

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 507 — 2002
代替 DL 507 — 1993

水轮发电机组启动试验规程

Start-up test code for hydraulic-turbine and generator units

2002-04-27 发布

2002-09-01 实施

中华人民共和国国家经济贸易委员会 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 水轮发电机组空载试运行	6
7 水轮发电机组带主变压器与高压配电装置试验	11
8 水轮发电机组并列及负荷试验	12
9 水轮发电机组 72h 带负荷连续试运行及 30d 考核试运行	14
10 交接与投入商业运行	15
附录 A (资料性附录) 水轮发电机组甩负荷试验记录表格式	16
参考文献	17

前 言

本标准是根据 1999 年国家经贸委电力 [1999] 40 号文《关于确认 1998 年度电力行业标准制、修订计划项目的通知》的安排制订的，项目编号 69 号。本标准在编写格式和规则上以 GB/T 1.1—2000《标准化工作导则》为基础，并符合 DL/T 600—2001《电力标准编写的基本规定》。

本标准是对原电力行业标准 DL 507—1993《水轮发电机组启动试验规程》(以下简称原规程)的修订。原规程是 1990 年以前我国水轮发电机组启动试验的总结。修订后的本标准在原规程的基础上根据 1991 年以来新投产的近 3200 万 kW 大中型水轮发电机组启动试验的程序、项目与要求进行了补充和修改，其中包括参考进口大型水电机组的启动试验内容，同时增加了计算机监控系统、调速系统、励磁系统、微机保护系统和高压配电装置等在水轮发电机组启动试验过程中的新的试验内容。

鉴于抽水蓄能电站的建设和可逆式抽水蓄能机组的大批量投产，本标准在修订中明确了标准的内容同时适用于可逆式抽水蓄能机组水轮机—发电机工况的启动试运行试验，可逆式抽水蓄能机组水泵—电动机工况的启动试运行试验由国家标准 GB/T 18482—2001《可逆式抽水蓄能机组启动试验规程》另行规定。

本标准是国家电力基本建设施工水轮发电机组及相关机电设备启动试运行试验的依据，也是机组投产移交考核的主要内容。

本标准的附录 A 是资料性附录。

本标准由电力行业水电站水轮发电机标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国水利水电工程总公司、中国水利水电第四工程局、甘肃省电力公司。

本标准主要起草人：付元初、马军领、牟官华、马涪良、石华。

本标准由电力行业水电站水轮发电机标准化技术委员会负责解释。

水轮发电机组启动试验规程

1 范围

本标准规定了单机容量为 15MW 及以上的水轮发电机组启动试运行试验程序和要求，适用于水电站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 15MW 的机组可参照执行。

本标准同时适用于可逆式抽水蓄能机组发电工况的启动试验。可逆式抽水蓄能机组水泵工况的启动试验要求按 GB/T 18482—2001《可逆式抽水蓄能机组启动试验规程》的规定执行。

有关灯泡贯流式机组的启动试运行试验，参见《灯泡贯流式水轮发电机组启动试验规程》。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

SDJ 278—1990 水利水电工程设计防火规范

3 总则

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

3.0.2 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，增加方案由项目法人提出，并应符合设备采购和安装合同的规定。

3.0.3 对机组启动过程中出现的问题和存在的缺陷，应及时加以处理和消除，使水轮发电机组交接验收后可长期、安全稳定运行。

3.0.4 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，以及与机组运行有关的电气回路、电气设备等，均应根据相应的专用规程试验合格。

3.0.5 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态的影响，以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 引水系统的检查

4.1.1 进水口拦污栅已安装调试完工并清理干净检验合格，拦污栅差压测压传感器与测量仪表已安装调试合格。

4.1.2 进水口闸门门槽已清扫干净检验合格。检修闸门、工作闸门、充水阀、启闭装置已安装完工，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。检修闸门、工作闸门在关闭状态。

4.1.3 压力管道、调压井及通气孔、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。测压头已装好，测压管阀门、测量表计均已安装。压力管道上如有测流量装置，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闷头已可靠封堵。所有进入孔（门）的盖板均已严密封闭。

4.1.4 蝴蝶阀（或球阀）及其旁通阀已安装完工调试合格，启闭情况良好，处于关闭状态。油压装置

及操作系统已安装完工检验合格，油泵运转正常。

4.1.5 蜗壳、转轮室及尾水管已清扫干净，固定转轮的楔子板、轴流式转轮的悬挂吊具或临时支座等均已拆除。

4.1.6 蜗壳及尾水管排水阀启闭情况良好并处于关闭位置。

4.1.7 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已完装完工，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已安装完工检验合格，启闭情况良好，闸门处于关闭状态。

4.1.8 电站上下游水位测量系统安装调试合格，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已安装完工检验合格，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 真空破坏阀已安装完工，经严密性渗漏试验及设计压力下动作试验合格。

4.2.3 顶盖排水泵已安装完工，检验合格，手动/自动操作回路正常。自流排水孔畅通无阻。

4.2.4 主轴工作密封与检修密封已安装完工，经检验检修密封无渗漏。调整工作密封水压至设计规定值。

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 导水机构已安装完工检验合格并处于关闭状态，接力器锁定投入。导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 水轮机筒型阀及操作系统应具备如下条件：

a) 筒型阀及操作系统设备已安装完工、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筒型阀，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，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，筒型阀动作灵活可靠。

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均已安装完工，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 尾水射流补气装置已安装完工并处于关闭状态。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 调速系统及其设备已安装完工，并调试合格。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。集油槽油位继电器动作正常。高压补气装置手动、自动操作时动作正确。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 调速器电调柜已安装完工并调试合格，电气-机械/液压转换器工作正常。

4.3.5 调速器锁定装置调试合格，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，继电器接点已按要求初步整定。

4.4 水轮发电机的检查

4.4.1 发电机整体已安装完工，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。

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。

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。

4.4.4 发电机风罩以内所有阀门、管路、接头、电磁阀、变送器等均已检查合格，处于正常工作状态。

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。

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，充水前制动系统处于手动制动状态。制动器吸尘装置动作准确。

4.4.8 发电机的空气冷却器已检验合格，风路、水路畅通无阻。阀门及管路无渗漏水现象。

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、局部放电监测仪等均已安装完工，调试、整定合格。

4.4.10 对于定子绕组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。

4.5 励磁系统的检查

4.5.1 励磁电源变压器已安装完工试验合格，高、低压端连接线与电缆已检验合格。

4.5.2 励磁系统盘柜已安装完工检查合格，主回路连接可靠，绝缘良好。

4.5.3 励磁功率柜通风系统安装完工，检查合格。

4.5.4 交直流灭磁开关主触头接触良好，开距符合要求，动作灵活可靠。

4.5.5 励磁调节器开环特性符合设计要求，通道切换可靠。

4.5.6 励磁操作、保护及信号回路接线正确动作可靠，表计校验合格。

4.6 油、气、水系统的检查

4.6.1 冷却水供水包括稳压水池供水、射流泵供水、加压泵供水、蜗壳取水口减压阀供水、前池取水口供水以及备用水及清洁水系统等，均已分别调试合格，工作正常。

4.6.2 机组冷却水供水过滤器及供水环管，进入机组冷却器的冷却水进出水管路阀门、接头均已检查合格，压力表（或压力信号器）、示流信号器（流量计）、温度计等自动化元件已检验合格。

4.6.3 厂内渗漏排水和检修排水系统经全面检查合格。各深井泵、排水泵手、自动工作正常，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。各排水系统的排水量应满足机组正常运行和检修的需要。

4.6.4 全厂透平油、绝缘油系统已投入运行部分能满足该台机组供油、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。

4.6.5 高低压空气压缩机均已调试合格，储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、安全阀及减压阀工作正常，整定值符合设计要求。高低压气系统已经投运，处于正常状态。

4.6.6 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。

4.6.7 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

4.7 电气一次设备的检查

4.7.1 发电机主引出线、机端引出线处的电流互感器等设备已安装完工检验合格。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）均已安装并调试合格。

4.7.2 发电机断路器、隔离开关、电制动开关等已安装检验合格。

4.7.3 发电机电压母线及其设备已全部安装完工检验并试验合格，具备带电试验条件。

4.7.4 主变压器已安装完工调试合格，分接开关置于系统要求的给定位置，绝缘油化验合格，油冷却系统调试合格，具备带电试验条件。

4.7.5 相关厂用电设备已安装完工检验并试验合格，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已安装完工并检验调试合格。

4.7.7 全厂接地网和设备接地已检验，接地连接良好，接地测试井已检查。总接地网接地电阻和升压站的接触电位差、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均已安装完工，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、进水口工作闸门控制单元、公用设备控制单元等已安装完工，并与被控设备调试合格。中央控制室的全厂集中监控设备如返回屏、控制台、计算机监控系统及不间断电源等设备均已安装完工检验合格。

4.8.3 直流电源设备已安装完工检验合格，并投入工作正常；逆变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) 进水口闸门自动操作回路。
- b) 蝶阀（球阀或筒形阀）自动操作回路。
- c) 机组自动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、电制动开关操作回路。
- f) 直流及中央音响信号回路。
- 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、隔离开关的自动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 厂内通信、系统通信及对外通信等设施均已安装调试完毕，检查合格，回路畅通，准确可靠，能够满足电网调度、远动、继电保护、厂内生产调度和行政管理的需要。

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已安装完工，符合消防设计与规程要求，并通过消防部门验收。

4.9.2 发电机内灭火管路、灭火喷嘴、火灾探测器等已检验合格。消火栓或雨淋阀经手动操作动作准确，通压缩空气试验畅通无阻。

4.9.3 主变压器水喷雾系统安装调试合格，并经实际喷射试验，符合 SDJ 278—1990 的要求。主变压器油池与事故排油系统符合设计要求，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 全厂消防供水水源可靠，管道畅通，压力满足设计要求。

4.9.6 电缆防火堵料、涂料、防火隔板等安装完工，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。

4.9.7 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 对于引水式水电站，引水隧洞至调压井段已充水；对于坝后式或河床式水电站，坝前水位已蓄至最低发电水位。

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。确认蝴蝶阀（球阀或筒形阀）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，接力器锁定投入。确认水轮机主轴检修密封在投入状态。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。

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

5.2 尾水管充水

5.2.1 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、导水机构、主轴密封、测压系统管路、尾水管进入门等处的漏水情况，记录测压表计的读数。

5.2.2 充水过程中必须密切监视各部渗、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。

5.2.3 待充水至与尾水平压后，提起尾水闸门，并锁定在门槽口上。

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蝴蝶阀（或球阀）的旁通阀向压力管道及蜗壳充水。

5.3.3 检查钢管伸缩节、蜗壳进入门的漏水情况。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、筒型阀和主轴密封的漏水情况及顶盖排水情况。有条件时，可测量记录筒型阀及导水叶的漏水量。

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 安装有蝴蝶阀（或球阀）的引水系统，在压力管道充水时，应先检查蝴蝶阀（或球阀）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，测量蝴蝶阀（或球阀）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 蜗壳平压后，记录压力管道与蜗壳充水时间。
- 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 设有事故紧急关闭闸门的操作回路时，则应在闸门控制室、机旁和电站中央控制室分别进行静水紧急关闭闸门的试验，检查油压启闭机或卷扬启闭机离心制动的工作情况，并测定关闭时间。
- 5.4.3 若装有蝴蝶阀（或球阀），当蜗壳充满水后，操作蝴蝶阀（或球阀），检查阀体启闭动作情况，记录开启和关闭时间。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，蝴蝶阀（或球阀）在静水中启闭应正常。
- 5.4.4 装有水轮机筒型阀的机组，蜗壳充水后按 5.4.3 条要求对筒型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、裂缝等情况。
- 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。
- 5.4.7 操作机组技术供水系统管路各阀门设备，通过蜗壳取水口使机组技术供水系统充水，并调整水压至工作压力（或流量符合要求），检查减压阀、滤水器、各部位管路、阀门及接头的工作情况。

6 水轮发电机组空载试运行

6.1 启动前的准备

- 6.1.1 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。
- 6.1.2 确认充水试验中出现的问题已处理合格。
- 6.1.3 各部冷却水、润滑油投入，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。
- 6.1.4 渗漏排水系统、高低压压缩空气系统按自动方式运行正常。
- 6.1.5 上下游水位、各部原始温度等已记录。
- 6.1.6 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。
- 6.1.7 漏油装置处于自动位置。
- 6.1.8 水轮机主轴密封水投入，检修密封排除气压，水轮机筒型阀在全开位置。
- 6.1.9 调速器处于准备工作状态，并符合下列要求：
- 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，油压指示正常；油压装置处于自动运行状态。
 - 调速器的滤油器位于工作位置。
 - 调速器处于机械“手动”或电气“手动”位置。
 - 调速器的导叶开度限制位于全关位置。
 - 调速器的速度调整机构位于额定转速位置。
 - 永态转差系数 b_p 暂调整到 2%~4% 之间。
- 6.1.10 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。

6.2 首次手动启动试验

6.2.1 拔出接器锁定，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，待机组开始转动后，将导叶关回，由各部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，机组空载运行；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。

6.2.4 当达到额定转速时，校验电气转速表应指示正确。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 测量一次推力轴瓦及导轴瓦的温度，以后可适当延长记录时间间隔，并绘制推力轴瓦及各部导轴瓦的温升曲线，观察轴承油面的变化，油位应处于正常位置。待温度稳定后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。如发现金属碰撞或磨擦、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），其值应小于轴承间隙或符合机组合同的有关规定。

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	0.09	0.07	0.05	0.03
2		顶盖垂直振动	0.11	0.09	0.06	0.03
3	水轮发电 机	带推力轴承支架的垂直振动	0.08	0.07	0.05	0.04
4		带导轴承支架的水平振动	0.11	0.09	0.07	0.05
5		定子铁芯部位机座水平振动	0.04	0.03	0.02	0.02
6		定子铁芯振动(100Hz 双幅振动值)	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。

c) 转速超过 $300\text{r}/\text{min}$ 的机组，一般应做动平衡试验。

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 电液转换器或电液伺服阀活塞的振动应正常。

6.3.2 检查调速器测频信号，应波形正确，幅值符合要求。

6.3.3 进行手动和自动切换试验，接力器应无明显摆动。

6.3.4 频率给定的调整范围应符合设计要求。

6.3.5 调速器空载扰动试验应符合下列要求：

a) 扰动量一般为 $\pm 8\%$ 。

b) 转速最大超调量，不应超过转速扰动量的 30% 。

c) 超调次数不超过两次。

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 $\pm 0.15\%$ ；对于中小型调速器，不超过 $\pm 0.25\%$ 。

6.3.6 记录油压装置油泵向油槽送油的时间及工作周期。在调速器自动运行时记录导叶接力器活塞摆动值及摆动周期。

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 $50\% \sim 60\%$ 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 $15\% \sim 20\%$ 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，关闭主轴密封润滑油。根据具体情况确定是否需要关闭蝶阀（球阀）或筒阀。

6.4.5 停机后的检查和调整：

a) 各部位螺栓、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) 检查风闸的摩擦情况及动作的灵活性。

e) 在相应水头下，整定开度限制机构及相应空载开度触点。

f) 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。

6.5.3 如机组运行无异常，继续将转速升至设计规定的超速保护整定值，监视电气与机械超速保护装置的动作情况。

6.5.4 超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 超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机架千斤顶的状态。

c) 检查项目同 6.4.5a)、b)、c)、d)。

d) 必要时调整超速保护装置。

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) 对于无高压油顶起装置的巴氏合金推力轴瓦机组，则应通过油泵顶起发电机转子，使推力轴瓦充油。

c) 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。

d) 首次自动启动前应确认接法器锁定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) 检查电气液压调速器的动作情况。

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是否正确。

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) 检查机械制动装置自动投入是否正确，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、中控室等部位，检查紧急事故停机按钮动作的可靠性。

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。

b) 用厂用电提供主励磁装置电源。

c) 投入机组水机保护。

- 6.7.2 手动开机至额定转速，机组各部位运转应正常。
- 6.7.3 手动合灭磁开关，通过励磁装置手动升流至 25% 定子额定电流，检查发电机各电流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。
- 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，每隔 10% 定子额定电流记录定子电流与转子电流。
- 6.7.8 测量定子绕组对地绝缘电阻、吸收比或极化指数，应满足如下要求，如不能满足，应采取措施进行干燥：

a) 绝缘电阻（换算到 100℃ 时）：

$$R \geq \frac{U}{\left(1000 + \frac{S}{100}\right)} \quad (1)$$

式中：

R ——绝缘电阻 (MΩ)；

U ——定子额定电压 (V)；

S ——发电机额定容量 (kVA)。

b) 吸收比 (40℃ 以下时) 不小于 1.6；极化指数不小于 2.0。

6.7.9 升流试验合格后模拟水机事故停机，并拆除发电机短路点的短路线。

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：

a) 发电机保护装置投入，辅助设备及信号回路电源投入。

b) 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。

c) 发电机断路器在断开位置，或与主变低压侧的连接端应断开。

d) 以厂用电为电源的主励磁装置具备升压条件。

6.8.2 自动开机至空载后机组各部运行应正常。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 对于高阻接地方式的机组，应在发电机中性点设置单相接地点，递升接地电流，直至保护装置动作。检查动作正确后投入接地保护装置。

6.8.4 手动升压至 25% 额定电压值，并检查下列各项：

a) 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。

b) 机组运行中各部振动及摆度是否正常。

c) 电压回路二次侧相序、相位和电压值是否正确。

6.8.5 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。

6.8.6 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，测量二次电压的相序与相位，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。

6.8.7 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。

6.8.8 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。

6.8.9 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。

6.8.10 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。

6.8.11 对于装有消弧线圈的机组，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。

6.8.12 发电机升压试验之后，根据设计要求进行机组电制动试验，投入电制动的转速、投入混合制动的转速、总制动时间应符合设计要求。

6.9 水轮发电机空载下励磁调节器的调整和试验

6.9.1 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%。

6.9.2 进行晶闸管励磁调节器的自动起励试验。

6.9.3 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。

6.9.4 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特性，对于晶闸管励磁系统，还应在额定空载励磁电流情况下，检查功率整流桥的均流和均压系数，均压系数不应低于 0.9，均流系数不应低于 0.85。

6.9.5 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。

6.9.6 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。

6.9.7 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电压的变化值不大于额定值的 $\pm 0.25\%$ 。

6.9.8 晶闸管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。

6.9.9 对于采用三相全控整流桥的静止励磁装置，应进行逆变灭磁试验，并符合设计要求。

7 水轮发电机组带主变压器与高压配电装置试验

7.1 水轮发电机组对主变压器及高压配电装置短路升流试验

7.1.1 短路升流试验前的条件：

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。

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。

7.1.2 短路点的数量、升流次数应根据电站本期拟投入的回路数确定，升流范围一般应尽可能将新投入的回路全部包括。

7.1.3 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、母线和线路保护的电流极性和相位，必要时绘制电流向量图。

7.1.4 7.1.3 项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。

7.1.5 继续分别升流至 50%、75%、100% 发电机额定电流，观察主变与高压配电装置的工作情况。

- 7.1.6 升流结束后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。
- 7.1.7 拆除主变压器高压侧及高压配电装置各短路点的短路线。
- 7.2 主变压器及高压配电装置单相接地试验
 - 7.2.1 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。
 - 7.2.2 将主变压器中性点直接接地。开机后递升单相接地电流至保护动作，检查保护回路动作是否正确可靠，校核动作值是否与整定值一致。
 - 7.2.3 试验完毕后拆除单相接地线，投入单相接地保护。
- 7.3 水轮发电机组对主变压器及高压配电装置升压试验
 - 7.3.1 投入发电机、主变压器、母线差动等继电保护装置。
 - 7.3.2 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。
 - 7.3.3 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。
 - 7.3.4 检查二次电压回路和同期回路的电压相序和相位应正确。
 - 7.3.5 升压结束后，必要时，根据设计要求，断开主变高压侧断路器，进行发电机带主变压器及封闭母线的单相接地与消弧线圈补偿试验。
- 7.4 线路零起升压试验
 - 7.4.1 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，该验中应防止自励磁现象的发生。
 - 7.4.2 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。
- 7.5 高压配电装置母线受电试验
 - 7.5.1 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进行冲击，检查无异常后高压母线受电。
 - 7.5.2 检查系统电压的相序应与电站高压母线相同。
- 7.6 电力系统对主变压器冲击合闸试验
 - 7.6.1 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同时断开；发电机与主变压器采用直接连接方式时，一般可不进行变压器冲击合闸试验，合同有规定者除外。
 - 7.6.2 投入主变压器的继电保护装置及冷却系统的控制、保护及信号装置。
 - 7.6.3 投入主变压器中性点接地开关。
 - 7.6.4 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。
 - 7.6.5 检查主变压器差动保护及瓦斯保护的工作情况，录制主变压器冲击时的激磁涌流示波图。
 - 7.6.6 进行机端厂用变压器的 3 次冲击合闸试验，测量厂用变压器低压侧二次电压相序。
 - 7.6.7 利用系统电源带厂用电，进行厂用电源切换试验。
 - 7.6.8 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、后应对变压器油作色谱分析。

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 水轮发电机组带负荷试验，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，观察水轮机补气装置工作情况，必要时进行补气试验。

8.2.3 进行机组带负荷下调速系统试验。检查在速度和功率控制方式下，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。

8.2.4 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。

8.2.5 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，对电子型不应大于0.2%~1%，对电磁型不应大于1.0%~3.0%。

d) 对于晶闸管励磁调节器，应分别进行各种限制器及保护的试验和整定。

e) 对于装有电力系统稳定装置(PSS)的机组，应突然变更10%~15%额定负荷，检验其功能。

8.2.6 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。

8.3 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，按附录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%额定负荷下测定流量和水头损失。

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2次。

b) 机组甩100%额定负荷后，从接力器第一次向关闭方向移动起到机组转速相对摆动值不超过±0.5%为止所经历的总时间不应大于40s。

c) 转速或指令信号按规定形式变化，接力器不动时间，对于电液调速器不大于0.2s，对于机械型

调速器不大于 0.3s。

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 机组带额定负荷下，一般应进行下列各项试验：

- a) 调速器低油压关闭导叶试验。
- b) 事故配压阀动作关闭导叶试验。
- 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关闭主阀（筒阀）的试验。

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”型曲线。

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，在现场有条件时，进行机组最大出力试验。

8.6.2 机组最大出力试验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，校对水轮机运转特性曲线和发电机厂家保证值。

9 水轮发电机组 72h 带负荷连续试运行及 30d 考核试运行

9.0.1 完成 8.1~8.3 项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。

9.0.2 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。

9.0.3 根据运行值班制度，全面记录运行所有有关参数。

9.0.4 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。

9.0.5 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。

9.0.6 消除并处理 72h 试运行中所发现的所有缺陷。

9.0.7 按合同规定有 30d 考核试运行要求的机组，应在通过 72h 连续试运行并经停机检查处理发现的所有缺陷后，立即进行 30d 考核试运行。机组 30d 考核试运行期间，由于机组及其附属设备故障或因设备制造安装质量原因引起中断，应及时加以处理，合格后继续进行 30d 运行。若中断运行时间少于 24h，且中断次数不超过三次，则中断前后运行时间可以累加；否则，中断前后的运行时间不得累加计算，应重新开始 30d 考核试运行。

9.0.8 30d 考核试运行中发现的问题，按机组设备合同或安装合同文件的规定处理。

10 交接与投入商业运行

10.0.1 机组通过 72h 试运行并经停机处理所有缺陷后，即具备了向生产管理部门移交的条件，应按合同规定及时进行机组设备及相关机电设备的移交，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。

10.0.2 如合同规定有 30d 考核试运行要求的机组，考核试运行可由生产管理部门进行，也可委托安装单位进行。30d 考核试运行结束后，即可签署机组设备的初步验收证书，开始计算设备保证期，并及时投入商业运行。

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													
	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 mmH ₂ O													
	大轴法兰处运行摆度		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 %													
	水压上升率 %													
	永态转差系数	指示值 %												
		实际值 %												
	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						
<p>注</p> <p>1. 转速上升率 = $\frac{\text{甩负荷时最高转速} - \text{甩负荷前稳定转速}}{\text{甩负荷前稳定转速}} \times 100\%$。</p> <p>2. 蜗壳水压上升率 = $\frac{\text{甩负荷蜗壳最高水压} - \text{甩负荷前蜗壳水压}}{\text{甩负荷前蜗壳水压}} \times 100\%$。</p> <p>3. 实际调差率 = $\frac{\text{甩负荷后稳定转速} - \text{甩负荷前稳定转速}}{\text{甩负荷前稳定转速}} \times 100\%$。</p>														

参 考 文 献

- [1] GB 7409.3—1997 同步电机励磁系统 大中型同步发电机励磁系统技术要求
 - [2] GB 7894—2001 水轮发电机基本技术条件
 - [3] GB 8564—1988 水轮发电机组安装技术规范
 - [4] GB 50150—1991 电气装置安装工程电气设备交接试验标准
 - [5] GB/T 1029—1993 三相同步电机试验方法
 - [6] GB/T 9652.1—1997 水轮机调速器与油压装置技术条件
 - [7] GB/T 9652.2—1997 水轮机调速器与油压装置试验验收规程
 - [8] GB/T 15468—1995 水轮机基本技术条件
 - [9] DL/T 489—1992 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置试验规程
 - [9] DL/T 730—2000 进口水轮发电机(发电/电动机)设备技术规范
-