

ICS 29. 160. 40
K 52

SL

中华人民共和国水利行业标准

SL 573—2012

灯泡贯流式水轮发电机组 运行检修规范

Specification of operating maintenance for bulb turbine
and generator units

2012-08-06 发布

2012-11-06 实施



中华人民共和国水利部 发布

中华人民共和国水利部
关于批准发布水利行业标准的公告

2012年第43号

中华人民共和国水利部批准《灯泡贯流式水轮发电机组运行检修规范》(SL 573—2012)标准为水利行业标准，现予以公布。

序号	标准名称	标准编号	替代标准号	发布日期	实施日期
1	灯泡贯流式水轮发电机组运行检修规范	SL 573—2012		2012.8.6	2012.11.6

水利部
2012年8月6日

目 次

前言	IV
引言	V
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 运行管理	2
4.1 运行管理的基本要求	2
4.2 监视、维护与操作	3
4.3 运行分析和技术监督	4
4.4 运行调度与沟通管理	4
4.5 非正常运行和事故处理	5
4.6 运行现场管理	5
5 检修管理	5
5.1 检修管理的基本要求	6
5.2 检修间隔和停用时间	6
5.3 检修项目和检修计划	7
5.4 检修材料、备品备件管理	8
5.5 检修质量和风险管理	8
5.6 检修人员和沟通管理	8
5.7 检修费用管理	8
5.8 对外发包工程管理	8
5.9 检修全过程管理	9
6 安全技术管理	10
6.1 安全技术管理基本要求	10
6.2 安全性评价	11
6.3 可靠性评价	11
附录 A (规范性附录) 水电站设备标志	12
附录 B (规范性附录) 机组设备等级划分及评级	13
附录 C (资料性附录) 安全和技术管理文件内容	15
附录 D (资料性附录) 监视、维护与操作主要内容	17
附录 E (资料性附录) 技术监督内容	20
附录 F (资料性附录) 非正常运行与事故处理内容	21
附录 G (资料性附录) 机组检修文件包内容	24
附录 H (资料性附录) A/B 级检修主要流程及工艺	26
附录 I (资料性附录) A 级检修项目	40
附录 J (资料性附录) 主要安全风险点防范措施	47
附录 K (资料性附录) A/B 级检修评价和机组主要设备检修总结报告	48
附录 L (资料性附录) 机组 A/B 级检修全过程管理程序框图	52
附录 M (资料性附录) 机组安全性评价内容	53

前 言

依据水利部水利行业标准制修订计划，按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》的要求，编制本标准。

本标准共6章和13个附录，主要内容有：灯泡贯流式水轮发电机组的运行管理基本要求，监视、维护与操作，运行技术监督，事故处理，调度沟通，运行现场管理，机组检修管理的基本要求，检修间隔和停用时间，检修项目和检修计划，检修材料、备品备件管理，检修质量和风险管理，检修人员和沟通管理，费用管理，对外发包工程管理，检修全过程管理和安全可靠性评价等。

本标准全文推荐。

本标准的附录 A、附录 B 为规范性附录；附录 C~附录 M 为资料性附录。

本标准批准部门：中华人民共和国水利部。

本标准主持机构：水利部综合事业局。

本标准解释单位：水利部综合事业局。

本标准主编单位：广东省飞来峡水利枢纽管理处。

本标准参编单位：中水珠江规划勘测设计有限公司、广东省水利电力规划勘测设计研究院、广东省源天工程公司、哈尔滨电机厂有限责任公司、中国水利学会。

本标准出版、发行单位：中国水利水电出版社。

本标准主要起草人：陈裕伟、赵刚、林汉伟、谢颖、陈永利、滕军、叶凡、金世国、杨类琪、付长虹、谢小辉、吴剑、林叔忠、郑民、阴新华、莫伟明、黄蔚、杨志杰、杨林、冯作标。

本标准参加起草人：黎月祥、张潮涌、朱江、黄俊锋、罗新、吴佩荣、侯吉英、邓东、曹岸斌、黄国军、赖新书、邱逸雄、魏雷花、许德荣、彭国俏、李建国、王世欽、刘杰、杨娟娟。

本标准技术审查会议技术负责人：何文垣、周争鸣。

本标准体例格式审查人：谢艳芳。

引 言

灯泡贯流式水电站具有经济效益好、淹没损失小、开发方便等优点，全国适合开发的水力资源十分丰富。目前，我国兴建了大量的灯泡贯流式水电站。灯泡贯流式水电站以其自身的特点和优势，发展前景广阔。

灯泡贯流式水轮发电机组运行水头低，流量大，结构尺寸较大。机组卧轴布置于流道内，支撑或轴承结构较复杂，发电机内部空间较狭窄，其密封、通风冷却性能要求高。与其他类型的水轮发电机组相比，灯泡贯流式水轮发电机组的运行检修具有自身的特点。

我国灯泡贯流式水轮发电机组运行检修工作已有多年的历史，特别是近十几年来有关设计、制造、安装、运行和维护检修单位，对灯泡贯流式水轮发电机组运行、检修、试验、调试、技术改造、事故处理等方面进行了大量的试验研究与实践，积累了大量成果与宝贵经验。这些成果和经验为本标准的编制打下了良好基础。

目前国内外尚未有灯泡贯流式水轮发电机组运行检修的有关标准，特编制本标准，以推进我国灯泡贯流式水轮发电机组的运行检修水平的不断进步。

灯泡贯流式水轮发电机组运行检修规范

1 范围

本标准规定了灯泡贯流式水轮发电机组运行维护、事故处理、检修管理、安全及可靠性评价的基本要求，适用于单机容量 2MW 及以上和转轮直径 2.5m 及以上的灯泡贯流式水轮发电机组的运行和检修管理。

2 规范性引用文件

下列文件对本标准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标准。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本标准。

- GB/T 2900.45 电工术语 水电站水力机械设备
- GB/T 7894 水轮发电机基本技术条件
- GB/T 8564 水轮发电机组安装技术规范
- GB/T 14627 大型液压启闭机
- GB/T 17621 大中型水电站水库调度规范
- GB/T 24001 环境管理体系要求及使用指南
- GB/T 28001 职业健康安全管理体系
- DL/T 596 电气设备预防性试验规程
- DL/T 710 水轮机运行规程
- DL/T 751 水轮发电机运行规程
- DL/T 793 发电设备可靠性评价规程
- DL/T 827 灯泡贯流式水轮发电机组启动试验规程
- DL/T 838 发电企业设备检修导则
- DL/T 1066 水电站设备检修管理导则
- DL/T 5038 灯泡贯流式水轮发电机组安装工艺导则

3 术语和定义

GB/T 2900.45 中界定的，以及下列术语和定义适用于本标准。

3.1

机组主要设备 unit primary equipment

水轮机、发电机。

3.2

机组辅助设备 unit auxiliary equipment

调速系统设备，励磁系统设备，油、气、水系统设备等。

3.3

非正常运行 abnormal operation

机组超出设计条件下的暂时运行工况。

3.4

检修等级 maintenance grades

以机组检修规模和停用时间为原则，将灯泡贯流式水轮发电机组的检修分为 A、B、C、D 四个等级。

3.4.1

A 级检修 A class maintenance

对灯泡贯流式水轮发电机组进行水轮机或发电机的解体检查和修理,以保持、恢复或提高设备性能。

3.4.2

B 级检修 B class maintenance

针对机组某些部件进行解体检查和修理。可根据机组设备状态评估结果,有针对性地实施部分 A 级检修项目和定期滚动检修项目。

3.4.3

C 级检修 C class maintenance

根据设备的磨损、老化规律,有重点地对机组进行检查、评估、修理、清扫。可进行少量零件的更换、设备的消缺、调整、预防性试验等作业以及实施部分 B 级检修项目或定期滚动检修项目。

3.4.4

D 级检修 D class maintenance

机组总体运行状况良好,对机组的辅助设备进行消缺。除进行辅助设备的消缺外,还可根据设备状态的评估结果,安排部分 C 级检修项目。

3.5

计划检修 planned maintenance

计划检修也称定期检修,是一种以时间为基础的预防性检修,根据设备磨损和老化的统计规律,事先确定检修等级、间隔、项目、需用备件及材料等的检修方式。

3.6

故障检修 fault maintenance

设备在发生故障或出现功能失效时,进行的非计划检修。

3.7

检修全过程管理 maintenance whole-process management

检修计划制订、材料和备品备件采购、技术文件编制、施工、验收以及检修总结等环节的每一管理事项、文件及人员等均处于受控状态,以达到预期的检修效果和质量目标。

3.8

定置管理 fixed location management

通过对生产现场的整理、整顿,清除生产中不需要的物品,把需要的放在规定位置上,从而实现生产现场管理规范化和科学化。

4 运行管理

4.1 运行管理的基本要求

4.1.1 一般要求

4.1.1.1 水电站新建、扩建、技术改造,应按照规定建设程序进行审批和验收。

4.1.1.2 并入电网机组应符合电力监管机构及所在电网有关安全稳定运行管理的规定。

4.1.1.3 水电站设备应有明确标志。水电站设备标志见附录 A。

4.1.1.4 机组设备应按附录 B 进行等级划分并评级,完好率应达到 100%,其中一类设备应达到 90%以上。

4.1.1.5 运行管理单位应按规定配备相关的计量器具、仪表、安全用具和试验设备,并定期进行维护、检测。

4.1.1.6 中央控制室应有可供查询的下列图表:

- a) 电气主接线图。
- b) 水轮机运行特性曲线图。
- c) 调速系统及油、气、水系统图。
- d) 设备巡视路线图。
- e) 继电保护及自动装置定值表。
- f) 设备主要运行参数表。
- g) 正常开、停机操作顺序表。
- h) 紧急停机操作顺序表。
- i) 设备巡视检查内容列表。
- j) 定期工作内容列表。
- k) 工作票签发人、工作负责人和工作许可人名单等。

4.1.2 制度和技術文件

4.1.2.1 运行管理单位应制定相应的规程和制度，配备相应的技术文件。安全和技术管理文件内容见附录 C。

4.1.2.2 机组运行应建立必要的运行记录，内容包括：交接班记录、值长工作日志、设备定期试验和轮换记录、设备事故处理记录、设备缺陷及处理记录、调度指令记录、指示记录等。

4.1.3 机组正常运行

4.1.3.1 机组按制造厂铭牌规定可长期连续运行，如需超额定功率运行，应经制造厂核算和进行机组性能试验，并报上级主管部门批准。

4.1.3.2 发电机定子、转子绕组温度应符合制造厂规定，铁芯温度不得高于绕组温度。

4.1.3.3 发电机运行期间电压和频率的变化应符合 GB/T 7894 的规定。

4.1.3.4 发电机在不对称电力系统运行时，如任一相电流不超过额定电流，且负序电流分量与额定电流之比不超过 12%，则可以长期运行。

4.1.3.5 机组进相运行应符合制造厂规定。无规定的应通过温升试验和稳定验算来确定。进相运行深度可由发电机端部结构件的发热程度和在电网中运行的稳定性等因素决定。

4.1.3.6 机组不允许失磁运行。

4.1.3.7 应根据电网要求，尽可能按运转特性曲线确定机组运行工况，不应在振动区长时间运转。

4.1.3.8 机组各轴承的油温应控制在设计范围内，低于要求的最低油温时机组不允许启动。

4.1.3.9 机组各部轴承瓦温不得超过制造厂规定。

4.1.3.10 机组各部位摆度及振动值应在制造厂规定范围内。

4.2 监视、维护与操作

4.2.1 监视与维护

4.2.1.1 应根据设备运行状况、机组运行年限等具体情况制定机组重要运行技术参数的监视内容、记录的时间间隔。

4.2.1.2 下列情况下，应加强监视：

- a) 新设备投入运行。
- b) 设备存在异常、事故处理或重大缺陷消除后投入运行。
- c) 机组检修后第一次投入运行。
- d) 机组非正常运行时。

- c) 洪水期或下游水位较高。
- f) 上游来水中含污物较多。
- g) 水中含沙量增大。

4.2.1.3 应制定设备巡视检查项目、内容、周期和路线，制定设备维护内容、周期。监视检查、日常维护内容见附录 D。

4.2.2 操作

4.2.2.1 机组开停机应符合有关开停机程序要求。机组并网以自动准同期并列方式为基础操作方式。

4.2.2.2 在正常情况下，机组解列前必须将负荷降至空载，然后再断开发电机出口断路器。

4.2.2.3 机组 A 级、B 级、C 级检修应断开发电机出口断路器、隔离开关，关闭进水口、尾水闸门，进行流道排水，将调速器泄压并投入锁定。

4.2.2.4 机组脱离电网带厂用电运行时，调速器宜采用转速控制方式，励磁宜采用电压控制方式。

4.2.2.5 发电机在新投运、大修完成或故障处理后，应进行发电机升压、升流等试验。试验过程应加强监视，发现异常应立即停止试验。

4.2.2.6 机组在较低水头运行时，调速器宜采用开度控制方式，避免机组调节频繁和进入振动区运行。

4.2.2.7 机组开停机、水轮机检修隔离措施、水轮机检修恢复措施、发电机零起升压等操作主要内容见附录 D。

4.3 运行分析和技术监督

4.3.1 根据运行数据和技术监督统计情况，定期对机组进行运行分析，总结发现、判断和处理缺陷的经验，制定事故应急预案。

4.3.2 应对机组年运行小时、可用小时、备用小时、检修时间和次数、可用系数、运行系数、出力情况、发电量等运行情况进行统计。

4.3.3 在下列情况下，运行管理单位应及时收集运行数据并进行技术分析，对设备运行状态作出评估：

- a) 检修前后。
- b) 异常情况。
- c) 参数变更。
- d) 消缺前后。
- e) 技改前后。
- f) 其他变化。

4.3.4 运行分析和评估资料应妥善保管并录入专档。

4.3.5 运行管理单位应建立技术监督机制。技术监督内容见附录 E。

4.4 运行调度与沟通管理

4.4.1 运行管理单位应做好与电力、防汛等调度管理机构的沟通与协调工作，具体要求参照 GB/T 17621。

4.4.2 运行管理单位宜按照调度机构要求做好与调度沟通相关的配套建设：调度通信网、调度自动化系统、调度业务网、调度数据网、水情遥测系统等，具体要求参照 GB/T 17621。

4.4.3 汛期水库调度应服从防汛机构的指挥。

4.4.4 具有发电、防洪、灌溉、航运、给水功能的水电站应按设计规定优先满足功能设计要求。

4.4.5 灯泡贯流式机组不宜参与系统的调频。

- c) 洪水期或下游水位较高。
- f) 上游来水中含污物较多。
- g) 水中含沙量增大。

4.2.1.3 应制定设备巡视检查项目、内容、周期和路线，制定设备维护内容、周期。监视检查、日常维护内容见附录 D。

4.2.2 操作

4.2.2.1 机组开停机应符合有关开停机程序要求。机组并网以自动准同期并列方式为基础操作方式。

4.2.2.2 在正常情况下，机组解列前必须将负荷降至空载，然后再断开发电机出口断路器。

4.2.2.3 机组 A 级、B 级、C 级检修应断开发电机出口断路器、隔离开关，关闭进水口、尾水闸门，进行流道排水，将调速器泄压并投入锁定。

4.2.2.4 机组脱离电网带厂用电运行时，调速器宜采用转速控制方式，励磁宜采用电压控制方式。

4.2.2.5 发电机在新投运、大修完成或故障处理后，应进行发电机升压、升流等试验。试验过程应加强监视，发现异常应立即停止试验。

4.2.2.6 机组在较低水头运行时，调速器宜采用开度控制方式，避免机组调节频繁和进入振动区运行。

4.2.2.7 机组开停机、水轮机检修隔离措施、水轮机检修恢复措施、发电机零起升压等操作主要内容见附录 D。

4.3 运行分析和技术监督

4.3.1 根据运行数据和技术监督统计情况，定期对机组进行运行分析，总结发现、判断和处理缺陷的经验，制定事故应急预案。

4.3.2 应对机组年运行小时、可用小时、备用小时、检修时间和次数、可用系数、运行系数、出力情况、发电量等运行情况进行统计。

4.3.3 在下列情况下，运行管理单位应及时收集运行数据并进行技术分析，对设备运行状态作出评估：

- a) 检修前后。
- b) 异常情况。
- c) 参数变更。
- d) 消缺前后。
- e) 技改前后。
- f) 其他变化。

4.3.4 运行分析和评估资料应妥善保管并录入专档。

4.3.5 运行管理单位应建立技术监督机制。技术监督内容见附录 E。

4.4 运行调度与沟通管理

4.4.1 运行管理单位应做好与电力、防汛等调度管理机构的沟通与协调工作，具体要求参照 GB/T 17621。

4.4.2 运行管理单位宜按照调度机构要求做好与调度沟通相关的配套建设：调度通信网、调度自动化系统、调度业务网、调度数据网、水情遥测系统等，具体要求参照 GB/T 17621。

4.4.3 汛期水库调度应服从防汛机构的指挥。

4.4.4 具有发电、防洪、灌溉、航运、给水功能的水电站应按设计规定优先满足功能设计要求。

4.4.5 灯泡贯流式机组不宜参与系统的调频。

等编制检修规程,合理安排设备检修。

5.1.2 设备检修管理应执行 GB/T 24001 和 GB/T 28001 的有关规定,确保人身和设备安全。

5.1.3 应认真按照检修全过程管理和 ISO 9000 质量管理体系要求,采用“计划—执行—检查—行动”(PDCA)循环的方法,从检修准备工作开始,制定各项计划和具体措施,做好施工、验收和修后评估工作。

5.1.4 运行管理单位应制定检修质量标准、验收制度、设备缺陷管理、设备异动管理等制度。

5.1.5 机组检修应编制检修文件包,内容应包括:检修项目工序卡、工艺方法、工艺质量标准、质量验收计划、检修记录、组织措施、安全措施、特殊项目技术措施等。机组检修文件包内容见附录 G、A/B 级检修主要流程及工艺见附录 H。

5.1.6 应建立设备检修台账,记录好设备原始资料和检修情况。

5.1.7 检修质量应实施全过程监督,严格按程序进行验收,检修质量验收应执行“质检点”检查与“检修质量管理评价体系”相结合的方式,必要时引入监建制,加强检修基础管理工作。

5.1.8 机组主要设备检修后应达到一类设备,半年内无临检;机组辅助设备检修后应达到或超过修前设备运行工况。

5.2 检修间隔和停用时间

5.2.1 机组检修分为 A、B、C、D 四个等级。A 级检修间隔和检修等级组合方式可按表 1 的规定执行。

表 1 机组 A 级检修间隔和检修等级组合方式

机组类型	A 级检修间隔 (年)	检修等级组合方式
多泥沙水电站水轮发电机组	4~5	在两次 A 级检修之间,安排 1 次机组 B 级检修;除有 A 级、B 级检修年外,每年安排 1 次 C 级检修。如 A 级检修间隔为 5 年,则检修等级组合方式为 A—C—C—B—C—C—A (即第 1 年可安排 A 级检修 1 次,第 2 年安排 C 级检修 1 次,以后照此类推)。
非多泥沙水电站水轮发电机组	5~8	

5.2.2 运行管理单位可根据机组技术性能或实际运行情况,经技术论证后适当调整 A 级检修间隔。

5.2.3 新机组第一次 A/B 级检修可根据制造厂要求、合同规定以及机组的具体情况决定。若制造厂无明确规定,一般安排在正式投产 1 年后进行。

5.2.4 机组在检修过程中,如果发现重大缺陷需要变更检修天数或检修级别时,应及时向上级主管部门和电网调度部门提出申请,经批准后实施。

5.2.5 宜根据设备运行状态、评估结果和制造厂要求,合理确定机组辅助设备的检修内容和检修间隔。

5.2.6 机组检修停用时间应符合下列规定:

5.2.6.1 机组检修停用时间见表 2。

表 2 机组检修停用时间

转轮直径 (mm)	检修停用时间 (d)		
	A 级	B 级	C 级
2500~4000	45~75	35~50	7~12
4000~5000	60~85	40~55	7~12
5000~6000	70~90	45~60	10~15
6000~7000	90~110	50~65	10~15
≥7000	95~115	55~75	10~15

注:只对水轮机或发电机进行解体的 A 级检修停用时间取下限。

5.2.6.2 对于多泥沙河流、水轮机过流表面损坏较严重的机组，其检修停用时间可在表 2 规定的数值乘以修正系数 k ($1 < k \leq 1.3$)。

5.2.6.3 若因设备更换重要部件或其他特殊要求，机组检修停用时间可适当放宽。

5.2.6.4 季节性运行的机组检修停用时间可不受表 2 的限制，但应以不影响发电和电力调度为界限。

5.3 检修项目和检修计划

5.3.1 检修项目的确定

5.3.1.1 A 级检修项目的主要内容如下：

- a) 制造厂技术文件要求的项目。
- b) 水轮机或发电机全面解体、定期检查、清扫、测量、调整和修理。
- c) 定期监测、试验、校验和鉴定。
- d) 按规定需要定期更换零部件的项目。
- e) 按各项技术监督规定检查的项目。
- f) 消除设备和系统的缺陷和隐患。
- g) A 级检修项目见附录 1。

5.3.1.2 B 级检修项目是指有针对性地实施部分 A 级检修项目和定期滚动检修项目。

5.3.1.3 C 级检修项目的主要内容如下：

- a) 消除运行中出现的故障。
- b) 重点清扫、检查和处理易损、易磨部件，必要时进行实测和试验。
- c) 按各项技术监督规定检查项目。

5.3.1.4 D 级检修项目的主要内容是消除设备和系统的缺陷。机组辅助设备应根据设备状况和制造厂技术文件要求，合理确定检修项目。

5.3.1.5 根据设备运行状况、历次检修情况，对被检修设备进行状态评估。根据评估结果和年度检修计划，对检修项目进行确认和调整，在 A 级检修周期内所有的项目都必须进行检修。其他项目可根据需要安排在各级检修中。

5.3.2 检修项目进度安排

5.3.2.1 根据制定的检修项目及检修级别编制每次检修进度计划。

5.3.2.2 A/B 级检修应编制相应的进度计划，并确定节点工期及关键工期。

5.3.3 检修计划及实施

5.3.3.1 设备检修计划的分类及内容如下：

- a) 三年滚动规划，主要内容包括：项目名称、上次 A/B 级检修时间、重大特殊项目的立项依据和重要技术措施概要、预定检修时间、预定停机天数、所需备件材料。
- b) 年度检修计划，主要内容包括：项目名称、检修级别、标准项目、特殊项目及立项依据、主要技术措施、检修进度安排、工时及费用等。
- c) 月度检修计划，主要内容包括：项目名称、开工时间、完成时间、责任单位、检修方案、材料计划、项目负责人。

5.3.3.2 机组检修应填写检修工程计划表。

5.3.3.3 根据设备检修三年滚动规划制订年度检修计划，根据年度检修计划制订月度检修计划。

5.3.3.4 检修计划如需变更，必须经原批准部门审批，设备检修三年滚动规划和年度检修计划的变更由上一级主管部门批准，月度检修计划的变更由主管领导审批。

5.4 检修材料、备品备件管理

- 5.4.1 应制定检修材料、备品备件管理制度，内容包括：计划编制、订货采购、运输、验收和保管、不符合项处理、记录与信息。
- 5.4.2 检修材料、备品备件计划应明确技术要求和质量要求。
- 5.4.3 应根据检修计划及早进行备品备件和特殊材料准备。
- 5.4.4 应有计划地储备专用的和易损易耗的检修材料与备品备件；储备应保持定额储备量；备品被领用后应及时补充。
- 5.4.5 对资金占用较大的备品，宜做好企业间的联合储备工作。
- 5.4.6 备品备件应定期检查。对应定期试验的备品应按要求进行必要的试验。

5.5 检修质量和风险管理

- 5.5.1 检修质量管理应根据有关标准和机组技术规程要求，设置质检 H 点、W 点，编制设备检修质量标准、工艺和程序，实行全过程控制。主要包括以下内容：
 - a) 检修前准备阶段质量管理工作。
 - b) 编制发电设备检修质量控制文件。
 - c) 检修实施阶段质量管理工作。
 - d) 发电设备检修现场管理。
 - e) 检修后调试阶段质量管理工作。
- 5.5.2 应编制检修质量管理要求并按该要求进行验收。
- 5.5.3 机组检修应开展风险管理，包括风险识别、风险估计、风险评价、风险对策等。
- 5.5.4 针对不同设备部件检修特点提出风险点、危险源，制定预控防范措施。检修过程主要风险点防范措施见附录 J。

5.6 检修人员和沟通管理

- 5.6.1 检修人员一般包括运行维护、检修和监理人员等。
- 5.6.2 建立各级检修人员台账，特别是对各特殊工种的检修人员应严格审查其资质、资历，掌握其身体状况，建立完备的检修人员台账。
- 5.6.3 在检修前检修人员应熟悉作业环境、了解现场的不安全因素、掌握突发事件的应急处理方法等安全知识，对各级检修人员进行有针对性的检修工序、工艺及标准的技术培训并进行技术交底。
- 5.6.4 运行、检修、监理单位之间应加强沟通，制定检修工作的逐级工报制度、定期协调会议制度、重大技术问题研讨和决策会议制度等。
- 5.6.5 检修过程中重大技术问题的研讨和决策、设备缺陷状态及修复等内容应及时形成书面文件报运行管理部门和监理单位。
- 5.6.6 检修过程中所取得的经验以及采用的新技术、新材料、新结构等应形成书面文件。

5.7 检修费用管理

- 5.7.1 检修费用应实施预算管理，进行成本控制和检修费用的动态控制。
- 5.7.2 检修费用包括：设备拆卸费、设备检测修复费、安装费、专用工装器具费、试验费、备品备件费、监理费等。安装费用参考相关或相近专业（行业）的工程预算定额测算，设备拆卸费用建议按安装费用的适当比例计列。

5.8 对外发包工程管理

- 5.8.1 对外发包工程应实行合同管理。合同中应明确：项目内容、施工组织措施、安全措施及责任、

质量要求、进度要求、检修费用、违约责任等条款，视工程具体情况决定是否预留适当的质保金。

5.8.2 质量管理包括：

- a) 发包方应制定严格的质量控制方法，实施全过程质量管理。
- b) 严格执行质量验收签证制度，未通过质量验收签证的不得进行相关联的其他项目。

5.8.3 安全管理包括：

- a) 制定安全管理协议，明确双方责任。
- b) 承包方人员进入生产现场前应接受三级安全知识教育。
- c) 承包方应设置专职安全管理人员。
- d) 承包方应制定施工安全管理制度。

5.9 检修全过程管理

5.9.1 检修前准备阶段

5.9.1.1 准备检修所用的相关技术文件：编制机组检修实施计划，绘制检修进度网络和控制表、绘制检修现场定置管理图、编写或修编标准项目检修文件包，制订特殊项目的工艺方法、质量标准、技术措施、组织措施和安全措施。

5.9.1.2 落实检修费用、材料和备品备件计划等，并做好材料和备品备件的采购、验收和保管工作。

5.9.1.3 完成所有对外发包工程合同的签订工作。

5.9.1.4 检查施工机具、安全用具，并应试验合格。测试仪器、仪表应有有效的合格证和检验证书。

5.9.1.5 落实相关安全措施。

5.9.2 检修施工阶段组织和管理

5.9.2.1 解体

5.9.2.1.1 检修人员应按照检修文件包的规定，做到设备解体工序、工艺、使用工具、仪器正确，对第一次解体的设备应做好各零部件之间的位置记号。

5.9.2.1.2 拆卸的设备、零部件，应按检修现场定置管理图摆放，并封好管道开口部分。

5.9.2.2 检查

5.9.2.2.1 设备解体后，宜做好清理工作，及时测量各项技术数据，并对设备进行全面检查，查找设备缺陷，掌握设备技术状况，鉴定以往重要检修项目和技术改造项目的效果。

5.9.2.2.2 根据设备的检查情况及所测的技术数据，对照设备现状、历史数据、运行状况等进行全面评估，并根据评估结果，及时调整检修项目、进度和费用。

5.9.2.3 修理和复装

5.9.2.3.1 设备的修理和复装，应严格按照 GB/T 8564 和 DL/T 5038 等工艺要求、质量技术标准、技术措施的有关规定进行。

5.9.2.3.2 设备经过维修，符合工艺要求和质量标准，缺陷确已消除，经验收合格后方可进行复装。

5.9.2.3.3 复装的零部件应按要求采取防锈、防腐措施。

5.9.2.3.4 设备原有的铭牌、罩壳、栏杆、平台等，在设备复装后应及时恢复。

5.9.2.3.5 设备解体、检查、维修和复装的整个过程中，应有详尽的技术检验和技术记录。

5.9.2.4 质量控制和监督

5.9.2.4.1 检修质量应按质量管理评价体系要求进行验收。

- 5.9.2.4.2 质检人员应按照检修文件包的规定,对直接影响检修质量的质检点进行检查和签证。
- 5.9.2.4.3 检修过程中发现的不符合项,应填写不符合项通知单,并按相应程序处理。
- 5.9.2.4.4 所有项目的检修施工和质量验收应实行质量追溯制。

5.9.3 试运行及申报复役

5.9.3.1 系统试运行

5.9.3.1.1 系统试运行应在单体试验合格,检修项目质量合格,记录齐全,设备异动报告和书面检修交底报告已提交并向运行人员进行交底,检修现场清理完毕,安全设施恢复后,由运行部门主持进行。

5.9.3.1.2 无水调试及充水前验收应在油气水系统试运行全部结束,由运行管理单位生产负责人主持进行。重点对检修项目完成情况和质量状况以及单体试验,系统试运行和检修技术资料进行核查并进行现场检查。

5.9.3.2 整体试运行

5.9.3.2.1 整体试运行的条件是:无水调试及充水试验合格、保护校验合格可全部投运,防火检查已完成、设备铭牌和标识正确齐全、设备异动报告和运行注意事项已全部交给运行部门、试运行大纲审批完毕、运行人员做好运行准备。

5.9.3.2.2 整体试运行由运行生产负责人主持,可参照 DL/T 827 的规定执行。

5.9.3.2.3 检修、运行人员应共同检查设备的技术状况和运行情况。

5.9.3.2.4 检修后带负荷试验连续运行时间 24h,其中满负荷连续运行时间不少于 6h;当来水量、水头不能满足满负荷连续运行,能达到的最大负荷运行时间不宜少于 6h。如果对机组主要设备进行技术改造,应在条件具备时进行连续 24h 满负荷试验。

5.9.3.2.5 机组经过整体试运行,并经现场全面检查,确认正常后,向电网调度申报复役。

5.9.4 检修评价和总结

5.9.4.1 设备复役后,运行管理单位和检修单位应及时对检修中安全、质量、项目、工时、材料和备品备件、技术监督、费用以及机组试运行情况进行总结,并作出技术经济评价。A/B 级检修评价和机组主要设备检修总结报告格式见附录 K。

5.9.4.2 机组复役后 30 天内提交检修总结报告。

5.9.4.3 修编检修文件包,修订备品备件定额。

5.9.4.4 设备检修记录、试验报告、质检报告、设备异动报告、检修文件包、质量监督验收单、检修管理程序等技术文件应及时归档。

5.9.5 机组 A/B 级检修全过程管理

机组 A/B 级检修全过程管理程序框图见附录 L。

6 安全技术管理

6.1 安全技术管理基本要求

6.1.1 应严格贯彻执行国家有关安全生产法律、法规,建立以各级行政正职为安全第一责任人的安全生产责任制体系,建立有系统、分层次的安全生产保证体系和安全生产监督体系,保障安全生产目标的实现。

6.1.2 安全管理应制度化。安全技术管理文件内容见附录 C。

- 6.1.3 运行管理单位应开展安全性评价和危险点分析工作，改善劳动环境，提高安全生产管理水平。
- 6.1.4 运行管理单位每年应编制年度的反事故措施计划和安全技术劳动保护措施计划。
- 6.1.5 运行管理单位应制定教育培训制度并认真贯彻落实。

6.2 安全性评价

- 6.2.1 机组安全性评价包括机组主要设备及机组辅助设备评价两部分。机组安全性评价内容见附录 M。
- 6.2.2 机组每年应进行一次安全性评价。当机组主要设备、重要机组辅助设备更新改造，或设备、系统有较大变化时，应进行安全性评价。
- 6.2.3 安全性评价应按专业进行评定，并撰写专业评价报告和总评价报告。

6.3 可靠性评价

- 6.3.1 运行管理单位应按 DL/T 793 对发电设备进行可靠性评价。
- 6.3.2 评价报告的内容应包含：机组年度可靠性指标及运行事件分析（包括非计划停运、计划停运，降出力等），机组消缺事件分析及机组备用期间主要检修效果等。

<https://www.slzjxx.com>
水利造价信息网

附 录 A
(规范性附录)
水电站设备标志

A.1 设备标志

A.1.1 机组主要设备标志应采用双重标志,即有设备名称和设备编号。

A.1.2 设备标志应固定在明显、操作时能看到的地方,字体为仿宋字,不得人工手写。数字为阿拉伯数字,使用国家法定计量单位。

A.1.3 所有的油、水、气管路均应按表 A.1 的规定着色,并标出介质流向。

表 A.1 管路着色规定

管道类别	底 色	管道类别	底 色
供油管	红色	排水管	绿色
排油管	黄色	压缩空气管	白色
供水管	蓝色	消防水管	橘黄色

A.2 设备名称及编号

A.2.1 发电机、水轮机应有名称、编号,如“1号发电机”、“1号水轮机”。

A.2.2 调速器应有名称、编号,如“1号调速器”,油压装置油泵应有编号,如:“1—1”、“1—2”。

A.2.3 油、气、水设备应有名称、编号,如“1号空压机”、“1号滤水器”。

A.2.4 油、气、水管路设置的各种阀门、传感器、指示仪表标志应有名称、编号,随机组主要设备统一编号,如1号发电机组压力油管路阀门,“1—1号压力油阀门”;供水管路阀门,“1—1号供水阀门”。

A.2.5 电力电缆的端部引线上,用黄、绿、红颜色标明相序。

A.2.6 所有盘、柜、屏前后均应有设备名称、编号。如:“1号机组保护屏”、“1号机组出口开关柜”。

A.2.7 控制屏、配电屏的控制开关应标明设备名称及编号。

A.2.8 其他有关设备,可根据实际情况确定名称、编号。

附录 B
(规范性附录)
机组设备等级划分及评级

B.1 等级划分原则及评级办法

B.1.1 一类：设备技术状况良好，无缺陷，检修、维护的质量和工艺水平符合规程规定，能保证安全、经济、可靠地运行。

B.1.2 二类：设备技术状况基本良好，虽有一般性缺陷，但不直接影响安全、经济运行。

B.1.3 三类：设备有重大缺陷，严重危及安全、经济运行。

B.1.4 单元划分如下：

B.1.4.1 水轮机、发电机（包括励磁）、调速器及油压装置以每台为一个单元。

B.1.4.2 油、水、气系统各为一个单元。

B.1.5 评定一个单元的设备、设施等级时，以单元内的各设备、设施综合技术状况而定。一个单元内各设备、设施中同时有一类、二类、三类者，应评为三类，同时有一类、二类者应评为二类。

B.1.6 一类、二类设备统称为完好设备，完好设备与评级设备总数之比称“完好率”。设备完好率按公式 (B.1) 计算：

$$P = \frac{A+B}{A+B+C} \times 100\% \quad \text{..... (B.1)}$$

式中：

P——设备完好率；

A——一类设备单元数；

B——二类设备单元数；

C——三类设备单元数。

B.2 评级标准**B.2.1 水轮机**

a) 满足下列全部条件者为一类水轮机：

- 1) 机组能连续达到铭牌标称功率，在各种工况和负荷条件下，均能正常运行。
- 2) 机组振动、摆度符合标准，稳定性良好。各部轴承温度、油质等符合运行规程规定的标准。
- 3) 在制造厂规定参数范围内运行时，不应有严重锈蚀、磨损、空蚀现象和机组效率的降低。
- 4) 压力表、温度表等能按规定装设，零部件完整，动作灵活，指示正确。
- 5) 转轮、导水机构、主轴密封、受油器等符合安装工艺要求，无漏油、漏水现象。

b) 有下列情况之一者为二类水轮机：

- 1) 机组在水头和流量达到设计值时，不能保证铭牌出力，经常带病运行。
- 2) 主机各部分漏水、漏油、漏气、锈蚀、磨损严重，导叶密封不严，全关后漏水量能导致转轮摆动。
- 3) 空蚀严重，水轮机振动、摆度超过允许值。
- 4) 轴承温度超过规定值。

c) 不属于一类、三类者视为二类水轮机。

B.2.2 调速器及油压装置

a) 满足下列全部条件者为一类调速器：

- 1) 调速器参数符合设计要求，工作状态能满足运行规程要求。

- 2) 因突然用负荷引起主机速率上升,调速器能可靠地控制主机。
 - 3) 自动装置和信号装置完好,动作准确。
 - 4) 油压降低到油压下限时,紧急停机的压力信号器动作符合设计要求。
 - 5) 油压装置的自动补气设备及集油槽的油位信号器设备应动作准确可靠。
- b) 有下列情况之一者为三类调速器:
- 1) 调速系统有严重摆动、跳动、卡涩、磨损、漏油等情况,不能正常投入运行。
 - 2) 油质严重劣化,设备锈蚀严重,威胁安全运行。
 - 3) 超速保护装置不可靠或机组保护失灵。
 - 4) 油压装置、补油、补气系统或其他设备、部件损坏使设备工作不正常,威胁安全。
 - 5) 有其他危及安全的因素。
- c) 不属于一类、三类者视为二类调速器。

B.2.3 发电机

- a) 满足下列全部条件者为二类发电机:
- 1) 发电机运行能长期达到铭牌规定的出力,并能随时投入运行。
 - 2) 机组振动和摆度符合标准,声音正常,噪音符合规程规定。
 - 3) 零部件完整、齐全,定了铁心、定子绕组无油渍、碳粉或变形,转子支架、磁极及引线状况良好。
 - 4) 定子及转子绕组绝缘无明显老化,各项试验数据符合 DL/T 596 规定值,温度符合规定,测量准确。
 - 5) 冷却系统完善,冷却效果好。
 - 6) 轴承和密封装置运行正常,不漏油,温度在规定范围内。
 - 7) 转子磁极接头,阻尼装置,风扇引线等牢固无裂纹及变形,通风沟无锈垢,无堵塞。
 - 8) 机组编号、标志正确齐全。
- b) 有下列情况之一者视为三类发电机:
- 1) 不能达到铭牌规定的出力。
 - 2) 定子、转子绕组绝缘不良、老化严重,降低耐压标准。
 - 3) 三相定子绕组直流电阻值严重不平衡或与厂家数据有较大差异,威胁安全运行。
 - 4) 各部轴承严重漏油、甩油,定子端部有严重油垢。
 - 5) 有其他危及安全运行的重大缺陷。
- c) 不属于一类、三类者视为二类发电机。

附录 C

(资料性附录)

安全和技术管理文件内容

C.1 管理制度

C.1.1 调度管理方面

- a) 电力调度管辖范围及管理制度。
- b) 防洪调度原则及管理制度。

C.1.2 技术管理方面

- a) 机组运行规程 (DL/T 710 和 DL/T 751 等)。
- b) 机组检修规程 (DL/T 838 和 DL/T 1066 等)。
- c) 设备巡视检查制度。
- d) 设备定期试验和轮换制度。
- e) 监盘制度。
- f) 运行分析制度。
- g) 设备验收管理制度。
- h) 设备异动管理制度。
- i) 设备技术台账管理制度。
- j) 设备缺陷管理制度。
- k) 技术监督管理制度。
- l) 技术改造、创新管理制度。
- m) 运行岗位工作标准。

C.1.3 安全管理方面

- a) 安全生产管理制度。
- b) 工作票制度。
- c) 操作票制度。
- d) 应急处置预案。
- e) 事故调查规程。
- f) 消防安全管理制度。
- g) 安全教育、培训管理制度。
- h) 特种设备管理制度。
- i) 易燃易爆及化学危险品管理制度。
- j) 安全例行工作规定。

C.2 运行管理单位应配备的技术文件

C.2.1 随机提供的产品图纸和说明书。

C.2.2 发电机、水轮机、继电保护 (含故障录波) 装置、安全自动装置、调度通信装置、调度自动化装置、励磁系统及电力系统稳定装置、调速系统、微机监控系统、水情遥测系统、交直流系统等产品的图纸和说明书。

C.2.3 设计图纸和资料及相关标准。

C.2.4 机组设备安装和试验记录。

C.2.4.1 设备安装记录。

C.2.4.2 功能试验、测试报告：机组振动区实测，调峰性能，调速系统测试（包括自动发电控制功能、传递函数、转速不等率、迟缓率、死区组态图及函数曲线设置等情况），励磁系统和电力系统稳定器测试（包括自动电压控制功能），机组黑启动（如果有）等报告。

C.2.4.3 并网安全评价报告。

http://www.slzjxx.com
水利造价信息网

附录 D
(资料性附录)
监视、维护与操作主要内容

表 D.1 运行巡视检查主要项目和要求

位置或部件名称	检查项目、要求
1. 发电机舱	(1) 冷却系统运行正常, 无异常振动、声音, 冷却水压正常。 (2) 各油、气、水管路阀门位置正确, 无漏油、漏气、漏水现象。 (3) 发电机运行稳定, 无异常振动、声音。 (4) 受油器无漏油现象。 (5) 风机运行正常, 无异常振动、声音和气味。 (6) 除雾器运行正常。 (7) 灯泡头无集水。 (8) 制动系统无漏气, 无制励器泄露声或异常声音。 (9) 碳刷内磨擦程度、火花情况以及在刷框内自主上下活动。 (10) 刷架和刷架上无灰尘积垢, 无灰多硬结, 碳刷无磨擦环情况。 (11) 碳刷连接软线应完整、接触紧密良好、弹簧压力位置正确、压力正常、无发热、碰机壳的情况。 (12) 集电环的吻合面光滑、表面应无变色与过热现象。 (13) 负荷整流装置运行正常。 (14) 转轮叶汁接力器无抽油, 位置传感器连接良好, 传动灵活。 (15) 消防装置投入正常
2. 水轮机舱	(1) 导叶密封无漏水。 (2) 检修密封通气管路各阀门位置正常。 (3) 机械过速装置在正常运行位置。 (4) 各轴承的测温装置连接正常, 轴承油棒无漏油、甩油, 油色正常, 外壳无异常过热现象。 (5) 水轮机主轴密封无大量漏水、排水畅通。 (6) 各油、气、水管路阀门位置正确, 无漏油、漏气、漏水现象。 (7) 各部件连接头无松动、螺丝紧固。 (8) 机组运行时无异常振动、声音。 (9) 接地碳刷与主轴接触良好
3. 水轮机廊道	(1) 导叶接力器无抽油, 阀门位置正确, 管道、接头无漏油, 位置传感器连接良好, 传动灵活, 导叶控制环无跳动、无变形现象。 (2) 导叶拐臂、安全连杆无弯曲、变形, 无异常振动、摆动现象, 导叶轴套无漏水。 (3) 导叶开度反馈指示正确, 指示值与监控系统显示一致, 仪表上无异物。 (4) 转轮室无冲击及金属撞击声, 无剧烈摇晃。 (5) 轴销节、转轮室、外配水环、导叶控制环等部件连接螺栓无松动, 连接良好, 接合面无漏水。 (6) 润滑油箱油位、油温正常, 漏油泵与电机运行正常, 无异常振动、声音。 (7) 轴承低位油箱油位、油温正常, 轴承油泵与电机运行正常, 无异常振动、声音, 轴承高位油箱油位正常。 (8) 水力测压表计显示正常, 信号线连接良好。 (9) 各油、水管路阀门位置正确, 无漏油、漏水现象。 (10) 尾水管进口孔无漏水现象。 (11) 进水管直道, 尾水管排水阀在关闭位置。 (12) 机坑无积水, 排水通畅。 (13) 机组运行时无异常振动、声音
4. 励磁装置	(1) 励磁屏上各表计指示正常, 信号与公司实际运行工况相符, 无故障、无事故障信号。 (2) 灭磁开关无异常。 (3) 整流功率柜及励磁调节装置运行状况良好, 功率柜风机运转正常, 无异常声音、无焦味、无过热、无异常振动, 柜内无异物, 进风口滤网保持干净。 (4) 各电气部件无异常声音和过热现象。 (5) 各通流部件的接点、导线及元器件无过热、变色等异常现象。 (6) 各机械部件位置正确, 接触点接触良好, 无过热现象, 各部螺栓、销钉连接良好。 (7) 静止励磁装置的工作电源、备用电源、励磁电源、操作电源等应正常可靠, 并能按规定要求投入或自动切换。 (8) 励磁变压器和制动变压器无异常声音, 无过热现象, 线圈温度在正常范围内, 励磁变压器、制动变压器三相电流平衡, 励磁变压器穿流系统良好

表 D.1 运行巡视检查主要项目和要求(续)

位置或部件名称	检查项目、要求
5. 调速器及油压装置	(1) 调速器运行稳定, 主配压阀、操作油管无异常抽动、跳动和摆动现象。 (2) 调速器油箱油位、油温正常, 无漏油; 调速器油泵与电机运行正常, 无异常振动、声音。 (3) 压力油罐油压、油位正常, 无漏油; 高压气补气回路各阀门位置正确, 无漏气, 压力油罐安全阀未动作。 (4) 转轮体油箱油位正常。 (5) 调速器系统油管各个阀门位置正确, 无漏油。 (6) 操作油过滤器切换开关位置正确, 无过滤器堵塞报警。 (7) 调速器系统各表计显示正常, 信号指示与实际运行工况相符, 各切换与操作开关位置正确。 (8) 电气柜电源开关投入, 各电气元件无过热、异味、脱落断线等异常情况, 各继电器位置正确, 端子引线良好, 无脱落、断线被损现象。

表 D.2 日常维护主要项目和要求

检查项目、要求
(1) 定期进行碳刷磨损量检查, 当磨损量超过现场规程规定值时, 更换同一类型碳刷。 (2) 定期进行集电环极性倒换。 (3) 定期进行备用电动机绝缘测试(包括励磁泵、高压油泵等)。 (4) 对停机 15 天以上的机组发柴油机定子、转子绝缘测试。 (5) 定期进行直流高压油泵启动试验。 (6) 定期进行轴承油过滤器切换。 (7) 定期进行导叶连杆和安全连杆机构及其回复杆动作, 轴套漏水检查。 (8) 定期进行调速器油过滤器切换。 (9) 定期对长期备用机组进行轴承油系统油循环。

表 D.3 一般操作

名称	运行操作
1. 开机	(1) 相关机组辅助设备投入运行。 (2) 退出机械制动, 撤除空气围带, 拔出导叶锁锭, 投入高压顶起装置。 (3) 导叶开至空载开度。 (4) 投入励磁, 投入发电机风机。 (5) 合上发电机出口开关。
2. 停机	(1) 导叶关至空载开度。 (2) 断开发电机出口开关。 (3) 退出励磁。 (4) 投入高压顶起装置。 (5) 导叶全关。 (6) 投入电气制动(若具备电气制动功能)。 (7) 转速下降到设计额定转速后, 退出电气制动(若具备电气制动功能), 投入机械制动(机械制动按制造厂家规定投退)。 (8) 机组辅助设备退出运行。
3. 水轮机检修隔离措施	(1) 机组停机, 断开发电机出口断路器、隔离开关, 合出口接地刀闸。 (2) 按设计顺序关闭进排水口闸门、尾水闸门。 (3) 打开进水流道排水阀和尾水排水阀, 启动检修排水泵排水至最低水位, 并加强对尾水管水位的监视。 (4) 关闭操作油系统主供油阀。 (5) 压油装置根据检修需要排气、排油。 (6) 机组冷却系统根据检修需要排水。 (7) 断开机组自动控制、保护、调速器工作电源和信号回路电源。 (8) 根据需要关闭主轴承封水系统。

表 D.3 一 级 操 作 (续)

名 称	运 行 操 作
4. 水轮机检修恢复措施	(1) 调速器充油完毕, 压力油罐油压恢复正常。 (2) 尾水管进入孔等工作孔洞检查后全部封盖严密。 (3) 进水流道排水阀, 压水管排水阀全部关闭。 (4) 投入各动力电源, 交流电源及信号电源。 (5) 恢复注、水、气系统。 (6) 机组进行无水调试试验。 (7) 尾水管和进水流道进行充水, 充水完毕, 主轴密封无严重漏水, 其余过流部件无漏水。按设计顺序开启进水口闸门、尾水闸门。 (8) 进行全面检查, 机组电气方面恢复到备用。 (9) 机组进行有水调试试验。
5. 发电机零起升压	(1) 投入发电机保护, 退出失磁保护, 投入励磁及调节器回路电源, 退出强励, 励磁调节器至手动调节方式。 (2) 发电机出口断路器在断开位置, 闭锁合闸回路。 (3) 升机至机缸额定转速。 (4) 手动投入灭磁开关 (励磁装置电源由厂用电系统提供)。 (5) 通过励磁装置手动升压。 (6) 升压过程中出现异常应立即停止升压。

http://www.sljzjxx.com
水利造价信息网

附 录 E
(资料性附录)
技 术 监 督 内 容

表 E.1 技术监督内容

名 称	监 督 内 容
1. 水轮机	在水轮机的最大和最小水头范围内,水轮机应在技术条件规定的功率范围内稳定运行;在满足电网要求下避开水轮机振动区,尽量运行在最优效率区
2. 绝缘	主要是对电气设备的绝缘性能进行预防性试验、运行监视、综合分析;采用各种先进的监测和诊断技术对设备状况进行判断,及时发现电气设备的绝缘缺陷,减少和防止电气设备事故的发生
3. 电测仪表	主要是对生产运行中和试验用仪表、器具的精度进行监视和校正
4. 热工仪表	主要是对压力仪表、流量计以及温度传感器等热工仪表进行的校验和修正工作
5. 化学产品	对绝缘油、透平油、SF ₆ 气体等进行监督,进而根据油、气质量分析充油、充气设备内部存在的问题,提出预防及解决的措施
6. 金属材料	对电厂金属结构部件、压力容器和管道及部件、旋转部件金属母材和焊缝质量的材质成分、金相、性能、裂纹及其他缺陷、运行变化等进行监督
7. 继电保护及安全自动装置	对继电保护和自动装置从运行管理、校验维护、系统改造等实行全过程技术监督,对继电保护、安全自动装置的投运率、正确动作率、事故完好率进行监督,对设备存在的各种缺陷,应采取措及时消除
8. 励磁装置	主要是指对励磁系统设备进行有效的监控,加强设备的技术资料管理、运行管理和定期维护,使设备处于完好、准确和可靠状态
9. 节能	对节能设备运行检修、生产改造等实行全过程技术监督,对影响供电及用电设备安全经济运行的重要参数、性能和技术指标进行检查、检测、调整及评价,使电、水等各方面的损耗率达到最佳水平
10. 环保	主要是对水库库区的环境和水库水质、电站下游水质、生产区域的噪声检测、电磁场监测、基地和厂区的绿化、环境卫生等的监督管理,对电力建设生产全过程中的环境保护工作进行全过程监督
11. 电能质量	对频率和电压质量进行技术监督,频率质量指标为频率允许偏差,电压质量指标包括允许偏差、允许波动和闪变、三相电压允许不平衡度和正弦波畸变率

附录 F
(资料性附录)
非正常运行与事故处理内容

F.1 非正常运行和故障处理

F.1.1 发电机的定子绕组允许在短时间内过负荷运行。短时间过负荷的允许值应遵守制造厂的规定，制造厂无规定时，对于空气冷却的发电机，可按表 F.1 执行，但平均每年不超过 2 次。对运行年久的发电机或定子绕组、转子绕组温度较高的发电机，应当限制短时间过负荷电流的倍数和时间。

表 F.1 短时间过负荷的定子电流允许值规定

定子绕组短时过负荷电流/额定电流	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	1.40	1.50
持续时间 (min)	80	15	6	5	4	3	2

当发电机的定子电流达到过负荷允许值时，应首先检查发电机的功率因数和电压，并注意电流达到允许值所经过的时间。在允许的持续时间内，用减少励磁电流的方法，降低定子电流到正常值，但不得使功率因数过高和电压过低。如果减低励磁电流不能使定子电流降低到正常时，则必须降低发电机的有功负荷。

F.1.2 当发电机各部分的温度与正常值有很大的偏差时（发电机定子绕组和铁芯的温度），值班人员必须立即根据仪表检查有无某种不正常的运行情况（三相电流不平衡等），同时查明冷却器阀门是否已全开及冷却水系统是否正常。如果发电机的过热是由于冷却水的中断或进入冷却器的水量减少，则应减少负荷或将发电机自电网解列。

F.1.3 机组各轴承温度较正常运行升高或温度升高报警信号动作时应进行下列检查处理：

- a) 检查轴承油流是否正常。
- b) 检查油位和油色是否正常。
- c) 检查冷却水是否正常。
- d) 轴承内部有无异声，判断轴承是否良好。
- e) 机组摆度、振动是否增大。
- f) 经检查确认已无法继续正常运行，应尽快解列停机。

F.1.4 发电机冷风温度升高故障报警时，首先应检查风机工作是否正常，如果正常，检查冷却水水压是否降低，并进行调整，或提高水压增大冷却水量。如果水压正常，则应检查监测系统的测温元件，并进行处理。

F.1.5 当发电机的转子一点接地保护动作时，应迅速减负荷停机。

F.1.6 当发电机仪表指示突然消失时，检查是否由于仪表本身或其测量回路故障所引起，应尽可能不改变发电机的运行方式，并采取措施消除所发现的故障。如果影响发电机正常运行时，应根据实际情况减少负荷或停机处理。

F.1.7 发电机在故障情况短时不对称运行时，能承受的负序电流与额定电流之比（标幺值）的平方与允许不对称运行时间 t (s) 之积 $(I_2/I_n)^2 \times t$ 应为 40s。

F.1.8 在做短时间的不平衡短路试验时，发电机定子绕组内的最大电流，一般不得大于额定值的 25%。不平衡负荷试验从开始到电流降至零的时间，一般不得超过 5min。

F.1.9 励磁系统的故障处理如下：

- a) 发电机励磁电流、无功功率异常，机组尚未失步，立即降有功负荷，同时增加励磁电流。
- b) 起励失败，检查起励回路设备电源，未查清原因前，不得再次启动。
- c) 励磁调节器发生故障时，在强行励磁、强行减磁装置均正常的情况下，允许短时间将励磁切

换至手动状态运行。自动灭磁装置故障退出运行时，不得将发电机投入运行。

F.1.10 机组振动、摆度超过规定值时应做好如下处理：

- a) 若机组在振动区内，应调整机组出力避开振动工况区。
- b) 分析机组振动、摆度的测量结果。
- c) 检查轴承运行情况。
- d) 检查机组协联关系是否变化。
- e) 分析振动原因，进行相应处理。
- f) 振动严重超过规定值，应手动紧急停机（无振动保护装置时）。

F.1.11 调速器的故障处理如下：

- a) 调速器的双微机在运行时应互为备用，若一微机有故障应自动切至另一微机运行。
- b) 如调速器电气部分有严重故障时应改手动运行，并及时通知检修人员处理；如机械部分出现严重故障时应立即停机处理。
- c) 调速器在手动运行时应有人监视。

F.1.12 压力油罐油压下降的故障处理如下：

- a) 检查油压下降情况，调速器切至手动运行，专人检查稳定开度维持油压，油压下降到事故油压时应停机处理。
- b) 若两台油泵同时启动，应查明油系统排油阀关闭情况及漏油、漏气情况，并及时消除。
- c) 如油泵不启动，应查明原因，尽快启动油泵。
- d) 压力油罐油压不能恢复，应联系停机。
- e) 当油压过低时，应启动紧急事故停机。

F.1.13 压力油罐油位升高/降低故障处理如下：

- a) 检查压力油罐油位是否确实升高或降低。
- b) 若压力油罐油位升高时，检查压力油罐压力是否正常，如果压力在正常范围内，可打开补气装置手动补气阀补气，缓慢打开压力油罐放油阀缓慢放油，同时监视压力油罐压力、油位，不能低于启泵压力，否则关闭压力油罐放油阀直到压力正常时继续调整油位。
- c) 若压力油罐油位降低时故障处理如下：
 - 1) 若补气装置一直动作，应关闭补气阀，停止补气，然后根据压力油罐油位、油压情况进行排气。
 - 2) 若同时出现压力油罐油压降低故障，按压力油罐油压降低故障进行处理。

F.2 事故处理

F.2.1 当系统内或其他并列运行的发电机发生事故，引起电压下降，发电机的励磁由自动励磁调整装置及强行励磁装置的调整而增加到最大时，在1min内值班人员不得干涉自动励磁调整装置或强行励磁装置的动作。在1min以后，则应立即根据现场规程规定，降低定子、转子电流至正常值。

F.2.2 当发电机的断路器自动开断时，值班人员应立即检查以下项目：

- a) 检查自动灭磁开关是否跳开，如果未跳开，就立刻用远方操作按钮将其切断；如果在发电机与断路器之间有支线，则只有当支线开关也同时自动切断时，才可将自动灭磁开关切断。
- b) 检查发电机是否停机，监视停机过程。
- c) 检查由于何种保护装置动作使发电机被切断。
- d) 如果确定断路器开断是由于人员过火引起，则应立即将发电机并网或恢复备用。
- e) 灭磁开关带负荷开断后，应检查开关触头是否有烧痕。

F.2.3 如果由于发电机外部短路引起发电机保护装置动作而被切断，同时内部故障的保护装置未动作，经外部检查发电机亦未发现明显的不正常现象，则发电机即可并入电网。

F.2.4 当发电机由于内部故障的保护装置动作而跳闸时，除按本标准 F.2.2 检查外，还应测量定子绕组的绝缘电阻，并对发电机及其有关的设备和所有在保护区域内的一切电气回路（包括电缆在内）的状况作详细的外部检查，查明有无外部征象（如烟、火、响声、绝缘烧焦味、放电或烧伤痕迹等），以判明发电机有无损坏。此外，应同时对动作的保护装置进行检查，并查询电网上有无故障。如果检查发电机及其回路的结果并未发现故障，则发电机可从零起升压。升压时如发现不正常情况，应立即停机，以便详细检查并消除故障。如升压时并未发现不正常现象，则发电机可并入电网运行。

F.2.5 如果发电机由于甩负荷后转速升高使过电压保护装置动作时，经检查无其他故障时，可将机组并入电网运行。

F.2.6 当发电机着火时（从发电机上部盖板热风口或密闭不严处冒出明显的烟、火星或有绝缘烧焦的气味），值班人员应当立即采取下列措施：

- a) 如发电机未自动停机，应立即手动开断发电机出口断路器并灭磁，紧急停机。
- b) 判断发电机已无电压后，应根据现场的消防规程立即灭火，直到火灾完全扑灭为止。
- c) 发电机着火时不准破坏发电机密封；进入发电机内部应戴氧气罩或防毒面具，接触设备时应做必要的安全措施。

F.2.7 机组过速的事故处理如下：

- a) 检查事故停机机组过速保护装置动作情况，若出现拒动，应采取手动紧急停机措施。
- b) 如在事故停机过程中，主配压阀发卡引起机组过速也应手动紧急停机。
- c) 机组过速停机后，对机组进行全面检查完毕，事故消除后方可启动机组，机组启动后测量摆度，正常后方可并入系统运行。

附录 G
(资料性附录)
机组检修文件包内容

G.1 水轮发电机组主要技术参数

- a) 水轮机主要技术参数。
- b) 发电机主要技术参数。

G.2 机组 A/B 级检修方案

- a) 检修项目表。
- b) 检修工作验收卡。

G.3 检修组织

- a) 目标。
- b) 组织机构。
- c) 安全风险点控制。
- d) 质量管理。
- e) 检修备件、工具、材料管理。
- f) 检修综合管理制度。

G.4 机组主要设备检修安全技术措施

- a) 水轮机转轮检修安全技术措施。
- b) 水轮机转轮吊装安全技术措施。
- c) 转轮室空蚀处理安全技术措施。
- d) 发电机定子吊装安全技术措施。
- e) 发电机定、转子检修安全技术措施。
- f) 灯泡头吊装安全技术措施。
- g) 水轮机导轴承检修工艺及安全措施。
- h) 受油器拆装安全技术措施。
- i) 冷却系统检修安全技术措施。
- j) 导叶接力器检修安全技术措施。
- k) 操作油系统检修安全技术措施。
- l) 发电机电气预防性试验安全技术措施。

G.5 检修定置图

G.6 编制机组检修进度计划表

G.7 A/B 级检修试验大纲

- a) 机组无水调试大纲。
- b) 机组充水大纲。
- c) 机组启动试运行试验大纲。

G.8 检修后试验运行安全措施

- a) 危险点控制。

- b) 启动前检查。
- c) 运行调试。

G.9 机组检修过程文件

- a) 检修任务单，内容包括：
 - 1) 检修计划。
 - 2) 工作许可（工作票）。
 - 3) 检修后设备试运行计划。
 - 4) 检修前交底（设备状况、以往工作教训、检修前主要缺陷、特殊项目的安全技术措施）。
- b) 检修前准备，内容包括：
 - 1) 设备检修所需图纸资料。
 - 2) 主要备品备件和材料清单。
 - 3) 工器具准备（一般工具、专用工具、试验仪器、测量器具等）。
 - 4) 检修主要项目确定。
 - 5) 检修工期确定及进度计划编制。
 - 6) 检修风险分析。
 - 7) 编写主要缺陷项目处理工艺方案。
- c) 检修工序、工艺，内容包括：
 - 1) 工作是否许可。
 - 2) 现场准备。
 - 3) 拆卸与解体、检修、复装阶段的工序和工艺标准。
 - 4) 检修记录整理。
 - 5) 自检。
 - 6) 工作结束。
- d) 工序修改记录。
- e) 质量签证单：质检点签证单、三级验收单编制。
- f) 不符合项处理单。
- g) 设备试运行单：试运行程序、措施。
- h) 检修后评价。
- i) 完工报告单，内容包括：
 - 1) 检修工期。
 - 2) 检修主要工作。
 - 3) 缺陷处理情况（含检修中发现并消除的主要缺陷）。
 - 4) 尚未消除的缺陷及未消除的原因。
 - 5) 设备变更或改进情况、异动报告和图纸修改。
 - 6) 技术记录情况。
 - 7) 质量验收情况。
 - 8) 设备和人身安全。
 - 9) 实际工时消耗记录。
 - 10) 备品配件及材料消耗意见。
 - 11) 总体检查和验收。

附录 H
(资料性附录)
A/B 级检修主要流程及工艺

H.1 水轮机转轮拆装**H.1.1 转轮拆卸前的准备工作如下:**

- a) 流道排空, 转轮体及转轮接力器排油。
- b) 拆除转轮室上半部分并吊至安装间放置。
- c) 受油器解体。
- d) 拆除主轴密封。
- e) 在转轮室内搭设拆卸转轮用工作平台。

H.1.2 拆除泄水锥, 在拆卸连接螺栓前应将填充料去除, 在泄水锥上方焊接吊点用于其吊装。**H.1.3 拆出操作油管。****H.1.4 叶片拆卸如下:**

- a) 拆卸叶片密封压环。
- b) 叶片拆除。拆除叶片螺栓时, 应对螺栓进行拉伸消除预紧力, 用专用工具将螺栓旋出, 按此要求将所有叶片连接螺栓拆出后将叶片吊至安装间放置。

H.1.5 拔出转轮与主轴连接销钉。**H.1.6 按图纸要求在转轮体上安装吊装工具, 利用厂房桥机吊住转轮体后拆卸转轮与主轴法兰连接螺栓。拆卸螺栓时, 用加热装置或液压拉伸装置消除螺栓预紧力, 松出螺母后旋出螺栓。****H.1.7 松出所有连接螺栓后, 桥机往下游侧方向移动, 至转轮止口与主轴法兰脱开后将其吊至安装间水平放置。****H.1.8 拆卸叶片转臂。松出销轴卡板螺栓后拆卸销轴, 松出转臂。转臂应做好记号, 回装时按记号对应连接安装。****H.1.9 利用厂房桥机将转轮体翻身, 垂直放置, 底部用枕木垫放水平。****H.1.10 拆出活塞缸上盖。****H.1.11 按图纸要求安装活塞背帽拆卸专用工具, 松出锥销及螺栓, 利用专用工具松出螺帽, 吊出活塞后再吊出活塞缸。****H.1.12 检查活塞环及各部位制瓦的磨损, 对磨损部件进行更换。****H.1.13 回装如下:**

- a) 回装前检查清洗所有部件及螺栓、销钉等。
- b) 用油石打磨活塞杆表面, 打磨光滑后清理转轮内部杂物。
- c) 接力器连杆连接时应与拆卸时所做记号一一对应。
- d) 在活塞杆键槽上安装键及螺栓。
- e) 安装活塞缸, 将连杆与活塞缸连接, 并安装销轴。
- f) 安装接力器活塞。先将活塞环在活塞槽上试配, 其配合间隙应符合设计要求; 装活塞环于环槽内, 两活塞环接口应错开 90° 以上, 且使两活塞环弧形接口朝上相对; 吊装活塞, 在活塞、接力器缸滑动面涂以合格的透平油后装入活塞, 并应严防杂物落入缸内。
- g) 安装活塞背帽。
- h) 安装活塞缸端盖。
- i) 接力器打压试验。在开、关腔分别打压至 1.5 倍额定压力, 保压 30min, 活塞缸与活塞端盖处应无渗油现象, 无机械变形。
- j) 活塞环渗漏试验。为检查活塞环的密封性, 分别在开、关腔进行试验, 在开和关腔分别打压

至额定压力，保压 30min，漏油量应不大于 GB/T 14627 中的相关规定。

- k) 接力器功能试验。在接力器上安装压力表，从关腔进行打压，记录接力器动作时的压力。
- l) 将转轮水平放置，安装转轮过渡段。
- m) 吊起转轮，利用手拉葫芦调整转轮的水平。
- n) 将转轮吊至流道，旋转主轴来对正销钉位置。
- o) 对称用 4 个连接销钉将转轮均匀地拉入配合止口，直到两者的组合面相接触。再对称装入 4 个连接螺栓。均匀拧紧连接螺栓，直至桥机吊钩松开后组合面不出现间隙，用 0.02mm 塞尺检查。
- p) 桥机松钩，拆掉转轮安装吊具。装入其他连接螺栓，并对螺栓进行预紧，使其伸长值达到相关要求。
- q) 安装操作油管。
- r) 按标记对应安装叶片。
- s) 安装泄水锥。
- t) 所有螺栓孔均用填充料封堵。

H.1.14 安全措施如下：

- a) 进入生产现场工作人员应穿工作服，必须佩戴安全帽。
- b) 吊装时应检查吊具、钢丝绳有无损坏，起吊强度应满足要求，检查吊点焊缝，应无开裂现象，强度应满足要求。
- c) 转轮吊装前应对桥机进行整体检查、维护、保养。
- d) 拆装转轮时，应有专人负责指挥和协调。
- e) 在转轮吊装过程中应遵守起重吊运的有关规定。
- f) 安装接力器时，应做好防止杂物进入缸体的安全措施。

H.2 水轮机转轮吊装

H.2.1 转轮拆出起吊前准备工作如下：

- a) 转轮室上半部已拆除。
- b) 转轮泄水锥已拆除。
- c) 受油器已解体，操作油管已拔出。
- d) 叶片均已拆出吊至安装间。

H.2.2 安装转轮吊装专用吊具如下：

- a) 采用一条满足载荷的钢丝绳，通过卸扣与转轮吊装专用工具连接，钢丝绳悬挂在桥机主钩上，主钩上悬挂一葫芦，此葫芦与转轮过渡段连接。
- b) 通过桥机使钢丝绳达到刚受力的状态，并通过手拉葫芦调整转轮的水平。
- c) 松开转轮与主轴法兰的连接螺栓及定位销钉。
- d) 桥机往下游方向移动，至转轮止口与主轴法兰脱开为止。
- e) 将转轮吊运至安装间放置，转轮应用枕木垫放水平。

H.2.3 转轮吊装如下：

- a) 安装转轮专用吊具，并按转轮吊出时的要求装配起重设备。
- b) 检查清洗主轴法兰面及转轮体法兰面和配合止口，组合面应用刀形样板平尺检查无高点、毛刺。将密封条粘到主轴法兰面的密封槽中。
- c) 吊起转轮，利用手拉葫芦调整转轮的水平。
- d) 将转轮吊至流道，旋转主轴来对正销钉位置。
- e) 对称用连接销钉将转轮均匀地拉入配合止口，直到两者的组合面相接触。再对称装入连接螺

栓，均匀拧紧连接螺栓，直至桥机吊钩松开后组合面不出现间隙，用0.02mm塞尺检查。

f) 桥机松钩，拆掉转轮安装吊具。装入其连接螺栓，用测量螺栓伸长值控制螺栓预紧力。

H.2.4 安全措施如下：

- 进入生产现场工作人员应穿工作服，必须佩戴安全帽。
- 吊装时应检查吊具、钢丝绳有无损坏，起吊强度应满足要求，检查吊点焊缝，应无开裂现象，强度应满足要求。
- 转轮吊装前应对桥机进行整体检查、维护、保养。
- 拆装转轮时，应有专人负责指挥和协调。
- 在转轮吊装过程中应遵守起重吊运的有关规定。

H.3 水轮机主轴吊装

H.3.1 两种常用的吊装工艺

H.3.1.1 主轴从水轮机吊装孔吊装如下：

- 拆除妨碍主轴吊入的脚手架等，清扫、检查内配水环与管型座连接法兰面及螺孔、销孔等。
- 按设计位置在管型座内铺设两条导轨（以厂家提供该设备为例），同时在管型座内准备好牵引用的链条葫芦，在管型座内准备好支撑主轴用的千斤顶等。
- 主轴从水轮机吊装孔吊装的方式可先将内配水环、导水锥和主轴组装在一起吊装。
- 先在管型座与尾水管内安装承重轨道和吊装梁，然后将吊装台车置于承重轨道上。
- 主轴正式吊入机坑前装上起吊专用吊具，先在安装场进行试吊。主轴起吊中心与主轴装配重心一致，组合轴承端可允许稍低一些。为了便于调整水平，除中间主吊点外，前后各装一只链条葫芦。主轴吊具安装如图 H.1 所示。

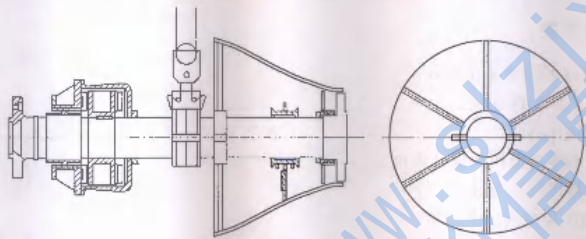


图 H.1 主轴吊具安装

- 在发电机坑内尾水管法兰面上设置换吊架，吊架中心至管型座距离应小于水轮机侧吊具滑轮中心至发电机连接法兰下游侧端距离。
- 按轴线垂直水流方向从水轮机端吊入主轴至水轮机检修廊道。当主轴吊至水轮机中心线的位置时，慢慢将主轴转向，如图 H.2 所示。当主轴轴线与水流方向一致时，缓慢推进主轴，如图 H.3 所示，保持主轴轴线与水流方向一致，找正主轴位置下落，使组合轴承外壳下部凸缘落于滑车上。与水轮机连接的主轴法兰与准备好的吊架连接。
- 改变起吊位置，松开主钩，拆除链条葫芦，将主钩移至固定吊架处，如图 H.3 所示。
- 用管型座内左右两只链条葫芦慢慢拖动台车，同时用主钩继续移动台车，直至主轴到达设计位置。
- 在台车承重梁下游侧支承板上置以千斤顶顶起主轴，便可拆除安装用具。

H.3.1.2 主轴从发电机吊装孔吊装如下：

- 拆除妨碍主轴吊入的脚手架等，清扫、检查轴承支架与管型座连接法兰面及螺孔、销孔等。

- b) 按设计位置在管型座内铺设两条导轨（以厂家提供该设备为例），主轴法兰装上专用吊具，同时在尾水管内准备好牵引葫芦，在水导轴承座内准备好支撑主轴用千斤顶等；用滚轮支架两侧分别挂一个葫芦，用于调整主轴倾斜度。
- c) 法兰端吊具用钢丝绳直接挂到桥机主钩上，采用三点起吊方式吊装主轴，在安装场将主轴装配吊起后装上滚轮，如图 H.4 所示。

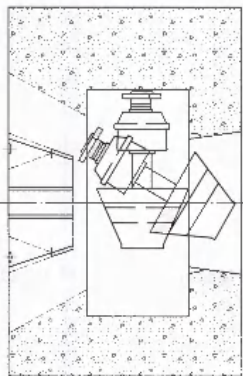
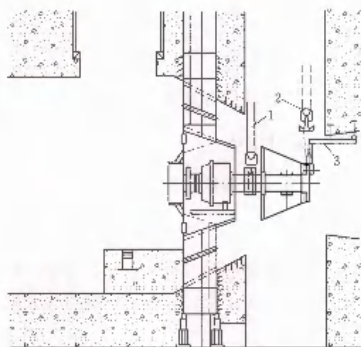
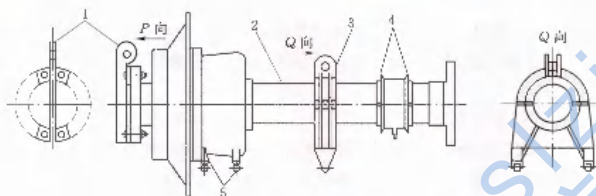


图 H.2 主轴转向



1—原吊钩；2—转换吊钩；3—固定吊架

图 H.3 主轴向上游侧推进图



1—吊耳；2—主轴；3—支架；4—卡子；5—滚轮

图 H.4 吊具安装图

- d) 吊起主轴后，使主轴轴线垂直于水流方向，然后慢慢将主轴吊入发电机机坑。主轴到达机组中心线位置后将主轴旋转方向，使主轴的水轮机侧朝向下游侧慢慢地向管型座靠拢，水轮机端带滑轮的支架靠近导轨。在管型座下游挂两个手拉葫芦，将主轴拉入管型座。
- e) 待水轮机侧支架上的滑轮位于导轨上，慢慢落下主轴，使主轴的水轮机端支架落在导轨上，主轴与发电机连接法兰落在支撑架上。
- f) 松开主钩，更换到主轴与发电机连接的法兰面上的吊点。单点提起主轴发电机侧，待发电机法兰离开支撑架后，慢慢向下游移动吊钩，将主轴推进管型座。
- g) 借助葫芦将主轴拉至安装位置，然后在滑轮两侧装卡子，防止主轴轴向移动。
- h) 松开吊钩，主轴装配重量全部由导轨承担。

H.3.2 安全措施

- a) 进入生产现场工作人员应穿工作服，必须佩戴安全帽。
- b) 吊装时应检查吊具、钢丝绳有无损坏，起吊强度应满足要求，检查吊点焊缝，应无开裂现

- 象，强度应满足要求。
- c) 吊装前应对桥机进行整体检查、维护、保养。
- d) 吊装主轴时，应有专人负责指挥和协调。
- e) 在主轴吊装过程中应遵守起重吊运的有关规定。
- f) 高空作业应佩戴安全带，做好防止高空坠物的安全措施。

H.4 导水机构检修

H.4.1 检修前准备

导叶全关，接力器排油后拆卸重锤。

H.4.2 安全连杆、连杆检修

检查安全连杆、连杆和轴承，轴承润滑良好，转动灵活。

H.4.3 控制环检修

检查控制环有无磨损及变形。检测控制环与导叶外环间的滚动摩擦副或滑动摩擦副零部件以及配合间隙是否正常，润滑是否正常，若零部件磨损较大则要求修复或更换。

H.4.4 拐臂检修

检查拐臂有无磨损及变形，轴承润滑良好，转动灵活，拐臂压紧螺栓无松动。

H.4.5 导叶检修

H.4.5.1 检查导叶上、下端轴、轴套，各部结构是否完好，轴套有无磨损，密封是否良好，导叶立面有空蚀则应进行补焊处理，若空蚀破坏区发生在两导叶立面接触处，处理前应留出一条较完整的基准面，再进行焊补打磨。

H.4.5.2 导叶间隙检查调整如下：

- a) 测量导叶端面间隙，端面间隙应满足图纸要求，否则应重新调整。
- b) 立面间隙检查调整，调整导叶立面间隙时，拐臂、控制环、连杆和安全连杆应安装就位。调整连杆使导叶立面间隙为0，允许局部有不大于0.15mm的间隙，但间隙长度不超过导叶总长的1/4，合格后应记录连杆长度。

H.4.6 安全措施

- a) 进入生产现场工作人员应穿工作服，必须佩戴安全帽。
- b) 吊装时应检查吊具、钢丝绳有无损坏，起吊强度应满足要求，检查吊点焊缝，应无开裂现象，强度应满足要求。
- c) 吊装前应对桥机进行整体检查、维护、保养。
- d) 拆装时，应有专人负责指挥和协调。
- e) 在吊装过程中应遵守起重吊运的有关规定。

H.5 空蚀处理

H.5.1 处理流程

H.5.1.1 准备工作

- a) 搭设检修平台，铺设平台的木板厚度不小于4cm。

- b) 接好照明及通风设备。
- c) 进行电焊前，确保接地可靠。

H.5.1.2 空蚀测量

检查主要空蚀区域，测量每块空蚀区域的位置、形状及空蚀量（包括：空蚀深度、面积、体积、质量等）。

H.5.1.3 空蚀处理

- a) 用碳弧气刨削去因空蚀而损坏的金属，刨削范围比空蚀区域稍扩大 20~30mm，深度以露出母材基金属 95% 左右，最浅处亦打磨 3mm 以上。
- b) 用砂轮机将刨除空蚀区域位置的表面渗碳层磨掉。
- c) 堆焊选用合适的焊条，焊条使用前要注意烘干和焊接过程的保温。焊接时应随时检查堆焊层是否偏高或偏低，对所有处理焊层的外观和内部质量进行 100% 的检查。不应出现气孔、夹渣等缺陷。
- d) 用砂轮机对焊层进行修磨。

H.5.1.4 检查

空蚀处理后，清理焊渣和灰尘，并经验收合格。

H.5.1.5 喷涂或防腐

处理完后进行喷涂或防腐。

H.5.2 安全要求

- a) 进入检修现场工作人员必须按规定穿戴好防护用品和必要的安全防护用品。
- b) 施工现场照明充足，通风畅通。
- c) 现场移动用的电源必须是 36V 及以下的电源。
- d) 高空作业必须系安全带，工具等应放在携带式的工具袋和工具箱内，防止坠落伤人。
- e) 使用电动工具时，应执行有关规程规定，必须有两人一道工作。
- f) 检修现场注意防火，工作场所严禁吸烟，使用明火必须符合安全规定。

H.6 水轮机导轴承检修

H.6.1 检修工序

H.6.1.1 解体

- a) 拆卸轴承外周部件：管路、电器元件、轴承外罩、挡油板、甩油环。
- b) 拆卸主轴保护罩。
- c) 拆卸超速飞摆。
- d) 测量轴承间隙。
- e) 拆卸转动部分，并对主轴进行加固，预防不平衡。
- f) 加固主轴和安装支架。
- g) 清洗、修磨轴瓦上游侧主轴外沿面。
- h) 调整主轴和轴瓦的间隙，使其间隙均匀，拆卸轴瓦固定件，使轴瓦和轴承座脱离。
- i) 在合适位置安装专用工具并分两次进行拔取轴瓦。

- j) 拔出轴瓦后, (在轴瓦即将拉出前, 在轴瓦和轴承座之间要画上记号) 在轴瓦下部用方木搭设托架将轴瓦下半部托住。
- k) 上半部用吊带和葫芦吊住。
- l) 松开轴瓦连接螺栓, 吊出轴瓦的上半部和下半部并用木板垫住。
- m) 清洗、检查、修复轴瓦。
- n) 清洗、检查其他拆卸的部件, 修复或更换受损的部件。

H.6.1.2 回装

- a) 所有解体的部件检查经验收合格后, 可进行回装。
- b) 按记号将上下两半轴瓦吊至主轴上进行组合。
- c) 组合好后缓慢推至轴承座边 (按记号对好位置), 用千斤顶顶起轴瓦, 使其上、下、左、右向隙要均匀。
- d) 安装专用工具配合千斤顶缓慢顶入轴承座内。
- e) 其余步骤按解体相反顺序进行即可。

H.6.2 检修工艺

- a) 在拆卸时, 应注意各零件的相对位置和方向做好记号, 记录后分解。
- b) 在拆卸复杂的设备时, 应记录拆卸顺序, 回装应按先拆后装、后拆先装的原则进行。
- c) 抽瓦时应对称紧固拉杆, 使用千斤顶时要同步进行。
- d) 对加工面高点、毛刺锈蚀应用油磨石、油光锉、金相砂纸进行修磨。
- e) 对重要零件的清扫顺序是, 先用白绸布进行粗抹后用干净的煤油进行清扫, 再用面团粘净。严禁使用破布和棉纱。
- f) 对于密封件, 更换时应确保规格、材料相同, 严禁使用过期或变质的密封材料。
- g) 在部件拆卸、分解过程中, 应随时进行检查, 对各配合尺寸应进行测量并做好记录, 合缝间隙用 0.05mm 塞尺检查, 不能通过, 允许有局部间隙; 用 0.1mm 塞尺检查, 深度不应超过组合面宽度的 1/3, 总长不应超过周长的 20%; 组合螺栓及销钉周围不应有间隙。组合处处的错牙一般不超过 0.10mm。
- h) 在拆卸过程中因时间不够或其他事情干扰中断工作, 以及拆卸完后应对可能掉进异物的管口、进出口等, 用白布、石棉板或丝堵封堵。
- i) 检查轴瓦应无脱壳现象, 发现问题及时处理。
- j) 检查瓦面应无密集气孔、裂纹和硬点等缺陷, 个别夹渣、砂眼、硬点应剔除, 并把坑孔边缘修刮成坡弧。
- k) 检查并修刮轴瓦上的油沟, 使其方向、形状和尺寸符合设计要求, 并清洗进油孔。
- l) 分瓣面紧固前应涂防锈油, 小螺栓涂锁紧胶。
- m) 在拆卸配合比较紧的零件时, 不能用手锤、大锤直接冲击, 应加垫相隔后, 再用手锤、大锤打击, 也可用铜棒敲击。

H.6.3 一般安全技术措施

- a) 凡参加检修的工作人员应熟悉所检修设备图纸。
- b) 检修开始之前应由工作负责人开出工作票, 待运行人员做好检修安全措施后方可工作。
- c) 在检修前必须确认所检修设备已与系统脱开, 四源 (电源、风源、水源、油源) 断开。
- d) 不动与检修项目无关的设备。
- e) 在拆卸较重的零部件时, 必须考虑到个人能力, 做好防止人员坠落和设备脱落的措施, 防止

人员砸伤、割伤及设备撞伤的事故。

- f) 工作现场严禁吸烟。
- g) 现场工作人员必须佩戴安全防护用品。
- h) 高空作业应搭设脚手架。
- i) 危险地段必须设防护栏和警示牌。

H.7 发电机组轴承拆装

II.7.1 解体

- a) 拆除正反推迷宫环、挡油板、轴承盖，以及大轴保护罩。拆除迷宫环、挡油板前应分8点测量轴向间隙并做记录。
- b) 拆除与正、反推瓦相连接的管路附件和测温传感器。吊出正、反推瓦（各管口及瓦的喷油通道必须用白布包好，以防异物掉入）。
- c) 拆卸正、反推力环并吊出。
- d) 做好调节环与轴承支架之间、轴承支架与管型座之间的记号。
- e) 安装大轴支撑装置，并将主轴重量转移到支撑装置。
- f) 拆除轴承座和支架之间的销钉和螺栓。
- g) 轴承座整体往下游侧移动至合适位置后，轴承座分瓣解体。
- h) 在加固好的情况下，分别松开安装紧固螺栓和分瓣面的螺栓，吊出轴承座解体检查。

II.7.2 回装

- a) 清洗导轴瓦、轴承体、正反推力瓦以及弹簧碟块、护盖、推力瓦固定件；清扫修整导轴颈和发电机侧大轴法兰的两面，与正推力环接触的一面用油石处理。
- b) 分别将导轴瓦吊进轴承体上、下半块之中，确认导轴瓦上半块吊入轴承体上半部分中。
- c) 在大轴上涂上润滑油，把已装上导轴瓦的轴承体上半部吊在大轴上，用轴承体翻转装置翻转，固定此半块轴承体，拆除翻转装置。
- d) 吊入另一块轴承体到大轴上，与已装上的另一块轴承体把合，插入销钉，把上螺栓。
- e) 对完成研磨处理的正推力环用油石清扫（注意：仅在组合面范围内才能用油石处理，运行表面和组合面的边角不能用油石处理），并用刀尺检查组合面。
- f) 分别吊入上、下正推力环，使两块正推力环组合，插入销钉螺栓，并打紧。
- g) 把正推力环推向发电机侧的大轴法兰上，插入涂上锁紧胶的螺栓，交叉打紧。
- h) 用油和油石处理正推力环表面，特别注意组合缝附近区域，用刀尺检查组合缝。
- i) 完成把合的轴承体向上游移动与轴承体支架组合。
- j) 把大轴支撑拆除，大轴直接着力在轴承上，在弹簧碟块接触面上均分四点测量正推力环与轴承体之间的间隙。
- k) 安装反推力环，插入销钉和螺栓。
- l) 均分四点测量正推力环、反推力环至轴承体之间的距离，这些测量值的允许偏差最大为0.05mm/m（轴承直径的平均值）。
- m) 清扫正反推力瓦、油管环、油管和供油管路并安装。
- n) 安装上游侧轴承盖，连接高压供油和润滑油管，测量密封环与大轴之间的间隙，间隙应满足相关要求。
- o) 安装下游侧轴承盖，测量密封环与大轴之间的间隙，间隙应满足相关要求。

H.7.3 安全措施

- a) 进入生产现场工作人员应穿工作服，必须佩戴安全帽。
- b) 吊装时应检查吊具、钢丝绳有无损坏，起吊强度应满足要求，检查吊点焊缝，应无开裂现象，强度应满足要求。
- c) 吊装前应对桥机进行整体检查、维护、保养。
- d) 拆装时，应有专人负责指挥和协调。
- e) 在吊装过程中应遵守起重吊运的有关规定。

H.8 发电机定子吊装

H.8.1 准备工作

- a) 定子引出线已拆除。
- b) 流道盖板已拆除。
- c) 冷却水系统相关部件已拆除。
- d) 冷却风机已拆除。
- e) 受油器及其支架已拆除，操作油管已拔出。
- f) 发电机集电环已拆出。
- g) 泡头已拆出并吊至流道内放置。
- h) 在流道内搭设检修平台。

H.8.2 定子吊出

- a) 按照图纸要求安装专用吊具及支撑。
- b) 取出定子法兰与管型座法兰连接销钉及螺栓。
- c) 利用桥机将定子往上游侧缓慢平移，直至与转子完全脱离后匀速上升，吊出基坑，吊至规定的定子翻身场地，进行定子翻身并将定子吊至定子检修工位、调平。

H.8.3 定子吊入

H.8.3.1 定子吊入安装前应具备的条件

- a) 转子已检修完毕。
- b) 管型座上游侧法兰面用刀形样板平尺检查无高点、毛刺。
- c) 检查定子法兰面应符合要求，并将密封胶根粘于密封槽上。
- d) 安装用于定子吊装的加强支架。

H.8.3.2 定子翻身

- a) 定子起吊翻身前，应检测定子圆度。起吊定子，离开地面 30~50mm，测量各变形值及垂直度，并做出记录，观察变形情况，提升定子 500~800mm，再下降至地面 100mm 左右，升降 3 次，以检验桥机各部件的可靠性。
- b) 检查并清扫定子两法兰面密封槽。

H.8.3.3 定子套装

- a) 检查完毕后，将定子提升至超过行走障碍物，行走至流道盖板上方后，缓慢下降。

- b) 上、下、左、右微量找正，利用桥机及手拉葫芦将定子慢慢往下游靠，缓慢水平移动定子，进行定子套转子工作。
- c) 定子套转了时，在上游侧的上、下、左、右插入约 2mm 厚、长度适宜的软木条或环氧板，进行导向监护，并保护端部绝缘，直至定子完全套入转子为止。

H.8.4 定子与管型座连接

- a) 在组合螺钉拧紧前，用专用工具测量气隙，使气隙均匀满足设计要求。
- b) 检查法兰面合缝间隙应符合设计要求，不得渗水。

H.8.5 安全措施

- a) 进入生产现场工作人员应穿工作服，必须佩戴安全帽。
- b) 吊装时应检查吊具、钢丝绳有无损坏，起吊强度应满足要求，检查吊点焊缝，应无开裂现象，强度应满足要求。
- c) 定了吊装前应对桥机进行整体检查、维护、保养。
- d) 吊装定子时，应有专人负责指挥和协调。
- e) 在定子吊装过程中应遵守起重吊运的有关规定。
- f) 高空作业必须佩戴安全带，做好防止高空坠物的安全措施。

II.9 发电机检修

II.9.1 检修前的准备工作

- a) 积极、广泛地收集合理化建议，将正确、科学的合理化建议编入检修计划。
- b) 其余项目按批准的检修方案执行。
- c) 组织检修人员编写检修项目工作卡，工作卡的内容主要包括项目内容、质量标准、人力、耗材、备件、工器具等。
- d) 安排好放置机件的地点。
- e) 准备好检修中所需的专用工具、器具、量具等。
- f) 准备好检修中所需的木方木板、材料、零件存放箱等。
- g) 准备好工作场地的照明设备及其他设备。
- h) 在发电机定了检修前检修负责人对上述各项工作进行全面的检查。

II.9.2 检修中的一般注意事项

- a) 凡是放在地面的部件，下面必须垫木方或木板。
- b) 拆卸时，一般情况先拔销钉，后拆螺钉；回装时，则应先打入销钉，后紧固螺钉。
- c) 在部件拆卸和解体过程中，应随时进行检查，发现异常和缺陷应做好记录，以便检修中进行处理。
- d) 拆下的部件应有清晰的编号和配合记号，做好记录，做记号或打字码符号，不得损伤加工面。
- e) 螺栓及销钉等部件拆卸后，应放在专用的木箱内，并有登记卡片。拆卸后的管口应用净布进行包扎，不得用绵纱、破布等堵塞管口。
- f) 螺栓及螺孔、键和键槽、部件结合面等处的毛刺、伤痕应进行处理，保证平整光滑。
- g) 制作法兰盘根垫时，其内径应略大于管口，大直径环形盘根垫拼接，应采用鹤尾形式楔形叠接，并用胶水粘合。

II.9.3 检修项目与质量标准

依据 GB/T 8564 和 DL/T 5038 确定，见表 H.1。

表 H.1 发电机机械部分检修项目与质量标准表

序号	项目及内容	质量标准
1	定子检查维护	
1.1	检查定子机座和铁芯	铁芯压紧螺栓紧固力矩为规定值, 焊缝完好, 机座及铁芯无异常损伤, 铁芯结合应严密, 无铁锈, 背压板不松动
1.2	检查定子绕组及槽口部位	检查单个定子绕组在冷态下的直线条宽度及铁芯的槽宽尺寸, 应符合设计规定
1.3	检查定子槽楔	槽楔应与绕组及铁芯齿槽配合紧密, 槽楔打入后, 靠铁芯上下端的一块槽楔应无空隙, 其余每块槽楔有空隙的长度, 不应超过槽楔长度的 1/2, 否则应加垫条塞紧, 槽楔不应凸出铁芯, 槽楔的通风口应与铁芯通风沟一致, 其伸出铁芯槽口若长度及绑扎, 应符合设计要求
1.4	检查、修理挡风板	挡风板符合设计要求
1.5	检查或更换背压板	背压板符合设计要求
1.6	全面检查、处理端部接头、垫块及绑线	并头套、铜楔和铜线导电部分, 应结合严密; 铜楔与并头套之间的间隙, 一般不大于 0.5mm, 局部间隙允许 0.5mm, 焊块表面应光滑, 无披锋、气孔及空洞, 绑线接头绝缘包扎应密实, 厚度符合设计要求
1.7	检查绕组, 进行故障排查处理	绕组应完整, 绝缘无破损、胀歪及开裂等现象, 绕组表面无油污
1.8	检查和清扫定子通风沟	通风沟畅通, 无杂物、灰尘等
1.9	定子清洗	参照 H.3.4.2
1.10	定子上下游法兰检查、处理	法兰面应光洁无毛刺
1.11	定子上下游法兰螺栓和销钉检查或更换	螺栓和销钉如有损坏, 则更换
1.12	定子上下游法兰密封更换	满足密封要求
1.13	定子法兰圆度检查、调整	各道法兰的圆度, 分八点测其直径, 圆度偏差满足设计和规范的要求
1.14	检查定子排水管是否堵塞	畅通无阻
1.15	定子上下游组合面检查	合缝间隙用 0.05mm 塞尺检查, 不能通过; 允许有局部间隙, 用 0.15mm 塞尺检查, 深度不应超过组合面高度的 1/3, 总长不得超过周长的 20%; 组合螺栓及销钉周围不应有间隙, 组合缝处的安装面错牙一般不超过 0.10mm
2	转子检查维护	
2.1	检查中心体、轮臂焊缝, 组合螺栓	螺栓紧固, 结构焊缝与铆焊点无裂纹, 磁轭无松动
2.2	检查磁极、磁极梁、磁极接头、罩后环	绕组应完整, 绝缘无破损、胀歪及开裂等现象, 绕组表面无油污
2.3	清洗转子(包括通风沟)	转子各部清扫干净
2.4	检查、处理制动环	制动环表面无毛刺, 螺栓头与磁轭制均未突出制动环表面, 油污灰尘应清理干净
2.5	检查、处理转子锁定装置	机构操作灵活, 无卡阻
2.6	处理磁极绕组匝间绝缘	绝缘满足设计要求
2.7	转子滑环打磨	滑环处的摆度应不大于 0.2mm; 滑环表面符合设计要求
2.8	测量发电机空气间隙	定子与转子空气间隙应均匀, 每个磁极不同位置应取 3~4 次(每次将转子旋转 90°) 测量值的算术平均值; 各间隙与平均间隙之差, 不应超过平均间隙值的 ±8%, 不符合要求, 需进行调整
2.9	调整机座轴系(包括变压器装设油管)	符合设计要求
3	灯炮头垂直支撑检查维护	
3.1	支撑部件拆卸	按顺序拆卸, 不能损坏设备

表 H.1 发电机机械部分检修项目与质量标准表 (续)

序号	项目及内容	质量标准
3.2	所有基础板检查维护	螺栓紧固, 除锈防腐
3.3	所有接触球向检查维护	接触面积在 70% 以上, 所有球面涂润滑油脂
3.4	所有密封更换	满足密封要求
3.5	支撑部件回装	按顺序回装, 不能损伤设备, 螺纹涂润滑油脂
3.6	螺栓扭紧力和伸长值检查	螺栓扭紧力为规定值, 伸长值不小于规定值
4	灯泡头水平支撑检查维护	
4.1	支撑部件拆卸	按顺序拆卸, 不能损伤设备
4.2	所有基础板检查维护	螺栓紧固, 除锈防腐
4.3	接触面检查维护	接触面积在 70% 以上, 球面涂润滑油脂
4.4	所有密封更换	满足密封要求
4.5	支撑部件回装	按顺序回装, 不能损伤设备, 螺纹涂润滑油脂
4.6	螺栓扭紧力和伸长值检查	螺栓扭紧力为对应规定值

H.9.4 发电机检修一般技术要求

H.9.4.1 发电机定子检修

- a) 定子线棒每个并头套的接触电阻应不大于同长度导电电阻的 120%；外表检查无明显孔洞和缝隙。
- b) 定子线棒绝缘层不应有裂纹和机械损伤等异常现象。
- c) 绕组外表无灰尘, 无油垢, 无异物, 绝缘无损伤, 无电腐蚀现象; 绕组漆层完好无严重脱落现象, 柜别支别, 编号正确。
- d) 定子绕组端部绑线应紧固, 无松动和断裂, 绑线上的环氧树脂漆应刷透。
- e) 定子汇流排接头事先搪锡, 螺栓连接后用 0.05mm 塞尺检查, 塞入深度不得超过 6mm; 焊后无气孔、夹渣, 表面光滑, 测其直流电阻不应大于同母线的电阻值。
- f) 定子槽楔应与线棒及铁芯齿槽配合紧密靠下部铁芯 1/3 的部位应无空洞, 其余部分有空洞的长度也不应超过每块槽楔长度的 1/3。
- g) 定子支持环焊接后其圆度应符合图纸要求, 高度差为 2mm; 支持环原有绝缘与新包绝缘连接处应削成斜坡, 绝缘包扎必须紧密并经过 1.5 倍额定电压交流耐压通过。
- h) 定子引线固定紧固, 接头无过热及电晕现象, 绝缘良好。
- i) 定子绕组上、下槽口部位无电腐蚀粉尘; 硅钢片无松动、断裂现象, 线棒无磨损, 铁芯保持清洁、干燥。
- j) 定子测温装置、铂热电阻等应无松动、断裂、磨损等异常现象, 整体保持清洁、完整。

H.9.4.2 发电机定子清洗及检修工艺要求

H.9.4.2.1 发电机的有源零件宜保持清洁。

H.9.4.2.2 清洗过程如下:

- a) 使用带软塑料的喷嘴或橡胶喷嘴的吸尘器, 以免绝缘受到损伤。
- b) 如果以上的方法不能去除污染物的话, 可将清洁剂喷到污垢层上, 将之浸湿, 然后用清洗抹布或刷子小心的清洗表层。
- c) 清洗固定片核心的通风道时, 应使用适合管道进入的刷子, 注意不应损害固定片绕组的表面。

H.9.4.2.3 工具与材料如下:

- a) 带塑料或橡胶喷嘴的真空吸尘器。
- b) 不同尺寸的刷子和条块（非金属）。
- c) 清洗抹布。
- d) 对环境无害并经检测的清洁剂，使用这些清洁剂时，应提供附加的通风设备。

H.9.4.2.4 烘干。完成发电机零件的清洗工作后，尤其是绕组要用多个热风机加热，确保绝缘零件不会局部过热。

H.9.4.2.5 定子吊装到位后注意事项如下：

- a) 粗测量空气间隙并进行调整，直至定、转子空气间隙合格为止，再次检查上、下游各自的密封盘根是否在盘根槽内，对称同时把紧定转子下游法兰与管型座组合螺栓。
- b) 松开吊钩，测量空气间隙，调整时可适当松开定子与管型座把合螺栓，利用千斤顶进行圆度调整，最终空气间隙符合规范要求。

H.9.4.3 发电机转子检修

- a) 转子磁极绕组无灰尘，油垢，漆层无严重脱落现象。
- b) 磁极绕组新安装后，在压紧状态下弹簧铁压板应与极身相平，正负误差不应超过 1mm；并要求通过交流耐压试验。
- c) 阻尼环导电面清洁，并插有焊锡；阻尼接头铜片无断裂，无开锡，螺栓紧固，防松锁片应锁上。
- d) 磁极主绝缘更换后单个磁极绝缘电阻应大于 5MΩ。
- e) 转子引线固定可靠，接头无过热及电晕现象，绝缘良好。

H.9.4.4 集电环检修

- a) 清扫检查集电环，要求清洁，无异常，滤网干净。
- b) 更换集电环碳刷，要求表面吻合，接触面积达 3/4 以上，安装正确，碳刷长度达 1/3 以上，动作灵活。
- c) 集电环表面不应有麻点或凹沟，当凹沟大于 0.5mm 且运行中碳刷冒火或出现响声无法消除时，应车削或研磨集电环。
- d) 只能在停机时更换碳刷，更换碳刷后，用纱布条沿转动方向擦拭集电环，直至碳刷表面集电环的轮廓线已经完全复原。

H.9.4.5 喷漆工作的技术要求

喷漆工作根据检修中更换绕组与处理接头的数量，以及绕组漆层损坏的情况，确定定子或转子局部或全部喷漆；喷漆相应部位彻底清扫，绝缘表面不应有灰尘、油垢，喷漆后要求漆膜均匀，外表光亮，不可出现滴漏，流挂现象。

H.10 灯泡头拆装

H.10.1 灯泡头拆装安全技术措施

- a) 准备工作如下：
 - 1) 制作灯泡头落位的辅助支撑，保证泡头不与机坑地面相碰，同时保证灯泡头落到机坑后可以固定牢靠。
 - 2) 在上游检修闸门和泡头前临时各作一吊点，保证灯泡头向上游拉动时的固定受力。
- b) 灯泡头的拆除工作如下：

- 1) 桥机的主钩用满足要求的钢丝绳吊住灯泡头主侧的吊点。
 - 2) 拆除灯泡头的垂直支撑和侧向支撑的螺栓。
 - 3) 拆卸灯泡头与定子法兰之间的连接螺栓。
 - 4) 桥机将灯泡头慢慢落入机坑。
 - 5) 灯泡头落在辅助支撑上做固定处理。
- c) 灯泡头的安装工作如下：
- 1) 利用桥机将灯泡头慢慢吊起，安装定位销钉。
 - 2) 安装灯泡头的垂直支撑和侧向支撑。
 - 3) 把合灯泡头与定子法兰之间的连接螺栓。
 - 4) 将灯泡头与定子法兰之间的连接螺栓、垂直支撑和侧向支撑的螺栓按要求扭矩拧紧。
 - 5) 清理机坑各吊装工具。

H.10.2 灯泡头拆装设备与工具

- a) 设备：厂房桥机、焊机等。
- b) 工具：千斤顶、大锤、扳手、手拉葫芦、钢丝绳、卸扣等。
- c) 其他设备与工具。

附录 I
(资料性附录)
A 级检修项目

表 I.1 A 级检修项目表

序号	机组 A 级检修项目及内容
1	检修前的准备工作
1.1	机组进口水口工作(或检修)闸门、尾水闸门检查及维护
1.2	尾水门机等启闭设备检查、试验
1.3	坝顶门机检查、试验
1.4	关闭进口水口工作(或检修)闸门,打开流道放空阀进行流道排水
1.5	电站低压气机及管路检查、试验
1.6	厂房桥机检查、试验
1.7	检修所需的备件、工器具及材料准备;试验仪器、量具器具检验;检修工装检查维护
2	流道内设备
2.1	检查进口及尾水闸门的密封情况
2.2	导叶间隙检查,导叶轴套漏水情况检查,导叶空蚀及磨蚀情况检查处理
2.3	转轮室、尾水管里衬、转轮空蚀和磨蚀检查处理
2.4	检查具有填充材料的区域,视情况进行补充
2.5	检查前流道(导流板)、冷却室(板式冷却器)、灯泡头、灯泡体、主支撑、斜向支撑、转轮室、尾水管等部件
2.6	检查伸缩节、转轮室等部件漏水情况,并进行处理
2.7	流道内金属结构防腐
2.8	流道放空阀检查
2.9	清扫、检查维护流量表计管路,并对管路进行除锈防腐处理
3	水轮机导轴承
3.1	测量轴承间隙
3.2	解体、清扫、检修轴承盖
3.3	清扫、检查并检修轴承瓦
3.4	清扫、测量轴颈
3.5	检修扇形板
3.6	清扫油盆,检查渗漏
3.7	检查、更换油刮片、刮环等零部件
3.8	更换所有密封件
4	主轴密封
4.1	解体、清扫主轴密封
4.2	检修并视情况更换检修密封(空气密封)
4.3	检修并视情况更换工作密封,更换工作密封时,应进行摩擦副之间的预装
4.4	更换所有密封件
5	导水机构
5.1	对导水机构润滑部分加注润滑油
5.2	拆装、检修更换导叶套筒上下轴套及密封
5.3	检查、修补导叶局部空蚀、磨蚀区域
5.4	测量与钩板接力器连接行程

表 L1 A 级检修项目表(续)

序号	机组 A 级检修项目及内容
5.5	分解, 检查推力器, 更换所有密封, 并进行耐压试验或更换活塞环
5.6	检查、修补并研磨导叶轴颈
5.7	解体并清扫, 检查拐臂(螺栓扭矩检查)和连杆, 测量轴销轴套, 更换磨损件
5.8	检查、修补断路器及励磁信号器
5.9	管型座检查、处理
5.10	控制环及法兰面检查、处理
5.11	所有螺栓的紧固性检查
5.12	测量及调整导叶端、立面间隙
6	转轮
6.1	拆卸转轮室、转轮叶片、泄水锥, 转轮体等设备及其附件
6.2	转轮拆卸(包括叶片拆卸、叶片吊装和转轮吊装)
6.3	转轮检查处理, 并进行密封、动作、耐压试验
6.4	叶片与转轮连接处探伤检查
6.5	转轮回装(包括叶片回装和转轮吊装)
6.6	更换转轮叶片密封胶圈
6.7	转轮体及操作油系统充油后, 检测叶片动作情况及检查密封装置漏油情况
6.8	转轮叶片与转轮室间隙检查测量和调整
6.9	转轮室检修或处理
7	主轴及操作油管
7.1	拆装主轴保护罩, 检查或处理转子侧和转轮侧法兰处轴颈漆层
7.2	进行主轴法兰着色渗透检查
7.3	检查主轴的表面保护情况, 根据情况除锈刷漆
7.4	机组受油器小轴(与主轴连接)安装调整
7.5	转轮与主轴连接处探伤检查, 主轴与发电机转子连接处探伤检查
7.6	主轴水平测量及轴线调整
7.7	操作油管检查及安装调整
8	调速系统
8.1	调速检查及机械性能试验
8.2	试验、调整分段关闭阀(旁通阀组)
8.3	试验、调整过速飞摆装置
8.4	测量并调整调速系统死行程
8.5	短路电气部分检查及试验
8.6	导叶全关限位开关, 安全连杆限位开关功能检查
8.7	测量及调整接力器行程、导叶开度关系曲线
8.8	调速器特性试验
8.9	转轮协联特性试验, 检测及调整协联关系曲线
8.10	测量和调整导叶、转轮叶片的开关时间
8.11	检查或更换调速装置
8.12	有故障的液压阀等部件更换
8.13	调速器开关量及模拟量输入/输出检查

表 1.1 A 级检修项目表(续)

序号	机组 A 级检修项目及内容
8.14	调速器出口继电器校验
8.15	调速器电源模块校验
8.16	调速器残压测频回路检查
8.17	调速器电路板检查、维护
8.18	电气过速保护功能检查
8.19	导叶、轮叶反馈装置检查校验
8.20	油位、油压开关设定值及回路检查
8.21	油箱液位控制器检查
9	油压装置和漏油装置
9.1	解体, 检查及清洗调速器系统各管路和零部件
9.2	清扫, 检查、处理压油罐、贮油柜、漏油箱并防腐
9.3	清扫、检查油过滤器或更换
9.4	检查、清洗、修理及试验液压阀组, 必要时更换
9.5	清扫, 检查油冷却器并进行耐压试验, 必要时更换
9.6	调速系统滤网过滤及充油
9.7	调速系统透平油化验
9.8	对调速系统进行油泄漏试验
9.9	压油罐自动补气装置的检查试验
9.10	检查、维护油泵
9.11	油泵电机检查及试验
9.12	压油罐安全阀校验
9.13	压力变送器及自动化元器件检查
10	受油器
10.1	拆装受油器
10.2	分解、检查或更换受油器各部轴瓦
10.3	检查转输接力器操作前管的连接情况
10.4	更换受油器所有密封件
10.5	检查或更换受油器绝缘垫片
10.6	受油器组装后检查其绝缘
10.7	受油器盘车检查
11	定子(含港头)
11.1	拆装发电机灯泡头及相关设备
11.1.1	发电机灯泡头拆卸
11.1.2	拆流道盖板、导流板、冷却器、灯泡头竖杆、灯泡头主支撑、灯泡头侧向支撑
11.1.3	拆卸发电机定子
11.2	定子清洗
11.3	定子检修
11.3.1	检查、维护定子机座和铁芯
11.3.2	检查定子端部及其支持结构, 修理齿压板
11.3.3	检查、维护定子绕组及槽口部位

表 I.1 A 级检修项目表 (续)

序号	机组 A 级检修项目及内容
11.3.4	检查及修理挡风板、灭火装置、除湿器、加热器、风机
11.3.5	校验或更换测量(包括测温)元件
11.3.6	全面处理端部接头、垫块及焊缝
11.3.7	检查, 处理分瓣定子合缝, 检测并处理定子椭圆度
11.3.8	进行绝缘防腐处理
11.3.9	检查和处理定子槽, 检查和清扫通风沟
11.3.10	定子回装
11.4	灯泡头回装
11.4.1	清洗检查法兰面, 更换密封胶圈
11.5	清理盖板、导流板、冷却器、灯泡头竖井、灯泡头主支撑、灯泡头侧向支撑回装
11.6	发电机消防系统检查, 试验, 元器件检查更换
11.7	发电机中性点设备检查维护
11.8	检查定子底部排水管
12	转子
12.1	转子拆卸
12.2	转子检查维护
12.2.1	转子清洗
12.2.2	检查转轮体、轮臂焊缝, 组合螺栓
12.2.3	检查、处理制氢环
12.2.4	检查、处理转子锁定装置
12.2.5	检查、调整滑环电刷装置及引线
12.2.6	磁极检查或处理
12.3	转子回装
13	组合轴承及轴承油系统
13.1	检查推力轴承转动部分、油管路部分、轴承座及附件
13.2	检查、维护发电机组合轴承轴瓦
13.3	检查、处理轴承绝缘
13.4	检查、维护油冷却器
13.5	清洗油管路和零部件
13.6	清扫、检查高压油顶起装置
13.7	检查、处理除油装置(包括管路疏通)
13.8	清扫、检查、处理轴承低位高位油箱并防腐
13.9	清扫、检查油过滤器
13.10	箱体检查, 清洗、修理及试验液体阀组, 必要时更换
13.11	主供油阀检查及动作试验
13.12	轴承油系统滤网过滤
13.13	轴承油系统滤网净化
13.14	检查、维护油泵
13.15	油泵电机(包括油泵风机的电机)检查及试验
13.16	轴承油系统循环

表 L.1 A 级检修项目表 (续)

序号	机组 A 级检修项目及内容
14	励磁系统
14.1	清扫、检查, 维护励磁装置柜
14.2	励磁调节器、功率柜、灭磁柜各箱板及元件等检查试验
14.3	检查并校验各继电器、接触器
14.4	励磁变压器、制动变压器检查试验
14.5	二次回路绝缘测试
14.6	检查维护励磁风机
14.7	励磁调节器特性试验
14.8	空载模拟、空载及负荷工况下试验
15	发电机通风及冷却系统
15.1	发电机通风及冷却系统机组主要设备(空气冷却器、水泵、风机等)拆装及维护
15.2	冷却水系统的自动化元器件、管路及部件拆装与维护
15.3	发电机冷却水系统冲洗
15.4	对空气冷却器进行检查、清扫、防腐、水压试验
15.5	对冷却水系统管路进行水压试验
15.6	轴流风机检查、维护
15.7	对水冷却器进行检查、清洗及水压试验
15.8	检查、维护水泵及电机
15.9	检查、维护膨胀水箱
15.10	安全阀、压力表计、温度计校验
16	制动装置
16.1	机械制动装置拆装及维护
16.2	测量与调整制动器板与制动环间隙
16.3	制动柜内气动部件的清扫、检查或更换
16.4	检查制动系统管路、阀门并进行压力试验
16.5	进行制动系统模拟动作试验
17	电气一次设备检查、维护
17.1	发电机定子引出线(磁力电缆)及附件拆装
17.2	发电机转子励磁电缆、滑环及附件拆装
17.3	检查、维修发电机出口开关
17.4	检查、维修出口刀闸、电缆、电流互感器、电压互感器、避雷器、出口短路刀闸、中性点电阻抗器
17.5	发电机电气柜清扫
17.6	电气一次设备安全接地检查维护
17.7	所有连接螺栓紧固性检查
17.8	检查、修复电缆防火系统
17.9	测试电气设备接地系统
17.10	检查、测试母线及高压电缆绝缘特性
17.11	机组动力电源柜清扫
17.12	机组动力电源柜进线开关动作试验
18	自动化装置及自动化回路

表 1.1 A 级检修项目表(续)

序号	机组 A 级检修项目及内容
18.1	机组同侧装置及系统检查试验
18.2	同期装置检查
18.3	同期回路检查、试验
18.4	调速器压力油罐自动补气装置回路(包括自动化元件)检查试验
18.5	机组高压顶起控制回路(包括自动化元件)检查试验
18.6	机组轴承油系统控制回路(包括自动化元件)检查试验
18.7	机组冷却水系统控制回路(包括自动化元件)检查试验
18.8	机组水力测量系统回路检查、试验测量元件校验
18.9	检查、试验及修理各种仪表和变送器,检测原始测点
18.10	液压系统压力开关、压力传感器检查校验、流量计送检
18.11	高、低位油箱及漏油箱油温控制装置处理,更换测温探头及温控器
18.12	检查机组在线监测系统,对测量传感器进行校验标定,备份系统程序及检测报告
18.13	机组温度测量系统,测温元件检查、维护及校验、温度表的校验、零点和校准
18.14	测量柜内的二次回路检查及维护继电器校验
19	计算机监控系统
19.1	下位机的数据和程序备份
19.2	模块清扫、检查(拆卸检查)
19.3	现场单元柜检查维护
19.4	网络设备检查及双环网测试、光纤检查 SMI 总线通信检查
19.5	硬件接口检查、电缆及其接口检查
19.6	系统诊断检查
19.7	I/O 点核对、检查;模块输入输出特性检查
19.8	逻辑程序检查、软件功能测试
20	与机组相关的辅助设备油、气、水管路除锈刷漆
20.1	发电机冷却水系统设备、管路及附件除锈刷漆
20.2	水轮机调速器系统设备、管路及附件除锈刷漆
20.3	机组轴承油系统设备、管路及附件除锈刷漆
20.4	机组气系统设备、管路及附件除锈刷漆
20.5	其他相关部件除锈刷漆
21	机组检修后整套试运行试验
21.1	机组无水试验
21.1.1	各系统、部件检查、试验
21.1.2	冷却水系统试验
21.1.3	轴承油系统试验
21.1.4	保护、自动装置系统联动试验
21.1.5	调速器操作污和轴承润滑油系统循环
21.2	无水试验
21.3	有水试验
21.3.1	启动试验
21.3.2	自动开停机试验

表 L.1 A 级检修项目表(续)

序号	机组 A 级检修项目及内容
21.3.3	扰动试验
21.3.4	过速试验
21.3.5	发电机短路特性试验
21.3.6	发电机空载特性试验
21.3.7	甩负荷试验
21.3.8	热稳定试验
21.4	机组连续运行不少于 24h, 其中 6~8h 满负荷试运行

附录 J
(资料性附录)

主要安全风险点防范措施

表 J.1 机组检修主要安全风险点及防范措施表

序号	安全风险点	可能发生的后果	防范措施
1	调速器压力油罐排气及系统排油	损坏设备, 产生油雾, 失火	排气阀及排油阀开度适当; 专人监护; 直至排空
2	发电机定、转子吊装	设备坠落, 设备受损, 人身伤害	严格执行起重规程及有关规定
3	导水机构吊装	设备坠落, 设备受损, 人身伤害	严格执行起重规程及有关规定
4	主轴吊装	设备坠落, 设备受损, 人身伤害	严格执行起重规程及有关规定
5	水轮机转轮及叶片吊装	设备坠落, 设备受损, 人身伤害	严格执行起重规程及有关规定
6	灯泡头吊装	设备坠落, 设备受损, 人身伤害	严格执行起重规程及有关规定
7	灯泡头进入孔吊装	设备坠落, 设备受损, 人身伤害	严格执行起重规程及有关规定
8	压力油系统充油、建压	设备受损, 人身伤害	严格执行有关规程, 防止过压
9	发电机电气试验	设备受损, 人身触电伤害	严格执行电气试验规程
10	流道内工作	缺氧窒息, 人员坠落	做好通风措施, 搭设脚手架, 至少两人一起工作
11	发电机绝缘工作	人员缺氧、中毒, 人员坠落	确认 CO ₂ 系统没有投入, 做好通风措施, 搭设脚手架, 至少两人一起工作
12	机组盘车	设备受损, 人身伤害	严格执行有关规程, 防止失控
13	流道充水	水淹厂房, 设备受损	严格执行工作票、操作票制度
14	启动试运行	设备受损, 人身伤害	严格执行有关规程及调试大纲

表 J.2 机组 A 级检修项目危险点控制卡

编号: _____ 时间: 年 月 日

危险点项目	危险等级
项目负责人	工作负责人
可能发生的后果:	
所做的主要安全措施:	
需注意的事项:	

注: 本表需由项目负责人根据危险点的辨识填写, 由工作负责人具体落实相关事项。

附录 K
(资料性附录)

A/B 级检修评价和机组主要设备检修总结报告

K.1 A/B 级检修评价报告

K.1.1 机组主要参数。

K.1.2 检修等级和进度：

计划：____年____月____日到____年____月____日，进行第____次____级检修，共计____天。

实际：____年____月____日到____年____月____日，共计____天。

K.1.3 工时：

计划：____工时，实际____工时。

K.1.4 检修费用：

计划：____万元，实际：____万元。

K.1.5 检修与运行情况统计表 K.1。

表 K.1 检修与运行情况统计表

上次 A/B 级检修结束至此次 A/B 级检修开始	运行小时数 (h)	
	备用小时数 (h)	
	C/D 级检修次数 (次)	
	停用小时数 (h)	
	日历小时 (h)	
	可用小时数 (h)	
	等效可用系数 (%)	
	最长连续可用时间 (天)	
	最短连续可用时间 (天)	

K.1.6 检修后机组主要设备评价如下：

- a) 项目执行情况：项目完成情况；重大设备缺陷消除情况；不符合项的处理情况；检修中发现问题的处理情况；检修不良返工率、人为部件损坏率等。
- b) 检修工期完成情况：计划检修工期完成情况；非计划项目工期的合理安排；发现特殊情况延长工期的申请和批复等。
- c) 安全情况：考核检修期间安全情况；检修过程的安全措施及其执行情况等。
- d) 验收评价：评价检修项目验收优良率和 H 点、W 点检查情况。
- e) 单体试转、系统试转和整体试转：单体试转一次成功率；整体试转一次成功率；试转设备健康状况（如旋转设备振动情况、设备泄漏情况、检修后设备完整性）等。
- f) 现场检修管理：文明施工；检修设备按规定放置；工作现场清洁、有序。
- g) 检修准备工作：检修施工计划完整；技术措施合理到位；检修工具备件准备；材料备件计划及时性等。
- h) 技术管理：检修记录、异动报告完整及时。

K.1.7 机组主要设备评价和检修工程评估如下：

- a) 投运后的可靠性评价：机组启动成功率；非计划降负荷率；调峰范围及运行灵活性；设备缺陷发生项数及主要缺陷。
- b) 技术经济指标评价如下：
 - 1) 工时管理。工时计划正确率；超时和节约工时分析；各技术工种配备合理性；等级工、辅

助工配备的合理性；紧缺人员培训计划制定。

- 2) 材料管理。库存材料、备件的合理储备；采购计划的正确性；采购网络通畅；交货价格信息正确性。
- 3) 费用管理。费用结算情况；各项目预算超支和节约原因分析；各费用入账正确；总预算费用控制等。
- 4) 技术评价。检修目标完成情况；新设备、新技术选用正确性；设备状态诊断的正确性；设备健康状况和设备性能试验评价；设备主要存在问题及今后的技术措施；外借和外包人员选用、各种合同条款合理性等。

K.2 水轮机 A/B 级检修总结报告

K.2.1 水轮机主要参数

K.2.2 概况

a) 停用日数：

计划：____年____月____日至____年____月____日，进行第____次____级检修，共计____天。

实际：____年____月____日至____年____月____日报竣工，共计____天。

b) 工时：

计划：____工时，实际：____工时。

c) 检修费用：

计划：____万元，实际：____万元。

d) 运行情况见表 K.2。

表 K.2 水轮机运行情况统计表

上次检修结束至本次检修开始	运行小时数 (h)	
	备用小时数 (h)	

e) 检修项目完成情况见表 K.3。

表 K.3 水轮机检修项目完成情况统计表

内容	合计	检修项目	技术改造项目	增加项目	减少项目	备注
计划数						
实际数						

f) 质量验收情况见表 K.4。

表 K.4 水轮机检修质量验收情况统计表

内容	目点			W 点			不符合项通知单 合计	验收
	合计	合格	不合格	合计	合格	不合格		
计划数								
实际数								

g) 检修前、后主要运行技术指标见表 K.5。

h) 检修工作评语。

K.2.3 简要文字总结

a) 施工组织与安全情况。

表 K.5 检修前、后主要运行技术指标统计表

序号	指标项目	单位	检修前	检修后
1	换算到设计水头下出力	MW		
	开度	%		
	效率	%		
	耗水率	m ³ /(kW·h)		
2	振动	μm		
	摆度	μm		
	发电机向振动位移	μm		
	水导径向振动位移	μm		
	主轴轴向位移	μm		
3	机组运行温升 (记录其中最大值)			
	号推力瓦	℃		
	号上导瓦	℃		
	号下导瓦	℃		
	号水导瓦 (油桐槽)	℃		
	定子绕组最高温度	℃		

- b) 检修文件包及工序卡应用情况。
- c) 检修中消除的设备重大缺陷及采取的主要措施。
- d) 设备的重大改进的内容和效果。
- e) 人工和费用的简要分析 (包括重大特殊项目人工及费用)。
- f) 检修后尚存在的主要问题及准备采取的对策。
- g) 试验结果的简要分析。
- h) 其他。

专业负责人

运行管理单位生产负责人

K.3 发电机 A/B 级检修总结报告

K.3.1 发电机主要参数

K.3.2 概况

- a) 停用日数：
计划：____年__月__日至____年__月__日，进行第__次__级检修，共计__天。
实际：____年__月__日至____年__月__日报竣工，共计__天。
- b) 人工：
计划：____工时，实际：____工时。
- c) 检修费用：
计划：____万元，实际：____万元。
- d) 运行情况见表 K.6。

表 K.6 发电机运行情况统计表

上次检修结束至本次检修开始	运行小时数 (h)	备用小时数 (h)

e) 检修项目完成情况见表 K.7。

表 K.7 发电机检修项目完成情况统计表

内 容	合计	检修项目	技术改造项目	增加项目	减少项目	备注
计划数						
实际数						

f) 质量验收情况见表 K.8。

表 K.8 发电机检修质量验收情况统计表

内 容	H 点			W 点			不符合项通知单	三检验收
	合计	合格	不合格	合计	合格	不合格	合计	
计划数								
实际数								

g) 检修工作评语。

K.3.3 简要文字总结

- a) 施工组织与安全情况。
- b) 检修文件包及工序卡应用情况。
- c) 检修中消除的设备重大缺陷及采取的主要措施。
- d) 设备的重大改进的内容和效果。
- e) 人工和费用的简要分析（包括重大特殊项目人工及费用）。
- f) 检修后尚存在的主要问题及准备采取的对策。
- g) 试验结果的简要分析。
- h) 其他。

专业负责人 _____

运行管理单位生产负责人 _____

附录 L
(资料性附录)

机组 A/B 级检修全过程管理程序框图

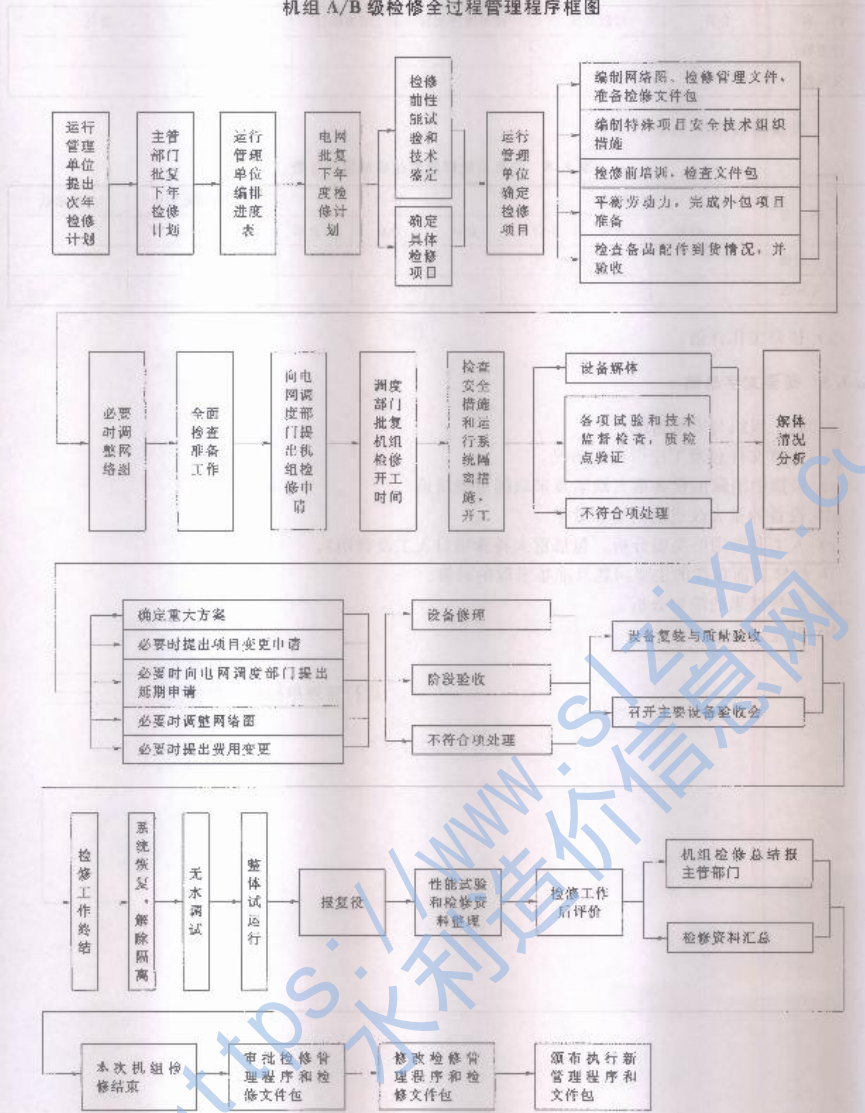


图 L.1 机组 A/B 级检修全过程管理程序框图

附录 M
(资料性附录)
机组安全性评价内容

表 M.1 水轮发电机组安全性评价内容

项 目	安全性评价内容
1. 水轮发电机组整体运行工况	(1) 各部位的摆度值是否在标准范围内。 (2) 各部位的振动值是否在标准范围内。 (3) 蜗道进口压力、导叶前压力、导叶后压力、压力脉动、尾水出口压力等的监测是否完善。 (4) 导叶开启或关闭过程中,导叶接力器行程是否存在卡滞或其他异常状况,控制环、拐臂等转动是否灵活,控制环是否存在跳动现象。 (5) 灯笼头、定子、管形座、导水机构、转轮室、尾水管等法兰面,导叶轴头等是否存在异常漏水现象。 (6) 各轴承的运行温度是否在规程允许范围之内。 (7) 定子绕组、铁芯、热风、冷风等运行温度是否在规程允许范围内,定子、转子是否存在局部过热、温升异常现象。 (8) 各轴承是否存在漏油现象。 (9) 制动装置: 1) 各制动器严密性是否满足标准要求。 2) 制动器与转子刹车环之间的间隙是否符合设计要求。 3) 制动系统管路、阀门及组件等是否存在渗漏现象。 4) 停机时是否能准确投入制动并自动复位
2. 水轮发电机组本体技术状况	(1) 转轮: 1) 转轮叶片空蚀或腐蚀状况(指空蚀或腐蚀的深度、面积、体积或质量等)是否严重。 2) 泄水锥紧固螺钉是否存在个别松动现象,加固焊缝是否裂开。 3) 转轮叶片是否有裂纹、变形,转轮和水轮机主轴连接螺栓的安装是否符合要求。 4) 转轮与转轮室间隙是否在设计允许的范围内。 (2) 导水机构: 1) 导叶状况:导叶正面磨擦面及背面空蚀或腐蚀量(包括空蚀或腐蚀的深度、面积、体积或质量等)是否严重;导叶到水面是否完整无损,蜗壳及立面间隙值是否超标。 2) 导叶接力器:导叶接力器安装是否符合要求,地脚螺栓是否存在松动现象;接力器动作是否灵活,漏油量是否超标;接力器压紧行程是否在限值之内;带锁锭的导叶接力器,其锁锭装置是否能正常投入与切除。 3) 拐臂连杆连接螺栓紧固,不松动,安全装置及信号装置完好。 4) 重锤完好,卸压装置正确。 (3) 水导轴承及主轴密封: 1) 水导轴承是否存在下列缺陷:漏油;轴瓦温度过高超限或接近限值;轴瓦瓦面脱胎龟裂等未彻底处理;轴瓦间隙超标;瓦面接触点超出规定范围,局部不接触面积超过标准。 2) 主轴密封排水量是否超标。 (4) 转轮室及尾水管:转轮室空蚀、磨损状况是否严重,表面是否完好,拼接焊缝是否存在缺陷;尾水管管壁空蚀,磨损状况是否严重。 (5) 发电机转子各磁极的磁极键或紧固螺栓是否存在松动,点焊是否牢固。 (6) 大轴、转子支架是否有裂纹等缺陷。 (7) 转子刹车环及固定螺钉是否存在隐患。 (8) 与推力头配合的发电机主轴轴颈,在近期的检修时是否进行过探伤检测,探伤报告和记录等资料是否齐全。 (9) 组合轴承: 1) 推力轴承:合金瓦,各块瓦面是否完整无损,各瓦受力是否均匀,瓦面接触点及接触面积是否在标准范围内;弹性金属塑料瓦,各瓦块瓦面是否完整无损,是否存在脱胎、脱落、裂纹等缺陷;各瓦受力是否均匀,瓦面空箱值是否超过标准。 2) 导轴承:瓦面是否完整无损,是否存在脱胎、脱落、裂纹等缺陷;瓦面接触点及接触面积是否在标准范围内;各导轴承轴瓦间隙调整值是否符合设计要求
3. 计划检修	水轮发电机组是否按期检修,应修项目是否未修

表 M.1 水轮发电机组安全性评价内容(续)

项 目	安全性评价内容
4. 设备标志及技术资料	(1) 设备编号及标志。 1) 阀门编号及开关方向是否齐全清晰。 2) 管道涂色和色环、介质名称及流向标志是否齐全清晰。 3) 机组主要设备及辅助设备名称编号及转动方向是否齐全清晰。 4) 操作盘、仪表盘上控制开关、仪表保险、二次回路连接片名称是否齐全、清晰, 仪表额定值处是否刻有红线。 (2) 技术资料。 1) 设备检修总结是否及时完善。 2) 设备的技术档案是否齐全, 内容是否完整、准确。

表 M.2 机组辅助设备安全性评价内容

项 目	安全性评价内容
1. 调速系统	(1) 调速器。 1) 调速器电气柜是否有定期测量试验记录, 是否存在影响运行的隐患。 2) 电气柜工作电源和备用电源能否实现自动切换。 3) 调速装置输入信号消失时, 机组能否保持所带的负荷, 并不影响机组的正常或事故停机。 4) 调速器机械柜是否有定期试验记录, 是否存在影响运行的隐患。 5) 伺服机构等动作是否灵活, 是否列入定期检查维护。 6) 调速器开机和关闭时间是否达到规程的要求。 7) 调速器运行是否稳定, 有无摆动现象。 8) 调速器机械部分是否存在卡涩或锈蚀, 调速油的油质是否合格。 9) 紧急停机电磁阀能否正确动作, 是否每半年检查一次。 10) 甩负荷中, 调速器动态品质是否达到要求。 11) 调节装置的特性是否符合线性度要求。 12) 转速死区是否符合标准。 13) 调节装置在电站正常工作状态下是否具有抗各种干扰的能力。 14) 各回路间以及回路与机壳、大地之间的绝缘是否符合要求。 (2) 油压装置。 1) 回油箱是否渗漏, 箱内的滤网是否存在缺陷。 2) 压力油罐的严密性是否符合要求。 3) 油泵及油泵电机是否存在隐患, 运转是否正常, 启动和停止动作是否可靠。 4) 安全阀、工作油泵、备用油泵的动作是否符合要求。 5) 油压降低到事故油压时, 紧急停机的压力继电器是否能按整定值要求正常工作。 6) 压力油罐的自动补气装置及回油箱的前位信号装置、动作是否准确可靠。 7) 用油的质量是否符合有关规定。 8) 压力油罐的油位计指示是否准确, 油位是否在规定范围内。 9) 压力油罐是否按时进行安全检验。
2. 轴承前系统	(1) 主供油阀本体是否存在危及安全运行的隐患及缺陷。 (2) 轴承油泵及油泵电机是否存在隐患; 运转是否正常, 工作、备用油泵自动转换正确。 (3) 轴承润滑油系统低位油箱、高位油箱油位指示是否准确; 油位是否在规定范围内。 (4) 各供回油管密封是否良好, 有无渗漏。 (5) 各轴承供油量是否符合规范要求, 油量指示是否准确。 (6) 油路是否通畅, 油质是否符合规定。 (7) 高压前顶进装置是否能安全可靠地工作。 (8) 油冷装置是否存在漏水现象或其他缺陷, 是否按规定定期进行清洗、检查和做水压试验。
3. 技术供水系统及消防供水系统	(1) 供水系统主备用水源是否安全可靠, 水质是否符合要求。 (2) 供水的水压、流量是否符合设计要求。 (3) 冷却水供水管路、空冷器、油冷器进、出水是否畅通。 (4) 滤水器、滤网是否存在缺陷, 滤水器能否可靠工作。 (5) 水泵是否存在缺陷, 备用水泵能否正常运转, 水泵轴或润滑油的油质、油位是否正常。 (6) 管道、阀门是否存在泄漏现象。

表 M.3 自动化元件安全性评价内容

项 目	安全性评价内容
1. 水轮发电机组 自动化元件	(1) 导轴承及推力轴承油流量是否正常, 流量开关或其他流量变送器信号动作是否灵敏、准确、发信正常。 (2) 正、反推力轴承、导轴承的油温监测装置是否正常。 (3) 定子绕组及铁芯温度信号是否正常。 (4) 转子绕组温度信号是否正常。 (5) 冷、热风箱及漏盖信号是否正常。 (6) 空冷器进冷却水压力信号是否正常。 (7) 制气压力信号是否正常。 (8) 尾水压力信号监测是否正常。 (9) 转轮室压力信号及压力监测是否正常。 (10) 前导室压力信号是否正常。 (11) 振动摆度监测是否正常。 (12) 灯泡头内的烟感、温感信号是否正常
2. 机组辅助设备 自动化元件	(1) 机组巡检、调速器油压信号是否正常。 (2) 压力油罐回油箱油温信号是否正常。 (3) 低油位保护是否正常投入, 并按规定进行定期试验。 (4) 冷却水压力信号是否正常。 (5) 水系统: 1) 冷却水总管、消防供水总管压力信号是否正常。 2) 空冷器、轴承油冷却器进冷却水压力信号、滤水器前后水压力信号、压差信号是否正常。 3) 主轴承密封水压力信号是否正常。 4) 水泵供水压力信号是否正常。 5) 承压信号是否正常。 (6) 注系统: 1) 各机头油箱(油罐)油位、压力监测, 压力信号是否正常。 2) 接力器油压是否正常。 3) 正反推力轴承、导轴承油流量信号是否正常。 4) 回油箱油位信号是否正常。 5) 调速器、电液转换器油压是否正常。 6) 前泵出口滤油器进出口压力是否正常。 (7) 气系统: 1) 空压机压力是否正常。 2) 高压补气报警压力位置启动是否正常。 3) 空压机出口压力是否正常。 4) 中、低压气系统中各压力开关、压力变送器及其他自动化元件是否动作灵敏、准确、发信正常。 5) 调速系统压力油罐自动补气装置是否正常
3. 其他部分	(1) 仪表盘(柜)上的电源开关、熔断器、连接片、端子排的名称和标号是否符合规定。 (2) 电源操作保护装置、自动、信号连接片的投退等有无操作管理制度。 (3) 保护投入率是否达到100%。 (4) 仪表检验率是否达到指标。 (5) 仪表投前合格率是否达到指标。 (6) 仪表台账、检修技术资料、规章制度是否齐全完整

中国水利水电出版社

水利水电技术标准咨询服务中心简介

中国水利水电出版社，一个创新、进取、严谨、团结的文化团队，一家把握时代脉搏、紧跟科技步伐、关注社会热点、不断满足读者需求的出版机构。作为水利部直属的中央部委专业科技出版社，成立于1956年，1993年荣膺首批“全国优秀出版社”的光荣称号。经过多年努力，现已发展成为一家以水利电力专业为基础、兼顾其它学科和门类，以纸质书刊为主、兼顾电子音像和网络出版的综合性出版单位，迄今已经出版近三万种、数亿余册（套、盘）各类出版物。

水利水电技术标准咨询服务中心（第三水利水电编辑室）主要负责水利水电技术标准及相关出版物的出版、宣传、推广工作，同时还负责编辑出版水利水电类科技专著、工具书、文集及相关职业培训教材。

感谢读者多年来对水利水电技术标准咨询服务中心的关注和垂爱，中心全体人员真诚欢迎广大水利水电科技工作者对标准出版及推广工作多提意见和建议，我们将秉承“服务水电，传播科技，弘扬文化”的宗旨，为您提供全方位的咨询服务，进一步做好标准出版工作。

联系电话：010-68317913（传真）

主任：王德鸿 010-68545951 电子邮件：wdh@waterpub.com.cn

主任助理：陈昊 010-68545981 电子邮件：hero@waterpub.com.cn

策划编辑：林京 010-68545948 电子邮件：lj@waterpub.com.cn

王启 010-68545982 电子邮件：wqi@waterpub.com.cn

杨露茜 010-68545995 电子邮件：ylx@waterpub.com.cn

王丹阳 010-68545974 电子邮件：wdy@waterpub.com.cn



155084.967

中华人民共和国水利行业标准
灯泡贯流式水轮发电机组运行检修规范
SL 573—2012

中国水利水电出版社出版发行
(北京市海淀区玉渊潭南路1号D座 100038)
网址: www.waterpub.com.cn
E-mail: sales@waterpub.com.cn
电话: (010) 68367658 (发行部)
北京科水图书销售中心 (零售)
电话: (010) 68363994、63202643、68575374
全国各地新华书店和相关出版物销售网点经售
北京瑞斯通印务发展有限公司印刷

210mm×297mm 16开本 4印张 121千字
2012年8月第1版 2012年8月第1次印刷
印数 001—4000册

书号 155084·967
定价 40.00元

凡购买我社图书，如有缺页、倒页、脱页的，
本社发行部负责调换
其他问题，请与本社水利水电技术标准咨询服务中心联系
电话(传真): (010) 68317913
E-mail: jwh@waterpub.com.cn

版权所有·侵权必究