



中华人民共和国国家标准

GB/T 29626—2019
代替 GB/Z 29626—2013

汽轮发电机状态在线监测系统 应用导则

Guide of on-line condition monitoring system for turbine-generator

2019-10-18 发布

2020-05-01 实施

国家市场监督管理总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 通用要求 2

5 在线监测项目 4

6 在线监测装置的试验、调试和验收..... 6

附录 A（资料性附录） 发电机在线监测部位及特征 8

附录 B（资料性附录） 汽轮发电机在线监测系统集成 9

附录 C（资料性附录） 汽轮发电机组轴系扭振在线监测系统 12

附录 D（资料性附录） 绝缘过热监测装置 14

附录 E（资料性附录） 汽轮发电机定子绕组端部振动监测系统 16

附录 F（资料性附录） 局部放电在线监测 18

附录 G（资料性附录） 汽轮发电机转子绕组匝间短路在线监测 21

附录 H（资料性附录） 汽轮发电机轴电压轴电流监测 23

附录 I（资料性附录） 汽轮发电机冷却水系统漏氢监测 26

参考文献 28



前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准代替 GB/Z 29626—2013《汽轮发电机状态在线监测系统应用导则》，与 GB/Z 29626—2013 相比，主要技术变化如下：

- 修改了范围(见第 1 章,2013 年版的第 1 章)；
- 删除了引言(见 2013 年版的引言)；
- 删除了“标志、包装、运输和贮存”及“供应的成套性”两部分内容(见 2013 年版的第 7 章、第 8 章)；
- 修改了第 6 章的标题,并对内容做了相应的修改(见第 6 章,2013 年版的第 6 章)；
- 修改了附录 A、附录 C、附录 D、附录 E、附录 F、附录 G 的内容(见附录 A、附录 C、附录 D、附录 E、附录 F、附录 G,2013 年版的附录 A、附录 E、附录 D、附录 B、附录 C、附录 F)；
- 增加了汽轮发电机在线监测系统集成(见附录 B)；
- 增加了汽轮发电机轴电压轴电流监测(见附录 H)；
- 增加了汽轮发电机冷却水系统漏氢监测(见附录 I)。

本标准由中国电器工业协会提出。

本标准由全国大型发电机标准化技术委员会(SAC/TC 511)归口。

本标准起草单位:国网山东省电力公司电力科学研究院、山东齐鲁电机制造有限公司、国网上海市电力公司电力科学研究院、哈尔滨大电机研究所、中国大唐集团科学技术研究院火力发电技术研究所、华电电力科学研究院有限公司东北分公司、哈尔滨电机厂有限责任公司、中国大唐集团科学技术研究院有限公司华东分公司、广东省粤电集团有限公司、山东明科电气技术有限公司、中国电力科学研究院有限公司、华北电力科学研究院有限责任公司、北京北重汽轮电机有限责任公司、北京四方继保自动化股份有限公司、北京华科同安监控技术有限公司、上海电气电站设备有限公司上海发电机厂、东方电气集团东方电机有限公司、广州昊致电气自动化有限公司。

本标准主要起草人:孙树敏、张忠海、李福兴、孙玉田、王劲松、王健军、焦晓霞、盛明珺、叶国华、唐宗华、曹志伟、程艳、阎春雨、雷雨、汪云山、刘全、朱玉良、王鹏、刘明行、万金平、王勇、李志成、何文伟、周谧。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为：

- GB/Z 29626—2013。

汽轮发电机状态在线监测系统 应用导则

1 范围

本标准规定了汽轮发电机状态在线监测系统(以下简称监测系统)的通用要求、在线监测项目以及在线监测装置的试验、调试和验收等要求。

本标准适用于汽轮发电机的状态在线监测系统的设计、制造与运行管理。燃气轮发电机和调相机的状态在线监测系统也可参照执行。

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/T 2423.1 电工电子产品环境试验 第2部分:试验方法 试验 A:低温
GB/T 2423.2 电工电子产品环境试验 第2部分:试验方法 试验 B:高温
GB/T 2423.3 环境试验 第2部分:试验方法 试验 Cab:恒定湿热试验
GB/T 2423.4 电工电子产品环境试验 第2部分:试验方法 试验 Db:交变湿热(12 h+12 h 循环)
GB/T 2423.5 环境试验 第2部分:试验方法 试验 Ea 和导则:冲击
GB/T 2423.6 电工电子产品环境试验 第2部分:试验方法 试验 Eb 和导则:碰撞
GB/T 2423.10 电工电子产品环境试验 第2部分:试验 Fc:振动(正弦)
GB/T 3797 电气控制设备
GB/T 4208 外壳防护等级(IP 代码)
GB/T 17626.2 电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验
GB/T 17626.3 电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验
GB/T 17626.4 电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验
GB/T 17626.5 电磁兼容 试验和测量技术 浪涌(冲击)抗扰度试验
GB/T 17626.8 电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验
GB/T 17799.2 电磁兼容 通用标准 工业环境中的抗扰度试验
GB 17799.4 电磁兼容 通用标准 工业环境中的发射
GB/T 19183(所有部分) 电子设备机械结构 户外机壳
GB/T 24343 工业机械电气设备 绝缘电阻试验规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

汽轮发电机状态在线监测系统 on-line condition monitoring system for turbine-generator

实时在线监测汽轮发电机各种运行状态的装置的总称。

3.2

键相信号 key phase signal

汽轮发电机状态在线监测系统在主轴上的基准位置信号。

3.3

预警 warning

当遇到选定的参数或其逻辑组合异常,用于通知相关人员加强监视而设计的运行信号或警告信息。

3.4

报警 alarm

当遇到选定的参数或其逻辑组合异常,用于通知相关人员采取纠正措施而设计的运行信号信息。

3.5

状态监测参量 condition monitoring parameters

汽轮发电机所监测、控制的参量。

注:状态监测参量主要为常规电气量、振动、漏水、漏氢以及局部放电等。

3.6

工况参数 operating parameters

表征汽轮发电机各种运行工况特征的、与运行状态直接相关的参数。

注:工况参数主要为机组转速或频率、有功功率、无功功率、功率因数、定子电压、定子电流、励磁电压、励磁电流等。

3.7

次同步谐振 subsynchronous resonance; SSR

采用串联电容补偿的交流输电系统出现扰动时,由于电气系统的固有频率可能与汽轮发电机轴系的自然扭振频率形成谐振,汽轮发电机轴系产生的次同步频率功率交换,造成汽轮发电机组轴系扭振。

3.8

次同步振荡 subsynchronous oscillation; SSO

汽轮发电机轴系与电力系统功率控制设备(例如高压直流输电系统、静止无功补偿系统等)发生相互作用,在汽轮发电机组轴系产生的低于同步频率的扭转振荡。

3.9

汽轮发电机扭振监测 torsional vibration monitoring for turbine-generator

对汽轮发电机的扭振现象进行连续监测,分析机组的扭振模态频率、扭振模态阻尼,实时计算机组危险截面处的扭转功率、扭应力及扭振造成轴系的疲劳程度,同时根据需要发出扭振告警信号。

3.10

解读型在线监测装置 analysis type on-line monitoring device

装置获得的数据或趋势曲线需结合其他在线监测数据、发电机历史运行数据、离线试验数据等综合判断,才能给出发电机运行状态是否正常、缺陷或故障的程度、是否需要减负荷或停机等判断。

4 通用要求

4.1 测量的位置及安装

测量位置应选择在可能监测出故障的地方,具体测量位置参见附录 A,并应考虑以下因素:

- a) 安全性；
- b) 状态参量变化的高灵敏性；
- c) 外部干扰；
- d) 测量的可重复性；
- e) 信号的衰减或损失；
- f) 可维护性；
- g) 环境影响(温度、湿度、油污、粉尘等)。

4.2 监测参数的准确度

用于发电机在线状态监测的性能参数所要求的准确度,应能准确反应故障特征并具有重复性。当采用数值的趋势分析来诊断发电机的状态时,测量值的重复性更重要。

4.3 预警和报警准则

报警的依据可以是单值的或多参量的,为了尽早的指示故障的发生,应设立初始的预警和报警准则。状态监测参量的变化率、累计量是故障的重要信息,检测设备应具备监视测量值变化率以及累计值的能力,某些故障特征值可能没有超过报警绝对值,但当其变化率超过一定值时,应发出预警。

4.4 监测参数的基准值变化

发电机检修后或运行方式的改变,某些参量的测量值和基准值可能会发生变化,运行时测量数值的变化并不一定代表出现了故障,需要根据这些变化修改预警值。

应在发电机不同的运行工况(如起停机、空载等)下,建立测量数据的基准值,后续的测量值与基准值比较,监视发生的变化。

4.5 在线监测测量的采样频率

根据要监测的故障类型及其产生、发展的速率(如相关参数的变化率),数据采样频率应满足故障信号的特征值提取和数据分析准确性的要求。

4.6 监测参数及相关信息记录

记录至少应包括如下相关信息:

- a) 测量值、单位；
- b) 日期和时间信息；
- c) 测量位置；
- d) 仪器及传感器类型；
- e) 测量的准确度；
- f) 测量装置的参数设定信息；
- g) 趋势图和变化曲线、历史数据、记录长度。

4.7 监测数据的分析处理

解读型在线监测装置应具有基本的故障分析功能,利用经验和运行结果,或通过统计分析、测量值与所要求的最大或最小值比较、趋势分析等方法进行故障参数的识别。

状态监测过程可以指示现在和将来故障的预期进展,将测量结果与过去的历史趋势相比较,测量结果异常时,应考虑在同一位置和(或)其他位置追加测量来确认结论或预报的可信度,并进入维修或采取

预防措施。

4.8 通信接口

在线监测装置应具备与电厂分散控制系统 DCS(Distributed Control System)、透平控制系统 TCS(Turbine Control System)、发电厂厂级监控信息系统 SIS(Supervisory Information System)、发电厂厂用电监控系统 ECS(Electric Control System)等系统的通信接口。

4.9 功能扩展和升级

监测系统应具有良好的扩展功能和系统升级功能,也可根据需要将监测数据按照约定格式集成到统一平台中,监测系统集成参见附录 B。

4.10 系统型式试验

监测系统应通过型式试验,试验项目应包括但不限于 6.1.6 所列内容。

5 在线监测项目

5.1 发电机运行参数

发电机运行参数监测项目包括:

- a) 常规电气参数(定子电压、定子电流、频率、有功功率、无功功率、功率因数、转子电压、转子电流等);
- b) 负序电流;
- c) 机组轴系扭振(可选项目);
- d) 绝缘过热(可选项目);
- e) 功角(可选项目)。

注: 机组轴系扭振监测参见附录 C, 绝缘过热监测参见附录 D。

5.2 发电机定子

发电机定子监测项目包括:

- a) 铁心温度;
- b) 定子绕组温度;
- c) 铁心端部部件(如压指、磁屏蔽、铜屏蔽、压圈等)温度(可选项目);
- d) 绕组端部振动(可选项目);
- e) 局部放电(可选项目)。

注: 绕组端部振动监测参见附录 E, 局部放电监测参见附录 F。

5.3 发电机转子

发电机转子监测项目包括:

- a) 绕组接地(含励磁机);
- b) 绕组匝间短路(可选项目);
- c) 绕组温度(可选项目);
- d) 轴电流和轴电压(可选项目);

e) 集电环装置温度(可选项目)。

注：绕组匝间短路监测参见附录 G，轴电压和轴电流监测参见附录 H。

5.4 密封油及润滑油系统

密封油及润滑油系统监测项目包括：

- a) 压力；
- b) 温度；
- c) 流量(可选项目)。

5.5 氢气冷却系统

氢气冷却系统监测项目包括：

- a) 湿度；
- b) 纯度；
- c) 温度；
- d) 压力；
- e) 泄漏(如出线盒、油水系统、端盖等)(可选项目)。

注：漏氢监测参见附录 I。

5.6 内冷水系统

内冷水系统监测项目包括：

- a) 温度；
- b) 流量；
- c) 压力；
- d) 水质(如电导率、pH 值等)；
- e) 泄漏。

5.7 附属系统

附属系统监测项目包括：

- a) 轴承振动、温度；
- b) 冷却器压力、温度、漏水(液位报警)；
- c) 轴承励端对地绝缘(可选项目)；
- d) 冷却器入口流量(可选项目)；
- e) 碳刷温度(可选项目)。

5.8 励磁机和永磁机

励磁机和永磁机监测项目包括：

- a) 线圈温度(无刷励磁、旋转电枢除外)；
- b) 进风温度和出风温度。

5.9 静态励磁系统

静态励磁系统监测项目包括：

- a) 励磁电压；



- b) 励磁电流；
- c) 励磁变压器温度(可选项目)。

6 在线监测装置的试验、调试和验收

6.1 试验

6.1.1 试验分类

在线监测装置的试验包括型式试验、出厂试验、交接试验和现场试验。

6.1.2 型式试验

6.1.2.1 型式试验是为了验证产品能否满足技术规范的全部要求所进行的试验。在线监测装置应送交具有资质的第三方检测单位,由检测单位依据试验条目完成检验,并出具型式检验报告。

6.1.2.2 有以下情况之一时,应进行型式试验:

- a) 新产品定型,投运前;
- b) 连续批量生产的装置每4年一次;
- c) 正式投产后,如设计、工艺材料、元器件有较大改变,可能影响产品性能时;
- d) 产品停产1年以上又重新恢复生产时;
- e) 试验结果与前次型式试验结果有较大差异时;
- f) 国家技术监督机构或受其委托的技术检验部门提出型式试验要求时;
- g) 合同规定进行型式试验时。

6.1.3 出厂试验

出厂试验是每台装置出厂前在正常试验条件下逐个按规定进行的例行检验,检验合格后,附有合格证,方可允许出厂。

6.1.4 交接试验

交接试验是在装置安装完毕后、正式投运前,由运行单位开展的试验,装置试验合格后,方可运行。

6.1.5 现场试验

现场试验是现场运行单位或具有资质的检测单位对现场待测装置性能进行的测试。现场试验一般分两种情况:

- a) 定期例行校验,校验周期为1年~2年;
- b) 必要时。

6.1.6 试验项目

在线监测装置试验项目分为型式试验、出厂试验、交接试验和现场试验四类,试验项目分类见表1。

表 1 试验项目

序号	检验项目		型式 试验	出厂 试验	交接 试验	现场 试验	标准依据
1	结构和外观检查		●	●	●	●	GB/T 19183
2	绝缘性能 试验	绝缘电阻试验	●	●	●	●	GB/T 24343
		介质强度试验	●	●	*	*	GB/T 3797
		冲击电压试验	●	*	*	○	GB/T 3797
3	电磁兼容 性能试验	静电放电抗扰度试验	●	○	○	○	GB/T 17626.2
		射频电磁场辐射抗扰度试验	●	○	○	○	GB/T 17626.3
		电快速瞬变脉冲群抗扰度试验	●	○	○	○	GB/T 17626.4
		浪涌(冲击)抗扰度试验	●	○	○	○	GB/T 17626.5
		工频磁场抗扰度试验	●	○	○	○	GB/T 17626.8
		脉冲磁场抗扰度试验	●	○	○	○	GB/T 17799.2
		电磁发射限值	●	○	○	○	GB 17799.4
4	环境适应 性能试验	低温试验	*	○	○	○	GB/T 2423.1
		高温试验	*	○	○	○	GB/T 2423.2
		恒定湿热试验	*	○	○	○	GB/T 2423.3
		交变湿热试验	*	○	○	○	GB/T 2423.4
5	机械性能 试验	振动试验	*	○	○	○	GB/T 2423.10
		冲击试验	*	○	○	○	GB/T 2423.5
		碰撞试验	*	○	○	○	GB/T 2423.6
6	外壳防护 性能试验	防尘试验	●	○	○	○	GB/T 4208
		防水试验	●	○	○	○	GB/T 4208
注 1：“●”表示规定必检的项目；“○”表示规定可不做的项目；“*”表示根据客户要求选做的项目。							
注 2：除以上项目外,其他试验项目由供需双方协商确定。							

6.2 调试

调试主要针对在线监测系统各组成单元参数设定及其功能实现。具体调试包括两个部分，一是各个装置或单元的功能调试，包括数据采集、存储、显示、分析、预警等；二是监测系统整体调试，主要检验在线监测系统各层之间的信息交互情况，检验结果应符合设计要求。

6.3 验收

验收资料应包括完备的型式试验报告、出厂试验报告、交接试验报告、现场调试报告和现场验收报告，且均符合系统的技术要求。

附 录 A
(资料性附录)
发电机在线监测部位及特征

发电机在线监测部位及特征见表 A.1。

表 A.1 发电机在线监测部位及特征

部位	特征															
	电压	电流	温度	局部 放电	扭振	振动	匝间 短路	绝缘 电阻	压力	压差	湿度	纯度	水质	泄漏	流量	绝缘 过热
定子绕组	●	●	●	●		●										●
转子绕组	●	●					●	●								●
定子铁心			●													●
转子					●	●										
轴承			●			●		●								
氢气系统			●						●		●	●		●		
内冷水系统			●						●	●			●	●	●	
密封油及润滑油系统			●						●	●					●	
励磁系统	●	●	●					●								
集电环碳刷装置			●													
励磁机	●	●	●					●								
注：“●”表示发电机不同监测部位对应的状态监测参量。																

附 录 B

(资料性附录)

汽轮发电机在线监测系统集成

B.1 概述

汽轮发电机在线监测系统集成通过应用信息融合技术、大数据分析技术、物联网技术和智能诊断技术将目前各种孤立运行的在线监测装置的数据按照约定格式集成在统一的汽轮发电机在线监测系统应用中,实现对汽轮发电机状态数据的集中存储和统一管理,实现汽轮发电机状态的集成监测和综合分析诊断,对发电机及其附属设备运行状态进行全方位的监测分析、综合评估和智能诊断,发现设备故障的早期征兆,并对故障原因、严重程度、发展趋势及时预警和报警。

B.2 系统结构

B.2.1 总则

汽轮发电机在线监测系统采用分布式网络结构布置,由就地在线监测装置、数据接口服务器、上位机系统及状态监测分析诊断软件组成,能够实现对汽轮发电机运行状态参数的实时采集处理、数据集中存储管理、在线监测与分析诊断,并可实现与 DCS、SIS 等外部系统的数据共享。

图 B.1 是汽轮发电机状态在线监测系统集成的典型结构示意图。

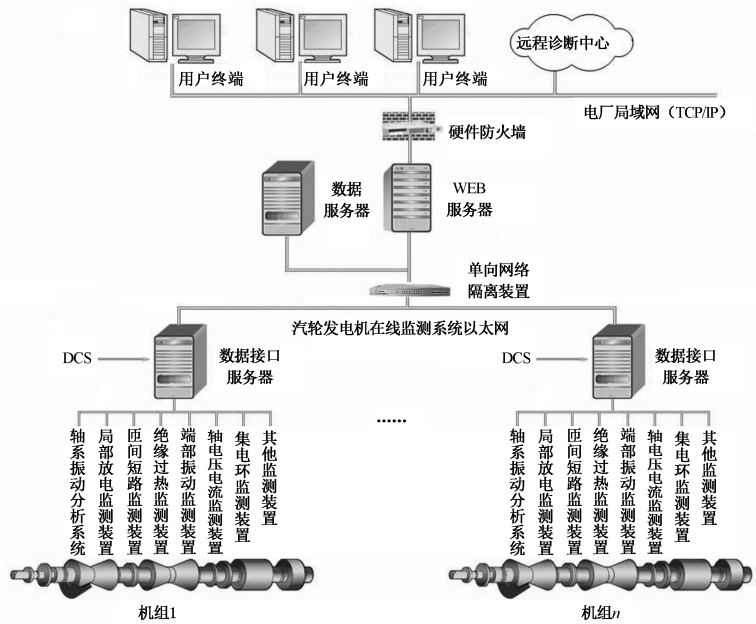


图 B.1 汽轮发电机状态在线监测系统集成的典型结构示意图

B.2.2 就地在线监测装置

除实现相应的监测功能外,就地在线监测装置还具有满足在线监测系统集成所需的数据通信接口

或原始数据输出接口,并遵守一定的通信规约。

对于现场仅有传感器没有相应监测装置(比如很多发电机主机厂出厂时安装了匝间短路探头,但没有配置相应的匝间短路监测装置)的机组,根据实际情况配置相应的采集监测装置。

B.2.3 服务器及网络设备

每台发电机配置一台数据接口服务器,用于各种在线监测装置的数据集成、数据集中存储、就地监测和分析诊断等功能。

全厂配置一台数据服务器,用于管理全厂的发电机状态数据,实现统一软件平台下的数据集成和发布。

全厂配置一台全球广域网 WEB(World Wide Web)服务器,用于厂内数据发布,并具有与远程诊断中心进行通信的能力。

数据接口服务器布置在电厂网络二区,数据服务器和 WEB 服务器布置在电厂网络三区;数据接口服务器通过单向网络隔离装置向数据服务器单向发送数据;WEB 服务器通过防火墙与电厂局域网相连接。

网络设备指为满足电力系统二次安全防护要求所配置的单向网络隔离装置、硬件防火墙等网络部件。

B.3 通信规约

B.3.1 通信接口可采用 IEEE 802.3u 以太网接口或标准串行接口。

B.3.2 通信协议可采用传输控制协议 TCP(Transmission Control Protocol)和用户数据报协议 UDP(User Datagram Protocol),推荐采用 TCP 协议。

B.3.3 系统与各个在线监测装置通过标准通信规约或双方可通过协商制定专用规约进行数据通信。

B.4 系统功能

B.4.1 实时监测

系统能够对发电机的转轴相对振动、轴承绝对振动、局部放电、匝间短路、绝缘过热、轴电流、轴电压、端部振动、定转子温度、集电环温度及相关附属系统状态参数的实时监测,并能以主监视图、部件结构图、数据表格、波形、频谱、趋势曲线等形式进行显示。

B.4.2 综合分析

系统能整合各个在线监测装置数据,通过各种专业分析工具对设备状态进行全方位、多维度分析;能分析任意一个或者多个参数的发展变化趋势,对趋势的变化进行预判并进行预警,及时发现隐患,避免破坏性事故的发生;能分析任意两个或多个测点之间的关联关系,为查找故障原因提供直接依据。

B.4.3 数据管理

系统支持多种数据的存储,机组稳定运行情况下可存储稳态数据、动态数据;机组启停机过程可进行瞬态数据的存储,并保证瞬态数据的完整性;对异常工况能完整保存整个过程的所有数据。

系统可根据机组运行状态的变化形成实时数据库、历史数据库、黑匣子数据库、瞬态过程数据库、变负荷数据库、样本数据库等不同功能和用途的数据库。

数据库具备自动检索功能,用户可通过输入检索条件快速获得满足条件的数据,并提供数据回放功能,能对历史数据进行回放。

系统配置的本地存储空间可保证机组两年以上的所有运行信息都可以存储,且保证所存储数据不失真,能够满足系统监测分析和故障诊断的数据需求。

B.4.4 状态评估

系统能利用采集到的各个系统的数据,结合离线试验数据、历史缺陷数据等,对设备状态进行综合分析和判断,对设备健康状态进行评估,对风险程度及发展趋势进行评价,并给出评价结论。

B.4.5 预警报警

系统能够提供二级报警功能,通过和系统设置的二级报警限值进行实时比较对照,系统可自动判断各测点状态,并通过颜色和报警继电器输出进行报警。

系统还能够自动建立正常样本数据,并根据样本数据进行预警,及时发现故障的前期征兆。当系统报警值没有越限,但振动幅值或相位变化量超过设定的变化限值时,系统可发出预警信号,并以醒目标识提示用户关注。

系统提供实时的机组报警信息一览表,从中可方便浏览到机组的预警报警信息;如需要预警报警信息还能够通过即时信息的方式快速推送至专业人员,便于专业人员在第一时间内掌握机组异常信息。

B.4.6 故障诊断

系统具备故障诊断功能,可以对常见的故障进行辅助诊断,能够分析判断故障原因、严重程度,并给出处理建议。

附录 C (资料性附录)

汽轮发电机组轴系扭振在线监测系统

C.1 概述

大功率发电机组的轴系具有轻质、柔性、多支承、大跨距、高功率的特征,由于发电机材料利用系数的提高,轴系截面功率密度相对增大,轴系的加长使扭转刚度下降,轴系固有频率谱相对较密,导致诱发轴系发生扭振的能量较低。同时电网采用串联电容补偿(简称串补)或高压直流技术实现远距离输电,风电、光伏领域大量电力电子设备广泛应用,以及新型电网稳定控制和输配电技术的应用,诱发机组轴系扭振的潜在因素日益增加,机组轴系扭振问题越来越突出。

C.2 轴系扭振的起因

汽轮发电机组轴系扭振是指在发生机电扰动时,汽轮机驱动转矩与发电机电磁制动转矩之间失去平衡,使轴系这个弹性质量系统产生一种运动形式——扭转振动。引起扭振的原因来自两方面:机械扰动与电气扰动。前者主要指不适当的进汽方式、调速系统晃动、快控汽门等,一般为正阻尼状态,不会引起轴系扭振的等幅或发散等失稳状态。后者一般根据大小分为两类:一类是由电网结构中串联电容补偿所引起的次同步谐振和有源电力设备及其控制系统(如高压直流输电、电力系统静态稳定器、静止无功补偿器、静止无功发生器、风机控制器等)引起的次同步振荡,有可能为负阻尼或欠阻尼状态,会引起轴系扭振的失稳,会造成重大损失;另一类是指各种急剧扰动,例如短路、自动重合闸、误并列、甩负荷等,一般为正阻尼状态,不会引起轴系扭振的等幅或发散等失稳状态。

C.3 技术原理

进行轴系扭振分析的基础是轴系建模,其精确性和简单实用性将大大提高研究效率和研究结果的可信度。目前有 3 种用于扭振分析的轴系模型:第 1 种是以 4~7 个集中惯性体和连接它们的理想弹簧所组成的简单质量弹簧模型,这种模型对于频率较低的扭振模态具有一定的精度,因此在 SSR/SSO 分析中应用较普遍。第 2 种是基于连续介质理论,采用有限元方法建立的连续质量模型(也称分布质量模型),采用偏微分方程形式可用数值方法求解,能准确计算较高阶扭振特性,但计算量大且易造成较大的累积误差,不适于求解机电耦合系统状态方程组。第 3 种是多段集中质量模型,本质上与简单质量模型相同,但是可根据轴系的结构特点使分段数依分析需要由几十段到几百段不等。它既可以求取简单质量模型所无法确定的高阶扭振固有频率,又避免了采用连续质量模型计算时所需的庞大计算量,因此得到了广泛的应用。

在建立轴系质量模型的基础上对汽轮机轴系角速度变化量连续监视和分析,对机端电气量进行连续监测和分析,根据转速测点位置测量的角速度变化量和机端电气量分析机组的次同步模态频率及其特征量,达到对机组扭振模态频率、阻尼、危险界面疲劳累计的监测。同时在扭振模态弱阻尼及轴系疲劳损伤时发出告警信号。

C.4 监测方法

C.4.1 转子扭振测量

扭振测量为宽带特性,充分覆盖机组扭振模态频率。频率范围依据所考虑的机组特性确定(例如不同机组有不同扭振模态频率,同型号机组模态频率也存在不一致的情况,同一机组在大修前后有微小变化)。

监测量包括:

- a) 转速测点位置测量的角速度变化量;
- b) 各扭振模态角速度变化量。

为了避免混淆并保证说明正确,在所有情况下标明测量单位(例如:rad/s)。

C.4.2 测点位置

选择对应机组轴系上能够较好响应固有模态频率扭振的位置并能表示机组整体特性的结构部件上进行测量(如汽轮发电机组轴系两端的测速齿盘)。

C.4.3 测量精度

转速差准确度:不大于 0.02% 输入转速,或不大于 0.01 rad/s。

C.5 扭振监测系统数据分析

C.5.1 基本数据分析

C.5.1.1 实时监测:连续监测发电机的转速及机端电流、机端电压等电气量。

C.5.1.2 实时计算:连续计算发电机危险截面处扭应力。

C.5.1.3 在线分析:分析机组的扭振模态频率、扭振模态阻尼。

C.5.1.4 疲劳计算:实时计算发电机危险截面处的疲劳程度。

C.5.1.5 故障连续录波。



C.5.2 数据诊断与报警

扭振值达到规定值或数值发生显著变化时,发出报警信息,提示需要采取措施避免机组发生扭振。进一步进行数据诊断以确定扭振发生原因进而采取措施避免发生故障扩大。

C.6 扭振监测装置的配置

C.6.1 300 MW 及以上有扭振(包含次同步、超同步、暂态冲击等)风险的机组配置汽轮发电机扭振监测装置。单机容量 300 MW 以下的机组可根据运行环境的需要装设扭振监测装置。

C.6.2 当扭振超过设定门槛后报警至中央控制室。

C.6.3 扭振监测具有全过程录波、故障分析功能。

C.6.4 对于弱阻尼情况的机组配置轴系扭振保护,并考虑配置机组轴系扭振阻尼控制装置。

C.6.5 对于串补、高压直流输电送出系统及大规模风电接入近区的电厂可采用频域扫描法、复力矩系数分析法、特征值分析法和时域仿真法等进行分析,根据分析结果装设扭振相关设备。

附 录 D
(资料性附录)
绝缘过热监测装置

D.1 概述

绝缘过热监测装置,也称为发电机工况监视仪 GCM(Generator Condition Monitor),是一种应用于发电机的烟气探测装置,用于探测氢冷发电机内部出现的严重铁心绝缘过热,通过技术改进也可以应用于空冷、氢冷发电机的定、转子及铁心的绝缘过热监测。

D.2 监测原理

GCM 设计有专用气体管路构成与发电机内部连通的采样气体循环回路,装置通过连续采集发电机内部冷却气体并进行烟气探测来进行过热报警。当发电机内部发生过热时,过热位置的有机物(如环氧绝缘)会因热分解而产生大量直径 $0.001\ \mu\text{m}\sim 0.1\ \mu\text{m}$ 的凝结核微粒,即烟气。由于正常运行情况下冷却气体中不存在该种微粒,因此,当 GCM 捕捉到这种烟气微粒时就表明发电机内部的有机物材料存在过热情况。不论这种过热是发生在转子绕组、定子绕组还是定子铁心上,均会触发装置报警。

根据检测原理,GCM 分为离子电流型和云雾室型两类,目前国内常见的 GCM 多采用离子电流型。离子电流型 GCM 内置有离子室,根据仪器型号的不同,采用钷-232 或者是镅-241 作低能放射源,持续发出 α 射线。循环的冷却气体进入 GCM 的离子室后,受到 α 射线的轰击,会产生出大量的离子对,其中负离子在磁场作用下被吸引到 GCM 收集器的电极上产生相应的离子电流,经放大后以百分率的形式显示在 GCM 的前面板上。当流过离子室的气体中含有烟气微粒时,由于微粒的吸附效果会使 GCM 电极上收集到的离子数量减少,从而导致电流减小。由于电流的减少量与产生的微粒数成正比,从而可以表示绝缘过热的严重程度。电流输出为 100% 时说明没有微粒,可以认定此时电机中的有机绝缘材料良好;如果电流输出明显下降,表明可能电机某处绝缘出现了过热。由于气流量、气压以及温度的改变都会影响到探测的电流,因此有必要保持这些参数的稳定。

需要注意的是,GCM 不同于发电机温度监测系统,不是靠温度传感器感知安装位置的温度,而是探查发电机内部任何有机材料发生热灼伤情况,因而不能立即指示具体的灼伤部位和过热温度,除非有相应的辅助诊断手段,例如在绝缘的特定部位预先涂施在特定温度下释放烟气的标识化合物。

D.3 标识化合物与 GCM 的适用范围

一般情况下,GCM 不能为定子绕组和转子绕组的绝缘过热问题发出很及时的报警,这是由于大多数绝缘只在温度相当高时才会产生烟气微粒,而定子绕组和转子绕组中的主绝缘若处在如此高的温度下,很可能在几分钟或几小时内发生接地故障。与此不同,定子铁心在片间绝缘出现局部过热后,并不意味着电机将很快出现停运故障。通常少数几片叠片的铁心短路对电机的威胁并不严重,因此 GCM 特别适用于定子铁心绝缘过热故障的早期报警。

为了满足对绕组绝缘的过热报警,可以与 GCM 配合使用具有较低分解温度的标识化合物,即一种可涂在相应绝缘表面并在一定温度下释放特定微粒的化合物。通常,在同一台电机中使用几种不同种类的标识化合物。当被涂表面发热到一定的温度时,会向冷却空气或氢气中释放特定化学性质的微粒,并引发 GCM 报警。通过对 GCM 取样过滤器中截获的微粒进行化学分析,识别出标识化合物中的化学

成分就可以判断具体过热点的位置以及过热温度。

标识化合物通常都是由微球形胶囊封裹的氯化物组成的,当微球胶囊达到了特定温度就会破裂,释放出这种化学物质。微球胶囊破裂的临界温度高于绕组的正常运行温度,但又远低于绝缘的熔点或燃点温度。通常有许多种略带差异的标识化合物,它们各有唯一的化学识别特征,对应某一特定的温度。由于许多标识化合物都有一定的寿命,因此需要定期进行更新。

D.4 GCM 报警处理

根据制造厂家的设定,GCM 一般在电流下降幅度超过 25%~50%时发出报警,由于引发 GCM 故障报警的故障机理不同,装置输出电流的变化规律会有所差异。当装置发出报警后,安排进行以下工作:

- a) 记录报警时刻发电机运行参数,检查测温元件的显示温度、风温及发电机本体有无异常情况。
- b) 就地核对电流是否下降并检查装置运行是否正常。
- c) 若装置运行正常且电流有明显下降,查明装置管路内是否有油、气流量是否减小。
- d) 若气流量正常且电流减小,则表明发电机可能存在绝缘有过热隐患。此外,可以将装置输出的故障记录曲线与参考曲线进行比较,确认是否属于正确报警。
- e) 判定装置正确报警后,进行取样工作,并对所取样品进行色谱分析。如果已采用标识化合物,可通过化学成分分析以及标识化合物对应涂刷位置,分析得出具体过热位置和过热温度。

需要注意的是,由定子铁心过热故障而引起的报警通常会在几个小时后自动消失,不得将这种情况视作“误报警”。这是由于定子铁心叠片出现局部短路后,片间的故障电流会使短路位置发热,当短路位置温度足够高时,该位置的绝缘发生分解从而触发 GCM 报警,而当受影响部位的绝缘被完全烧光后 GCM 又会返回到正常的读数。除此之外,过励磁也可能导致铁心轭部过热,从而在机组负荷或功率因数变化时引发装置报警。

对于铁心故障而言,发电机绝缘过热报警为早期预报,一般初次报警并不代表发电机会在短期内发生停机故障。但是随着铁心片间短路位置的增加,会引起 GCM 的频繁报警,并最终由于局部铁心温度过高引发停机事故。由于铁心故障从初次报警到故障明朗化,存在一定的过程,因此要注意对报警频次及相关运行数据的记录和分析。

当绝缘过热装置发出持续的、电流大幅下降的或者频繁的报警信号时,可结合发电机局部放电在线监测装置、转子接地保护、转子匝间短路在线监测装置或绕组端部振动在线监测装置的监测数据进行综合分析。

附录 E

(资料性附录)

汽轮发电机定子绕组端部振动监测系统

E.1 概述

发电机定子绕组端部承受正常运行时的交变电磁力作用和突然短路时的巨大电磁力冲击。长期过大的振动不仅会造成发电机定子绕组端部紧固结构件松动、线棒绝缘磨损,还可能致使股线因机械疲劳而断裂,严重的故障将引发端部相间短路事故。并且端部的振动状态不是一成不变的,在交变电磁力和热应力的长期作用下,可能因绝缘的微缩作用及磨损或紧固件的局部松动,绕组端部模态参数会发生变化,投运时完全合格的发电机长期运行后,其固有频率可能落入在两倍频电磁力谐振范围内,造成振动状态逐步或突然恶化。在线监测定子绕组端部的振动可以直接反映出这种危险的振动变化,避免突然事故的发生。

E.2 测点布置

每台发电机可根据发电机容量和结构特点选择布置每端不少于 2 个振动测点。

定子绕组端部振动测点可根据定子绕组端部模态试验结果,在振动磨损明显的部位或振动比较大的位置布置,一般宜布置在汽励两侧定子绕组鼻端接头、定子绕组引出线或定子绕组端部紧固件的适当位置上,或根据需要在其他位置的其他位置上布置测点。可根据发电机结构特点选择径向布置或切向布置,也可根据需要布置轴向测点。

E.3 传感器的选择

发电机定子绕组端部振动监测推荐采用不含有任何金属部件、耐高电压和抗强电磁、利用光学检测原理和光纤传输信号的光纤加速度传感器。对光纤加速度传感器的基本要求如下:

- a) 采用光学检测原理,并采用光纤传输信号,在发电机内的部分不得含有任何金属部件;
- b) 传感器头及光缆防护层的材质采用耐高温高性能化学聚合材料,可承受高温,抗氢气腐蚀,不易损坏和变形;
- c) 频响范围 10 Hz~600 Hz(−3 dB);
- d) 传感器灵敏度不小于 100 mV/g 或 10 mV/ μ m;
- e) 传感器共振频率大于 600 Hz,传感器不存在 50 Hz/60 Hz 噪声干扰;
- f) 满足现场 $2 U_N + 1\,000$ 耐压试验和局放试验要求;
- g) 工作压力大于 700 kPa,并满足发电机最大工作气体压力要求;
- h) 传感器头可承受的最高工作温度满足发电机对应绝缘等级(B 级、F 级和 H 级)对工作温度的要求;
- i) 传感器性能长期稳定可靠,不发生信号漂移现象;
- j) 传感器自带光纤长度尽量满足机内测点到机外的距离,如果自带光纤长度不能满足,可采用延伸光纤,确保输出信号不发生漂移现象;
- k) 传感器自带光缆需要经过振动测试,确保光缆不因外力振动而导致输出信号漂移,避免误报警。

E.4 传感器和密封法兰的安装要求

传感器的安装固定应保证振动信号的拾取正确无误,密封法兰的安装应确保发电机本体密封安全

可靠。

对传感器和密封法兰的基本安装要求如下：

- a) 应确定传感器布置位置和测量方向,可采用非金属绑扎带牢固绑扎在被测部位上,保证传感器对振动的敏感方位与被测振动的方位一致。
- b) 应确定光缆走向和固定方式,沿光缆走向每间隔一段距离,采用非金属绑扎带牢固绑扎,确保光缆走线安全、绑扎牢固。
- c) 安装密封法兰前,应确认光缆绑扎牢固安全,多余的光缆盘缠固定好,每个传感器的光电转换接头标识清楚,并确保与传感器编号对应一致,并拍数码照片存档。
- d) 应设计加工专门的密封法兰用于安装传感器贯穿件,密封法兰设计经过强度校核,其本体通过耐压和气密性型式试验。密封法兰上可加工与传感器数量相等的贯穿孔。
- e) 密封法兰与发电机本体应采用焊接方式连接,传感器光电转换接头安装在密封法兰盖上,安装时各结合面加密封垫和密封胶,确保密封安全可靠。

E.5 数据采集处理单元的技术要求

每台发电机应配置 1 套端部振动数据采集处理单元(装置)。数据采集处理单元应能实时采集端部振动传感器及相关工况参数的动态输出信号,并经计算处理分析后,得到定子绕组端部振动的通频位移峰峰值和倍频振动位移峰峰值。

数据采集处理单元的基本技术要求如下：

- a) 应能接入一台发电机需要监测的全部端部振动监测信号；
- b) 应能接入 1 路键相信号,用于采集转速和控制振动信号采样；
- c) 应能接入至少 4 路 4 mA~20 mA 模拟量信号,用于接入有功功率等工况参数；
- d) 应能实时采样振动数据,采样频率不小于 1 kHz,采样点数不少于 1 024 点；
- e) 应具备频谱分析功能,频谱分辨率不低于 1.0 Hz；
- f) 应具备信号数字滤波处理功能和数据存储管理功能；
- g) 应配置显示器,能以数值、图形和曲线方式对振动参量及其工况参数进行显示和分析；
- h) 应具有至少 4 路报警继电器输出,报警定值和报警逻辑可由用户自行设置修改；
- i) 应具有与其他系统数据通信的接口。

E.6 软件功能要求

每台发电机应配置 1 套端部振动数据分析软件。振动数据分析软件应能够对定子绕组端部振动进行实时在线监测和数据分析。

数据分析软件的基本功能要求如下：

- a) 应能够对定子绕组端部振动数据进行实时在线监测和分析,以表格、棒图、趋势、时域波形、频谱等直观方式实时动态显示所监测的绕组端部振动。
- b) 应具有波形分析、频谱分析、趋势分析、相关分析、瀑布图分析等多种专用分析工具,以分析发电机线棒端部振动在稳态和瞬态运行过程中的状态变化。
- c) 应自动地存储所采集到的端部振动数据,可长期保存历史数据。具有方便的数据检索功能,用户可通过输入检索工况(时间、负荷等)方便地获取所需分析的数据进行分析。
- d) 应能与电厂分散控制系统、管理信息系统、发电厂厂级监控信息系统等系统进行通信,实现数据共享。
- e) 应具备系统设置功能,用户可以对报警定值、报警逻辑等进行设置。

附 录 F
(资料性附录)
局部放电在线监测

F.1 概述

汽轮发电机局部放电在线监测是对发电机在运行状态下进行的局部放电测量,局部放电在线监测数据是在发电机承受着额定电压、不同负载和不同工况的情况下得到的,其优点在于测量结果是在定子绕组承受着包括电应力、热应力、机械应力和化学应力等共同作用下获得的。但由于在线测量局部放电时存在大量的环境噪声,如果噪声信号不能被有效地分离,测量结果势必受到严重影响,汽轮发电机局部放电在线监测需要采用合适的监测技术和安装方法,实现对局部放电信号和噪声信号的分离,并提供相应的局部放电数据评价方法。

F.2 局部放电类型

在汽轮发电机定子绕组绝缘层内部或边缘以及绕组端部发生的导体间绝缘仅被部分桥接的电气放电现象,称为局部放电。汽轮发电机局部放电包括:绝缘内部放电、槽放电、端部表面放电、导体和绝缘体间放电。除上述四种放电类型外,还有由定子线圈股线断裂引起的电弧火花放电。

F.3 发电机局部放电的在线监测

由于发电机采用的云母绝缘结构在正常运行时能容忍一定量的局部放电,只有在局部放电的幅值超过了一定的量值,才可能会损坏发电机的绝缘系统。一般从异常局放的发生到最终绝缘击穿通常需要一个很长的时间,所以监测发电机的异常局放情况,提出预警,可提前安排停机检修,避免绝缘系统事故。

F.4 局部放电监测方法

适用于汽轮发电机局部放电在线监测的方法主要有电容耦合器监测法(每相安装单个或一对电容耦合器)、射频监测法、定子槽耦合器法和埋置在定子槽埋置电阻测温元件监测法。除了上述方法外,光学法、超声法和臭氧法都可用于发电机局部放电的检测,但是由于工作原理及传感器安装方面的限制,这些方法很少用于在线监测。

F.5 局部放电数据的解读

F.5.1 表征局部放电数据的参数

局部放电的严重程度可通过局放值 Q_m 和放电强度 PDI 来反映。其中局放值 Q_m 指最大的重复出现的局部放电脉冲量值,一般用皮库(pC)、电压(mV)来表示;放电强度 PDI 是指不同电压下放电的能量大小,来表征该局放事件的破坏力,一般用毫瓦(mW)来表示。对射频监测法,局部放电的严重程度是以准峰值电压来表征的。

局部放电的严重程度也可通过局放量 NQN (无量纲)和局放量持续百分比 PDP 来反映。 NQN

局放量是一个综合性参数,一般以局放脉冲幅值为横坐标、每秒局放脉冲数的对数为纵坐标所绘制成的曲线的积分面积来表示。局放量持续百分比 *PDP* 是指在所指定的时间窗口期内,那些达到各个 *NQN* 区域面积的数据,所持续时间占整个测量周期的百分比来验证该检测到放电严重程度是否有效,尽量避免对局放测量数据的误报。

F.5.2 局部放电随时间的变化趋势

发电机定子绝缘状态是一个发展过程。相比局部量和某时刻的局部放电数值,局部放电数值随时间的变化趋势更有价值。不论采用哪种监测方法,变化趋势对评价整个定子绕组局部放电数据都是非常有用的。如果局部放电随时间变化趋势上升,则需对局部放电数据进一步分析以确定局部放电活动增强的可能原因。

F.5.3 局部放电模式

局部放电在线监测一般推荐使用的局部放电模式是 ϕ - q - n 图谱,其中对单个局部放电脉冲而言,以局部放电强度为纵坐标,以局部放电发生的相位为横坐标,在散点图中,通过采用适当的颜色标记来显示每个相位/幅值窗口内的局部放电发生频次。除了 ϕ - q - n 模式,其他合适的局部放电测量参数也可用同样的方式来分析,并为以后的分析建立分布图。

F.5.4 局部放电模式分析

局部放电模式分析可作为绝缘故障诊断的一种辅助手段。通过局部放电脉冲的极性分析,可以初步判断局部放电故障的类型和发生的部位。另外通过图谱上局部放电脉冲的相位分析,进一步判断发电机局部放电的类型和发生的部位。

F.5.5 局部放电数据的评价

通常可从以下几方面来分析判断局部放电的严重程度:

- a) 比较同一台发电机不同相(或不同支路)的局放值 Q_m 和局放量 *NQN*;
- b) 比较其他同类型发电机的局放值 Q_m 和局放量 *NQN*;
- c) 分析局放值 Q_m 和局放量 *NQN* 随时间的长期变化趋势。通过与局部放电统计数据库中同类型的发电机的典型局部放电数据特征比较,有助于分析判断发电机绝缘的缺陷和故障,评价发电机的绝缘状态。

F.5.6 局部放电的危险程度评估

危险程度评估是以目前的树脂浸渍云母代高压绝缘系统为基础的,随绝缘材料、局部放电源位置、表面状况等不同进行高、较高、较低和正常评价,局部放电危险程度评估见表 F.1。

表 F.1 局部放电危险程度评估表

局放源	危险度	备注
内部空穴	低	内部放电是由嵌入主绝缘内的空气或气体形成的小空穴引起的。这些小空穴是在制造工艺过程中形成的,并不代表老化因素。正常环境下,内部放电不会导致绝缘严重老化
内部分层	高	内部分层局放是由嵌入主绝缘内的空气或气体形成的狭长的空穴(沿线棒纵向)引起的。这些空穴一般是由过热或者外部机械力引起的,这两种都会导致绝缘层之间的大面积分离

表 F.1 (续)

局放源	危险度	备注
导体和绝缘间分层	高	导体和绝缘材料间的分层局放是嵌入主绝缘和电场分级材料间的空气或气体形成的狭长的小空穴(沿线棒纵向)引起的。 这些小空穴一般是由过热或者外部机械力引起的,这两种都会导致绝缘层之间的大面积分离
槽放电	高	槽放电是由电场防晕层和定子槽壁间的接触不良或脱落引起。典型的槽放电只出现在电机运行期间。电磁力和振动导致接触性电弧,就是检测到的槽放电。只有在电场防晕层严重老化的情况下,离线测量才能检测到槽放电,也才具有上文中描述的局放源的特征
绕组端部表面放电	较低	绕组端部表面的局放出现在绝缘材料表面的某部位,一般位于电机绕组端部区域。通常由导电的污染物(碳、油灰、磨损物等)引起,或者由端部电场分级材料遭破坏引起。由于放电只出现在绝缘的表面,对绝缘不会产生严重的老化
磁性大的金属颗粒	较高	磁性大的金属颗粒一旦依附在绝缘材料表面的某部位,就可能在电磁场的作用下,发生蛀孔,对绝缘形成破坏
端部导电颗粒	正常	导电颗粒的局放出现在绝缘材料表面的某部位,一般位于电机绕组端部区域。它们通常由大面积的导电污染物(碳、油灰、磨损物等)引起,或者由个别电场分级材料的区域引起。由于放电只出现在绝缘的表面,对绝缘不会产生严重的老化

附录 G
(资料性附录)

汽轮发电机转子绕组匝间短路在线监测

G.1 概述

转子绕组发生匝间短路是汽轮发电机最为常见的故障之一,较轻微的故障可能导致局部过热和振动增大,严重的转子匝间短路故障会产生很大的危害,由于匝间短路故障电流的增大,短路点局部过热会导致绝缘烧损接地、导线过热会导致变形或烧熔,故障的进一步发展会造成烧坏护环、大轴磁化,或烧伤轴颈和轴瓦等。同时由于匝间短路在气隙磁通中形成不对称磁场分量,会引起一系列的轴系振动问题,严重威胁发电机安全运行。

G.2 常用的转子绕组匝间短路在线监测方法

目前常用的转子绕组匝间短路在线监测方法有微分探测线圈波形法和综合工况分析法。

G.3 微分探测线圈波形法原理

微分探测线圈波形法的基本原理是在定转子气隙中放置一个微分线圈,将运行中同步发电机气隙中的旋转磁场采样并进行波形信号进行分析,判断转子绕组是否存在匝间短路。

在发电机运行过程中,当气隙磁场发生变化时,探测线圈两端的感应电势也随之发生变化。当同步发电机转子绕组通入励磁电流以后所形成的磁密分布,是由沿转子圆周分布的磁势及回路的磁阻所决定的,正常运行时,汽轮发电机转子气隙中的旋转磁场由转子磁场分量和定子电枢反应磁场分量合成。微分线圈感应的特征波形峰值近似正比于转子对应槽内实际导线匝数与励磁电流的乘积,即转子各槽的有效安匝数。因此,当运行中的发电机转子匝间存在短路故障时,由于匝间短路故障槽内转子线圈的匝数减少,所以与邻近正常槽的安匝数相比,故障槽的安匝数有所下降,磁通减少,微分线圈感应电势波形在故障槽对应的位置幅值将会降低,降低的幅度与匝间短路故障的严重程度呈正相关。

图 G.1 为转子匝间无短路故障时探测线圈的波形图。图 G.2 为转子匝间有短路故障时探测线圈的波形图。

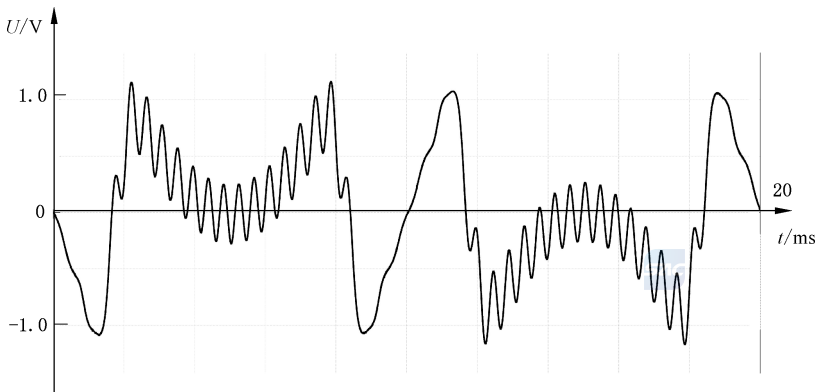


图 G.1 转子匝间无短路故障时探测线圈的波形图

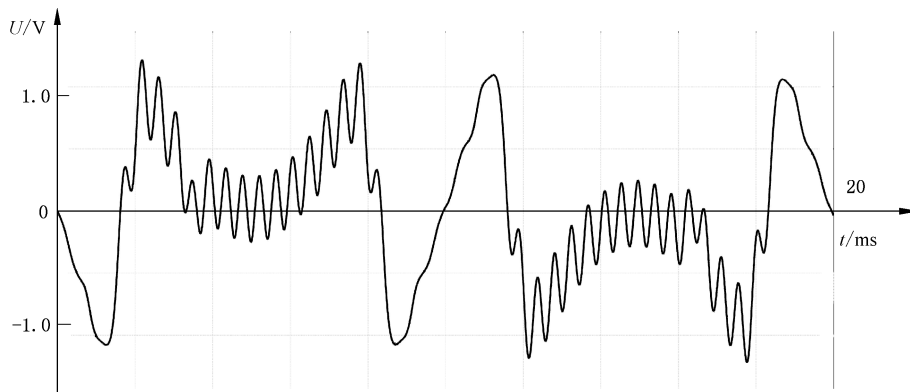


图 G.2 转子匝间有短路故障时探测线圈的波形图

G.4 探测线圈波形法限定值

取一个磁极上的一个线圈电压与另一磁极上相对应的同号线圈电压之差值与两者较大值之比 $U_{\delta 1}$, 见式 (G.1):

$$U_{\delta 1} = \frac{|U_{1j} - U_{2j}|}{\max(U_{1j}, U_{2j})} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (G.1)$$

式中:

U_{1j} ——第一个磁极的第 j 号线圈的电压, 单位为伏 (V);

U_{2j} ——第二个磁极的第 j 号线圈电压, 单位为伏 (V);

$\max(U_{1j}, U_{2j})$ —— U_{1j} 和 U_{2j} 的最大值, 单位为伏 (V)。

$U_{\delta 2}$ 定义见式 (G.2):

$$U_{\delta 2} = \frac{1}{N} \times 45\% \quad \dots\dots\dots (G.2)$$

式中:

N ——转子被测槽匝数。

当按式 (G.1) 计算所得的数值 $U_{\delta 1}$ 大于式 (G.2) 所计算的数值 $U_{\delta 2}$ 时, 即判定转子存在匝间短路。

G.5 匝间短路监测的综合工况分析方法

另外一种匝间短路在线监测方法为综合工况分析法。主要是通过在线实时采集发电机电气参量数据, 并根据一个运行工况下发电机的电气参量数据, 包括有功功率、无功功率、输出电压和输出电流, 反向计算转子正常电流的理论值, 然后求出励磁电流的实测值与理论值的相对偏差, 将此偏差作为发电机转子绕组是否存在匝间短路故障的判据, 作出发电机存在转子匝间短路故障的诊断。为建立发电机模型, 在发电机正常运行时采集发电机运行参数, 包括发电机励磁电流 I_{fd} 、有功功率 P 、无功功率 Q 和输出电压 U 的值, 然后拟合关系表达式; 当系统投入运行时同步采集发电机励磁电流 I_{fd} 、有功功率 P 、无功功率 Q 和输出电压 U 的值, 计算得到励磁电流 I_{fd}' , 计算短路判据 $a\%$, 见式 (G.3):

$$a\% = \left| \frac{I_{fd}' - I_{fd}}{I_{fd}} \right| \quad \dots\dots\dots (G.3)$$

根据 $a\%$, 对转子绕组匝间短路故障的严重程度作出判断, 数值越大, 短路越严重。

附录 H

(资料性附录)

汽轮发电机轴电压轴电流监测

H.1 概述

汽轮发电机在运行过程中,由于某些原因产生不平衡的磁通交链在转轴上,就会在发电机的转轴的两端或轴局部对地产生感应电势,这个感应电势就称为轴电压。轴电压由转子轴颈、轴承油膜、轴承、机座及基础底层构成通路,当轴电压较高击穿油膜时,就会在此回路内产生一个电流称为轴电流。

H.2 汽轮发电机轴电压产生的机理

H.2.1 磁路不对称

磁路不对称引起的轴电压是存在于发电机轴两端的交流型电压。由于定子铁芯采用扇形冲压片、转子偏心、扇形片的磁导率不同以及冷却和夹紧用的轴向导槽等发电机制造和运行原因引起的不对称,产生交链转轴的交变磁通,在发电机大轴两端产生电位差。这种交流轴电压一般为 1 V~10 V,但具有较大的能量。

H.2.2 静态励磁系统作用

大型汽轮发电机组普遍采用静态励磁系统,其因晶闸管整流引入了一个新的轴电压源。静态励磁系统将交流电压通过静态晶闸管整流输出直流电压供给发电机励磁绕组,此直流电压为脉动型电压。对于采用三相全控桥的静态励磁系统,其励磁输出电压的波形在 1 个周期内有 6 个脉动。这个快速变化的脉动电压通过发电机的励磁绕组和转子本体之间的电容耦合在轴对地之间产生交流电压。此种轴电压呈脉动尖峰,其频率为 300 Hz(励磁系统交流侧电压频率为 50 Hz)。

H.2.3 静电效应

在汽轮机内部,高速流动的湿蒸汽与汽轮机低压缸叶片摩擦在汽轮机低压缸内产生的直流型电压。这种静电效应并非经常存在,在某种蒸汽条件下才能出现。随着运行工况的不同,这种性质的轴电压有时会很。转子绕组一点接地以及润滑油与油管之间的摩擦带电也产生类似的直流型电压。

H.2.4 轴向磁通及剩磁

发电机中存在各种环绕轴的闭合回路,如集电环装置和转子端部绕组,在设计考虑不周或转子绕组发生匝间短路时,它们的磁动势不能相互抵消,就会产生一个轴向的剩余磁通,该磁通经轴、轴承和发电机的底板而闭合。此外当发电机严重短路或其他异常工况下,经常会使大轴、轴瓦、机壳等部件磁化并保留一定的剩磁。磁力线流经轴瓦,当机组大轴转动时,就会产生电动势,称为单极电动势。单极效应产生的轴电压表现为直流分量,并随负载电流而变化。

H.3 汽轮发电机轴电压轴电流的危害

轴电压较低时,由于油膜的绝缘作用,放电是不容易发生的。然而,当轴电压较高,轴瓦表面有缺

陷,润滑油油质或流量不达标以及发电机异常振动等都可能造成油膜击穿,导致轴与轴瓦形成金属性接触,形成相当大的轴电流,可达到几百安甚至上千安,它足以烧损轴颈和轴瓦。轴电压造成轴承腐蚀是一个加速过程,一次放电就可能使轴瓦表面金属局部熔化,在油膜内形成金属颗粒并破坏油膜绝缘,使得放电更易发生,形成连锁反应,引发机组振动,直至被迫退出运行,给现场安全生产带来隐患。

H.4 汽轮发电机轴电压轴电流的预防措施

H.4.1 发电机汽轮机侧大轴上安装接地碳刷

汽轮机侧高速蒸汽与叶片摩擦产生的静电荷通过转轴传到发电机侧。在汽轮机与发电机之间大轴上安装接地碳刷,可将轴电流通过碳刷引导至大地,从而避免了对发电机轴颈和轴瓦的电腐蚀威胁。

H.4.2 发电机励端侧轴承加装绝缘

发电机的汽轮机侧大轴通过碳刷接地后,一旦励磁侧轴瓦的绝缘油膜被破坏,发电机转子感应的交流电压将形成闭合回路,轴电流将腐蚀发电机励磁侧的轴瓦和轴颈。将励磁侧轴瓦与大地之间设置绝缘层可阻断该回路的形成,从而保护励磁侧的轴瓦和轴颈。垫绝缘处一定要做到完全垫开,包括固定轴承座的地脚螺栓和定位销钉,与轴承连接的油管路法兰盘等处均需加装绝缘垫圈和套管。这种方法对防止轴电流是非常有效的。

H.4.3 励磁侧大轴安装 RC 轴接地模件

常规汽轮机侧大轴接地碳刷不能消除轴电压中由静态励磁系统产生的高频尖峰分量,近些年提出的在励磁侧安装新型无源 RC 轴接地模件的方法,能有效抑制轴电压的这一分量。

H.4.4 在静止励磁系统装置上安装 R-C 滤波器

R-C 滤波器能够吸收静止励磁回路的一些高次谐波,使得发电机励磁绕组与转子本体之间的电容耦合效应减弱,从而降低转子本体电压。

H.5 汽轮发电机轴电压轴电流的测量

H.5.1 轴电压测量

所测的轴电压,主要是监测发电机大轴的励端与汽端之间的电压,除在汽端设有永久性的接地碳刷外,在发电机的励端设置一个测量碳刷。如采用自动检测轴电压的方式,则在测量碳刷回路中接入高内阻的电压/电流变送器,变送器输出为 4 mA~20 mA 信号,并远传至集控室,见图 H.1。

轴电压的测量要考虑交流的峰值及故障状态下效应,其电压范围可选 0 V~100 V。正常情况下,轴电压小于 20 V 以下,当大于 20 V 时可设定具体的报警值。

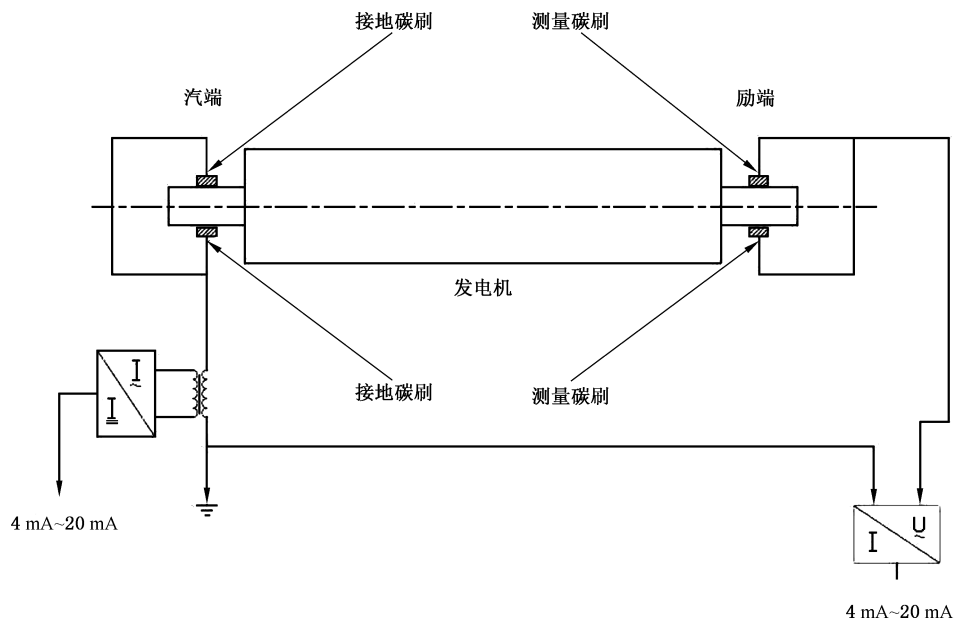


图 H.1 汽轮发电机轴电压轴电流测量示意图

H.5.2 轴电流测量

在汽轮机与发电机之间大轴上安装永久的接地碳刷,可将轴电流通过碳刷引导至大地。轴电流测量(参见图 H.1)可以通过在汽端接地回路上串接穿芯式电流互感器(CT)来实现,CT 的一次侧流过轴电流,其次级经过电流/电压变送器转换成 4 mA~20 mA 信号远传至集控室。穿芯式电流互感器 CT 一般能用于测量高压电气设备泄漏电流,其特点为在 CT 一次侧通过毫安级电流仍能保持足够的测量精度,而正常运行情况下发电机轴电流正好为毫安数量级。但由于轴电流也含有各次谐波分量并可达上千赫兹,故为了保证测量精度,此 CT 的选择需考虑高频的影响。

正常情况下,轴电流小于 0.1 A,在发电机故障情况下,轴电流会超过 1 A;为精确测量到轴电流,其测量范围一般为 0 A~5 A 或 0 A~10 A。轴电流的报警值可设为 0.1 A 或大于 0.1 A。

附 录 I (资料性附录)

汽轮发电机冷却水系统漏氢监测

I.1 概述

汽轮发电机存在冷却水路密封缺陷、定子线棒空心导体断裂、线棒严重磨损等缺陷时,受氢水压差作用氢气会渗透进入冷却水中。随着缺陷的发展和加剧,会导致冷却水进入发电机内最终发展为严重的定子绕组短路事故。通过监测冷却水系统漏氢可以及早发现发电机内部渗漏缺陷,预防发电机突发重大事故的发生。

I.2 冷却水系统漏氢的监测方法

冷却水系统漏氢的传统监测方法包括以下两种:

- a) 定子冷却水箱内部安装漏氢检测装置检测氢气浓度,适用于开放式或不带保护气体的定子水箱。氢气浓度以水箱放气阀低度常开或定时大开消除积累氢气影响后的数值为准,对于有保护气体的冷却水箱,可连接到气体保护阀管路上,以漏氢量变化为参考标准。
- b) 定子冷却水箱排气口安装气体流量表测量氢气排量,适用于不带保护气体的定子水箱。气体流量表数值异常增大时排除水箱水位波动、冷却水泵运行含气、补水含气的影响。

冷却水系统漏氢的传统监测手段在适用性、准确性和灵敏性方面存在一定局限,目前已发展出通过监测冷却水中溶解氢含量进而监测冷却水系统漏氢的新方法,并在数据准确性、灵敏性和适用性等方面得到了提升。

I.3 冷却水中溶解氢含量监测原理

冷却水中氢气的溶解量包括了绝缘引水管的正常泄漏和泄漏点的缺陷泄漏。来自绝缘引水管的正常泄漏与绝缘引水管的结构尺寸、引水管内外氢气压差有关,一般情况下变化不大,因此通过监测冷却水中氢气溶解总量的变化可以判断缺陷泄漏的大小,从而为缺陷泄漏的进一步处理提供依据。

冷却水中溶解氢含量监测是对发电机冷却水泵出口采集的冷却水水样中的溶解氢含量进行在线监测,根据已建立的发电机冷却水中溶解氢含量与冷却水系统密封性的对应关系,判断冷却水中溶解氢含量是否正常,当溶解氢含量超过正常范围时,发出预警。

I.4 冷却水中溶解氢含量监测技术要求

I.4.1 取样要求

进行冷却水中溶解氢含量监测时,水样检测应在封闭系统中进行。推荐在循环水泵出口水平管设置取样点,取样管路的要求参照 DL/T 665 执行。

I.4.2 监测装置要求

冷却水中溶解氢测量装置应满足以下要求:

- a) 分辨率: $\leq 1\text{ }\mu\text{g/L}$;
- b) 测量范围: $0\text{ }\mu\text{g/L} \sim 5\,000\text{ }\mu\text{g/L}$;
- c) 温度补偿范围: $5.0\text{ }^{\circ}\text{C} \sim 45.0\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- d) 示值误差: $\leq \pm 3\% \text{F.S.}$

I.4.3 冷却水中溶解氢含量指标

运行机组冷却水溶解氢含量指标要求见表 I.1。

表 I.1 发电机冷却水溶解氢含量范围

参数	报警值	控制值
溶解氢浓度/ $(\mu\text{g/L})$	60	200



参 考 文 献

- [1] DL/T 665 水汽集中取样分析装置验收导则
 - [2] IEEE 802.3u IEEE standards for local and metropolitan area networks; Supplement—Media access control (MAC) parameters, physical layer, medium attachment units, and repeater for 100 Mb/s operation, type 100 Base-T (Clauses 21-30)
-

