

抽水蓄能可逆式发电电动机运行规程

1 范围

本标准规定了抽水蓄能可逆式发电电动机（以下简称发电电动机）基本运行工况及工况转换，运行基本技术条件，运行操作，巡视检查、运行监视和运行分析，不正常运行和事故处理的基本要求。

本标准适用于与水泵水轮机直接连接、额定功率 150MW 及以上的三相 50Hz 凸极同步发电电动机。额定功率小于 150MW 及其他型式的发电电动机可参照执行。

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。

GB 755 旋转电机 定额和性能

GB/T 7409.3 同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求

GB/T 7894 水轮发电机基本技术条件

GB/T 8564 水轮发电机安装技术规范

GB/T 10069.1 旋转电机噪声测定方法及限值 第 1 部分：旋转电机噪声测定方法

GB/T 11348.5 旋转机械转轴径向振动的测量和评定 第 5 部分：水力发电厂和泵站机组

GB/T 20834 发电/电动机基本技术条件

DL/T 578 水电厂计算机监控系统基本技术条件

DL/T 873 微型发电机变压器组动态记录装置技术条件

DL/T 5177 水力发电厂继电保护设计导则

3 基本运行工况及工况转换

3.1 运行工况及启动方式

3.1.1 发电电动机运行工况有静止、发电工况、电动工况、发电方向调相工况、电动方向调相工况。

3.1.2 电动工况启动方式有静止变频器（SFC）启动和背靠背启动。

3.2 工况转换基本技术要求

3.2.1 发电电动机运行工况转换有以下几种：

- 静止转发电工况、发电工况转静止。
- 静止转电动工况、电动工况转静止。
- 静止转发电方向调相工况、发电方向调相工况转静止。
- 静止转电动方向调相工况、电动方向调相工况转静止。
- 发电工况转发电方向调相工况、发电方向调相工况转发电工况。
- 电动工况转电动方向调相工况、电动方向调相工况转电动工况。
- 电动工况转发电工况。

3.2.2 发电工况启动应由静止升速至设定转速，投入励磁建立电压，在同期装置控制下并入电网。

3.2.3 电动工况采用 SFC 启动时，应首先检测转子的初始位置，投入励磁，由 SFC 同步拖动至额定转速，在同期装置控制下并入电网。

3.2.4 电动工况采用背靠背启动时，应合理选择拖动机组、被拖动机组。

3.2.5 电动工况转发电工况运行宜先电动工况停机至静止，再转发电工况。

3.2.6 电动工况停机应根据水泵水轮机的水力特性和发电电动机出口断路器性能，合理设定导叶关闭和出口断路器断开的時間，宜将输入功率降到不大于最大输入功率的 33% 后，再断开口断路器。

3.2.7 在厂用交流电消失时，发电电动机应具有黑启动功能。

4 运行基本技术条件

4.1 一般要求

4.1.1 发电电动机在定额铭牌参数下应可长期连续运行。

4.1.2 发电电动机在正常运行工况及工况转换过程中，各部件不应产生有害变形或损坏。

4.1.3 发电电动机电压和频率的允许运行范围应符合 GB 755 的规定。

4.1.4 发电电动机各工况下均应能进相（欠励）运行和调相（过励）运行，不同工况下的进相深度（进相容量及相应的功率因数）、调相容量和充电容量不应超过设备性能保证值。

4.1.5 发电电动机各部位允许的双幅振动值，应不大于表 1 的规定要求。

表 1 发电电动机各部位振动允许限值

额定转速 n_N r/min	带推力轴承支架的 垂直振动 mm	带导轴承支架的 水平振动 mm	定子铁芯部位机座 水平振动 mm	定子铁芯振动 (100Hz 双幅值) mm
$100 \leq n_N < 250$	0.07	0.09	0.03	0.03
$250 \leq n_N < 375$	0.05	0.07	0.02	0.03
$375 \leq n_N < 750$	0.04	0.05	0.02	0.03
$750 \leq n_N$	0.03	0.04	0.02	0.03

注：振动值是指各种稳定运行工况下的双振幅值。

4.1.6 在正常运行工况下，导轴承处测得主轴的相对运行摆度值（双幅值）应符合 GB/T 11348.5 的规定，且应不大于轴承总间隙的 75%。

4.1.7 在发电电动机盖板外缘上方垂直距离 1m 处测量的噪声值，应符合下列要求：

——额定转速为 250r/min 及以下者不超过 80dB (A)。

——额定转速为 250r/min 以上者不超过 85dB (A)。

应对正、反两个方向转向工况分别进行测量，噪声测定方法参见 GB/T 10069.1。

4.2 定子、转子

4.2.1 定子绕组、转子绕组绝缘性能应符合 GB/T 7894 的规定。

4.2.2 定子铁芯穿芯螺杆对地电阻、拉紧力矩应符合发电电动机产品技术要求。

4.2.3 在规定的使用环境条件及额定工况下，定子绕组、定子铁芯、转子绕组等部件温升均应符合 GB/T 7894 的规定。

4.3 轴承

4.3.1 发电电动机各轴承油槽的运行油面和静止油面位置应分别标出。各轴承应设置油混水报警装置。

4.3.2 轴承油冷却器投入运行前应经过耐压试验。

4.3.3 轴承绝缘电阻应符合 GB/T 7894 和 GB/T 8564 的规定。

4.3.4 正常运行工况下，轴承最高温度应符合 GB/T 7894 的规定。

4.3.5 高压油顶起装置应配置交、直流油泵。

4.3.6 采用外加泵循环冷却系统，应设置备用循环油泵，在主用循环油泵故障时应能自动切换至备用循环油泵运行。

4.3.7 推力轴承、导轴承设置的密封或抽油雾装置应满足各种工况的运行要求。

4.3.8 采用轴承合金瓦的推力轴承和导轴承，当其油冷系统冷却水中断后，一般允许机组无损害继续运行 10min。采用弹性金属塑料瓦的推力轴承，当其油冷系统冷却水中断后，一般允许机组无损害继续运行 20min。

4.4 励磁系统

4.4.1 励磁系统的性能除应符合 GB/T 7409.3 的规定，同时应满足发电电动机不同启动方式、各种运行工况、工况转换及启动的要求。

4.4.2 励磁系统设置冗余调节通道，在运行调节通道故障时应能自动、无扰动切换到备用调节通道运行，各调节通道应具有手动电流、自动电压、恒功率因数及恒无功调节功能。

4.4.3 励磁系统配置的冗余整流功率柜，应在单台功率柜退出时不影响机组运行与强励功能。

4.4.4 励磁系统应有“现地”和“远方”两种控制方式。

4.5 制动装置

4.5.1 发电电动机设置的电气制动装置和机械制动装置，应配合使用并可单独使用。

4.5.2 正常停机过程中，机组转速下降至额定值的 50%~60%时，投入电气制动；转速下降至额定值的 5%~10%时，再投入机械制动直到静止。电气制动时的定子电流值应按定子绕组温升和制动停机时间的要求确定，最大不得超过 1.1 倍的定子额定电流。

4.5.3 制动装置应满足停机时间要求，并具有可靠的防误投闭锁功能。

4.5.4 电气制动投入时，应先合上电气制动隔离开关或断路器，再投入励磁；退出时，应先退出励磁，再拉开电气制动隔离开关或断路器。电气事故时，应闭锁电气制动投入。

4.5.5 单独使用机械制动时，可在转速下降到额定转速的 15%~25%时投入。

4.5.6 机械制动装置应能在水泵水轮机的导叶漏水产生 1%额定转矩的情况下正常制动停机。

4.5.7 粉尘收集装置应能满足风闸制动机械制动装置投入后正常工作的要求。

4.6 静止变频器

4.6.1 静止变频器应能满足启动发电电动机至额定转速的时间和频率变化的要求。

4.6.2 设有谐波滤波器的静止变频器，启动间隔时间应满足滤波装置电容器放电时间要求。

4.6.3 冷却装置采用水冷的，去离子装置应工作正常，冷却水压力、流量、电导率、温度应满足规定的要求；采用风冷的，风压、风量应满足规定的要求。

4.6.4 配备单台静止变频器的电站，设置的两路独立电源应相互闭锁；配备两台静止变频器的电站，在启动回路上，应满足两台静止变频器同时工作和一台静止变频器启动电站各机组的要求。

4.7 继电保护

4.7.1 发电电动机继电保护的配置应符合 DL/T 5177 的规定，整定值应满足电网和电厂运行的要求。

4.7.2 发电电动机各继电保护的闭锁、动作逻辑应满足工况转换及稳定运行的要求。

4.7.3 发电电动机故障录波装置应符合 DL/T 873 的规定。

4.8 技术供水系统

4.8.1 供水总管、轴承和空气冷却器的管路均应装设控制阀门及测量、控制元件，并应采取防结露措施。

4.8.2 供水流量、压力应根据设计规定进行整定。运行中可根据发电电动机各部位温度和季节水温变化进行调整。

4.8.3 配置 6 台以上空气冷却器的机组，单台空气冷却器退出运行时，发电电动机应能在额定工况稳定运行，各部位温升不应超限。

4.8.4 技术供水系统的主用泵故障时应能自动切换至备用泵运行，切换时间应满足机组稳定运行的要求。

4.9 辅助设备

4.9.1 风洞内设置的加热器应能根据风洞温度、湿度自动投退，机组运行时加热器应自动退出。

4.9.2 发电电动机设置的火灾监测报警系统及灭火系统应设有自动控制、手动控制和应急操作三种控

制功能，灭火介质可采用水、气体等。

4.9.3 发电电动机设置的转子顶起装置顶起高度应满足检查或检修推力轴承的要求，但不得超过机组的允许顶起值。

4.10 监控自动化系统

4.10.1 监控自动化系统应符合 DL/T 578 的规定，同时应满足发电电动机不同启动方式、各种运行工况、工况转换及启动的要求。

4.10.2 监控自动化系统应对发电电动机的各种运行工况进行实时监测，实现工况转换的过程监视。程序阻滞时应报警并自动转停机。

4.10.3 监控自动化系统应根据发电电动机故障类型，设置步骤不同的电气和机械事故停机流程。

4.10.4 监控自动化系统设置的各类自动化元件部位及数量应能满足发电电动机各工况运行监视的要求。

4.10.5 监控自动化系统在下列情况下应发出故障报警：

- 负荷、成组控制系统异常。
- 轴承油位、油温、油混水异常。
- 各部件温度异常。
- 振动、摆度、抬机量异常。
- 励磁系统异常。
- 冷却水中断或流量异常。
- 主用油泵、水泵等故障。
- 油压、气压异常。
- 电气量参数越限。
- 继电保护动作。
- 转速异常。
- SFC 装置报警。
- 消防系统探测器动作。
- 水淹厂房报警。

4.10.6 监控自动化系统在下列情况下应执行事故停机流程：

- 继电保护动作跳闸。
- 各部件温度升高到自动停机规定值。
- 过速保护动作。
- 轴承油位降低到自动停机规定值。
- 振动、摆度、抬机量等值达到自动停机规定值。
- 冷却水中断或流量降低并超过一定时间，达到自动停机规定值。
- 顺序控制流程执行超过规定时间。
- 励磁系统跳闸。
- SFC 系统跳闸。
- 背靠背拖动机组失败时，拖动机组跳闸。
- 消防系统动作跳闸。
- 水淹厂房跳闸。
- 按动紧急停机按钮。

5 运行操作

5.1 一般要求

5.1.1 发电电动机的并网、解列、工况转换以及负荷调整，应在电网调度指令下进行。

- 5.1.2 正常情况下,发电电动机应选择自动方式运行。
- 5.1.3 检修后首次启动、故障查找时,宜采用手动方式(现地单步)开、停机。
- 5.1.4 发电工况电动机并网时,正常情况下采用自动准同期,特殊情况下发电工况可采用手动准同期。
- 5.1.5 具有多台发电电动机的电站,应合理轮换机组运行。
- 5.1.6 长时间备用的发电电动机,每周应安排一次开机运行检查。
- 5.1.7 发电电动机应每月进行一次停机例行检查。

5.2 基本启动条件

- 5.2.1 接地线、短路线已全部拆除,相应接地开关、隔离开关、断路器在正确状态。
- 5.2.2 动力电源、操作电源、信号电源均正常投入,表计信号指示正确。
- 5.2.3 发电电动机各部件处于备用状态。
- 5.2.4 高压油顶起装置、制动装置处于备用状态。
- 5.2.5 励磁系统处于备用状态。
- 5.2.6 技术供水系统处于备用状态。
- 5.2.7 继电保护和自动装置正确投入。
- 5.2.8 监控自动化系统处于备用状态。
- 5.2.9 电动工况、电动方向调相工况启动时,启动装置处于备用状态。

5.3 自动启停及工况转换

- 5.3.1 检查并确认机组控制方式处于“远方自动”,辅助设备控制方式处于“自动”,机组具备启动或工况转换的条件。
- 5.3.2 在操作员站的相应画面选择目标工况,并确认执行。
- 5.3.3 监视并确认机组相关设备按自动控制流程动作正常。
- 5.3.4 启动至目标工况稳定运行后,检查并确认各设备、参数运行正常。

5.4 手动方式(现地单步)启停

5.4.1 发电工况手动开机

- 5.4.1.1 机组控制方式切至“现地手动”,检查并确认机组具备发电工况开机条件。
- 5.4.1.2 退出发电电动机风洞加热器。
- 5.4.1.3 合上换相隔离开关于发电方向,设定励磁系统、调速器系统为发电模式。
- 5.4.1.4 投入技术供水系统,检查并确认各部水压、流量正常。
- 5.4.1.5 投入高压油顶起装置,检查并确认压力正常,投入抽油雾装置。
- 5.4.1.6 投入轴承外循环油泵,检查并确认流量、压力正常。
- 5.4.1.7 检查并确认机械制动退出状态。
- 5.4.1.8 开启进出水阀。
- 5.4.1.9 打开导叶至空载开度位置,转速达到设定值后退出高压油顶起装置。
- 5.4.1.10 转速达到设定值后,投入励磁系统,升压至额定电压。
- 5.4.1.11 投入同期装置,检查并确同期装置动作正常。
- 5.4.1.12 并网运行正常后,按电网调度的要求调整机组功率。

5.4.2 发电工况手动停机

- 5.4.2.1 降低机组功率至允许值后,解列发电电动机。
- 5.4.2.2 退出励磁系统,关闭导叶。
- 5.4.2.3 关闭进出水阀。
- 5.4.2.4 监视并确认转速下降至设定值时,投入高压油顶起装置。
- 5.4.2.5 监视并确认转速下降至设定值时,投入电气制动,转速继续下降至设定值时电气制动退出。
- 5.4.2.6 监视并确认转速下降至设定值时,投入机械制动、粉尘收集装置,直至机组静止。

5.4.2.7 监视并确认转速下降至 0 后,退出技术供水系统、外循环油泵、粉尘收集装置、抽油雾装置及高压油顶起装置。

5.4.3 电动工况手动开机

5.4.3.1 机组控制方式切至“现地手动”,检查并确认满足电动工况开机条件。

5.4.3.2 退出发电电动机风洞加热器。

5.4.3.3 选择电动工况拖动方式,合上相应启动回路的隔离开关(如采用背靠背拖动方式,应拉开拖动机组中性点接地开关)。

5.4.3.4 合上换相隔离开关关于电动方向,设定励磁系统、调速器系统为电动模式。

5.4.3.5 投入技术供水系统,检查并确认各部水压、流量正常。

5.4.3.6 投入高压油顶起装置,检查并确认压力正常,投入抽油雾装置。

5.4.3.7 投入外循环油泵,检查并确认油流、压力正常。

5.4.3.8 启动机组压水补气程序,监视并确认其动作正常。

5.4.3.9 退出机械制动。

5.4.3.10 投入励磁系统。

5.4.3.11 启动拖动装置,监视并确认转速上升正常。

5.4.3.12 转速达到设定值后退出高压油顶起装置。

5.4.3.13 转速达到设定转速后,切换励磁系统至自动电压控制。

5.4.3.14 投入同期装置,监视并确认同期装置动作正常。

5.4.3.15 并网后,监视并确认拖动装置停机正常,退出压水补气程序,并排气造压。

5.4.3.16 造压完成后,开启进出水阀,开启导叶。

5.4.3.17 稳定运行后,监视并确认发电电动机运行正常。

5.4.4 电动工况手动停机

5.4.4.1 降低机组功率至允许值后,解列发电电动机。

5.4.4.2 退出励磁系统,关闭导叶。

5.4.4.3 关闭进出水阀。

5.4.4.4 监视并确认转速下降至设定值时,投入高压油顶起装置。

5.4.4.5 监视并确认转速下降至设定值时,投入电气制动,转速继续下降至设定值时电气制动退出。

5.4.4.6 监视并确认转速下降至设定值时,投入机械制动、粉尘收集装置,直至机组静止。

5.4.4.7 监视并确认转速下降至 0 后,退出技术供水系统、外循环油泵、粉尘收集装置、抽油雾装置及高压油顶起装置。

5.5 检修隔离和恢复

5.5.1 隔离操作

5.5.1.1 闭锁隔离机组监控系统的控制流程。

5.5.1.2 投入机械制动装置。

5.5.1.3 退出风洞加热器,切断电源。

5.5.1.4 退出灭火系统。

5.5.1.5 退出抽油雾装置。

5.5.1.6 退出高压油顶起装置,切断直流、交流油泵电源。

5.5.1.7 切断励磁系统电源。

5.5.1.8 检查并确认机组拖动隔离开关、被拖动隔离开关在分闸状态,切断操作电源。

5.5.1.9 检查并确认机组换相隔离开关在分闸状态,切断操作电源。

5.5.1.10 拉开机组中性点接地开关,切断操作电源。

5.5.1.11 拉开机组出口电压互感器二次侧空气开关。

5.5.1.12 合上机组出口接地开关，并在转子回路悬挂接地线。

5.5.1.13 执行防止发电电动机转动的水力隔离措施。

5.5.2 恢复操作

5.5.2.1 拉开机组出口接地开关，拆除转子回路悬挂的接地线。

5.5.2.2 恢复机组中性点隔离开关操作电源，合上机组中性点隔离开关。

5.5.2.3 合上机组出口电压互感器二次侧空气开关。

5.5.2.4 恢复机组换相隔离开关操作电源。

5.5.2.5 恢复机组拖动隔离开关、被拖动隔离开关操作电源。

5.5.2.6 恢复励磁系统电源。

5.5.2.7 恢复高压油顶起装置油泵电源。

5.5.2.8 恢复机械制动装置至备用。

5.5.2.9 恢复风洞加热器电源。

5.5.2.10 恢复抽油雾装置至备用。

5.5.2.11 解除防止发电电动机转动的水力隔离措施。

5.5.2.12 恢复灭火系统至正常状态。

5.5.2.13 解除隔离机组控制流程的闭锁。

5.6 零起升压

5.6.1 根据零起升压的范围，执行与运行系统的隔离措施。

5.6.2 投入升压范围内设备的相关继电保护。

5.6.3 将励磁系统置电流控制模式。

5.6.4 按照本标准 5.4.1 条步骤手动开机至发电方向额定转速。

5.6.5 缓慢增加励磁电流。

5.6.6 升压过程监视定子和转子电压、电流等变化，发现异常情况，应立即停机检查。

5.6.7 零起升压完成后，将励磁系统退出。

5.6.8 按照本标准 5.4.2 条步骤停机。

6 巡视检查、运行监视和运行分析

6.1 一般要求

6.1.1 巡视检查应按规定的时间、内容和路线进行，发现设备异常应及时记录和处理。

6.1.2 巡视检查应结合当前运行状况，确定重点巡视部位。

6.1.3 下列情况应增加巡检次数：

- 设备新投运或检修后恢复运行。
- 运行方式发生重大变化。
- 设备运行参数超过规定值。
- 同类型设备已发生过故障。
- 发电电动机频繁启动。

6.1.4 备用状态下的发电电动机应进行监视和巡视检查，使其处于完好状态。

6.2 巡视检查

6.2.1 定子、转子及轴承的巡视检查

6.2.1.1 发电电动机振动、摆度无异常，各部件温度正常。

6.2.1.2 发电电动机风洞内无异味、异声；空气冷却器表面无油污，管路、阀门等无渗漏、结露；地面排水沟无堵塞。

6.2.1.3 瓦温正常；推力、导轴承油槽无渗漏，油色、油位正常；冷却器管路、阀门无渗漏，压力正

常；油泵运行正常。

6.2.1.4 滑环表面清洁，温度正常，无变色现象；机组运行中，电刷无跳火、异响、卡涩、过度磨损现象。

6.2.1.5 高压油顶起装置运行压力正常，管路、阀门无渗油，油泵运行时无异响。

6.2.2 继电保护的巡视检查

6.2.2.1 继电保护盘柜工作正常，风机运行正常；面板选择开关位置正确。

6.2.2.2 电气元件无过热现象。

6.2.2.3 定期核对继电保护装置的电流、电压、外部开关量变位，并做好记录。

6.2.2.4 继电保护装置动作后，按要求做好记录、复归信号。

6.2.3 励磁系统的巡视检查

6.2.3.1 励磁盘柜电源投入正常，控制方式正确。

6.2.3.2 电气元件无过热现象。

6.2.3.3 机组运行时，励磁系统运行应稳定，电压、无功无异常波动，表计指示正常。

6.2.3.4 整流功率柜电流分配均匀，风机无异声，滤网清洁。

6.2.3.5 监视励磁回路绝缘的电压表，并确认其正、负两极对地电压均衡。

6.2.3.6 励磁变压器无过热、异响。

6.2.4 静止变频器的巡视检查

6.2.4.1 控制盘柜电源投入正常，控制方式正确。

6.2.4.2 电气元件无过热现象。

6.2.4.3 输入、输出变压器无过热、异响，油位、油温及冷却系统正常，无渗漏。

6.2.4.4 输入、输出断路器指示正常。

6.2.4.5 晶闸管冷却系统运行正常，无渗漏。

6.2.4.6 运行时，无异声、异味。

6.2.4.7 控制盘柜室内温度正常。

6.2.5 辅助设备的巡视检查

6.2.5.1 抽油雾装置、粉尘收集装置运行正常，定期清理。

6.2.5.2 顶转子装置与机械制动共用管路的，顶转子操作后，应对管路进行吹扫，排尽残油。

6.2.5.3 技术供水系统滤水器压差正常，并定期进行排污或反冲洗。

6.2.5.4 消防系统探测器无报警，灭火介质压力正常，无渗漏。

6.2.5.5 风洞加热器运行正常。

6.2.5.6 制动供气压力正常，管路、阀门无漏气现象。

6.2.5.7 检查机组大轴接地电刷的接地情况及机组运行时轴电流的大小及出现情况，发现异常应查明原因。

6.2.6 监控自动化系统的巡视检查

6.2.6.1 控制盘控制方式选择开关位置正确，表计指示正常。

6.2.6.2 电气元件无过热现象。

6.2.6.3 自动化元件及接线整洁、完好。

6.2.6.4 端子箱密封完好，端子排无锈蚀。

6.2.7 发电电动机超速后的停机检查

6.2.7.1 分析各部位温度、振动、摆度、转速、电压等监测量。

6.2.7.2 检查并确认出口断路器无异常。

6.2.7.3 检查并确认磁极、阻尼环、磁极键、支撑块、转子引接线、导风叶等转动部分无变形、松动

等异常现象。

6.2.7.4 检查并确认各部位螺栓、销钉、锁片无松动、脱落。

6.2.7.5 检查并确认各部位无开裂现象。

6.2.7.6 检查并确认挡风板、挡风圈及固定件无松动、裂纹。

6.2.7.7 检查并确认自动化元件、端子无松动、脱落。

6.2.7.8 再次开机时应检查并确认振动、摆度、温度正常，运行无异常。

6.2.8 定期轮换与试验

6.2.8.1 发电电动机附属设备应按规定进行定期轮换与试验。

6.2.8.2 长时间处于备用状态的设备应定期进行启动试验。

6.2.8.3 发电电动机的背靠背启动功能应定期试验。

6.2.8.4 应列入定期轮换与试验的主要项目有以下几种：

- 高压交、直流油泵定期试验。
- 技术供水泵、过滤器定期轮换。
- 轴承外循环油泵定期轮换。
- 励磁功率柜风扇定期轮换。
- 励磁调节器定期轮换。

6.3 运行监视

6.3.1 发电工况启、停及稳定运行时监视

6.3.1.1 监视并确认发电工况启、停自动控制流程正常执行。

6.3.1.2 启、停过程中，加强对高压油顶起装置及推力瓦温的运行监视。

6.3.1.3 监视并确认技术供水系统水温、水压、流量正常。

6.3.1.4 监视并确认各部轴承瓦温、油压、油温、油位正常。

6.3.1.5 监视并确认各部件温度、温升正常。

6.3.1.6 监视并确认振动、摆度正常。

6.3.1.7 监视并确认电压、电流、功率正常。

6.3.1.8 监视并确认励磁系统运行正常。

6.3.1.9 监视并确认继电保护装置工作正常。

6.3.2 电动工况启、停及稳定运行时监视

6.3.2.1 监视电动工况启、停自动控制流程是否正常，并确认其正常执行。

6.3.2.2 启、停过程中，加强对高压油顶起装置及推力瓦温的运行监视。

6.3.2.3 监视并确认启动装置运行正常。

6.3.2.4 监视并确认技术供水系统温度、压力、流量正常。

6.3.2.5 监视并确认各部轴承瓦温、油压、油温、油位正常。

6.3.2.6 监视并确认各部件温度、温升正常。

6.3.2.7 监视并确认振动、摆度正常。

6.3.2.8 监视并确认电压、电流、功率正常。

6.3.2.9 监视并确认励磁系统运行正常。

6.3.2.10 监视并确认继电保护装置工作正常。

6.4 运行分析

6.4.1 定期对发电电动机运行参数、操作监视、异常现象等进行综合分析。

6.4.2 结合设备检修、技改、存在的缺陷和隐患等情况进行专题分析。

6.4.3 根据运行分析结果，改进巡视检查和维护管理。

6.4.4 定期对发电电动机可靠性数据进行分析, 根据分析结果, 改进设备运行方式。

7 不正常运行和事故处理

7.1 一般要求

7.1.1 发电电动机设备应进行缺陷分类管理。

7.1.2 设备出现事故时, 运行人员应尽快解除对人身和设备的威胁, 限制事故的扩大。

7.1.3 发电电动机本身无异常, 周围发生威胁安全运行的情况时, 应立即停机。

7.1.4 事故处理过程中, 应遵守电网调度管理规定, 及时与电网调度沟通。

7.1.5 需要事故停机时, 应根据故障类型选择合理的停机流程。

7.1.6 电动方向启动失败时, 应首先根据故障点位置, 更换启动装置或启动备用机组。

7.1.7 运行生产现场应配置包括但不限于以下事故预案:

——水淹厂房。

——全厂停电。

——发电电动机火灾事故。

——黑启动。

——监控系统异常应急处理。

7.1.8 遇下列情况, 应立即紧急停机:

——水淹厂房。

——发电电动机冒烟、着火。

——发电电动机内有摩擦、撞击声。

——发生电气故障但保护拒动。

——发生直接威胁人身安全的情况。

7.1.9 运行人员应熟悉掌握发电电动机运行事故预案, 并定期进行反事故演习。

7.2 不正常运行

7.2.1 过负荷

7.2.1.1 事故情况下, 发电电动机定子绕组、转子绕组可短时过电流, 过负荷电流值与允许持续时间应符合 GB/T 7894 的规定。

7.2.1.2 过负荷运行时, 应监视各轴承温度, 定子绕组、铁芯温度是否正常; 监视各部位振动、摆度是否正常。

7.2.1.3 在电动工况运行时承受 150%过转矩的持续时间不应超过 15s, 励磁电流不得超过额定值。

7.2.2 不对称运行

7.2.2.1 发电电动机在不对称系统中运行时, 任一相定子电流值不允许超过额定值。

7.2.2.2 发电电动机不对称运行的负序电流分量与允许持续的时间应符合 GB/T 7894 的规定。

7.2.2.3 应加强对转子绕组温度、各部位振动、摆度值的监视, 超过允许值时应减少负荷或停机。

7.2.3 振荡

7.2.3.1 检查励磁系统运行是否正常。

7.2.3.2 发电电动机失磁造成系统振荡, 应立即将其从系统解列。

7.2.3.3 励磁系统运行正常时, 应按如下步骤操作:

a) 退出自动发电控制 (AGC)、自动电压控制 (AVC) 及成组控制。

b) 增加励磁电流, 提高发电电动机出口电压。

c) 根据转速变化调整发电工况有功负荷或将电动工况运行的机组解列。

7.2.4 振动、摆度超限

7.2.4.1 检查发电电动机功率、电压、电流及励磁系统是否正常。

7.2.4.2 监视各部位轴承瓦温。

7.2.4.3 振动、摆度超过规定值时，应停机处理。

7.2.5 轴承温度异常升高

7.2.5.1 检查轴承油槽油位、油流是否正常。

7.2.5.2 检查冷却水流量是否正常。

7.2.5.3 如机组摆度、振动异常增大，按本标准 7.2.4 条执行。

7.2.6 定子绕组、铁芯温度异常升高

7.2.6.1 检查各测点温度。

7.2.6.2 检查功率、电压、电流是否正常。

7.2.6.3 检查空气冷却器进、出风温度，冷却水流量是否正常。

7.2.6.4 如温度持续升高，应停机处理。

7.2.7 机组非同期并列

7.2.7.1 检查发电电动机功率、电压、电流有无异常。

7.2.7.2 检查发电电动机断路器、发电电动机风洞内有无异常。

7.2.7.3 监视机组各部位温度、振动和摆度，停机后对同期装置进行检查。

7.2.7.4 非同期并列引起跳闸、停机，未查明原因不得再次开机。

7.2.8 出口断路器分闸闭锁

7.2.8.1 向电网调度汇报有越级跳闸的风险，并申请减少机组负荷。

7.2.8.2 检查确认闭锁分闸原因，并排除故障。

7.2.8.3 如故障短时无处理，则做好防止出口断路器分闸的措施，并向调度申请先将同单元机组停机。

7.2.8.4 可向调度申请将故障机组转至调相工况运行，通过相应主变压器高压侧断路器将机组解列。

7.2.8.5 机组与电网解列的同时，应立即停机。

7.2.8.6 操作过程中，应考虑厂用电的运行方式。

7.2.9 电刷跳火

7.2.9.1 检查机组无功、有功及励磁电流是否超限。

7.2.9.2 减小机组无功、有功设定值，以减小励磁电流。

7.2.9.3 现地检查跳火电刷的位置及数量，并测量电刷及刷辫温度。

7.2.9.4 如跳火现象不能减小，应停机处理。

7.2.9.5 如产生强烈的环火，应立即紧急停机。

7.3 事故处理

7.3.1 继电保护动作

7.3.1.1 监视并确认机组停机正常。

7.3.1.2 检查保护装置动作情况。

7.3.1.3 外部故障引起保护装置动作，经检查无异常，发电电动机可恢复备用。

7.3.1.4 内部故障引起保护装置动作，应对发电电动机及保护区域内所有设备作外部检查，同时应对动作的保护装置进行检查。

7.3.1.5 各保护动作时的检查要求如下：

- 背靠背启动，被拖动机的定子 100% 接地保护动作，应对启动回路所属的电气设备进行检查。
- 逆功率保护动作，应检查进出水阀或导叶是否误关。
- 低功率保护动作，应检查是否系统失电或断路器跳闸甩负荷。
- 低频过流保护动作，应检查包括启动装置在内的启动回路设备。
- 轴电流保护动作，应测量机组各部轴承绝缘。

——转子一点接地保护动作，应分别检查、测量转子绕组及励磁回路的绝缘。

7.3.2 失磁

7.3.2.1 检查励磁系统运行情况。

7.3.2.2 检查发电电动机功率、电压、电流变化。

7.3.2.3 失磁保护动作但机组未解列，应立即将发电电动机解列。

7.3.2.4 停机后，对发电电动机内部进行检查，并对励磁系统失磁原因进行检查。

7.3.3 高速加闸

7.3.3.1 发生高速加闸事故后，应立即紧急停机，并将机械制动手动退出。

7.3.3.2 事故停机后，应对制动装置及其控制系统进行检查处理。

7.3.4 发电电动机着火

7.3.4.1 应立即紧急停机。

7.3.4.2 判断发电电动机已无电压后，应按照发电电动机着火预案进行灭火。

7.3.4.3 进入风洞内部进行检查时应佩戴正压式呼吸器。

www.docin.com