

ICS 29.160.20

F 22 K 52

备案号: 44770-2014

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 507 — 2014

代替 DL/T 507 — 2002

水轮发电机组启动试验规程

Start-up test code for Hydro-generating units

2014-03-18 发布

2014-08-01 实施

国家能源局 发布

目 次

| | |
|-------------------------------------|----|
| 前言..... | II |
| 1 范围..... | 1 |
| 2 规范性引用文件 | 1 |
| 3 总则..... | 1 |
| 4 水轮发电机组启动试运行前的检查 | 1 |
| 5 水轮发电机组充水试验..... | 5 |
| 6 水轮发电机组启动及空载试验..... | 6 |
| 7 水轮发电机组带主变压器与高压配电装置试验..... | 12 |
| 8 水轮发电机组并列及负荷试验..... | 14 |
| 9 水轮发电机组 72h 带负荷连续试运行 | 16 |
| 10 交接与投入商业运行..... | 16 |
| 附录 A (资料性附录) 水轮发电机组甩负荷试验记录表格式 | 17 |
| 附录 B (资料性附录) 机组启动试运行应交接验收的资料目录..... | 19 |
| 参考文献..... | 20 |

前 言

本标准根据《国家能源局关于下达 2011 年第二批能源领域行业标准制（修）订计划的通知》（国能科技〔2011〕252 号）的安排编制。

本标准在编写格式和规则上符合 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第 1 部分：标准的结构和编写》的规定。

本标准是对原电力行业标准 DL/T 507—2002《水轮发电机组启动试验规程》（以下简称原标准）的修订。本标准与原标准相比，除编辑性修改外，主要修改如下：

- 对机组运行摆度（双幅值）限值作了修改；
- 对额定转速大于 375r/min 至 750r/min 的水轮机顶盖水平、垂直振动（双幅值）允许值及发电机定子铁芯部位机座水平振动（双幅值）允许值做了修改，并增加对允许值特征的说明；
- 对技术供水系统充水参数调整试验和水轮发电机组对厂用高压变压器短路升流试验等内容做了详细说明；
- 增加了水轮发电机注入式接地保护试验内容；
- 对水轮发电机组带负荷、甩负荷试验等内容做了局部增减，增加了水轮发电机热稳定试验内容；
- 明确进行动水关闭工作闸门或水轮机主阀以及关闭水轮机筒阀试验的要求；
- 增加机组为非单元引水输水方式布置的电站，多台机组同时甩负荷试验的规定；
- 取消机组 30 天考核试运行的规定。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业水轮发电机及电气设备标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：中国水利水电建设集团公司、中国水利水电第八工程局有限公司。

本标准主要起草人：付元初、王启茂、李红春、谢学农、姚正鸿、孙永卫、舒春雷。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为：DL/T 507—1993、DL/T 507—2002。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

水轮发电机组启动试验规程

1 范围

本标准规定了水轮发电机组启动试运行试验程序和要求。

本标准适用于单机容量 25MW 及以上水轮发电机组及相关机电设备的启动试运行试验和交接验收, 单机容量小于 25MW 的机组可参照执行。

灯泡贯流式水轮发电机组的启动试运行试验, 按 DL/T 827 的规定执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件, 仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件, 其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

DL/T 827 灯泡贯流式水轮发电机组启动试验规程

3 总则

3.1 水轮发电机组及相关机电设备安装、检验合格后, 应进行启动试运行试验, 试验合格及交接验收后方可正式投入系统并网运行。

3.2 机组启动试运行前, 应按照本标准的要求编制启动试运行大纲, 经启动验收委员会批准后进行启动试运行。

3.3 除本标准规定的启动试运行试验项目以外, 允许根据电站条件和设备制造特点适当增加试验项目。

3.4 水轮发电机组的继电保护、自动控制, 测量仪表等装置和设备, 与机组启动试运行有关的油、水、气系统设备, 通风空调系统设备, 电气回路及电气设备等, 均应依据相应的专用规程试验合格。

3.5 工程已经通过水库蓄水前的验收。

3.6 引水式电站机组引水系统已通过验收及安全鉴定。

3.7 组织、指挥机组启动试运行的机构已建立, 各部门应配备人员已到位, 相关文件和资料齐全。

3.8 机组启动试运行过程中应充分考虑上、下游水位变动对边坡稳定及库区河道周围环境和植被生长的影响, 保证试运行工作的正常进行。

4 水轮发电机组启动试运行前的检查

4.1 引水及尾水系统的检查

4.1.1 上、下游拦污栅及备用拦污栅入槽检查及栅后流道清洁度检查合格。

4.1.2 进水口拦污栅已安装调试完工并清理干净检验合格, 拦污栅差压测压头与测量仪表检验调试合格。

4.1.3 进水口闸门门槽已清扫干净并检验合格。检修闸门、工作闸门、充水阀、启闭装置在无水情况下手动、自动操作均已调试合格, 启闭情况良好, 启闭时间应符合设计要求。工作闸门在关闭状态。

4.1.4 压力管道及通气孔、调压井、蜗壳、尾水管等过水通流系统均已检验合格清理干净。灌浆孔已封堵。测压头、测压管阀门、测量表计、测流量装置无水调试应合格。伸缩节间隙应均匀, 盘根有足够的紧量。非本期发电部分分叉管阀门及闷头已可靠封堵。所有进入孔(门)的盖板均已严密封闭。

4.1.5 水轮机进水阀及其旁通阀调试合格, 启闭情况良好, 处于关闭状态, 检查进水阀后自动进/排气装置工作性能正常。油压装置及操作系统设备检验合格, 油泵运转正常, 油质合格。

4.1.6 蜗壳、转轮室及尾水管已清扫干净, 固定转轮的楔子板及垫板、轴流式转轮的悬挂吊具或临时支

座等均已拆除。

4.1.7 蜗壳及尾水管排水阀启闭情况良好并处于关闭位置。

4.1.8 尾水闸门门槽及其周围已清理干净。尾水闸门及其启闭装置检验合格，启闭情况良好。尾水闸门处于关闭状态，尾水闸门启闭机及抓梁可随时投入工作。尾水闸门室或尾水调压井、尾水洞已清理干净，尾水闸门室闸门及启闭装置检验合格，启闭情况良好，闸门处于关闭状态。

4.1.9 电站上、下游水位测量系统调试合格，水位信号远传正确。

4.2 水轮机的检查

4.2.1 水轮机转轮及所有部件检验合格，施工记录完整，上、下止漏环间隙或轴流式水轮机转轮叶片与转轮室间隙已检查无遗留杂物。

4.2.2 真空破坏阀经严密性渗漏试验及设计压力下动作试验合格。

4.2.3 顶盖排水泵检验合格，手/自动操作回路正常，顶盖上杂物已清理干净，自流排水孔畅通无阻。

4.2.4 主轴工作密封与检修密封经检验无渗漏。调整工作密封水压至设计规定值，工作密封溢水正常。

4.2.5 水导轴承润滑冷却系统已检查合格，油位、温度传感器及冷却水水压已调试，各整定值符合设计要求。

4.2.6 导水机构检验合格并处于关闭状态，接力器锁锭投入。导水叶最大开度和关闭后的严密性及压紧行程已检验符合设计要求。剪断销剪断信号及其他导叶保护装置检查试验合格。

4.2.7 水轮机圆筒阀及操作系统应具备如下条件：

- a) 圆筒阀及操作系统设备检验合格。操作系统油压和油位正常，透平油化验合格。电气操作柜各表计指示与实际相符，各传感器及阀门均已整定符合要求。
- b) 在无水情况下手动操作圆筒阀，其启闭工作情况应正常，各接力器上、下腔油压差在设计允许范围内，接力器行程相互超差保护经模拟试验动作可靠。油质合格。调整关闭和开启时间应符合设计要求。
- c) 进行现地和远方操作试验，操作回路正确，圆筒阀动作灵活可靠。

4.2.8 各测压表计、示流计、流量计、摆度、振动传感器及各种变送器已校准，管路线路连接良好，通流畅通，管路中杂物已清除干净。

4.2.9 尾水管射流补气装置处于关闭状态。在确认尾水不会倒灌的前提下，水轮机大轴自然补气检修阀应处于开启状态。

4.3 调速系统的检查

4.3.1 调速系统及其设备调试合格。油压装置压力、油位正常，透平油化验合格。各部表计、阀门、自动化元件均已整定符合要求。

4.3.2 油压装置油泵在工作压力下运行正常，无异常振动和发热，主、副油泵自动切换运行调试检查合格；集油槽油位信号正常；压力油罐补气装置手动、自动动作正确；漏油装置手动、自动调试合格。

4.3.3 由手动操作将油压装置的压力油通向调速系统，检查各油压管路、阀门、接头及部件等均无渗油现象。

4.3.4 调速器液压柜、电气柜调试合格，电气-机械/液压转换器工作正常。

4.3.5 调速器锁锭装置调试合格，信号指示正确，充水前应处于锁定状态。

4.3.6 进行调速系统联动调试的手动操作，并检查调速器、接力器及导水机构联动操作的灵活可靠和全行程内动作平稳性。检查导水叶开度、接力器行程和调速器柜的导叶开度指示器等三者的一致性，并录制导叶开度与接力器行程的关系曲线，应符合设计要求。

4.3.7 事故配压阀和分段关闭装置等均已调试合格。用紧急关闭方法初步检查导水叶全开到全关所需时间，应符合设计要求。

4.3.8 对于转桨式水轮机，应由调节器操作检查桨叶转动指示器和实际开度的一致性。模拟各种水头下导叶和桨叶协联关系曲线。

4.3.9 对调速器自动操作系统进行模拟操作试验,检查自动开机、停机和事故停机各部件动作的准确性和可靠性。

4.3.10 测速装置安装完毕检验合格,继电器触点已按要求初步整定。

4.4 水轮发电机的检查

4.4.1 发电机整体试验和检验合格,记录完整。发电机内部已进行彻底清扫,定、转子及气隙内无任何杂物。发电机风洞已检查无遗留杂物。

4.4.2 导轴承及推力轴承油位、温度传感器及冷却水压(或流量)已调试,整定值符合设计要求。推力外循环油冷却系统工作正常。油雾吸收装置工作正常。

4.4.3 推力轴承的高压油顶起装置已调试合格,压力继电器工作正常,单向阀及管路阀门均无渗油现象。主、备用油泵自动切换可靠。

4.4.4 发电机风罩以内所有阀门、管路、接头、电磁阀、变送器、传感器和自动化元件等均已检查合格,处于正常工作状态。按设计要求对管路及管件已采取防结露措施。

4.4.5 发电机转子集电环、碳刷、碳刷架已检验,碳刷与集电环接触良好并调试合格。

4.4.6 发电机风罩内所有电缆、导线、辅助线、端子板均已检查正确无误,固定牢靠。风罩内各部件接地线无遗漏,环形接地带已敷设。

4.4.7 发电机机械制动系统的手动、自动操作已检验调试合格,动作正常,充水前制动闸处于手动制动状态。制动闸吸尘装置工作正常。

4.4.8 发电机的空气冷却器已检验合格,水路畅通无阻。阀门及管路无渗漏水现象。机坑内排水沟已清理,排水管路畅通。

4.4.9 测量发电机工作状态的各种表计,振动、摆度传感器,气隙监测装置、局部放电监测仪等调试、整定合格。

4.4.10 对于定子绕组为水内冷或蒸发冷却的发电机,定子绕组的水内冷却系统或蒸发冷却系统已检查、调试合格,冷却介质检验合格,进出口管路和二次冷却水管路、接头、阀门均已检验合格无渗漏。

4.4.11 有绝缘要求的发电机轴承的绝缘已经合格。

4.5 励磁系统的检查

4.5.1 励磁电源变压器试验合格,高、低压端连接线与电缆已检验合格。

4.5.2 励磁系统各盘柜检查合格,主回路连接可靠,绝缘良好。

4.5.3 励磁功率柜通风系统检查合格,功率元件风机自动切换可靠。

4.5.4 交直流灭磁开关主触头接触良好,开距符合要求,常开常闭主触头切换过程搭接时间符合设计规定,动作灵活可靠。非线性电阻检查合格。

4.5.5 励磁调节器开环特性符合设计要求,通道切换可靠,手/自动切换可靠。

4.5.6 励磁操作、保护及信号回路动作可靠,检查起励装置、转子过压保护装置等应合格,所有表计校验合格。与继电保护、机组逻辑控制单元(LCU)接口的通信符合要求。

4.5.7 检查电制动变压器等发电机电制动系统设备应合格。

4.6 油、气、水系统的检查

4.6.1 技术供水系统检查合格。

4.6.2 厂内渗漏排水和检修排水系统经检查合格,水泵润滑水源供水可靠。集水井水位传感器经调试,其输出信号和整定值符合设计要求,渗漏排水系统和检修排水系统处于正常投运状态。

4.6.3 全厂透平油、绝缘油系统已投入运行部分能满足该台机组和主变压器供油、用油和排油的需要。油质经化验合格。用于全厂液压操作的公用油压装置已调试检验合格,并投入运行。

4.6.4 压缩空气系统已调试合格,贮气罐及管路系统无漏气,管路畅通。各压力表计、温度计、流量计、减压阀工作正常,安全阀已由有资质部门校验,整定值符合设计要求。压缩空气系统已经投运,处于正常状态。

4.6.5 机组调相运行供气、自动化元件及系统均已检查合格，动作正确无误。补气量及压力均能满足压水和调相运行的要求。

4.6.6 各管路、附属设备已涂漆，标明流向，各阀门已标明开关方向，挂牌编号。管道穿楼板、墙壁处已封堵。

4.7 电气一次设备的检查

4.7.1 发电机主引出线、机端引出口处的电流互感器等设备检验合格。中性点引出线及电流互感器、中性点消弧线圈（或中性点接地变压器、电阻）调试合格。

4.7.2 发电机断路器、隔离开关、电制动开关等试验合格，具备带电条件。

4.7.3 发电机电压母线及其相关设备试验合格，具备带电条件。

4.7.4 主变压器调试合格，分接开关置于系统要求的给定位置，绝缘油化验合格，冷却系统调试合格，具备带电条件。

4.7.5 相关厂用电设备检验并试验合格，已投入正常工作，并至少有两路独立电源供电。备用电源自动投入装置已检验合格，工作正常。

4.7.6 与本机组发电及送出有关的高压配电装置检验调试合格。

4.7.7 全厂接地网和设备接地已检验，接地连接良好，接地测试并己检查。总接地网接地电阻和按设计规定部位的接触电位差、跨步电位差已测试，符合规定值的要求。

4.7.8 厂房相关部位工作照明和事故照明已安装，主要工作场所、通道和楼梯间照明、疏散指示灯已检查合格。事故照明已检查合格，油库、蓄电池室等防爆灯已检查合格。

4.8 电气二次系统及回路的检查

4.8.1 机组电气控制和保护设备及盘柜检查合格，电缆接线正确无误，连接可靠。

4.8.2 计算机监控系统的机组现地控制单元、全厂开关站控制单元、进水口及尾水（若有）工作闸门控制单元、公用设备控制单元和被控设备调试合格。中央控制室的全厂集中监控设备如模拟屏、控制台、计算机监控系统及不间断电源等设备检验合格。

4.8.3 直流电源、照明用应急电源（EPS）、计算机用直流电源（UPS）等设备检验合格，并投入工作正常；充电和浮充电装置及其回路已检验合格。

4.8.4 下列电气操作回路已检查并通过模拟试验，已验证其动作的正确性、可靠性与准确性：

- a) 进水口闸门操作回路；
- b) 水轮机进水阀操作回路；
- c) 机组操作与水力机械保护回路；
- d) 发电机励磁操作回路；
- e) 发电机断路器、隔离开关、电制动开关操作回路和闭锁回路；
- f) 直流及信号报警回路；
- g) 全厂公用设备操作回路；
- h) 同期操作回路；
- i) 备用电源自动投入回路；
- j) 各高压断路器、隔离开关的操作与安全闭锁回路；
- k) 厂用电设备操作回路。

4.8.5 电气二次的电流回路和电压回路完成通电检查之后，下列继电保护回路应进行模拟试验，验证动作的准确性：

- a) 发电机继电保护与故障录波回路；
- b) 主变压器继电保护与故障录波回路；
- c) 高压配电装置继电保护回路；
- d) 送电线路继电保护与故障录波回路；

- e) 厂用电继电保护回路;
- f) 其他继电保护回路;
- g) 仪表测量回路。

4.8.6 通信系统等设施调试完毕, 检查合格, 通话和数据传送符合要求, 能够满足电网调度、梯级调度和生产调度的需要。

4.8.7 二次盘柜的接地铜排已连接到二次系统等电位接地网。

4.9 消防系统及设备的检查

4.9.1 与启动试验机组有关的主、副厂房等部位的消防设施应符合消防设计与规程要求, 并通过消防部门验收。

4.9.2 发电机消防系统检验合格。

4.9.3 主变压器水喷雾系统及喷射调试合格, 水雾能覆盖主变压器器身; 主变压器油池与事故排油系统符合设计要求, 事故油池经清理排油通畅。

4.9.4 全厂火灾报警与联动控制系统安装调试合格, 火灾探头动作准确, 联动控制动作正确, 并通过消防部门验收。

4.9.5 全厂消防供水水源、气源可靠, 管道畅通, 压力满足设计要求。

4.9.6 采用气体灭火的消防系统, 应按设计要求安装全套灭火设施并调试合格, 检查灭火气体质量符合设计要求。

4.9.7 电缆防火堵料、涂料、防火隔板等水喷雾安装完工, 电缆穿越楼板、墙壁、竖井、盘柜的孔洞及电缆管口已可靠封堵。

4.9.8 按机组启动试验大纲要求的临时性灭火器具配置已完成。

5 水轮发电机组充水试验

5.1 充水条件

5.1.1 坝前或上游水位已达到机组最低发电水位, 尾水渠道已充水。对于长引水式水电站或一洞多机引水式水电站, 引水隧洞至调压井段已充水, 相关联的未投运机组的进水阀及旁通阀已安装调试完成, 且处于可靠关闭状态; 对于多机共尾水式水电站, 相关联的未投运机组的尾水闸门安装调试完成, 且处于可靠关闭状态。

5.1.2 充水前应确认进水口检修闸门和工作闸门处于关闭状态。确认水轮机进水阀处于关闭状态, 蜗壳取/排水阀、尾水管排水阀处于关闭状态。确认调速器、导水机构处于关闭状态, 接力器锁锭投入。确认尾水闸门处于关闭状态。确认尾水洞(尾水渠)已充水, 尾水洞(尾水渠)检修闸门已开启。

5.1.3 充水前必须确认电站厂房检修排水系统、渗漏排水系统运行正常, 检修排水井盖板已封闭。

5.1.4 与充水有关的各通道和各楼梯照明充足, 照明备用电源可靠, 通信联络设施完备, 事故交通安全通道畅通, 并设有明显路向标志。

5.1.5 主机周围各层场地已清理干净, 吊物孔盖板已盖好, 通道畅通, 照明充足, 指挥通信系统布置就绪, 各部位运行人员已到位, 振动摆度等测量仪器仪表准备齐全。

5.2 尾水管充水

5.2.1 投入水轮机检修密封, 打开导叶 3%~5%, 作为排气通道。

5.2.2 利用尾水倒灌或机组技术供水排水管供水等方式向尾水管充水, 在充水过程中随时检查水轮机顶盖、导叶轴套、主轴密封、测压系统管路、蜗壳进人门、尾水管进人门等处的漏水情况, 记录测压表的读数。监视尾水管、转轮室、顶盖下腔的排气情况和压力变化。

5.2.3 充水过程中必须密切监视各部位渗、漏水情况, 确保厂房及其他机组安全, 发现漏水等异常现象时, 应立即停止充水进行处理, 必要时将尾水管排空。

5.2.4 充水至与尾水平压, 待蜗壳排气阀自动关闭后停止充水, 关闭导叶。

5.2.5 提起尾水闸门，并锁定在门槽口上。在静水下全开全关导叶一次。

5.3 压力管道和蜗壳充水

5.3.1 打开检修闸门充水阀，观察检修闸门与工作闸门间水位上升情况，平压后提起检修闸门。观察工作闸门下游侧的漏水情况。

5.3.2 打开工作闸门充水阀，向压力管道充水，监视压力管道水压表读数，检查压力管道充水情况。对引水式水电站，则可开启调压井工作闸门的旁通阀或水轮机进水阀的旁通阀向压力管道及蜗壳充水。

5.3.3 检查钢管伸缩节位移及漏水情况，检查蜗壳进人门、蜗壳盘形阀的漏水情况。监测蜗壳的压力上升情况。

5.3.4 检查水轮机顶盖、导水机构、筒形阀和主轴密封的漏水情况及顶盖排水情况。有条件时，可测量记录筒形阀及导水叶漏水量。

5.3.5 检查蜗壳弹性垫层排水情况。

5.3.6 观察各测压表计及仪表管接头漏水情况，并监视水力量测系统各压力表计的读数。

5.3.7 在压力管道充水时，应先检查水轮机进水阀关闭状态下的渗漏情况，然后打开旁通阀向蜗壳充水。有条件时，测量水轮机进水阀的漏水量。

5.3.8 充水过程中，检查压力管道通气孔的排气是否畅通，同时注意应使蜗壳中的积气完全排出。

5.3.9 压力管道平压后，记录压力管道与蜗壳充水时间和静水压力值。

5.3.10 长引水系统压力管道充水，应单独制定详细的包括水工建筑物在内的操作规程和安全技术措施。高水头电站的输水道应按设计要求分级进行充水。

5.4 充水平压后的观测检查和试验

5.4.1 以手动或自动方式进行工作闸门静水启闭试验，调整、记录闸门启闭时间及压力表计读数。进行远方启闭操作试验，闸门应启闭可靠，位置指示准确。

5.4.2 在闸门控制柜、机旁和电站中央控制室分别进行静水中紧急关闭闸门的试验，检查油压启闭机或卷扬启闭机制动的工作情况，并测定关闭时间。

5.4.3 蜗壳充水后，手动操作水轮机进水阀，检查阀体启闭动作情况。在手动操作试验合格后，进行自动操作的启闭动作试验，分别进行现地和远方操作试验，水轮机进水阀在静水中启闭应正常。记录进水阀开启和关闭时间。

5.4.4 装有水轮机筒形阀的机组，蜗壳充水后按 5.4.3 的要求对筒形阀进行现地和远方操作试验。

5.4.5 压力管道充满水后应对进水口、明敷钢管的混凝土支墩等水工建筑物进行全面检查，观察是否有渗漏、支墩变形、裂缝、钢管位移等异常情况。

5.4.6 观察厂房内渗漏水情况，及渗漏排水泵排水能力和运转的可靠性。

5.5 技术供水系统充水及参数调整试验

5.5.1 手动操作技术供水系统管路各阀门设备，使技术供水系统充水。采用技术供水泵的供水系统应首先启动供水泵。检查减压阀、滤水器，以及系统各部位管路、阀门及接头的工作情况。

5.5.2 检查并调整各部件流量、压力符合设计要求。

5.5.3 进行监控系统自动开、停技术供水系统试验，检查技术供水系统各传感器、变送器上传至监控系统的信号应正确。

5.5.4 模拟设备故障、流量压力低等信号，检查监控系统指令的正确性及系统的工作情况。

5.5.5 检查主、备用水泵或主、备用供水回路自动切换的可靠性。检查有正、反向供水设计的阀门自动切换情况。

6 水轮发电机组启动及空载试验

6.1 启动前的准备

6.1.1 确认充水试验中出现的问题已处理合格。

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

6.1.3 渗漏排水系统、压缩空气系统按自动方式运行正常。

6.1.4 上下游水位、机组各部件原始温度等已记录。

6.1.5 启动高压油顶起装置顶起发电机转子。对于无高压油顶起装置的机组，在机组启动前应用高压油泵顶起转子，油压解除后，检查发电机制动器，确认制动器活塞已全部落下。装有弹性金属塑料推力轴瓦的机组，首次启动时，也应顶一次转子。

6.1.6 漏油装置处于自动位置。

6.1.7 水轮机主轴密封水投入，检修密封排除气压，水轮机圆筒阀（进水阀）在全开位置。

6.1.8 调速器处于准备工作状态，并应符合下列要求：

- a) 油压装置至调速器主油阀阀门已开启，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。
- b) 调速器的专用滤油器位于工作位置。
- c) 调速器处于机械“手动”或电气“手动”位置。
- d) 调速器的导叶开度限制位于全关位置。
- e) 永态转差系数 bp 暂调整到 2%~4%。

6.1.9 与机组有关的设备应符合下列要求：

- a) 发电机出口断路器断开，或与主变压器低压侧的连接端应断开；
- b) 发电机转子集电环碳刷已研磨好并安装完毕，碳刷拔出；
- c) 水力机械保护和测温装置已投入；
- d) 拆除所有试验用的短接线及接地线；
- e) 外接标准频率表监视发电机转速；
- f) 电制动停机装置短路开关处于断开位置；
- g) 发电机灭磁开关断开；
- h) 机组现地控制单元已处于工作状态，已接入外部调试检测终端，并具备安全监测、记录、打印、报警机组各部位主要运行参数的功能；
- i) 机组在线状态监测装置已处于工作状态；
- j) 电站计算机监控系统投入使用。

6.2 机组首次手动启动试验

6.2.1 拔出接力器锁锭，对装有高压油顶起装置的机组，手动投入高压油顶起装置。

6.2.2 手动打开调速器的导叶开度限制机构，机组开始转动后，即将导叶关回，由各部位观察人员检查和确认机组转动与静止部件之间无摩擦或碰撞情况。

6.2.3 确认各部位正常后，手动打开导叶启动机组，当机组转速接近 50% 额定值时，暂停升速，观察各部运行情况。检查无异常后继续增大导叶开度，使转速升至额定值，机组空转运行；当机组升速至 80% 额定转速（或规定值）后，可手动切除高压油顶起装置，并校验电气转速继电器相应的触点和动作值。

6.2.4 当达到额定转速时，校验电气转速表指示应正确。记录当时水头下机组的空载开度。

6.2.5 在机组升速过程中，应加强对各部位轴承温度的监视，不应有急剧升高及下降现象。机组启动达到额定转速后，在半小时内，应每隔 5min 测量一次推力瓦及导轴瓦的温度，以后可每隔 30min 记录一次推力瓦及导轴瓦的温度，并绘制推力瓦及各部位导轴瓦的温升曲线，观察轴承油面的变化，油位应处于正常位置范围。机组运行至温度稳定后（每小时温升不大于 1℃）标好各部油槽的运行油位线，记录稳定的温度值，此值不应超过设计规定值。

6.2.6 机组启动过程中，应密切监视各部位运转情况；如发现金属碰撞或摩擦、水车室窜水、推力瓦温度突然升高、推力油槽或其他油槽甩油、机组摆度过大等不正常现象，应立即停机检查。

- 6.2.7 监视水轮机主轴密封及各部位水温、水压，记录水轮机顶盖排水泵运行情况和排水工作周期。
- 6.2.8 记录各部水力量测系统表计读数和机组监测装置的表计读数（如发电机气隙、蜗壳差压、机组流量等）。
- 6.2.9 测量记录机组运行摆度（双幅值），其值应小于 0.7 倍轴承总间隙或符合机组合同的规定。
- 6.2.10 测量、记录机组各部位振动，其值应不超过表 1 的规定。当振动值超过表 1 时应进行动平衡试验。

表 1 水轮发电机组各部位振动允许值（双幅值）

| 序号 | 项 目 | | 额定转速 r/min | | | |
|----|-----------------------|-----------------------|---------------|---------|----------|----------|
| | | | <100 | 100~250 | >250~375 | >375~750 |
| | | | 振动允许值 mm | | | |
| 1 | 水 轮 机 | 顶盖水平振动（通频值） | 0.09 | 0.07 | 0.05 | 0.04 |
| 2 | | 顶盖垂直振动（通频值） | 0.11 | 0.09 | 0.06 | 0.05 |
| 3 | 水 轮 发 电 机 | 带推力轴承支架的垂直振动（通频值） | 0.08 | 0.07 | 0.05 | 0.04 |
| 4 | | 带导轴承支架的水平振动（转频值） | 0.10 | 0.09 | 0.07 | 0.05 |
| 5 | | 定子铁芯部位机座水平振动（转频值） | 0.05 | 0.04 | 0.03 | 0.02 |
| 6 | | 定子铁芯振动（100Hz 双幅极频振动值） | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |

- 6.2.11 若机组振动值超标，需进行动平衡试验并符合下列要求：
- a) 当发电机转子长径比小于 1/3 时，可只做单面动平衡试验，当长径比大于 1/3 时，应进行双面动平衡试验；
 - b) 动平衡试验应以装有导轴承的发电机上、下机架的水平振动双幅值为计算和评判的依据，推荐采用专门的振动分析装置和相应的计算机软件。
- 6.2.12 测量发电机残压及相序，观察其波形，相序应正确，波形应完好。
- 6.3 机组空载运行下调速系统的试验
- 6.3.1 检查机组转速平稳，接力器应无明显摆动。
- 6.3.2 进行手动和自动控制切换试验，转速、接力器应无明显摆动。
- 6.3.3 频率给定的调整范围应符合设计要求。
- 6.3.4 调速器空载扰动试验应符合下列要求：
- a) 扰动量一般为±8%。
 - b) 转速最大超调量不应超过扰动量的 30%。
 - c) 超调次数不超过 2 次。
 - d) 从扰动开始到不超过机组转速摆动规定值为止的调节时间应符合设计规定。
 - e) 选取最优一组调节参数，提供空载运行使用。在该组参数下，机组转速相对摆动值，对于大型调速器不应超过额定转速的±0.15%；对于中小型调速器，不超过±0.25%。
- 6.3.5 调速器空载自动运行下还应进行以下试验：
- a) 机组空转下的自动控制通道切换试验，各自动控制通道切换应平稳。
 - b) 频率调节试验，检查调节稳定性。
 - c) 调速器故障模拟试验，应能按设计要求动作，在大故障模拟试验时，可断开停机出口回路，以免不必要的停机。

6.3.6 记录油压装置油泵向压力油罐送油的时间及工作周期。在调速器自动运行时记录导叶、桨叶接力器活塞摆动值及摆动周期。进行油泵工作电源切换试验,切换应平稳、可靠。

6.3.7 编排主、辅油泵工作次序,进行主、辅油泵自动切换周期的整定。进行压油罐自动补气试验。

6.3.8 冗余配置的调节器也应进行上述相同项目的检查和调试。

6.4 手动停机及停机后的检查

6.4.1 机组稳定运行至各部件瓦温稳定后,可手动停机。

6.4.2 操作开度限制机构进行手动停机,当机组转速降至 50%~60%额定转速时,如有高压油顶起装置,手动将其投入;当机组转速降至 15%~20%额定转速(或合同规定值)时,手动投入机械制动装置直至机组停止转动,解除制动装置使制动器复位。手动切除高压油顶起装置,监视机组不应有蠕动。

6.4.3 停机过程中应检查下列各项:

- a) 监视各部位轴承温度变化情况;
- b) 检查转速继电器的动作情况;
- c) 录制停机过程转速和时间关系曲线;
- d) 检查各部位油槽油面的变化情况。

6.4.4 停机后投入接力器锁锭和检修密封,关闭主轴密封润滑水。根据具体情况确定是否需要关闭蝶阀(球阀)或筒形阀。

6.4.5 停机后的检查和调整:

- a) 各部位螺丝、销钉、锁片及键是否松动或脱落;
- b) 检查转动部分的焊缝是否有开裂现象;
- c) 检查发电机上下挡风板、挡风圈、导风叶是否有松动或断裂;
- d) 检查制动闸的摩擦情况及动作的灵活性;
- e) 在相应水头下,整定开度限制机构相应空载开度触点;
- f) 必要时调整各油槽油位继电器的位置触点。

6.5 过速试验及检查

6.5.1 将测速装置各过速保护电气触点从水机保护回路中断开,用临时方法监视其动作情况。

6.5.2 以手动方式使机组达到额定转速;待机组运转正常后,将导叶开度限制机构的开度继续加大,使机组转速上升到额定转速的 115%,观察测速装置触点的动作情况,立即回到额定转速。

6.5.3 如机组运行无异常,将转速升至设计规定的过速保护整定值,监视电气与机械过速保护装置的动作情况。必要时调整过速保护装置。

6.5.4 过速试验过程中应密切监视并记录各部位摆度和振动值,记录各部轴承的温升情况及发电机空气间隙的变化,监视是否有异常响声。

6.5.5 过速试验停机后应进行如下检查:

- a) 全面检查发电机转动部分,如转子磁轭键、磁极键、阻尼环及磁极引线、磁轭压紧螺杆等有无松动或移位;
- b) 检查发电机定子基础及上、下机架的状态有无异常;
- c) 检查项目按 6.4.5 a)、b)、c)、d) 的规定进行。

6.5.6 如果由于水头限制,机组升速不能达到电气二级及机械过速保护规定的整定值,则在具备条件后补做相关试验,并根据运行期可能出现的水位变化考虑降低定值运行。

6.6 无励磁自动开机和自动停机试验

6.6.1 无励磁自动开、停机试验,应分别在机旁与中控室进行,并对具有分步操作、常规控制、可编程控制、计算机监控系统等控制方式的装置分别进行。

6.6.2 自动开机前应确认:

- a) 调速器处于“自动”位置,功率给定处于“空载”位置,频率给定置于额定频率,调速器参数

在空载最佳位置, 机组各附属设备均处于自动状态;

- b) 确认所有水力机械保护回路均已投入, 且自动开机条件已具备;
- c) 首次自动启动前应确认接力器锁锭及制动器实际位置与自动回路信号是否相符。

6.6.3 自动开机, 并应记录和检查下列各项:

- a) 检查机组自动开机顺序是否正确, 检查技术供水等辅助设备的投入情况;
- b) 检查推力轴承高压油顶起装置的工作情况;
- c) 检查调速器系统的工作情况;
- d) 记录自发出开机脉冲至机组开始转动所需的时间;
- e) 记录自发出开机脉冲至机组达到额定转速的时间;
- f) 检查测速装置的转速触点动作值是否正确。

以上记录和检查可在监控系统分步操作中验证。

6.6.4 自动停机, 记录并检查下列各项:

- a) 检查自动停机程序是否正确, 各自动化元件动作是否正确可靠;
- b) 记录自发出停机脉冲至机组转速降至制动转速所需时间;
- c) 记录自制动器加闸至机组全停的时间;
- d) 检查测速装置转速触点动作是否正确, 调速器及自动化元件动作是否正确;
- e) 当机组转速降至设计规定转速时, 推力轴承高压油顶起装置应能自动投入, 当机组停机后应能自动停止高压油顶起装置, 并解除制动器。

6.6.5 自动开机, 模拟各种机械与电气事故, 检查事故停机回路与流程的正确性与可靠性。

6.6.6 分别在现地、机旁、中控室、地区调度(T 调)等部位, 检查紧急事故停机按钮操作的可靠性。

6.7 水轮发电机升流试验

6.7.1 发电机升流试验应具备的条件:

- a) 发电机出口端已设置可靠的三相短路线; 如果三相短路点设在发电机断路器外侧, 则应采取措施防止断路器跳闸; 投入发电机中性点刀闸。
- b) 用厂用电提供主励磁装置电源。
- c) 投入机组水机保护。
- d) 测量发电机转子绕组对地绝缘值, 一般不小于 $0.5M\Omega$ 。
- e) 插入转子滑环碳刷。

6.7.2 手动开机至额定转速, 机组各部位运转应正常。若有条件, 可先利用发电机残流检查发电机各电流二次回路的正确性。

6.7.3 手动合灭磁开关, 通过励磁装置手动升流至 25% 定子电流, 再次检查发电机各电流二次回路的正确性和对称性。

6.7.4 检查各继电保护电流回路的极性和相位, 检查测量表计接线及指示的正确性, 必要时绘制向量图。

6.7.5 在发电机额定电流下, 测量机组振动与摆度, 检查碳刷及集电环工作情况。测量发电机轴电压, 检查轴电流保护装置。

6.7.6 在发电机额定电流下, 跳开灭磁开关检验灭磁情况是否正常, 录制发电机在额定电流时灭磁过程的示波图。

6.7.7 录制发电机三相短路特性曲线, 最大电流值为 1.1 倍发电机额定电流, 每隔 10% 定子额定电流记录定子电流与转子电流。升流过程检查励磁变压器差动及电流保护接线的正确性。

6.7.8 测量定子绕组对地绝缘电阻、吸收比和极化指数, 应满足下列要求(不能满足时, 应采取措施进行干燥):

- a) 绝缘电阻(换算到 100°C 时):

$$R \geq \frac{U_N}{1000 + \frac{S_N}{100}} \quad (1)$$

式中:

R ——绝缘电阻, 单位为兆欧 ($M\Omega$);

U_N ——定子额定电压, 单位为伏 (V);

S_N ——发电机额定容量, 单位为千伏安 (kVA)。

b) 吸收比 (40°C 以下时) 不小于 1.6, 极化指数不小于 2.0。

6.7.9 升流试验合格后可模拟水机事故停机, 并拆除发电机出口三相短路线。

6.8 水轮发电机升压试验

6.8.1 发电机升压试验应具备的条件:

- 发电机保护装置投入, 辅助设备及信号回路电源投入。
- 发电机振动、摆度及空气间隙监测装置投入。若有定子绕组局部放电监测系统, 应投入并开始记录局部放电数据。
- 发电机断路器和灭磁开关均在断开位置, 或与主变压器低压侧的连接端应断开。
- 以厂用电为电源的主励磁装置具备升压条件。
- 测量发电机定子绕组绝缘值、吸收比或极化指数, 应符合要求。

6.8.2 自动开机至额定转速后机组各部位运行应正常。测量发电机升流试验后的残压值, 并检查三相电压的对称性。

6.8.3 对于高阻接地方式 (接地变压器接地) 的机组, 应选在发电机出口设置单相接地点, 开机升压, 递升接地电流, 直至 80% 接地保护动作。检查动作正确后拆除临时接地线, 投入接地保护装置。

6.8.4 对于注入式接地保护, 试验时退出发电机接地保护跳闸出口, 测速装置和调速器测频回路取线电压, 发电机不加励磁, 利用残压额定空转运行, 在中性点接地变压器上端引接接地线, 监视 100% (外加低频信号 20Hz) 接地保护动作情况。随后, 分别改接不同接地电阻, 检查保护动作情况。试验完成后, 取下接地变压器上端的接地线, 复归保护信号。

6.8.5 手动升压至 25% 额定电压值, 并检查下列各项:

- 发电机及引出母线、发电机断路器、分支回路等设备带电是否正常;
- 机组运行中各部位振动及摆度是否正常。

6.8.6 升压至 50% 额定电压, 跳开灭磁开关检查灭弧情况, 录制示波图。

6.8.7 继续升压至发电机额定电压值, 检查带电范围内一次设备运行情况, 测量二次回路电压的相序与相位, 测量电压互感器二次开口三角输出电压值, 测量机组振动与摆度; 测量发电机轴电压, 检查轴电流保护装置。

6.8.8 在额定电压下跳开灭磁开关, 检查灭弧情况并录制灭磁过程示波图。

6.8.9 零起升压, 每隔 10% 额定电压记录定子电压、转子电流与机组频率, 录制发电机空载特性的上升曲线。

6.8.10 继续升压, 当发电机励磁电流升至额定值时, 测量发电机定子最高电压。对于有匝间绝缘的电机, 在最高电压下应持续 5min。进行此项试验时, 定子电压以不超过 1.3 倍额定电压为限。

6.8.11 由额定电压开始降压, 每隔 10% 额定电压记录定子电压、转子电流与机组频率, 录制发电机空载特性的下降曲线。

6.8.12 对发电机中性点装有消弧线圈的机组, 升压完成后进行发电机单相接地试验。在机端设置单相接地点, 断开消弧线圈, 升压至 50% 定子额定电压, 测量定子绕组单相接地时的电容电流。根据欠补偿的保护要求选择中性点消弧线圈的分接头位置; 投入消弧线圈, 升压至 100% 定子额定电压, 测量补偿电流与残余电流, 并检查单相接地保护信号。

7 水轮发电机组带主变压器与高压配电装置试验

7.1 水轮发电机组对厂用高压变压器短路升流试验

- 7.1.1 断开主母线在主变压器低压侧的软连接;
- 7.1.2 在厂用高压变压器低压侧装一组三相短路线;
- 7.1.3 无压合上发电机出口断路器, 切除其操作电源;
- 7.1.4 检查灭磁开关在断开位置;
- 7.1.5 合灭磁开关, 检查励磁电流;
- 7.1.6 手动增加发电机励磁电流, 控制厂用高压变压器回路电流不超过额定值;
- 7.1.7 检查厂用高压变压器保护电流回路接线的正确性。试验完成后拆除短路线。

7.2 水轮发电机组对主变压器及高压配电装置短路升流试验

7.2.1 短路升流试验应具备的条件:

- a) 主变压器高压侧及高压配电装置的适当位置, 已设置可靠的三相短路点, 并采取切实措施确保升流过程中回路不致开路。主变压器中性点接地的变压器, 中性点应接地。
- b) 投入发电机继电保护、水力机械保护装置和主变压器冷却器及其控制信号回路。

7.2.2 升流范围一般应尽可能将新投入的回路全部包括, 短路点的数量、升流次数按实际需要确定。

7.2.3 开机后递升加电流, 检查各电流回路的通流情况和表计指示, 检查主变压器、主变压器高压配电装置、线路保护及故障录波电流二次回路通流情况。

7.2.4 升流, 检查相关电流互感器二次电流极性, 检查正确后投入主变压器、高压引出线(或高压电缆)、母线的保护装置。

7.2.5 继续分别升流至 50%、75%、100% 发电机额定电流, 观察主变压器与高压配电装置的工作情况。根据需要, 在 100% 发电机额定电流下, 可进行发电机热稳定试验和组合式三相变压器的温升试验。

7.2.6 升流结束后可模拟主变压器保护动作, 检查跳闸回路是否正确, 相关断路器是否可靠动作。

7.2.7 拆除主变压器高压侧及高压配电装置各短路点的短路线。

7.3 主变压器及高压配电装置单相接地试验

7.3.1 根据单相接地保护方式, 在主变压器高压侧设置单相接地点, 主变压器高压侧断路器应断开或退出相关开关保护。

7.3.2 将主变压器中性点直接接地。开机后升压, 递升单相接地电流至(零序)保护动作, 检查保护回路动作是否正确可靠, 校核动作值是否与试验整定值一致。

7.3.3 试验完毕后拆除单相接地线, 投入主变压器单相接地保护。

7.4 水轮发电机组对主变压器及高压配电装置升压试验

7.4.1 投入发电机、主变压器、母线差动等继电保护装置。

7.4.2 升压范围应包括本期拟投运的所有高压一次设备。首台机组试运行因高压配电装置投运范围较大, 升压可分几次进行。

7.4.3 主变压器冷却系统投入自动运行。

7.4.4 手动递升加压, 分别在发电机额定电压值的 25%、50%、75%、100% 等情况下检查一次设备的工作情况。

7.4.5 对升压站所有能带电的电压互感器二次电压进行定相, 并测其开口三角形电压值。检查发电机及升压站断路器同期回路二次电压接线的正确性, 相序和相位均应正确。

7.5 水轮发电机空载下励磁调节器的调整和试验

7.5.1 拆除励磁变压器临时电源电缆, 恢复其永久接线。

7.5.2 在发电机额定转速下, 励磁处于手动位置, 起励检查手动控制单元调节范围, 下限不得高于发电机空载励磁电压的 20%, 上限不得低于发电机额定励磁电压的 110%。

7.5.3 进行励磁调节器的自动起励和逆变灭磁试验。

7.5.4 检查励磁调节系统的电压调整范围,应符合设计要求。自动励磁调节器应能在发电机空载额定电压的 70%~110%范围内进行稳定平滑的调节。

7.5.5 测量励磁调节器的开环放大倍数。录制和观察励磁调节器各部位特性,对于晶闸管励磁系统,还应在额定励磁电流情况下,检查功率整流桥的均流系数,均流系数不应低于 0.85。

7.5.6 在发电机空载状态下,分别检查励磁调节器投入、手动和自动切换、通道切换、带励磁调节器开停机等情况下的稳定性和超调量。在发电机空载且转速在 95%~100%额定值范围内,突然投入励磁系统,使发电机端电压从零上升至额定值时,电压超调量不大于额定值的 10%,振荡次数不超过 2 次,调节时间不大于 5s。

7.5.7 在发电机空载状态下,人工加入 10%阶跃量干扰,检查自动励磁调节器的调节情况,超调量、超调次数、调节时间应满足设计要求。

7.5.8 带自动励磁调节器的发电机电压-频率特性试验,应在发电机空载状态下,使发电机转速在 90%~110%额定值范围内改变,测定发电机端电压变化值,录制发电机电压-频率特性曲线。频率每变化 1%额定值,自动励磁调节系统应保证发电机端电压的变化值不大于额定值的 $\pm 0.25\%$ 。

7.5.9 励磁调节器应进行低励磁、过励磁、电压互感器断线、过电压、均流等保护的调整及模拟动作试验,其动作应正确。

7.5.10 进行机组电制动试验,投入电制动的转速值、投入混合制动的转速值、制动时间等应符合设计要求。

7.6 线路零起升压试验

7.6.1 当系统有要求时,进行发电机带空载线路零起升压试验或投切空载线路试验,试验中应防止自励磁现象的发生,出现自励磁应立即断开出线高压断路器。

7.6.2 测量线路电压互感器三相电压相序和电压对称性,检查出线断路器同期回路接线,检查线路电抗器保护接线和电抗器运行情况,测量电抗器伏安特性。

7.7 高压配电装置受电试验

7.7.1 在系统电源对送出线路送电后,利用系统电源对高压配电装置母线及高压电抗器进行冲击,检查无异常后高压母线受电。

7.7.2 检查系统电压的相序应与电站高压母线相同。

7.7.3 高压配电装置母线受电完成后,分步进行相关断路器受电试验。

7.8 电力系统对主变压器冲击合闸试验

7.8.1 主变压器冲击合闸试验应从高压侧进行,试验前应使主变压器与发电机可靠断开;如主变压器为三圈变压器,或机端设有厂用变压器,一般将主变压器中压侧或机端厂用变压器同时断开;发电机与主变压器采用直接连接方式时,不进行变压器冲击合闸试验。

7.8.2 投入主变压器的继电保护装置及冷却系统的控制、保护及信号。

7.8.3 投入主变压器中性点接地开关。

7.8.4 合主变压器高压侧断路器,利用系统电源对主变压器冲击,冲击合闸共进行 5 次,每次间隔约 10min,检查主变压器有无异常。

7.8.5 检查主变压器差动保护及气体保护的工作情况,录制主变压器高压侧冲击时的励磁涌流和三相电压示波图。

7.8.6 进行机端厂用高压变压器的 3 次冲击合闸试验,测量厂用高压变压器低压侧二次电压相序。

7.8.7 利用系统电源带厂用电,进行厂用电源切换试验。此项试验也可在机组带负荷试验时进行。

7.8.8 额定电压为 110kV 及以上、容量为 15MVA 及以上的变压器,在冲击试验前、后应对变压器油做色谱分析。

8 水轮发电机组并列及负荷试验

8.1 水轮发电机组并列试验

8.1.1 选择同期点及同期断路器, 检查同期回路的正确性。

8.1.2 断开待同期点隔离开关, 分别以手动与自动准同期方式进行机组的模拟并列试验; 检查同期装置的工作情况, 同时录制发电机电压、系统电压、断路器合闸脉冲示波图。

8.1.3 进行机组的手动与自动准同期正式并列试验, 录制电流和电压示波图。

8.1.4 按设计规定, 分别进行各同期点的模拟并列与正式并列试验。

8.2 水轮发电机组带负荷试验

8.2.1 水轮发电机组带、甩负荷试验应相互穿插进行。机组初带负荷后, 应检查机组及相关机电设备各部位运行情况, 无异常后可根据系统情况进行甩负荷试验。

8.2.2 机组带 5%~10% 的负荷, 检查发电机差动保护、发电机过流保护、发电机负序过流保护、发电机系统后备保护、发电机失磁保护、励磁变压器过流保护、功率保护等极性满足设计要求。

8.2.3 水轮发电机组正式带负荷试验, 有功负荷应逐级增加, 观察并记录机组各部位运转情况和各仪表指示。观察和测量机组在各种负荷工况下的振动范围及其量值, 测量尾水管压力脉动值, 观察水轮机大轴自然补气装置工作情况, 必要时进行强制补气试验。

8.2.4 进行机组带负荷下调速系统试验。检查在频率和功率控制方式下, 机组调节的稳定性及相互切换过程的稳定性。对于转桨式水轮机, 应检查调速系统的协联关系是否正确。

8.2.5 进行机组快速增减负荷试验。根据现场情况使机组突变负荷, 其变化量不应大于额定负荷的 25%, 并应自动记录机组转速、蜗壳水压、尾水管压力脉动、接力器行程和功率变化等的过渡过程。负荷增加过程中, 应注意观察监视机组振动情况, 记录相应负荷与机组水头等参数, 如在当时水头下机组有明显振动, 应快速越过。

8.2.6 进行水轮发电机组带负荷下励磁调节器试验:

- a) 有条件时, 在发电机有功功率分别为 0%、50% 和 100% 额定值下, 按设计要求调整发电机无功功率从零到额定值, 调节应平稳, 无跳动。
- b) 有条件时, 测定并计算水轮发电机端电压调差率, 调差特性应有较好的线性并符合设计要求。
- c) 有条件时, 测定并计算水轮发电机调压静差率, 其值应符合设计要求。当无设计规定时, 不应大于 0.2%~1%。
- d) 对于励磁调节器, 进行各种限制器及保护的试验和整定。

8.2.7 调整机组有功负荷与无功负荷时, 应先分别在现地调速器与励磁装置上进行, 再通过计算机监控系统控制调节。

8.2.8 在机组带负荷的情况下, 进行 10kV 厂用电切换试验和厂用直流电源的切换试验, 检查机组运行情况。

8.2.9 对于设有梯级调度中心的流域电站, 进行梯级调度中心的遥控及调节试验, 梯级调度中心与电厂进行机组控制权、调节权的切换试验, 记录切换的时间和切换后的实际状态, 核对机组运行参数。

8.3 水轮发电机组甩负荷试验

8.3.1 机组甩负荷试验应在额定负荷的 25%、50%、75% 和 100% 下分别进行, 参照附录 A 的格式记录有关数值, 同时应录制过渡过程的各种参数变化曲线及过程曲线, 记录各部瓦温的变化情况。机组甩 25% 额定负荷时, 记录接力器不动时间。检查并记录真空破坏阀的动作情况与大轴自然补气情况。根据机组制造合同和电站具体情况, 在机组带 25%、50%、75% 和 100% 额定负荷下记录流量和水头。

8.3.2 若受电站运行水头或电力系统条件限制, 机组不能按上述要求带、甩额定负荷时, 可根据当时条件对甩负荷试验次数与数值进行适当调整, 最后一次甩负荷试验应在所允许的最大负荷下进行。而因故未能进行的带、甩额定负荷试验项目, 应在以后电站条件具备时完成。

8.3.3 在额定功率因数条件下,水轮发电机组突甩负荷时,检查自动励磁调节器的稳定性和超调量。当发电机突甩额定有功负荷时,发电机电压超调量不应大于额定电压的15%,振荡次数不超过3次,调节时间不大于5s。

8.3.4 水轮发电机组甩负荷时,检查水轮机调速系统的动态调节性能,校核导叶接力器紧急关闭时间、蜗壳水压上升率、机组转速上升率等,均应符合设计规定。

8.3.5 机组甩负荷后调速器的动态品质应达到如下要求:

- a) 甩100%额定负荷后,在转速变化过程中超过稳态转速3%以上的波峰不应超过两次;
- b) 机组甩100%额定负荷后,从接力器第一次向开启方向移动起到机组转速相对摆动值不超过 $\pm 0.5\%$ 为止所经历的总时间不应大于40s;
- c) 机组甩25%额定负荷后,接力器不动时间不大于0.2s。

8.3.6 对于转桨式水轮机组甩负荷后,应检查调速系统的协联关系和分段关闭的正确性,以及突然甩负荷引起的抬机情况。

8.3.7 对长引水隧洞和长尾水洞的机组甩负荷试验,二次甩负荷试验间隔时间应按设计要求进行。

8.3.8 机组带额定负荷下,进行下列各项试验:

- a) 调速器低油压关闭导水叶试验;
- b) 事故配压阀动作关闭导水叶试验;
- c) 根据设计要求和电站具体情况,进行动水关闭工作闸门或水轮机主阀以及关闭水轮机筒阀的试验。

8.3.9 机组为非单元引水输水方式布置的电站,同一引水系统中各台机组甩负荷试验和对输水系统的考核应综合考虑,多台机组同时甩负荷试验方式按设计要求进行。

8.3.10 若机组没有事故配压阀,则要进行硬关机试验,即机组带额定负荷,模拟发电机电气故障,用发电机差动保护动作关机。

8.4 水轮发电机组调相运行试验

8.4.1 如机组设计要求,水轮发电机组应进行调相运行试验。

8.4.2 机组进行调相运行时应检查并记录下列各项内容:

- a) 记录关闭导水叶后,水轮机转轮在水中空转运行时机组所消耗的有功功率;
- b) 检查充气压水情况及补气装置动作情况,记录吸出管内水位被压低至转轮以下,转轮在空气中空转时机组所消耗的有功功率;
- c) 检查发电工况与调相工况互相切换时自动化元件动作的正确性,记录工况转换所需的时间;
- d) 机组调相运行工况下,发电机无功功率在设计规定范围内调节应平稳,记录发电机转子电流为额定值时零功率因数下的最大输出无功功率值。

8.5 水轮发电机组进相运行试验

8.5.1 如机组设计要求,水轮发电机组应进行进相运行试验。

8.5.2 进相运行试验应分阶段进行,试验判据为定子端部铁芯温度限值与发电机静态稳定极限,任一项指标达到,该阶段试验即结束。

8.5.3 进行进相运行试验前,应退出励磁欠励限制单元与发电机失磁保护,根据需要埋设附加测温元件,接入专用试验表计。电力系统的无功平衡应满足试验要求。

8.5.4 按照50%、80%、100%额定功率分阶段进行试验,在不同的功率下逐步降低励磁电流,使功率因数由滞相转入进相,待定子铁芯端部温度稳定后,继续加大进相深度,试验中应密切监视定子铁芯端部温度不超过限值。进相深度以设计对发电机的要求为准,在此状态下发电机不应失步。

8.5.5 记录各阶段发电机有功功率、无功功率、定子电流、定子电压、转子电流、转子电压、功率因数、定子铁芯端部温度、开关站母线电压等有关参数,校核相关电气保护。根据试验结果,校对发电机设计功率圆图及“V”形曲线。

8.6 水轮发电机组最大出力试验

8.6.1 根据机组采购制造合同,在电站具备条件时,进行机组最大出力试验。

8.6.2 机组最大出力试验应在合同规定的功率因数和发电机最大视在功率下进行。最大出力下运行时间不小于 4h,自动记录机组各部位温升、振动、摆度、有功和无功功率值,记录接力器行程和导叶开度。

8.7 电力系统相关试验

根据电力系统相关要求结合机组特点,有条件时,可分别进行调速器系统、励磁系统参数建模、一次调频、电力系统稳定器(PSS)、自动发电控制(AGC)、自动电压控制(AVC)相关试验项目。

9 水轮发电机组 72h 带负荷连续试运行

9.1 完成 8.1~8.3 的试验内容并经验证合格后,机组已具备并入电力系统带额定负荷连续 72h 试运行的条件。

9.2 如果由于电站运行水头不足或电力系统条件限制等原因,使机组不能达到额定出力时,可根据当时的具体条件确定机组应带的最大负荷,在此负荷下进行连续 72h 试运行。

9.3 在 72h 试运行中可进行发电机热稳定试验,监视并记录机组有功、无功、电流、电压参数及各部摆度振动、温度、变形位移、压力、流量值。

9.4 根据运行值班制度,全面记录运行所有有关参数。

9.5 在 72h 连续试运行中,由于机组及相关机电设备的制造、安装质量或其他原因引起运行中断,经检查处理合格后应重新开始 72h 的连续试运行,中断前后的运行时间不得累加计算。

9.6 72h 连续试运行后,应停机进行机电设备的全面检查。除需对机组、辅助设备、电气设备进行检查外,必要时还需将蜗壳、压力管道及引水系统内的水排空,检查机组过流部分及水工建筑物和排水系统工作后的情况。

9.7 消除并处理 72h 试运行中所发现的所有缺陷。

10 交接与投入商业运行

10.1 机组通过 72h 试运行并经停机处理所有缺陷后,应按合同规定并参照附录 B 整理机组设备移交的相关资料。

10.2 交接机组设备移交的相关资料,并签署机组设备的初步验收证书,开始商业运行,同时计算机组设备的保证期。

附录 A

(资料性附录)

水轮发电机组甩负荷试验记录表格式

| 机组负荷 kW | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|----------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| 记录时间 | | | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 | |
| 测量参数 | 机组转速 r/min | | | | | | | | | | | | | | |
| | 机组调节过程中最低转速 r/min | | | | | | | | | | | | | | |
| | 导叶开度 % | | | | | | | | | | | | | | |
| | 导叶关闭时间 s | | | | | | | | | | | | | | |
| | 接力器活塞往返次数 | | | | | | | | | | | | | | |
| | 调速器调节时间 s | | | | | | | | | | | | | | |
| | 蜗壳实际压力 MPa | | | | | | | | | | | | | | |
| | 真空破坏阀开启时间 s | | | | | | | | | | | | | | |
| | 吸出管真空度 Pa | | | | | | | | | | | | | | |
| | 下导轴承处运行摆度 | | mm | | | | | | | | | | | | |
| | 上导轴承处运行摆度 | | | | | | | | | | | | | | |
| | 水导轴承处运行摆度 | | | | | | | | | | | | | | |
| | 上、下机架振动 | 水平 | | | | | | | | | | | | | |
| | | 垂直 | | | | | | | | | | | | | |
| | 定子振动 | 水平 | | | | | | | | | | | | | |
| | | 垂直 | | | | | | | | | | | | | |
| 转速上升率 % | | | | | | | | | | | | | | | |
| 蜗壳水压上升率 % | | | | | | | | | | | | | | | |
| 永态转差系数 | 指示值 % | | | | | | | | | | | | | | |
| | 实际值 % | | | | | | | | | | | | | | |

表（续）

| 机组负荷 kW | | | | | | | | | | | | | |
|------------|---------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 记录时间 | | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 |
| 测量 参数 | 转轮叶片关闭时间 s | | | | | | | | | | | | |
| | 转轮叶片角度 (°) | | | | | | | | | | | | |
| | 转动部分上抬量 mm | | | | | | | | | | | | |

上游水位：

下游水位：

记录整理：

技术负责人：

年 月 日

- 1) 转速上升率 = $\frac{\text{甩负荷时最高转速} - \text{甩负荷前稳定转速}}{\text{甩负荷前稳定转速}} \times 100\%$
- 2) 蜗壳水压上升率 = $\frac{\text{甩负荷蜗壳最高水压} - \text{甩负荷前蜗壳水压}}{\text{甩负荷前蜗壳水压}} \times 100\%$
- 3) 永态转差系数实际值 = $\frac{\text{甩负荷后稳定转速} - \text{甩负荷前稳定转速}}{\text{甩负荷前稳定转速}} \times 100\%$

附录 B

(资料性附录)

机组启动试运行应交接验收的资料目录

B.1 管理性文件（不局限于）

- B.1.1** 启动试运行项目法人管理报告
- B.1.2** 启动试运行设计报告
- B.1.3** 启动试运行监理报告
- B.1.4** 启动试运行工作报告
- B.1.5** 启动试运行厂家报告
- B.1.6** 启动试运行施工报告
- B.1.7** 生产准备工作报告
- B.1.8** 机组并网安全性评价报告
- B.1.9** 启动试运行组织机构文件
- B.1.10** 启动试运行安全管理文件
- B.1.11** 工程运用及调度方案
- B.1.12** 启动验收委员会有关文件

B.2 资料性文件（不局限于）

- B.2.1** 启动试运行试验大纲
- B.2.2** 调试作业指导书
- B.2.3** 调试工作计划
- B.2.4** 工程建设有关会议记录，记载重大事件的声像资料及文字说明
- B.2.5** 施工图纸，设计变更、施工技术说明
- B.2.6** 重大技术专题报告
- B.2.7** 重大事故质量缺陷处理记录
- B.2.8** 启动试运行验收签证书及相关资料
- B.2.9** 质量评定资料
- B.2.10** 设备移交清册
- B.2.11** 遗留问题清单
- B.2.12** 专用工具移交清单
- B.2.13** 备品备件移交清单
- B.2.14** 竣工图纸移交清单
- B.2.15** 调试日志
- B.2.16** 调试、试验协调会纪要
- B.2.17** 上、下库水位观测资料等

参 考 文 献

- GB/T 8564 水轮发电机组安装技术规范
 - DL/T 489 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置试验规程
 - DL/T 496 水轮机电液调节系统及装置调整试验导则
 - DL/T 563 水轮机电液调节系统及装置技术规程
 - DL/T 578 水电厂计算机监控系统基本技术条件
 - DL/T 583 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件
 - DL/T 710 水轮机运行规程
 - DL/T 751 水轮发电机运行规程
 - DL/T 5123 水电站基本建设工程验收规程
-

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
水轮发电机组启动试验规程

DL/T 507—2014

代替 DL/T 507—2002

*

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京九天众诚印刷有限公司印刷

*

2014年8月第一版 2014年8月北京第一次印刷

880毫米×1230毫米 16开本 1.5印张 41千字

印数 0001—3000册

*

统一书号 155123·2073 定价 13.00元

敬告读者

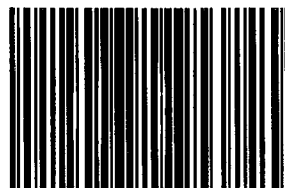
本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



关注我,关注更多好书



155123.2073

上架建议：规程规范/
水利水电工程/水力发电