

BIANPEIDIAN SHEBEI DIANXING SHIGU HUO YICHANG 100LI

变配电设备 典型事故或异常 100例

汪洪明 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

BIANPEIDIAN SHEBEI DIANXING SHIGU HUO YICHANG 100LI

变配电设备 典型事故或异常 100例

汪洪明 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书内容既有各类设备事故或异常处理的一般要求,又特别挑选现场最近几年发生、有一定技术含量、有代表性的一百余个真实事故或异常案例,展开分析每一个案例是怎么发生的、为什么会有这样的结果、应该怎么处理。全书不仅有文字描述,还有图纸、表格、照片、截屏等表现形式,争取让读者正确认识事故或异常处理,不仅知其然,还知其所以然,从别人的事故或异常处理中得到启发和借鉴,从而提高自己的处理事故或异常的能力。

本书包括变压器、母线、线路、交直流、补偿设备、监控、二次设备、智能化变电站、配电设备事故或异常等共十五章,每个章节分概述和实例两部分。

本书区别于理论阐述较多的书籍,注重实际和实用,考虑到现场设备发展及生产方式的变化,力求同步并适度超前,适合变电运维、调度监控、变电检修、配电人员及有关技术人员参考,也可作为电力类学生的学习资料。

图书在版编目(CIP)数据

变配电设备典型事故或异常 100 例/汪洪明编著. —北京:中国电力出版社, 2017. 3

ISBN 978-7-5123-9897-9

I. ①变… II. ①汪… III. ①变电所-配电系统-维修
IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 246703 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>)

航远印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2017 年 3 月第一版 2017 年 3 月北京第一次印刷
700 毫米×1000 毫米 16 开本 20 印张 407 千字
印数 0001—2000 册 定价 58.00 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

前 言

踏着建设全球能源互联网的脚步，电网发展方式和生产方式正在发生重大变化，如变电站已经基本实现集中监控和无人值班，智能变电站已经运行，变配电设备中大量运用新技术和新设备，但正确和迅速处理事故或异常依然是电网运行的最关键，本书内容既有各类设备事故或异常处理一般要求，又特别挑选现场最近几年发生的、有一定技术含量、有代表性的一百余个真实事故或异常案例，展开分析每一个案例是怎么发生的、为什么会有这样的结果、应该怎样处理。

全书不仅有文字描述，还有图纸、表格、照片、截屏等表现形式，争取让读者正确认识事故或异常处理，不仅知其然，还知其所以然，从别人的事故或异常处理中得到启发和借鉴，从而提高自己处理事故或异常的能力。本书区别于理论阐述较多的书籍，注重适合、实际和实用，考虑到现场设备的发展及生产方式的变化，力求同步并适度超前，适合变电运维、调度控制、变电检修、配电人员及有关技术人员参考，也可作为电力类学生的学习资料。

本书由国网江苏省电力公司无锡供电公司高级工程师、高级技师汪洪明主编，国网江苏省电力公司检修分公司扬州分部秦喆编写了第二章和第十章，国网江苏省电力公司检修分公司陆剑云、崔绍军，国网江苏省电力公司无锡供电公司董丽金、何光华、袁伟，国网江苏省电力公司南通供电公司江红成、国网江苏省电力公司徐州供电公司李晔、国网江苏省电力公司生产技能培训中心李世倩、陶红鑫、杨妮娜，国网江苏省电力公司管理培训中心符晓怡、蒋媛媛，国网江苏省电力公司南京供电公司陶晓燕，国网江苏省电力公司泰州供电公司泰兴市供电公司宁晓慷参与了部分编写工作。

本书即将出版之时，特别要感谢国网江苏省电力公司无锡供电公司领导的关心、支持，特别要感谢许多一线员工提供资料，向所有参与和支持本书编写、出版的人士表示诚挚的感谢。

由于编写人员水平有限，书中难免有错误和不足之处，敬请广大读者批评指正。

编 者

目 录

前言

第一章 变压器事故或异常	1
第一节 变压器事故或异常处理概述	1
第二节 变压器典型事故或异常实例	9
第二章 电流互感器事故或异常	25
第一节 电流互感器事故或异常处理概述	25
第二节 电流互感器典型事故或异常实例	28
第三章 电压互感器事故或异常	37
第一节 电压互感器事故或异常处理概述	37
第二节 电压互感器典型事故或异常实例	42
第四章 断路器事故或异常	57
第一节 断路器事故或异常处理概述	57
第二节 断路器典型事故或异常实例	65
第五章 隔离开关事故或异常	81
第一节 隔离开关事故或异常处理概述	81
第二节 隔离开关典型事故或异常实例	86
第六章 补偿设备事故或异常	102
第一节 补偿设备事故或异常处理概述	102
第二节 补偿设备典型事故或异常实例	107
第七章 避雷器事故或异常	129
第一节 避雷器事故或异常处理概述	129
第二节 避雷器典型事故或异常实例	132
第八章 母线事故或异常	141
第一节 母线事故或异常处理概述	141
第二节 母线典型事故或异常实例	143
第九章 线路事故或异常	165
第一节 线路事故或异常处理概述	165
第二节 线路典型事故或异常实例	171
第十章 交流系统事故或异常	179
第一节 交流系统事故或异常处理概述	179
第二节 交流系统典型事故或异常实例	183

第十一章 直流系统事故或异常..... 191

 第一节 直流系统事故或异常处理概述..... 191

 第二节 直流系统典型事故或异常实例..... 196

第十二章 二次设备事故或异常..... 212

 第一节 二次设备事故或异常处理概述..... 212

 第二节 二次设备典型事故或异常实例..... 233

第十三章 监控事故或异常..... 255

 第一节 监控事故或异常概述..... 255

 第二节 监控事故或异常实例..... 265

第十四章 智能变电站事故或异常..... 277

 第一节 智能变电站事故或异常概述..... 277

 第二节 智能变电站事故或异常实例..... 283

第十五章 配电设备事故或异常..... 291

 第一节 配电设备事故或异常处理概述..... 291

 第二节 配电设备事故或异常实例..... 298

第一章

变压器事故或异常

第一节 变压器事故或异常处理概述

一、变压器事故处理概述

1. 一般原则

主变压器故障跳闸，特别是承担大量负荷的大型主变压器突然跳闸，会引发系统内的一系列连锁反应，严重时甚至可能造成系统失去稳定。在变电站，最常见的连锁反应或并发情况就是相邻主变压器的严重过负荷，恶劣情况下主变压器事故还会引发火灾。此时，变电站值班人员因为需要应对多个异常情况而容易产生顾此失彼的情况，因此值班员必须沉着冷静，抓住主要矛盾，分清轻重缓急，主动与调度员协商，确定处理的优先顺序，并参照以下原则进行处理。

(1) 一台主变压器跳闸后，值班人员除应按常规的事故处理规定迅速向所属值班调度员报告跳闸时间、跳闸断路器、主保护动作情况等信息外，还应报告未跳闸的另一台主变压器的潮流及过负荷情况以及象征系统异常的电压、频率等明显变化的信息。

(2) 在未跳闸主变压器过负荷的情况下，应按规程规定对跳闸主变压器一、二次回路进行检查，如能确认主变压器属非故障跳闸或查明故障点确在变压器回路以外时，应立即提请值班调度员对跳闸主变压器进行试送，以迅速缓解另一台主变压器过负荷之危。

(3) 如主变压器属故障跳闸或无法确认主变压器属非故障跳闸时，应同时进行主变压器跳闸处理和未跳闸主变压器的过负荷处理。过负荷情况比较严重时应优先进行未跳闸主变压器的过负荷处理。

(4) 如主变压器故障跳闸引发系统失稳等重大异常情况时，应优先配合调度进行电网事故的处理，同时按短期急救性负荷的规定对过负荷主变压器进行监控。

(5) 一旦主变压器因故障着火时，灭火及防止事故扩大便成为最紧迫的首要任务。此时应迅速实施断开电源、关停风扇和油泵、起动灭火装置、召唤消防人员、视需要打开放油阀门等一系列处理措施，火情得以控制后，再迅速进行其他异常的处理。

(6) 根据保护动作情况判断主变压器故障性质。变压器的故障跳闸分析可通过气体（瓦斯）保护和差动保护进行联合分析。

2. 气体保护动作的处理

习惯称谓的轻瓦斯保护动作发出信号后，值班人员应首先复归轻瓦斯信号；若

不能复归，必须先对气体继电器进行放气。放气方法为：确定主变压器内部无异声后，爬上变压器顶部，掀开防雨罩，打开气体继电器的放气口（特别注意：放气口旁边有一个气体继电器的试验顶针，压下去则重瓦斯保护动作跳开三侧断路器，不能搞错，放气口与顶针外形有明显的区别），放至放气口冒油，立即关上放气口。复归后，观察气体继电器动作次数，间隔时间长短，气量多少。若轻瓦斯频繁动作，应取气并检查气体的性质，从颜色、气味、可燃性等方面判断变压器是否发生内部故障。如确定为外部原因引起的动作，变压器可继续运行。

重瓦斯保护动作跳闸后，差动保护未动作时，会有两种可能：①变压器内部故障在匝间发生，此时差动保护无法动作，变压器内部故障在绕组尾部发生，此时差动保护不灵敏，可能不动作，故障发生在变压器附件上如铁心等，此时差动保护无法动作；②本体保护误动作，气体保护或压力释放动作，应考虑是否有人误动、油回路上是否有人进行工作、是否伴有直流接地信号，气体保护或压力释放电缆绝缘是否损坏，如气体保护或压力释放单独动作，气体继电器内无气体，误动作的可能较大。此时检查变压器外部无明显故障，经分析并检查瓦斯气体，证明变压器内部无明显故障后，可经运行维护单位总工程师同意试送一次。另外若明显为误动作，则还可将该保护误动作原因消除或停用保护后送电，否则，按保护全部动作处理。

3. 差动保护动作的处理

差动保护主要反映变压器绕组和引出线的相间短路，中性点直接接地侧的单相接地短路。因此若差动保护动作，变压器各侧的断路器同时跳闸，按图 1-1 处理。

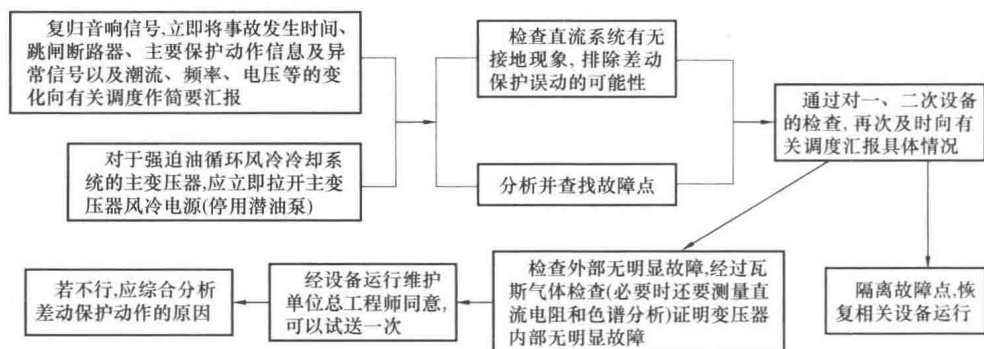


图 1-1 应对变压器差动保护动作跳闸采取的措施

若大差动保护动作，高阻抗保护不动作，则故障可能发生在 35kV 绕组至 35kV 独立 TA 间，此处，高阻抗差动保护不在保护范围内进行保护。

4. 重瓦斯保护与差动保护同时动作的处理

重瓦斯保护与差动保护同时动作跳闸，则可认为是变压器内部故障，未查明原因和消除故障前不得送电。

5. 定时过电流保护动作的处理

定时过电流保护为后备保护，可作为下属母线保护的后备或作变压器主保护的后备。所以，过电流保护动作跳闸，应根据其保护范围、保护动作信号情况、相应断路器跳闸情况、设备故障情况等予以综合分析判断，然后分别进行处理（见表 1-1）。

表 1-1 定时过电流保护动作的处理

故障原因	下属母线设备发生故障， 未能及时切除	下属母线设备发生故障， 主变压器跳闸	过电流保护动作跳闸
处理方法	检查失电母线上各线路保护是否已跳闸，造成越级，拉开拒跳断路器，切除故障 若无线路信号动作，可能是线路故障，因保护未动作断路器不跳闸，造成的越级。可以将所有出线的断路器全部拉开，并检查变压器本体及失电母线有无异常情况，若查不出明显故障时，则变压器可以在空载下试投送一次，试投正常后再逐条恢复线路送电。当合在某一路线断路器时又出现越级跳变压器断路器时，则应将该出线停用，恢复变压器和其余出线的供电	检查母线及设备，检查中若发现母线或所属母线设备有明显的故障特征时，则应切除故障母线后，再恢复送电 主变压器主保护如气体保护也有动作反应，则应对主变压器本体进行检查，若发现有明显故障特征时，不可送电	主变压器主保护，如气体保护也有动作，则应对主变压器本体进行检查，若发现有明显故障特征时，不可送电

最常见的是下属线路故障拒跳造成的越级跳闸，其次是母线设备故障造成跳闸。

6. 注意事项

（1）由于大型变压器的造价昂贵，其绝缘与机械结构相对薄弱，故障跳闸后对其进行强送或试送的相对成本过高。而且，一旦故障发生在主变压器内部，其自行消除的可能性微乎其微，使强送失去意义。因此，主变压器故障跳闸后一般不考虑通过强送的方法尽快恢复供电，只有在完全排除主变压器内部故障的可能，外部检查找不到任何疑点或确认主变压器属非故障跳闸且情况紧急的情况下，方可对主变压器进行试送，但这种情况需要由具有足够权威和资质的人员（如总工程师）加以确切的认定。

变电站值班人员能予以确认的非故障跳闸情况为：

- 1) 由工作人员误碰导致的跳闸。
- 2) 由值班人员误操作因素导致的跳闸。
- 3) 无保护动作且现场检查无任何异常的不明原因跳闸（此情况可先送电，再由调度安排方式停役检查）。
- 4) 其他经有权限领导认定可以送电的非故障跳闸。

（2）主变压器故障跳闸后，一时难以查明原因，而系统又急需恢复其运行时，可考虑采取零起升压的方法对变压器试送电，以最大限度地减少对主变压器的冲击。但这需要由电网调度对系统的方式作出较大的调整，由电厂等部门的多方配合

方能实现，一般这种情况很少出现。

(3) 主变压器是保护配置最复杂、最完善的设备，由多种不同原理构成的主变压器保护对不同类型的故障往往呈现不同的灵敏度和动作行为。因此，通过保护动作情况和动作行为的分析，结合现场检查情况和必要的油、气试验，一般情况下可以对主变压器故障的性质、范围作出基本的判断。在进行故障的分析与判断时，应优先考虑下列情况，以设法排除内部故障的可能，为尽快恢复供电提供前提条件和争取时间。

1) 是否存在区外故障越级的可能。

2) 是否存在保护误动或误碰的可能（气体、压力保护二次线受潮短路，差动回路断线，阻抗保护失压等）。

3) 是否存在误操作的可能。

4) 是否存在主变压器回路中辅助设备故障的可能。

(4) 如果发现有下列情况之一时，应认为主变压器存在内部故障。

1) 气体继电器采集的气体可燃。

2) 变压器有明显的内部故障征象，如外壳变形、防爆管喷油、冒烟火等情况。

3) 差动、气体、压力等主保护中有两套或两套以上动作。

4) 故障录波图存在表示内部故障的特征。

一旦认为主变压器存在内部故障，则必须进一步查明故障原因，排除故障，并经电气试验，油、气分析，证明故障已经排除后，方可重新投入运行。

(5) 一旦查明故障在主变压器外部，必须尽一切努力隔离故障，恢复主变压器运行。一般情况下，主变压器的停运会对变电站的供电和电网的运行造成严重影响，因此一旦查明故障在主变压器外部或其他辅助设备上，应迅速采取隔离、拆除、抢修等措施排除故障，恢复主变压器的运行，然后对已隔离的设备进行检查处理。

7. 调度关于变压器事故处理的一般规定

(1) 变压器（包括高压电抗器、低压电抗器，下同）的主保护（包括重瓦斯、差动保护）同时动作跳闸，未经查明原因和消除故障之前，不得进行强送。

(2) 变压器的气体或差动保护之一动作跳闸时，在检查变压器外部无明显故障，检查瓦斯气体，证明变压器内部无明显故障者，在系统急需时可以试送一次，有条件时，应尽量进行零起升压。

(3) 变压器后备过电流保护动作跳闸，在找到故障并有效隔离后，一般对变压器试送一次。

(4) 变压器过负荷及其他异常情况，应汇报调度，并按现场规程进行处理。

二、变压器异常处理概述

1. 一般原则

(1) 如主变压器有下列情形之一者，应立即要求调度将其停用。

- 1) 变压器内部音响很大,很不均匀,有爆裂声。
- 2) 压力释放装置喷油或冒烟。
- 3) 严重漏油使油枕油面降落低于油位指示器的最低限度。
- 4) 套管有严重的破损和放电现象。
- 5) 充油套管油面不正常地升高或降低。
- 6) 主变压器着火。

(2) 如变压器有下列情况之一者,应加强监视和检查,判断原因,并立即汇报,采取相应措施。

- 1) 变压器有异常声音。
- 2) 在负荷、冷却条件正常的情况下,变压器温度不断上升。
- 3) 引出线桩头发热。
- 4) 变压器渗漏油,油枕油面指示缓慢下降。

2. 变压器过负荷

- (1) 记录过负荷起始时间、负荷值及当时环境温度。

(2) 将过负荷情况向调度汇报,采取措施降低负荷。查对相应型号变压器过负荷限值表,并按表内所列数据对正常过负荷和事故过负荷的幅度和时间进行监视和控制。

- (3) 手动投入全部冷却器。

(4) 对过负荷主变压器特巡,检查风冷系统运转情况及各连接点有无发热情况。

(5) 指派专人严密监视过载主变压器的负荷及温度,若过负荷运行时间已超过允许值时,应立即汇报调度将主变压器停运。

3. 变压器过励磁

主变压器过励磁运行时会使变压器的铁心产生饱和现象,导致励磁电流激增,铁心温度升高,损耗增加,波形畸变,严重时会造成变压器局部过热危及绝缘甚至引发故障。主变压器的过励磁是由于其铁心的非线性磁感应特性造成的,与变压器的工作电压和频率有关,由于电力系统的频率相对稳定,可近似地视作与系统的电压升高有关。一般 500kV 变压器,当其运行电压超过额定电压 5% 时便可认为已进入过励磁运行状态。

主变压器过励磁运行时,值班人员必须及时向调度报告并记录发生时间和过励磁倍数,按现场运行规程中的有关限值与允许时间规定进行严密监控,逾值时应及时向调度汇报,提请调度采取降低系统电压的措施或按调度指令进行处理。与此同时,严密监视主变压器油温、线温的升高情况和变化速率。当发现其变化速率很高时,即使未达到主变压器的温度限值也必须提请调度立即采取降低系统电压的措施。

4. 变压器温度超限或不正常升高

当主变压器运行温度超过监视值、发出超温信号或其油温指示油温升超过许可

限度时，应从以下几个方面查明原因。

(1) 检查变压器的负荷和环境温度，并与以前相同负荷和环境温度下的油温、绕组温度进行对比分析。

(2) 核对温度表排除误指示可能。

(3) 检查变压器冷却装置情况，冷却器是否已全部投入运行，散热器是否存在积灰等影响其冷却效率的情况。

(4) 调阅站内监控系统的主变压器温度/负荷曲线进行分析。如温度升高是由于过负荷、过励磁或冷却器故障引起的，则按相应的规定进行处理；如原因不明，必须立即报告调度及有关领导，请专业人员进行检查并查找原因加以排除。

当发现主变压器温度较相同运行条件下的历史数据有明显差距，或温度虽未越限但在负荷没有大幅变化的情况下呈现较快的增长速率时，必须引起高度重视，并采取以下措施。

1) 增加对主变压器进行检查巡视的次数。

2) 调出监控系统中主变压器温度/负荷曲线进行密切监视。

3) 运用排除法对有可能引起主变压器温度升高的各种原因进行分析排除。

4) 请有关专业人员进行检查并寻找原因。

5. 变压器油位不正常升降

(1) 判定主变压器油位不正常升降的主要判据有：

1) 本体或调压开关油枕的油位指示。

2) 油位/油温曲线。

3) 渗漏油情况。

4) 相同运行条件下的历史数据。

(2) 发现油位指示异常后，可从以下几个方面进行检查分析，予以认定或排除。

1) 渗漏油情况。程度较严重的漏油或长期的微漏油现象可能会使变压器的油位降低，应立即通知检修人员进行堵漏和加油。如因大量漏油而使油位迅速下降时，禁止将重瓦斯保护改信号，通知检修人员迅速采取制止漏油的措施，并立即加油。如油面下降过多，危及变压器运行时应提请调度将故障变压器停运。

2) 油位指示器误指示。220kV及以上主变压器一般都采用带有隔膜或胶囊的油枕，当出现以下情况时，油位指示器可能会出现误指示：①隔膜或胶囊下面储积有气体，使隔膜或胶囊的位置高于实际油面；②呼吸器堵塞，使油位下降时隔膜上部空间或胶囊内出现负压，造成油位计误指示；③隔膜或胶囊破裂，油进入隔膜上部空间或胶囊内。

可通过放气、检查呼吸器呼吸情况、检查呼吸器矽胶有无被油浸润情况等方法加以分析排除。

3) 本体油箱与调压开关油箱之间密封不良。正常时本体油箱与调压开关油箱

之间是隔离的，而且从设计上保证了本体油位高于调压开关油位。因此一旦因电气接头发热或其他原因使两者的阻隔密封破坏时，本体油箱的油将持续流入调压开关油箱，使调压开关油位异常升高，甚至从调压开关呼吸器管道中溢出。这种情况一经确认，应申请主变压器停役加以处理。

4) 主变压器存在内部故障或局部过热现象。

以上引起油位异常的各种原因排除后，应怀疑主变压器存在内部故障或局部过热现象的可能，可采集油、气样进行分析确认。

6. 冷却系统故障

发现冷却系统故障或发出冷却器故障信号时，值班人员必须迅速作出反应，首先应判明是冷却器故障还是整个冷却系统故障。

若是一组或两组冷却器故障，则无论是风扇电动机故障还是油泵故障均应立即将该组冷却器停用，并视不同情况调整剩余冷却器的工作状态，确保有一组工作于常用状态，然后对故障冷却器进行检查处理或报修。在一组或两组冷却器停运期间，值班人员必须按现场运行规程中规定的相应允许负荷率对主变压器的负荷进行监控。

冷却器全停时，应由值班负责人指定专人监视、记录主变压器的电流与温度，并立即向调度汇报，同时以最快的速度分析有关信号查找原因并设法恢复冷却器运行。若是站用电失电所致，则按站用电失电有关规定处理；若是冷却系统备用电源自投回路失灵，则立即手动合上备用电源；若是直流控制电源失电，则将冷却器控制改为手动方式后恢复冷却器运行。

如果一时无法恢复冷却器运行时，应于无冷却器允许运行时间到达前报告调度要求停用主变压器，而不管上层油温或线温是否已超过限值。因为在潜油泵停转的情况下，热传导过程极为缓慢，在温度上升的过程中，绕组和铁心的温度上升速度远远高于油温的上升速度，此时的油温指示已不能正确反映主变压器内部的温度升高情况，只能通过负荷与时间来进行控制，以避免主变压器温度升高的危险程度。强迫油循环风冷冷却系统温度表见表 1-2。

表 1-2 强迫油循环风冷冷却系统温度表

名 称	允许温升	允 许 温 度
绕组温度 (强迫油循环风冷冷却系统)	65℃	98℃ (A 级绝缘耐受的绕组最热点为 98℃，年平均温度 20℃，再减去最热点与平均温度之差 13℃，得绕组平均温升 65℃)
上层油温 (强迫油循环风冷冷却系统)	40℃	85℃ (A 级绝缘耐受的绕组最热点为 98℃，年平均温度 20℃，再减去绕组最热点与顶层油温差 38℃，得绕组平均温升 40℃；控制顶层油温 85℃，可保证绕组最热点在 98℃以下)

强迫油循环风冷变压器运行中，当冷却系统（指油泵风扇、电源等）发生故障，冷却器全部停止工作，在额定负载下运行 20min。20min 后顶层油温未达到 75℃，则可以继续运行，但切除全部冷却器的最长时间在任何情况下不得超过 1h。

7. 轻瓦斯保护动作发信

轻瓦斯保护信号动作时，值班人员应立即展开以下工作。

(1) 对变压器进行外观检查。对主变压器的负荷、温度、油位、声响及渗漏油情况进行细致的检查和辨析。

(2) 采集气体继电器内的气体，并记录气量。采气一般使用较大容量的注射器进行，先取下注射器针尖，换上一小段塑料或耐油橡胶细管，排出空气，再将软管接在气体继电器的排气阀上（要求接头严密不漏气）；打开排气阀，缓缓抽动注射器活塞，吸入管道内残留的变压器油，然后关闭阀门断开软管，将注射器活塞推到底，排除变压器油；再接上软管，将气体吸入注射器内；最后关闭排气阀，拆除软管与排气阀连接。

(3) 对气体进行感官检查并进行定性分析。对气体进行感官检查的方法为：首先观察注射器内的气体是否无色透明，然后换装针头将少量气体徐徐推出，辨别其气味，再推出部分气体于针尖处点火试之，判别是否可燃，并将检查情况报告调度及有关领导。

(4) 通知有关专业人员取样做色谱和气相分析。一旦发现采集的气体有浑浊、味臭、可燃等情况，应迅速将剩余气样送有关部门或由他们重新采样做进一步的定量分析，并根据分析结果分别做出将主变压器停运、继续采样观察或撤销警戒的处理。

气体继电器正常运行中的注意事项有：

(1) 气体继电器防雨罩或接线盒盖应扣罩严密，接线盒无进水可能。因为接线盒内若进水或潮湿，引起接线端子短路，会造成气体继电器绝缘降低击穿而跳闸。

(2) 气体继电器内窗应注满油，无气体、无渗漏油现象。

8. 主变压器异常噪声

变压器正常运行的音响应当是连续均匀、和谐的嗡嗡声，有时由于负荷或电压的变动，音量可能略有高低，不应有不连续的、爆裂性的噪声。

异常噪声有两种类型：①机械振动引起的；②局部放电引起的。变压器发生音响异常时，运行人员应检查变压器的负荷、电压、温度和变压器外观有无异常。如果负荷及电压正常而有不均匀的噪声，首先应设法弄清噪声的来源是来自变压器的外部还是内部。可以用听音棒（也可用适当大小的螺钉旋具替代）一端顶紧在外壳上，另一端用耳朵倾听内部音响进行判断。

(1) 若判明噪声是来自变压器外部（如铭牌或其他外部附件振动等），可进一步查明原因，予以消除。

(2) 若风扇、油泵运转产生异常噪声，可能是轴承损坏或其他机械或电气故障引起，应通知检修人员检修排除。

(3) 若噪声是来自变压器内部，应根据其音质判断是内部元件机械振动还是局部放电。放电噪声的节拍规律一般与高压套管上的电晕噪声类似。如发现可疑内部放电噪声，为了准确判断，应立即通知化验部门进行油中含气成分的色谱分析。在

化验未做出结论之前,应对变压器加强监视。如有备用变压器,可按现场条件及规程规定切换到备用变压器运行。若色谱分析判明变压器内部无电气故障,噪声是由内部附件振动引起,变压器可继续运行,但应加强监视,注意噪声的变化发展。

(4) 若色谱分析判明变压器内存在局部放电或其他故障,应按现场规程及调度命令将变压器退出运行。

第二节 变压器典型事故或异常实例

【例 1】一起绝缘子放电导致的 1 号主变压器跳闸实例

2009 年 8 月 17 日,220kV 某变电站发生了 1 号主变压器 110kV 侧 A 型架 C 相悬挂绝缘子受漂浮物影响对横担放电,造成 1 号主变压器差动保护动作跳开三侧断路器的故障。

1. 事件经过

2009 年 8 月 17 日,5:58 监控发现某变电站事故信号为:1 号主变压器差动保护动作跳开三侧断路器,110kV 正母线失电,35kV 备用自投动作分开 1 号主变压器 35kV 侧 501 断路器,合 35kV 母联 510 断路器,并汇报调度,通知操作班。6:10 调度发令监控合上该变电站 110kV 某线 863 断路器恢复对 110kV 正母线供电,6:25 操作班人员到达现场,恢复站用电系统,开始对现场进行检查。6:28 调度发令监控合上某变电站 110kV 母联 710 断路器,拉开某线 863 断路器,6:35 操作班汇报调度:1 号主变压器比率差动保护、220kV 侧后备保护、110kV 侧后备保护均动作,故障录波显示为 C 相故障,故障电流 8.04kA,35kV 备自投动作成功。6:45 停用 35kV 备用自投,取下 1 号主变压器保护屏 33XB1。8:04 调度发令 1 号主变压器及三侧断路器改为检修。15:42 经登杆检查发现 1 号主变压器 110kV 侧 A 型架 C 相悬挂绝缘子靠近 110kV 高压室侧有放电痕迹(见图 1-2),更换 C 相悬挂绝缘子,主变压器试验合格后,16:06 对主变压器送电成功。

2. 原因分析

操作班到达现场后立即打印了 1 号主变压器差动保护、220kV 侧后备保护、110kV 侧后备保护及故障录波器的故障报告,如图 1-3 所示。

从图 1-3 可以发现,主变压器差动保护仅高压侧的 BC 相存在差流,但由于 LFP-972B 型主变压器差动保护采用高、中压侧采样电流(I_a 、 I_b 、 I_c)需经过装置软件星转三角的换算,即 $I_A = I_a - I_b$, $I_B = I_b - I_c$, $I_C = I_c - I_a$,经过换算后的计算电流(I_A 、 I_B 、 I_C),再进行三侧差



图 1-2 有放电痕迹的绝缘子

流计算得出差流显示值 (DI_A 、 DI_B 、 DI_C)，对于此类保护算法的单相故障都会造成两相比率差动动作，故从图 1-3 的差流波形显示还无法判断出到底是 BC 两相的哪相发生故障。

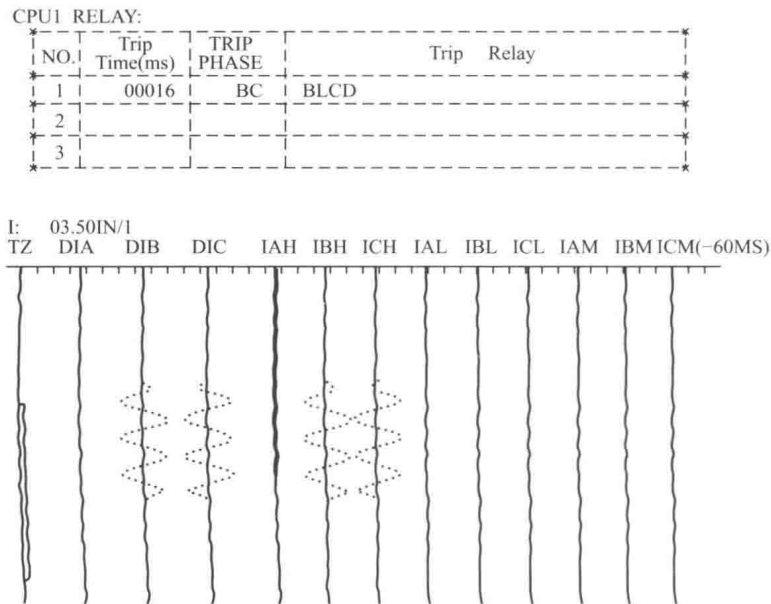


图 1-3 LFP-972B 型主变压器差动保护装置打印波形

通过主变压器 220kV 侧后备保护 LFP-973E 装置打印波形 (见图 1-4) 可以看出主变压器 220kV 侧仅 C 相有明显的故障电流，并出现零序电流且主变压器 220kV 侧的 C 相电压有一定的跌落，可以判断出是 C 相单相故障造成的差动保护动作。

结合主变压器 110kV 侧后备保护 LFP-973E 装置打印波形 (见图 1-5)，可以进一步确定出是 C 相故障造成的差动保护动作且主变压器 110kV 侧的 C 相电压几乎跌落至零。

联系三张保护波形及保护电流的采样电流互感器位置 (各侧差动保护电流采自断路器电流互感器，各侧后备保护采自主变压器套管电流互感器)，可以分析出故障点位于主变压器 110kV 侧套管电流互感器与 110kV 侧断路器电流互感器间。

因为若故障点位于主变压器内部、主变压器 35kV 侧或主变压器 220kV 侧套管电流互感器与 220kV 侧断路器电流互感器间，则由于 1 号主变压器 110kV 侧系统无电源点，主变压器 110kV 侧套管电流互感器内应无故障电流 (即 110kV 侧后备保护采不到故障电流)。故采用排他法可以断定，故障点只可能存在于主变压器 110kV 侧套管电流互感器与 110kV 侧断路器电流互感器间。

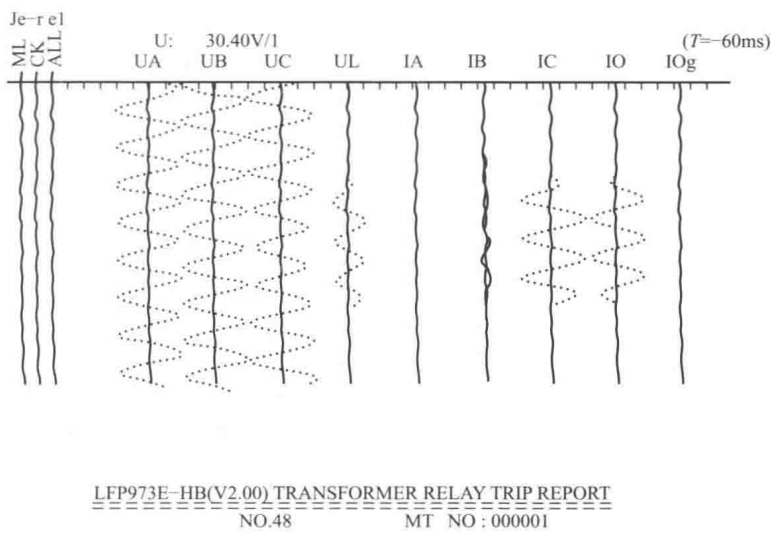


图 1-4 主变压器 220kV 侧后备保护 LFP-973E 装置打印波形

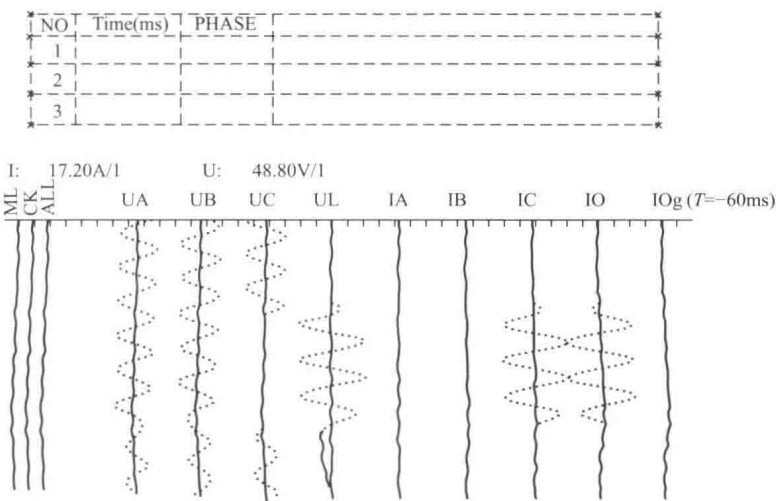


图 1-5 主变压器 110kV 侧后备保护 LFP-973E 装置打印波形

最后的登杆检查结果也证明了故障点的位置确实在上述位置范围内。

3. 防范措施

- (1) 在主变压器纵差保护动作跳闸后，若同时还有重瓦斯保护动作，则可基本确定故障点在主变压器内部。
- (2) 若仅主变压器纵差保护动作且主变压器 110kV 及 35kV 侧无电源点，则主