



变电设备

带电检测与在线监测 应用成果案例集

李颖毅 主编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



变电设备

带电检测与在线监测 应用成果案例集

李颖毅 主 编

张 浩 楼 平 副主编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

近年来,国网浙江省电力公司湖州供电公司大力推进固定式在线监测和移动式带电检测相结合的状态检测体系建设与探索,为设备状态检修积累了大量的基础数据和应用经验,形成了一系列带电检测与在线监测技术的应用成果。

本书分为三个部分。前两个部分共 62 个典型案例,介绍了变电设备带电检测和在线监测技术在变压器、断路器、GIS 设备、互感器、避雷器、开关柜中的应用。第三部分阐述了国网浙江省电力公司湖州供电公司借助大数据分析理念和技术,开发和应用状态监测数据挖掘及深化应用平台的实例。

本书有助于提高检修人员运用带电检测、在线监测技术的业务素养,提高分析设备运行参数、深层次隐患发掘的能力,可作为供电企业生产、管理人员学习和应用,为电力变电运行维护、检修人员提供参考。

图书在版编目(CIP)数据

变电设备带电检测与在线监测应用成果案例集 / 李颖毅主编. —北京: 中国电力出版社, 2016.4

ISBN 978-7-5123-8665-5

I. ①变… II. ①李… III. ①变电所—电气设备—带电测量—应用—案例
②变电所—电气设备—在线监测系统—应用—案例 IV. ①TM93 ②TM63

中国版本图书馆CIP数据核字(2015)第302462号

中国电力出版社出版、发行

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

北京瑞禾彩色印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2016年4月第一版 2016年4月北京第一次印刷

710毫米×980毫米 16开本 11印张 170千字

印数0001—1500册 定价 60.00 元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

编 委 会

主 编 李颖毅

副 主 编 张 浩 楼 平

编写人员 刘 强 吴国强 马爱军 杨莉萍

朱雪松 姚 晖 卢孔实 刘丰文

李正明 杨小东 曹力力 王振华

管敏渊 卢 毅 张 磊 朱家立

杜 贇 马 贇 高 泓 陈美荣

陆 翔 钟 中 何卫东 邹爱东

平建荣 丁 昊 韩 磊 郭 政

王 琪 于海生 王新伟 左文力

陈培琦 李 丰 陈 亮 洪建敏

赵 岚 沈梦瀛 刘高明 丁 鸿

袁建飞 毛 岚 莫雪梅 徐国华

郇 欣 刘智涯 缪 琰 王 炜

董建强

带电检测和在线监测技术是设备状态检修体系的重要组成部分。与传统的例行试验、诊断性试验相比，带电检测和在线监测可以在不停电的情况下，实现对设备连续的状态检测，并以此进行缜密的风险分析和全面的安全评估，显著提升停电检修的针对性，节省检修人力成本，提高供电可靠性。近年来，国网浙江省电力公司湖州供电公司大力推进由固定式在线监测和移动式带电检测相结合的状态检测体系建设与探索，为设备状态检修积累了大量的基础数据和应用经验，形成了一系列带电检测与在线监测技术的应用成果。

本书分为三个部分。前两个部分共 62 个典型案例，介绍了变电设备带电检测和在线监测技术在变压器、断路器、GIS 设备、互感器、避雷器、开关柜中的应用，涵盖油色谱，红外热像，紫外成像，铁芯夹件接地电流， SF_6 气体纯度、微水、分解物，局部放电，阻性、泄漏电流，接地引下线导通，暂态地电压等，各案例包括说明、分析、处理经过以及案例的总结，是应用状态检测技术智慧和经验的结晶。第三部分阐述了国网浙江省电力公司湖州供电公司借助大数据分析理念和技术，开发和应用湖州供电公司状态监测数据挖掘及深化应用平台的实例。

国网浙江省电力公司湖州供电公司承担了本书的主要编著工作，浙江省电力公司运维检修部及其他兄弟单位多位具有深厚理论功底和丰富实践经验的技术人员也参与了本书的编写，为本书的出版提出了宝贵的意见和建议，在这里一并感谢。

本书有助于提高检修人员运用带电检测、在线监测技术的业务素养，提高分析设备运行参数、深层次隐患发掘的能力。由于时间仓促，书中难免有不妥之处，恳请广大读者提出宝贵意见。

编者

2015 年 12 月

● 前言

● 第一部分 变电设备带电检测 / 1

- 案例 1 SF₆ 气体红外线检测发现 GIS 接地端绝缘子开裂 / 2
- 案例 2 SF₆ 气体分解物检测发现空气含量超标 / 5
- 案例 3 阻性电流和红外热成像综合检测发现避雷器受潮和老化 / 8
- 案例 4 红外热成像检测发现母联电流互感器末屏接触不良 / 11
- 案例 5 SF₆ 气体红外线检测发现灭弧室绝缘子与法兰浇铸处泄漏 / 12
- 案例 6 红外热成像检测发现 110kV 断路器法兰破损、腐蚀 / 13
- 案例 7 光谱检测发现隔离开关操作连杆螺栓不锈钢成分不合格 / 15
- 案例 8 暂态地电压检测发现开关柜内电缆护层保护器放电 / 17
- 案例 9 超声波局部放电检测发现电缆裂纹和电流互感器滴漏 / 19
- 案例 10 SF₆ 气体红外线检测发现断路器密度继电器处泄漏 / 20
- 案例 11 红外热成像检测发现隔离开关刀口弹簧压接不良 / 21
- 案例 12 红外热成像检测发现避雷器绝缘缺陷 / 24
- 案例 13 暂态地电压检测发现穿墙套管受潮 / 28
- 案例 14 油中溶解气体检测发现 500kV 主变压器内部故障 / 30
- 案例 15 铁芯接地电流检测发现主变压器引出线铝排安装缺陷 / 33
- 案例 16 阻性电流检测发现避雷器密封不良 / 35
- 案例 17 超声波局部放电检测发现穿墙套管放电 / 38
- 案例 18 油中溶解气体检测发现变压器有载分接开关故障 / 40
- 案例 19 油中溶解气体检测发现电流互感器渗油 / 42

- 案例 20** 红外热成像检测发现主变压器上、下箱体连接螺钉发热 / 44
- 案例 21** SF₆ 气体红外线检测发现 GIS 观察窗有机玻璃老化开裂 / 45
- 案例 22** 超声波局部放电检测发现套管压簧与铝质屏蔽层接触不良 / 47
- 案例 23** 超声波局部放电检测发现 GIS 气室接地螺栓未紧固 / 51
- 案例 24** 油中溶解气体检测发现主变压器无载励磁开关静触头烧损 / 52
- 案例 25** 阻性电流检测发现 500kV 线路避雷器受潮缺陷 / 56
- 案例 26** 超声波局部放电检测发现 GIS 母线电压互感器气室局部放电量超标 / 58
- 案例 27** SF₆ 气体分解物检测发现断路器内部绝缘损坏 / 61
- 案例 28** 泄漏电流和红外热成像综合检测发现避雷器内部受潮 / 62
- 案例 29** X 射线荧光镀层检测发现隔离开关触头镀银层厚度不合格 / 66
- 案例 30** 红外热成像和油中溶解气体综合检测发现电流互感器内部故障 / 67
- 案例 31** 红外热成像检测发现电容式电压互感器 (CVT) 内部绝缘老化 / 70
- 案例 32** 接地导通测试发现主变压器中性点接地扁铁腐蚀 / 74
- 案例 33** 超声波局部放电检测发现开关柜绝缘件放电 / 76
- 案例 34** 油中溶解气体检测发现主变压器内部 T 型焊接不良 / 80
- 案例 35** 油中溶解气体检测发现变压器 B 相绕组短路 / 82
- 案例 36** 紫外成像检测发现断路器 C 相中间绝缘子连接处电晕放电 / 86

● 第二部分 变电设备在线监测 / 89

- 案例 1** 红外在线监测发现主变压器低压侧套管导电杆端头接触不良 / 90
- 案例 2** 泄漏电流 / 阻性电流在线监测发现避雷器绝缘缺陷 / 91
- 案例 3** 泄漏电流在线监测发现电压互感器绝缘板受潮 / 93
- 案例 4** 油色谱在线监测发现主变压器总烃超标 / 94
- 案例 5** 套管介质损耗在线监测发现主变压器绝缘缺陷 / 95

- 案例 6 SF₆ 气体密度在线监测发现充气工艺不规范 / 97
- 案例 7 SF₆ 气体压力在线监测发现断路器防爆膜处泄漏 / 98
- 案例 8 SF₆ 气体压力在线监测发现断路器底座法兰处泄漏 / 99
- 案例 9 SF₆ 气体微水在线监测发现内部元器件受潮 / 100
- 案例 10 泄漏电流 / 阻性电流在线监测发现避雷器表面污秽严重 / 103
- 案例 11 油位在线监测发现主变压器套管内部与本体油路贯通 / 106
- 案例 12 红外在线监测发现隔离开关触头接合处发热 / 108
- 案例 13 触头测温在线监测发现隔离开关刀头发热 / 109
- 案例 14 泄漏电流在线监测发现避雷器主绝缘受损 / 111
- 案例 15 开口三角电压在线监测发现电压互感器一次绕组层间烧穿 / 115
- 案例 16 开口三角电压在线监测发现电压互感器电磁单元绝缘受损 / 117
- 案例 17 主变压器铁芯电流在线监测发现夹件接地电流超标 / 120
- 案例 18 蓄电池在线监测发现采样盒故障 / 124
- 案例 19 油色谱在线监测发现主变压器温度过热缺陷 / 124
- 案例 20 泄漏电流在线监测发现避雷器内部电压致热性缺陷 / 127
- 案例 21 油色谱在线监测发现主变压器油中 H₂ 超标分析 / 132
- 案例 22 油色谱在线监测发现主变压器油中 C₂H₂ 超标分析 / 136
- 案例 23 油色谱在线监测发现主变压器铁芯内部非正常焊接 / 140
- 案例 24 油色谱在线监测发现主变压器套管导电杆放电缺陷 / 142
- 案例 25 超高频局部放电在线监测发现 GIS 气室疑似放电现象 / 146
- 案例 26 油色谱在线监测发现主变压器铁芯放电 / 147

第一部分

变电设备带电检测

220kV正母线

Ⓑ Ⓒ



案例 1 SF₆ 气体红外线检测发现 GIS 接地端绝缘子开裂

一、案例说明

2013 年 1 月 5 日 1 时 17 分, 220kV × × 变电站 × × 110kV 线路电流互感器及接地开关气室低气压报警。检修人员于当天上午迅速赶往现场对其进行补气至正常额定压力 0.5MPa。1 月 7 日该线路接地开关气室再次出现低气压报警。技术人员用 SF₆ 泄漏红外线检测成像设备对该气室外部进行检漏。检测时发现大量烟雾状气体从该气室接地端绝缘子处冒出, 1 月 10 日解体检查, 发现 C 相接地端绝缘子存在纵向开裂现象。

二、案例分析及处理

2013 年 1 月 5 日 1 时 17 分, 220kV × × 变电站 × × 110kV 线路电流互感器及接地开关气室低气压报警, 报警压力为 0.45MPa。由于大雪覆盖, GIS 设备出线间隔距离地面较高, 加上该气室线路接地开关及线路电流互感器同一筒体布置, 体积较大, 工作人员利用普通检漏仪器未检测出漏点。接地开关结构如图 1-1 所示。

补气至额定压力 0.5MPa 后 72h 内再次报警, 说明该气室存在重大气体泄漏点, 工区随即利用最先进的 SF₆ 泄漏红外线检测成像设备对该气室外部进行检漏。检漏仪显示屏显示大量烟雾状气体从气室顶部积雪中冒出, 工作人员扒开积雪发现线路接地开关

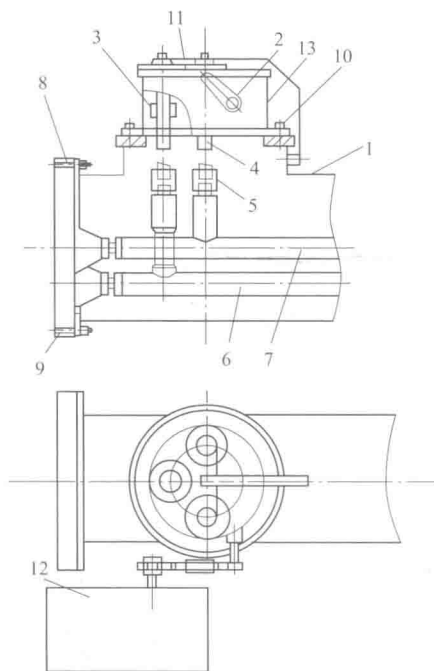


图 1-1 接地开关结构

1—罐体; 2—传动拐臂; 3—中间触头; 4—动触头; 5—静触头;
6—导体; 7—导体; 8—盆式绝缘子; 9—O 型密封圈; 10—O 型
密封圈; 11—接地端子; 12—操动机构; 13—传动机构室

C 相接地端绝缘子处漏气，用热水冲洗干净积雪后，发现从积水中产生大量气泡，并能清晰听到气泡破裂的“啵啵”声。接地绝缘子外部漏点、 SF_6 泄漏红外线检测成像图分别如图 1-2、图 1-3 所示。



图 1-2 接地绝缘子外部漏点



图 1-3 SF_6 泄漏红外线检测成像图

1 月 10 日天气良好，满足 GIS 设备解体的空气湿度要求，正式启动检修方案。开工前为确认该气室是否受潮，对该气室进行微水测试，测试结果 $76\mu\text{L/L}$ （运行标准 $250\mu\text{L/L}$ ）符合标准要求。随后根据施工方案回收该气室 SF_6 气体至微正压（回收气体量约 50kg ）后，开始解体设备，主要解体工作有接地开关机构与隔离开关脱离、拆除接地引流排、清扫设备表面、清除原涂玻璃胶、拆除相关紧固螺栓。然后将该 100kg 左右接地开关从 GIS 筒体中抬出，对该线路接地开关接地端进行解体检查，发现 C 相接地端绝缘子纵向明显开裂，具体如图 1-4、图 1-5 所示。



图 1-4 接地绝缘子瓷套裂纹



图 1-5 密封圈压痕

解体后检查密封圈弹性良好，表面无异物存在，但能看到一条不明显的压痕，疑似与绝缘子裂痕接触后形成。将开裂的绝缘子拆除，清理密封表面后



(500目砂皮及百洁布打磨,无水乙醇清洗,吸尘器清扫,无纺布拆洗)换上新绝缘子、相关密封圈及吸附剂后装配。完成装配后抽真空至133Pa,保持4h后真空度未发生变化,可确认该气室无漏点,充气至0.52MPa(厂家要求),静止24h后测微水合格(数据37 μ L/L)并检漏,法兰、螺栓四周涂玻璃胶密封。观察3天,气室SF₆压力保持不变,设备运行正常,情况良好。

三、案例总结

根据现场实际情况及工作经验判断接地端绝缘子开裂主要由以下3点原因引起:

(1) 安装工艺不到位,绝缘子外压圈四周6只M10 $\times$ 40镀锌螺栓未按要求均匀紧固,不均匀受力引起接地端绝缘子产生应力,导致开裂。

(2) 设计结构有问题,户外接地端引出绝缘子朝天方向安装又无防雨措施,易引起积水或雨水渗入螺栓孔与绝缘子间隙间(接地端引出绝缘子的螺栓孔内侧锈迹说明存在积水),低温积冰水体膨胀产生应力,受力后诱发贯穿性开裂,即裂纹沿螺栓孔贯穿。

(3) 环氧树脂属脆性物质,抗内外力能力弱,铜质导电杆与环氧树脂绝缘子膨胀系数不完全相同,在冰冻或酷暑条件下会产生一定应力。

为杜绝该类缺陷再次发生,提出以下3点防范措施:

(1) 加强该部位安装质量监督力度,加装防雨罩,防止雨雪直接接触或阳光直射。

(2) 加强对该类结构接地端引出绝缘子日常巡视力度,尤其是SF₆泄漏红外线检测成像,列入D级检修重点检查内容。

(3) 建议厂方在设计制造设备或进行变电站设备安装时,更改接地端引出绝缘子朝向,避免设备因无防雨措施,引起积水或雨水渗入螺栓(尤其针对户外设备),导致该类绝缘子开裂。

案例2 SF₆气体分解物检测发现空气含量超标

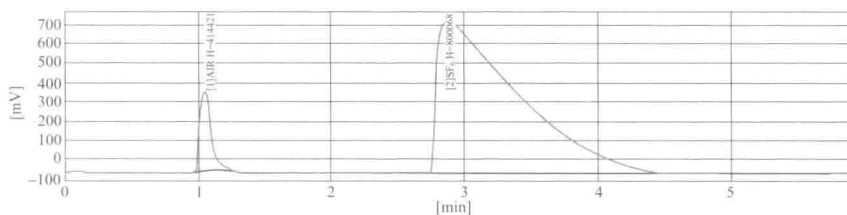
一、案例说明

2012年3月对220kV××变电站GIS各气室进行SF₆气体检测，在检测过程中发现该220kV GIS断路器三相气室均空气含量超标（环境温度20℃，湿度60%，设备压力0.62MPa），空气含量A相为2.26%，B相为2.32%，C相为2.35%，超出规定值（规程要求应不大于0.05%）。

二、案例分析及处理

检测人员对该220kV GIS断路器气室进行SF₆气体检测，发现空气含量超标，如图1-6～图1-8所示。

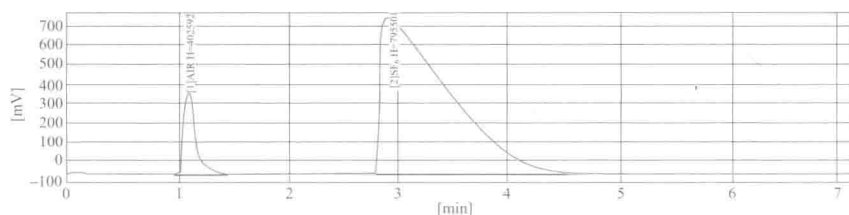
通过对色谱图的分析发现220k断路器气室三相SF₆气体中空气峰清晰可见，根据IEC 60480—2004《对电气设备产生的SF₆检测和处理指南和用于其重复使用的规范》和GB/T 18867—2002《电子工业用气体六氟化硫》中规定的测试方法，根据标准样品的保留值定性，用归一化法计算有关组分含量。经重复性试验确认对照GB/T 8905—2012《六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则》和DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》的规定判断超标无误，即刻安排重新对这些气室抽真空并充装检测合格的新SF₆气体。



分析结果表

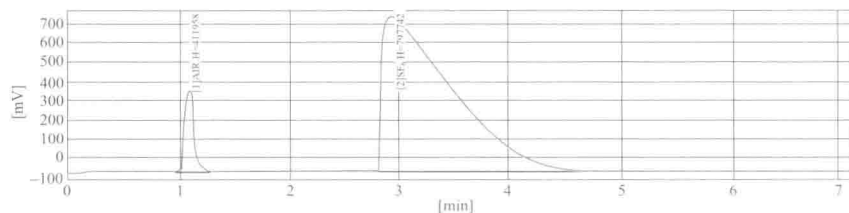
峰号	组分名	峰高 [μV]	保留时间 [min]	峰面积 [μV*s]	面积 [%]	含量[%]
1	AIR	414421	1.044	2413489	6.74857	2.26341
2	SF ₆	800068	2.879	33349469	93.25143	97.73659
总计:		1214489		35762959	100.00000	100.00000

图 1-6 220kV 断路器气室 A 相纯度分析



峰号	组分名	分析结果表				
		峰高 [μV]	操作时间 [min]	峰面积 [μV*s]	面积 [%]	含量[%]
1	AIR	402592	1.065	2473031	6.90357	2.31796
2	SF ₆	795501	2.918	33349447	93.09643	97.68204
总计:		1198093		35822479	100.00000	100.00000

图 1-7 220kV 断路器气室 B 相纯度分析



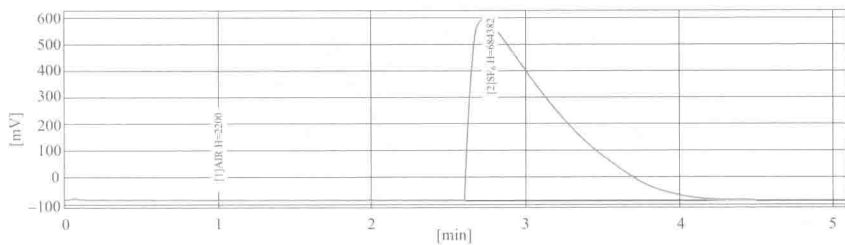
峰号	组分名	分析结果表				
		峰高 [μV]	保留时间 [min]	峰面积 [μV*s]	面积 [%]	含量[%]
1	AIR	411958	1.063	2548712	7.00303	2.35302
2	SF ₆	797742	2.928	33845690	92.99697	97.64698
总计:		1209700		36394401	100.00000	100.00000

图 1-8 220kV 断路器气室 C 相纯度分析

处理后测试分析该 220kV 断路器气室三相 SF₆ 气体纯度合格, A 相为 0.01%, B 相为 0.01%, C 相为 0.01% (环境温度 20℃, 湿度 60%, 设备压力 0.62MPa), 如图 1-9~图 1-11 所示。

三、案例总结

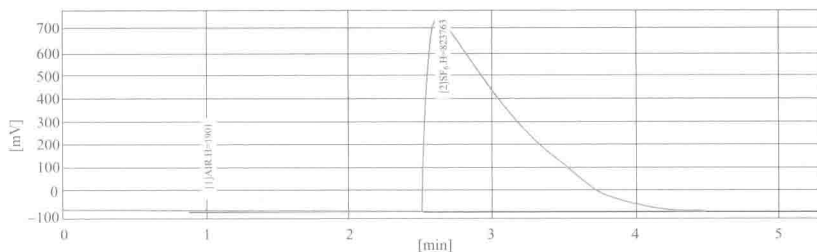
设备中空气含量的存在对 SF₆ 电气设备绝缘状况有较大影响, 而且空气含量的增加可能预示着 SF₆ 设备漏气而渗入空气, 或者新气的质量、设备安装工艺上存在一定的问题 (新设备在作业现场各气室的抽真空是否规范)。因此建议新的



分析结果表

峰号	组分名	峰高 [μV]	保留时间 [min]	峰面积 [μV*s]	面积 [%]	含量[%]
1	AIR	2200	0.971	11715	0.04656	0.01490
2	SF ₆	684382	2.725	25150714	99.95344	99.98510
总计:		686582		25162429	100.00000	100.00000

图 1-9 220kV 断路器气室 A 相纯度分析

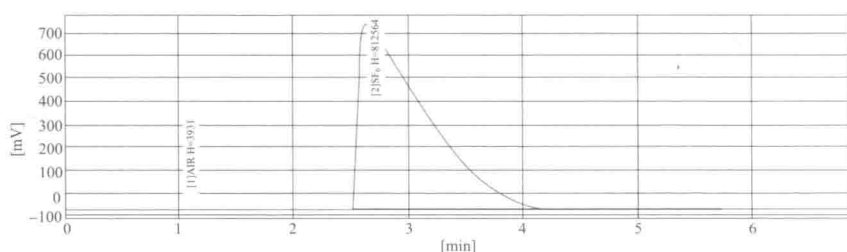


分析结果表

峰号	组分名	峰高 [μV]	保留时间 [min]	峰面积 [μV*s]	面积 [%]	含量[%]
1	AIR	1901	1.000	10701	0.03232	0.01034
2	SF ₆	823763	2.625	33100477	99.96768	99.98966
总计:		825664		33111178	100.00000	100.00000

图 1-10 220kV 断路器气室 B 相纯度分析

SF₆ 电气设备安装过程中严格按相关标准进行新气的验收、抽检，必要时加大新气的抽检比例、严格规范现场气室抽真空的时间。该方法类似于油中溶解气体分析诊断电气设备故障方法，对新气质量监测和设备内部潜伏性故障的发现有明显的作用。今后要进行更多的试验和改进，使此方法更加成熟。



分析结果表						
峰号	组分名	峰高 [μV]	保留时间 [min]	峰面积 [μV*s]	面积 [%]	含量[%]
1	AIR	3931	1.021	23891	0.07315	0.02342
2	SF ₆	812564	2.653	32636530	99.92685	99.97658
总计:		816495		32660421	100.00000	100.00000

图 1-11 220kV 断路器气室 C 相纯度分析

案例 3 阻性电流和红外热成像综合检测发现避雷器受潮和老化

一、案例说明

2012 年 8 月 21 日,运行人员巡检时发现 220kV × × 变电站 1 号主变压器 110kV 避雷器 B 相电流值指示异常,示数达 2mA (该相避雷器泄漏电流初始值为 0.5mA)。检修部门随即安排人员开展在线监测仪表检查和避雷器带电检测工作,其中带电检测内容包括避雷器阻性电流检测和红外测温,各状态量检测结果均表现异常,依据 Q/GDW 454—2010《金属氧化物避雷器状态评价导则》对该相避雷器进行状态评价,认定为重大异常状态,随即对故障避雷器做退出运行处理,更换了新设备。对该避雷器进行解体发现避雷器内部已严重受潮。

二、案例分析及处理

(1) 阻性电流检测。对该避雷器进行阻性电流测试,测试结果显示 B 相避雷器阻性电流接近全电流值,阻抗角接近 30°,与其他两相比有显著性差异,不满足 DL/T 393—2010《输变电设备状态检修试验规程》中避雷器阻性电流应“与同母线上其他同型号的避雷器测量结果相比无显著性差异”要求。数据见表 1-1。

表 1-1

阻性电流测试数据

相别	阻性电流（mA，峰值）	全电流（mA，峰值）	基波相角（°）
A	0.106	0.524	81.70
B	1.87	2.06	34.02
C	0.105	0.518	81.71

（2）红外线热像检测。发现 B 相避雷器中上部有异常高温区域，热点最高温比正常相同部位高出 10.7℃，根据 DL/T 664—2008《带电设备红外线诊断应用规范》判断，设备存在危急缺陷。图谱如图 1-12 所示。

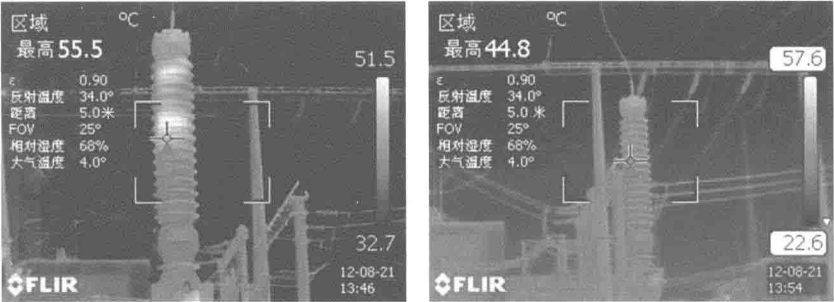


图 1-12

正常相红外热线图

（3）诊断性试验。解体前对该组避雷器进行了诊断性试验，测试项目为绝缘电阻、直流 1mA 下参考电压及 75% 直流 1mA 参考电压下的泄漏电流。试验数据见表 1-2。

表 1-2

诊断性试验数据

相别	初值			诊断值		
	U_{1mA} （kV）	$I_{0.75U1mA}$ （ μ A）	绝缘电阻（M Ω ）	U_{1mA} （kV）	$I_{0.75U1mA}$ （ μ A）	绝缘电阻（M Ω ）
A	150.5	22	10000	152.0	28	9300
B	149.9	27	10000	—	—	0.748
C	149.1	20	10000	150.2	27	9810

注 因 B 相避雷器绝缘电阻太低，直流泄漏电流无法测试。

（4）避雷器解体。

1）顶部：由接线盖板、金属压环、密封件、防爆膜等组成。打开 B 相避雷