动),缓慢在调速器机柜上操作增加/减少把手开导叶至额定转速,机组空转运行(开机过程中注意检查机组转动与静止部件之间应无摩擦或碰撞情况发生,如有异常应迅速将导叶全关停机),检查机组转速测控装置转速显示是否正确,记录并校对机组上、下游水位及机组启动开度和空载开度。监视主轴密封及各部冷却水水压,监视顶盖水的运行情况。

(6)监视并记录机组各部轴承温度,检查工控机及上位机各测点温度显示值是否正常,检查轮叶协联情况是否正常,测量机组各部摆度和振动。

(7)检查机组振摆监测装置工控机及上位机各测点振摆数据显示值是否正常,并与实测值进行对比。

(8)将电调切“自动”,做调速器空载扰动试验、空载摆动试验。

(9)做调速器手动、自动相互切换试验及电调A、B套无扰动切换试验。

作者简介: 陈麒旭(1998.07—),男,汉族,四川省眉山市,大学本科,助理工程师,研究方向:水电站运维。

(10) 做机组技术供水系统正、反向倒水流程试验, 检查流程执行正常及各部电磁阀动作正确, 检查是否有憋压及水击现象。

(11) 执行“空转→停机”流程, 观察停机过程, 检查流程是否执行正确。校对机组机械制动自动加闸转速及记录机组加闸时间(试验前关闭自动加闸气源阀, 待机组转速降至20%以下时再打开)。

(12) 执行“停机→空转”流程, 观察开机过程, 检查流程是否执行正确。待机组转速稳定后执行事故停机流程试验, 检查事故停机流程执行是否正确。

(b) 主要风险分析

(1) 机组首次启动过程中造成设备损坏及人身伤害, 其中设备损坏主要为转动部件及固定部件之间的磨损, 包括受油器、制动闸块、主轴密封、各部轴承。

(2) 机组首次自动停机时发生高转速加闸, 造成闸块磨损。

(3) 机组过速试验时造成设备损坏。

(c) 预控措施

(1) 机组首次启动前, 运行人员检查机组各部油位、冷却水压等满足开机条件;

(2) 机组首次启动前、风闸释压后, 应确认风闸确已全部落下;

(3) 机组手动启动过程中, 若出现声音、摆度等异常情况, 应立即停机检查;

(4) 派专人监视水封装置运行情况, 并注意调整密封水压, 避免水封磨损;

(5) 派专人监视、记录机组各部轴承温度变化情况;

(6) 除检查、监视等参与试验人员外, 其他无关人员不得接近机组转动部件。

(7) 首次自动停机前关闭自动加闸气源阀;

(8) 自动停机过程中, 监视机组转速降至加闸转速(20%)且自动加闸电磁阀同时正确动作后再打开自动加闸气源阀加闸。

2. 机组递升加压及机组假同期试验

(a) 目的

(1) 机组递升加压试验

①检验机组性能: 检查发电机、变压器的绝缘是否符合要求, PT接线、相别、相序是否符合要求, 以及一二次接线是否正确, 以便能及时发现缺陷并及时消除, 避免用全电压一次加压造成设备损坏及扩大事故。

②建立基准数据: 记录不同励磁电流下对应的发电机定子电压、转子电流、转子电压, 绘制实际的空载特性曲线, 并与历史数据、出厂数据或标准曲线进行对比,

评估发电机转子绕组及磁路(铁芯)的状态。

③检查励磁系统功能: 验证手动励磁调节功能是否正常、平稳、线性, 检查励磁回路各元件在升压过程中的工作状态和温升。

④检查测量、保护回路: 验证发电机定子电压、转子电压、电流等测量回路的正确性; 检查过电压保护等电压相关保护装置的動作值和返回值是否准确。

(2) 机组假同期试验

①验证同期回路接线是否正确、同期装置功能是否正常、断路器合闸回路是否正常、闭锁逻辑是否有效。

②发现并消除二次回路中可能存在的隐患。

(b) 操作流程

(1) 将机组恢复至具备递升加压条件(除跳母联及启动失灵压板不投外, 其余所有保护均正常投入), 机组AGC退出, 励磁PSS退出。

(2) 执行“停机→空转”流程开机, 退出励磁调节器软启励功能, 将机端电压给定减至10%U_e, 合上灭磁开关FMK, 按“现地开机”按钮启励建压, 手动逆变灭磁, 检查逆变灭磁过程是否正常, 正常后将机端电压给定设置为10%U_e, 重新启励并逐步将发变组按25%U_e、50%U_e、75%U_e、100%U_e递升加压至额定电压, 检查发变组范围内的一次设备、保护、仪表、励磁、电调各设备运行正常, 特别注意检查保护、仪表、励磁等电压相序。计算功率柜均流系数(均流系数不应低于0.9), 完毕后将励磁调节器软启励功能投入。

(3) 在额定电压下, 测量并记录机组振动及摆度。

(4) 励磁调节器A、B套无扰动切换试验。

(5) 做100%自动升压试验, 记录超调量(不大于10%)、调节时间(不大于5S)、振荡次数(不大于2次)。

(6) 切除发变组母线侧隔离刀闸的电机电源, 短接机组系统侧同期回路中发变组母线侧隔离刀闸辅助接点, 将发变组母线侧隔离刀闸在监控上位机的状态置为“合闸”状态。将机组出口开关送入电调的合闸位置信号强制为分位。

(7) 执行“停机→空载”流程, 检查流程是否执行正确。

(8) 做机组手准、自准假同期试验(试验前退出机组有、无功增、减开出继电器, 防止产生真实的功率调节影响试验)。观察同期装置同步闭锁检查继电器在同期条件满足和不满足的情况下的动作情况是否正确。手准并网后执行“发电→空载”流程, 检查流程是否执行正常。自准并网时执行“空载→发电”流程, 检查流程是否执行正常。

(9) 分别执行“发电→停机”、“停机→发电”流程,

检查流程是否执行正常。

(10) 将电制动操作柜上操作方式切换为“电制动”方式,投入电制动开关操作电源,执行“发电→停机”流程停机,检查电制动动作是否正常,检查机组电流回路是否正常。

(11) 拆除机组系统侧同期回路中发变组母线侧隔离刀闸辅助接点的短接线,监控将发变组母线侧隔离刀闸在监控上位机的状态恢复至当前实际状态,投入机组有、无功增、减开出继电器。将机组出口开关送入电调的合闸位置信号恢复正常。

(12) 将机组开至空载,模拟水淹厂房信号动作启动紧急事故停机流程试验,观察流程是否执行正常,机组保护动作是否正确,检查机组工作门动作是否正常落下。

试验完毕后将机组工作门提至全开,复归相关故障信号。

(c) 主要风险分析

(1) 发变组递升加压试验时产生过电压。

(2) 假同期或流程试验时机组超速、过压。

(d) 预控措施

(1) 手动启励前,检查确认机端电压给定值已减至10%U_e;

(2) 第一次手动启励后,手动逆变灭磁,检查逆变灭磁功能正常;

(3) 再次启励前,检查确认机端电压给定值已减至10%U_e;

(4) 递升加压过程中,应严密监视机组的电压指示和发电机定转子电流、电压的变化情况。如发现电压、电流异常,应立即逆变灭磁或跳开FMK;

(5) 励磁调节器A、B套手动切换试验前,应检查A、B套“电压给定值”、“电流给定值”相同且机端电压偏差在0.2%以内,转子电流偏差在0.5%以内;触发角度差值在0.5度以内;

(6) 检查机组AGC、一次调频及PSS退出;

(7) 试验前将机组有、无功增、减开出继电器拔出;

(8) 机组假同期并网后,严禁操作电调屏上导叶手动增加把手、励磁调节器增磁按钮。

3. 带负荷试验

(a) 恢复母差电流回路所做措施,检查确认1#、2#母差保护装置运行正常,机组恢复至冷备用状态。

(b) 汇报生产指挥中心:机组检修作业结束,已恢复至冷备用,申请办理机组检修结束手续,并网进行负荷增、减调节试验。同时联系省调自动化解封相关遥测、遥信信息。

(c) 联系生产指挥中心:合上机组出口刀闸、发变组母线侧隔离刀闸,将机组恢复至热备用状态,投入电调一次调频功能且机组在小网模式运行(具体按当时电网运行模式要求执行),投入励磁PSS,并网进行负荷增、减调节试验。

(1) 执行“停机一空载”、“空载一发电”流程将机组并入系统,检查初始负荷(8MW)下母差保护、发变组保护及故障录波装置、监控系统等设备电流回路正常。检查上位机组调速器运行模式与现场设备一致。

(2) 监控系统有、无功负荷增减调节试验。有功:8MW→20MW→90MW→175MW→90MW→20MW→8MW。无功:10MVar→0MVar→10MVar→0MVar。负荷调节过程中检查机组符合有功负荷调节速率是否大于40%Pe/分钟,有、无功负荷调节是否有超调现象,观察有功调节是否有卡顿现象,核实监控有功闭环调节功能及一次调频逻辑是否正确,检查分段关闭阀投入和退出正常。90MW时检查发变组差动、变压器差动及母差保护差流正常,并测定发变组差动保护差回路及中性线的不平衡电流、电压。

(3) 检查机组关口表计量正确,关口表与电能量自动采集装置通讯正常。

(4) AGC、AVC闭环调节实验:投入机组AGC、AVC功能,检查机组有、无功负荷分配及调节是否正常。

(d) 试验结束,对机组全面检查无异常后,联系生产指挥中心,将机组恢复至热备用状态,监控系统切“集控”远方控制。

结语

轴流转浆式机组C修修后有水试验是检验机组检修质量的重要环节,它关系着机组相关设备的安全、稳定、可靠运行。由于在试验中具有一定的风险及突发因素,因此在试验前应根据当时的设备状态和现场环境进行风险预控分析和制定详细的试验方案,对确保试验安全、保障试验顺利进行和数据测量采集的准确性有着重要意义。同时通过构建标准化的试验步骤与体系,可在机组正式投运前,有效识别机组存在的隐蔽缺陷,为机组投运后的安全稳定运行奠定基础。本文为水电行业同类型机组检修后试验提供了实际经验,可作为一套可借鉴的技术方案,助力水电行业快速发展。

参考文献

- [1] 《水轮发电机组启动试验规程》(DL/T507-2014)
- [2] 《立式水轮发电机检修技术规程》(DL/T817-2014)
- [3] 《NES5100发电机励磁调节器用户手册V2.1》