

# 220~500kV 变电所二次接线设计

宋继成

中国电力出版社

## 内 容 提 要

本书是在总结我国 40 年来在 220~500kV 变电所设计、运行成功经验的基础上,结合我国国情并参考部分国外资料和文献而写成的。

书中全面、详细地论述了 220~500kV 变电所二次线设计涉及到的各方面问题,包括控制、信号、同步系统,变压器、电抗器、电容器保护,计算机的应用,1 $\frac{1}{2}$ 断路器接线二次线特点,电流、电压互感器的选择,直流系统、不间断电源系统(UPS),抗干扰,无功功率-电压自动调节等。

本书内容丰富,技术先进并紧密联系实际。除了文字论述外,书中还有大量图表、公式以及工程应用的实例。本书可供从事 220~500kV 变电所电气专业的设计、运行的工程技术人员阅读。本书是对二次线专业各方面问题系统的、综合性的论述和进一步提高,因此,它可供所有从事二次线专业设计、运行、安装和调试人员参阅,也可供高等院校电力工程系师生参考。

## 图书在版编目(CIP)数据

220~500kV 变电所二次接线设计/宋继成编. -北京:  
中国电力出版社, 1996

ISBN 7-80125-122-9

I. 22... I. 宋... II. 变电所-二次系统-导线连接-设计 N. TM645.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (96) 第 02388 号

中国电力出版社出版、发行  
(北京三里河路 6 号 邮政编码 100044)  
北京市社科印刷厂印刷  
各地新华书店经售

1996 年 9 月第一版 1996 年 9 月北京第一次印刷  
787×1092 毫米 16 开本 17.5 印张 396 千字  
印数 0001—4700 册 定价 18.40 元

版 权 专 有 翻 印 必 究

# 前言

变电所的二次接线包括的内容相当广泛。一般认为它包括控制、信号、测量、同步、元件保护、直流系统、不间断电源系统 UPS、计算机监控、互感器、变送器等等。“二次接线”一词含义如此丰富并非中国所创造，在西方国家的文献中也查不到。其实“二次接线”一词是从前苏联传入的，是从俄语“ВТОРИЧНАЯ СХЕМА”翻译而来。从 50 年代学习苏联经验开始，沿用至今，“二次接线”一词的含意已被广大中国电力工程技术人员所接受。因此，在本书的书名中也沿用了“二次接线”一词。

我国从 40 年前开始就能设计 220kV 变电所，从 80 年代初就掌握了 500kV 变电所的设计技术。几十年的发展中，开始向苏联学习，而后又引进了西方国家的技术和经验，加上我们自己的开发，逐步地形成了一整套适应于我国国情的设计技术和方法。在此期间，为满足电力建设的需要，相继制订了一些适应我国国情的设计规程和规定。1989 年前能源部电力规划设计管理局颁发了《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规定》，这为二次接线专业规范化设计奠定了基础。

几十年来二次接线专业涉及到的技术领域有了较大的发展和进步，特别是近十几年来进步得更快。例如，变电所的控制，由最初的单一强电控制、发展到了今天的强电、弱电、计算机控制和遥控多种控制方式并存。又如，元件保护，由最初的单纯用电磁继电器构成继电保护，发展到由整流元件、晶体管、集成电路、计算机构成的多种型式的继电保护装置。此外，保护装置的性能和技术指标也在不断提高。近年来由于在二次接线专业内引入计算机技术，更引起二次接线专业的重大变革。将控制、测量、信号、远动融为一体的变电所计算机监控系统已在 500kV 变电所中投入使用。随着计算机技术的深入发展和应用，二次接线专业的设计内容、方法以及与周边专业的关系都将会产生更深刻的变化。为了总结经验，交流技术，促进二次接线专业的技术进步，并为今后 220~500kV 变电所设计提供参考而撰写了本书。

目前我国建成的 500kV 变电所已有 50 余座，220kV 变电所已超过千座。500kV 电网已成为主要的输电网络，220kV 变电所也已深入负荷中心。随着国民经济的不断发展，还将有大批新的 220~500kV 变电所相继建成。随着电力事业的发展，从事电力工程设计、运行、安装和调试的工程技术人员队伍正在不断扩大，他们迫切需要一些专业性强的技术书籍，以供解决实际问题时的参考。但目前专门讲述 220~500kV 变电所二次接线设计方面的书籍很少，还不能满足广大工程技术人员的需求，撰写本书可在一定程度上填补这方面的空缺。

本书将二次接线专业涉及到的内容按照惯例分成十一章，且各章又都是相互独立的。在论述每一问题时，都是从实际出发，以解决工程实际问题为主，结合工程设计的需要作必要的理论上的阐述和运算公式的接导；对可选择的方案和数据，书中也给出了推荐意见。为了方便的阐述问题和减少篇幅，书中附有必要的图、表和工程应用的实例。为使读者能开

扩眼界，书中也介绍了一些国外的先进技术发展状况，以供借鉴。书中涉及到有关当前技术政策、技术标准方面的问题，与现行的规程、规定和标准是吻合的。

本书的读者对象主要是在电力系统中从事 220~500kV 变电所设计、运行的工程技术人员。因本书对二次接线专业的主要问题进行了系统地、综合性地论述，因此，本书同时可供各行业的电力工程技术人员学习、使用，如冶金、化工、煤炭、交通等行业。本书还可作为高等院校电力工程专业教学参考书。

由于条件和水平所限，对某些问题的看法可能带有片面性，书中难免有谬误和不当之处，欢迎广大读者批评指正。

本书承蒙丁顺安教授级高级工程师和张道民教授级高级工程师审查编写提纲，丁顺安教授级高级工程师审阅了全部书稿，提出了许多宝贵意见，在此一并深表感谢。

作 者

1995 年 12 月

# 目 录

## 前言

## 第一章 变电所的控制 ..... 1

### 第一节 变电所控制系统设计的

#### 基本要求 ..... 1

#### 一、变电所控制系统的设计内容 ..... 1

#### 二、对控制系统的基本要求 ..... 1

#### 三、500kV 变电所控制系统的特点 ..... 2

### 第二节 变电所的控制方式及二次

#### 设备布置 ..... 5

#### 一、由值班人员控制的变电所 ..... 5

#### 二、遥控变电所 ..... 6

#### 三、变电所二次设备布置 ..... 6

#### 四、500kV 变电所的二次设备分散布置 ..... 7

### 第三节 断路器的控制方式 ..... 11

#### 一、断路器的各种控制方式及其特点 ..... 11

#### 二、220kV 变电所断路器控制方式

#### 的选择 ..... 13

#### 三、500kV 变电所断路器控制方式

#### 的选择 ..... 16

### 第四节 断路器的控制回路接线 ..... 16

#### 一、对断路器控制回路设计的基本要求 ..... 16

#### 二、500kV 断路器控制回路的特点 ..... 17

#### 三、断路器的典型控制回路接线 ..... 18

### 第五节 隔离开关的控制和安全

#### 操作闭锁 ..... 24

#### 一、隔离开关的控制方式 ..... 24

#### 二、隔离开关的安全操作闭锁 ..... 29

#### 三、隔离开关的操作闭锁电源 ..... 33

### 第六节 控制屏的选择 ..... 35

#### 一、板式控制屏 ..... 35

#### 二、拼块式控制屏 ..... 35

### 第七节 主控制室设计及有关工程

#### 心理学方面的问题 ..... 37

#### 一、概述 ..... 37

#### 二、主控制室的位置 ..... 37

#### 三、主控制室的面积计算 ..... 38

#### 四、与主控制室设计有关的工程

#### 心理学知识 ..... 40

#### 五、主控制室的布置 ..... 45

#### 六、主控制室的环境设计 ..... 51

## 第二章 计算机在变电所监控系统

### 中的应用 ..... 53

#### 第一节 变电所的常规监控系统 ..... 53

#### 第二节 常规监控系统存在的

#### 问题 ..... 54

#### 一、信息处理方面的问题 ..... 54

#### 二、信息变换方面的问题 ..... 55

#### 三、信息传输方面的问题 ..... 55

#### 四、500kV 变电所监控系统出现的

#### 新问题 ..... 56

### 第三节 在监控系统中应用

#### 计算机 ..... 56

#### 一、利用微处理机改进变电所的测量和

#### 信号系统 ..... 56

#### 二、装设双主机的监控系统, 二次设备

#### 集中布置 ..... 57

#### 三、装设双主机的监控系统, 二次设备

#### 分散布置 ..... 58

#### 四、利用计算机实现变电所的无人值班 ..... 59

### 第四节 计算机监控系统的功能 ..... 60

#### 一、信息采集处理 ..... 60

#### 二、运行监视 ..... 61

#### 三、控制及安全操作闭锁 ..... 62

#### 四、显示和制表打印 ..... 62

#### 五、事件顺序记录 ..... 62

#### 六、事故追忆 ..... 62

#### 七、信息的远传 ..... 62

#### 八、运行、操作、事故处理指导 ..... 63

#### 九、人-机联系 ..... 63

#### 十、运行的技术管理 ..... 63

#### 十一、自诊断、自恢复和自动切换 ..... 63

### 第五节 计算机监控系统的硬件

|                                         |     |
|-----------------------------------------|-----|
| 及配置 .....                               | 61  |
| 一、单主机集中式监控系统 .....                      | 64  |
| 二、双主机集中式监控系统 .....                      | 64  |
| 三、双主机分布式监控系统 .....                      | 64  |
| 四、监控系统的硬件 .....                         | 67  |
| 第六节 监控系统的软件要求 .....                     | 68  |
| 一、对软件的一般要求 .....                        | 68  |
| 二、监控系统的主要软件 .....                       | 68  |
| 第七节 监控系统的信息采集回路设计 .....                 | 59  |
| 一、对信息采集回路设计的要求 .....                    | 59  |
| 二、各种信息采集回路的设计 .....                     | 59  |
| 第八节 工程实例 .....                          | 72  |
| 第三章 变电所的信号装置 .....                      | 81  |
| 第一节 概述 .....                            | 81  |
| 第二节 事故信号和预告信号装置 .....                   | 82  |
| 一、事故信号装置的功能 .....                       | 82  |
| 二、预告信号装置的功能 .....                       | 83  |
| 三、事故信号和预告信号装置的接线 .....                  | 86  |
| 第三节 位置信号和动作信号 .....                     | 90  |
| 一、断路器的位置信号 .....                        | 90  |
| 二、隔离开关及接地器的位置信号 .....                   | 91  |
| 三、变压器有载调压开关的位置信号 .....                  | 91  |
| 四、继电保护和自动装置的动作信号 .....                  | 91  |
| 第四节 信号系统的其他问题 .....                     | 92  |
| 一、预告信号光字牌的布置 .....                      | 92  |
| 二、信号系统的工作电压 .....                       | 92  |
| 三、信号系统与计算机监控系统的关系 .....                 | 93  |
| 第四章 1 $\frac{1}{2}$ 断路器接线二次接线设计特点 ..... | 94  |
| 第一节 安装单位的划分 .....                       | 94  |
| 第二节 电流互感器的配置及电流回路 .....                 | 95  |
| 一、电流互感器的配置 .....                        | 95  |
| 二、电流回路接线 .....                          | 99  |
| 三、和电流接线对测量和保护的影响 .....                  | 100 |
| 第三节 电压互感器的配置及电压回路 .....                 | 102 |
| 第四节 直流及控制信号回路 .....                     | 103 |

|                             |     |
|-----------------------------|-----|
| 第五节 同步回路 .....              | 101 |
| 第六节 隔离开关的安全操作闭锁 .....       | 105 |
| 第七节 断路器失灵保护和远方跳闸 .....      | 106 |
| 第八节 自动重合闸 .....             | 107 |
| 第九节 保护及二次回路停电检修的考虑 .....    | 107 |
| 第五章 变电所的同步系统 .....          | 109 |
| 第一节 概述 .....                | 109 |
| 第二节 同步系统的电压回路设计 .....       | 109 |
| 一、500kV 变电所同步电压的取得 .....    | 110 |
| 二、220kV 变电所同步电压的取得 .....    | 111 |
| 第三节 手动准同步回路 .....           | 111 |
| 第四节 变电所的自动同步 .....          | 113 |
| 一、电磁型捕捉同步装置 .....           | 113 |
| 二、晶体管型捕捉同步装置 .....          | 116 |
| 第五节 变电所的同步系统接线 .....        | 118 |
| 第六章 电流、电压互感器的选择及其二次回路 ..... | 121 |
| 第一节 电流、电压互感器的配置 .....       | 121 |
| 第二节 电流互感器的稳态参数选择 .....      | 124 |
| 一、一次额定电流选择 .....            | 124 |
| 二、二次额定电流选择 .....            | 125 |
| 三、电流互感器额定输出容量的选择 .....      | 126 |
| 四、准确度的要求 .....              | 128 |
| 五、仪表安全系数 $F_s$ 的选择 .....    | 130 |
| 六、电流互感器二次绕组数的确定 .....       | 130 |
| 第三节 保护用电流互感器的暂态参数选择 .....   | 131 |
| 一、采用暂态型电流互感器的必要性 .....      | 131 |
| 二、电流互感器的暂态计算 .....          | 131 |
| 三、电流互感器的工作循环 .....          | 135 |
| 四、具有暂态特性的保护用电流互感器分级 .....   | 135 |
| 五、暂态保护级电流互感器的选择 .....       | 138 |

|                            |     |
|----------------------------|-----|
| 第四节 电流互感器的二次回路             |     |
| 设计 .....                   | 139 |
| 一、电流互感器的二次回路接线 .....       | 139 |
| 二、测量仪表的电流回路接线 .....        | 139 |
| 三、保护用电流互感器的二次回路接线 .....    | 140 |
| 第五节 电压互感器的参数选择 .....       | 141 |
| 一、额定电压 .....               | 141 |
| 二、额定二次输出 .....             | 141 |
| 三、电压互感器的误差 .....           | 142 |
| 四、电压互感器的选型 .....           | 143 |
| 第六节 电压互感器的二次回路             |     |
| 接线 .....                   | 143 |
| 一、电压互感器二次绕组接地方式 .....      | 144 |
| 二、继电保护和测量仪表的电压回路           |     |
| 供电方式 .....                 | 144 |
| 三、电压互感器二次回路的保护 .....       | 148 |
| 四、电压回路切换 .....             | 149 |
| 五、其他问题 .....               | 150 |
| 第七节 电压抽取装置 .....           | 151 |
| 第七章 电力变压器保护 .....          | 154 |
| 第一节 变压器可能发生的故障和            |     |
| 不正常运行方式 .....              | 154 |
| 一、变压器内部的各种短路故障 .....       | 154 |
| 二、变压器附属设备故障引起的不正常          |     |
| 运行 .....                   | 154 |
| 三、外部短路引起的变压器过电流 .....      | 155 |
| 第二节 变压器保护装设的原则 .....       | 155 |
| 第三节 瓦斯保护 .....             | 156 |
| 第四节 差动保护 .....             | 157 |
| 一、对差动保护的要求 .....           | 157 |
| 二、差动保护的构成 .....            | 157 |
| 三、差动保护的整定计算 .....          | 161 |
| 四、分侧差动保护的采用 .....          | 162 |
| 五、差动保护用电流互感器的选型 .....      | 165 |
| 六、关于差动保护电流回路断线问题 .....     | 168 |
| 第五节 变压器的相间故障后备             |     |
| 保护 .....                   | 170 |
| 一、220kV 变压器的相间故障后备保护 ..... | 170 |
| 二、500kV 变压器的相间故障后备保护 ..... | 172 |
| 第六节 接地故障后备保护 .....         | 175 |
| 一、220~500kV 变压器接地保护的配置     |     |

|                       |     |
|-----------------------|-----|
| 原则 .....              | 175 |
| 二、变压器接地保护的接线 .....    | 176 |
| 三、接地保护的整定计算 .....     | 176 |
| 第七节 过负荷保护 .....       | 178 |
| 第八节 变压器的其他保护 .....    | 179 |
| 一、分裂变压器的差电压保护 .....   | 179 |
| 二、过励磁保护 .....         | 181 |
| 第九节 变压器保护装置的选型和       |     |
| 典型接线 .....            | 183 |
| 第八章 并联电抗器保护 .....     | 188 |
| 第一节 概述 .....          | 188 |
| 第二节 接在线路上的并联电抗器       |     |
| 保护 .....              | 189 |
| 一、瓦斯保护 .....          | 189 |
| 二、过电流保护 .....         | 189 |
| 三、差动保护 .....          | 190 |
| 四、匝间短路保护 .....        | 191 |
| 五、中性点小电抗的保护 .....     | 192 |
| 第三节 接在变压器低压侧的并联       |     |
| 电抗器保护 .....           | 192 |
| 一、三相油浸式并联电抗器保护 .....  | 192 |
| 二、干式空芯并联电抗器保护 .....   | 194 |
| 第九章 电力电容器保护 .....     | 195 |
| 第一节 概述 .....          | 195 |
| 第二节 电力电容器的故障和不正       |     |
| 常运行方式 .....           | 195 |
| 一、电容器的内部故障 .....      | 195 |
| 二、电容器外部的相间和接地故障 ..... | 196 |
| 三、电容器的工频过电压 .....     | 196 |
| 四、电容器组的暂态过电压 .....    | 196 |
| 五、暂态过电流(涌流) .....     | 197 |
| 六、电容器组的失压 .....       | 197 |
| 第三节 电力电容器的保护特点 .....  | 197 |
| 第四节 电力电容器的熔断器         |     |
| 保护 .....              | 198 |
| 第五节 电力电容器的工频过电压       |     |
| 保护 .....              | 201 |
| 一、外过电压保护 .....        | 201 |
| 二、内过电压保护 .....        | 202 |
| 第六节 电容器组的过电流保护 .....  | 209 |

|                                   |            |
|-----------------------------------|------------|
| 第七节 电容器的失压保护 .....                | 209        |
| 第八节 电力电容器组对系统其他<br>设备及保护的影响 ..... | 211        |
| 一、谐振和谐波的影响 .....                  | 211        |
| 二、涌流的影响 .....                     | 211        |
| <b>第十章 直流及不间断电源系统 .....</b>       | <b>213</b> |
| 第一节 概述 .....                      | 213        |
| 第二节 直流系统接线 .....                  | 213        |
| 一、直流母线接线 .....                    | 213        |
| 二、直流系统的电源配置 .....                 | 215        |
| 三、直流馈线网络 .....                    | 215        |
| 第三节 直流系统的工作电压 .....               | 216        |
| 一、强电直流电压 110V 和 220V 的比较 .....    | 216        |
| 二、变电所强电直流系统电压的选择 .....            | 216        |
| 三、变电所弱电直流系统的电压 .....              | 219        |
| 第四节 蓄电池组及其附属设备的<br>选择 .....       | 219        |
| 一、蓄电池的选择 .....                    | 219        |
| 二、蓄电池组数的确定 .....                  | 222        |
| 三、蓄电池组的构成方式 .....                 | 222        |
| 四、蓄电池组的选择 .....                   | 227        |
| 第五节 充电和浮充电设备的<br>选择 .....         | 233        |
| 一、对充电和浮充电装置的一般要求 .....            | 233        |
| 二、充电和浮充电装置的配置方式 .....             | 234        |
| 三、充电设备的选择 .....                   | 234        |
| 四、浮充电设备的选择 .....                  | 235        |
| 第六节 直流系统的绝缘监察和电压<br>监察 .....      | 235        |
| 一、提高直流系统绝缘水平的对策 .....             | 235        |
| 二、直流系统的绝缘监察 .....                 | 236        |
| 三、直流系统的电压监察 .....                 | 238        |
| 第七节 变电所的不间断电源<br>系统 .....         | 238        |
| 一、变电所设不间断电源系统的必要性 .....           | 238        |
| 二、对 UPS 系统的基本要求 .....             | 238        |

|                                     |            |
|-------------------------------------|------------|
| 三、变电所 UPS 的配置方式 .....               | 239        |
| 四、集中式 UPS 系统的接线 .....               | 239        |
| 五、UPS 的构成及工作原理 .....                | 241        |
| 六、UPS 系统的输入输出 .....                 | 245        |
| 七、UPS 装置的选择 .....                   | 245        |
| <b>第十一章 变电所二次系统的其他<br/>问题 .....</b> | <b>248</b> |
| 第一节 无功-电压的自动调节 .....                | 248        |
| 一、概述 .....                          | 248        |
| 二、无功-电压的调节原理 .....                  | 249        |
| 三、对无功-电压自动调节装置的一般<br>要求 .....       | 253        |
| 四、无功-电压自动调节装置 .....                 | 254        |
| 第二节 变电所的抗干扰问题 .....                 | 256        |
| 一、二次回路干扰电压的来源 .....                 | 256        |
| 二、干扰电压的抑制 .....                     | 259        |
| 三、对变电所抗干扰措施的建议 .....                | 261        |
| 第三节 工业电视在变电所的<br>应用 .....           | 262        |
| 一、工业电视在变电所的用途 .....                 | 263        |
| 二、工业电视系统的构成 .....                   | 263        |
| 三、变电所工业电视系统设计要考虑的<br>问题 .....       | 265        |
| 第四节 二次设备的运行维护 .....                 | 266        |
| 一、弱电设备的维护 .....                     | 266        |
| 二、户外二次设备的运行维护 .....                 | 267        |
| 第五节 提高二次回路可靠性的<br>若干措施 .....        | 268        |
| 一、直流回路熔断器的配置及其相关<br>的联系 .....       | 268        |
| 二、控制、保护回路用中间继电器的选择<br>及相关回路设计 ..... | 269        |
| 三、跳闸压板的配置 .....                     | 270        |
| 四、保护屏的选择及接线 .....                   | 270        |
| 五、控制电缆的选择 .....                     | 271        |
| 参考文献 .....                          | 272        |

---

# 第一章 变电所的控制

---

## 第一节 变电所控制系统设计的基本要求

### 一、变电所控制系统的设计内容

#### 1. 控制方式的选择

在变电所设计时，可供选择的控制方式有两种：①由变电所的值班人员控制；②由调度中心遥控。由值班人员控制又可分为通过控制开关控制和通过监控计算的键盘控制。

#### 2. 控制回路设计

控制回路设计是指从控制指令的发出到执行元件动作，全部电气回路接线设计。包括控制回路工作电压的选择，控制回路接线设计，闭锁回路、监视回路、信号回路、电源回路的设计等。

#### 3. 控制设备的选择

控制设备的选择包括控制屏、操作继电器屏、接线端子箱、控制开关、操作中间继电器、信号指示设备、闭锁设备、测量表计、变送器、控制回路电缆、熔断器等设备的选择。

#### 4. 控制设备的布置

控制设备的布置包括主控制室的布置，继电器室、计算机室的布置，控制屏（台）、各种继电器屏、电度表屏、变送器屏的屏面布置。

#### 5. 安装接线设计

安装接线设计包括各种屏（台）、控制箱的端子连接设计，各种被控设备、操作机构的安装接线图设计，其中包括操作机构的辅助电源的供电回路设计、各种机构箱的照明、加热回路端子排连接等。

### 二、对控制系统的基本要求

整个控制系统的设计应满足以下要求。

#### 1. 要有高的可靠性

控制系统的可靠性包含两个含意：①当控制指令发出时，应可靠的执行，被控对象应可靠动作；②当没有控制指令时，被控对象不应误动作。为了实现控制系统有高的可靠性，要求控制方式要可靠；控制接线要可靠，有的情况下，为了提高可靠性，采用双重化的接线方式；要选择可靠性高的控制设备。这三方面的可靠性提高了，才能保证控制系统有高的可靠性。

#### 2. 要有适应各种运行方式的完整的控制功能

控制系统的设计要考虑在可能出现的各种运行方式下都能实现控制。例如，在由计算

机控制的系统中，当计算机系统故障时能由运行人员用控制开关控制。隔离开关、接地器等设备的安全操作闭锁系统失灵时，还能通过非正常手段实现控制。变电所的无功补偿设备，能由自动调整装置控制；也能由运行人员手动控制等等。

### 3. 控制操作要简单方便

在满足可靠性的前提下，控制方式和控制回路设计以及控制设备的布置，力求简单，操作方便。220~500kV 变电所，绝大多数都是有人值班，通常控制指令都是由人发出。设备的选型和布置都要充分考虑人的因素，为人的操作提供方便。操作程序简单，有利于提高可靠性，接线简单有利于节省投资，方便维护，也利于可靠性的提高。

### 4. 要提高控制系统的经济性

控制系统的设计应在满足可靠性高，操作方便的前提下，投资越少越好。为了降低控制系统的投资，在确定一种控制方式和选择设备时，一般应作技术经济比较。

### 5. 控制系统应留有与继电保护和自动装置的接口

这种接口主要解决两方面的问题。

(1) 解决共用执行元件问题。控制系统与继电保护和自动装置（如重合闸装置）一般共用执行元件。例如断路器，既是控制系统的执行元件，又是继电保护和自动重合闸的执行元件。这就要求控制系统要与继电保护装置和自动装置有接口联系。

(2) 在控制系统操作时，对继电保护和自动装置的运行状态产生影响。例如在手动操作断开断路器时，要闭锁自动重合闸。又如，在手动调节变压器分接头时，自动调整分接头装置应退出工作。

### 6. 控制系统要有灵活性

主要指对断路器、隔离开关、变压器分接头等开关设备的控制，不能只固定在一个地点。例如，除在主控制室控制外，还应在就地设置控制开关或按钮，为紧急操作和调试提供方便。

### 7. 要有抗干扰措施和防误操作的闭锁

控制回路设计，要有良好的抗电磁干扰措施，防止因干扰引起误动作。对可能出现的误操作，要设置御防措施。

## 三、500kV 变电所控制系统的特点

500kV 变电所的控制系统，除了满足上述基本要求外，还应特别注意以下特点。

### 1. 对控制系统的可靠性要求更高

500kV 变电所的容量大、电压高，出线回路数多，在电力系统中一般都是电力输送的枢纽性变电所。在我国已经投入运行和正在建设中的 500kV 变电所，一般都装设有两组 750MVA 主变压器。其容量约为 330kV 变电所的 3~5 倍；为 220kV 变电所的 5~8 倍。变电所的高压和中压母线一般都有大量的功率转送。大多数 500kV 变压器的低压侧都装有大容量的无功功率补偿设备。所以，500kV 变电所在电力系统中的地位是极为重要的。由于控制、保护等方面的任何失误，造成变电所的故障或事故，不仅影响变电所自身的安全运行，而且对电力系统的影响也很大，往往会造成极为严重的后果。因此，要求 500kV 变电

所的控制系统应具有更高的可靠性。

## 2. 控制对象多

因 500kV 变电所的容量大，并且在高、中压侧还转送大量功率，所以，高、中压侧的出线回路数多。一般一座 500kV 变电所 500kV 侧出线为 1~8 回；220kV 侧出线为 10~14 回。为提高运行的可靠性，500kV 和 220kV 配电装置都采用了可靠性高的接线方式。例如，双母线分段带旁路或  $1\frac{1}{2}$  断路器接线等。在变电所中，220kV 及以上的隔离开关都装有带动力的操动机构，可实现就地或远方控制。除了高压配电装置中大量的断路器和隔离开关需要控制外，还有变压器的有载调压开关、无功功率补偿装置、变电所的所用电系统、直流系统、不停电电源系统等都需要控制。所以，500kV 变电所需要控制的对象数量远大于 330kV 及 220kV 变电所。表 1-1 列出了 6 个 500kV 变电所中需要控制的 220kV 和 500kV 高压设备的数量。

表 1-1 500kV 变电所被控对象统计表

| 变电所名称  | 断 路 器 (台) |       |     |     | 隔 离 开 关 (台) |       |     | 控制对象<br>总 数<br>(台) |
|--------|-----------|-------|-----|-----|-------------|-------|-----|--------------------|
|        | 500kV     | 220kV | 其 他 | 总 数 | 500kV       | 220kV | 总 数 |                    |
| 锦州变电所  | 17        | 9     |     | 26  | 58          | 37    | 95  | 121                |
| 辽阳变电所  | 16        | 23    | 33  | 72  | 54          | 89    | 143 | 215                |
| 海城变电所  | 15        | 16    | 24  | 55  | 47          | 57    | 104 | 159                |
| 凤凰山变电所 | 16        | 19    | 4   | 39  | 36          | 68    | 104 | 143                |
| 双河变电所  | 16        | 19    |     | 35  | 36          | 68    | 104 | 139                |
| 房山变电所  | 14        | 16    | 130 | 60  | 34          | 61    | 95  | 155                |

由表 1-1 可见 500kV 变电所需要大量的控制设备。如果采用一般 220kV 变电所常用的强电一对一控制方式，就需要大量控制屏才能布置下这些控制设备，从而增加了主控制室的监视面，给运行人员的正常监视和处理事故时的操作带来了不便。因此，要求在 500kV 变电所控制设备选择时，尽可能采用小型化的控制设备，以求达到缩小监视面，方便运行人员的监视和操作的目。

## 3. 控制对象的距离远

在 500kV 变电所中，500kV 和 220kV 配电装置多采用中型布置，规模庞大，各配电装置之间以及各配电装置和主控制室之间距离较远。整个 500kV 变电所的占地面积远大于 330kV 及 220kV 变电所的占地面积。近年来对投入运行的变电所的统计表明：一般 220kV 变电所的平均占地面积为  $2.8 \times 10^4 \text{m}^2$ ，控制电缆长度一般在 200m 以内；330kV 变电所的平均占地面积为  $4.1 \times 10^4 \text{m}^2$ ，控制电缆长度一般在 300m 以内；500kV 变电所的平均占地面积为  $10 \times 10^4 \text{m}^2$ ，最长控制电缆为 500m。由于控制对象远，控制电缆长，因而加大了控制电缆中的电压降。所以，在控制回路工作电压的选择，控制电缆的截面计算以及在控制回路的构成方式设计时，都必须充分考虑这种情况，并妥善解决由于控制电缆中电压降大而产生的若干问题。另外，由于电流、电压互感器二次回路电缆长，引起二次压降大，及

至影响测量表计和继电保护装置测量环节测量的准确度，甚至有可能造成这些装置的不正常工作。在 500kV 变电所设计时，对这些问题也必须采取相应的对策。

#### 4. 控制电缆用量大

在 500kV 变电所中，由于被控制的对象多，控制距离远，控制、信号、继电保护的接线也比较复杂，这就造成了控制电缆用量的大幅度增加。根据近年来东北电网新投入运行的 220kV 变电所的统计，控制电缆的平均用量不超过 25km。而 500kV 变电所的控制电缆用量一般都要超过 150km。500kV 辽阳变电所，按最终规模统计控制电缆用量为 200km。

在采用二次设备集中布置的情况下，由于控制电缆根数多，所以户外配电装置的主要电缆通道和主控制室的电缆入口部分，不能采用一般的电缆沟，往往需要采用大断面的钢筋混凝土电缆隧道。主控制楼也要加电缆半层，这就增加了变电所的土建投资。所以，在 500kV 变电所控制方式的选择和控制回路设计时，如何采取对策，尽可能减少控制电缆用量，简化电缆敷设的辅助设施，是降低变电所造价，提高经济效益不可忽视的部分。

#### 5. 要求自动化水平高

要求 500kV 变电所在控制上有较高的自动化水平，这是出于以下两方面的考虑：一方面，500kV 变电所的被控对象数量多，工作电压高，操作功率大。全靠人力操作，不仅增加运行人员的体力劳动，而且有的设备在正常情况下不允许用人力去操作。例如，220kV 以下隔离开关一般可以由人力来操作，而 500kV 隔离开关则必须由带动力的操动机构操作，才能保证主触头开合闸时所需要的速度。另一方面，由人力操作对人身和设备都不安全。所以，为了实现对高压设备安全可靠的操作，减轻运行人员的劳动强度，在 500kV 变电所的控制系统设计上，尽可能多的采用可靠的自动化和省力化设备。

随着电力系统的不断发展，为保障安全可靠的供电，对电力系统自动化水平要求也越来越高。尽管我国目前大多数发电厂和超高压变电所还都是有人值班的运行方式，但最终必将过渡到由系统的调度中心进行统一的集中操作管理。所以，提高 500kV 变电所控制系统的自动化水平，也就为实现电力系统的全盘自动化打下了基础。这就要求在设计 500kV 变电所的系统时，要考虑为将来实现电力系统自动化提供方便。

按现行规程的规定，500kV 变电所应装设微处理机构成的监测系统（详见第二章）。有的微机监测系统具有控制功能。微机监测（控）系统在信息采集回路和控制输出回路，都与控制系统有联系。因此，在 500kV 变电所控制系统设计时，应与微机监测（控）系统统筹设计，防止设备和回路的重复设置。

#### 6. 抗干扰问题突出

在 500kV 变电所中，由于电压等级的提高，配电装置的电磁场强度增强，在变电所中的电干扰水平普遍提高；另一方面，在 500kV 变电所中越来越多的采用由半导体元件和微处理机构成的弱电设备，这些设备对电磁干扰的抗御力一般都低于强电型设备。例如，500kV 凤凰山变电所投入运行的初期，就因断路器的晶闸管加速回路受电磁干扰面发生过多次断路器误动作。预防电磁干扰是 500kV 变电所控制系统设计中必须引起注意的一个问题。我们将在第十一章第二节中详细讨论。

## 第二节 变电所的控制方式及二次设备布置

变电所的控制方式有两种：①在变电所设值班人员，由值班人员对变电所实行控制；②在变电所不设值班人员，由调度中心通过远动装置实行遥控。

目前我国 500kV 变电所全部由值班人员控制。绝大多数 220kV 变电所也是这种控制方式。只有少数 220kV 变电所开始试点采用遥控方式。

### 一、由值班人员控制的变电所

在有人值班的 220~500kV 变电所中，都设有主控制室，控制屏都集中布置在主控制室的主环之内。值班人员通过控制屏上的控制开关，对变电所的各种电力设备进行控制。根据规程的规定，在主控制室内控制的设备有：主变压器、并联电抗器、35kV 及以上线路及相应的母联断路器、分段断路器、旁路断路器等。变电所的无功补偿装置一般也在主控制室内集中控制。在主控制室内控制的设备还有直流系统、所用电系统的主回路开关、消防水泵等。

当变电所有 6~10kV 屋内配电装置时，到用户去的 6~10kV 线路一般就地控制。

变电所的隔离开关和接地器，按规程要求，除 500kV 倒闸操作的隔离开关之外，全部就地控制。

在 500kV 变电所二次设备采用分散布置的情况下，在各配电装置设有分控制室。在分控制室内设有控制屏。该配电装置内的断路器和隔离开关，也可以在分控制室内的控制屏上控制。但分控制室内不设经常的值班人员。变电所的正常控制还是在主控制室内进行。

在变电所内装有成套静止无功补偿装置(SVC)时，一般制造厂配套提供就地控制设备，包括静补装置回路的各种开关设备、辅助电源、冷却系统、继电保护、自动控制设备等。这些设备通常安装在就地控制室内。在这种情况下，在主控制室内还要设远方控制屏。正常情况静止补偿装置的起动、停止、调节控制，还是在主控制室内进行。

在装有控制功能的计算机监控系统时，变电所内所有需要控制的设备，都可以通过计算机的操作键盘来控制。控制结果可以通过监控系统中的阴极射线管(CRT)屏幕反应出来。在用键盘控制时，在 CRT 屏幕上显示出相应的接线图，要控制的对象在操作过程中闪光，操作完毕后变为平光，并相应的改变颜色。例如，某断路器进行合闸操作时，在屏幕的接线图上该断路器的符号在断开位置时为绿色。在操作过程中，绿色闪光，操作完毕，断路器合闸后，断路器的符号由绿色变成红色。

利用计算机键盘进行控制，具有以下优点。

- (1) 可以省去价格昂贵，体积庞大的控制屏，减少控制室的建筑面积，降低工程造价。
- (2) 断路器、隔离开关等开关设备之间的操作闭锁可通过计算机软件实现，简化了接线。
- (3) 计算机控制，能很方便的过渡到由调度中心遥控的方式。为变电所实现无人值班提供了有利的条件。

利用计算机控制，目前我国仅仅开始试点，还没有大量推广采用，主要原因是这种

控制方式与传统的在控制屏上控制的方式相差太大。相比之下不够直观，运行上不习惯，实际运行经验较少。硬件的配置和控制软件的编制还要进一步开发和完善。从技术发展的趋势看，通过计算机控制肯定是发展的方向。

## 二、遥控变电所

变电所实行无人值班，由电力系统调度中心进行远方控制的方式，能大量节省变电所的建设投资和运行维护费用，有明显的经济意义，是电力系统自动化和远动化技术发展的必然结果。日前在我国经济发达地区的 35~110kV 及以下配电网中，已经有一批设备比较简单的变电所，实现了无人值班。220kV 变电所的无人值班也开始试点。在经济技术发达的国家，500kV 变电所也较普遍地实现了遥控。

要实现变电所的遥控，对变电所的一次、二次设备和电力系统的管理方式都提出了一些新的要求。（详见第二章第三节）

遥控变电所除了不设置值班人员的生活设施之外，在二次线设计上还有许多特点，主要的有：

（1）在新建的遥控变电所二次设备可集中布置，也可分散布置。在集中布置的情况下，主控制室只布置保护屏和操作继电器屏。屏间的尺寸只考虑检修调试所需的位置。因此，控制室的面积可大为缩小。

（2）变电所不需要再设专用的控制屏，由调度中心发出的控制命令，通过设在变电所的远动终端装置（RTU）作用于各个被控对象的控制回路。被控的断路器、隔离开关调试用的控制开关或按钮，一般装在保护屏或这些开关设备的操作机构箱或端子箱里。

（3）变电所在实现遥控的同时，必须实现“遥信”“遥测”和“遥调”。在实现四通之后变电所的就地信号和测量应尽可能简化，继电保护和自动装置的动作信号一般设在保护屏上。所用电系统，直流系统的不正常运行信号也设在相应的屏上，不设专用的信号屏。其他不正常运行的预告信号通常直接引至 RTU 的信号转接屏上。

通常不设置就地指示仪表，如果要设置，可与变送器屏结合。每一回路设一块电流表即可，作为调试用。有的变送器带有数字式的指示表头，在这种情况下，就可以取消就地指示仪表。

## 三、变电所二次设备布置

220~500kV 变电所的二次设备布置方式，有集中布置和分散布置两种，集中布置即是将变电所中所有的控制、保护和自动装置，都集中布置在主控制室内。分散布置是除了在主控制室布置继电保护和自动装置外，还将部分二次设备包括保护、测量、直流等，分散到各配电装置。分散布置又分以下几种情况。

（1）在 220kV 变电所中，10~60kV 侧采用户内配电装置时，将 10~60kV 侧控制、测量和保护等二次设备下放到 10~60kV 户内配电装置中单独的继电器小室内。

（2）在 220kV 变电所，10~35kV 采用成套开关柜时，10~35kV 线路的保护、测量和控制设备，装在开关柜上，仅仅将事故和预告信号送到主控制室。

（3）在装有调相机或静止补偿装置的变电所，调相机、静止补偿装置的二次设备就布置在调相机厂房或静补装置的单独控制室内。

(4) 在 500kV 变电所, 500kV 和 220kV 配电装置设分控制室, 将该配电装置各安装单位的二次设备, 布置在分控制室内。

二次设备集中布置的优点是: ①控制、继电保护、信号、测量等系统的设备都集中安装在一个控制室内, 二次设备之间的联系电缆短; ②运行人员对这些设备的监视、维护方便; ③控制、信号系统的接线也较简单; ④运行人员对这种集中布置方式习惯。集中布置的缺点是: ①控制电缆用量大, 电缆敷设费用高; ②电流、电压互感器二次回路负担重; ③电流电压回路测量误差大; ④控制室的建筑面积大。

在高电压、大容量变电所中, 主控制室与配电装置之间的距离加长, 集中布置的缺点就更为突出。

二次设备分散布置的优点是: ①能减小主控制室的建筑面积; ②减少控制电缆用量及电缆敷设的费用; ③减轻电流、电压互感器二次回路负担, 能提高交流回路的测量精确度。分散布置的缺点是: ①二次设备布置分散, 给监视和维护带来不便; ②控制、信号回路接线较复杂; ③运行上不习惯。

我国 220kV 变电所和已投入运行的 500kV 变电所, 多数是采用二次设备集中布置。在 500kV 变电所采用二次设备分散布置, 优越性更为明显。特别是近年来由于计算机技术的发展以及在 500kV 变电所的应用, 提高了变电所的自动化水平, 给二次设备的分散布置提供了更为有利的条件。

#### 四、500kV 变电所的二次设备分散布置

为了说明在 500kV 变电所采用二次设备分散布置的必要性, 很有必要对集中布置存在的实质性问题再作进一步分析。

在集中布置的情况下, 布置在主控制室的二次设备与分布在各配电装置的被控对象之间, 通过一对一的电缆联系。其中控制电缆的作用有如下两点。

(1) 作为信息的传输通道, 主控制室发出的各种控制信息通过控制电缆送至各被控对象。有关各被控对象的电流、电压、功率等信息通过互感器和控制电缆传至主控制室。

(2) 作为动力的传输通道, 操作各开关设备所必需的动力, 由主控制室送至各开关设备的操作机构; 继电保护和测量表计正常运行所需的动力由互感器通过控制电缆传至主控制室。

这样, 集中布置就产生以下两个较为突出的问题。

(1) 由于需要传输的信息数量多, 采用一对一的方式就需要大量的通道, 即需要大量的控制电缆。

(2) 由于控制电缆中存在阻抗, 在传输动力时, 不可避免的要在电缆中产生能量损失和电压的降落, 而这正是前面叙述的集中布置方式中存在的各种问题的主要根源之一。

上述集中布置存在的这两方面的问题, 随着变电所规模的扩大, 控制距离的增长, 而变得更为严重。在设计和设备制造上尽管采取了各种措施, 如选用二次电流为 1A 的电流互感器; 尽可能减少操作机构的操作功率; 降低继电保护和测量表计的功耗等, 力图减少控制电缆中的能量损失和电压降落。但是, 在当前技术水平的条件下, 这些措施的收效是有限的。所以, 控制电缆中的能量损失和电压降落仍然是影响测量表计和继电保护装置测量

准确度和控制电缆截面降低的主要因素。

采用分散布置，将继电保护和二次设备分散布置到各配电装置的分控制室内，就能大幅度地缩短一次和二次设备之间的电缆长度，减小电缆的阻抗，从而能有效的解决由于控制电缆中的能量损失和电压降落而带来的若干问题。同时，也能节省大量价格昂贵的控制电缆及其辅助设施。

就信息的传输而言，采用分散布置以后，主控制室与各配电装置之间的信息联系变成了主控制室与各分控制室间的信息联系。虽然主控制室和各分控制室之间还需要有传输信息的通道，但因传输的方式改变，信息数量减少，所需的通道数量也大为减少。特别是近年来，信息的加工和传输技术有了长足的进展，数字技术、光纤通信等在信息传输方面的应用已经达到了工程实用的阶段。这又为主控制室和配电装置的分控制室之间的信息传输提供了新的途径。

这样，分散布置就可以描述成这样一种情景：

(1) 在变电所各配电装置的适当地点设置若干个分控制室，几个安装单位的二次设备布置在一个分控制室内。各安装单位的信息处理，主要在分控制室进行。

(2) 电流、电压互感器的全部负载都集中在分控制室内；开关设备的操作动力也由分控制室提供。

(3) 全所设一个主控制室，各被控对象可在分控制室控制，也可在主控制室内控制。

(4) 只有在主控制室内设经常值班人员，而分控制室不设。

(5) 在主控制室和分控制室之间通过多路信息传输通道交换信息。

(6) 正常情况下，全所集中在主控制室控制，而在非常情况下，可以在各分控制室实现对变电所的分散控制。

采用分散布置后二次线设计有如下特点。

#### 1. 分控制室的设置

分控制室一般按电压等级设置。即 500kV 和 220kV 配电装置各设置 1~2 个分控制室。500kV 和 220kV 线路保护、线路并联电抗器保护、母线保护、失灵保护、故障录波器等保护屏和就地控制屏、变送器屏等安装在分控制室内。主变压器保护和 35~60kV 无功补偿设备的保护屏，安装在主控制室内，不再专设分控制室。

#### 2. 直流系统

采用分散布置后，断路器控制回路电缆长度大为缩短，电缆中压降减小，控制回路工作电压采用 110V 即能满足要求。变电所的直流系统电压采用 110V 一种，不必再设 48V 直流系统。为提高可靠性，蓄电池组一般采用这种配置方式：在主控制室配备两组 110V 蓄电池，容量按供给全所直流负荷选取；在各分控制室各设一组 110V 蓄电池组，其容量按各分控制室的直流负荷选择。主控制室的直流母线分别引两回直流馈电线到各分控制室。分控制室的直流母线正常情况也分成两段运行，每段的电源取自主控制室。分控制室的蓄电池组可连接在任一段母线上。

#### 3. 信息的处理与传输方式

二次设备分散布置的 500kV 变电所，一般采用双主机的计算机监控系统。在各分控制

室设一就地控制单元 (LCU) 用作就地信息采集和预处理。各分控制室的 LCU 与设在主控制室的主机间通过通信网络联系, 将需要主控制室处理的信息传至主控制室。通信网络可由同轴电缆或光纤构成。为提高传输速度, 提高抗电磁干扰能力, 采用光纤通信网络较好。

#### 4. 变电所的控制

变电所应在主控制室集中控制, 在主控制室可设一对一的控制开关或通过计算机监控系统的键盘控制。常规的测量表计和信号装置可以大量简化 (详见第二章)。在各分控制室设有各安装单位的就地控制屏。就地控制屏的作用是: 在紧急情况下可以就地操作; 与保护回路有关的控制回路设备布置在就地控制屏上。

#### 5. 保护屏信号的复归

在各分控制室的继电保护和自动装置动作信号, 可通过 LCU 传至主控制室, 进行记录、打印和显示。保护动作后的信号复归, 一般是在保护屏上设有复归按钮, 人去手动复归。采用分散布置后, 要解决保护信号的远方复归问题, 可采用公用的复归按钮, 在分控制室设保护信号复归小母线, 也可采用每一安装单位设复归按钮的方式。

#### 6. 对分控制室的设计要求

分控制室内应有通信设备, 与主控制室保持通信联系。分控制室内应设有采暖、空调设备, 在各种情况下应能保持室温在  $15\sim 30\text{ }^{\circ}\text{C}$  之内。室内要有防湿、防水、防虫、防鼠措施, 要有良好的电磁屏蔽, 御防配电装置高压电磁场对室内设备的电磁干扰。室内应按主控制室的标准设置照明器。在控制、保护屏布置时要考虑留有检修和调试所需的场地。蓄电池组最好采用碱性蓄电池 (镍镉蓄电池) 或其他免维护型蓄电池。当变电所装有工业电视时, 在分控制室应设有摄像头。

500kV 变电所二次设备采用分散布置后, 不仅仅在技术上有许多明显的优点, 同时在经济上能大量节省变电所的投资。现以一个一般规模的 500kV 变电所为例, 粗略地比较集中和分散布置两种方案在经济上的差异。变电所的规模及其集中与分散布置的比较, 分别见表 1-2、1-3。

表 1-2 500kV 变电所规模

| 名 称          | 本 期         | 远 景         | 备 注                  |
|--------------|-------------|-------------|----------------------|
| 主变压器         | 750MVA, 1 组 | 750MVA, 2 组 |                      |
| 500kV 并联电抗器  | 150MVA, 2 组 | 150MVA, 4 组 |                      |
| 60kV 并联电抗器   | 60MVA, 2 组  | 60MVA, 4 组  |                      |
| 60kV 电力电容器   | 0           | 60MVA, 6 组  |                      |
| 500kV 线路 (回) | 3           | 8           | $1\frac{1}{2}$ 断路器接线 |
| 220kV 线路 (回) | 6           | 10          | 双母线带旁路接线             |

表 1-3 仅列出几项主要的可比较项目, 从这一粗略地比较不难看出, 采用二次设备分散布置, 对 500kV 变电所能获得明显的经济效益。

表 1-3

集中与分散布置经济比较表

| 比较项目             | 型号                     | 单 价<br>(万元)      | 集中布置     |            |          |            | 分散布置     |            |          |            | 备 注             |
|------------------|------------------------|------------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|-----------------|
|                  |                        |                  | 本 期      |            | 远 景      |            | 本 期      |            | 远 景      |            |                 |
|                  |                        |                  | 数 量      | 金额<br>(万元) | 数 量      | 金额<br>(万元) | 数 量      | 金额<br>(万元) | 数 量      | 金额<br>(万元) |                 |
| 排块式控制屏           |                        | 2.5/面            | 14 面     | 35         | 14 面     | 35         | 10 面     | 25         | 10 面     | 25         |                 |
| 分继电器室控制屏         | PK-10                  | 2/面              | 0        | 0          | 0        | 0          | 5 面      | 10         | 10 面     | 20         |                 |
| 蓄电池 350Ah(420Ah) | GFD                    | 0.06<br>(0.07)/个 | 214 个    | 12.84      | 214 个    | 12.84      | 108 个    | 7.56       | 108 个    | 7.56       |                 |
| 蓄电池 200Ah        | GFD                    | 0.04/个           | 48 个     | 1.92       | 48 个     | 1.92       | 108 个    | 4.32       | 108 个    | 4.32       |                 |
| 充电设备             | KVA40-100              | 2(1.8)/台         | 1 台      | 2          | 1 台      | 2          | 1 台      | 1.8        | 1 台      | 1.8        | 输出电压 315V(160V) |
| 充电设备             | KVA40-75               | 1.5(1.2)/台       | 2 台      | 3          | 2 台      | 3          | 2 台      | 2.4        | 2 台      | 2.4        | 输出电压 315V(160V) |
| 充电设备             | KVA40-75               | 1.3(1.4)/台       | 2 台      | 2.6        | 2 台      | 2.6        | 2 台      | 2.8        | 2 台      | 2.8        | 输出电压 72V(160V)  |
| 控制电缆             | KVV P <sub>2</sub> -22 | 2/km             | 41.240km | 88.48      | 94.42km  | 188.84     | 23.380km | 46.76      | 57.490km | 114.98     |                 |
| 控制电缆             | KVVP <sub>2</sub>      | 1.3/km           | 15.080km | 20.9       | 32.750km | 42.58      | 5.220km  | 6.78       | 10.900km | 14.17      |                 |
| 其它电缆             |                        | 1.5/km           | 7.090km  | 10.64      | 10.010km | 15.52      | 4.570km  | 6.86       | 6.260km  | 9.39       |                 |
| 电缆隧道             |                        | 0.2/m            | 390m     | 78         | 390m     | 78         | 0        | 0          | 0        | 0          |                 |
| 电缆沟道             |                        | 0.025/m          | 1700m    | 42.5       | 284m     | 71.03      | 165m     | 41.25      | 2470m    | 61.75      |                 |
| 总 计              |                        |                  |          | 297.88     |          | 454.33     |          | 155.55     |          | 264.17     |                 |
| 比较结果             |                        |                  | +142.33  |            | +190.16  |            | 0        |            | 0        |            |                 |

注 比较表中未包括设备的安装费用。

### 第三节 断路器的控制方式

断路器的控制方式选择与变电所的控制方式、变电所的规模等因素有关。变电所的控制方式不同、规模不同，断路器的控制方式也相应而异。

对于二次设备集中布置的 220kV 变电所，断路器一般采用强电一对一控制。

500kV 变电所二次设备集中布置时，断路器多采用弱电一对一控制，规模较小的 500kV 变电所也可采用强电一对一控制。

在 500kV 变电所二次设备分散布置时，在主控制室通常采用弱电一对一控制；也可采用所内遥控方式，在主控制室通过变电所的计算机监控系统对各断路器实行遥控；还可采用在各配电装置的分控制室内，对断路器进行强电一对一控制。

#### 一、断路器的各种控制方式及其特点

按控制回路的工作电压，断路器的控制方式可分为强电控制和弱电控制两种。所谓强电控制，就是从发出操作命令的控制设备到断路器的操动机构，整个控制回路的工作电压均为直流 110V 或 220V。弱电控制分为以下两种情况。

(1) 断路器控制回路的工作电压分成弱电和强电两部分，发出操作命令的控制设备工作电压是弱电（一般是 48V）。命令发出后，再经过中间强弱电转换环节把弱电命令信号转换成强电信号，送至断路器的操动机构。中间转换环节和断路器之间的回路结构与强电控制相同。这种弱电控制，实质上只是把布置在控制屏（台）上的控制设备弱电化了。

(2) 从控制设备到断路器的操动机构全部回路的工作电压均为弱电。

因为弱电命令信号传输的距离较近，断路器的操作功率又比较大，所以，弱电控制不适用于 220~500kV 变电所。

强电控制分为强电一对一直接控制和强电选线控制。后者在实际工程中应用的很少。强电一对一直接控制的典型接线如图 1-1 所示。这种控制方式具有控制回路接线简单，操作电源电压单一，运行人员容易掌握，维护方便，可靠性较高等优点，是国内投入运行的各类变电所中采用的一种主要的控制方式。强电控制，因控制设备的工作电压比较高，为满足绝缘距离的要求，控制设备、接线端子排等设备体积都比较大，而在控制屏（台）上单位面积内可布置的控制回路数却较少。例如，在一面 800mm 宽的标准控制屏上，最多只能布置 2 回 220kV 或 500kV 线路的控制设备。在变电所规模大，被控对象多的情况下，所需的控制屏数量多。这不仅加大了主控制室的面积，增加了土建工程的费用，同时，由于监视面过大也不利于正常的监视和操作。

弱电控制分为弱电一对一控制、弱电有触点选择控制、弱电无触点选择控制、弱电编码选择控制等。

弱电控制的共同特点是由于在控制屏（台）上采用了小型化的弱电控制设备，控制屏（台）上单位面积内可布置的控制回路多。在相同数量的被控对象情况下，与强电控制相比，可以减小控制屏（台）的面积，方便运行人员监视和操作；减小了主控制室的建筑面积，降

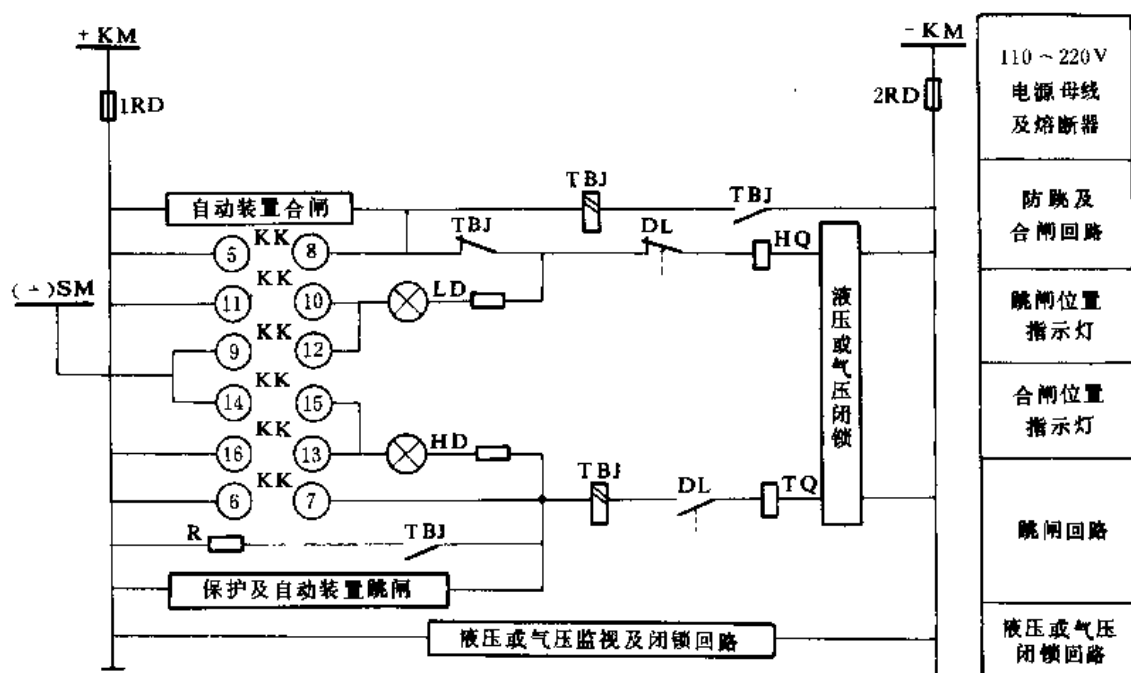


图 1-1 强电一对一控制的典型接线

低土建工程投资。这几种弱电控制都可以做到在中间转换环节与断路器操动机构之间强电化，所以，控制距离没有比强电控制缩短。

在被控对象多的情况下，采用弱电控制可以把控制屏（台）的监视面压缩在合理的限度内，而且控制距离不受影响。这是采用弱电控制的主要优点。某些弱电接线（例如弱电选线）比较复杂。弱电控制设备的制造工艺和对材质的要求都比较高，制造难度也比较大。目前国产弱电设备质量还不太高，品种也不够齐全。因此，影响了由国产弱电设备构成的弱电控制接线的可靠性。也影响了弱电控制的推广采用。此外，对弱电设备要求精心维护，经常清扫，否则因弱电设备的电气距离小，容易造成短路。

除了上述共同的特点外，不同的弱电控制方式还有各自的特点。

图 1-2 为弱电一对一控制接线图。这是接线最简单的一种弱电控制方式。控制开关、同步回路、位置信号和事故信号均为弱电化。手动的跳合闸继电器（1HJ，1TJ）工作线圈电压为弱电，其触点在断路器的强电控制回路中。跳合闸继电器一般布置在断路器的操作继电器屏上。

图 1-3 为弱电有触点选控接线图，选线的逻辑回路由电码继电器构成，对象选择按钮和跳合闸主令开关均布置在控制台上；位置信号灯布置在控制台或返回信号屏上；逻辑回路的继电器则装在专用的选控继电器屏上。

图 1-4 为弱电无触点选控接线图。此种控制方式的主要特点是选线的逻辑回路由半导体元件构成，出口元件（即跳合闸继电器）还是有触点继电器。

上述这三种弱电选线控制，不只是因控制设备的小型化而减小了控制屏面积，而且，由

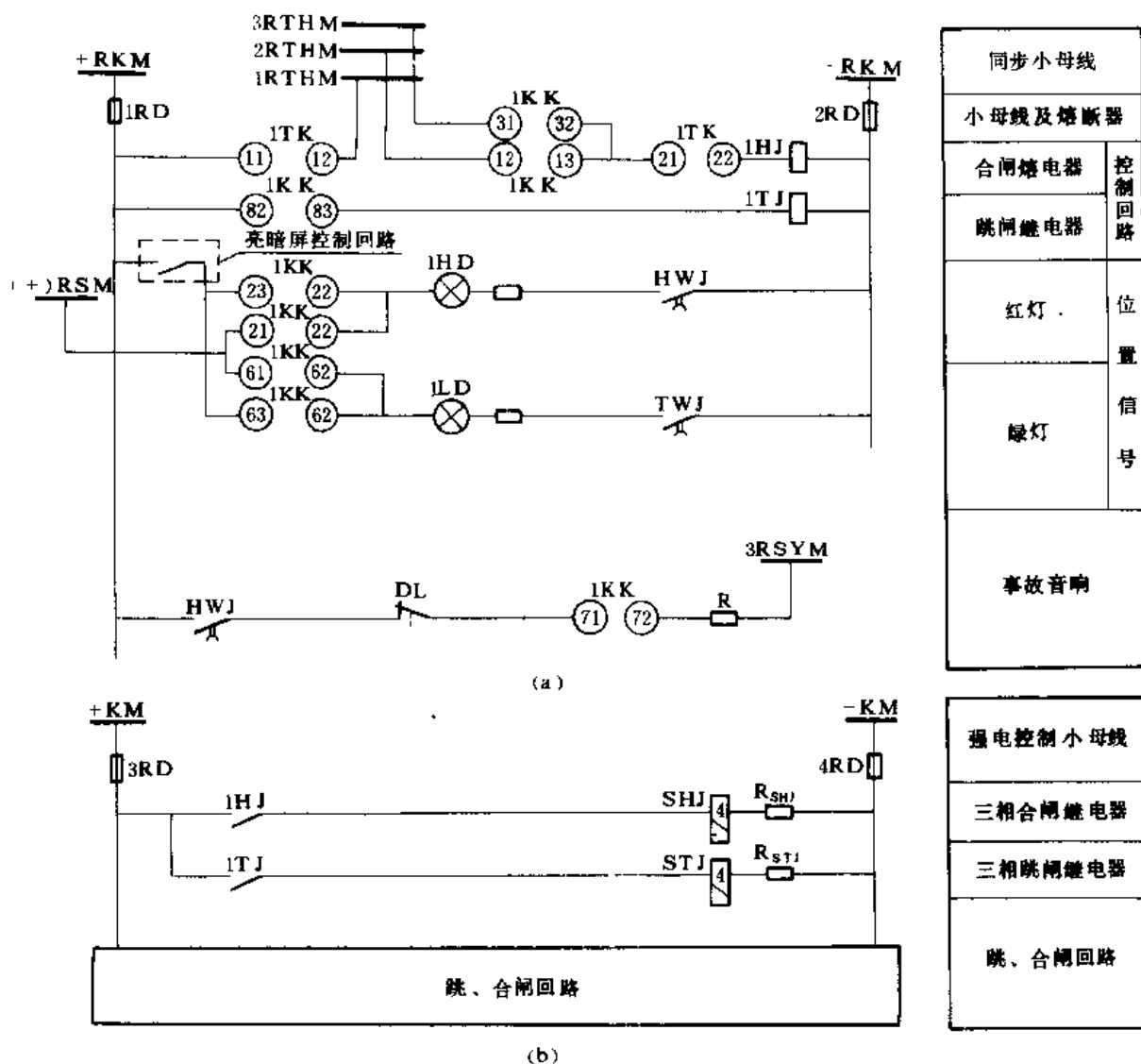


图 1-2 弱电一对一控制接线

(a) 弱电回路; (b) 强电回路。

HWJ、TWJ—断路器位置继电器触点

于一个控制开关能控制多个被控对象,能进一步缩小控制屏的面积。但是,缩小控制屏(台)的面积并不是改进控制方式的最终目的。改进控制方式的目的一是提高控制的可靠性,二是方便监视和操作。而控制屏(台)面积的大小只是确定控制方式的一个因素,一般只要监视面在运行人员的最优视野(水平视野在  $60^{\circ}\sim 110^{\circ}$ ;垂直视野小于  $40^{\circ}$ )之内即满足监视方便的要求。由于弱电选线控制接线比较复杂,操作步骤较多,在弱电控制设备品种不全、质量不高的情况下其可靠性难以保证。因此,220~500kV 变电所的断路器不推荐采用弱电选线控制。

## 二、220kV 变电所断路器控制方式的选择

220kV 变电所的断路器一般都采用强电“一对一”控制方式。35~220kV 断路器一般在主

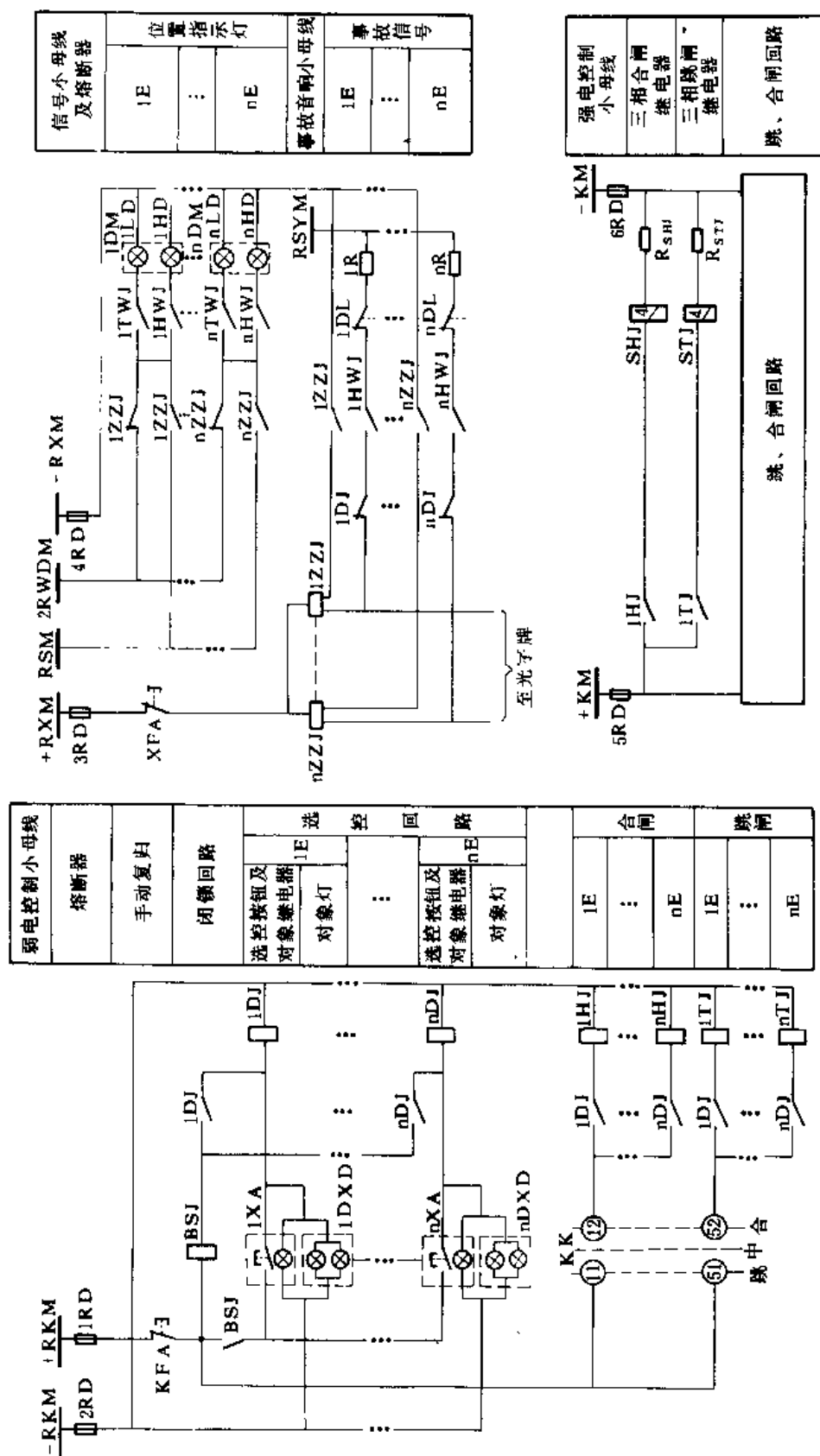


图 1-3 弱电有触点选控接线图

1HWJ、1TWJ—断路器位置继电器触点



控制室集中控制。

6~10kV 配电装置的断路器可在配电装置就地一对一控制，当采用成套开关柜时，控制开关装在开关柜上；当采用装配式配电装置时，控制开关可集中装在配电装置室的控制屏上。6~10kV 断路器采用就地控制时，在主控制室应设有断路器事故跳闸信号。6~10kV 断路器采用就地控制，可简化接线，减少控制电缆，减少控制室面积。近年来 220kV 变电所的 6~10kV 配电装置较多的采用了 SF<sub>6</sub> 断路器或真空断路器，这类断路器遮断容量大，可靠性较高，这也给就地控制提供了有利条件。

采用强电一对一控制时，为了方便控制屏的布置，在 220kV 变电所中也可采用小型化的强电一对一控制。目前国内有的制造厂引进国外先进技术生产出了小型强电控制开关，可在实际工程中选。

### 三、500kV 变电所断路器控制方式的选择

500kV 变电所的断路器极其重要，数量多，距离主控制室远，断路器控制方式的选择必须适应这些特点。

500kV 变电所的断路器，采用弱电一对一控制较为适合。这种控制方式能比较圆满地解决 500kV 断路器控制上提出的要求。

(1) 弱电一对一控制与强电一对一控制接线相似，接线比较简单，可靠性较高。这种控制方式虽然增加了强弱电转换环节，但和强电一对一控制相比并没有增加接线的复杂性。这是因为，对于控制 500kV 和 220kV 分相操作的断路器，就是用强电一对一控制也需要中间转换环节。在强电情况下，转换环节是跳闸、合闸继电器，其作用是增加触点。使一个控制开关能操作三相断路器，同时提供保护及重合闸回路所需要的连锁触点。在弱电情况下，中间环节的作用除了增加触点外，还有强弱电转换功能，这两种功能是在一个中间继电器上实现的，两者的区别只是中间环节的工作电压不同，在弱电控制时多一种操作电压。

(2) 弱电一对一控制，采用弱电小型化的控制设备，缩小了控制屏（台）的监视面，这就解决了 500kV 变电所控制对象多、控制屏（台）监视面大的问题。能比较容易作到使控制屏（台）面在值班人员的最优视野之内。

(3) 弱电一对一控制，中间环节至断路器操动机构之间还是强电回路，一般是 220V 直流。目前国产断路器的操动功率一般为 400~500W。电压 220V 时，控制电缆中的电流为 2~2.5A，在满足控制回路电压降的前提下控制距离可达 500m，这就解决了控制对象远的问题。

如前所述，强电一对一控制可靠性较高，主要缺点是控制设备体积大，监视面也大。对于规模较小的 500kV 变电所，控制对象不多，监视面也不大，强电一对一控制的缺点就不突出。在这种情况下，500kV 变电所可以采用强电一对一控制。

## 第四节 断路器的控制回路接线

### 一、对断路器控制回路设计的基本要求

断路器的控制回路设计时，应满足以下基本要求。

(1) 应有对控制电源的监视回路。断路器的控制电源最为重要，一旦失去电源断路器便无法操作。因此，无论何种原因，当断路器控制电源消失时，应发出声、光信号，提示值班人员及时处理。对于遥控变电所，断路器控制电源的消失，应发出遥信。

(2) 应经常监视断路器跳闸、合闸回路的完好性。当跳闸或合闸回路故障时，应发出断路器控制回路断线信号。

(3) 应有防止断路器“跳跃”的电气闭锁装置，发生“跳跃”对断路器是非常危险的，容易引起机构损伤，甚至引起断路器的爆炸，故必须采取闭锁措施。断路器的“跳跃”现象一般是在跳闸、合闸回路同时接通时才发生。

“防跳”回路的设计应使得断路器出现“跳跃”时，将断路器闭锁到跳闸位置。

(4) 跳闸、合闸命令应保持足够长的时间，并且当跳闸或合闸完成后，命令脉冲应能自动解除。因断路器的机构动作需要有一定的时间，跳合闸时主触头到达规定位置也要有一定的行程，这些加起来就是断路器的固有动作时间，以及灭弧时间。命令保持足够长的时间就是保障断路器能可靠的跳闸、合闸。为了加快断路器的动作，增加跳合闸线圈中电流的增长速度，要尽可能减小跳合闸线圈的电感量。为此，跳合闸线圈都是按短时带电设计的。因此，跳合闸操作完成后，必须自动断开跳合闸回路，否则，跳闸或合闸线圈会烧坏。通常由断路器的辅助触点自动断开跳合闸回路。

(5) 对于断路器的合闸、跳闸状态，应有明显的位置信号，故障自动跳闸、自动合闸时，应有明显的动作信号。

(6) 断路器的操作动力消失或不足时，例如，弹簧机构的弹簧未拉紧，液压或气压机构的压力降低等，应闭锁断路器的动作，并发出信号。

SF<sub>6</sub> 气体绝缘的断路器，当 SF<sub>6</sub> 气体压力降低而断路器不能可靠运行时，也应闭锁断路器的动作并发出信号。

(7) 在满足上述的要求条件下，力求控制回路接线简单，采用的设备和使用的电缆最少。

## 二、500kV 断路器控制回路的特点

500kV 断路器的控制回路设计时，除满足上述要求之外，还具有如下特点，在设计控制回路时，应特别注意。

### 1. 要满足双重化要求

要准确可靠地切除电力系统中的故障，除了继电保护装置要准确、可靠地动作外，作为继电保护的执行元件——断路器是否能可靠地动作，这对于切除故障至关重要。显然，在电力系统发生故障时，即使继电保护装置正确动作，如断路器失灵而拒动，故障仍不能被切除，势必酿成严重的后果。断路器的可靠工作与消弧机构（断口部分）、操动机构、控制回路和控制电源有关。其中，消弧机构和操动机构的可靠性取决于断路器的制造技术水平，而控制回路和控制电源这两部分的可靠性的提高主要取决于断路器二次回路的设计。根据文献 [3] 介绍，在 187kV 以上系统中，断路器的拒动率为  $1.8 \times 10^{-3}$ ，其中 72% 是由控制回路不良引起的。控制电缆和断路器的跳闸线圈采用双重化措施以后，拒动率降低到  $5 \times 10^{-4}$ ，即采用双重化后拒动率降到原来的 1/3.6。所以，为了保证可靠地切除故障，500kV

断路器采用双重化的跳闸回路是非常必要的。通常 500kV 断路器的操动机构都配有二个独立的跳闸线圈，能满足双重化的要求。在设计控制回路时，应有二个独立的跳闸回路，两个跳闸回路的控制电缆也应分开。

#### 2. 应有断路器非全相运行保护

220~500kV 系统中，在断路器出现非全相运行情况下，会产生零序电流，有可能引起网络中相邻线路零序过电流保护后备段动作，导致电网无选择性跳闸。所以，当单相操作的断路器，出现非全相状态时，非全相保护应使断路器三相跳闸。

#### 3. 压力闭锁回路电源应采用自动切换方式供电

500kV 断路器制造厂一般只提供一套压力（包括液压机构的压力和 SF<sub>6</sub> 气体压力）闭锁触点，而断路器的跳闸回路为两套，有两个操作电源。为增加可靠性，与跳闸回路双重化相配合，闭锁中间继电器的工作电源应采用自动切换的方式供电，使其在任何一个操作电源失去时，断路器的压力闭锁回路应能有效。

### 三、断路器的典型控制回路接线

目前国内常用的断路器控制回路，可分为两大类，即灯光监视控制回路和音响监视控制回路。灯光监视控制回路，一般为双灯制接线。断路器在合闸位置时红灯亮，跳闸位置时绿灯亮。当采用音响监视控制回路时，一般为单灯制接线。断路器的控制回路用中间继电器监视，而合闸或跳闸位置用控制开关手柄的位置表示。其垂直位置为合闸，水平位置为跳闸。控制开关手柄内有信号灯，当手柄的位置与断路器的位置不对应时，手柄内的信号灯闪光。

灯光监视，回路接线简单、明显，运行上较为习惯。但红、绿灯在控制屏上占位置大。变电所规模较小时，多采用灯光监视。

音响监视，控制回路监视需增加中间继电器，接线较复杂。断路器的位置信号，在控制屏上不占位置，有利于压缩屏的面积。一般在规模较大、控制回路数量多的变电所，多采用音响监视。

#### 1. 35~60kV 断路器的典型控制回路

35~60kV 断路器控制回路接线如图 1-5 所示（灯光监视），这一控制回路的主要特点如下。

- (1) 断路器为三相式操作，采用灯光监视控制回路。
- (2) 红、绿灯的作用既显示断路器的跳合闸位置，又监视跳合闸回路，监视操作电源。
- (3) 采用电流起动、电压保持的串联“防跳”接线。
- (4) 当采用弹簧机构时，弹簧未拉紧有闭锁回路（如图中虚线所示）。
- (5) 合闸、跳闸脉冲时间是由保护和重合闸出口继电器的触点保持，而跳合闸电流是由断路器的辅助触点切断的。

#### 2. 220kV 断路器的控制回路接线

220kV 断路器的控制回路接线如图 1-6 所示。控制回路的主要特点如下。

(1) 220kV 线路一般装设综合重合闸，故断路器采用分相控制。图 1-6 为灯光监视方式，三相公用一个控制开关。为实现同时手动跳合闸，增加了三相合闸继电器 SHJ 和三相跳闸继电器 STJ。当进行三相跳、合闸操作时，由控制开关触点起动 STJ 或 SHJ，再由其触点

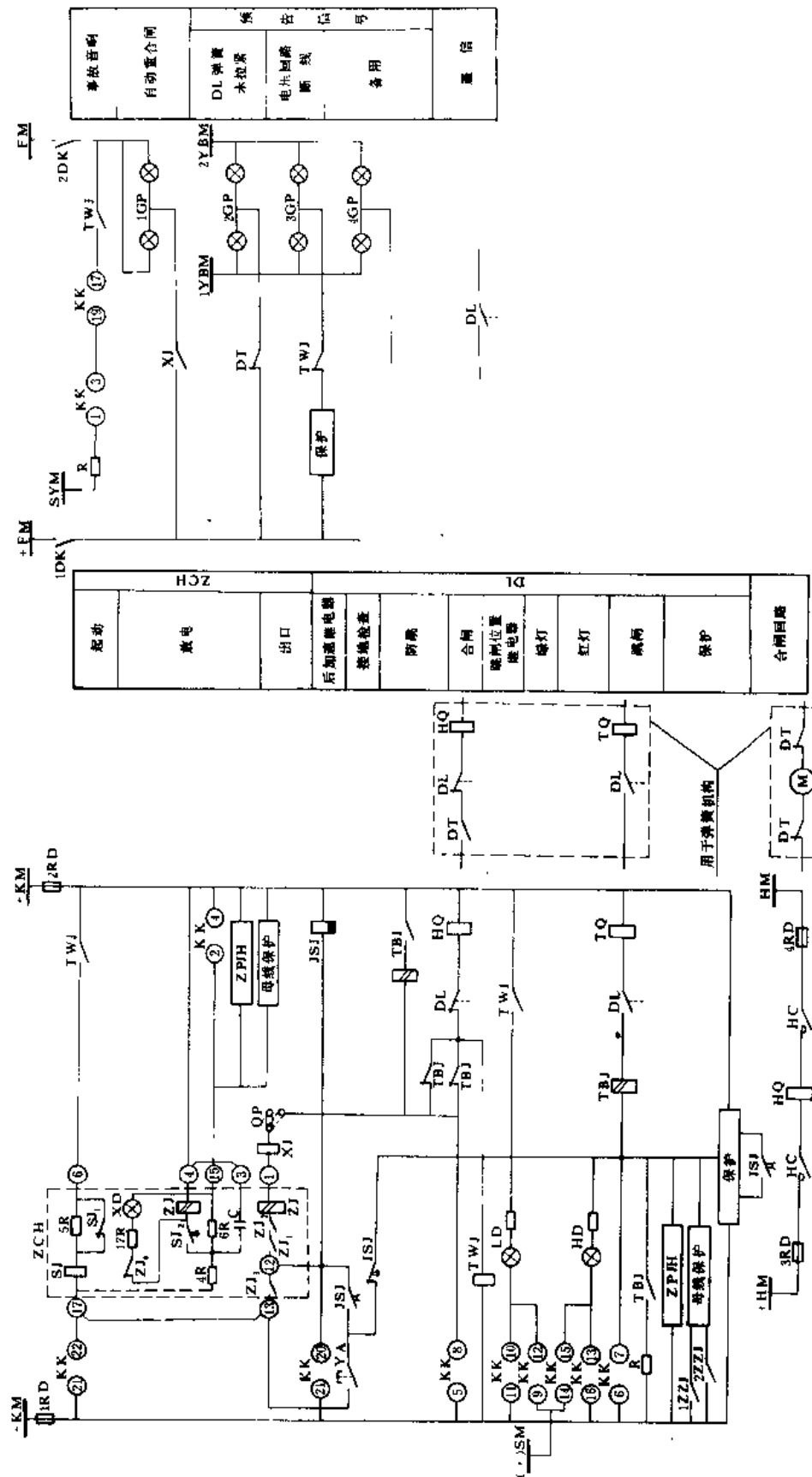


图 1-5 35~60kV 断路器控制回路接线

接通跳、合闸回路。STJ 和 SHJ 均为电压起动、电流自保持型中间继电器，以确保可靠跳、合闸。

(2) 每相设一个电流起动、电压保持的“防跳”继电器 TBJ<sub>A</sub>、TBJ<sub>B</sub>、TBJ<sub>C</sub>，实现分相式的“防跳”。

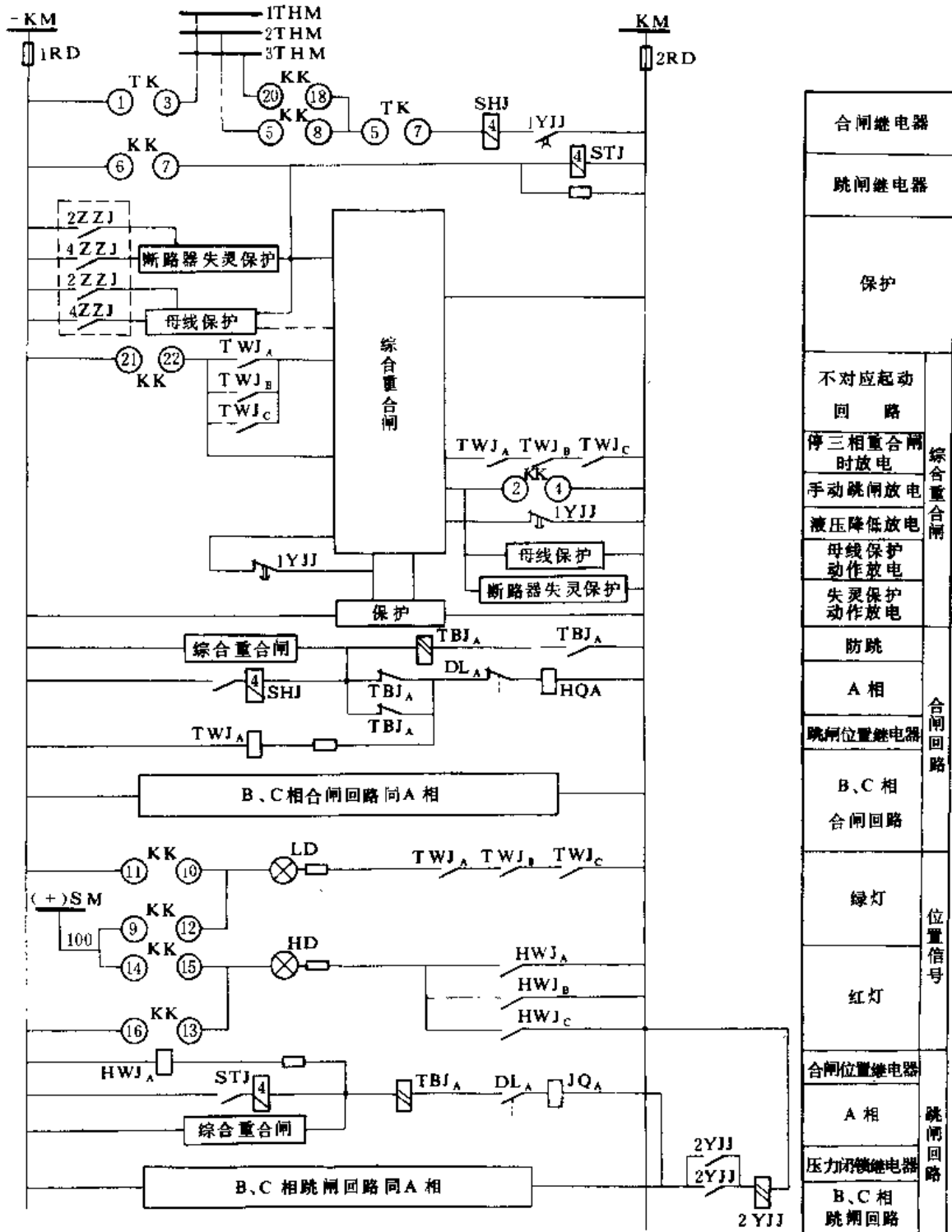
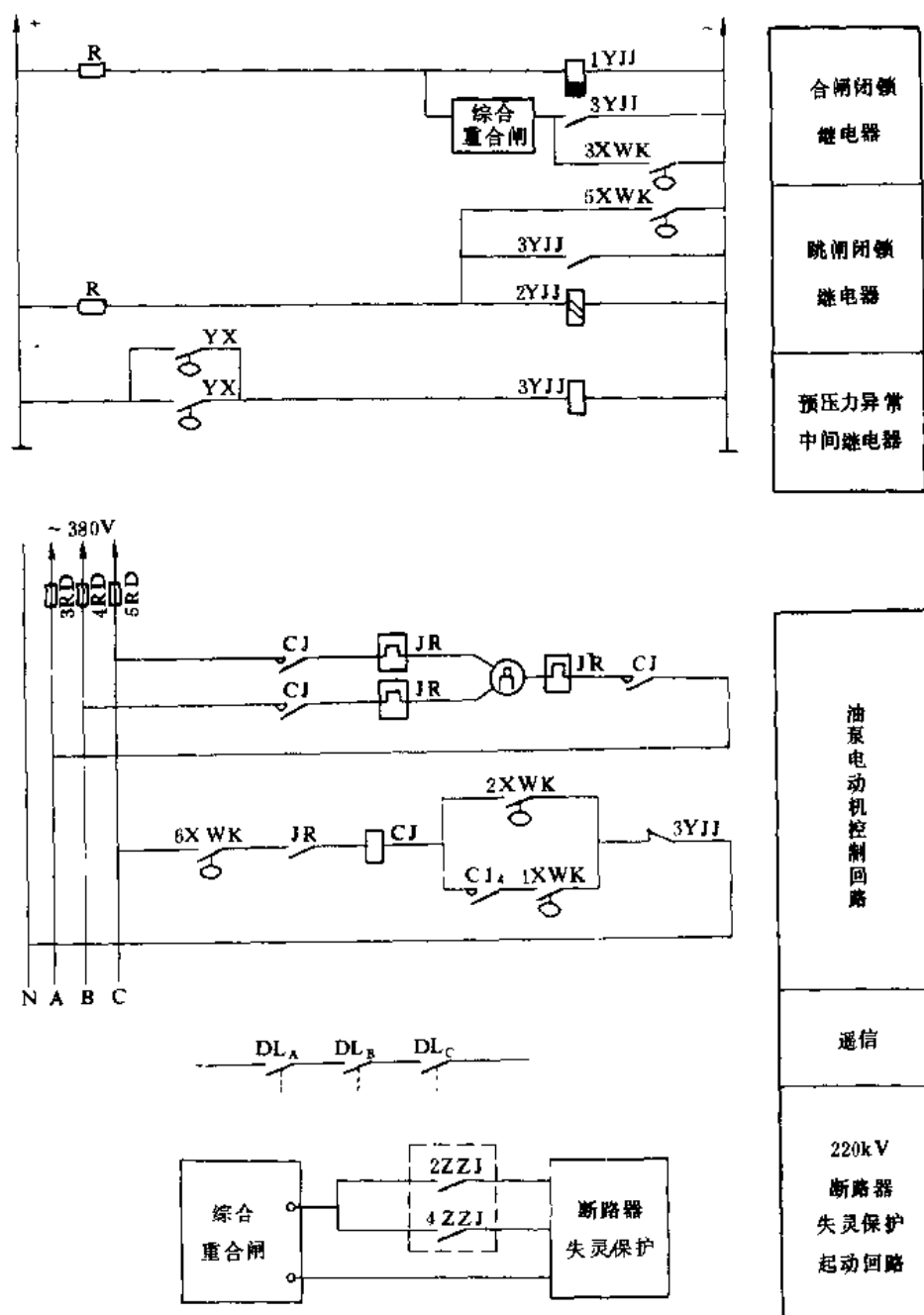


图 1-6 220kV 断路器控制

(3) 为实现跳闸、合闸回路的监视，每相分别设跳闸位置继电器  $TWJ_A$ 、 $TWJ_B$ 、 $TWJ_C$  和合闸位置继电器  $HWJ_A$ 、 $HWJ_B$ 、 $HWJ_C$ 。可实现三相位置不一致监视和控制回路断线监视。位置继电器的触点还用作起动位置信号灯，为监控系统和中央信号以及继电保护提供反映断路器位置的触点等。



制回路接线 (液压机构)

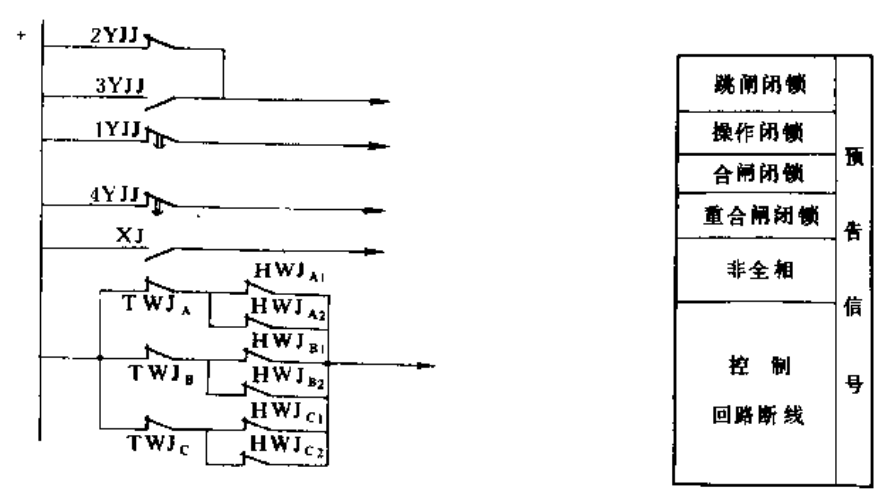
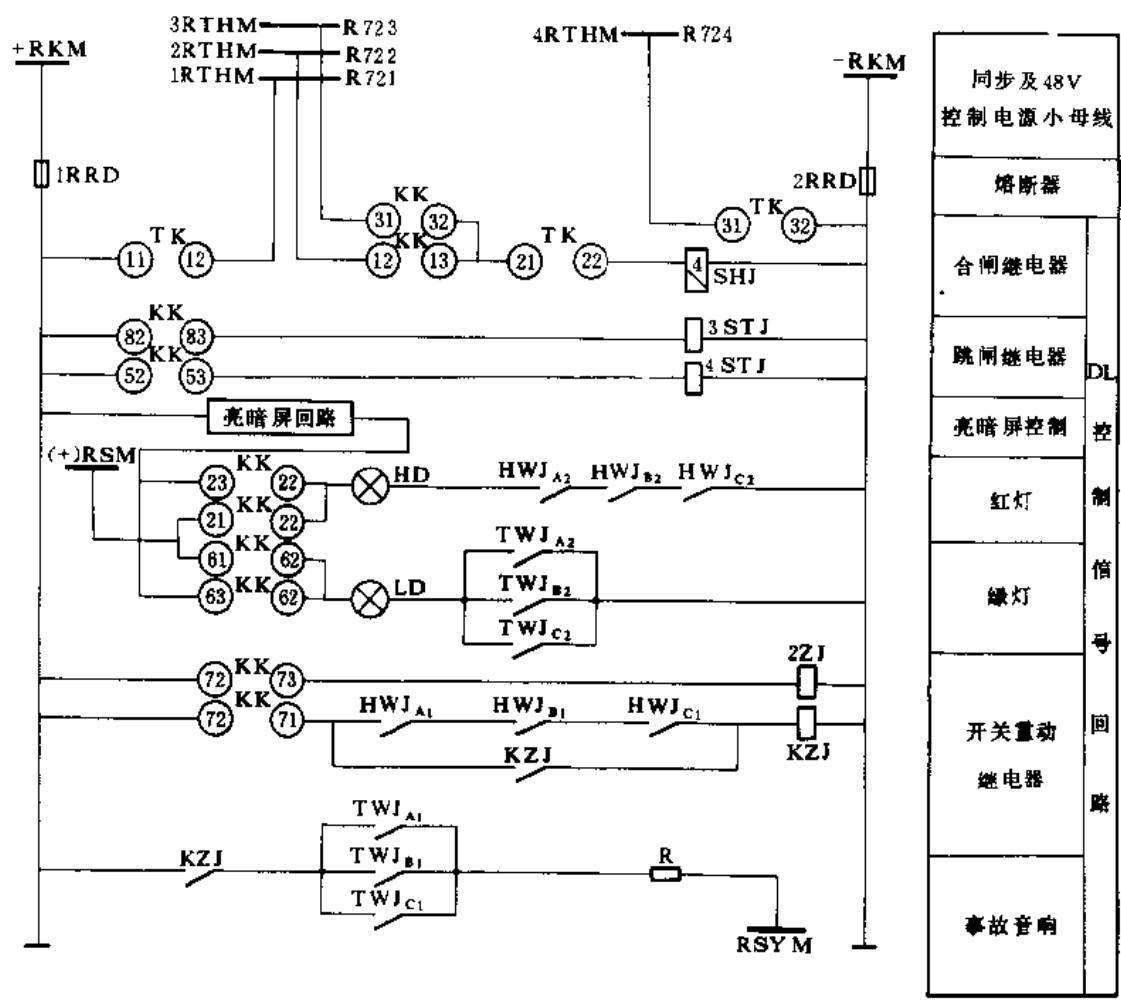
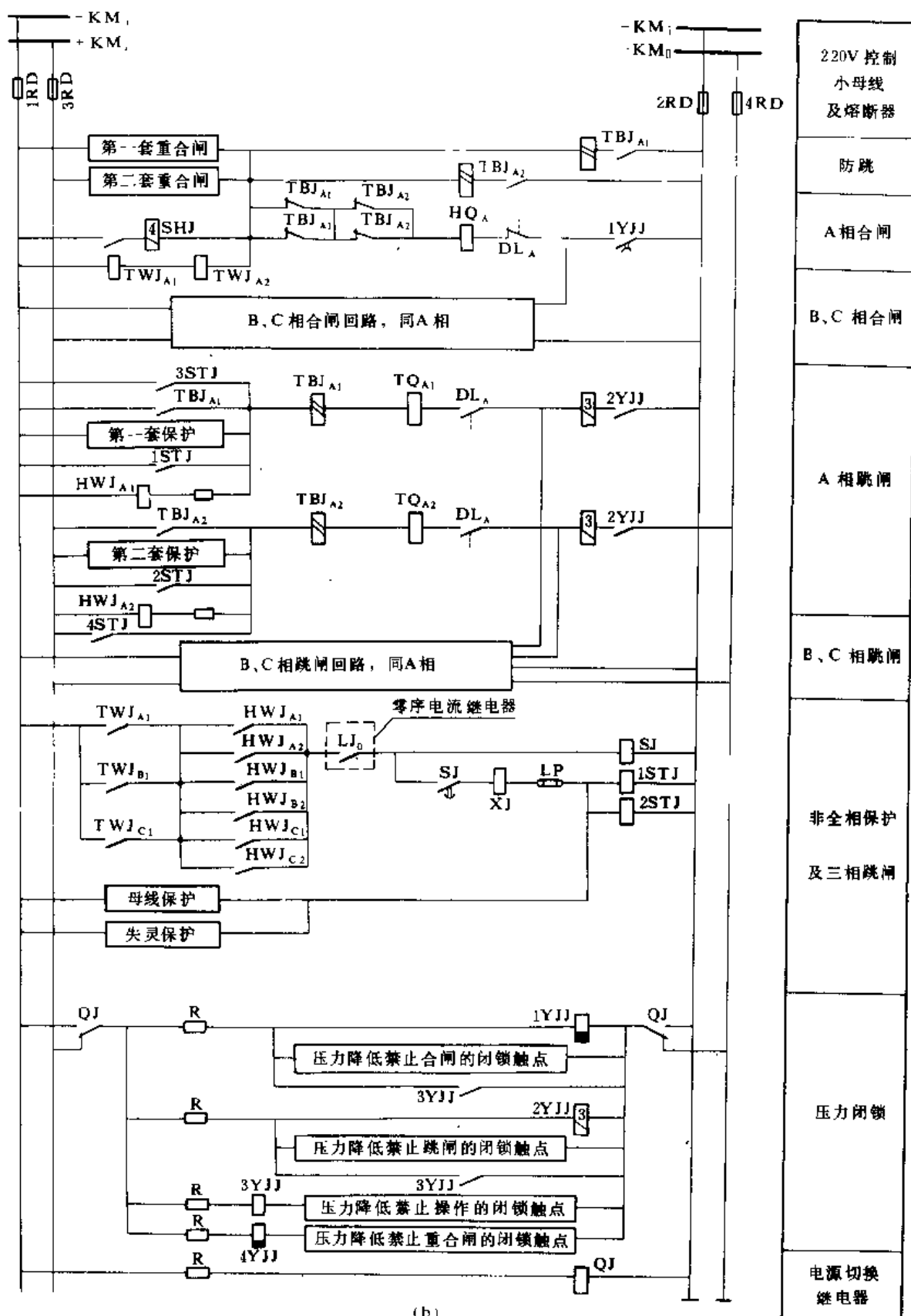


图 1-7 具有串联防跳的 500kV  
(a) 弱电回路;



断路器控制回路接线

(b) 强电回路

(4) 本图为装设液压机构的接线, 设有液压降低的闭锁回路。各种操作状态下闭锁的压力不同, 一般分为合闸闭锁、跳闸闭锁、重合闸闭锁, 各制造厂的液压机构不同, 闭锁的压力也不同。闭锁的压力值由断路器制造厂给定。

(5) 断路器的位置信号, 三相公用一只红灯和绿灯。由跳合闸继电器触点起动。

### 3. 500kV 断路器控制回路

具有串联防跳的 500kV 断路器控制回路的接线如图 1-7 所示。控制回路的主要特点如下。

(1) 整个控制回路分弱电和强电两部分。弱电部分包括控制开关, 同步开关, 手动跳、合闸继电器, 位置信号, 事故信号。

强电部分是直接与断路器的跳合闸回路有连接的部分。其中包括跳、合闸线圈, “防跳”回路, 位置继电器, 压力闭锁和保护及自动重合闸回路的联系等。

(2) 在控制回路的强电部分实现了双重化, 即两套直流操作电源, 断路器两套跳闸线圈, 两套“防跳”继电器。配合继电保护的双重化, 可实现从直流电源、保护、直到跳闸线圈的双重化系统。能确保在故障时断路器能可靠地切除故障。

(3) 回路中设有非全相保护, 是由跳合闸位置继电器的触点串并联构成的起动回路。加零序电流 ( $I_{J0}$ ) 触点闭锁。目的是当断路器出现非全相运行, 已有非全相信号, 如回路负荷电流不大, 非全相产生的零序电流不致引起线路保护非选择性动作时, 也可以不跳闸, 由运行人员处理。

## 第五节 隔离开关的控制和安全操作闭锁

### 一、隔离开关的控制方式

根据我国《220~500kV 变电所设计技术规程》的规定: “330~500kV 倒闸操作用的隔离开关应能远方及就地操作, 检修用的隔离开关、接地刀闸和母线接地器宜就地操作。220kV 隔离开关, 接地刀闸和母线接地器宜就地操作。在变电所中, 当 330~500kV 倒闸操作用的隔离开关为远方操作时, 该所 220kV 倒闸操作用的隔离开关也可采用远方及就地操作”。

按这一规定, 220kV 变电所的隔离开关、接地刀闸和母线接地器, 都应采用就地操作。目前国产的 220kV 隔离开关一般都配有电动或气动机构。而 35~60kV 及以下电压等级的隔离开关一般都是手动机构。配有电气或气动机构的隔离开关, 其控制按钮, 装设在操作机构箱上。

在 500kV 变电所中, 由于以下原因, 隔离开关采用远方控制的较多。

(1) 500kV 变电所中的 500kV 和 220kV 配电装置距主控制室较远, 如隔离开关采用就地操作, 在倒闸操作过程中, 操作人员走路较远, 增加了倒闸操作时间, 不利于运行中的正常操作和事故处理。

(2) 500kV 隔离开关操作功率大, 靠人力操作不能保证隔离开关断开和合闸所需要的速度。国产的 500kV 隔离开关, 制造厂都配有电动操动机构, 为实现远方控制提供了方便条件。



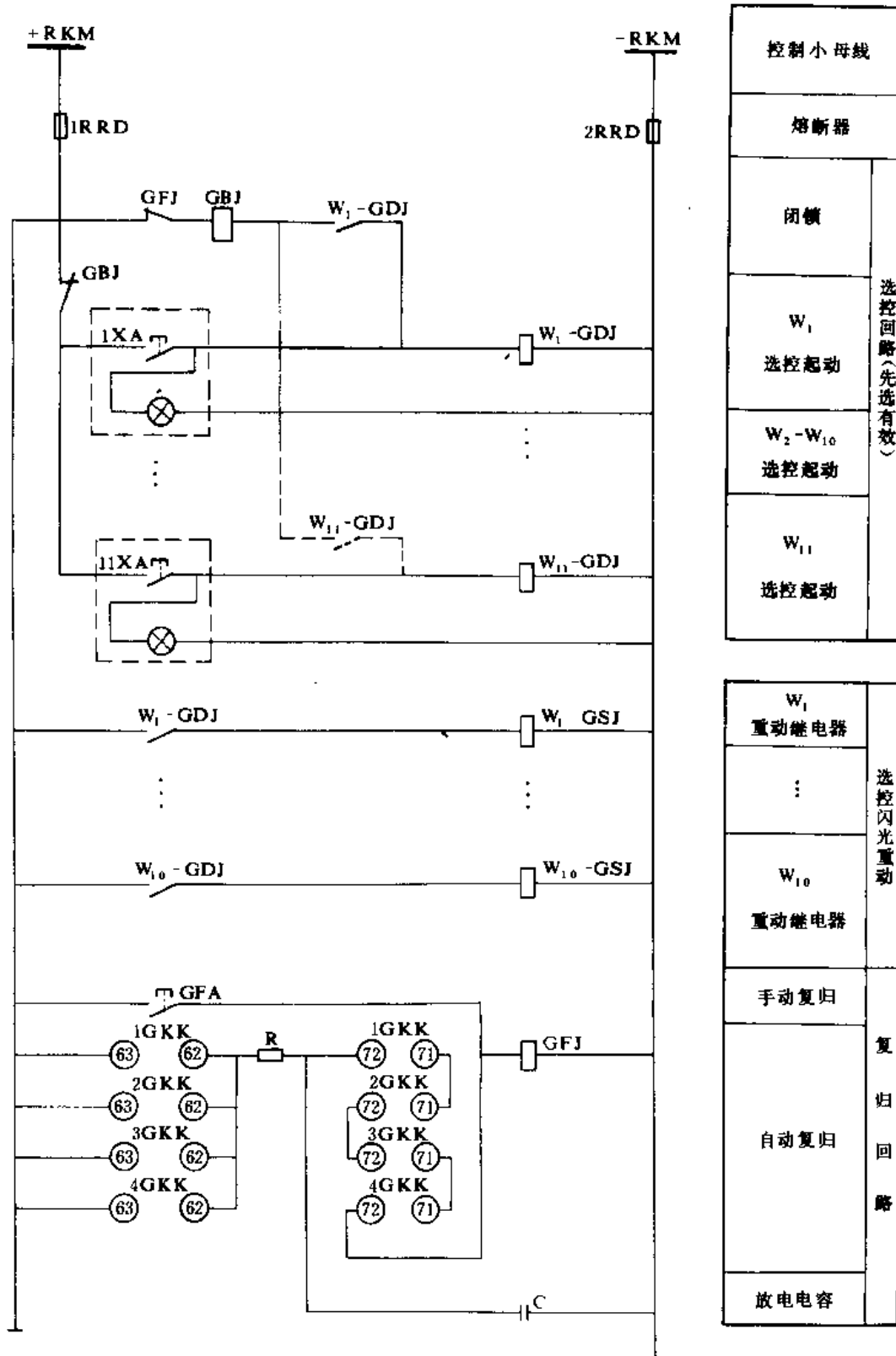


图 1-9 隔离开关成组选控回路接线 (一)

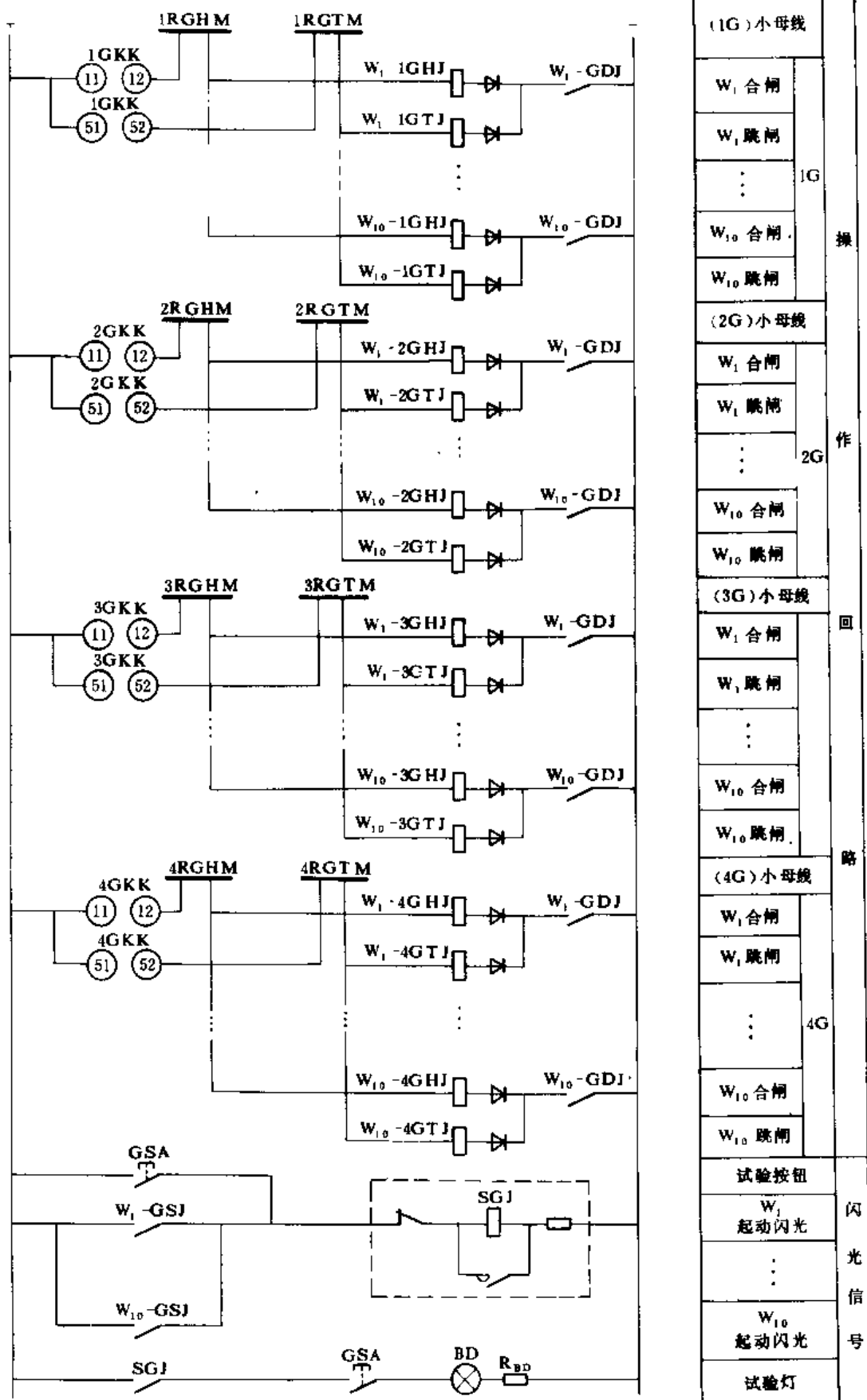


图 1-9 隔离开关成组选控回路接线 (二)

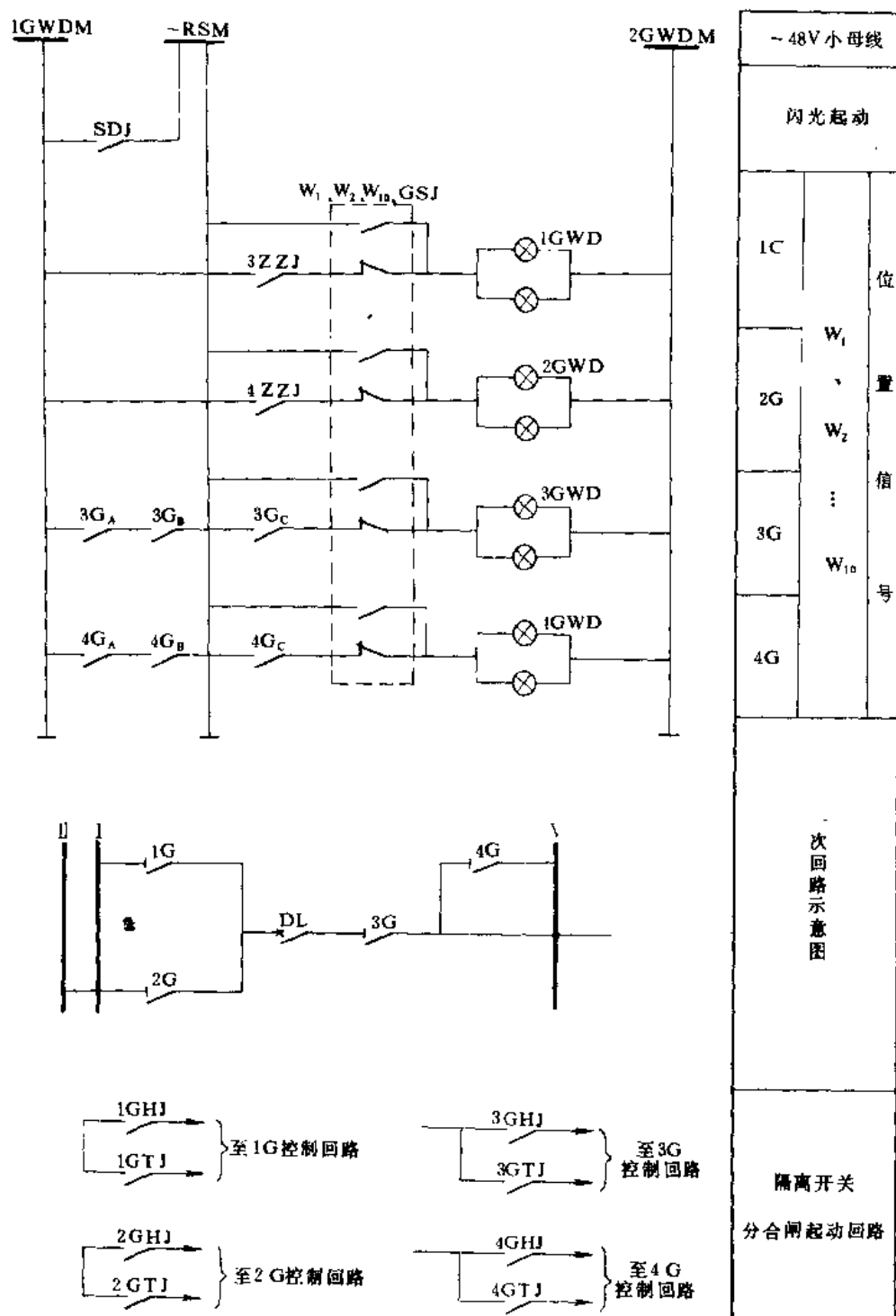


图 1-9 隔离开关成组选控回路接线 (三)

第一步, 按动隔离开关所在组的选择按钮 1XA (此按钮分别布置在各安装单位的模拟母线回路), 选控继电器  $W_1$ -GDJ 励磁。采用先选有效接线,  $W_1$ -GDJ 通过自己的触点自保持, 并起动闭锁继电器 GBJ, 使其励磁, 其常闭触点断开其他安装单位的选控继电器的起动回路, 实现了先选有效。 $W_1$ -GDJ 的第二对常开触点接通重动继电器  $W_1$ -GSJ, 后者的 4

对切换触点同时切换,使  $W_1$  安装单位的 4 台隔离开关的位置信号灯闪光,表示可以进行下一步操作。 $W_1$ -GDJ 的另外 4 对常开触点分别将隔离开关 1G~4G 的操作继电器线圈的负极回路接通,使其具备操作条件。

第二步,操作控制开关 1GKK,接通合闸继电器  $W_1$ -1GHJ,其触点闭合,接通隔离开关 1G 的合闸回路,使其合闸。

第三步,按动复归按钮 GFA,复归继电器 GFJ 励磁。其常闭触点断开闭锁继电器 GBJ 和选控继电器  $W_1$ -GDJ 的线圈回路,使其复归。随之重动继电器  $W_1$ -GSJ 也复归,后者的 4 对切换触点断开 1G~4G 位置信号灯的闪光电源,通过各隔离开关的合闸位置继电器的常开触点(或辅助开关触点)接通电源,使处于合闸状态的隔离开关位置信号灯点亮,处于跳闸状态的隔离开关位置信号灯熄灭,全部操作程序结束。

隔离开关采用成组选择控制可以减少控制设备,有利于控制屏(台)的屏面布置。但在控制回路中用了大量中间(或电码)继电器,使控制回路复杂,操作步骤多。

在实际工程中,应极据一次系统的接线方式,控制屏(台)的形式、控制设备的大小等因素综合考虑,确定隔离开关的控制方式。一般情况下,在一次系统接线简单,隔离开关数量较少,例如采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的情况下,且控制开关在控制屏(台)上的布置又不困难时,应优先选用一对一的控制方式。在一次系统接线复杂,隔离开关数量较多,例如采用双母线带旁路接线,控制开关在控制屏(台)上难以布置时,宜采用成组选择控制方式。

## 二、隔离开关的安全操作闭锁

运行实践证明,隔离开关的误操作事故是经常发生的,往往造成极为严重的后果。因此,无论是远方操作或就地操作的隔离开关和接地刀闸,都必须配备有完善的防止误操作的闭锁措施。能实现“五防”,即防止带负荷拉(合)隔离开关,防止误分(合)断路器,防止带电挂地线,防止带地线合隔离开关,防止误入带电间隔。

### 1. 操作闭锁内容和闭锁条件

隔离开关、接地刀闸和母线接地器的操作闭锁包括下列内容。

(1) 各隔离开关主刀闸的操作闭锁。闭锁的目的是防止隔离开关带负荷拉(合)主刀闸和防止带接地点合主刀闸。

(2) 各隔离开关接地刀闸的操作闭锁。闭锁的目的是防止在带电的情况下合接地刀闸。

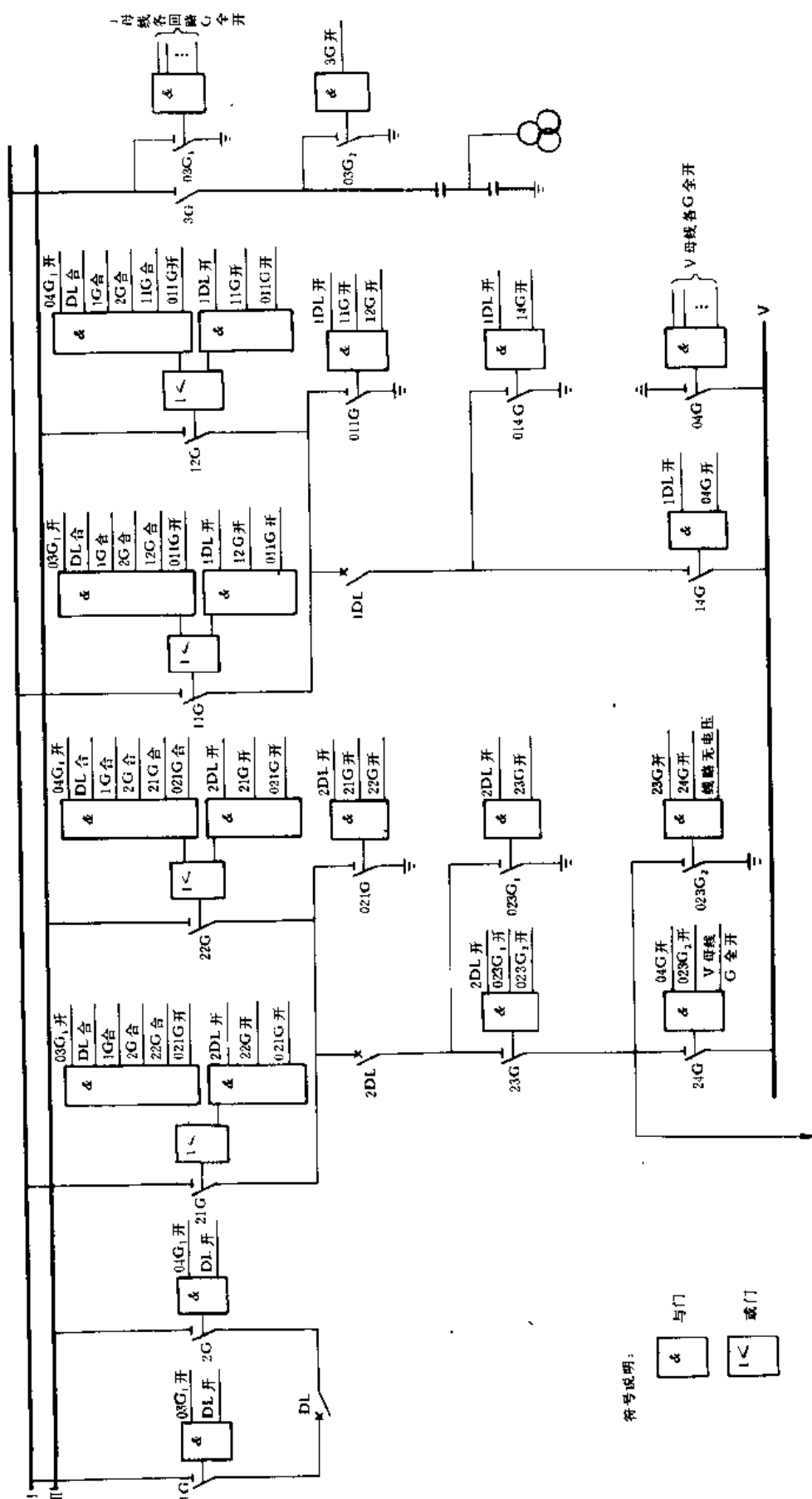
(3) 各母线接地器的操作闭锁。其目的是防止在母线带电的情况下,合母线接地器。

隔离开关的主刀闸、接地刀闸、母线接地器的操作闭锁条件,主要取决于它所在回路的电气接线。图 1-10 和图 1-11 分别示出了在 220~500kV 变电所中常用的双母线带旁路母线和  $1\frac{1}{2}$  断路器接线时,隔离开关、接地刀闸和母线接地器的操作闭锁条件。

### 2. 常用的操作闭锁方式

(1) 带动力操动机构的隔离开关主刀闸、接地刀闸及母线接地器,在其电气控制回路中加入由辅助触点实现的闭锁条件。用辅助触点实现闭锁的隔离开关控制接线见图 1-12。

这种闭锁方式在具体实现时又分为两种情况。一种是利用闭锁条件中有关的断路器、隔



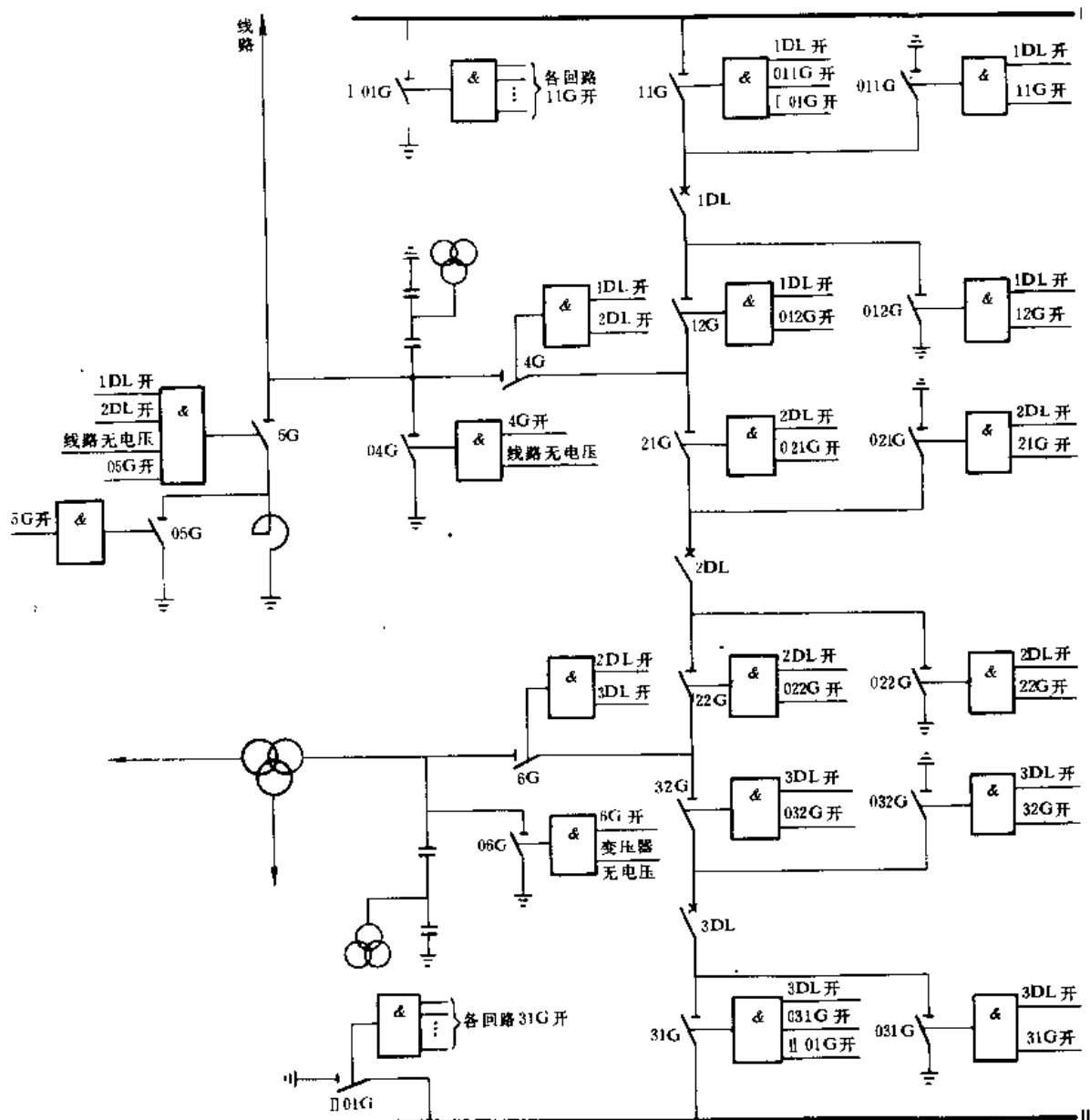


图 1-11 1  $\frac{1}{2}$  断路器接线，隔离开关及接地器的操作闭锁条件

离开关、接地器等设备操动机构的辅助触点，在配电装置各操动机构之间通过电缆联系实现闭锁。其优点是闭锁回路不经过中间转换环节，直观、可靠、容易实现。其缺点是控制电缆用量大。另一种是利用闭锁条件中有关的断路器和隔离开关的位置继电器触点，在控制室内形成闭锁条件，接入控制回路内，实现闭锁。瑞典 ABB 公司设计的 500kV 变电所就是采用这种闭锁方式。该公司的设计，每一安装单位设有一个接口柜，本安装单位断路器和隔离开关的位置继电器都安装在同一个接口柜内，形成闭锁条件的接线均为屏内接线，接线方便，实现闭锁也容易。这种闭锁方式的缺点是闭锁条件是通过中间环节实现的，不够直观。如果位置继电器故障，容易造成闭锁条件失效而发生误操作。所以，在采用这种闭

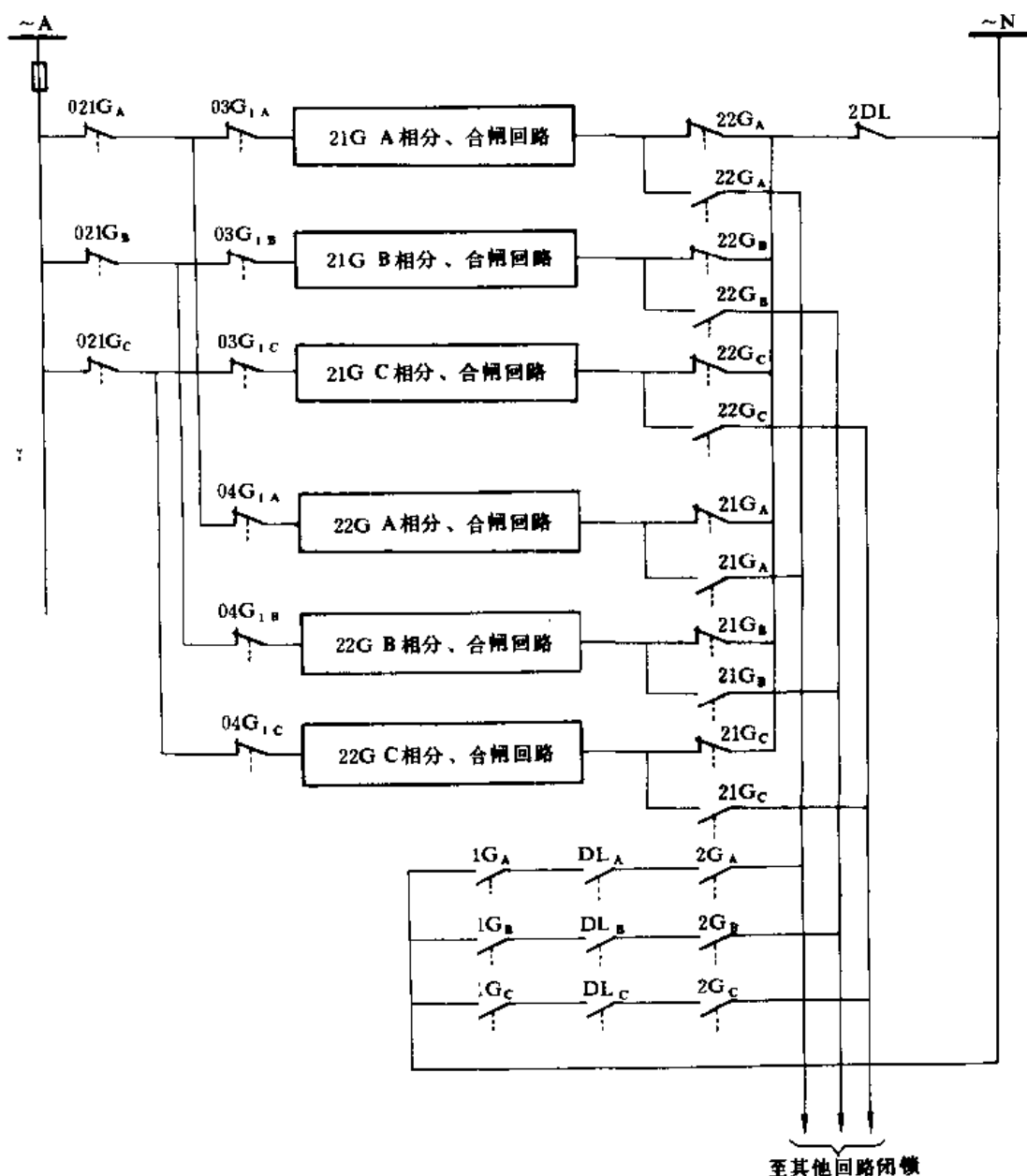


图 1-12 用辅助触点实现闭锁的隔离开关控制接线  
(一次回路接线参见图 1-10)

锁方式时, 对用于闭锁回路的位置继电器完好情况要进行监视。另外, 当有关的位置继电器不是集中安装在一个柜内, 而是分装在几面屏上时, 实现闭锁就要增加屏间联络接线, 致使二次回路接线复杂化。

(2) 手动操作的隔离开关、母线接地器等, 在操作机构上装设电磁锁。电磁锁的基本工作原理是这样的: 在锁内有一螺管线圈, 管中有一可吸动的磁性销子。在线圈的外部供电回路中加入闭锁条件。当操作条件具备时, 线圈带电, 将磁性销子吸进, 使操作机构可以操作。目前隔离开关制造厂可成套提供电磁锁。

(3) 微机防误闭锁装置。由我国技术人员自行开发出的微机防误装置已在电力系统中采用。其型号为 DNBS 型，示意图如图 1-13 所示。

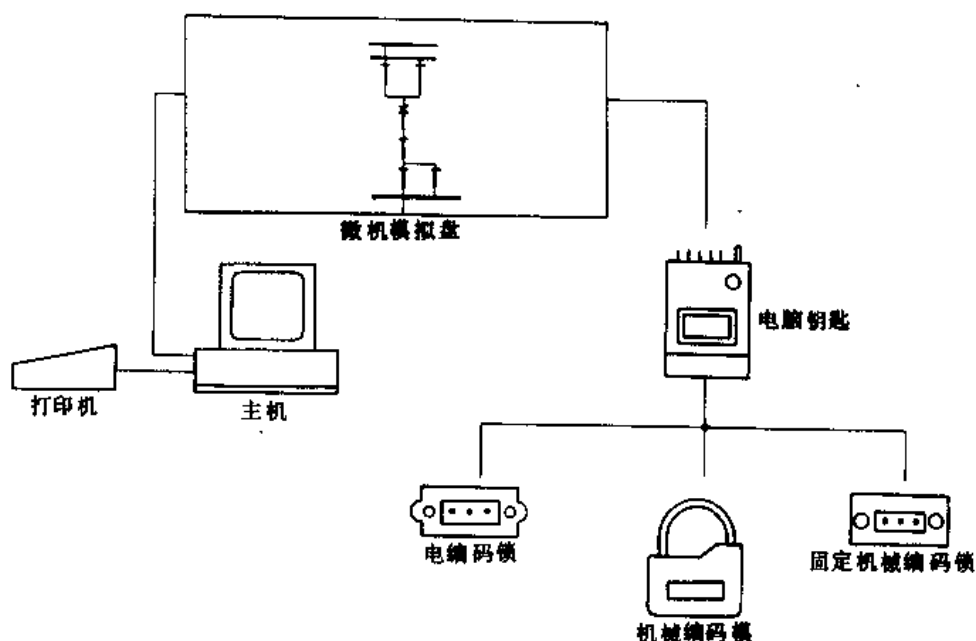


图 1-13 微机防误闭锁装置示意图

这种闭锁装置主要由三大部分组成：①微机模拟盘，在盘上有变电所的主接线及可操作的设备；②电脑钥匙；③机械编码锁。

在微机模拟盘的主机内，预先储存了变电所所有要操作设备的操作条件。模拟盘上各模拟元件都有一对触点与主机相连。运行人员要操作时，首先在微机模拟盘上进行预演操作。在操作过程中，计算机根据预先储存好的条件对每一操作步骤进行判断，若操作正确，则发出一个操作正确的音响信号；若操作错误，则通过显示器闪烁，显示错误操作项的设备编号，并发出报警信号，直至将错误项复归为止。预演操作结束后，打印机可打印出操作票，并通过微机模拟盘上的光电传输口将正确的操作程序输入到电脑钥匙中。然后，运行人员就可以拿电脑钥匙到现场操作。操作时，正确的操作内容将顺序地显示在电脑钥匙的显示屏上，并通过探头检查操作的对象是否正确，若正确则闪烁显示被操作设备的编号，同时开放闭锁回路，可对断路器操作或打开机械编码锁，使隔离开关能操作。每操作一步结束后，能自动显示下一步的操作内容。若走错间隔，则不能打开机械编码锁，同时，电脑钥匙发出报警，提示运行人员。全部操作结束后，电脑钥匙发出音响，提示操作人员关闭电源。

这种闭锁装置能较好地满足对操作闭锁的“五防”要求，能节省大量的为实现闭锁回路敷设的控制电缆。

### 三、隔离开关的操作闭锁电源

#### 1. 电动操作隔离开关用的操作电源

制造厂提供的隔离开关电动操动机构的操作电源一般为交流 380/220V 或直流 220/

110V。在实际工程中，选用 380/220V 交流。其原因是隔离开关的操作和断路器的操作不同，前者是在回路没有电流情况下为了倒闸或隔离检修设备而操作的，在操作时间上不象操作断路器那样紧迫。所以，对操作电源的可靠性要求不象断路器对操作电源要求的那样高。对隔离开关来说，即使短时间失去操作电源也无关紧要，还可用电动操动机构中附设的手动操作把手操作。实际上，220~500kV 变电所的所用电系统的供电可靠性相当高，隔离开关失去操作电源需手动紧急操作的机率很少。所以，隔离开关的操动机构用交流供电是合适的。另外，隔离开关的操作电源不用直流，可减小变电所蓄电池的容量及供电范围；同时可减小直流系统的接地机率，提高了直流系统的可靠性。因电动操作机构采用手动操作的机率很少，故电动操动机构的手动操作部分就不需再加操作闭锁。

## 2. 电磁锁的操作电源

国产电磁锁的操作电源有交流和直流两种。在采用交流电源时，一般与隔离开关的操作机构共用一个电源。在采用直流电磁锁时，以往的设计，电磁锁的工作电源一般取自断路器的直流合闸母线。多年的运行情况表明，这种供电方式容易造成直流系统接地。其主要原因是电磁锁及其闭锁回路的辅助触点、接线端子等工作环境较差，加之设备制造质量不佳，防潮、防水处理不好，经常引起直流系统接地。特别在雨季，这种情况更为严重。直接威胁直流系统的安全运行。所以，近年来开始采用由交流整流电源供电给直流电磁锁。一般交流电源取自配电装置的交流配电箱。每一电压等级的配电装置设一台整流器和专供电磁锁电源的直流小母线。

电磁锁的整流电源装置容量，应根据电磁锁的型式、接线方式、可能同时操作电磁锁的数量来确定。从上述的电磁锁工作原理可知，在不操作时，电磁锁的电磁线圈不通过电流。根据运行规程的规定，隔离开关在操作时，只能操作完一组再操作另一组。所以，在一个配电装置中，在同一时间内只考虑有一个电磁锁的线圈励磁。有的电磁锁还带有指示灯，所以，整流器的容量还应考虑点亮指示灯的个数。整流器的容量可按式计算

$$S = S_D + nS_1 \quad (1.1)$$

式中  $S$ ——整流器的容量；

$S_D$ ——一台电磁的容量；

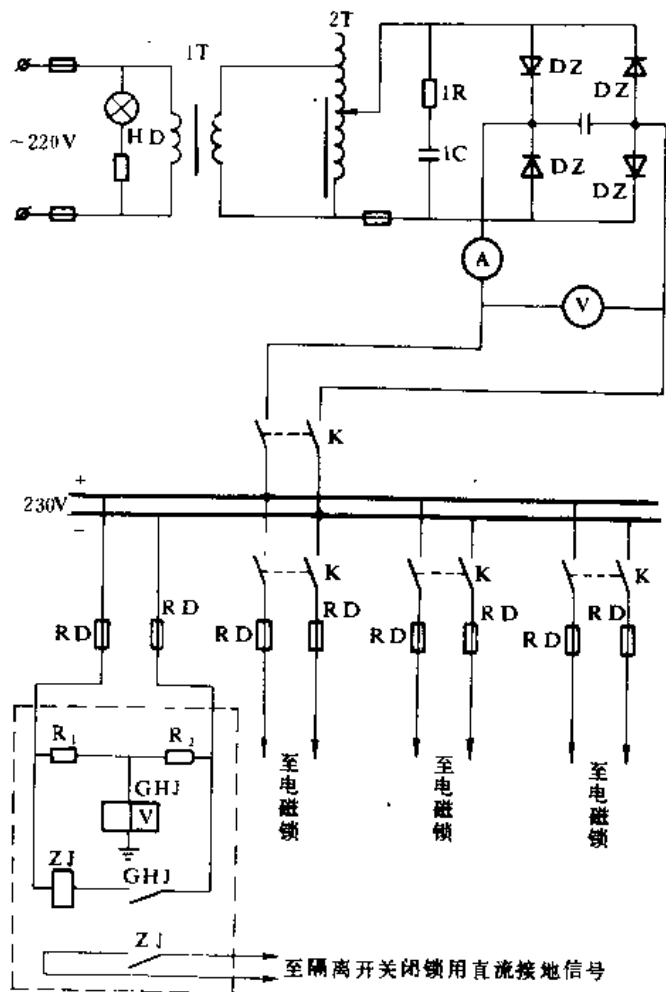


图 1-11 隔离开关操作闭锁直流电源接线图

$S_L$ ——一个指示灯的容量；

$n$ ——同时可能点亮的指示灯数量。

电磁锁的工作电压采用 110V 或 220V 为宜，并且考虑与隔离开关的控制回路电压协调一致。

图 1-14 为隔离开关操作闭锁直流电源接线图。直流侧接地，将影响闭锁装置的可靠动作，为此，配备了绝缘监察装置，通过中央信号装置发出接地报警。

### 3. 隔离开关位置指示器的电源和接线

隔离开关的位置指示器可直接接到隔离开关的辅助触点或接到隔离开关位置重动继电器的触点。位置指示器可采用交流或直流供电，在通过辅助触点发位置信号的情况下，为减少直流接地，宜采用交流供电。在位置指示器接隔离开关位置继电器触点时，因位置指示器的接线在户内，条件较好，可用直流供电，与断路器的位置信号共用同一电源。

## 第六节 控制屏的选择

在国内已投入运行的 220~500kV 变电所中，所采用的控制屏有三种：直立板式控制屏、拼块式控制屏、卧式控制台（另配有返回信号屏）。在 220kV 变电所中较多地采用直立板式控制屏。拼块式控制屏是近几年才开发生产的新型控制屏。开始在 500kV 变电所中采用，现在逐渐也开始在 220kV 变电所中采用。卧式控制台加返回信号屏方式在早期国产设备的 500kV 变电所中采用。这种结构方式，虽然具有控制方便、信号明显的优点，但接线复杂，新近设计的工程已不再采用。适用于 220~500kV 变电所的控制屏，只有板式和拼块式两种。

### 一、板式控制屏

国产板式控制屏有 PK-1 和 PK-10 两种型号，PK-1 为敞开式结构；而 PK-10 为带门封闭式结构。在工程中推荐采用的尺寸有 800mm×600mm×2200mm 和 600mm×600mm×2200mm 两种。

220kV 变电所和小规模的 500kV 变电所一般采用板式控制屏。这种控制屏在制造厂生产出后运到现场由施工单位安装。施工比较简单方便，不需要制造厂派入去现场安装，与拼块式控制屏相比价格较低。

### 二、拼块式控制屏

拼块式控制屏，有时也称马赛克 (Mosaic) 控制屏，屏而是由标准的模块（一般是 25mm×25mm）拼合而成。在屏面上布置的设备，如控制开关、按钮、信号灯、指示仪表等，外形尺寸与标准模块成一定的模数关系。变电所的模拟接线也是由画有各种线条和符号的标准模块拼合而成。各种二次设备可在屏面上随意布置。在变电所扩建或接线方式变更时，只需改变屏面上的设备布置位置和模拟接线，便能方便地构成变电所的新接线。图 1-15 为拼块式控制屏正面图的一部分。

采用拼块式控制屏，不能仅仅狭意地理解为采用拼块式结构的屏面。实际上拼块式控制屏是一个系统，这一系统包括：屏的骨架，屏面、控制屏上所需的各种仪表，控制开关、

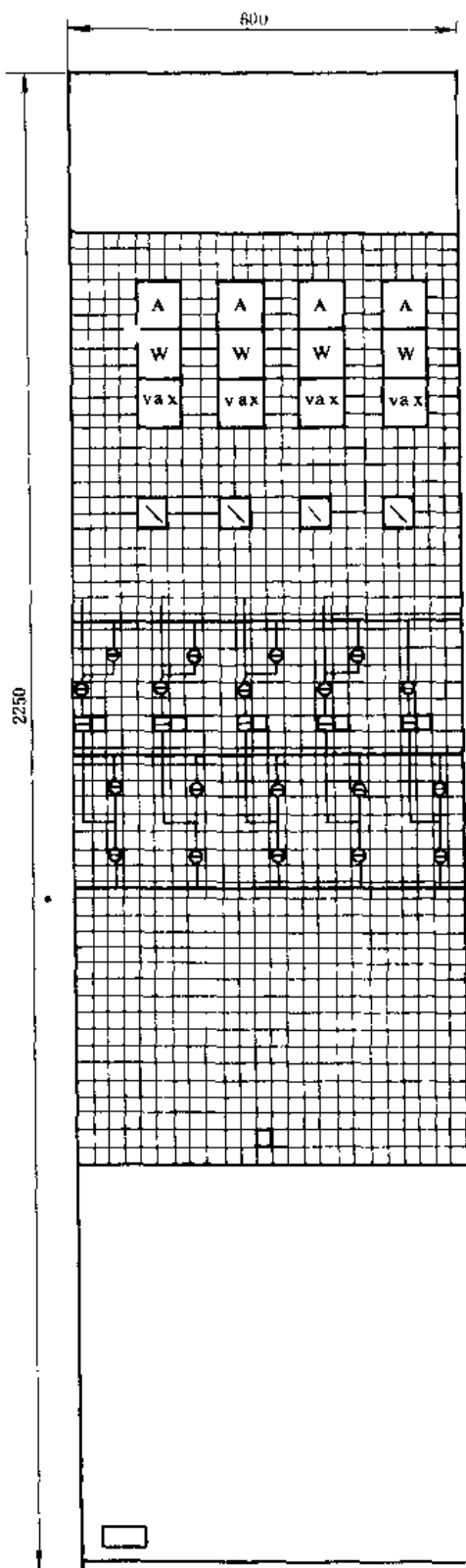


图 1-15 拼块式控制屏正面图

拟屏。

现在，上述两种结构的拼块式控制屏，我国都能生产供货，并在 220~500kV 变电所中

信号设备等各种组件。其中各种组件按照固定的模数，固定的连接方式组合到一起，构成一个完整的控制屏。控制屏面仅仅是这一系统的一个组成部分。如果只采用拼块式的控制屏面，而屏面上的设备结构不与屏面结构配套，屏后又采用固定式接线。屏面上布置的设备改变位置时，需改变屏后的配线，很不方便，这就失去了采用拼块式控制屏的意义。

目前世界上大的电气设备制造公司，如西门子、ABB 等生产的拼块式控制屏可分为网格式结构和自锁式结构两种。

(1) 网格式结构拼块屏。屏面由骨架和瓦块构成。骨架是由金属条（一般为铝条）咬合而构成网格状或由金属铸成网格状骨架。网孔尺寸一般为 25mm×25mm。瓦块由工业塑料压制而成，其尺寸与骨架的网孔配合。瓦块上带有安装用的卡脚，能面定在金属网格上。金属骨架的网孔上布满了塑料瓦块，便形成了屏面。屏面上的设备也是固定在金属网格上。这种拼块屏结构比较复杂，消耗有色金属材料较多。主要优点是屏面牢面，强度大，不容易变形；控制开关等二次设备在屏面上安装方便，操作时不产生颤动。

(2) 自锁式结构的拼块屏。整个屏面是由若干块标准模块构成，各个模块之间是通过槽楔结构互相连接在一起形成屏面。屏面通过支撑螺栓与屏的骨架连接。这种结构的拼块屏结构较简单，金属材料消耗少，生产比较容易，造价低。对制造模块的塑料强度要求较高，如塑料的质量不好，屏面会变形，脱落。这种结构的屏面二次设备在上面固定时要采取特殊的固定措施，防止设备脱落。特别是经常操作的控制开关在这种屏上安装时更要注意防止在操作时产生屏面颤动。自锁式结构的拼块屏更适用于屏面上没有操作设备的返回信号屏，调度模

已投入运行。

与拼块屏配套的主要二次设备，如指示仪表、控制开关等也基本上实现了国产化。但还有部分与拼块屏配套的二次部件国内没有生产或产品质量尚不稳定。

## 第七节 主控制室设计及有关工程 心理学方面的问题

### 一、概述

变电所的主控制室是变电所的控制中心。它不只是变电所的控制、测量、信号和继电保护装置等二次设备的安装地点，更重要的，它是监控系统中人-机信息交换的场所。在主控制室内，值班人员通过各种监测设备获得关于变电所内各电气设备和电力系统运行情况的信息，通过通信设备收到电力系统调度发来的指令。根据这些信息，对变电所内的电气设备发出恰当的操作和调节指令。这一人-机系统正确无误的工作才能维持变电所的安全运行。

主控制室的设计，应包括以下内容。

(1) 主控制室的位置确定，包括主控制楼在变电所总平面中位置的确定和在控制楼中主控制室的位置确定。

(2) 主控制室的面积计算，这主要是根据变电所的远景规模统计出需要在主控制室布置的各种控制屏、保护屏及其他自动装置的数量。根据屏布置的要求及各种尺寸、布置方案等最后确定所需要的控制室面积。

(3) 主控制室的设备布置，包括控制屏、继电器屏、办公桌、模拟板、监控设备等详细布置尺寸的确定，门窗、各种通道尺寸的确定等。

(4) 主控制室的环境设计，包括色彩、照明、空调、必要的装饰设计等。

主控制室是人-机信息交换场所。为了提高人的工作效率和可靠性，在环境设计时应从工程心理学的观点出发，按人的生理要求来进行环境设计。因此，在主控制室设计时应具有工程心理学方面的某些知识。

### 二、主控制室的位置

在 220~500kV 变电所中，就主控制室的位置而言，大致可分为两种情况。

(1) 变电所的建筑物采用综合楼方式。即变电所的生产、办公、生活等房间集中到一个建筑物——综合楼内。主控制室是综合楼的一个组成部分。综合楼一般靠近变电所的所前区。主控制室一般在综合楼的二层或三层，控制室下面为电缆层。大部分 220kV 变电所和一部分 500kV 变电所的建筑物采用综合楼方式。

(2) 变电所设单独的主控制楼，楼内除主控制室外，还设有微机室、蓄电池室、继电检修间、值班人员休息室等。主控制楼与变电所的通信、行政管理、办公、生活设施分开。主控制楼一般位于变电所各配电装置的中心地带。设单独主控制楼的多为 500kV 变电所。

无论变电所的建筑物采用那种组合方式，从变电所的生产工艺要求出发，主控制室应尽可能靠近配电装置适中的位置是合理的。其理由如下。

(1) 能节省控制电缆，降低变电所的投资。

(2) 有利于减小二次回路的电压降，缩小二次回路电缆截面，减小互感器的二次负担。有利于提高测量仪表和继电保护测量回路的准确度。

(3) 能缩短主控制室与各配电装置之间的距离，减少运行人员到配电装置去巡视、操作或处理事故的时间。

(4) 便于在主控制室内对户外主要电气设备的观察。

### 三、主控制室的面积计算

根据 220~500kV 变电所设计技术规程的规定，主控制室宜按规划要求一次建成。有人值班变电所，主控制室的面积，一般来说是由两部分组成：①布置控制屏、保护屏及自动装置所需的面积；②值班人员的工作、活动所需的面积。

布置设备所需的面积，取决于变电所规划的最终规模。当变电所的最终规模确定后，可按表 1-4 来估算各种屏的数量。屏间的布置尺寸按表 1-5 确定。

表 1-4 控制及保护屏估算表

| 安装单位名称          | 控制屏 (个)                        |                                | 继电保护屏 (个)                      | 备 注                 |
|-----------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------|
|                 | PK 屏                           | 拼块屏                            |                                |                     |
| 220kV 双绕组变压器    | $\frac{1}{2}$                  | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{2}$ | 1                              |                     |
| 220kV 三绕组变压器    | 1                              | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{2}$ | 2                              |                     |
| 330~500kV 变压器   | 1                              | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{2}$ | 3~4                            |                     |
| 330~500kV 并联电抗器 | $\frac{1}{2}$                  | $\frac{1}{4}$                  | 1                              |                     |
| 35~60kV 并联电抗器   | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ | $\frac{1}{5}$                  | $\frac{1}{2} \sim \frac{1}{3}$ |                     |
| 35~60kV 电力电容器   | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ | $\frac{1}{5}$                  | $\frac{1}{2} \sim \frac{1}{3}$ |                     |
| 330~500kV 母线设备  | 1                              | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{2}$ | 8~10                           | 包括母线保护，失灵保护，母联、旁路保护 |
| 220kV 母线设备      | 1                              | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ | 7~9                            | 包括母线保护，失灵保护，母联、旁路保护 |
| 110kV 母线设备      | $\frac{1}{2}$                  | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ | 3~4                            | 包括母线保护、母联保护或分段保护    |

续表

| 安装单位名称           | 控制屏 (个)                        |                                | 继电保护屏<br>(个)                   | 备 注            |
|------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------|
|                  | PK 屏                           | 拼块屏                            |                                |                |
| 35~60kV 母线设备     | $\frac{1}{2}$                  | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ | 2                              | 包括母线保护         |
| 中央信号及公用仪表        | 1                              | 1                              | 1~2                            |                |
| 330~500kV 线路     | $\frac{1}{2}$                  | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ | 3~4                            |                |
| 220kV 线路         | $\frac{1}{2}$                  | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ | 2~3                            |                |
| 110kV 线路         | $\frac{1}{2} \sim \frac{1}{3}$ | $\frac{1}{4}$                  | $1 \frac{1}{2} \sim 2$         |                |
| 35~60kV 线路       | $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ | $\frac{1}{5}$                  | $\frac{1}{2} \sim \frac{1}{3}$ |                |
| 500kV 变电所直流屏     |                                |                                | 48V 4<br>220V 8                | 包括蓄电池屏、充电屏、馈线屏 |
| 220~330kV 变电所直流屏 |                                |                                | 4~6                            |                |
| 事故照明             | 1                              |                                |                                |                |
| 电度表              |                                |                                | 4~8                            |                |
| 变送器              |                                |                                | 4~8                            |                |
| 微机监控装置           |                                |                                | 3~4                            |                |
| 远动屏              |                                |                                | 3~4                            |                |
| UPS              |                                |                                | 2~4                            | 仅 500kV 变电所有   |
| 系统安全自动装置         |                                |                                | 3~5                            |                |
| 备用屏位             | 2~3                            |                                | 10~15                          |                |

表 1-5

控制室的屏间距离和通道宽度

| 距 离 名 称 | 采用尺寸 (mm) |      |
|---------|-----------|------|
|         | 一 般       | 最 小  |
| 屏正面—屏正面 | 2000      | 1800 |
| 屏正面—屏背面 | 1500      | 1200 |
| 屏背面—屏背面 | 800       | 800  |
| 屏正面—墙   | 1500      | 1200 |
| 屏背面—墙   | 1200      | 800  |
| 边 屏—墙   | 1200      | 800  |
| 主要通道    | 2000      | 1800 |

值班人员工作及活动场所，主要是指控制屏前的地方。在这里布置办公桌、通信交换机、监控系统的 CRT、操作键盘、打印机、模拟板等设备及办公用品。有时交接班也在这里进行。这块面积根据变电所的规模不同，值班人数不同，结合工程具体情况确定。

#### 四、与主控制室设计有关的工程心理学知识

在讨论主控制室的设备布置和环境设计之前，首先要介绍某些与此有关的工程心理学方面的知识。在人-机信息交换系统中，如果把人也当作一个信息处理系统来考虑，就可以抽象地把人看作由三部分组成：①信息输入系统；②判断、决策系统；③信息输出系统。各部分的特点和要求分述如下：

##### 1. 信息输入系统

人的信息输入系统，一般来说就是指人的感觉器官（眼、耳、鼻等）。据统计，人所获得的信息有 80% 是通过眼，即通过视觉面获得的。通过视觉获得信息的条件是：①信息要有一定的亮度；②信息要在人的视力和视野所能达到的范围之内。

对亮度的要求，人的视力与周围亮度有密切关系。一般来说，提高亮度就能增加视力，但亮度太大反而会使人眼疲劳。控制室的平均照度一般在 500 lx 为好；控制屏和信号返回屏的屏面照度为 2000 lx 为好。对于直接发光的设备的监视，如发光二极管、白炽信号灯、电子数码管、CRT 屏幕等，还要注意发光亮度和照度的对比关系。

通过视觉输入信息与人的视野密切相关。视野包括直接视野、眼动视野、观察视野。视野是人眼能觉察到信息的空间范围，反映人的视觉生理机能。直接视野是眼球本身能直接觉察到信息的空间范围；眼动视野是人观察事物的基本方式；只有在需要时，才辅以转动头部去观察事物，此时能觉察到信息的空间范围就是观察视野。直接视野是视野的基础，眼动视野和观察视野，是直接视野叠加眼球和头部转动后，所可能观察到的空间范围。

人的视野还与被观察物的颜色有关，不同颜色视野也不同。对于以色觉识别为主的视觉信息宜采用色觉视野。

图 1-16 示出了人的视野范围。图 1-17 示出了人的色觉视野范围。

从视觉信息的易于觉察程度出发，对眼动视野范围内视觉信息的布置范围划分出良好视区、有效视区和条件视区。图 1-18 示出了视区划分图。根据被监视信息的重要程度和出现的频繁程度不同而将信息布置在不同的区内。通常将最频繁出现的，重要的信息优先布

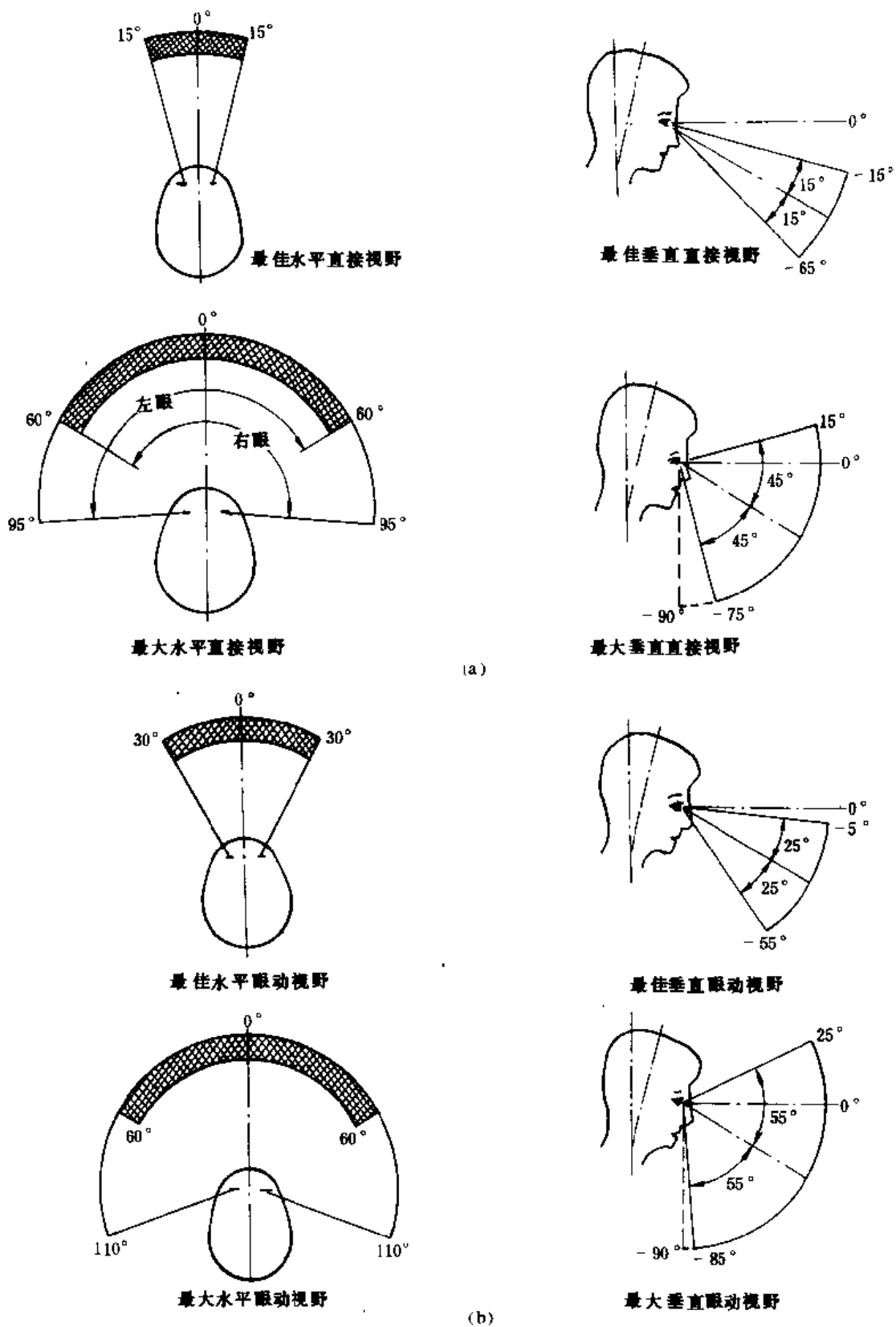


图 1-16 人的视野范围 (°)  
(a) 双眼直接视野; (b) 双眼眼动视野

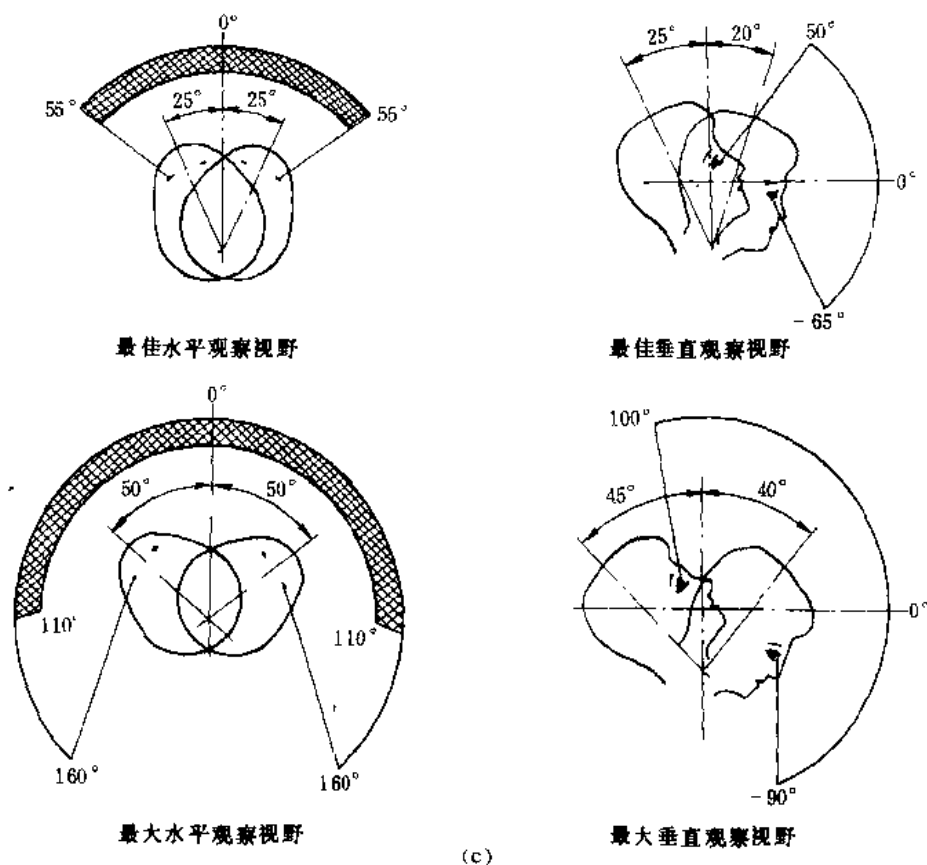


图 1-16 人的视野范围 (二)

(c) 双眼观察视野

置在良好视区和有效视区内,以便作到操作者能持久地处于最好的监视环境之中,或者处于接收重要视觉信息的最有利位置。表 1-6 给出了视觉信息布置的建议。在有效视区之外,一般不宜布置视觉信息,如果视觉信息数量太多,以致有效区布置不下时,可将很少观察的、次要的、辅助性的视觉信息布置在条件视区。对于需要在更大空间范围内进行观察的视觉信息,可采用便于改变观察方位的转椅,人的视线可以随时转动,其最大观察范围为人体的转动角度叠加最大观察视野。

表 1-6 视觉信息布置的建议

| 视 区  | 显示信息 (观察次数/h) |             |           | 报警/预警信息 |     |
|------|---------------|-------------|-----------|---------|-----|
|      | 很频繁<br>>60    | 频 繁<br>60~6 | 稀 少<br><6 | 预 警     | 报 警 |
| 良好视区 | 推荐            | 推荐          | △         | 推荐      | △   |
| 有效视区 | —             | 推荐          | 推荐        | —       | 推荐  |
| 条件视区 | —             | —           | ○         | —       | —   |

注 1. △—虽然良好视区和有效视区对各种观察频率程度不同的信号都适用,但应避免将不常使用的信息布置在中心位置。

2. ○—仅在不得已的情况下才使用。

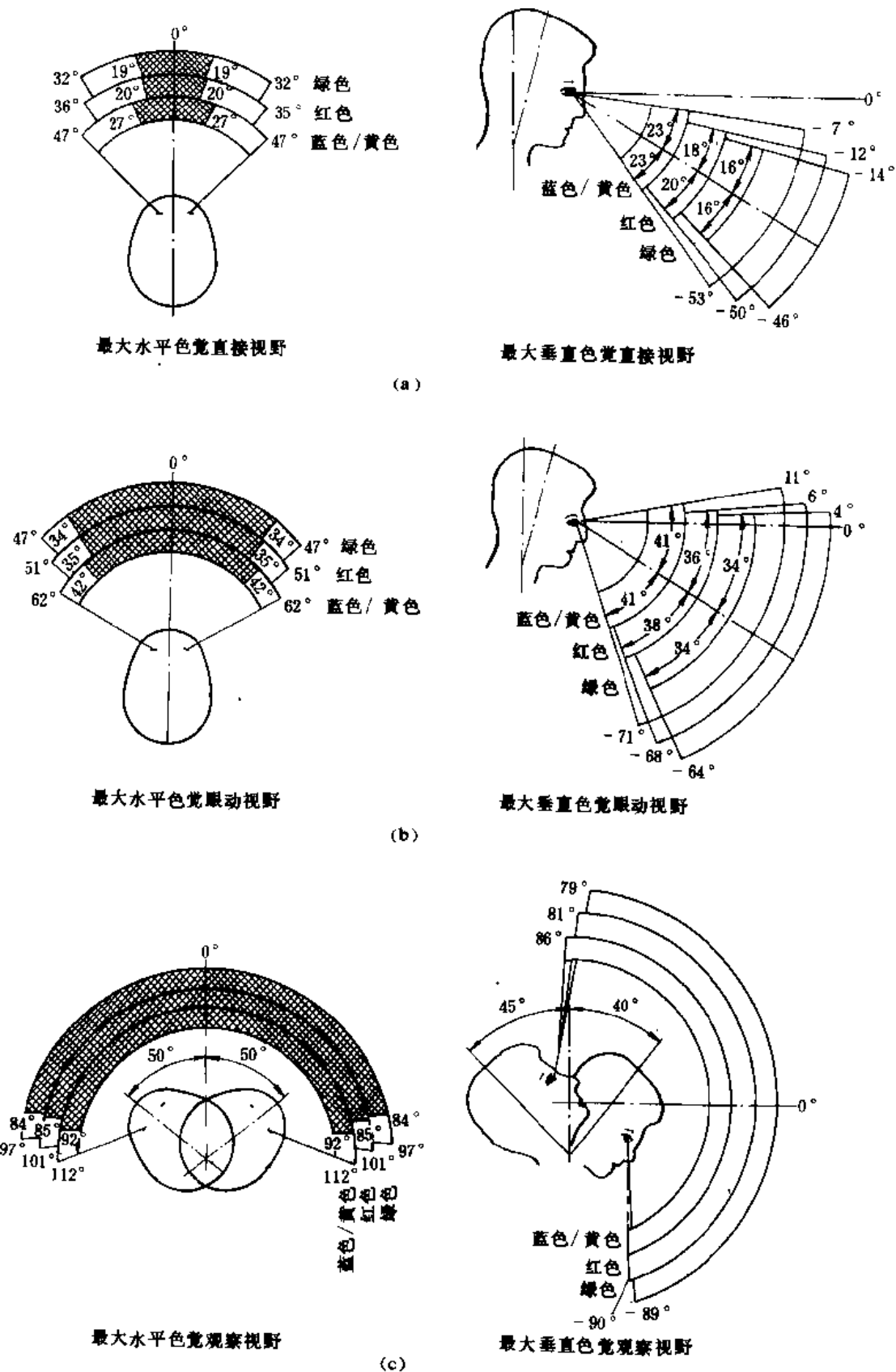


图 1-17 人的色觉视野范围

(a) 双眼色觉直接视野; (b) 双眼色觉转动视野; (c) 双眼色觉观察视野

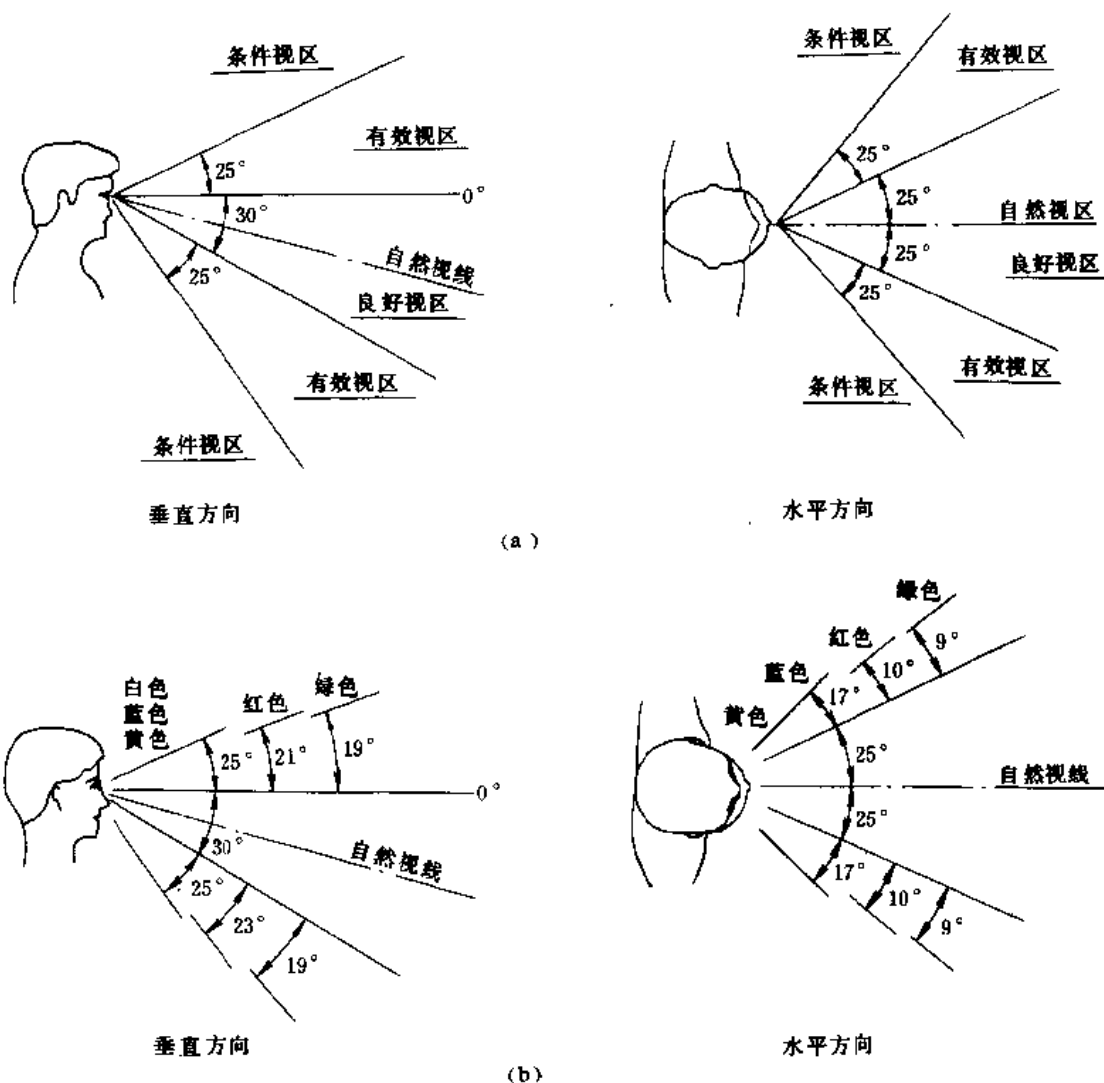


图 1-18 视区划分图

(a) 双眼视区划分；(b) 双眼色觉有效视区划分

人对视觉信息的接收程度还与被监视信息的尺寸以及监视的距离有关。表 1-7 列出了在人的标准视力为 1.0 的情况下监视距离和文字大小的关系。由表可知，汉字大约为距离的 1/200；英文字母大约为距离的 1/300。在控制室内，被人监视的各种指示仪表、各种屏幕显示器、图形、文字的大小以及与监视者之间的距离应参考这些数据设计。

表 1-7 监视距离与文字大小的关系表

| 监视距离<br>(m) | 汉字大小<br>(mm) | 英文字母大小<br>(mm) | 监视距离<br>(m) | 汉字大小<br>(mm) | 英文字母大小<br>(mm) |
|-------------|--------------|----------------|-------------|--------------|----------------|
| 1           | 4.7          | 3.0            | 5           | 23.5         | 15.0           |
| 2           | 9.3          | 5.8            | 6           | 28.0         | 18.0           |
| 3           | 14           | 9.0            | 7           | 33.0         | 21.0           |
| 4           | 18.6         | 12.0           | 8           | 37.5         | 24.0           |

人的听觉是仅次于视觉的第二种获得信息的途径。在控制室内常用的听觉信息传递设备是电铃、蜂鸣器。近年来由于电子音响技术的不断发展,不同音调的电声设备以及语言报警已开始在主控制室内采用。通过声音传递信息的优点是没有固定的方向,人容易理解,反映快,不需特殊训练。其缺点是不能同时传递多个信息,容易听错、听漏,出现错误的可能性大。

人的其他感觉器官如嗅觉、触觉等在变电所的监控系统中尚未被开发利用。

## 2. 判断和决策系统

人对信息的判断和决策是由大脑作出的。正确的判断和决策与人的本身自然状况有关,例如,与人的经验,知识水平、责任心等因素有关。但在相同的自然状况下,外界环境对人的决策和判断也是有影响的。

人接收信息的能力是有限的,需要人接受的信息超过人的能力时,人就不能接受,或仅接受一部分。其结果就不可能作出正确的判断和决策。所以,在人-机系统设计时,必须要注意人的这一特点。当有可能出现人-机信息交换的频率超过人的接受能力时,就需采取措施防止出现错误的判断和决策。例如,在监控系统中设置某些由计算机构成的信息处理装置,担负起大量单纯、重复性的日常信息处理工作,而把少量必须由人来分析判断和作出决策的工作留给人来做。

另外,在需要人来接受信息的表现形式上,力求简单、明确、容易辨认和理解。对于一些代码化的信息,也要考虑到人的习惯,力求采用通用的、习惯了的代码形式。例如,红色一般表示危险、事故、非正常;而绿色则一般表示停止、正常、安全;蜂鸣器响声表示事故,铃声表示预告信号等等。

## 3. 信息输出系统

人的信息输出,通常是由手足和语言进行。在监控系统中主要是由手去操作各种控制开关、按钮和键盘来输出信息。通过语言发出各种命令和向上级报告情况。为了提高信息输出的可靠性,在监控系统中各种控制开关、按钮,键盘的形状、尺寸、安装位置,都要适应人的身体特征,并使人处于最佳状态进行操作。图1-19示出了人的作业范围(身高1670mm,括号中数字为身高1560mm)。为提高通过语言输出信息的可靠性,对值班人员要加强培训使其语言简练,准确,用普通话。

# 五、主控制室的布置

## 1. 总布置

220~500kV 变电所,主控制室的总体布置通常有大厅式和分室式两种布置方式。大厅式布置就是将控制屏、保护屏和各种自动装置屏全部布置在一个大厅式的房间内。早期投产的220kV变电所采用大厅式布置较多。分室式布置就是将控制屏和保护屏、自动装置屏分成两室布置。这种分室布置又有两种:①全部继电保护和自动装置集中布置在一个继电器室内;②将继电器室又按电压等级分成两室或三室。

大厅式布置的优点是主控制室的建筑设计简单。但从工艺上看不够合理,其原因是控制屏与继电保护和自动装置屏的功能是完全不同的。前者是作为人-机系统中,人与设备之间交换信息用的,控制屏上的设备只有与运行人员结合才能发挥其作用;而后者一般情况

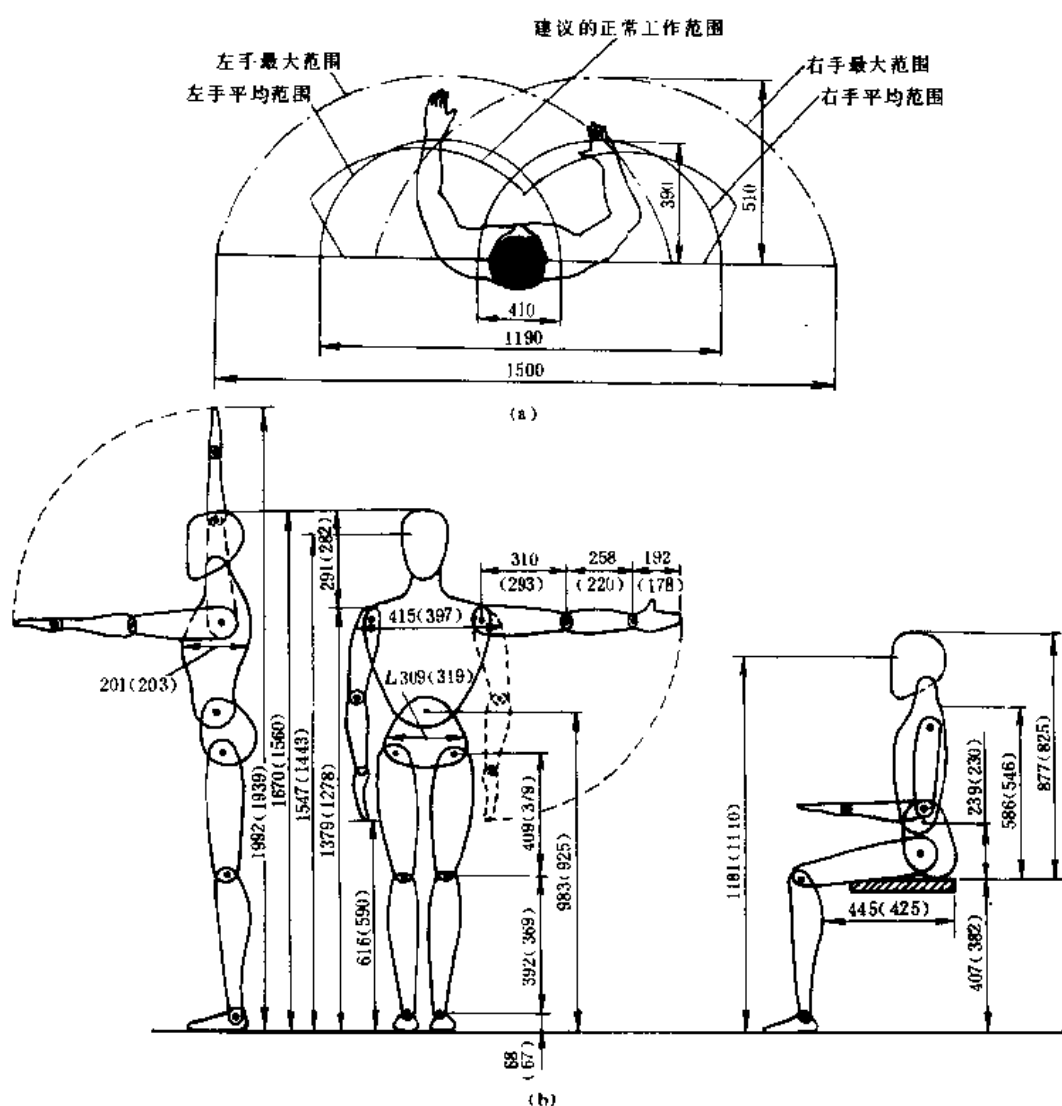


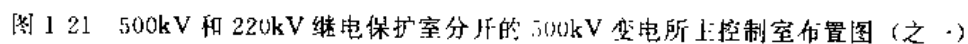
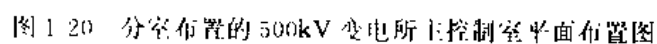
图 1-19 人的作业范围示意图

(a) 人的手臂水平活动范围；(b) 人站立时手臂垂直活动范围。

下不需要人来监视，可以独立工作（独立处理信息）。所以，控制屏与继电保护和自动装置屏对环境有不同的要求。将它们分别布置，按不同的环境要求和标准来设计是合理的。近年来设计的 220~500kV 变电所，多数都采用了分室布置方式。图 1-20 为分室布置的 500kV 变电所主控制室平面布置。

在分室布置中，将继电保护室按电压等级分开的优点是使继电保护室更能靠近相应的配电装置，有利于缩短电缆长度，减少电缆层内控制电缆的交叉。这种布置的不足之处，在于值班人员到继电保护室查询设备的情况时，需要到 2 个房间，有些不便。但在装有微机监控系统的情况下，这一不足又得到了弥补。

图 1-21、1-22 为 500kV 和 220kV 继电保护室分开的 500kV 变电所主控制室平面布置图。



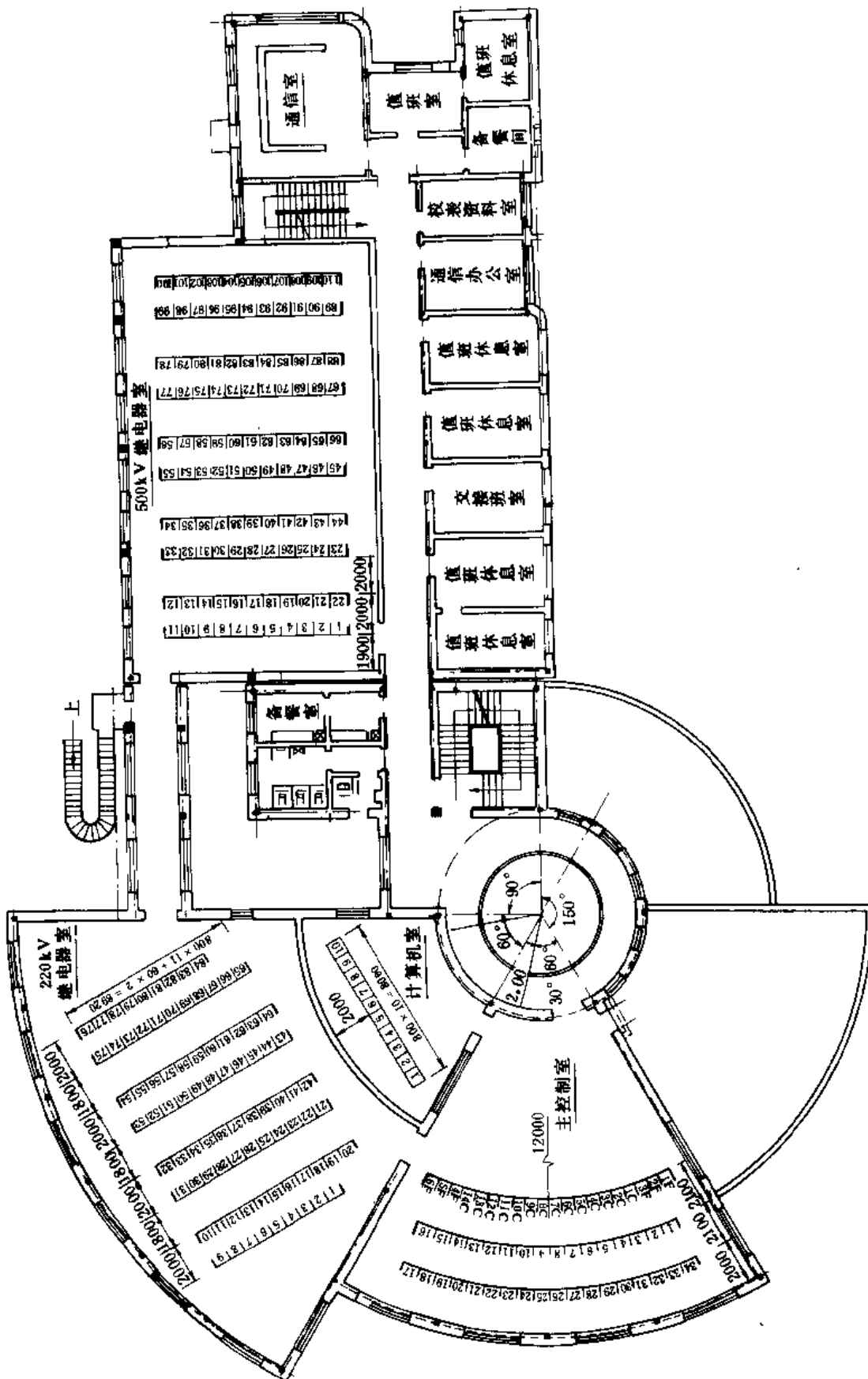


图 1-22 500kV 和 220kV 继电保护室分门的 500kV 变电所主控制室平面布置图 (之二)

## 2. 控制室的平面布置

220kV 变电所控制室内布置下列设备：控制屏、直流屏、通信设备、值班桌、模拟接线板、资料柜等。

500kV 变电所控制室内布置下列设备：控制屏（包括信号屏）、微机监控系统的 CRT 屏幕显示器、打印机、操作键盘、通信设备、值班桌、模拟接线板、资料柜等。

在有人值班的 220kV 变电所，一般不设计计算机监控系统。控制屏是值班人员主要监视目标。控制屏采用直列式或弧形布置，使控制屏面处在值班人员（坐在值班桌处）的有效视区之内。图 1-23 为按视区条件布置设备示意图。

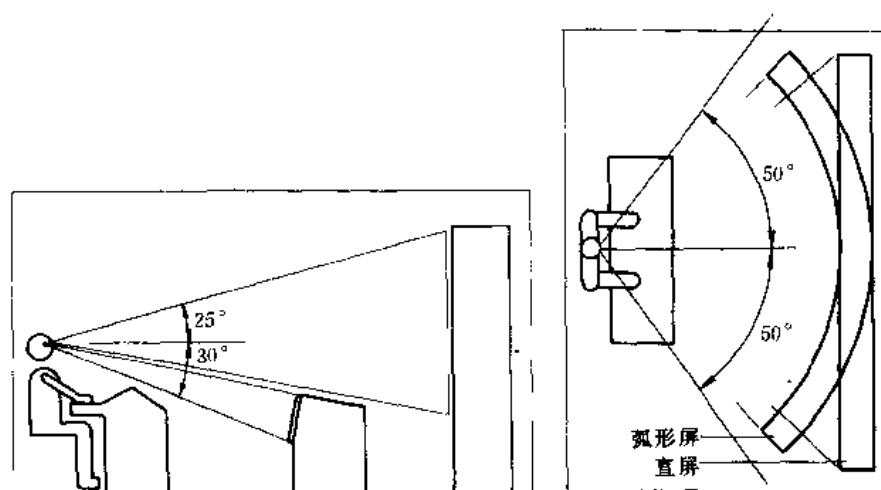


图 1-23 按视区条件布置设备示意图

控制屏上各元件的排列顺序应与配电装置中各元件的实际位置相对应。需要经常监视的表计和信号，应布置在值班桌的正面，并处在最佳视野之内。直流屏及充电设备屏，一般布置在值班桌的侧面。控制屏上的指示仪表、光字牌、信号灯、控制开关、模拟母线等设备应布置在相同的标高上，给人以完整清晰、整齐的感觉。设备的布置，既要考虑到正面的感官效果，又要考虑到屏后接线的方便，可操作的设备、安装间距及标高的选取要考虑操作方便，防止误操作及屏后接线的方便。控制屏上各安装单位应有统一的调度编号、回路名称。各设备的标签框应准确地注明设备用途。

在 500kV 变电所，按规定应装有微机监控系统。正常情况下，值班人员监视的是监控系统中的 CRT 屏幕。运行人员需要时可通过键盘操作，在 CRT 屏幕上调出所需的各种数据、资料。事故时，在 CRT 屏幕上能自动地显示出与事故有关的接线图和数据，并且能在打印机上打印出事故报告。这样，常规的控制屏，实际上已成了计算机监控系统的备用设备。鉴于这种情况，在 500kV 变电所的控制室中，微机监控系统的 CRT 屏幕就应布置在方便监视的位置上。一般布置在专用的台上或值班桌上。500kV 变电所的控制屏，由于控制设备多，所以光信号和指示仪表一般都采用小型化设备。正常在控制桌位置监视是有困难的。为使控制室设备布置方便，尽管 500kV 变电所控制屏总宽度超出了值班人员有效视区范围，也可采用直列式布置。500kV 变电所控制屏的布置、标志、屏后接线等要求与 220kV

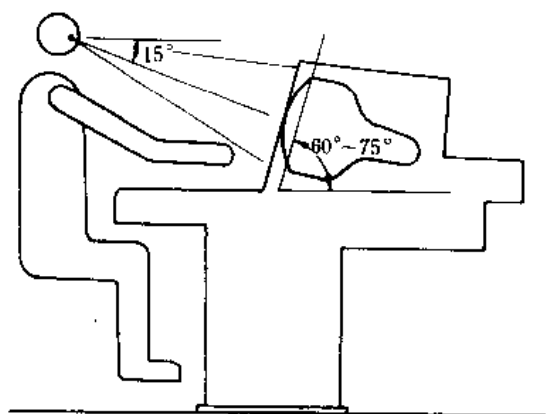


图 1-24 CRT 布置示意图

±15° 范围之内。

通信设备一般布置在控制台或值班桌附近，要给值班人员提供方便。即边打电话，边能监视控制台和信号返回屏以及屏幕显示器的条件，以便能及时的向调度中心报告变电所的运行状态。

值班桌是主控制室内不可缺少的装备，专供值班人员书写运行记录和交接班之用。值班桌的面积要足够大，通常要考虑 2~3 人同时在桌上工作。但值班桌也不宜过大，否则会造成主控制室的拥挤。

在主控制室内还应留有变电所模拟接线板或防误操作闭锁模拟盘的安装位置。220~500kV 变电所一般都配备有功能齐全的模拟接线板，上面有变电所的主接线和设备的位置信号，能直接反应变电所的实际运行状态。还可以在模拟板上进行模拟操作，训练值班人员，进行事故演习等。模拟板一般布置在控制台和信号返回屏的侧面。

在控制室设计时还要注意充分利用空间，配备一些方便运行的设施。例如，沿窗台下面，装设一些小壁柜，供放置文件和杂物之用，既方便了运行，又不增加建筑面积。

## 2. 继电保护室的布置

在采用继电保护装置集中布置的 220~500kV 变电所中，继电保护室中保护屏的数量比较多。这些继电保护装置的原理和结构都比较复杂，需要的调试设备也较多。在做继电保护室的平面布置设计时，应充分考虑到这一特点。屏间和主要通道的尺寸要使保护装置的调试和维护方便。在设计继电保护室时，各主要尺寸建议如表 1-5 所示。

220~500kV 线路和变压器越来越多的采用由半导体元件构成的继电保护装置。尽管在保护装置的回路设计上采取了若干措施来消除由于温度变化对保护性能的影响，但运行实践表明，温度变化对半导体保护性能的影响仍然存在。为增加保护装置运行的可靠性，建议 220~500kV 变电所的继电器室采用封闭结构，装设空调。这不仅能有效地保持室温的恒定，同时也有利于防止昆虫爬入保护装置造成事故，并减少灰尘，净化环境，减轻维护工作，改善调试人员的工作条件。

继电保护室还应有足够的照明，照明器的布置应和屏位相协调，以方便于正常的监视

变电所相同。

CRT 屏幕在主控制室的布置，除上述要求布置在便于监视的地方外，还应注意以下几点。

(1) 为使监视以及鼠标和键盘操作的方便，CRT 屏面与水平面之间的夹角一般取 60°~75°，大屏幕取 90°，如图 1-24 所示。

(2) 为提高 CRT 屏幕面上的可见度，其倾斜面上的室内照度一般在 350~550 lx 之间。

(3) 为减轻监视者眼睛的疲劳，CRT 屏面中心点和人的通常视线间的角度，一般在

和调试人员的作业。在室内适当的地点设有交直流电源插孔，为调试设备提供电源。

保护屏的布置应按电压等级相对集中，同一电压等级的保护屏尽可能布置在一起。各安装单位保护屏的相对位置尽可能与户外配电装置中的相对位置一致。

继电保护室应设有直通到户外配电装置的门和通道。

## 六、主控制室的环境设计

主控制室的环境设计包括以下内容：控制屏颜色、墙壁颜色的选择，房间尺寸与形状、门窗位置、照明采光的设计，音响、空调、值班桌的造型选择等。

(1) 控制屏的颜色：控制屏的颜色选择应与控制室的墙壁颜色、其他设备的颜色谐调一致，是主控制室总格调的一个重要组成部分。它对值班人员的眼睛疲劳，控制室的气氛以及人的心理状态都有很大影响。屏面的色彩一般可分为浅色和深色两大类。

1) 浅色可获得室内有舒适明快的感觉，容易和室内地面、墙壁、顶棚的色彩相协调，室内照明的效率也较高。与深色相比，要求信号灯的亮度高。

2) 深色容易造成室内庄重的气氛，但也能产生沉闷的感觉，与浅色相比，要求信号灯的亮度低，色彩与周围环境不易协调。深色一般适用于接线比较简单的情況。

220~500kV 变电所的控制屏和信号屏一般适于选用浅色。常用的有蓝绿色，苹果绿色，海狸灰色或米黄色。这类色彩对眼睛的刺激小，容易与周围环境相协调，能造成一种舒适明快的气氛。在选定色彩之前最好还要征求用户的意见。

控制台和信号返回屏上各电压等级的模拟母线颜色，应按国家统一标准确定。

(2) 房间的尺寸和形状。主控制室房间的大小和形状确定除了考虑安装设备所需要的空间外，还要适应土建专业结构上的要求和预制构件的模数。还要留有必要的搬运设备和人员来往的通道以及设备的维护和检修场地等。过去设计的控制室多为正方形或长方形。近年来设计的控制室，由于控制楼建筑造型的要求，控制室也有采用扇形、三角形、半圆形等。新颖的建筑造型也改变了传统的控制室布置方式。如图 1-21、1-22 所示。在采用特殊形状的主控制室布置时，要特别注意建筑面积的利用问题。工业建筑应在满足工艺要求的前提下，再适当求得建筑艺术上的完美。

房间顶棚高度的选取要考虑到房间的宽度、设备的高度、空调、照明等因素，通常为 2.6~4m。在设空调的主控制室，通常采用较低的顶棚高度，这样可以减少空调设备的容量，也有利于照明。

(3) 门的位置要考虑由控制室到运行人员常去的地点，如户内、外的配电装置，继电保护室、计算机室、办公室等，路径最短，有利于提高运行人员的工作效率。窗的位置要考虑到采光和装饰的要求。能充分利用来自窗口的天然光线，从节能的观点来看是非常有益的。但因时间、季节和天气条件的影响，天然采光的照度有比较大的变化。另外，来自窗口的天然光线，往往不可避免地在被监视仪表表面上产生“眩光”。所以，主控制室的采光不应主要寄托在窗户上。对窗户来说，比采光更重要的是有缓和运行人员紧张、封闭、沉闷的感觉，有利于精神卫生。同时，阳光也有益于健康。有条件时，地面铺以地毯，它能改变声学效果及房间的环境，其抗静电性能也好。

(4) 墙壁的颜色要与控制屏、天花板、地面的颜色相协调，要统一考虑。色彩对人的

心理状态、思想情绪都有一定的影响。另外，色彩具有伸缩性和对比性，适当配合有助于提高辨认率，提高监视的准确性和减轻人的疲劳。所以，通常选亮度低、明度高的颜色。色彩的数量要少，但色彩的方案要好，使控制室造成一种朴素、柔和、清新、谐调、格调高雅的气氛。

(5) 主控制室的照明设计，除了按规定保证必要的照度要求外，照明灯具本身也是一种装饰品。布置的位置和造型应和控制室的格调统一考虑。要考虑到光源的发光效率、利于色调的配合。光源通常采用白色荧光灯。为防止出现眩光，并使照度均匀，最好采用带乳白色滤光器的灯具。在光源布置上应特别注意避免在监视表盘上产生眩光。照明器具的投光宜从天花板向着模拟盘和工作场地。

(6) 考虑到人和设备的需要，主控制室应装设空调。对人来说，空调容易创造出舒适的工作条件，能提高人的工作效率。对设备来说，空调能保证必要的温度、湿度和空气的清洁度。在采用弱电控制、弱电信号和半导体设备的情况下，特别是在装有电子计算机时，主控制室就更需要空调装置。

空调的温度应适当，一般控制室内温度控制在  $20\sim 21\text{ }^{\circ}\text{C}$  为宜。 $24\text{ }^{\circ}\text{C}$  时使人感到不舒服， $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  时出汗，工作效率降低。控制室的空气应经常更新，及时补充新鲜空气，每小时更新一次。空气流动不超过  $0.2\text{ m/s}$ 。

一个完美的主控制室设计，实际上必须是各专业综合协调的作品，决不是只懂某一专业的人所能设计的。主持主控制室设计的人既要懂得变电所的生产工艺过程，也要有土建结构设计和建筑设计方面的知识，还应具有工程心理学方面的知识和一定的建筑艺术方面的造诣。目前，我国变电所的主控制室设计水平较低，其主要原因就是缺少专业面广博的人才。

舒适完善的主控制室，仅仅给运行人员创造出一个适宜准确和高效率工作的外界条件，而提高运行水平的关键仍然是运行人员本身的内在因素，即运行人员的素质和责任心、技术水平、工作经验和判断能力。当今的  $220\sim 500\text{ kV}$  变电所，设备越来越复杂， $500\text{ kV}$  变电所在电力系统中的作用比  $220\text{ kV}$  变电所更大。这就对变电所的运行人员提出了更高的要求。在我国对变电所的运行人员不断地进行全面的培养和训练，使其能满足变电所高水平运行的要求，这是保障变电所安全可靠运行的关键。

## 第二章 计算机在变电所监控系统中的应用

### 第一节 变电所的常规监控系统

一个变电所的电气部分设计，大体上可分为两大部分，即一次系统的设计和二次系统的设计。前者设计的目的是为了传输能量，而后者设计的目的则是为了处理信息。

变电所的信息流程，可以用图 2-1 概括说明。整个变电所的信息流程图可由两大闭合系统组成。

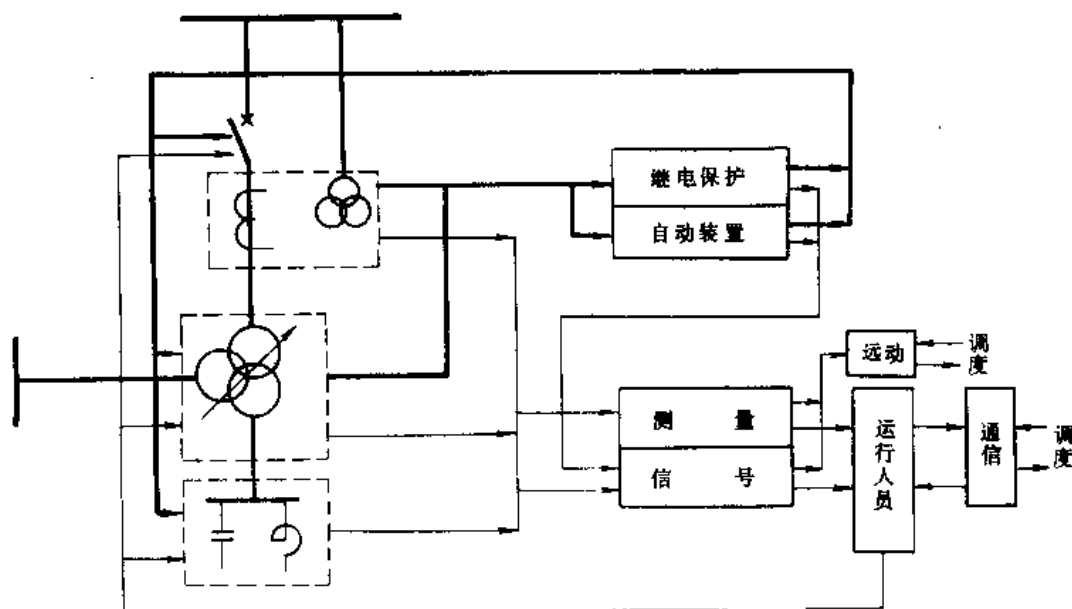


图 2-1 变电所的信息流程图

(1) 第一个闭合系统如图中粗线所示。在这一系统中，变电所一次系统的信息通过传感器变换后传至继电保护装置和自动装置（可统称为信息处理装置），经过处理后的结果作用于变电所的一次系统，即对一次系统进行操作或调节。

(2) 第二个闭合系统如图中细线所示。在这一系统中，变电所一次系统的信息和其它信息，经传感元件（即图中的测量仪表和信号装置）变换成运行人员的感官所能接收的信息形式，运行人员收到这些信息经大脑分析、判断后作出处理的决定，由人去执行（对一次系统进行操作或调节）。

第一个闭合系统是属于继电保护和自动装置方面的问题，在此暂不讨论。

第二个闭合系统，包括运行人员在内，就是变电所的监视、控制系统，简称为监控系统，没有采用计算机的监控系统我们称为常规监控系统。下面将重点讨论这个系统内的问

题。

一个信息流程的闭合系统是由信息源、信息变换装置、信息传输装置和信息处理装置等部分组成的。

变电所的信息主要来源于两方面，一方面是通过传感元件（电流互感器、电压互感器、温度计、压力计、密度计等）获得的关于变电所一次系统和一次设备的信息。例如，一次系统各回路的电流、电压、功率、频率，一次设备的工作状态等等，这些信息我们简称为一次信息。另外，为了变换、转输和处理一次信息所需要的二次设备本身又产生一些新的信息。例如，电流、电压二次回路的完好性，继电保护和自动装置的动作情况，操作电源工作情况等等，这些信息我们称为二次信息。一次信息和二次信息就是变电所的全部信息来源。

信息源和信息处理装置之间通过信息传输设备连接起来。根据信息处理装置的要求不同，来自信息源的信息还要变换成处理装置所能接受的形式。所以，还需要信息变接器来变换信息的形式。

在采用常规设备构成的变电所监控系统中，信息是通过控制电缆传输的，通过电缆的是载有信息的电流。信息的处理者是值班人员。值班人员是通过视觉、听觉等感官来接收信息的，对于载有信息的电流，运行人员无法接收。这就需要有信息变换装置，把那些需要运行人员来处理，但运行人员又不能直接接收的信息，变换成运行人员的感官所能接收的信息形式。在现有变电所中所设置的大量指示仪表，各种声光信号装置，从广义上讲，都是为运行人员的感官所设置的信息变换器。例如，变电所的信号装置就是把一些信息变成运行人员的视觉和听觉所能接收的声光信号。值班人员通过感官接收到关于变电所的各种信息后，由大脑作出处理的决定，由值班人员手去操作各种控制和调节开关，发出各种控制和调节指令，去作用于一次系统。

变电所是这样来运行的，在正常情况下值班人员通过各种指示仪表和信号装置获得关于一次系统和各种设备工作情况的信息，通过通信设备获得系统调度发来的信息，根据这些信息作出各种处理反应，来维持变电所的正常运行。在事故时，继电保护和自动装置根据收到的信息，判断出事故的性质和地点，按预先安排好的程序发出各种跳、合闸指令，将事故局限在最小的范围之内。并把动作的结果通过信号装置显示给值班人员，值班人员根据事故情况以及继电保护和自动装置的动作情况，再作出各种处理事故的反应。

变电所主控制室内的各种继电保护装置、自动装置、测量表计和信号设备都是为变换和处理变电所内各种信息而设置的，通过对这些设备的有效维护，确保对变电所内各种信息的正确处理，才能保证变电所一次系统能量安全可靠地传输。

## 第二节 常规监控系统存在的问题

### 一、信息处理方面的问题

在现有变电所的监控系统中，主要是由人来处理信息，人是整个监控系统的核心。在经济技术不够发达的条件下，充分发挥人的作用，在经济上是合理的，但在技术上，人有

如下不足之处或者说是缺点。

(1) 人的感官对信息的接收不可避免的存在误差,其结果就会导致错误的判断和处理。

(2) 人的感官有一定的灵敏度和分辨能力,所以,人接受信息的速度就有一定限制。对于变化快的信息,有时来不及反应,就会出现丢失信息的情况,结果也会导致不正确的判断和处理。

(3) 人处理信息的能力是有限的,在单位时间内处理的信息数量越多,出现错误的机率也就越大。

(4) 影响人处理信息准确性的因素多,例如,人的文化水平、工作经验、责任心和思想情绪等因素都会影响对信息的处理。

由于上述原因,使得人处理信息的可靠性不高,即常规监控系统中信息处理的准确性和可靠性不高。运行的实践证明,值班人员的误判断、误操作事故是常有发生的。

## 二、信息变换方面的问题

(1) 测量表计是人获得一次系统和二次设备的各种电气及非电气量大小的主要设备。它实际上是一种信息变换设备。现在使用的测量表计(主要是指指示性表计)绝大多数是模拟式的,即把各种被测量的大小变换成指针机械位置的改变。人根据指针位置和表盘的刻度来判断被测量的大小。在这种测量系统中,不仅仅在指针的位置和被测量之间的对应关系上存在误差,而在人观察指针位置时也存在误差。这就是说,现有信息变换装置中,存在一个比较大的缺点就是误差大,使人不能准确地获得有关数量方面的信息。

(2) 现有的信号装置,大多数都是通过音响和灯光来表示事件的发生。一般只能粗略地表示事件的发生和消失,而不能详细的表明事件发生的准确时间以及几个事件发生的顺序和其他情况。这在发生事故时,信息变换装置就不能如实地提供给人关于事故发生情况的详细信息,往往要靠人的经验去判断,这不仅对正确处理事故不利,同时也不能对继电保护和自动装置的动作情况作全面的考核。

(3) 现有的信息变换设备,如表计、信号灯等都是为适应人的感官要求而设计的,因而这些设备的外形尺寸、功率大小、布置方式等都必须按人的生理要求设计。例如,指示仪表要便于人的监视,因而表盘就不能太小、布置的距离也不能太远;信号灯要有利于人的监视,为满足亮度的要求应有足够大的功率,一定要布置在人能看见的地方等等。这就使得现有的信息变换设备功耗大、体积大、控制室的面积也大。

## 三、信息传输方面的问题

(1) 现有变电所中使用的电流互感器二次电流为 5A 或 1A;电压互感器的二次电压为 100V (相间);直流操作电源电压为 220V 或 110V;断路器的跳合闸线圈的功率为 400~500W (直流)。这就是说,现有变电所是用强电来传输信息的。强电传输信息的主要优点是抗干扰性好,但有如下缺点。

1) 在传输通道中功率损耗大,因而在传输过程中会产生较大的误差。

2) 要求传输信息的控制电缆截面大、绝缘水平高。

3) 传输的距离较近,不能用于远距离信息传输。

(2) 常规监控系统中,信息的传输都是一对一的方式,这样,信息通道的利用率很低。

各种控制、信号电缆的用量很大，加上电缆敷设的费用，使得在信息传输方面的费用很高。

#### 四、500kV 变电所监控系统出现的新问题

500kV 变电所出现后，现有监控系统中又产生如下一些新的问题。

(1) 需要监视和处理的信息数量大大增加。例如，一个中等规模的 500kV 变电所，需要人来监视的光字牌约 500~600 个；指示仪表约 100~200 块；信号灯约 120~150 个；继电保护和自动装置的指示信号约 500~600 个，总计为 1220~1470 个信息量（一般 220kV 变电所需要监视的信息在 400 个以下）。另外，由于 500kV 变电所在系统中的重要性，要求对信息处理的准确性和可靠性更高。

需要由人来处理的信息增加，面值班人员不可能按比例增加，这就加重了 500kV 变电所值班人员的负担。如前所述，由于人处理信息的能力有限，人负担增加的结果，必然要增加误处理信息的机率，也就是降低了处理信息的可靠性。

所以，在 500kV 变电所中，采用常规的监控系统由于信息数量增加的结果，使得人的处理信息能力与对信息处理准确性、可靠性要求高的矛盾更加尖锐了。

(2) 500kV 变电所中，线路和变压器的传输容量很大，现有模拟式测量表计误差大的问题，在 500kV 变电所就更为严重。例如，一条 500kV 输电线可输送 1000MW 的电力，如果用现有的 2.5 级有功功率表测量其传输的有功功率，测量误差就可能大到 25MW，这相当于一台 25000kW 发电机的容量。

(3) 500kV 变电所场地面积大，户外配电装置离主控制室远，用强电传输信息所具有的缺点，在 500kV 变电所更为突出。

变电所设计时，也可对常规监控系统存在的问题作某些改进。例如，采用弱电小型化的控制信号设备，尽量压缩值班人员的监视面；信号系统采用分区方式；光字牌按性质布置在不同地点等等。这些都是局部的改进，并没有从根本上改变监控系统的面貌。

因此，采用新技术，改变现有变电所的监控系统的工作亟待进行，尤其是对 500kV 变电所就更为迫切。

### 第三节 在监控系统中应用计算机

计算机特别是微处理机的出现及其在变电所的应用，为变电所常规监控系统的改进，提高变电所的自动化水平，提供了先进而有效的技术手段。

计算机技术发展到了今天，变电所的所有信息处理工作，无论是现在由机电型继电保护或自动装置完成的，还是由运行人员来完成的，都可以由计算机或微处理机来承担。由微处理机构成的继电保护和自动装置已在电力系统中广泛采用。在变电所的监控系统中应用计算机也越来越普遍，有效地改变了监控系统的功能，提高了变电所运行的可靠性。

在变电所监控系统中应用计算机，可分为以下几种情况。

#### 一、利用微处理机改进变电所的测量和信号系统

在变电所内装设一套单主机的微机监测系统，其中包括数据采集装置、中央处理器

(CPU)、显示器、打印机等。这一系统具有数据采集处理、打印、显示、顺序记录、模拟量越限报警等功能。它能将变电所各回路的电流、电压、功率、电量、温度等被测量和断路器、隔离开关、继电保护和自动装置等动作状态,各种不正常运行状态的信息,随时存入处理机的存储器中。在事故或需要时,能按事件发生的顺序,以入便于接受的信息形式(文字或数字)在CRT上显示;也可通过打印机,以报表的形式打印出来,提供给运行人员关于系统和设备情况的准确信息。与常规的测量、信号系统相比,微机监测系统具有以下优点。

(1) 把原来分散的、利用模拟式仪表指针机械位置,改变成反应被测量变化的方式,改变成集中的、用数字直接显示被测量的大小。当被测量超过给定值时,还能自动报警,这就有效地提高了人视觉接收信息的准确性。

(2) 把原来分散的,用信号灯、光字牌或继电器机械掉牌来显示的信息,改变成集中的、显示在CRT上或打印在纸上的文字信息,使信息内容的表达直观、明确。

(3) 以人所不能达到的分辨率(分辨率可做到小于5ms),把事故时动作的各种开关量,按其动作的时间、顺序排列打印出来,给人提供在事故时各种设备动作情况的详细信息,便于人来分析、处理事故和考核设备。

(4) 改变了值班人员的监视方式。发生事故时,由原来对大面积控制屏的监视,变成仅仅对CRT屏幕的监视,因而值班人员的监视面大为缩小。

(5) 由于能对各种被测量自动记录、自动制表,大大减轻了值班人员的日常工作。

我国80年代初期建成的500kV平武工程中,引进的DS-8AP型事件记录器和我国早期开发的用在220kV和500kV变电所中的单机式监测系统,大多数属于这一类。

装有这类监测系统的变电所,考虑到单机监测系统,有故障和停运的可能,常规的测量和信号系统还不能取消,但可以作较大的简化。正常情况,变电所靠微机监测系统运行;当微机监测系统故障时,常规的表计还能保留必要的监视信号和主要的电气量的测量。

在新设计的变电所中,如采用微机监测系统时开始就应考虑简化常规监测系统,主要是简化指示性表计和光字牌。例如,每个35~500kV线路简化到只保留一相电流表和2~4个光字牌。控制屏的数量和主控制室的面积也可相应减少。这样,因常规监测系统的简化而节省下来的投资,用于装设微机监测系统。其结果不仅改善了监测系统的技术水平,投资也增加的不多。

## 二、装设双主机的监控系统,二次设备集中布置

这种监控系统是由所内采用可靠性高的网络式或双主机切换式的计算机系统构成。该系统主要包括双主机、双倍的信息存储器、双套的显示器和三套打印机,有的系统信息采集回路也采用了双重化的配置方式。典型方框图如图2-3所示。系统中任何一个元件损坏,都不会影响整个系统的正常运行。它成为高度可靠、功能齐全的变电所监控系统。就其功能而言,它除了完全具备第一种情况微机监测系统所具有的功能外,还具有对开关设备的控制和调节功能、事故处理指示功能、信息远传功能和大量的变电所管理功能等。

装有这样监控系统的变电所,正常运行的监视、管理完全可由计算机代替,变压器分接头和无功设备的调节也可由计算机来完成。对变电所的开关设备,可由值班人员通过计

算机的键盘操作进行控制。在控制过程中由计算机软件实现各种操作闭锁。

这样，变电所除控制外，正常的监视管理完全以计算机为主，人的作用只是根据调度的要求，对变电所进行控制和对微机监控系统进行维护。

在装有这类监控系统的变电所中，常规的监控设备可再进一步简化。由于正常的监视和各类报表的填写等日常工作已全部由计算机监控系统来完成，由人来作的事大为减少。变电所的运行人员也可以减少。

控制屏的数量大大减少了，有的也可取消控制屏（在工业发达的国家已有取消控制屏的变电所），控制室与继电保护室分室布置。在控制室内主要设备是监控系统的 CRT 屏幕、打印机、控制键盘和通信设备。控制室的面积缩小了，加上适当的工艺装饰，使控制室真正成为设备简单、功能齐全、环境舒适、人员精干的变电所控制中枢。与常规设备的变电所控制室相比，控制室的面貌有了较大的改观，变电所的运行水平也上了一个新台阶。由于运行人员的减少，变电所的人员编制、办公、住宿房间也可压缩，这样，双主机监控系统就可带来明显的技术经济效益。

在我国有的 500kV 变电所，装设了从国外进口的双主机监控系统，由于缺乏运行经验，在运行中还不愿大胆依靠计算机，常规监控系统也没有简化；也有的变电所由于对国外设备没完全掌握，或因个别元件损坏，无备件更换等原因，故未能充分发挥微机监控系统的功能。这些都不是正常情况，更不能证明微机监控系统不能代替常规系统。

### 三、装设双主机的监控系统，二次设备分散布置

这种监控系统与前一种情况不同之处，主要在信息采集部分和信息传输方式。如第一章所述，二次设备的分散布置，就是在各配电装置设分控制室，相应的保护、控制、测量设备布置在分控制室内。每一分控制室，设置一套监控系统的信息采集终端，担负该分控制室内有关的模拟量、开关量、脉冲量等信息的采集和预处理。

信息采集终端与设在主控制室的主机之间，通过由计算机电缆或光缆构成的数字信息通道联系。经信息采集终端处理后的信息除传至主机外，还可通过人-机联系接口，修改原始数据，通过显示接口接显示器在就地显示。也可通过远传接口将信息传至调度中心。

采用双主机监控系统与二次设备分散布置，能更有效地发挥微处理机的优势，获得如下的技术经济效果。

(1) 二次设备分散布置在各配电装置中，就能大大减少继电保护装置，测量、控制设备与一次设备之间的联络电缆。减少了电缆隧道、电缆沟、电缆夹层等敷设电缆的设施，从而降低了变电所的投资。

(2) 电流回路和电压回路的控制电缆长度大为缩短，电流电压互感器的二次负担明显减少，有利于提高继电保护和测量仪表，测量回路的准确度。在相同控制电缆截面时，断路器的控制回路的电压降减少，有利于断路器的正确动作。

(3) 主控制室和配电装置之间的信息传输方式由模拟式改为数字式，提高了信息传输的准确性和可靠性。特别是采用光缆传输后大大提高了信息传输回路的抗电磁干扰能力。

(4) 二次设备靠近一次设备布置，为二次设备与一次设备的联合调试提供了方便。

目前我国投入运行的变电所中，只有上海郊区的南桥变电所采用了二次设备的分散布

置方式。500kV 本溪变电所已经审定采用双主机的监控系统和二次设备分散布置。

采用微处理机为核心的监控系统,二次设备分散布置,可实现变电所的综合自动化。这将引起变电所二次线设计产生根本性的变革,对变电所的总体设计也会产生较大影响,这是技术发展的必然结果。

#### **四、利用计算机实现变电所的无人值班**

在这类变电所中计算机的主要功能是:

(1) 变电所的信息采集处理和远传。

(2) 按照预先给定的程序对变电所实行闭环控制或根据调度中心发出的指令对变电所进行控制。

因变电所没有经常性的值班人员,所以监控系统中,为值班人员设置的显示、打印、报警等功能可以简化,仅需设置调试设备时所必需的显示器和打印机。

由于没有经常性值班人员,变电所的总体结构也可大为简化。人员的办公、生活设施大幅度削减。在所内只需为检修和调试人员短时工作和休息,设置必要的房间和设施。这样,变电所的初投资和运行费用将大幅度地下降。此外,变电所无人值班还能解决一些值班人员的子女上学、住房等社会问题。要实现变电所的无人值班,必须具备以下条件。

(1) 变电所的一次设备可靠性要高,不能经常发生操作机构失灵、漏气、漏油、漏水等需由人来处理的故障。

(2) 变电所要具有较高的基础自动化水平,主要是:

1) 各种开关设备,如:断路器、隔离开关、接地器、所用电和直流系统的主要开关设备等,应配备能自动控制 and 操作的机构。

2) 需要远方或自动控制的油系统,水系统、气系统的各种阀门、需配备电动操作机构。

3) 继电保护和自动装置的信号应能远方复归。

4) 变电所内还应配备若干单功能的自动装置。例如,变压器的自动灭火,各房间的自动消防装置,继电保护和自动装置室的温度自动控制,排水、排油、排气的自动控制等等。

(3) 变电所的无人值班,要与所在电力系统的自动化水平和管理水平相适应。变电所的值班人员撤出后,原来由值班人员作的工作,一部分由变电所内的计算机和单功能自动装置来承担;另一部分是通过远动装置,由调度中心的值班人员来完成。这就要求电力系统的调度管理方式作相应的改变。

(4) 无人值班的变电所距离系统的维护中心不能太远。变电所发生事故时,维护中心的人员能在允许的时间内赶到现场,处理事故,以减少因停电造成的损失。

变电所实行无人值班,是电力系统管理方式的重大改变,应统一规划和管理,包括系统和变电所的接线,维护中心的布局,人员、设备、交通工具的配备等,给无人值班变电所创造良好的外部和内部环境。新设计的无人值班变电所,应尽可能采用简单的接线方式,如线路变压器组、桥型接线、单母线接线等,尽可能不在无人值班变电所进行隔离开关的倒闸操作。在变电所内,一次、二次设备尽可能简化,采用维护工作量少或免维护设备。

目前,在我国已有部分地区的 110kV 及以下配电网的变电所实现了无人值班,获得了明显的经济技术效益。由于这类配电变电所数量多,设备和接线较简单,实现无人值班要

求的条件容易达到，总体社会经济技术效益明显。因此，应在配电网的变电所中大力推广无人值班。

220~500kV 系统枢纽变电所，设备和接线都比较复杂，变电所的重要性大，无论是设备条件还是基础自动化水平与无人值班要求相差较远，实现无人值班难度较大，目前还不宜在这类系统枢纽变电所中推广采用无人值班。

对于现已投入运行的 220~500kV 的变电所进行技术改造，提高其自动化水平，往往采用第一种或第二种方式。加上计算机监控系统以后，变电所的自动化水平和运行的可靠性有了较大的提高。但因原有系统没有简化，计算机监控系统的费用加上二次回路的改造费用等，使变电所的投资有较大的增加；另外，在运行的变电所中进行二次回路改造施工也相当麻烦，因此，在经济效益上不明显。

因此，在变电所的监控系统中采用计算机，一定要在变电所的设计阶段综合考虑。由于计算机技术发展很快，其应用前景任何人也无法预料，在变电所中的应用也是如此。尽管这样，一般认为在我国近 10 年之内 200~500kV 变电所还不能大量的实现无人值班。

新建变电所计算机的应用主要是上述第三种方式。

最后需强调指出的是，计算机在变电所的应用，我国已有十几年的历史，经不断地发展和完善，现在计算机在变电所的应用技术，已经达到成熟阶段，可以在实际工程中推广采用。计算机在变电所中的应用，不仅仅能提高变电所的技术水平，提高运行的可靠性，同时，在经济上它也能有效地降低变电所的投资。

#### 第四节 计算机监控系统的功能

监控系统的功能，取决于对监控系统提出的技术要求。本节所述的是按变电所有人值班装设双主机监控系统，变电所的正常监视和控制以计算机监控系统为主，人为辅的方式所提出的对计算机监控系统应具备的般基本的功能要求。

##### 一、信息采集处理

信息采集与处理是监控系统的最基本功能。信息采集又为监控系统的其它功能提供信息。因此，信息采集又是其它功能的基础。信息采集分为模拟量（包括温度量）、脉冲量、开关量和数据量的采集。前三种的信息采集一般由两部分完成。第一部分是将原始信息经各种变送器变成 4~20mA 的或 -10~+10V 的直流，接入监控系统的 A/D 变换器。在 A/D 变换器之前的信息采集回路，将在第七节详细介绍。第二部分是包括 A/D 变换器在内的计算机内部信息采集和处理，这是本节要介绍的内容。数据量的采集是通过监控系统的信息接口与其他由计算机构成的装置（例如微机保护装置）连接，进行数据采集。

##### 1. 模拟量与温度量的采集与处理

模拟量和温度量是一种实时变化的量，是按一定的扫描周期进行采集的。根据被测量的实际变化速率而采用不同的扫描周期。对于变化速率较小的量，例如，温度量，可采用较大的扫描周期。而对于要进行事故追忆、变化速率较大的量，则采用较小的扫描周期。根据 DLGJ107-92《500kV 变电所微机监测系统设计技术规定》的规定，在监控系统中电气量

的扫描周期应不大于 3s；非电气量应不大于 10s。在运行中可以设定和改变扫描周期。为提高精确度，一般采用十二位以上的 A/D 变换，此外还要经隔离、数字滤波、有效性检查后存入数据库。此外，模拟量和温度量的采集还设有测量的投入、退出控制、限制修改等环节。

模拟量的采集精确度要求小于 0.5%，整定值的变化范围为 0~5%。

## 2. 脉冲量的采集与处理

接入监控系统的脉冲量一般来自脉冲电度表或电度变送器，经光电隔离（与开关量相同）后输入到计算机内部。对输入的脉冲量，脉冲的幅值一般为 4~20mA 或 0~10V，脉冲的宽度不小于 100ms。

## 3. 开关量的采集

开关量的采集分为要作动作顺序记录和仅作变位记录两种。

(1) 对于要作动作顺序记录的开关量，对记录有分辨率的要求，采用中断输入方式，当开关量发生变位时（0—1 或 1—0）产生中断作用。中断量处理的分辨率一般为 1~5ms。反应断路器、继电保护和自动装置动作的开关量为中断量。中断量变位后还要起动事故追忆、报警、事件记录、显示、打印等。

(2) 对于仅作变位记录的开关量（例如隔离开关和接地开关的位置信号），通常采用定时查询方式进行采集。采集周期可不大于 2s。

开关量的输入通常采用光电隔离方式，消除干扰。如开关量为继电器的触点，为消除继电器触点抖动的影响，还需采用硬件、软件滤波措施。为防止继电器的触点动作延时的离散性，影响事件记录的准确，在软件的编制上可采用时间调整。在开关量的输入回路根据情况还需要采取抗浪涌电压的措施。

## 4. 数据量的采集

数据量的采集，主要是指采集变电所内由计算机构成的保护或自动装置的信息。由计算机构成的继电保护和自动装置越来越多，220~500kV 线路已经广泛地采用了微机保护。目前国产的 220~500kV 线路微机保护，自己带有打印机，保护动作时能打印出输入保护的各电气量数值以及各种保护的動作情况。但各套保护之间没有联系。在系统故障时，几套保护同时起动，因为设有统一的时标，各套保护的動作时间无法比较。解决这一问题的方案之一是各套保护的動作信息，都送到监控系统，由监控系统发出统一的时标，统一进行信息处理，统一打印。这就有利于事故分析。数据量的采集是通过前置机的信息接口来实现的，因此要求各种由微机构成的保护和自动装置，应留有信息输出的接口和统一的通信规约。

## 二、运行监视

计算机监控系统对变电所的运行监视功能，远远超过了常规监控系统中的测量表计和中央信号系统所能达到的功能。

运行监视主要是对各种开关量的变位情况的监视和各种模拟量的数值监视。

通过对开关量的变位监视，可监视变电所各断路器、隔离开关、接地刀闸、变压器分接头的位置和動作情况，继电保护和自动装置的動作情况以及它们的動作顺序。

模拟量的监视分为正常的测量和超过限定值的报警、事故前后各模拟量变化情况的追忆等。

运行监视的输出有三种：CRT 画面显示、声音报警和自动打印。CRT 屏幕实质上是一个动态的信号返回屏，正常情况下运行人员可通过键盘操作，在 CRT 上调出变电所的各个系统的电气接线图，及时了解变电所各个系统的电气接线、设备投运情况以及电流、电压、功率潮流等参数。定时或召唤打印出变电所的各种数据。事故时，在 CRT 上能自动显示出变电所主接线、故障跳闸的断路器发出闪光，同时发出声音信号；打印机自动打出故障时断路器、继电保护、自动装置等设备的动作情况，事故前后各种电气量的变化情况等等。这就实现了在正常和事故情况下，对变电所的电气设备和有关的电力系统参数的全面监视，有利于变电所的安全运行和事故处理。

### 三、控制及安全操作闭锁

通过键盘能实现对断路器、隔离开关和接地刀闸等变电所的开关设备实现一对一或选择控制。在控制过程中，通过 CRT 画面显示出被控对象的变位情况。并且通过软件能实现断路器与隔离开关、接地刀闸之间的安全操作闭锁。

### 四、显示和制表打印

监控系统中的 CRT 画面显示，除了完成常规监控系统控制屏（或返回信号屏）上的系统模拟接线、指示仪表和各种光信号的功用之外，还能提供各种细部的图形显示，文字、数字和表格显示，给运行人员提供关于变电所的正常运行和事故状态的各种情况。显示的具体内容和方式，根据运行的实际要求确定。

制表打印功能主要是代替值班人员编制各种日常报表，报表的种类格式必须符合运行的实际需要。报表的打印可采用召唤式或定时打印。

### 五、事件顺序记录

在变电所中监控系统的事件记录就是对变电所内的继电保护、自动装置、断路器等在事故时动作的先后顺序作自动记录。记录的分辨率一般为  $1\sim 5\text{ms}$ 。自动记录的报告可在 CRT 上显示和打印。顺序记录的报告对分析事故、评价继电保护、自动装置和断路器的动作情况是非常有用的。

### 六、事故追忆

事故追忆是指对变电所内的一些主要模拟量，如  $220\sim 500\text{kV}$  线路、主变压器各侧的电流、有功功率、主要母线电压等，在事故前后一段时间内作连续的测量记录。通过这一记录可了解系统或某一回路在事故前后所处的工作状态，对于分析和处理事故起辅助作用。

追忆的时间越长，需要的数据库容量越大。可根据系统的实际情况和需要来确定追忆的时间长短。一般事故前的追忆时间为  $5\text{s}\sim 1\text{min}$ ，事故后  $5\text{s}\sim 1\text{min}$ 。事故追忆一般以召唤方式在 CRT 上显示或打印。

### 七、信息的远传

监控系统的信息远传功能的作用是代替远动系统中设在变电所的远动终端装置 (RTU)。有人值班变电所监控系统采集的信息量大于并包括了远动系统中的 RTU 所采集的信息量。在监控系统所采集的信息中，将远动系统所需要的信息选出，传至调度中心。这

种方式在监控系统中仅仅增加一个远传环节，增加投资很少，但在远动系统中却节省了价格昂贵的 RTU。这不仅节省了设备投资，同时也简化了接线，减少了维护工作量。

监控系统的远传功能必须满足以下要求。

- (1) 传至调度中心的信息内容，应满足系统运动化的要求。
- (2) 远动信息的码制、时钟、规约必须与系统远动装置协调。
- (3) 远传口的数量应满足系统调度管理的要求。

#### **八、运行、操作、事故处理指导**

适用于变电所的运行及事故处理专家系统，正处于开发阶段。成熟、有效的专家系统尚未开发出来。对于监控系统的这一功能，还有待进一步开发。当前操作指导功能主要是编制和打印操作票。

#### **九、人一机联系**

通过操作键盘或功能键盘实现以下功能。

- (1) 各开关量原始状态的设定。
- (2) 各模拟量限值和死区的设定。
- (3) 继电保护和自动装置整定值表的修改。
- (4) 画面的修改。
- (5) 各种表格的修改。
- (6) 操作票的编辑。
- (7) 各种表格、画面、参数的召唤调出显示、打印或拷贝。
- (8) 报警的确认和解除。

#### **十、运行的技术管理**

- (1) 变电所主要设备的技术参数档案表。
- (2) 各主要设备故障、检修记录。
- (3) 断路器的动作次数记录。
- (4) 继电保护和自动装置的动作记录。
- (5) 根据运行的需要，各种记录、统计等等。

#### **十一、自诊断、自恢复和自动切换**

自诊断功能是指对监控系统的硬件、软件（包括前置机、主机、各种模块、通道、网络总线、电源等），故障的自动诊断，并给出自诊断信息供维护人员及时检修和更换。

在监控系统中设有自恢复功能，当由于某种原因导致系统停机时，能自动产生自恢复信号，将对外围接口重新初始化，保留历史数据实现无扰动的软硬件的自恢复，保障系统的正常可靠地运行。

自动切换指的是双机系统中，当其中一台主机故障时，所有工作自动切换到另一台主机，在切换过程中所有数据不能丢失。

## 第五节 计算机监控系统的硬件及配置

变电所计算机监控系统的配置方式基本上可分为三种：①单主机集中式监控系统；②双主机集中式监控系统；③双主机分布式监控系统。

### 一、单主机集中式监控系统

单主机集中式监控系统框图如图 2-2 所示。

在这种监控系统中，全部数据采集处理、监视、控制、管理等工作均由一台主机完成。数据库也集中在主机中。配备一台显示器、一台调试终端、二台打印机。主要起信息采集作用的前置机根据信息采集量的大小而配置，一般按电压等级分别设置。除了显示器、键盘、打印机布置在主控制室之内，其它设备都安装在变电所的计算机室。由于是单主机式的配置，硬、软件的故障、应用程序的变动，正常的维修等都将造成监控系统的停运。因此，这种监控系统的可靠性不高。一般在变电所的常规监控系统比较完善，或在已经运行的常规变电所中后加计算机监控系统的情况下才采用这种系统。

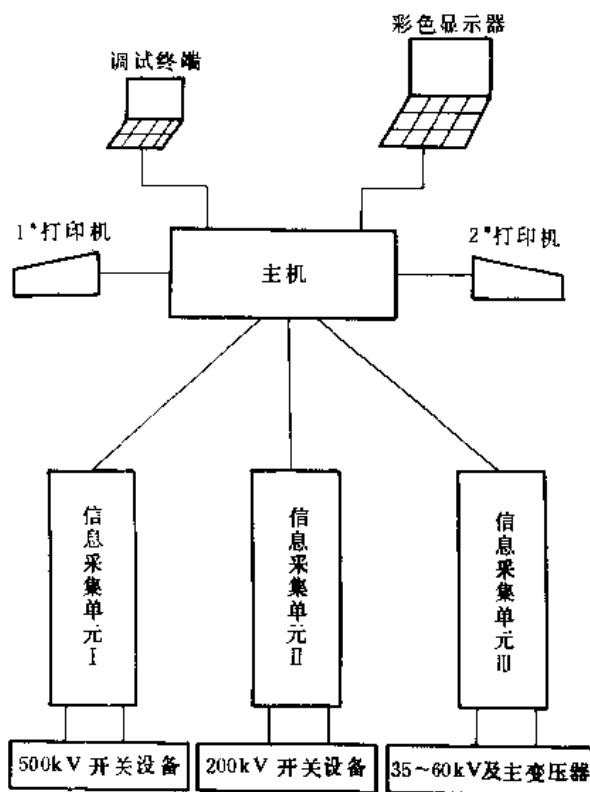


图 2-2 单主机集中式监控系统框图

### 二、双主机集中式监控系统

双主机集中式监控系统框图如图 2-3 所示。

这种系统的主要特点是主机、显示器、打印机等主要硬件都采用双重配置。信息采集单元采集的信息同时送给两台主机。两台主机之间有切换环节，任意一台主机的硬件或软件故障时，能自动切换到另一台主机，整个系统的工作不受影响。和单主机系统相比，这种系统的可靠性有了较大的提高。采用这种监控系统之后，常规监控系统应作较大的简化，以便提高整个监控系统的经济性。

### 三、双主机分布式监控系统

双主机分布式监控系统在我国水电站采用的较多，近年来才在变电所中开始采用。双主机分布式监控系统可采用辐射网络结构、总线式网络结构或环形网络结构。双主机分布式监控系统各组成部分的独立性强，软硬件的模块性强，处理能力大，整个系统的可靠性高。

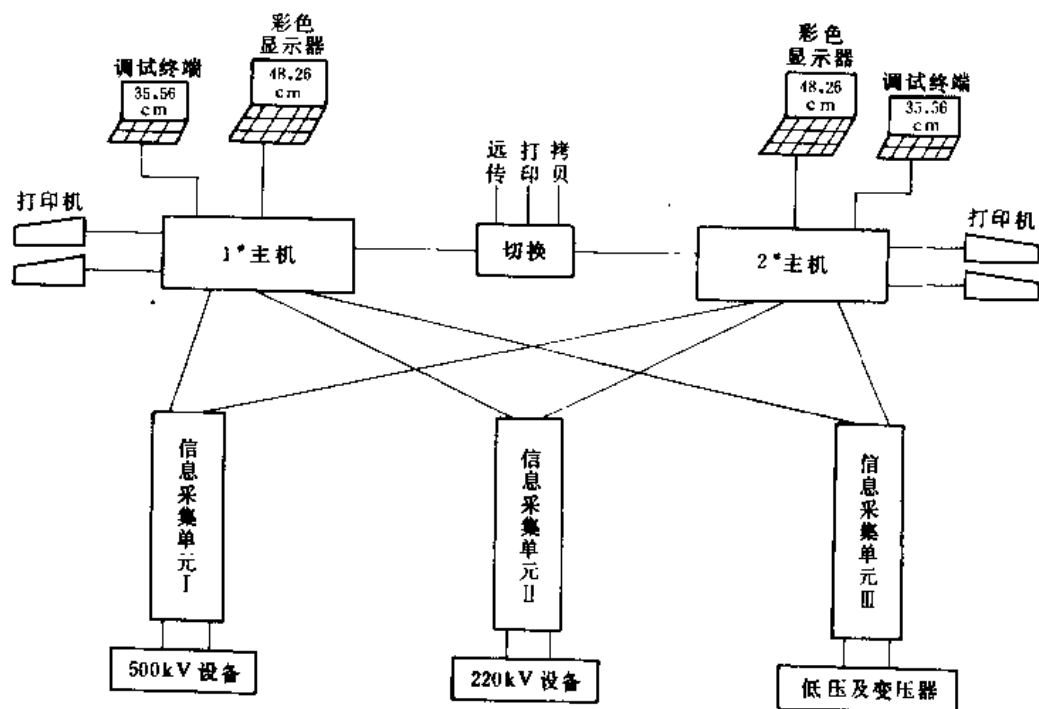


图 2-3 双主机集中式监控系统框图

双主机分布式监控系统又分为分层分布式和分布开放式两种结构。

(1) 分层分布式监控系统。在变电所，分层分布式结构一般分为两层，即就地控制层，以下称为就地控制单元（LCU）和主控制层。

就地控制单元一般按变电所一次系统电压等级设置。就地控制单元的功能是实现本单元的信息采集、处理、监视、控制、与主控制层通信等。就地控制单元的设备可布置在各配电装置内的单元控制箱或就地控制室内，也可以布置在主控制室中的继电保护室内。主控制层的功能是通过通信接口与各就地控制单元通信，获取变电所的全部信息，实现监控系统的全部监视、控制、显示、打印、管理等功能。分层分布式结构的主控制层一般采用双主机的配置方式，具有全系统的数据库。分层分布式监控系统框图如图 2-4 所示。

(2) 开放分布式监控系统。为适应计算机技术的高速发展，方便硬件系统的更新、维护和充分利用已经开发的软件资源，近年来国际上又提出了分布开放式计算机系统概念。并且，由一些有权威的国际组织，制定出了一些适应于开放系统的国际标准。这些标准正逐渐被一些计算机制造厂商所接受，适应开放系统的计算机产品逐年增多。开放系统的主要特点如下。

1) 用户的应用软件有可移植性。当用户的硬件和操作系统更新时，应用软件可移植到新的系统上，保护了用户的软件资源。

2) 不同计算机系统间有相互操作性。即同一年代的不同厂家产品，同一厂家的不同年代产品可在同一个网络上运转，不需要特殊的识别和转换。这样，用户就可以在非常广泛

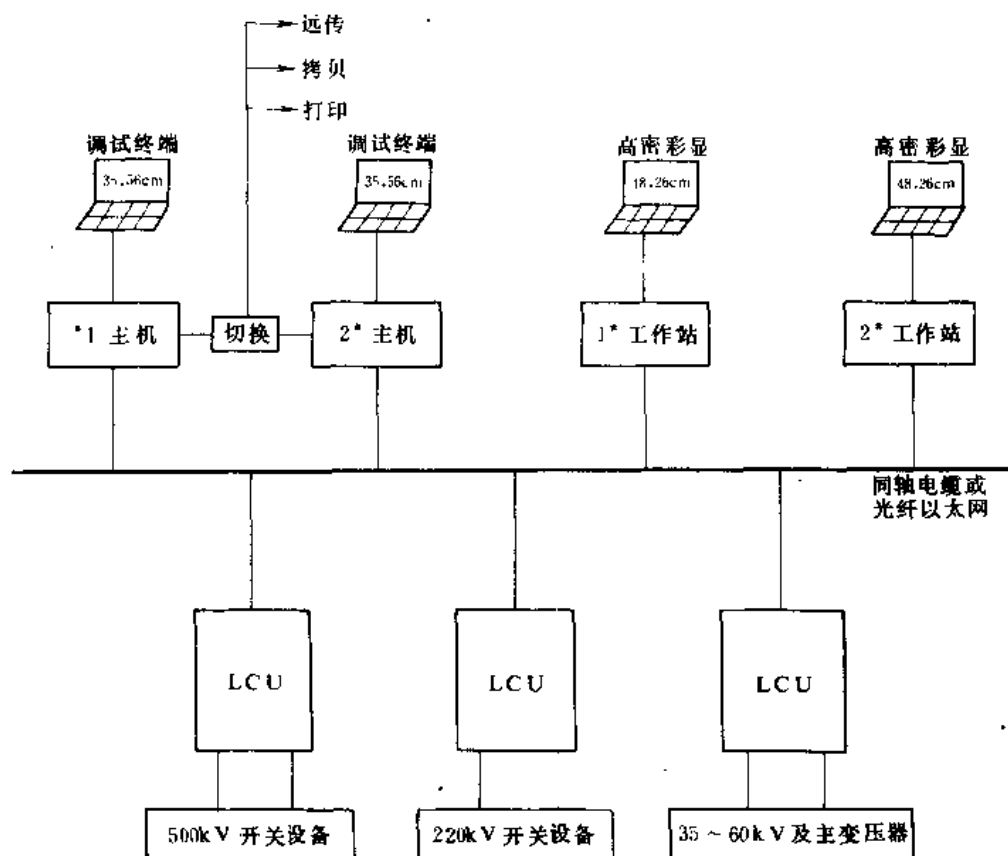


图 2-4 双主机分布式监控系统框图

的范围内选择他所需要的理想产品，构成一个理想的计算机系统。在使用过程中用户还能根据需要方便地更新、扩展、修改系统。

3) 人-机接口的可移植性。当系统更新时，用户的操作方式不需改变。因此，对用户不需要重新培训。

按照“开放”概念构成的监控系统更适用于电力系统。原因如下。

(1) 电力系统重要性大，实时性强，要求监控系统能可靠连续、长时间地稳定运行，硬件、软件的更换不影响系统的正常运行。开放式监控系统能更好地满足这一要求。

(2) 电力系统中的变电所、发电厂，大部分是分期建设的，开放式监控系统更适应于分期扩展。

(3) 电力系统的发电厂、变电所使用期长，一般要几十年，有的要上百年，在这期间计算机产品要更新几代，开放式监控系统更适合于这种情况。

用于变电所的双主机分布开放式监控系统框图如图 2-5 所示。

双主机分布开放式监控系统是变电所监控系统的发展方向。但当前适应开放式监控系统的硬件、软件标准还不够完善，还不能作到真正的“开放”。按“开放”方式构成的监控系统投资还比较高。所以，目前在变电所监控系统中如何采用开放式系统，尚需进一步研究，试点，积累经验。

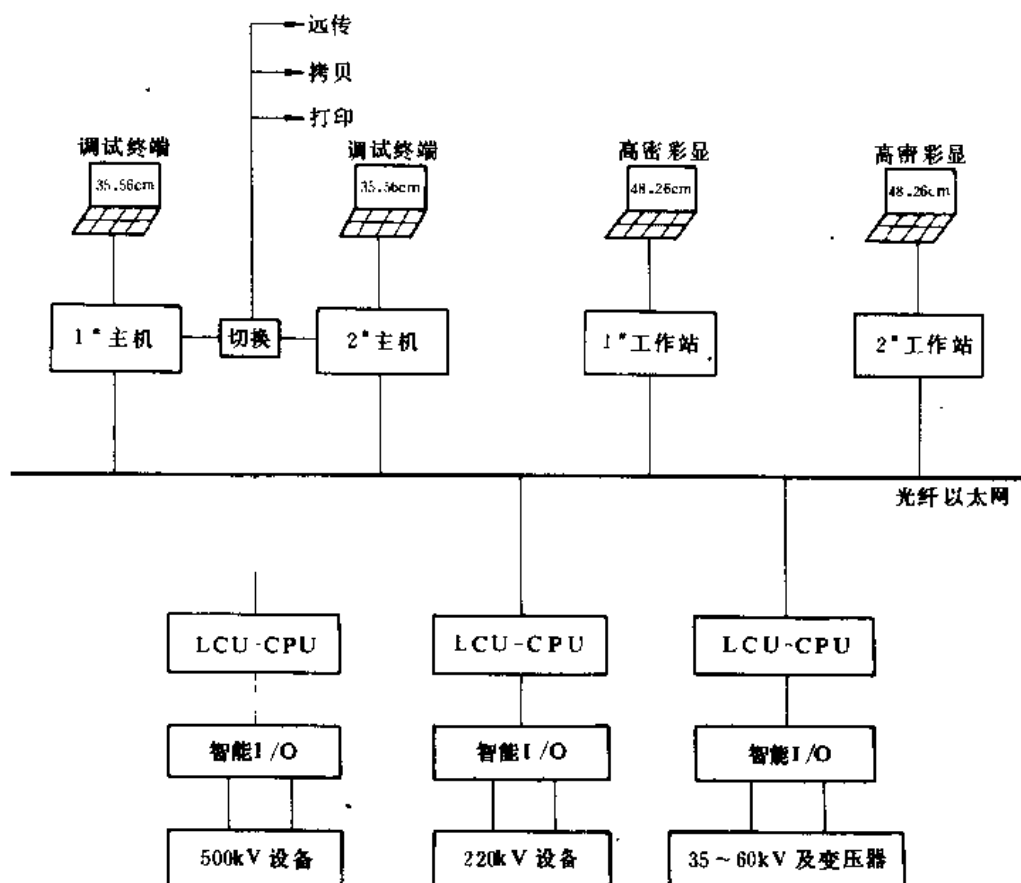


图 2-5 双主机分布开放式监控系统框图

#### 四、监控系统的硬件

由于计算机制造技术的高速发展，硬件系统更新的周期越来越短。总的发展趋势是芯片的集成度越来越高，运算速度越来越快，存储器的容量不断扩大，性能价格比越来越高。所以，变电所计算机监控系统中的硬件水平也会不断提高。另外，监控系统的硬件还与系统配置方案有关。鉴于这种情况，就很难确定硬件系统各部分的具体参数，以下只提出对监控系统中的基本组成部件、主机、显示器、打印机、网络媒体、过程通道等的最低要求。

##### 1. 主机

- (1) 主机要选用工业控制型微机；
- (2) CPU 的位数不应小于 32 位；
- (3) 主振频率不小于 25MHZ；
- (4) 主存储器按变电所的最终规模考虑应有不少于 25% 的备用容量，辅助存储器应有备用容量；
- (5) CPU 的负荷率不应高于 40%；
- (6) 应有足够的通信接口。

##### 2. 显示器

(1) 应选用不小于 48.26cm [19in (英寸), 1in=2.54cm]、彩色、高密度 (不低于 1024×768 线) 显示器;

(2) 配备高速图形控制软件, 能实现多窗口画面显示。

### 3. 打印机

选用宽行、汉字打印机。打印机能满足打印变电所各种报表的要求。一般选用单色黑白打印机即能满足要求。多色打印机, 对于打印各种图表, 彩色分明, 美观。但打印机的维护工作量大, 容易发生故障。因此, 监控系统一般不选用多色打印机。

### 4. 网络媒体

常用的网络媒体有同轴电缆和光纤。同轴电缆传输信息的速度较低、抗干扰性能差, 但价格便宜, 接线简单。光缆传输信息的速度快, 抗电磁性能好, 但价格较贵。作为光电变换环节的光端机, 国产的质量还不稳定。当前工程中主要还以选用同轴电缆为主, 从技术发展的趋势看, 今后肯定是以光纤网络为主。

## 第六节 监控系统的软件要求

### 一、对软件的一般要求

(1) 有可扩充性。在变电所的最终规模和监控系统设计的功能范围内, 工程扩建新单元时, 不要重新编写程序, 只需维护人员, 通过人-机接口输入或修改新单元的有关数据。

(2) 组合性。采用的软件尽可能是模块化结构, 以便能根据工程扩建的需要重新组合。

(3) 可维护性和可移植性。在使用过程中对软件的故障能方便地维护。当硬件系统更换时, 已开发的软件能移植到新的系统上。

(4) 独立性。各软件包应有较大的独立性, 以便更换、修改个别软件, 对其他软件不产生影响。

(5) 自卫能力。各软件能有自卫能力, 防止病毒侵害。

(6) 标准化。尽可能采用符合标准的软件。

### 二、监控系统的主要软件

(1) 系统软件。随主机应提供全套系统软件, 包括多任务实时操作系统和输入输出设备的系统软件。

(2) 支持软件。应具备足够的支持软件, 确保主操作系统的有效运转。

(3) 应用软件。该软件应能保障实现监控系统的全部功能。

(4) 系统功能的监视软件。该软件能对整个系统的硬、软件实现实时的监视, 确保系统的安全运转。

(5) 自诊断软件。该软件能检查和核对整个系统运行的正确性, 检查结果能显示或报警。

(6) 自恢复软件。当操作系统发生故障时, 能尽快自动恢复。

## 第七节 监控系统的信息采集回路设计

如前所述,信息采集是实现监控系统各种功能的基础,而信息采集回路的设计又是实现安全、准确、可靠采集信息的关键环节。因此,在设计监控系统时,必须重视信息采集回路的设计。

### 一、对信息采集回路设计的要求

(1) 在选择信息的载体(电流、电压、脉冲等)时,其参数应满足计算机信息输入回路的要求。

(2) 信息采集不应影响被采集信息回路(或设备)的安全运行。例如,在采集继电保护装置的动作信息时,不应影响保护装置的正确动作。

(3) 信息采集回路是监控系统与外界联系的主要通路,也是外界电磁干扰侵入计算机内部的主要入口。因此,设计信息采集回路时,必须注意抗电磁干扰,应采取有效的屏蔽措施。

(4) 监控系统的信息采集与其他装置(如远动装置)的信息采集应统一考虑,防止变送器、中间继电器等设备的重复设置。

(5) 简化设备并防止产生迂回回路。

### 二、各种信息采集回路的设计

#### 1. 模拟量的采集

模拟量包括各种电气量,如电流、电压、有功功率、无功功率、频率、功率因数等和非电气量,变压器、电抗器的油温,油水系统的压力,流量等。

电气量的采集通过电量变送器实现。采集回路的设计内容包括变送器的参数选择,变送器输入、输出回路的接线设计,变送器屏的布置,端子排接线及输入、输出回路的电缆选择等。在此,仅介绍变送器的参数选择和输入、输出回路接线的设计,其他内容在有关章节中介绍。

国内制造厂可生产各种型号和规格的电量变送器。在选择变送器时,要根据所在回路的要求,选择以下参数。

(1) 变送器的交流输入电压和电流。当变送器接在电压、电流互感器二次侧时,变送器的输入额定电压取 120V,额定电流为 5A 或 1A。

(2) 变送器的输出电压和电流。为简化设备,常测仪表、计算机监控装置和远动装置三者共用变送器,故变送器的输出参数选择必须兼顾这三者的要求。一般变送器可作到输出电压 0~5V, 0~10V,  $\pm 10$ V; 输出电流 0~1mA, 4~20mA。

(3) 精确度。国产电量变送器精确度有 0.2 级和 0.5 级两种,为提高精确度,在 220~500kV 变电所中,一般选择 0.2 级变送器。

(4) 输出纹波系数。一般选用峰-峰值小于 1%。

(5) 响应时间。在 0~99% 额定值时,一般取小于 400ms。

电量变送器的接线如图 2-6 所示。当变送器的输出容量不够或需隔离时,可采用模拟量

扩容回路，接线如图 2-7 所示。

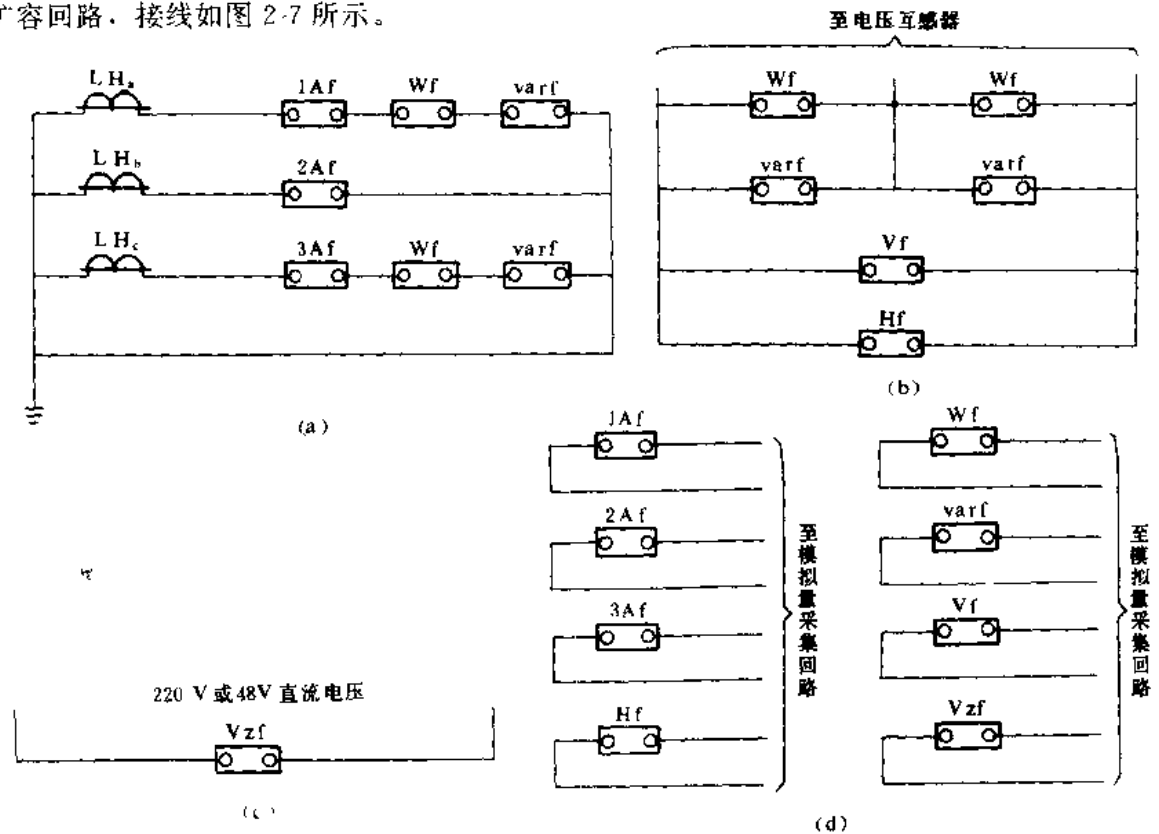


图 2-6 电量变送器接线图

(a) 交流电流回路；(b) 交流电压回路；(c) 直流电压回路；(d) 变送器输出回路

1~3Af—电流变送器；Vf、Vzf—电压变送器；Wf—有功功率变送器；

varf—无功功率变送器；Hf—频率变送器

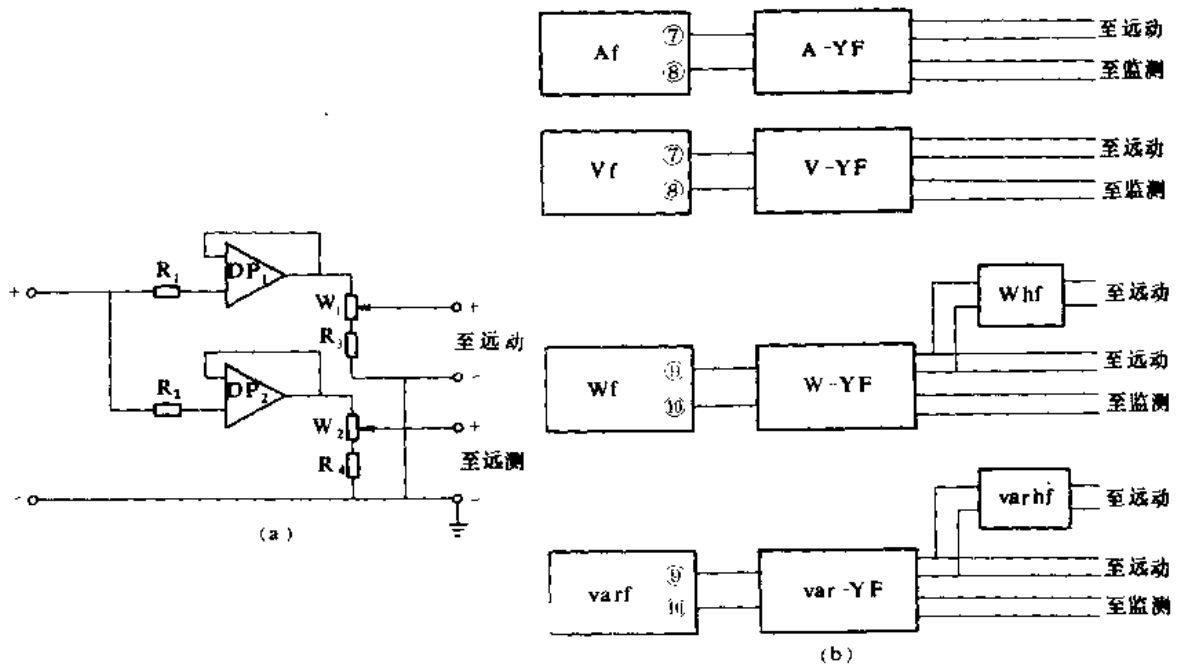


图 2-7 模拟量扩容回路接线图

温度量的采集,常用的有两种方式,一种是采用电桥接线,另一种是采用温度变送器。图2-8示出了电桥测温回路接线图。采用电桥测温回路价格低,但准确度低,在与常规测温公用测温电阻时,接线复杂。

当采用电桥接线方式测量变压器和电抗器的油温时,因器身上的埋入电阻有限,常规测温 and 监控测温不能同时进行,需加切换回路,使用不便。采用温度变送器时,监控测温 and 常规测温互不影响。

## 2. 开关量信息的采集

开关量信息的采集包括以下内容。

(1) 各断路器、隔离开关、接地刀闸的跳合闸位置信号,变压器分接开关的位置信号;

(2) 各种继电保护、自动装置的动作信号;

(3) 变电所的各种预告信号。

开关设备的位置信号,通常是通过这些开关设备的位置重动继电器的常开(或常闭)触点来实现位置信号的采集。重动继电器除提供触点外,还起到电气隔离作用。监控系统的信息采集回路不直接引到高压开关站;防止高压开关站的强电磁干扰侵入到监控系统。重动继电器应选用快速中间继电器,并且要做到监控、位置指示信号、遥信共用。变压器分接开关的位置信号采集与分接开关机构的型式有关,当分接开关有备用位置触点时,只要将备用触点引出即可;无备用触点时,需经重动继电器扩充触点,供监控和经常指示用。

继电保护和自动装置的动作信号,取自这些装置屏上的动作指示信号继电器,通常利用这些信号继电器的备用瞬动触点。在保护动作信号继电器选型时,应考虑选用有多个瞬动触点输出的信号继电器。

预告信号的采集较为复杂,一般有以下几种情况。

(1) 当信号的原始触点有备用时,可直接从原始触点引来。例如:10kV 接地信号可直接从接地信号继电器的触点引来。

(2) 当原始触点没有备用时,可采用扩容方式,一般在扩建工程中采用。开关量扩容回路接线如图 2-9 所示。

## 3. 数据量信息的采集

数据量信息的采集可采用以下两种方式。

(1) 由监控系统的前置机与各种由计算机构成的装置直接通信进行信息采集。在监控系统的前置机内对采集来的信息进行处理,处理的结果送到上位机,再作打印、显示处理。

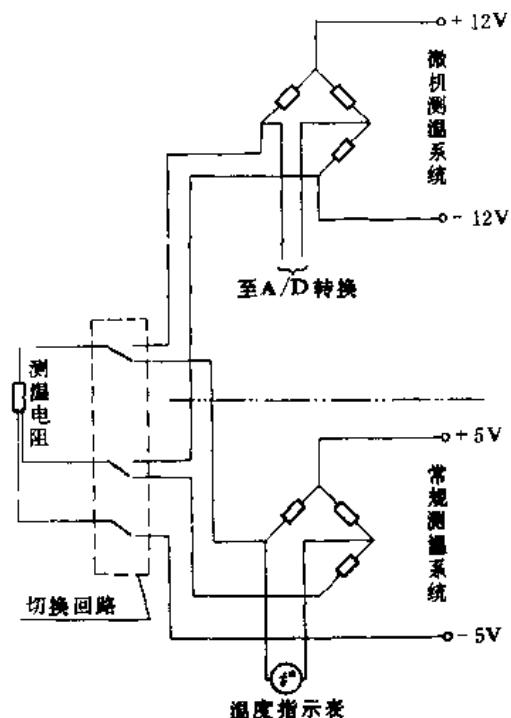


图 2-8 电桥测温回路接线图

这种方式要求监控系统的前置机有多个串行输入接口和较强的信息处理能力。

(2) 在变电所为微机保护和故障录波器设一台管理机。管理机的作用是将各微机保护和故障录波器的数据采集后进行统一处理，统一打印，统一时钟；将处理结果远传至继电保护管理中心；与变电所的监控系统通信。监控系统通过管理机采集信息，这种方式可简化监控系统的信息处理功能，也简化了通信接口，是一种比较理想的信息采集方式。

随着计算机技术的不断发展和应用领域的不断扩大，在电力系统中采用由微处理机构成的继电保护装置、监控装置、远动装置、系统安全稳定装置越来越多。各装置之间通信所必须的接口，规约，还没有制定出统一的国家标准。使得装置间的通信还不能规范化。这给设备制造、运行管理带来很多不便。也影响了变电所乃至电力系统自动化系统工程的进一步发展。有关技术管理部门应尽快着手组织技术力量制定计算机装置间通信接口和规约的国家标准。

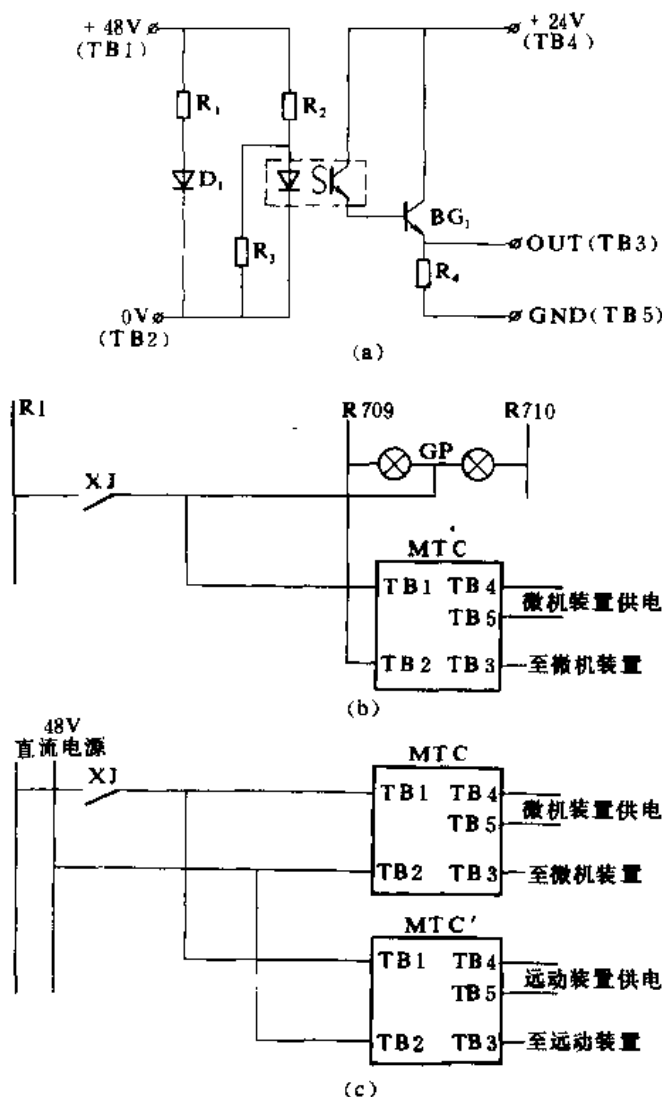


图 2-9 开关量扩容回路接线图  
(a) 扩容元件原理图 (MCT66)；(b) 光字牌光隔扩容回路；  
(c) 单触点光隔扩容回路

## 第八节 工 程 实 例

### 1. 500kV 变电所 A

该工程装设的微机监测系统型号为 DS-8AP。由瑞典 ASEA 公司生产，1981 年投入运行，是我国应用微处理机最早的 500kV 变电所。DS-8AP 型是由微处理机构成的一种可编程序数字式信息处理装置，其符号的意义是：D 表示数字 (Digital)；S 表示系统 (System)；8 表示 8080 型微处理机；A 表示自动和手动 (Automanual)；P 表示信息处理机 (Processor)。

DS-8AP 型装置的主机是一台 Intel8080 型微处理器, 字节数是 8 位, 具有 16 位长的地址线, 可提供 64K 字节的寻址能力。数据寄存器也是 8 位, 其输入/输出接口寻址能力为 256。基本指令有 78 条, 扩展指令可达 244 条。

除主机柜外, DS-8AP 型装置还配有一台 ADM-3A 型黑白屏幕显示器 (不能显示画面及汉字) 和三台打字机, 分别布置在主控制室和计算机专用的房间内。其中, 一台 ASR733 型热敏打字机设在专用机房内, 专供人-机联系用, 该打字机具有盒式磁带外存功能, 可以脱机执行程序 and 数据的录制汇编, 也可联机输送磁带程序功能表, 并通过打字机键盘可随时修改程序功能表和发送操作命令。一台 TALLY-1612 型的普通宽行快速打字机, 也设在专用机房之内, 主要用作制表和打印, 也能发送操作命令, 但不能修改程序功能表。第三台普通宽行快速打字机置于主控制室的值班桌上, 主要作事件记录之用。

对该装置可输入开关量 1024 个, 模拟量 256 个。

该装置的主要功能为:

(1) 对电流、电压、功率、频率、温度、压力等模拟量按程序进行测量, 并能显示和打印制表。

(2) 对被测量超过上、下限规定值时能自动报警, 并自动打印和显示。

(3) 按事件发生的时间顺序, 自动记录打印断路器、隔离开关、继电保护、自动装置等开关量的状态变化, 分辨率为 1ms。

(4) 具有可编程序特性, 在不改动硬件布线的前提下, 通过人-机联系修改程序, 以适应各种工作状况的变化。

(5) 具有多种状态打印功能和智能化的状态回顾功能, 其打印状态有: 记录报表的定时打印、任意值的瞬时状态打印、任意类同量的批量打印、任意安装单位相关量的状态打印、开关量和模拟量的事件打印及经历打印等, 对事件回顾能力为 20 个事件。

(6) 装置本身的自监能力, 能对装置的重要部件运行状态进行监视, 对运行状态的重要输出进行控制, 其监视功能包括: 程序是否执行正常、输入/输出地址码有无错误、寻址是否重复、内部电源是否正常、外部电源是否正常等。

DS-8AP 型监测装置的功能框图如图 2-10 所示。

该装置在 500kV 变电所投入使用以后, 运行状况良好, 能及时地监视继电保护、自动装置、断路器等设备的运行状态。在所内出现故障或不正常运行状态时, 装置能按时间顺序以毫秒级的分辨率在终端上实时打印出来, 给分析事故和处理事故提供了可靠、准确的依据。平时能代替值班人员的抄表, 并可按需要定时制表, 大大减轻了值班人员的劳动。该装置深受继电保护维护和运行人员的欢迎。由于该装置为成套进口设备, 为节省投资, 未备有汉字库, 无论是屏幕显示还是制表打印, 文字部分全部是英文, 对运行管理有些不保。另外屏幕不能显示画面。

## 2. 500kV 变电所 B

500kV 变电所 B 监控系统框图如图 2-11 所示。该监控系统由南京自动化研究院生产。一期工程为单主机系统, 留有能实现双主机切换方式的可能。主机为 INTEL—86/310—3A 型, 配有 51cm (20in) 中密度彩色显示器 1 台, 功能键盘 1 台, 30cm (12in) 调机终端 1

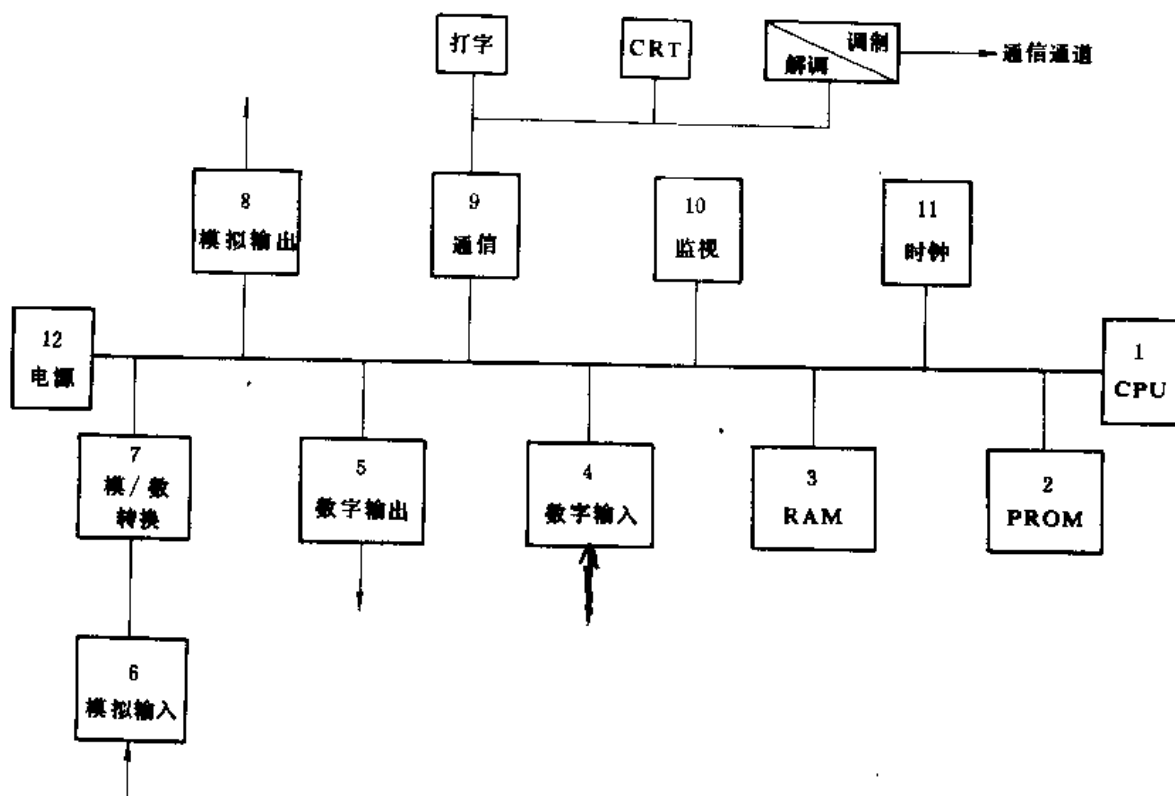


图 2-10 DS-8AP 型监测装置的功能框图

1—QDPU180 中央处理器 (CPU); 2—QDMB121 可编程只读存储器 (PROM); 3—QDMB141V (142) 随机存储器 (RAM); 4—QDDI112 数字信号输入电路板, 每板可输入 16 个信号; 5—QDDO120 数字输出电路板, 可驱动继电器、调节器、信号灯等; 6—QDA1142V 模拟量输入板, 每块板可输入 8 个模拟量; 7—QDAD100T 模/数转换器板; 8—QDAO100 模拟量输出板; 9—QDCU101T 与外部设备连接用的通信电路板; 10—QDBB155 监视板; 11—QDSH100 外附时钟部件; 12—QMAU129 电源部件

台, 36cm (14in) 所长终端 1 台, LQ—1600 型中英文打字机 2 台。前置机为 SJ—410 型 (南京自动化研究院生产), CPU 为 INTEL8086 型。采集容量为开入 1024 点, 模拟量输入 128 点, 脉冲量输入 64 点, 温度量输入 32 点, 开关量输出 20 点。

主要功能有: 数据采集与处理, 对有关参数实现实时监测, 越限报警, 事件顺序记录, 制表、打印, 各种画面显示, 信息远传, 与系统调度通信, 操作票编辑, 运行管理等。

### 3. 500kV 变电所 C

500kV 变电所 C 监控系统框图如图 2-12 所示。上位机为太极 2220 型超微机, 下位机为太极 2023 型微处理机。输入/输出采用 TPMCS 型过程通道。打印机、显示器为国产化设备。该监控系统主要特点: 画面显示量大; 有硬拷贝; 测量精度高, 可达万分之一; 显示方式多样, 有趋势曲线, 动态曲线; 操作票, 交接班记录, 设备情况, 重要参数能自动打印; 能实现系统电压-无功自动调节。

### 4. 500kV 变电所 D

500kV 变电所 D 监控系统框图如图 2-13 所示。该监控系统由日本三菱公司生产。主机

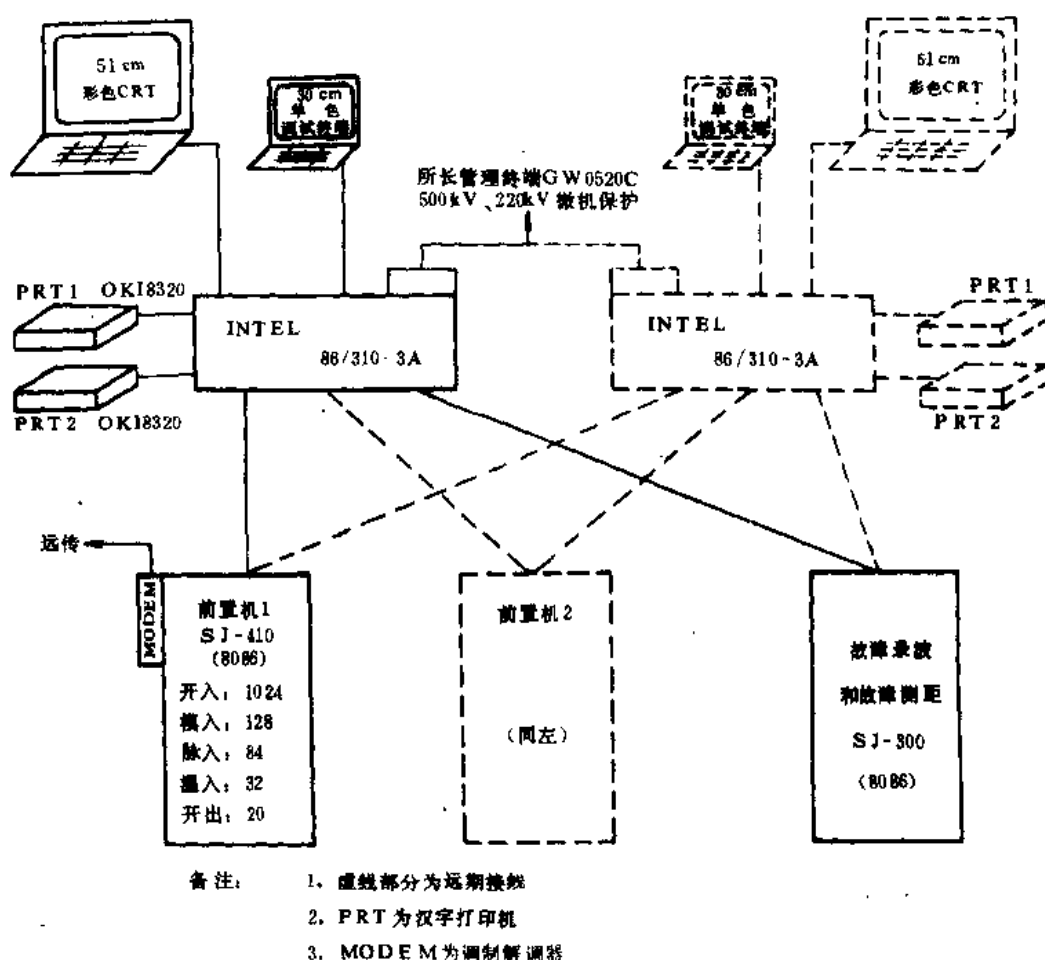


图 2-11 500kV 变电所 B 监控系统框图

由两套 M-70/3000 I 型 32 位小型机构成，每套系统配 135M 硬盘和 1.2M 软盘。双主机间能自动切换。外围设备有控制台、2 台 51cm (20in) 彩色显示器、2 台打印机、2 个通用键盘、2 个跟踪球、1 个功能键盘、1 台硬拷贝打印机。信息采集，包括数字量输入、模拟量输入、数字量输出、过程输入/输出屏共 4 面。顺序记录屏 3 面，逆变电源屏 1 面。

该监控系统主要功能有：①系统运行情况监视，包括开关量的状态监视；模拟量的正常监视；越限报警；显示、打印等。②事件顺序记录，分辨率为 2ms。③事故追忆，追忆时间事故前 30s，事故后 5min，每隔 50ms 采一点。④电气运行设备的控制调节；对断路器，隔离开关的跳、合闸操作，防误闭锁；主变分接头的调节。⑤电压-无功功率的自动调节 (AVQC)。⑥定时执行时报、日报及月报的打印输出。⑦随机调取有关历史报表，历史告警及负荷曲线等历史数据。⑧负荷曲线趋势分析。⑨文件管理，包括继电保护定值、检修记录、设备参数、事故恢复操作指导等。⑩数据远传，可将有关信息及画面传至中调和地调，并能与调度端实现时钟同步。⑪数据修改，可通过功能键盘对各测点数据、报警定值、表格、画面进行修改。

#### 5. 500kV 变电所 E

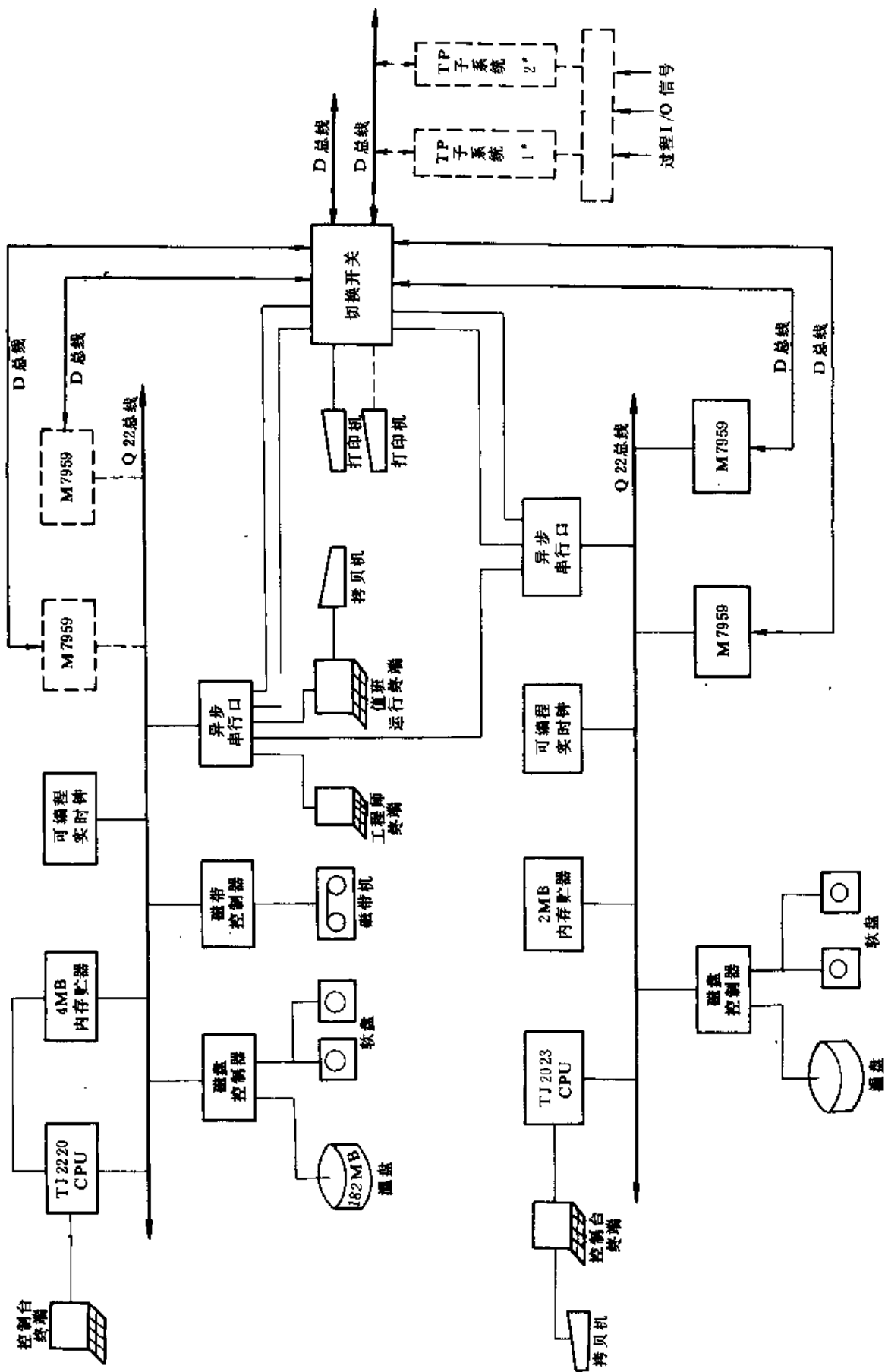


图 2-12 500kV 变电所 C 监控系统框图

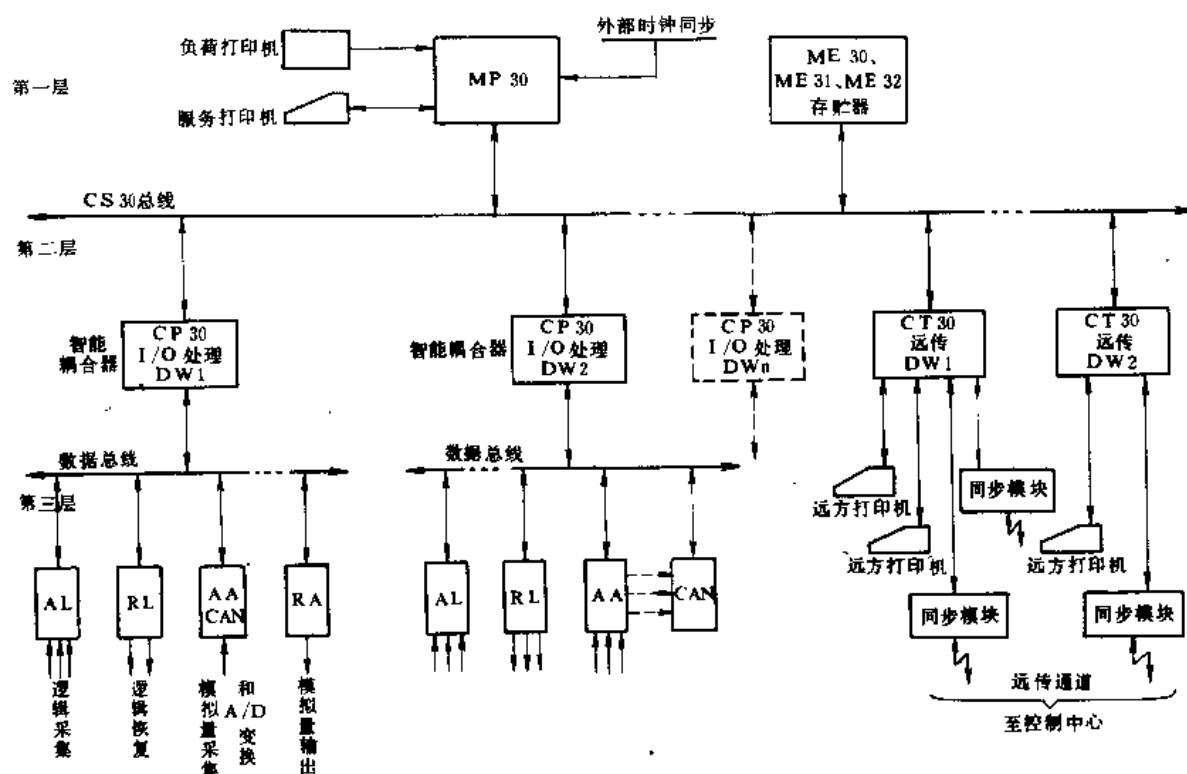


图 2-13 500kV 变电所 D 计算机监控系统框图

500kV 变电所 E 监控系统框图如图 2-14 所示。该监控系统由南京自动化研究院生产。2 套主机为 INTEL80486 型，内存硬盘 200MB，软盘 1.44+1.2MB。图形工作站二套，每套包括 INTEL 80486 型主机 1 台，高密度彩色 CRT1 台，功能键盘和跟踪球 1 套。采用光纤以太网。前置机分 4 个采集终端分设在 500kV、220kV 开关场的继电保护室和主控制室内。每个终端包括各种 I/D 接口，当地控制键盘、显示器、光端机等。

该监控系统的主要功能有：①数据采集、处理。②运行监视，包括常规监视、越限报警。③事故追忆。④事件顺序记录。⑤电度量累计。⑥信息远传。⑦制表、打印、显示。⑧人-机联系修改各种文件数据。⑨对断路器和隔离开关的控制、安全操作闭锁。⑩操作、检修及事故处理指导。⑪技术管理。⑫与微机保护及其他装置通信。⑬历史数据存储。⑭自诊断、自恢复。

#### 6. 330kV 变电所 A

330kV 变电所 A 监控系统框图如图 2-15 所示。该监控系统由南京自动化研究院生产。主机为单机 INTEL302I 型工业机，存储器容量为硬盘 100MB，软盘 1.44+1.2MB。51cm (20in) 高密度彩色 CRT。LQ—1600K 型打印机 2 台。功能键盘、跟踪球 1 套。前置机容量开入 672 点，模拟量 160 点，脉冲量 96 点，温度量 16 点，开关量输出 40 点。主要功能有数据采集、处理，运行监视、制表、打印、显示，事件顺序记录，信息远传、控制等。

#### 7. 220kV 变电所 A

220kV 变电所 A 监控系统框图如图 2-16 所示。该监控系统由南京自动化研究院生产。

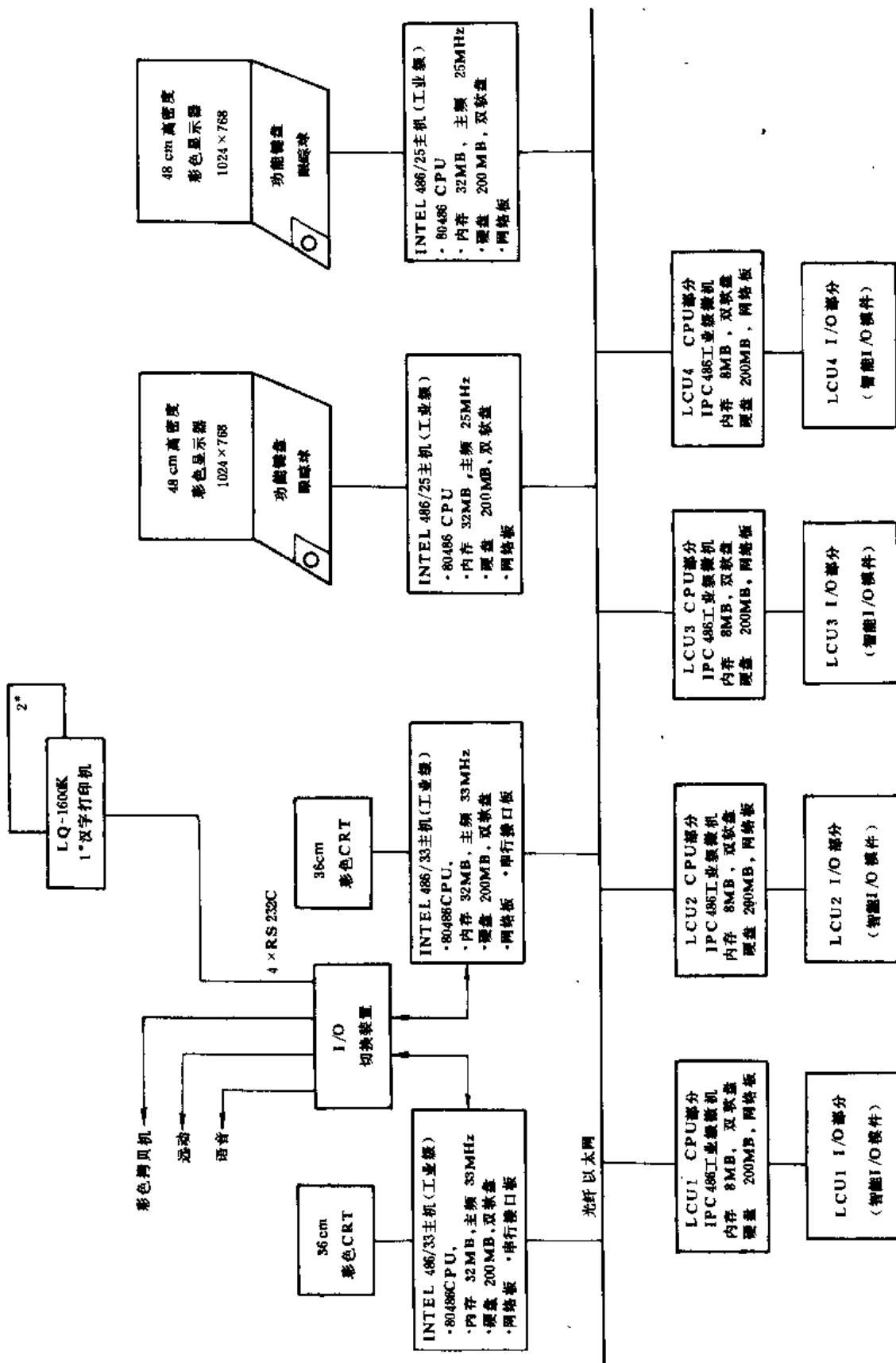


图 2-14 500kV 变电所 E 监控系统框图

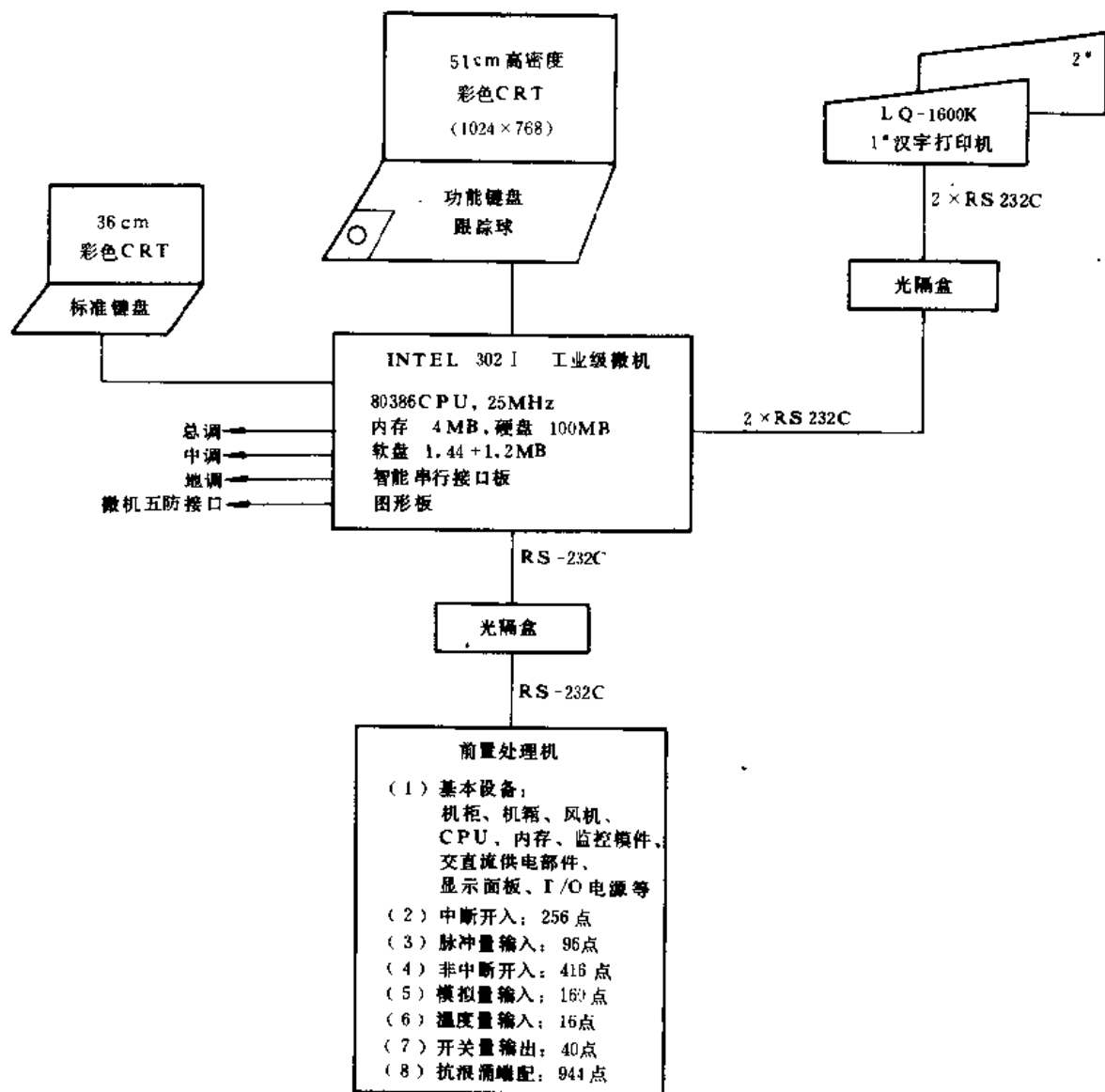


图 2-15 330kV 变电所 A 监控系统框图

主机采用 INTEL 302I 型双机监控系统，存储器容量为硬盘 100MB，软盘 1.44+1.2MB。2 台 SUN386D×33 型图形工作站，包括高密度彩色显示器，功能键盘，跟踪球等，外设还有 LQ—1600K 型硬拷贝机，FX—80 型英文打字机，35.56cm (14in) 彩色调试终端等。信息传输采用以太网。2 台前置处理机，其中包括 86/05 型 CPU 各种 I/D 接口。

该监控系统主要功能有：①数据采集。②安全监视。③画面显示。④事件顺序记录。⑤事故后追忆记录。⑥自诊断功能。⑦控制和操作闭锁。⑧信息远传。



## 第三章 变电所的信号装置

### 第一节 概 述

变电所的信号装置,供值班人员经常监视所内各种电气设备和系统的运行状态,按信号的性质可分为以下几种。

- (1) 事故信号——表示发生事故,断路器事故跳闸的信号;
- (2) 预告信号——表示一次或二次设备偏离正常运行状态的信号;
- (3) 位置信号——表示断路器、隔离开关、变压器的调压开关等开关设备触头位置的信号;
- (4) 继电保护和自动装置的动作信号。

按信号的表示方式,又可分为光信号和声音信号。光信号又分为平光信号和闪光信号以及不同颜色不同闪光频率的光信号。声音信号又分为不同音调或语言的声音信号。

在有人值班的变电所,正常操作和事故处理,由变电所的值班人员与控制、信号设备的有机配合来实现。其中信号装置的作用是把电气设备和电力系统的运行状况变换成人的感官能接受的声光信号。人接收到这些信号后,经过大脑的分析判断作出操作的决策,由人手去执行。在这一人-机系统中,信号装置就是信息的变换器,它将人感官不能直接接收的信息,变换成人的感官能接收的信息形式。所以,信号装置对维持变电所正常运行的人-机系统工作的可靠性影响甚大,故对变电所的信号装置提出以下要求。

#### 1. 信号装置的动作要准确可靠

信号装置作为一种信息变换器,它的输入信息是电气设备和电力系统的各种运行状态,输出是供人感官接收的声光信号。这种变换是按人事先约定的对应关系进行的。例如,表示断路器正常合闸用红色信号灯点亮;事故跳闸的音响是蜂鸣器声而光信号是绿色信号灯闪光;直流系统接地故障响铃,并有光字牌指示等等。信号装置的这种变换信息的功能一定要准确可靠,既不能误变换,也不允许不变换。否则,运行人员就不能准确地掌握电气设备和系统的工况,因而也就不可能作出正确的判断和操作,甚至有可能造成严重的事故。例如,当变压器过负荷油温升高时,如果信号装置失灵而不能及时发出变压器过负荷警报信号,值班人员就不可能作出减负荷的决定和操作,结果油温继续升高,最后就可能烧毁变压器。

#### 2. 声、光信号要明显

人接收信息主要靠视觉和听觉,视觉和听觉都有一定的灵敏度的分辨能力。声、光信号必须适应人的要求,明显、清晰最有利于人的感官接收。所谓明显,就是包括以下的含义。

- (1) 不同性质的信号之间有明显的区别,例如,事故跳闸的音响是蜂鸣器声,预告信

号的音响是铃声。

(2) 信号装置的动作与没动作应有明显的区别。在几个动作的信号中,已经动作并被值班人员确认的信号与新动作而没有被确认的信号之间有明显的区别;动作以后又自动消失与没有动作的信号之间有明显的区别。

(3) 在较多的信号中,动作的信号属于哪个安装单位,应有明显的标记。这样,在出现不正常运行状态或发生事故时,通过信号装置的动作指示,值班人员就能迅速知道,在哪个回路中,在什么设备上,发生了什么性质和什么内容的故障。

### 3. 信号装置的反应速度要快

当电气设备或系统发生事故或出现不正常运行状态时,值班人员必须尽快知道,并尽快作出处理事故的反应,减少经济损失,这就要求信号装置有较高的反应速度,否则有可能延误事故的处理,而使事故扩大。在过去的信号系统设计时,有时为了突出重要信号,减轻人的精神负担,把某些次要的,有可能间断动作的信号人为的加延时,例如,直流系统和小电流接地系统的接地信号,就作延时信号处理。应当看到这种作法是在信号系统不够完善的情况下,为了突出重要信号,而作出的某些牺牲。实际上,在信号中加延时的作法,已经在运行中暴露出了一些缺点。例如,当小电流接地系统的对地绝缘下降时,在绝缘薄弱处开始出现间歇的放电现象。如在接地信号中加延时,这种放电现象就很可能不被及时发现,在另一相发生接地时就要造成两相接地短路事故。如果接地信号是瞬时发出的,及时查出绝缘下降处,及时处理,这种两相接地短路故障就能避免。

电力系统设备的瞬时过负荷是不应发信号的,应加延时,但这是属于过负荷保护内的延时,与信号装置内的延时不同。

在 500kV 变电所中,信号装置除了满足以上要求外,还有以下两个特点,在设计信号系统时应引起注意。

(1) 由于 500kV 变电所规模大,设备多,保护和自动装置复杂等原因,致使 500kV 变电所的信号数量多。统计表明,一般 220kV 变电所要发出警报的信号总数不超过 300 个,而 500kV 变电所一般在 500 个以上。由于信号设备数量增多,在控制屏(台)上占的面积增大,不仅增加了监视面,而且使信号设备(光字牌、信号灯、位置指示器等)按安装单位对应布置也出现了困难。信号总数的增加,也增加了同时出现的信号数量,因而加重了值班人员的精神负担,如第二章所述,值班人员负担加重的结果可能降低人-机系统工作的可靠性。所以,在 500kV 变电所信号系统设计时,特别要注意采取必要措施,减轻值班人员的负担。

(2) 一般 500kV 变电所都装有微处理机构成的自动监控系统。正常情况下,中央信号装置的绝大部分功能已被自动监控系统所代替。在这种情况下,常规信号系统应适当简化。

## 第二节 事故信号和预告信号装置

### 一、事故信号装置的功能

事故信号是变电所内发生事故时断路器跳闸的信号。断路器的事故跳闸可能由以下原

因引起。

- (1) 线路或电气设备发生事故，由继电保护装置动作跳闸；
- (2) 继电保护或自动装置误动作跳闸；
- (3) 控制回路故障误跳闸。

无论由那种原因引起的事故跳闸，值班人员都应立即知道，并应迅速采取措施处理事故，所以，事故信号装置应具有以下功能。

- (1) 发生事故时应无延时地发出音响信号，同时有相应的灯光信号指出发生事故的对象；
- (2) 事故时应立即起动远动装置，发出遥信；
- (3) 能手动或自动地复归音响信号，能手动试验声光信号，但在试验时不发遥信；
- (4) 事故时应有光信号或其他形式的信号（如机械掉牌），指明继电保护和自动装置的动作情况；
- (5) 能自动记录发生事故的时间；
- (6) 能重复动作，当一台断路器事故跳闸后，在值班人员来不及确认事故之前又发生了新的事故跳闸时，事故信号装置还能发出音响和灯光信号；
- (7) 当需要时，应能起动计算机监控系统。

## 二、预告信号装置的功能

预告信号是变电所中电气设备发生不正常运行状态的信号，在 220~500kV 变电所中，预告信号包括以下内容。

- (1) 各种电气设备的过负荷；
- (2) 各种带油设备的油温升高超过极限；
- (3) 交流小电流接地系统的接地故障；
- (4) 各种电压等级的直流系统接地；
- (5) 各种液压或气压机构的压力异常，弹簧机构的弹簧未拉紧；
- (6) 用 SF<sub>6</sub> 气体绝缘设备的 SF<sub>6</sub> 气体密度或压力异常；
- (7) 三相式断路器的三相位置不一致；
- (8) 有载调压变压器三相分接头位置不一致；
- (9) 各种继电保护和自动装置的交、直流电源断线；
- (10) 断路器的控制回路断线；
- (11) 电流互感器和电压互感器的二次回路断线；
- (12) 继电保护和自动装置中的信号继电器动作未复归；
- (13) 动作于信号的继电保护和自动装置的动作；
- (14) 其他一些值班人员需要了解的运行状态，如压缩空气系统的电动机起动，液压机构的打压电动机起动等根据情况也可以发出预告信号。

当变电所中的电气设备出现不正常运行状态时，值班人员通过预告信号装置应立即知道，并及时记录和处理，防止事故发生。因此，对预告信号装置提出以下要求。

- (1) 预告信号出现时，应能发出与事故信号有区别的音响信号，同时有灯光信号指出

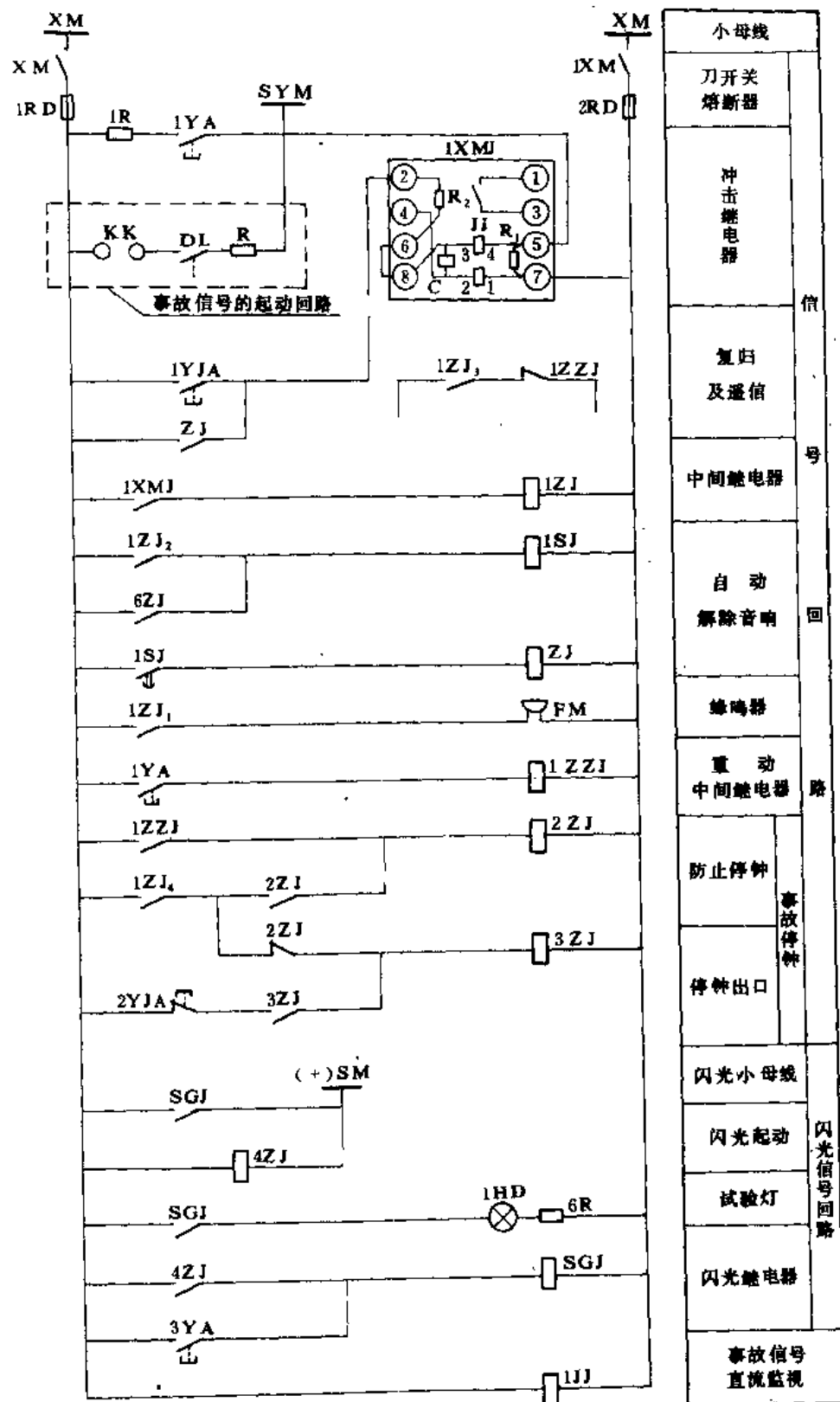
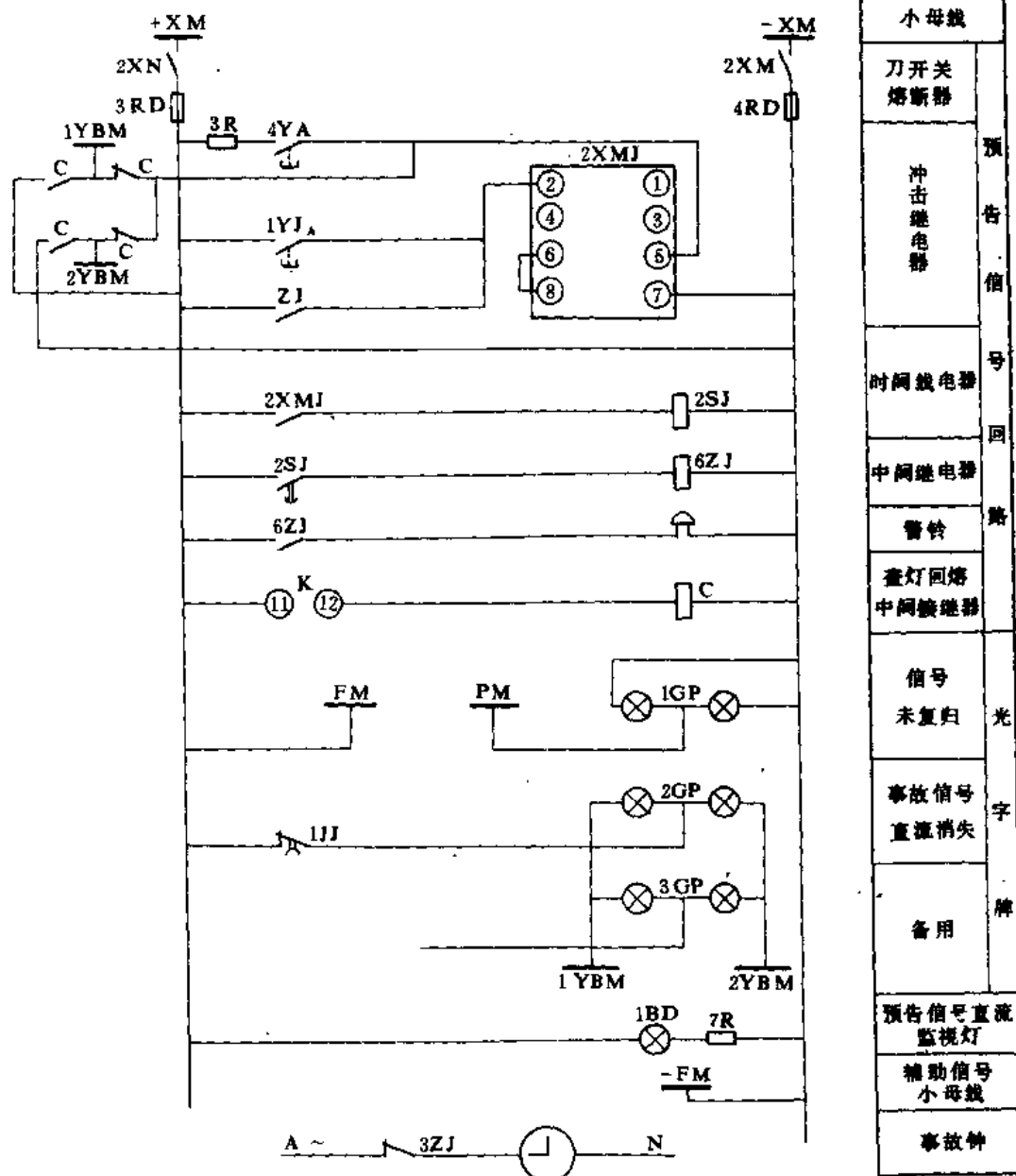


图 3-1 集中式信号



系统典型接线图

预告信号的内容：

(2) 能手动或自动地复归音响信号，在预告信号消除前，应能保留相应的灯光信号；

(3) 能重复动作，即在一个预告信号没消除前，再出现新的预告信号时，仍能发出音响和灯光信号；

(4) 能手动试验音响和灯光信号。

### 三、事故信号和预告信号装置的接线

用于 220~500kV 变电所的事故和预告信号系统大致可以分成两类，即集中式信号系统和模块式信号系统。

(1) 集中式信号系统，就是目前在变电所中大量采用的，以冲击继电器为核心的信号系统。集中式信号系统典型接线如图 3-1 所示。

其主要特点是：灯光信号由发生信号的各回路自己产生；音响信号是通过冲击继电器集中发出。信号系统的重复动作是靠冲击继电器来实现的。全所设有公用的音响信号起动小母线，每个需要发出音响信号的回路都接到公用的音响信号起动小母线上，再由小母线接到公用的冲击继电器的起动回路。只要有信号回路接通，冲击继电器的起动回路就有一个电流跃变，每有一次跃变，冲击继电器就能动作一次，并且发出一次音响信号，集中式信号系统就是靠这种原理来实现重复动作的。

(2) 模块式的信号系统，就是整个信号系统是由若干个信号模块构成的。信号模块的构成原理又有若干种，有的信号模块是由微型电磁式继电器构成，有的由晶体管电路构成，有的由集成电路构成，也有的由微处理机构成。这几种模块式信号系统在我国电力系统中都曾用过。有的为进口设备，有的为国产设备。图 3-5 为一种模块式信号系统接线。

模块式信号系统主要有以下特点。

1) 每个要发出的信号都要先接到一个信号模块的输入回路，整个变电所有多少信号就需要多少信号模块；

2) 音响和闪光元件是公用的，也是模块式结构；

3) 信号模块可以集中布置，也可以分散布置在各控制屏上。

无论哪种原理构成的模块式信号系统，每个信号模块一般都具有以下功能。

1) 记忆功能，即是将输入的信号记录下来；

2) 显示功能，通过灯光显示（闪光或平光）；

3) 起动音响；

4) 扩展信息，即每一信号模块可输出 1~2 个空触点，为远动或监控装置提供信息。

以下详细叙述这两类信号系统的工作原理。

#### 1. 集中式信号系统（典型接线见图 3-1）

事故音响的起动回路接在信号正电源和事故音响小母线 SYM 之间。起动回路在控制开关与断路器的实际位置不对应时接通（以下简称为不对应回路）。当断路器事故跳闸时，不对应回路接通，通过事故音响小母线 SYM 接通冲击继电器 1XMJ 的动作回路。1XMJ 动作后使中间继电器 1ZJ 动作。1ZJ 的第一对常开触点接通蜂鸣器，发出事故音响；第二对常开触点起动，解除音响回路；第三对常开触点起动远动装置，发出遥信；第四对常开触点

起动事故停钟回路，记录下事故发生的时间。在试验事故信号时，中间继电器 2ZJ 动作断事故停钟回路。图 3-1 中 1YJA 为音响手动复归按钮，2YJA 为解除停钟按钮。

预告信号接线与事故信号接线基本相同。预告信号的起动回路是由信号触点和信号灯构成的。当信号触点闭合时信号灯点亮，并通过辅助信号小母线 YBM 使冲击信号继电器动作，发出预告音响信号。

整个信号回路接线中还包括闪光回路、预告信号的延时回路、信号灯的试验回路等。

集中式信号系统的核心是冲击继电器，在工程中可供选用的有三种：①由微分变压器构成的冲击继电器；②由电容器充、放电原理构成的冲击继电器；③由半导体元件构成的冲击继电器。

ZC-23 型冲击继电器就是由微分变压器构成的，其内部接线如图 3-2 所示。继电器的端子 8、16 之间是微分变压器 T 的一次绕组。T 的二次侧接有灵敏的极化继电器 GHJ。当微分变压器 T 的一次绕组回路有电流变化时，二次侧便感应出电势，使极化继电器 GHJ 动作，GHJ 又使重动继电器 ZJ 动作，后者在信号系统中起动音响回路。冲击继电器的动作情况与微分变压器 T 中一次绕组中的电流变化方向有关，只有电流从正极性端子流入时继电器才动作。两台冲击继电器反极性串联能实现信号回路的自动复归。

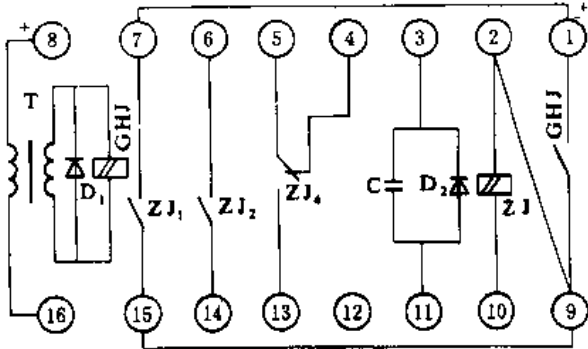


图 3-2 ZC-23 型冲击继电器的内部接线

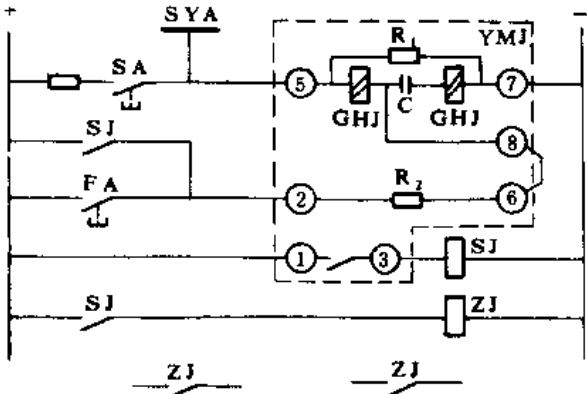


图 3-3 JC-2 型冲击继电器内部接线图

JC-2 型冲击继电器是按电容器充、放电原理构成的，内部接线如图 3-3 所示。继电器的端子 5、7 串联接入信号起动回路。当起动回路接通时，起动电流在电阻  $R_1$  两端产生一个电压增量，该电压通过极化继电器的绕组使电容器充电，极化继电器动作，后者的触点在信号系统中起动音响。当端子 2 接通正电源时，极化继电器的一个绕组中流过反向电流，使极化继电器复归。

BC-4 型冲击继电器是由半导体元件构成的，内部接线如图 3-4 所示。继电器端子 8、16 串入信号起动回路。当起动回路接通时起动电流流过电阻  $R_0$ ，并产生电压降，该电压经电感 L 向电容  $C_1$  和  $C_2$  充电。 $C_1$  和  $C_2$  的充电回路参数不同，充电速度也不同。电容  $C_1$  充电快， $C_2$  充电慢。在  $C_2$  充电过程中电阻  $R_2$  两端产生电压差，当起动回路电流增加到一定值时， $R_2$  两端电压使三极管  $T_1$  导通，出口继电器 J 动作，基触点起动音响回路，发出音响信号。出口继电器 J 的另一触点闭合并通过导通的三极管  $T_2$  使出口继电器 J 自保持。当电容

$C_2$  充电结束, 电阻  $R_2$  两端电压消失, 三极管  $T_1$  截止。如通过复归按钮, 使复归继电器  $ZJ_2$  励磁, 则  $ZJ_2$  的常闭触点打开使  $J$  断开返回。整个回路恢复到原始状态, 准备下次动作。

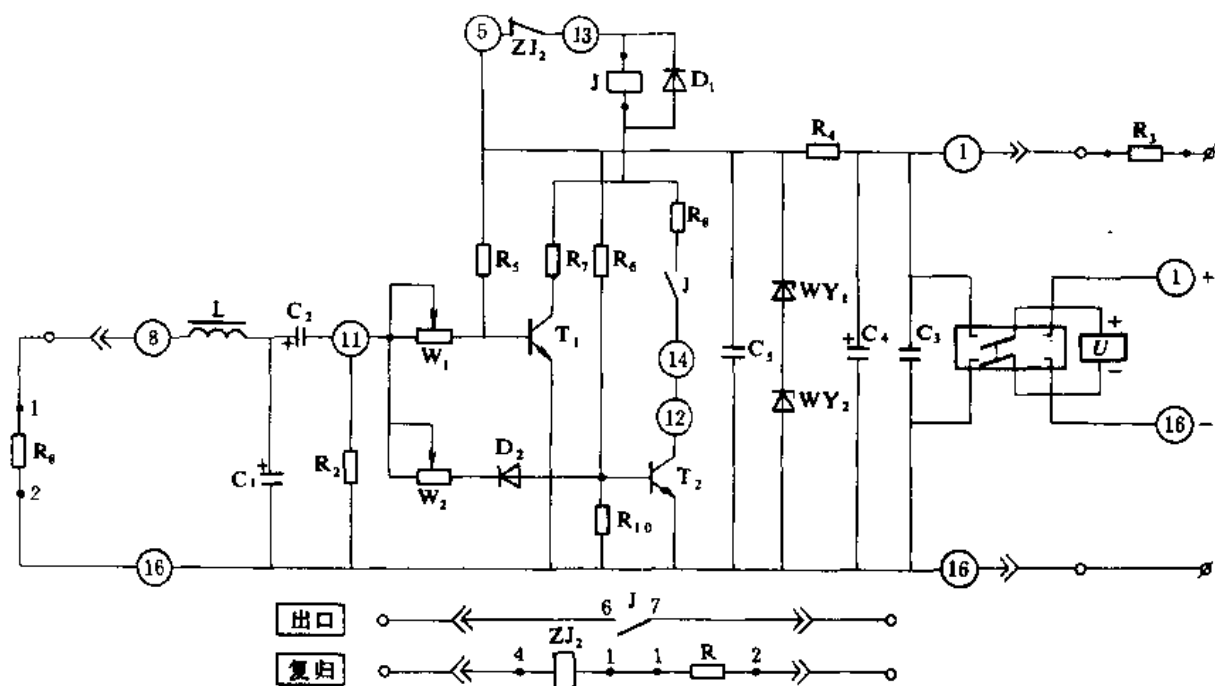


图 3-4 BC-4 型冲击继电器内部接线图

## 2. 模块式信号系统

模块式信号系统在我国变电所中采用的较晚, 70 年代末期才开始从国外引进使用。目前国内制造厂也能生产模块式信号系统, 并已在变电所中取得了成功的运行经验。

图 3-5 为由集成电路构成的模块式信号系统原理图。动作过程如下: 当信号原始触点闭合后, 或门 1、与门 1 便有正电位输入。或门 1 有正电位输入时立即有电位输出, 并去起动延时元件。经 3~30s (可调) 的延时后, 延时元件便有输出, 此电位被送到三处, 即: 单稳元件、与门 1、与门 3。此时与门 1 因两个输入端均有信号, 因而有输出。此输出分成两路, 一路去起动自动监控系统 (事件记录器), 另一路去起动成组信号, 发出遥信。单稳元件收到信号后立即翻转, 其输出信号也分成两路, 一路输入到双稳元件, 另一路去起动公用的音响回路, 发出音响信号。双稳元件翻转后将其输出信号加到与门 2, 并经反向后加到与门 3。与门 2 的另一输入端接入闪光电源, 此时与门 2 两输入端均有信号输入, 因而便有间断信号输出, 经或门 2 使信号灯闪光。与门 3 因只有一个正电位输入, 故没有输出。

当按下音响复归按钮时, 音响起动的双稳元件被复归, 音响停止。当按下两个信号模块共用的复归按钮时, 信号模块内的双稳元件被复归而停止输出, 致使与门 2 只剩一个输入而停止输出。此时与门 3 因有两个输入而有输出, 此输出至或门 2, 并使信号灯发平光。

当模块外的信号触点断开时, 与门 1 的输出停止, 撤消了到自动监控系统的信号, 同时与门 3 停止输出, 信号灯熄灭, 信号模块复归到原始状态。

每 16 个信号模块有一个公用的试验按钮。当按下试验按钮时, 信号模块的与门 1 因只

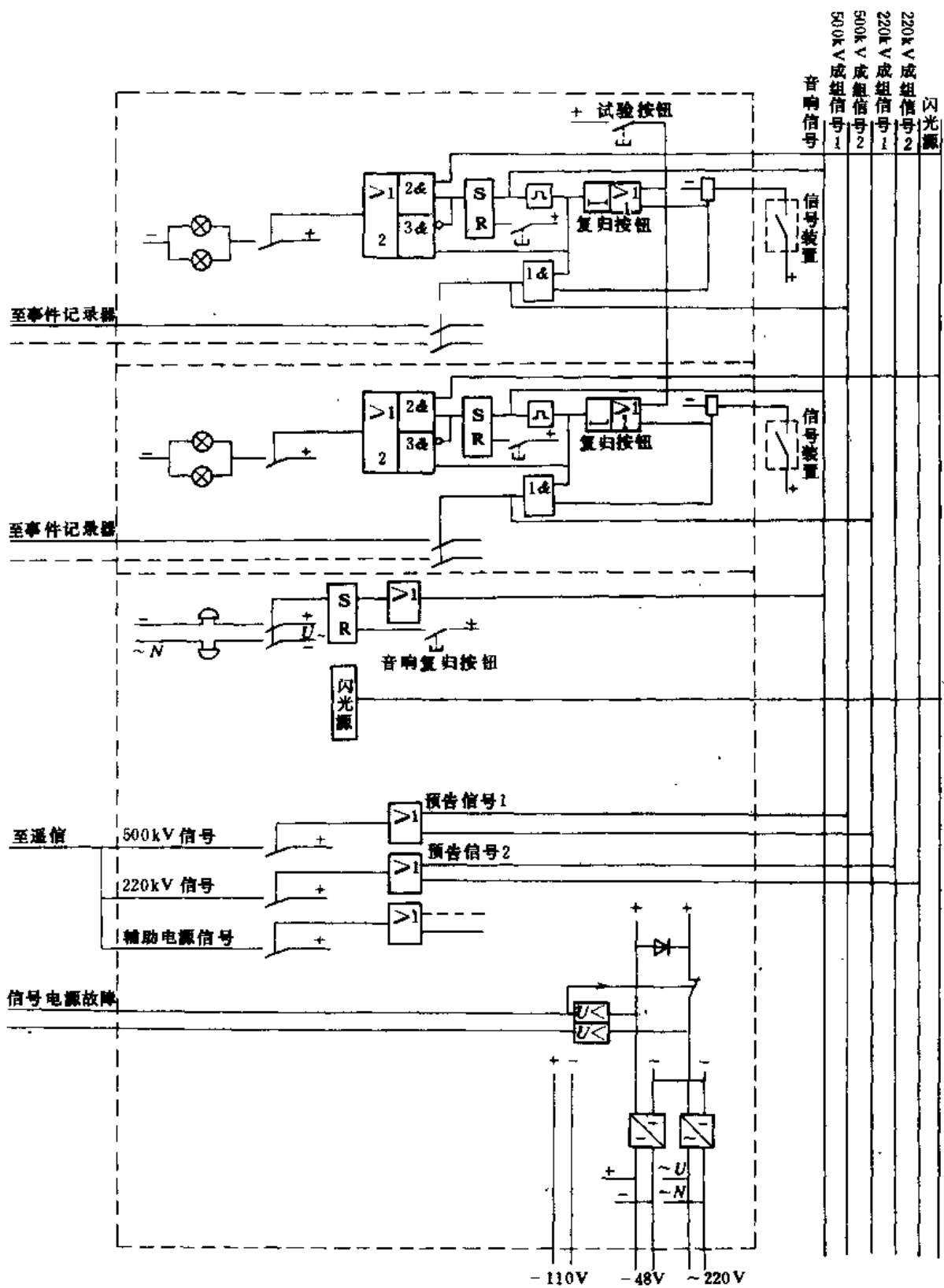


图 3-5 由集成电路构成的模块式信号系统原理图

有一个输入而没有输出，因而不能起动自动监控系统和发出遥信。其他各逻辑环节的动作情况与有信号输入时一样，即警铃响，信号灯闪光。试验按钮断开，各环节又恢复到原始状态。

事故信号与预告信号模块的结构相同，但事故信号模块的信号灯为红色，延时环节的整定时间极短；预告信号模块的信号灯为桔黄色，整定时间稍长。

信号模块采用标准的结构，每 16 个信号模块装在一个盒内，模块盒可镶在屏上。信号模块采用插入式结构，内部还有短路保护。

模块式信号系统具有以下优点。

(1) 整个信号系统是由若干个相同的模块堆起来的，可以任意扩充，没有重复动作次数的限制。

(2) 各个信号之间互相独立，在动作时互不影响，不会出现“抹信号”的问题。

(3) 信号模块具有扩展信息功能，便于自动监控系统的信息采集。

与集中式信号系统相比，模块式信号系统造价较高。一个中等规模的 500kV 变电所，需要的信号模块数约为 500~1000 个，这就要求单个信号模块的可靠性高，损坏率低。否则会增加运行维护的工作量。

### 第三节 位置信号和动作信号

#### 一、断路器的位置信号

在实际运行的变电所中采用的断路器位置信号有单灯制、双灯制和六灯制三种。

单灯制的位置信号，断路器的位置实际上是由控制开关的位置来表示的。当断路器的位置与控制开关表示的位置一致时，信号灯点亮；不一致时信号灯闪光。控制回路断线时信号灯熄灭。信号灯一般是装在控制开关的把手内。

双灯制的位置信号，红灯表示合闸位置，绿灯表示跳闸位置；绿灯闪光表示事故跳闸，红灯闪光表示自动合闸；红绿灯同时熄灭表示控制回路断线。

六灯制的位置信号就是对单相操作的断路器，每相分别用一对红绿灯表示跳合闸位置。

单灯制的位置信号，灯在控制屏（台）上不占位置，有利于屏（台）的布置。但国产的单灯控制开关质量不好，影响了这种位置信号的采用。六灯制的位置信号，信号灯多，在控制屏（台）上的布置有困难。在断路器设有三相位置不一致信号的情况下也没有必要对控制回路分相设监视灯。所以，六灯制的位置信号在实际上应用的很少，在 500kV 变电所也不推荐采用。

220~500kV 变电所的断路器一般采用双灯制的位置信号。其接线方式有两种：

(1) 位置信号灯直接接到断路器的跳、合闸回路中（见图 1-5），信号灯除了表示断路器的位置外，还能直接监视跳、合闸回路的完好性。此种接线一般只用在强电控制的情况。220~500kV 变电所的 60kV 以下断路器，如无功率补偿装置和所用电回路的断路器多采用这种位置信号。

(2) 位置信号灯由断路器的跳、合闸位置继电器的触点来控制(见图 1-6),能间接地监视跳、合闸回路的完好性。此种接线既可用于强电控制又可用于弱电控制。变电所的 220kV 和 500kV 断路器一般都采用这种位置信号。

## 二、隔离开关及接地器的位置信号

为使值班人员及时了解变电所中各隔离开关和母线接地器的运行状态,在主控制室应设隔离开关和母线接地器的位置信号。位置信号可采用手动或自动方式。自动的位置信号指示器由隔离开关辅助触点控制。在现有产品中,可作为这种位置指示信号的有 MZ-9 型位置指示器和 LM-1 型隔离开关位置信号灯。MZ-9 型位置指示器内有 2 个线圈,分别由隔离开关的常开和常闭辅助触点控制,当常开触点闭合时指示器中的模拟牌位于垂直位置,表示隔离开关处于合闸状态;当常开触点断开,常闭触点闭合时,模拟牌为水平位置,表示隔离开关处于断开状态。这种位置指示器体积较大,在控制屏(台)上安装时占的位置大,在 500kV 变电所隔离开关较多的情况下,采用这种位置指示器会加大控制屏(台)的尺寸。此外,MZ-9 型位置指示器的工作电源为直流,在隔离开关的辅助触点绝缘不良时,容易造成直流接地,所以,在 500kV 变电所中很少采用。

LM-1 型隔离开关位置信号灯内装有 2 只 HJ-6 型白炽灯泡。信号灯的亮灭由隔离开关的辅助触点控制,利用信号灯的亮灭来表示隔离开关的合闸或断开状态。信号灯的工作电源交、直流均可。变电所采用这种隔离开关位置信号灯时多采用 48V 交流供电,减少了直流接地的机率。

由于隔离开关分布的范围广,辅助触点所处的环境条件较差,为防止隔离开关辅助触点绝缘不良而影响其他回路的安全,隔离开关的位置信号应设独立的工作电源。

各级母线接地器的位置信号与隔离开关的位置信号相同。

## 三、变压器有载调压开关的位置信号

有载调压变压器,都有与调压开关配套的位置指示器,常用的位置指示器有指针式、数码管式和位置信号灯式三种。位置指示器应与调压开关的控制按钮一起布置在变压器的控制屏或调压屏上。

对于单相有载调压变压器,还要设各相调压开关之间不同步的预告信号,防止在各相调压开关位置不一致时,一次回路中产生环流,使调压绕组过热。

## 四、继电保护和自动装置的动作信号

在发生事故时,伴随着音响和灯光信号出现的同时,还应有标明继电保护和自动装置动作的信号,用来协助值班人员分析事故和检验各种装置动作的正确性。

在 500kV 变电所中,由于继电保护和自动装置的构成原理复杂,套数多,因而动作的指示信号也多。例如,一回 500kV 线路的继电保护和自动装置的动作信号就有 40 个之多;一回 220kV 线路也有 16 个。这么多的动作信号在控制室内只设一个“掉牌未复归”信号表示,不能明确指明继电保护和自动装置的动作情况。如果将所有动作信号都送到控制屏(台)上一对一的显示也是不可能的。通常采取折衷的办法,即把动作信号分成主保护动作和后备保护动作两类,在控制屏(台)前每个安装单位设两个光字牌信号,在装有自动重合闸的线路,另设一个重合闸动作信号。这样,在事故时,值班人员在控制台前就可以知

道在哪个安装单位，是主保护还是后备保护动作。然后再到保护屏上去查看，在每块保护屏上都有详细的动作情况指示信号。

半导体保护屏和微机保护屏一般都设有装置动作总信号，在屏上的任何一个插件动作都要起动装置动作总信号，这种信号除了事故时指明装置动作之外，平时也能起到对半导体保护装置的监视作用。所以，半导体保护的装置动作总信号一般也都引到控制屏（台）前，并设单独的光字牌。

## 第四节 信号系统的其他问题

### 一、预告信号光字牌的布置

500kV 变电所预告信号多，光字牌数量大，采用以往设计上惯用的布置方式（光字牌按安装单位集中布置）产生了困难，所以，必须根据控制屏（台）的形式，寻求新的布置方式。

在采用控制台和返回信号屏分开的结构时，光字牌可以按安装单位布置在返回信号屏和控制台上，在宽 500mm、高 2200mm 的返回信号屏上布置两个安装单位时，每个安装单位可布置 10~15 个 XD-10 型光字牌。与返回信号屏配套的 JTC-9 型双翼式控制台上，每个安装单位还可布置 4~6 个 GP-2 型光字牌和一个 6 层的边光显示器，每个安装单位最多可显示 27 个光信号。一般情况下可以满足 500kV 变电所各安装单位的要求。

在采用控制和返回信号合一的控制屏时（如拼块式控制屏），光信号可按安装单位分散布置或设专用的光字牌屏集中布置。分散布置对应性好但往往会加大控制屏的监视面不利于监视。集中布置的光字牌屏可安放在控制屏的两侧。设光字牌屏后，每个安装单位所需的光字牌数量不受限制，减少了控制屏面上的设备，使之容易布置得清晰美观。在采用模块式信号系统时，信号模块可和光字牌合为一体，更有利于信号系统与自动监视系统的联系。

光字牌集中布置，对应性不强，在事故时，有可能延长判断的时间，但在有微处理机监控系统的情况下，事故时，这些光字牌信号已不再是运行人员的主要监视目标，仅仅是一种备用的设备，所以，集中布置的缺点就更不突出。

220kV 变电所多采用 PK 型控制屏或拼块式控制屏，每个安装单位的光字牌数量不多，可采用安装单位分散布置方式。一般不采用光字牌集中布置。

近年来冷光源技术发展很快。由发光二极管构成的光字牌体积小、功耗低、寿命长、外型美观，已获得了广泛地应用，并为控制屏的布置设计创新提供更为有利的条件。

### 二、信号系统的工作电压

220kV 变电所控制和信号系统一般采用一种电压，即直流 110V 或 220V。信号系统的电压也取自变电所的直流母线，在控制屏上设信号电源小母线。各安装单位的信号回路经熔断器接到信号电源小母线上。

500kV 变电所信号量多，为方便信号设备的布置往往采用小型化的信号设备，如小型光字牌、小型信号灯和位置指示器等。所以，500kV 变电所一般采用弱电的信号系统，弱

电电压采用直流 48V。

### 三、信号系统与计算机监控系统的关系

论功能，目前已开发和应用的变电所计算机监控系统功能已远远超过了现有的信号系统功能。按理，变电所装有计算机监控系统之后，中央信号系统可以取消。实际上并非如此，这是出于以下的考虑。

(1) 计算机监控系统在变电所应用的时间较短，其可靠性尚需进一步考验。当计算机监控系统故障时，信号系统还可以维持变电所的运行。信号系统实际上是作为监控系统的备用而存在。

(2) 按规程的规定 500kV 变电所装设的计算机监控系统是单主机系统。单主机系统全年不间断运行是不可能的，当计算机监控系统正常维修时退出运行，信号系统的备用作用就更为必要。

在计算机监控系统与信号系统并存的情况下，为简化接线降低投资，信号系统应尽可能简化，信号系统的接线要简化，预告信号的数量尽可能要减少，只保留对变电所安全运行起主要作用的预告信号。

需要在信号系统显示和报警的信号都要输入到计算机监控系统进行信息处理，这就出现两个系统共用信息源问题。这一问题详见第二章第七节。

## 第四章 $1\frac{1}{2}$ 断路器接线二次接线

### 设计特点

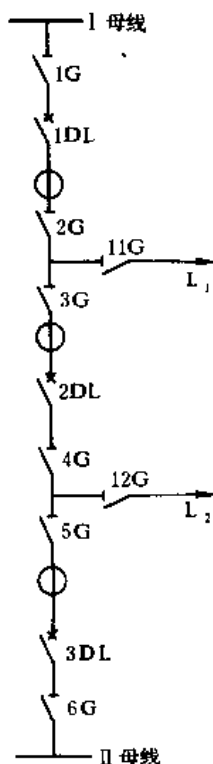


图 4-1  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的  
一般形式

500kV 和 220kV 配电装置接线,常用的有双母线分段带旁路和  $1\frac{1}{2}$  断路器接线。在一次接线方面,各有其特点,长期运行实践证明,这两种接线都能满足安全运行要求,并在发电厂和变电所中获得广泛应用。在已投入运行的 500kV 变电所,500kV 部分采用  $1\frac{1}{2}$  接线的占 86%,采用双母线接线的占 14%;220kV 部分大多数采用双母线带旁路母线接线,采用  $1\frac{1}{2}$  接线的很少(约占 8.6%)。在 220kV 变电所,220kV 配电装置主要是采用双母线或双母线带旁路接线,采用  $1\frac{1}{2}$  接线的很少。双母线带旁路接线在我国采用的时间较长,有较成熟的设计和运行经验。 $1\frac{1}{2}$  断路器接线的二次线设计与双母线接线相比,有许多不同之处。本章将讨论  $1\frac{1}{2}$  断路器接线在二次接线方面的特点。

$1\frac{1}{2}$  断路器接线的一般形式如图 4-1 所示。为了讨论问题方便,我们作如下约定:两条母线分别称为 I 母线和 II 母线;从 I 母线到 II 母线断路器的符号依次编为 1DL、2DL、3DL;从 I 母线到 II 母线隔离开关的符号,依次编为 1G、2G、3G、4G、5G、6G;两台断路器之间的引出线,或是线路或是变压器,统称为元件;有两个元件用三台断路器连接在 I、II 母线之间的,我们称为是一个完整串;如果一个元件用两台断路器连接在 I、II 母线之间的,称为不完整串;两个元件都是线路的,称为线路串;在一个完整串中一个元件是线路,另一个元件是变压器的,称为线路变压器串。

#### 第一节 安装单位的划分

在二次回路设计开始时,首先要划分安装单位,其目的是便于在回路上分组,便于设计和运行维护,减少接线错误。在通常的单母线或双母线接线时,每个元件一台断路器。一般把同一个元件的保护、控制、信号和测量回路都划在一个安装单位之内。在同一个安装单位中,保护和控制的直流电源回路共用熔断器或自动空气开关。每一安装单位还设有一

组公用的信号回路熔断器。当元件停用时，断开控制、保护、信号回路的熔断器，该安装单位的直流回路全部失电，可在控制、保护、信号回路作业，不会出现断路器的误合或误跳事故。

在  $1\frac{1}{2}$  断路器接线情况下，一个完整串中包括三台断路器和二个元件，每个元件和二台断路器相联系；中间断路器又和二元件相联系。元件和断路器之间的关系比较复杂，不是一一对应的关系。在这种情况下，合理地划分安装单位就显得更为重要。目前较为常用的划分方法是每一个完整串共划分为五个安装单位，即：三台断路器各为一个安装单位，每个元件为一个安装单位，如图 4-2 所示。在线路侧接有高压并联电抗器时，电抗器单独为一个安装单位。断路器安装单位包括断路器的控制回路、信号回路、有关的操作继电器和断路器回路的测量表计等。元件安装单位包括本元件的继电保护、重合闸和元件的测量表计、信号回路等。在 500kV 线路配有两套重合闸时，也可以把重合闸放到断路器安装单位，每台断路器配一套重合闸。

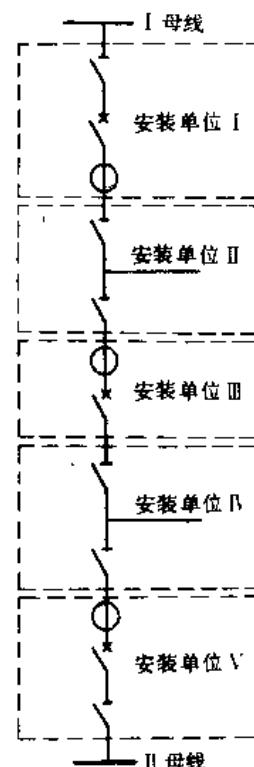


图 4-2 安装单位划分示意图

$1\frac{1}{2}$  断路器接线，二次线采用这种划分安装单位的优点是：①使比较复杂的二次回路在安装单位划分的原则下更加清晰；②各安装单位都有独立的熔断器，特别有利于直流回路隔离；③因二次接线内部之间联系密切，由于合理划分安装单位，可防止二次回路中迂回回路的产生；④可在各安装单位分别设置试验部件或连接端子，利于维护和检修试验。

## 第二节 电流互感器的配置及电流回路

### 一、电流互感器的配置

$1\frac{1}{2}$  断路器接线，电流互感器的典型配置如图 4-3、4-4 所示。图 4-3 为采用普通敞开式断路器时的电流互感器配置图，图 4-4 为采用罐式断路器时的电流互感器配置图。

采用敞开式断路器时，每串只需配置三组电流互感器。在 500kV 系统中，因线路保护及母线保护均需采用双重化配置，故靠母线侧的电流互感器需有 6 个二次绕组，而每串中间电流互感器需有 8 个二次绕组。在 220kV 系统中，母线侧电流互感器需有 4 个二次绕组，而每串中间电流互感器需有 6 个二次绕组。具有 8 个二次绕组的 500kV 电流互感器和具有 6 个二次绕组的 220kV 电流互感器，目前国内都可生产供货。为了减少中间电流互感器的二次绕组的数量，使一串中的三组电流互感器型式相同，可在中间电流互感器的测量绕组和一般保护（5P20）绕组的二次侧加变比为 1:1:1 的辅助电流互感器，以供在测量与短引线保护回路中实现和电流接线。采用辅助电流互感器，增加了回路的复杂性，也增加了

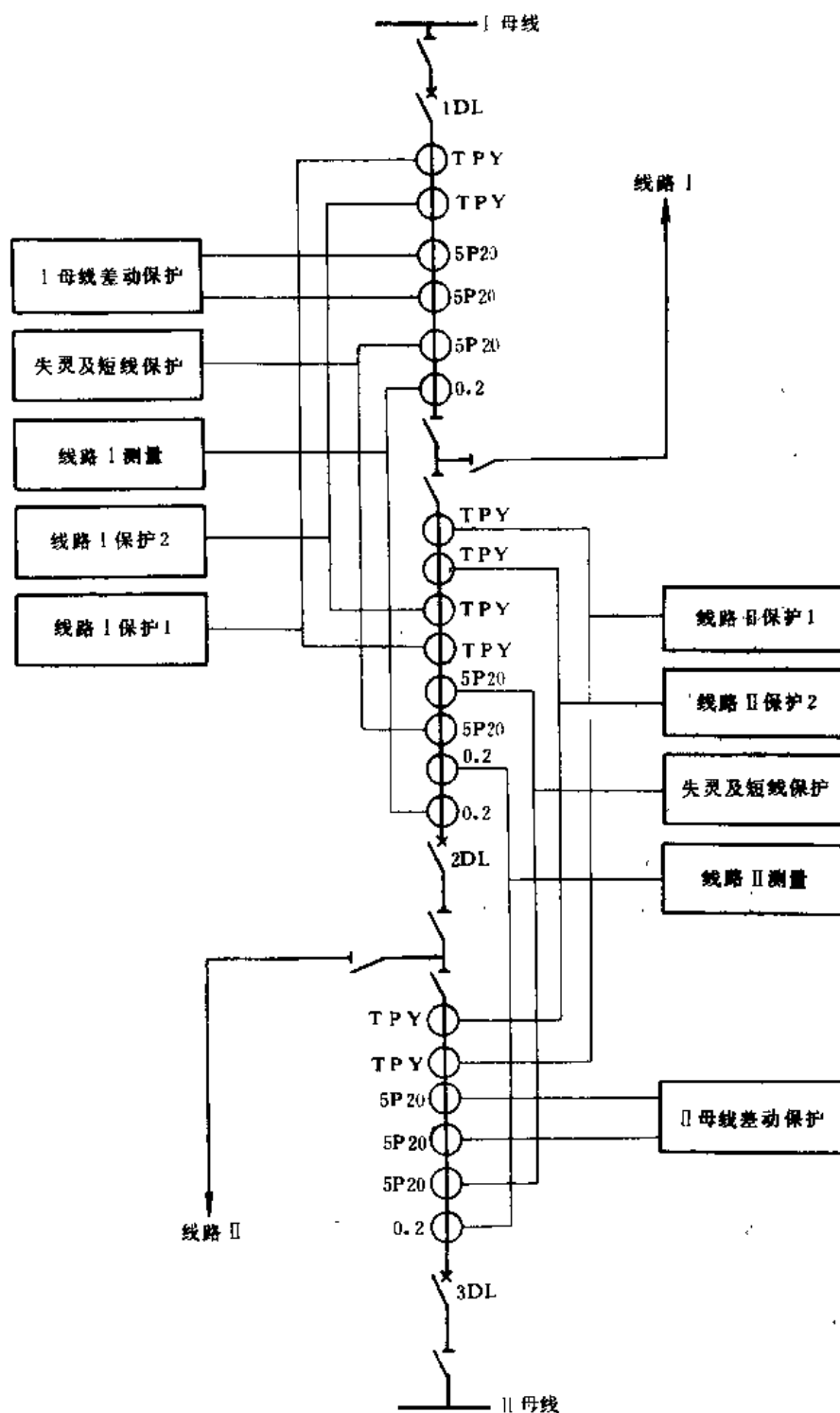


图 4-3 采用敞开式断路器时电流互感器配置图

测量回路的误差，一般不推荐采用。

在采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的初期，由于 500kV 带有 8 个二次绕组的电流互感器还没有生产，采用了每串配置 4 组电流互感器。即中间断路器的两侧各配置一组电流互感器。220~500kV 电流互感器价格昂贵，每串采用 4 组的配置方式，增加了投资，增加了配电装置的占地面积。例如，按目前的价格，每台 500kV 电流互感器为 60 万元，一般规模的 500kV 变

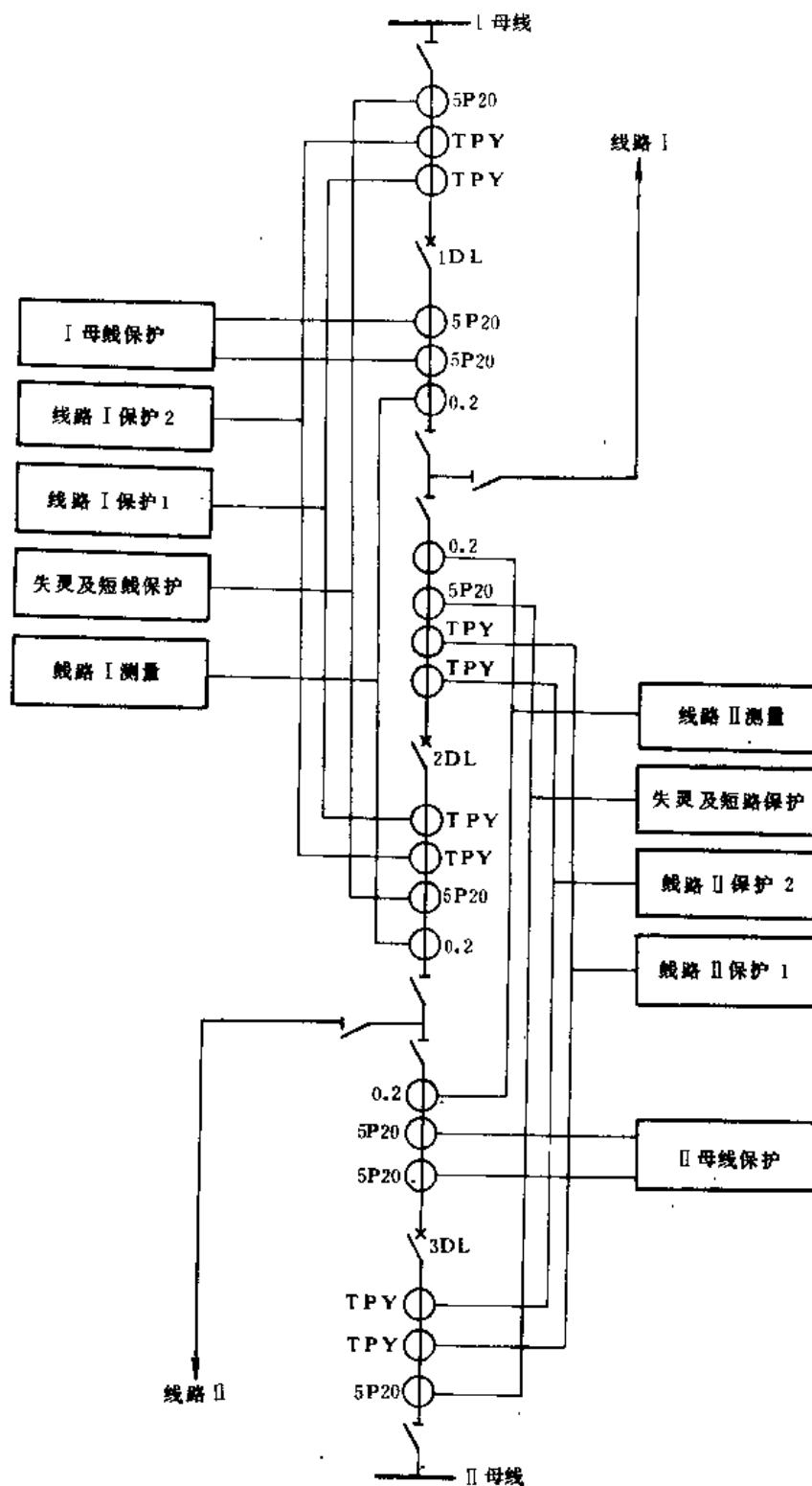


图 4-4 采用罐式断路器时电流互感器配置图

电所，500kV 配电装置为 5 串，每串按 4 组配置，需增加  $3 \times 5 = 15$  台，仅设备费就需投资 900 万元。

采用敞开式断路器，每串配置三组电流互感器，存在一个问题就是断路器和电流互感器之间的故障不能瞬时切除，这也是有人不愿采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线，不愿用配置三组电流

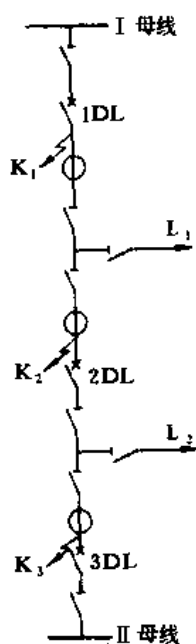


图 4-5 断路器与电流互感器之间故障示意图

互感器的理由之一。这一问题的存在可分为母线侧断路器与电流互感器之间、中间断路器与电流互感器之间两种故障情况来讨论。断路器与电流互感器之间的故障如图 4-5 所示。

当故障发生在  $K_1$  点或  $K_3$  点时，故障点处于线路保护区外，但在两侧母线差动保护的动作区内。母差保护动作跳开 1DL 或 3DL，但此时故障并没有消除。由于采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线，母差保护动作不能采用使线路高频保护停信，使线路对侧断路器瞬时跳闸。同时，由于在线路  $L_1$  的保护区外，2DL 也不能瞬时跳闸。因此， $K_1$  点或  $K_3$  点的故障要靠线路  $L_1$  和  $L_2$  对侧保护 I 段，带时限切除。后果是延长了切除故障的时间，对系统的稳定不利，因线路  $L_1$ 、 $L_2$  同时断开而扩大了事故。

当故障发生在  $K_2$  点，对于线路  $L_2$  属于内部故障，而对于线路  $L_1$  则属外部故障。当  $L_2$  保护动作瞬时跳开 2DL 和 3DL 后，故障并没有消除，需靠 2DL 的失灵保护动作断开 1DL 和线路  $L_1$  的对侧断路器，才最后切除故障。其后果与前一种情况相同。

在 220~500kV 系统发生这种故障，其后果是相当严重的。但仔细分析，发生这种故障的机率是极少的。另外，也可在设计上采用相应措施，将这种故障机率减到最小。现以  $K_1$  点故障为例加以说明。 $K_1$  点的故障有三种可能：①断路器的外绝缘闪络；②引线对地闪络；③电流互感器的外绝缘闪络。 $K_1$  点故障如图 4-6 所示。

断路器的外绝缘闪络将造成断路器故障，一定要靠断路器失灵保护动作切除，与电流互感器的位置无关。引线对地闪络相当空气间隙击穿，机率极小。最有可能产生的故障是电流互感器的外绝缘闪络，在实际运行中也曾发生过这种故障。电流互感器的外绝缘闪络，往往是

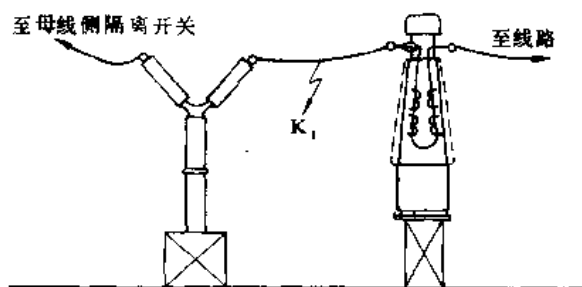


图 4-6  $K_1$  点故障详图

是电流互感器的头部对地放电。电流互感器的一次绕组对外引线，一端是带小瓷套的绝缘端，另一端是与头部等电位的非绝缘端。从电流互感器的结构不难看出，当头部对地放电时，实际上是非绝缘端对地短路。如果正确地选择电流互感器一次绕组引线绝缘端的朝向，就可以使这种对地闪络故障点位于线路保护区内。实际上只要将电流互感器的一次绕组引出线的绝缘端，始终朝着断路器布置，则头部对地闪络故障就位于线路保护区内，由线路保护瞬时动作，跳开 1DL、2DL 切除故障，既不会延迟切除故障，也不会扩大事故。

运行实践表明，全国四十几座 500kV 变电所采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线，运行时间长达 10

年，电流互感器发生闪络的故障极少。故  $1\frac{1}{2}$  断路器接线采用敞开式断路器时，每串配置三组电流互感器，在技术上是完全可行的。

在采用罐式断路器的情况下，上述问题不存在，两母线之间，全在速动保护动作范围之内，这也是采用罐式断路器的一个优点。采用罐式断路器时，母线侧断路器对于 500kV 要有 6 个套管电流互感器，220kV 要有 4 个。对于中间断路器，500kV 要有 8 个套管电流互感器，220kV 要有 6 个，目前国产的 220~500kV 罐式断路器都能满足这一要求。

## 二、电流回路接线

### 1. 测量表计电流回路接线

$1\frac{1}{2}$  断路器每个元件的测量表计配置与双母线接线相同，但元件的测量表计需接入两台电流互感器测量线圈输出的和电流回路。此外，在每台断路器回路一般也要装设三相电流表，用来监视断路器回路的电流，以及各串间电流分配情况。为了减少表计数量，利于表屏的布置，电流测量通常采用二次测量仪表，用一块电流表测量三相电流，在电流变送器的二次侧进行三相电流的切换。测量表计的电流回路接线如图 4-7 所示。

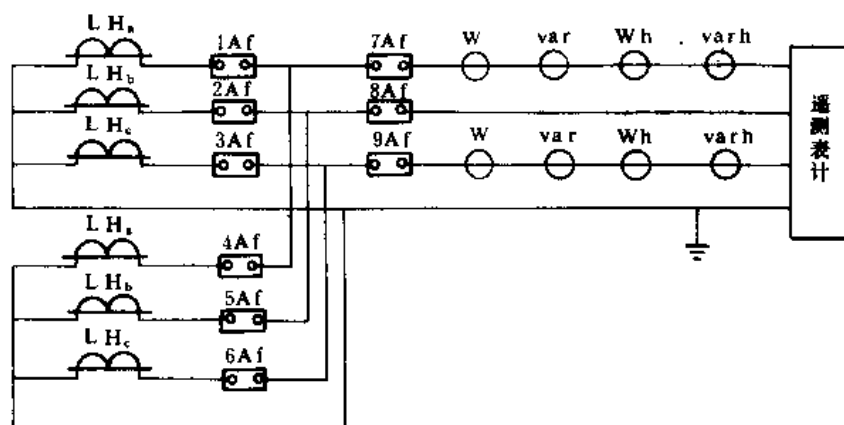


图 4-7 测量表计的电流回路接线图

### 2. 线路保护的电流回路

线路保护，要接入两组电流互感器保护用绕组输出的和电流。接线如图 4~3、4~4 所示。

### 3. 变压器保护的电流回路

500kV 变压器，一般高压侧为  $1\frac{1}{2}$  断路器接线。高压侧的后备保护（电流保护或阻抗保护），可接到和电流回路或接到变压器高压侧套管电流互感器。差动保护的高压侧电流，不能直接接和电流。 $1\frac{1}{2}$  断路器接线侧的两组断路器回路的电流要分别接入差动继电器的制动绕组。变压器差动保护的电流回路如图 4~8 所示。这种接线在变压器高压侧外部短路时，流入差动继电器制动绕组的电流大，能有效地防止外部故障时差动继电器误动作。

### 4. 失灵保护及短引线保护的电流回路

为简化接线， $1\frac{1}{2}$  断路器接线的短引线保护和失灵保护共用电流互感器，如图 4~9 所

示。

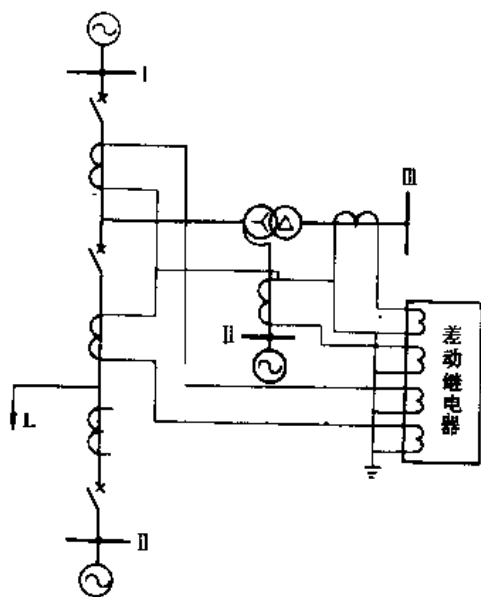


图 4-8 变压器差动保护的电流回路

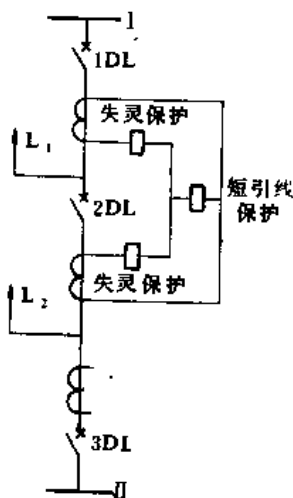


图 4-9 失灵保护及短引线保护的电流回路

### 三、和电流接线对测量和保护的影响

#### 1. 对测量回路的影响

图 4-10 所示为测量表计采用和电流接线时电流分布图。当断路器 1DL 和 2DL 均处于合闸状态时，流入表计的电流为  $\dot{I}_2 = \dot{I}'_2 + \dot{I}''_2$ ，设两台电流互感器的变比均为  $k_n$ ，误差为  $\epsilon\%$ ，根据定义  $\epsilon\% = (k_n \dot{I}_2 - \dot{I}_1) / \dot{I}_1 \times 100$ 。由此得出  $\dot{I}_2 = \dot{I}_1 (1 + \epsilon\% / 100) / k_n$ 。测量表计回路的二次电流为

$$\begin{aligned} \dot{I}_2 &= \dot{I}'_2 + \dot{I}''_2 \\ &= \dot{I}'_1 (1 + \epsilon\% / 100) / k_n + \dot{I}''_1 (1 + \epsilon\% / 100) / k_n \\ &= (\dot{I}'_1 + \dot{I}''_1) (1 + \epsilon\% / 100) / k_n \\ &= \dot{I}_1 (1 + \epsilon\% / 100) / k_n \end{aligned} \quad (4-1)$$

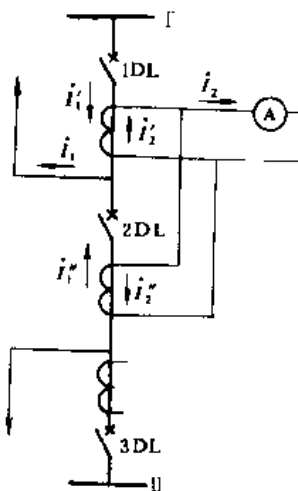


图 4-10 测量表计采用和电流接线时电流分布图

由式 (4-1) 可见，在和电流的两个分支都接入的情况下，测量回路的误差还是  $\epsilon\%$ ，并没有因采用和电流接线而增加。

当有一个分支断开时，例如 2DL 断开，此时电流互感器 2LH 的一次侧无电流，但二次侧仍并联在和回路中。这样 2LH 的励磁阻抗便成了 1LH 的负载。此时流过 2LH 励磁阻抗的电流，通常称之为汲出电流。显然，由于汲出电流的存在而增大了电流回路的测量误差。在电流互感器中，用于测量的一般都是闭合磁路的铁芯。在正常情况下铁芯不饱和，其励磁阻抗很大（约几千欧姆），因此，汲出电流很小，引起的测量误差也很小，可以忽略不计。

#### 2. 对继电保护的影响

和电流接线对继电保护的影响，是由汲出电流引起的。由于以下原因使得保护回路的

汲出电流大于测量表计回路中的汲出电流。

(1) 继电保护装置是在短路状态下工作的。在一次系统发生短路故障时, 电流互感器的一次侧往往要流过很大的短路电流。在这种情况下电流互感器的铁芯容易饱和, 而使励磁阻抗下降, 汲出电流增大, 尤其是对于闭路铁芯的电流互感器更为严重。

(2) 在 500kV 系统中为了改善电流互感器的暂态特性, 保护用的电流互感器铁芯都带有非磁性间隙, 使得电流互感器的励磁阻抗大幅度减小。例如, 铁芯不带间隙的 500kV 电流互感器 (P 级) 励磁阻抗为几千欧姆; 铁芯带小间隙的 (TPY 型) 励磁阻抗为  $1000 \sim 2000 \Omega$ ; 铁芯带大间隙的 (TPZ 型) 励磁阻抗为  $500 \sim 700 \Omega$ 。励磁阻抗下降结果引起汲出电流的增大。

汲出电流增大有可能引起继电保护的非选择性动作。如图 4-11 所示的回路, 在 2DL 断开时, 如线路侧发生短路故障, 由于在 2LH 中汲出电流的存在, 使电流互感器 1LH 的负担加大, 保护装置的测量元件不能准确测量故障电流的大小, 有可能发生拒动或非选择性动作。

在  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的失灵保护中, 为了判别断路器的拒动, 在和电流的分回路中都装有电流判别元件, 在采用图 4-11 接线的情况下, 当线路  $L_1$  发生故障, 断路器 2DL 拒动, 而 1DL 断开时, 接在断路器 1DL 回路的失灵保护电流判别元件, 有可能因 1DL 回路中电流互感器的汲出电流大于其返回电流而不返回, 引起 1 母线的失灵保护动作切除 1 母线上的所有断路器,

扩大故障。所以, 在设计  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的失灵保护, 确定电流判别元件的接线和定值时, 要考虑到汲出电流的影响。

$1\frac{1}{2}$  断路器接线的优点之一是在任意一台断路器停电检修时, 元件可不停电。为了能作到在断路器检修时, 所在回路的电流互感器及其二次回路也同时进行检查和校验, 要求在电流互感器的二次回路中采取必要的隔离措施。例如, 加电流试验部件, 装设能实现先短接后断开的切换开关等。

电流回路构成和电流的接线方式有以下两种。

(1) 在配电装置的端子箱内接成和电流, 再由端子箱引到控制室。这种方式用于每组电流互感器在接成和电流之前不接其他设备的情况。这样接线可以节省电缆, 但在保护区内故障时, 端子箱与控制室之间的电缆要通过和电流, 因而电流互感器的负担较重。在区外故障时, 两组电流互感器之间的环流回路电缆较短, 电流互感器的负担较轻。

(2) 每组电流互感器二次侧都引到控制室, 在屏上接成和电流。这种接线用电缆较多, 在区内或区外故障时, 电流互感器的负担情况与前一种接线相反。这种接线一般用在电流回路接成和电流之前还要接其他设备的情况, 此外, 因电流互感器二次侧都引到屏上, 加

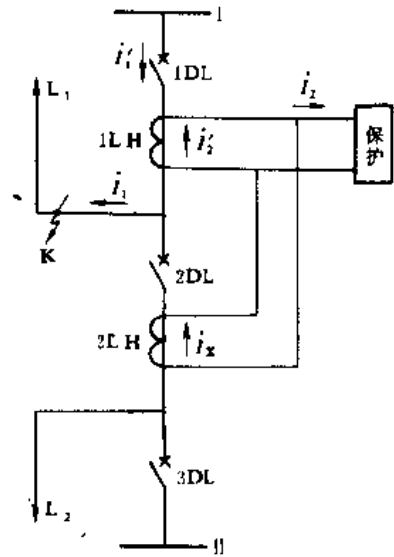


图 4-11 汲出电流对继电保护的影响

装隔离措施也比较方便。

### 第三节 电压互感器的配置及电压回路

1  $\frac{1}{2}$  断路器接线的电压互感器配置,如图 4-12 所示。电压互感器配置的一般原则如下。

(1) 每回线路配置一组电容式电压互感器,作为线路保护、测量表计、同期和通信用。

(2) 母线电压互感器的配置,

取决于母线保护和测量表计的需要。如母线保护不需要接入电压回路,为了接测量表计和同期装置,只需在母线上装设一台单相电压互感器。

(3) 在变压器回路一般只装设一台单相式电压互感器。只有在变压器保护需要三相电压时(例如,在 500kV 侧装阻抗保护时),才装设三相式电压互感器。

每个元件的测量、保护和自动装置的电压回路都接至该元件自己的电压互感器。不设公用的电压小母线,使电压回路接线大为简化。220~500kV 电压互感器具有三个二次绕组,其中一个

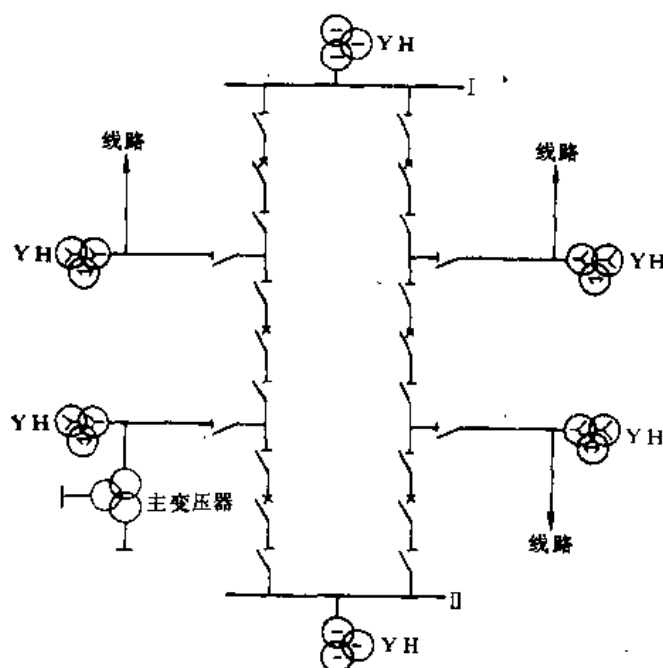


图 4-12 1  $\frac{1}{2}$  断路器接线电压互感器配置图

供测量表计和保护用;二个供保护和自动装置用。两套主保护分别接在电压互感器的二个二次绕组。

1  $\frac{1}{2}$  断路器接线中每个元件的保护电压回路一般不考虑接母线电压互感器,其主要原因如下。

(1) 如果接母线电压互感器,电压回路需经切换后才能接到保护装置。与双母线接线时电压回路切换不同,此时切换回路要串入有关的断路器和隔离开关的辅助触点,接线复杂,可靠性低。

(2) 当母线故障,母线侧断路器断开时,元件不应停电,但因母线侧断路器断开,相应的切换回路也断开,有可能使线路保护失去电压,阻抗继电器误动作。

500kV 线路都配有双重化的主保护,每套保护都有独立的电流互感器和直流电源以及跳闸回路。在双母线接线的情况下,两套主保护的电压回路也是分开的,一套接线路电压互感器,另一套接母线电压互感器。所以,电压回路的可靠性较高。当线路侧电压互感器

故障退出运行时，线路保护仍能保留一套主保护运行。在  $1\frac{1}{2}$  断路器接线时，线路电压互感器故障退出，两套主保护均失去电压而不能运行。但这种情况是极少发生的。

#### 第四节 直流及控制信号回路

在双母线接线的情况下，每个安装单位的保护和控制回路可共用直流电源熔断器。在

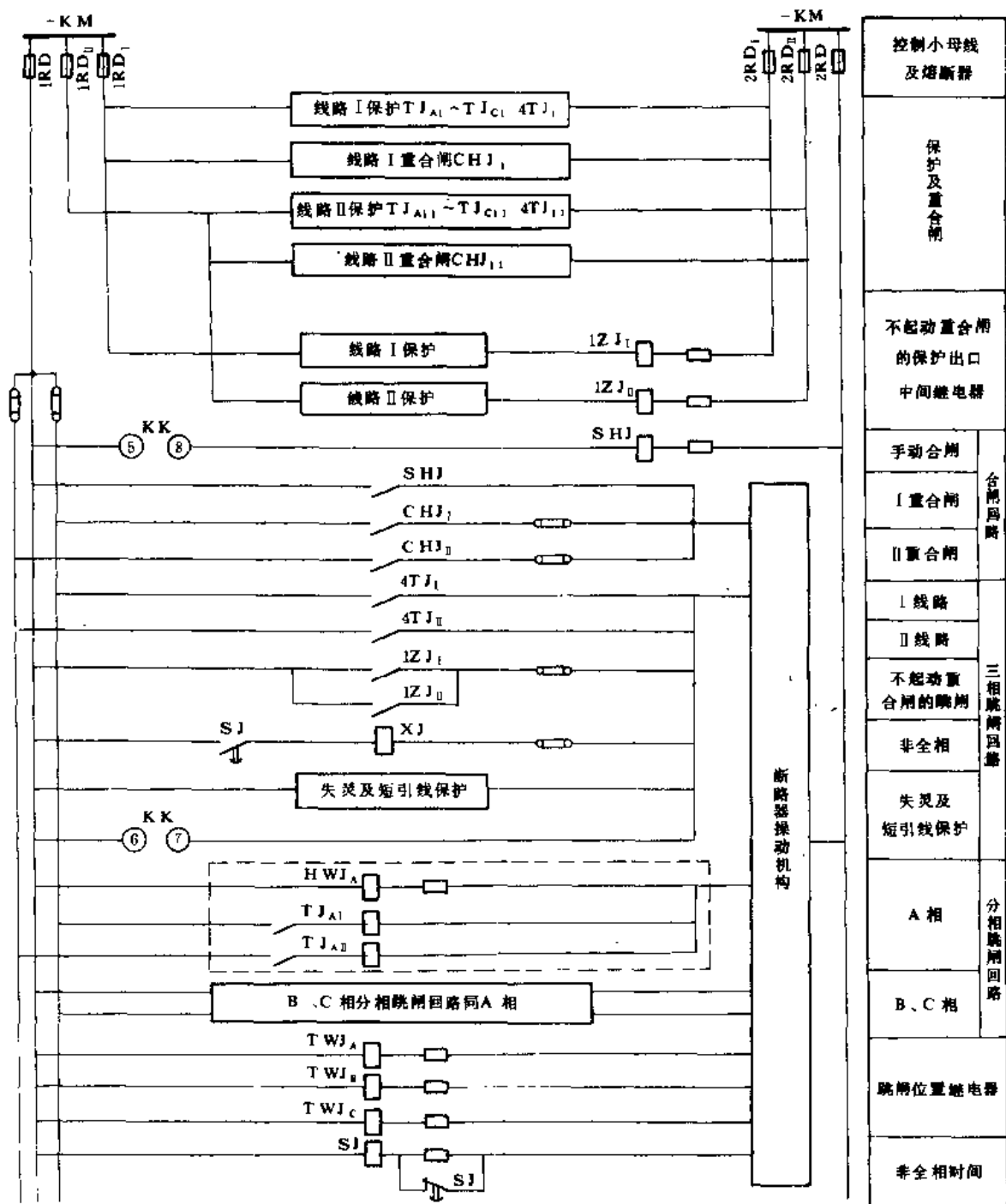


图 1-13 中间断路器控制回路原则接线图

1  $\frac{1}{2}$  断路器接线时,控制、保护和信号回路不在同一安装单位,需分别设置熔断器。此外,500kV 断路器的两个跳闸系统的直流电源和熔断器也是分开的。

1  $\frac{1}{2}$  断路器接线中,每个完整串的母线侧断路器的控制回路只与一个元件的保护和重合闸回路有联系,其控制回路的构成方式与双母线接线情况基本相同。完整串中间断路器的控制回路需与两个元件的保护和重合闸回路联系,接线较为复杂。图 4-13 为中间断路器控制回路的原则接线图。主要特点如下。

(1) 在合闸回路,两个元件的重合闸出口继电器触点,均需接到中间断路器的合闸回路。

(2) 两个元件的保护三相跳闸和单相跳闸出口,均需接到中间断路器的三相和单相跳闸回路。

(3) 中间断路器的气压和液压闭锁重合闸回路需接到两个元件的重合闸回路。

(4) 两个元件的重合闸回路均需中间断路器合闸或跳闸位置继电器的触点,所以,要求中间断路器的跳、合闸位置继电器能有多触点输出。

## 第五节 同 步 回 路

在 1  $\frac{1}{2}$  断路器接线的每一完整串中有三台断路器,连接四个可能互相分开的电源系统,即两条母线和两回线路。在每回线路和每条母线上都装有电压互感器,当任何一台断路器断开时,其触头两端的电压都有可能是非同步的。所以,一般来说,在每台断路器合闸时,都应考虑同步。另外,1  $\frac{1}{2}$  断路器接线的一次系统的运行方式较多。例如,有时某一元件(线路或变压器)停运,此时该元件回路的隔离开关也断开,该元件的电压互感器也退出运行。但停运元件所在串的断路器还可能继续保持合闸状态,这使得每台断路器两侧同步所用的电压互感器也不是固定的。所以,1  $\frac{1}{2}$  断路器接线的同步回路因可变条件多而使接线复杂。

在实际工程中,同步电压的取法常采用所谓“近区电压优先”的原则,图 4-14 所示为按“近区电压优先”构成的 1  $\frac{1}{2}$  断路器接线同步电压切换示意图。图中  $U_1$  和  $U_2$  为断路器同步合闸时需要比较的两个电压,在各断路器合闸时  $U_1$  和  $U_2$  的可能选取情况如下。

1DL 同步操作时:

$U_1$ : 取自 I 母线电压互感器 1YH;

$U_2$ : (1) 取自线路 1 的电压互感器 2YH;

(2) 当线路 1 停电,11G 断开时,自动切换到线路电压互感器 3YH;

(3) 当线路 1 和线路 2 全停电,11G 和 12G 均断开时,自动切换到 I 母线电压互感器 4YH。

2DL 同步操作时:

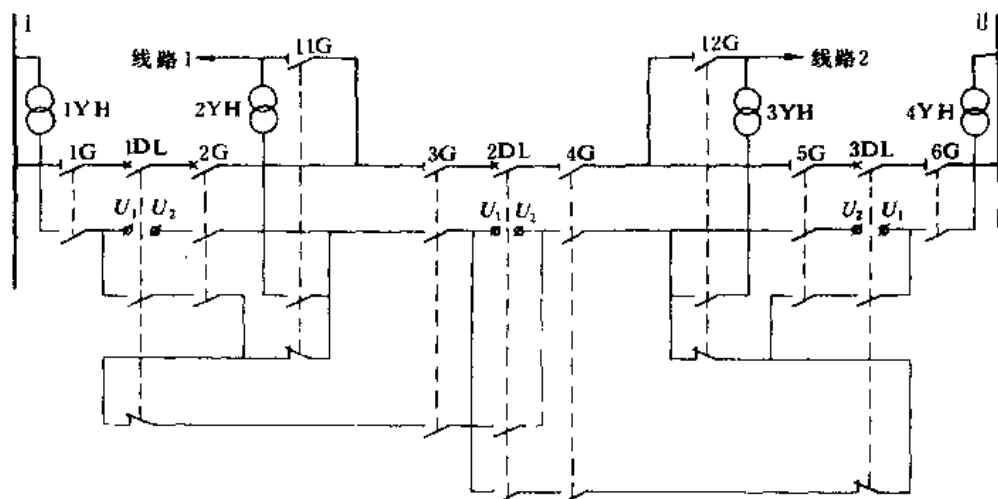


图 4-14 按“近区电压优先”构成的  $1\frac{1}{2}$  断路器接线同步电压切换示意图

$U_1$ : (1) 取自线路 1 的电压互感器 2YH;

(2) 当线路 1 停电，11G 断开时，自动切换到 I 母线电压互感器 1YH。

$U_2$ : (1) 取自线路 2 的电压互感器 3YH;

(2) 当线路 2 停电，12G 断开时，自动切换到 II 母线电压互感器 4YH。

3DL 同步操作时： $U_1$  和  $U_2$  的选取情况与 1DL 类似。

不难看出， $1\frac{1}{2}$  断路器接线的同步电压回路切换比较复杂。电压回路的切换可以用有关的隔离开关和断路器的辅助触点来实现，也可以用相应的重动继电器触点来切换，后者可以节省控制电缆。

为了简化同步回路接线，在具体工程中可根据实际情况，在各串中选出指定的断路器作为同步操作，而其他断路器不考虑同步操作。在取同步电压时，也可根据实际情况减少切换或不切换。例如，只考虑在母线侧的断路器上进行同步操作，同步电压只取母线电压和靠近母线的线路侧电压，这样同步回路就可以大为简化。

## 第六节 隔离开关的安全操作闭锁

$1\frac{1}{2}$  断路器接线与双母线带旁路接线，每一元件的隔离开关数量相同，但隔离开关的安全操作闭锁条件不同， $1\frac{1}{2}$  断路器接线要简单得多。双母线带旁路接线各隔离开关的闭锁条件见图 1-10， $1\frac{1}{2}$  断路器各隔离开关的闭锁条件见图 1-11。比较两种接线隔离开关闭锁条件，不难看出以下几点。

(1) 母线隔离开关的闭锁条件，双母线带旁路接线为 6 个； $1\frac{1}{2}$  断路器接线只有 3 个。

(2) 线路侧隔离开关，两种接线的操作闭锁条件相同。

(3) 双母线带旁路接线, 旁路隔离开关的操作闭锁条件有 3 个, 相应的  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的 21G 隔离开关 (见图 1-11) 的操作闭锁条件为 2 个。

(4) 两种接线母线隔离开关与母线接地器之间的闭锁条件相同。

另外, 双母线带旁路接线比  $1\frac{1}{2}$  断路器多出了旁路母线及其旁路隔离开关、旁路母线接地器, 母线隔离开关的数量也较多 (其闭锁条件较复杂), 这都使得双母线带旁路接线的隔离开关操作闭锁接线远比  $1\frac{1}{2}$  断路器接线复杂。

## 第七节 断路器失灵保护和远方跳闸

$1\frac{1}{2}$  断路器接线的断路器失灵保护与双母线接线的断路器失灵保护相比, 有以下特点。

(1) 为判别断路器拒动, 需在每台断路器的电流互感器回路中, 装设电流判别元件。这是因为电流判别元件如装在和电流回路, 则不能判别是哪台断路器拒动。所以,  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的断路器失灵保护的继电器数量较多。

(2) 每一元件的保护出口触点, 需和两个支路的电流判别元件连接, 而中间断路器回路的电流判别元件又需和两个元件的保护出口触点相连, 这种相互联系, 使得失灵保护的起动回路难以实现单元化。

(3) 当失灵保护的电流判别元件与接和电流保护共用电流互感器时, 为了满足暂态特性的要求, 需采用铁芯带间隙的电流互感器。如前所述, 由于考虑汲出电流的影响, 使电流判别元件的定值提高, 其灵敏度有所降低。如电流判别元件接单独的电流互感器, 有时因电流互感器数量有限, 难以实现。

(4) 在线路变压器串中, 当变压器内部故障 (见图 4-15), 断路器 2DL 拒动时, 失灵保护动作, 除了断开 1DL 外, 还需通过远方跳闸装置断开线路对侧断路器 DL。所以  $1\frac{1}{2}$  断

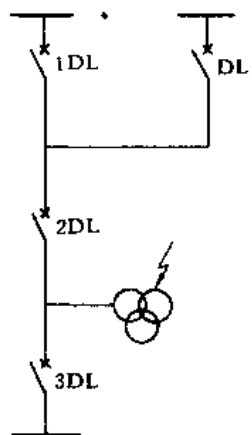


图 4-15  $1\frac{1}{2}$  断路器接线变压器  
内部故障 2DL 拒动示意图

路器接线的失灵保护, 需要有远方跳闸装置与之配合。为增加可靠性, 远方跳闸装置需要单独的高频通道。当前, 国产的远方跳闸装置运行的较少, 运行经验也不多, 这对  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的推广采用也有一定的影响。

(5)  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的一次系统运行方式变化较多, 为了适应一次系统接线方式的变化, 失灵保护的起动回路和跳闸回路需要相应的改变接线。为此, 在回路中需要设置连接片、试验部件、试验端子等, 增加了回路的复杂性。

$1\frac{1}{2}$  断路器失灵保护的构成方式有两种, 一种是

集中式，即一个配电装置的失灵保护集中在几面屏上，设专用的失灵保护屏。运行较早的220kV上古林变电所就是采用这种方式。另一种是分散式的，即每台断路器设置一套失灵保护，分别装在每台断路器的保护屏上。姚孟电厂的500kV升压站就是采用这种方式。全站共有14台500kV断路器，有14套失灵保护。500kV变电所多采用分散式的失灵保护。

## 第八节 自动重合闸

220kV和500kV线路都装有综合重合闸装置。在 $1\frac{1}{2}$ 断路器接线情况下，线路故障时，要断开两台断路器。在重合时，为了减少断路器的动作次数，缩短永久性故障的切除时间，在故障断开后，一般采用先后合闸方式进行重合闸。即，两台断路器中预先指定一台断路器作为先合断路器。重合闸时，先合断路器合闸后，如故障已经消除，经一定延时后再合另一台断路器。如果是永久性故障，先合断路器重合不成功，线路保护动作并同时向两台断路器发出跳闸命令，不再重合。如先合断路器拒动，后合断路器仍能合闸。先合断路器的动作次数多，负担重，故在运行中可根据断路器的动作次数和运行情况，两台断路器轮换作为先合断路器。

在三相重合闸时，需进行同步检定，同步断路器的选择和同步电压的接入应根据一次系统可能的运行方式确定。

在装有重合闸的220kV和500kV线路上，一般是通过线路保护去起动重合闸，并经由重合闸的选相元件及辅助操作回路实现选相跳闸。因而重合闸装置与保护及断路器的控制回路联系密切。在双母线带旁路接线的情况下，断路器停电检修时，线路由旁路断路器带。停电的断路器，保护和重合闸可以同时检查和作联动试验。在 $1\frac{1}{2}$ 断路器接线情况下，一回线路有两台断路器，当只有一套重合闸的情况下，一台断路器停电检修，重合闸不能退出运行，难以实现断路器、保护、重合闸的联动试验。

在500kV线路，主保护采用双重化配置，重合闸也按双套配置时，就有条件在每台断路器上配一套重合闸，使重合闸和断路器的控制回路相对应，简化了二次回路。在断路器停电检修时，能实现断路器和重合闸的联动试验。

## 第九节 保护及二次回路停电检修的考虑

$1\frac{1}{2}$ 断路器接线特点之一是在线路不停电时，断路器可停下来检修。为配合这一特点，在二次回路设计上也应采取相应措施，主要从以下几方面考虑。

(1) 在重合闸的配置上，宜于在每台断路器上配一套重合闸，重合闸装置和断路器的操作继电器布置在同一面屏上，实现单元化接线和布置。在断路器停电检修时，操作回路和重合闸能同时停电检查，并进行联动试验。

(2) 在主保护采用双重化配置的情况下，两套保护应分别布置在不同的屏上，并设置独立的直流电源熔断器。交流电流回路也接至不同的电流互感器二次绕组。在电流回路引

入和引出保护屏时，需经过可断开和短接的电流端子或可靠的试验部件。

(3) 在没有实现保护双重化配置的情况下，保护装置尽可能采用插件式结构，并配备成套的备用插件。配合断路器的停电检修，可在线路不停电的条件下，更换插件。

(4) 在需要断开和隔离的回路上，设置试验部件或切换开关。在电流回路切换和断开时，应能实现回路的先短路后切换或断开，在电流回路投入时要作到先接通负载，后断开短路回路，保障在任何情况下电流回路不开路。

## 第五章 变电所的同步系统

### 第一节 概 述

根据《220~500kV 变电所设计技术规程》SDJ<sub>2</sub>-88 的规定,“电力系统内需要经常解列、并列的变电所或调相机采用同步并列的变电所,应装设同步装置”,由于静止无功补偿装置的大量推广,在新建的 220~500kV 变电所已经不采用同步调相机作为无功补偿。在电力系统中,装设同步调相机的变电所越来越少。由于电力网的不断发展,电源点之间的联系越来越紧密,需要经常进行解列、并列的变电所也越少。因此,在设计新的 220~500kV 变电所时,是否要装设同步系统,应根据变电所在电力系统中的位置,电力系统的调度管理要求来确定,要慎重对待。在满足电力系统运行要求的情况下,系统的同步点尽可能不设在变电所内,而应设在发电厂。在变电所内同步,有如下的弊病。

(1) 变电所内不能进行频率和相角的调节,只能等待或通过电话通知电厂侧调节,操作复杂,同步时间长,成功率低,对电力系统安全可靠运行不利。

(2) 同步系统使变电所的二次回路接线复杂化,操作也复杂,增加了运行维护的工作。

(3) 大多数变电所装设的同步系统很少使用,经常性的维护差,真正使用时往往不好用。

在确实需要装设同步系统的变电所,同步系统应按以下原则来实现。

(1) 在 220~500kV 变电所中,同步点应装设在:①系统联络线上;②三绕组变压器的各电源侧;③220kV、500kV 母线分段、母线联络、旁路断路器;④ $1\frac{1}{2}$  断路器接线的各断路器。

(2) 为简化接线应采用单相同步系统。

(3) 变电所应采用带同步闭锁的手动同步装置或捕捉同步装置。

(4) 变电所宜采用集中同步方式,组合同步表及同步控制开关、闭锁开关等集中同步设备,这些同步设备一般装设在中央信号控制屏上或拼块式控制屏的中间位置。

### 第二节 同步系统的电压回路设计

两个非同步系统要并列在一起必须满足以下条件:①电压相等;②频率相同;③电压的相位角差不超过允许值;④三相系统的相序相同。在一次系统接线时,已经考虑了相序正确的问题。在同步系统的设计上可以不设相序检测环节。一个同步系统应包括电压、频率和相位角差的检测和断路器合闸命令的发出等部分。

同步系统设计时,首先要考虑同步时电压的取得方式,而同步电压的取得与变电所的

电气主接线、同步点的位置、电压互感器的接线、中性点接地方式等因素有关。

### 一、500kV 变电所同步电压的取得

通常 500kV 变电所有三个电压等级：500、220、35~60kV。500kV 降压变电所 35~60kV 侧接无功补偿设备，一般情况下不与所外电源相连接，没有同步问题。500kV 变电所的同步点都设在 500kV 及 220kV 侧，各同步点的同步电压取得又分以下各种情况。

#### 1. 主变压器回路

当变电所为自耦或普通三绕组变压器时，500kV 与 220kV 绕组为 YN, yn0 接线，变压器本身不产生电压相位差。因此，变压器高、中压侧一次电压间没有相位差。当通过变压器回路的断路器进行高、中压侧间的同步操作时，同步电压可取自 500kV 和 220kV 侧电压互感器剩余电压绕组（接成开口三角形）的一相（例如 A 相）作为同步电压，额定值为 100V。此电压可与线路保护零序功率方向元件的试验电压共用一个电压小母线（SYM<sub>1</sub>）。

#### 2. 500kV 线路

当 500kV 侧为双母线接线时，母线侧和线路侧的同步电压可分别取自母线电压互感器和线路侧电压互感器剩余电压绕组的 A 相电压。

当采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线时，同步电压的取得见第四章第五节。

#### 3. 220kV 线路

220kV 线路的母线侧同步电压，取自母线电压互感器。其线路侧同步电压的取得可有以下几种方式。

(1) 在 220kV 线路侧装设单相电压互感器，二次电压按同步系统的要求选取 100V 或 57V。此种方式简单可靠，但投资大。

(2) 通过结合电容器或在电流互感器末屏上接电压抽取装置，为同步系统提供电压。这种方式简单经济，节省投资。但要注意校验抽取装置的输出容量和抽取电压的相位是否能满足要求，详见第六章第六节。

(3) 当有旁路母线时，可在旁路母线上装单相电压互感器，作为各线路公用的线路侧电压互感器，其接线如图 5-1 所示，利用旁路断路器作为同步点。欲将断开的线路进行同步操作，过程如下：先合上旁路断路器 DL，对旁路母线作充电试验，当旁路母线正常时，将 DL 断开，将线路的旁路母线隔离开关 1G<sub>1</sub> 合上。此时旁路母线上的电压互感器便接到待同步线路的线路侧。通过同步装置检查同步

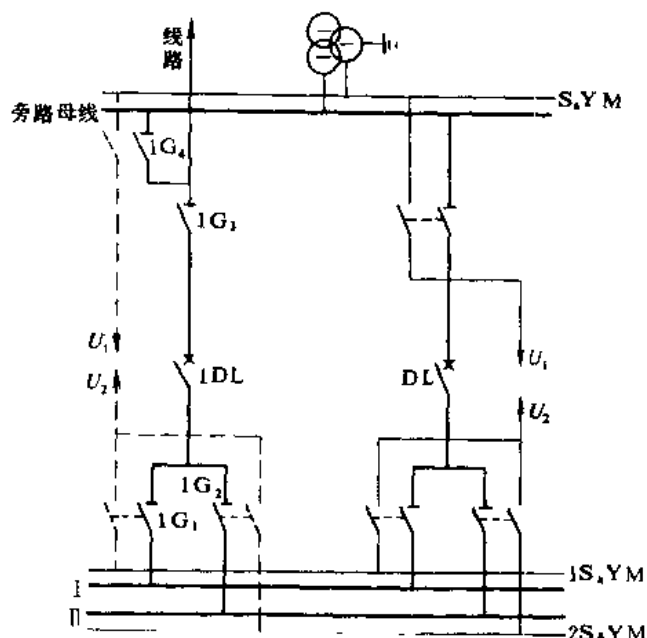


图 5-1 旁路母线设公用电压互感器取得同步电压方式

后将 DL 合上,此时线路便接入本所母线系统。然后合上线路断路器 1DL,断开 DL 和 1G<sub>4</sub>,则线路投入正常运行。

在旁路母线上装设单相电压互感器的情况下,也可以将该单相电压互感器的二次电压,经各线路的旁路隔离开关辅助触点接到各线路,在各线路断路器上进行同步操作。如图 5-1 中虚线所示。与前种方式相比,电压回路接线复杂,但一次回路的操作简化了。

在旁路母线上设公用电压互感器取得同步电压的方式,必须设闭锁,以保证同时只能进行一个回路的同步操作。

#### 4. 220kV 母联、分段断路器

母联及分段断路器的同步电压,取自所连接的两段母线电压互感器。

### 二、220kV 变电所同步电压的取得

#### 1. Y, d11 接线的主变压器回路

采用 Y, d11 接线的主变压器时,高压侧电压超前低压侧同相电压 30°。为使两侧同步电压的相位和数值相同,通常可采用两种方法。①设隔离变压器,即低压侧电压回路装 V—V 接线 100/100V 隔离变压器,其二次侧采用 C 相接地,取 U<sub>c</sub>作为同步电压。②在变压器低压侧装 V—V 接线、C 相接地的同步专用电压互感器,高压侧接 A 相电压,低压侧接 U<sub>c</sub>相间电压。

#### 2. 110kV 线路

220kV 变电所的 110kV 系统,往往与 220kV 系统间通过 YN, yn0 接线的变压器相连接,110kV 与 220kV 系统间的同步以及 110kV 系统内的同步,与 500kV 变电所的 220kV 系统情况类似。

#### 3. 35~60kV 线路

变电所中 35~60kV 线路需设同步点的情况很少,因 35~60kV 为小接地短路电流系统。线路侧不能设单相电压互感器。当需要同步时,装一台接线间电压的互感器,二次电压为 100V。

#### 4. YN, y0, d11 接线变压器

当中压星形侧为大电流接地系统时,同步电压的取得与 500/220kV 变压器相同。当中压星形侧为小电流接地系统时,因该电压互感器剩余绕组的相电压为  $100/\sqrt{3}$  V,所以不能直接接同步系统,为取得 100V,并相位与高压星形侧相同,应设 Y, d11 接线;  $\frac{100}{\sqrt{3}}/100$  V 的转角变压器。

## 第三节 手动准同步回路

变电所的手动同步是由操作人员与同步指示仪表配合进行同步合闸的方式。两个待同步系统的电压、频率、相位差由装在同步屏上的指示仪表监视。合闸脉冲由操作人员操作控制开关发出。在同步操作时,首先通过调度调节,使两待同步系统的电压和频率差在允许的范围之内。操作人员根据同步表的指针和断路器的合闸时间,选定一个合适的提前角

发出合闸脉冲，以达到断路器的主触头闭合时，两待同步系统的电压、相位差接近于零。

如前所述，由于在变电所内不能对两待同步系统的电压和频率进行调节。当需要调节时，只能通过调度联系，由电厂侧进行调节。故手动同步操作时间长，要求操作人员要有一定的操作经验，注意力集中，反映快。为防止由于操作人员的误操作，造成两待同步系统的非同步合闸，在手动同步回路中还增设了同步闭锁继电器。当两待同步系统间的相位角大于整定值时，同步闭锁继电器动作，断开断路器的合闸回路。

手动准同步接线如图 5-2 所示。交流回路包括单相组合式同步表 S、同步转换开关 1STK、同步检查继电器 TJJ。组合式同步表由电压表、频率表和同步指示器三个测量机构组成。运行人员根据同步表的指示情况来决定是否发出合闸命令。同步转换开关的作用是

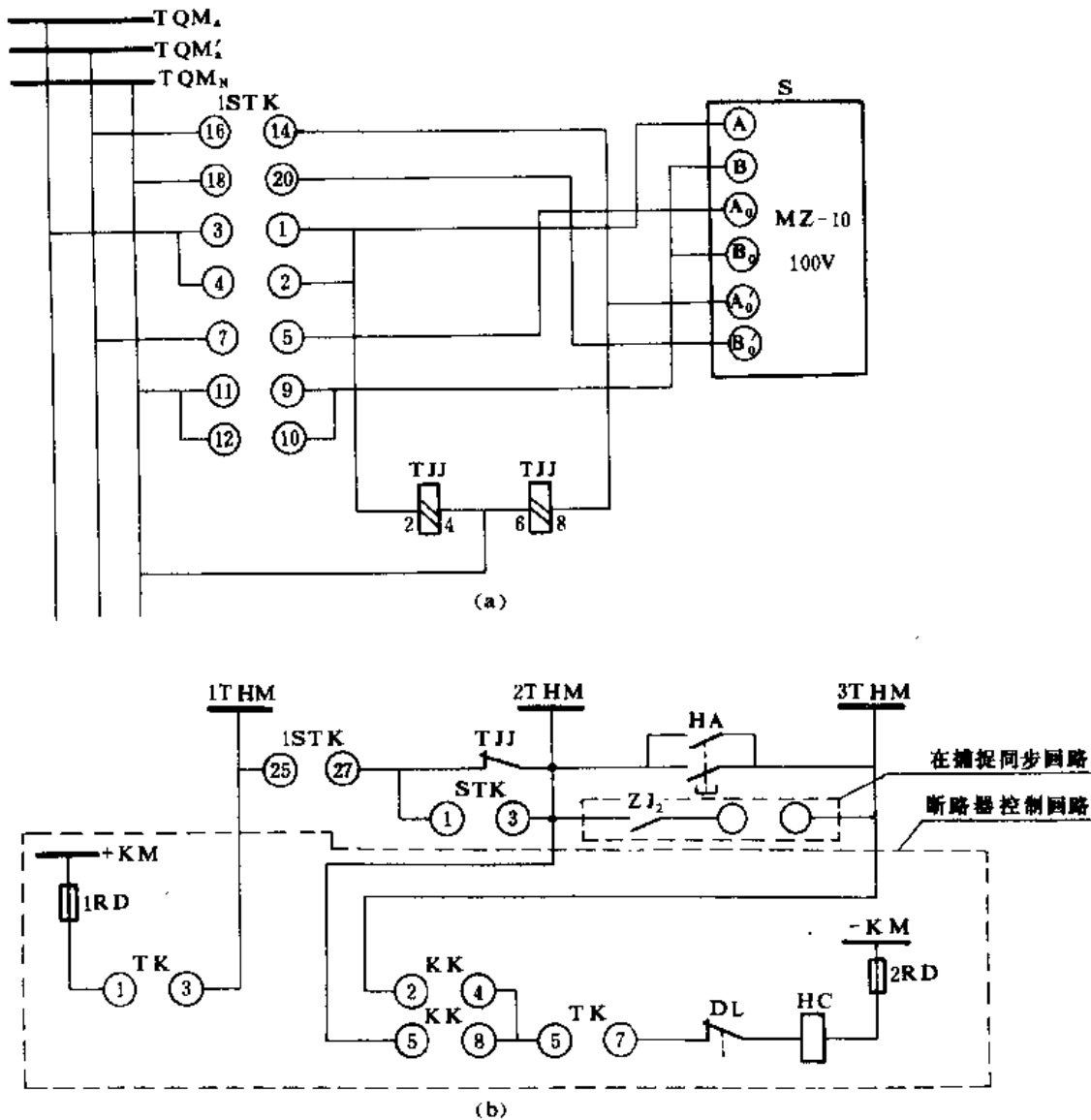


图 5-2 手动准同步接线

(a) 交流回路；(b) 直流回路

1STK—同步转换开关，LW<sub>2</sub>-H-2.2.2.2.2/F7-8X 型；STK—同步闭锁开关，LW<sub>2</sub>-H-1.1/F7-X 型；

HA—合闸按钮，LA<sub>2</sub>-20 型；TJJ—同步检查继电器

将组合式同步表和同步检查继电器接入同步电压回路。正常情况下同步转换开关处于断开位置。同步检查继电器的作用是防止运行人员误操作或误判断时造成非同步合闸。

手动准同步的直流回路包括同步开关 TK、同步合闸按钮 HA、同步闭锁开关 STK。对于集中手动同步，组合式同步表、同步转换开关、合闸按钮、同步检查继电器等都集中布置在中央信号屏上，同步开关 TK 布置在各回路的控制屏上。同步操作步骤如下。

(1) 将欲进行同步线路的同步开关 TK 转至同步位置，此时触点 1—3、5—7 接通。

(2) 将同步转换开关 1STK 置于“粗略”或“准确”位置，MZ—10 型组合式同步表投入工作。当同步条件具备时，操作合闸按钮 HA，通过控制开关 KK 在跳闸后位置接通的触点 2—4 发出合闸命令。

(3) 断路器合闸后再将控制开关 KK 转换至合闸后位置，断开 TK、1STK，操作结束。

当合闸脉冲发出，待同步的两系统电压相角差超过允许值时，同步检查继电器 TJJ 动作。其常闭触点断开，同步合闸脉冲小母线 1THM、2THM 间不能接通，合闸脉冲不能发出。如不需要同步闭锁时，可操作解除同步闭锁开关 STK，使闭锁解除。

## 第四节 变电所的自动同步

为了克服手动准同步存在的缺点，在变电所中可采用自动准同步。常用的自动准同步装置有两种型式，即恒定导前相角的自动准同步和捕捉同步装置。在实际工程中，后者用的较多。在变电所中，若两个待同步系统的电压和频率差，调整到允许的范围之内，则两个系统间的电压相位差将是一个在  $0\sim 360^\circ$  范围随机变化量，变化的速度和频率差成正比。在一般情况下两系统同步合闸时电压相位差不应超过  $30^\circ$ 。捕捉同步装置的主要作用就是自动地捕捉到两系统的电压相位差，在  $0\sim \pm 30^\circ$  这一段可同步合闸的时机，自动发出合闸脉冲，使两个待同步系统进行同步合闸。自动同步装置可免去操作人员紧张地同步操作，同时也缩短了操作时间，提高了同步合闸的成功率。

捕捉同步装置可用电磁继电器构成，也可由晶体管或微处理机构成。下面重点介绍由电磁继电器和晶体管构成的捕捉同步装置的工作原理及其整定计算方法。

### 一、电磁型捕捉同步装置

电磁型捕捉同步装置可分成一段式或二段式。断路器合闸时间较短 ( $0.5\text{s}$  以下) 时，采用一段式；合闸时间较长时，采用二段式。 $220\sim 500\text{kV}$  变电所的断路器合闸时间一般不大于  $0.4\text{s}$ ，故在  $220\sim 500\text{kV}$  变电所中一般采用接线简单的一段式捕捉同步装置。

#### (一) 工作原理

由电磁继电器构成的一段式捕捉同步装置原理接线如图 5-3 所示。整个装置由四部分构成：①频率差测量回路；②合闸导前角选择回路；③电压监视回路；④多次合闸闭锁回路。

##### 1. 频率差测量回路

由同步检查继电器 1TJJ 和 2TJJ 以及时间继电器 SJ 组成。1TJJ 和 2TJJ 继电器的两个电压线圈分别接入两个待同步系统的电压  $\dot{U}_1$  和  $\dot{U}_2$ 。由电磁继电器构成的捕捉同步旋转相

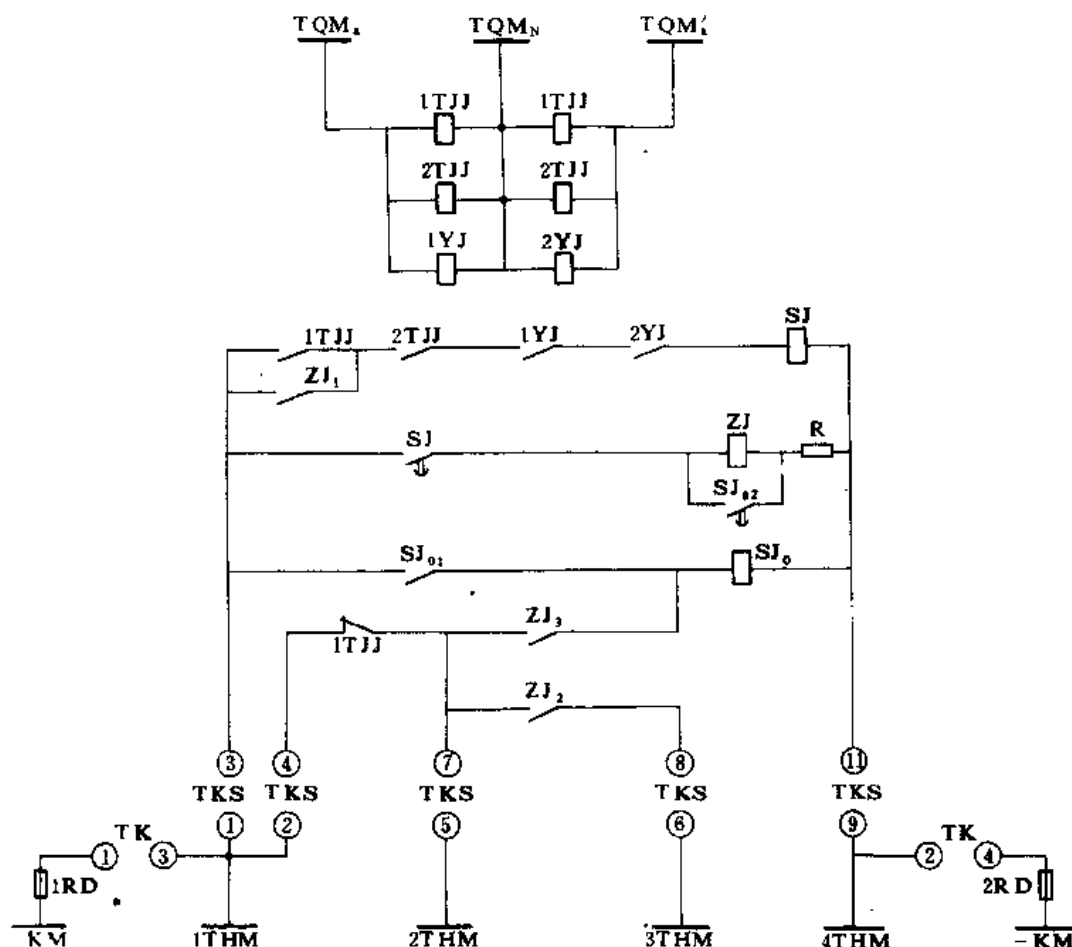


图 5-3 由电磁继电器构成的一段式捕捉同步原理图

TKS—同步选择开关, LW<sub>2</sub>-H-2.2-2.2.2.2/F7-6X 型; 1TJJ、2TJJ—同步检查继电器, DT-13/200 型;  
SJ、SJ<sub>01</sub> 时间继电器, DS-31 型; ZJ—中间继电器, DZ-206 型

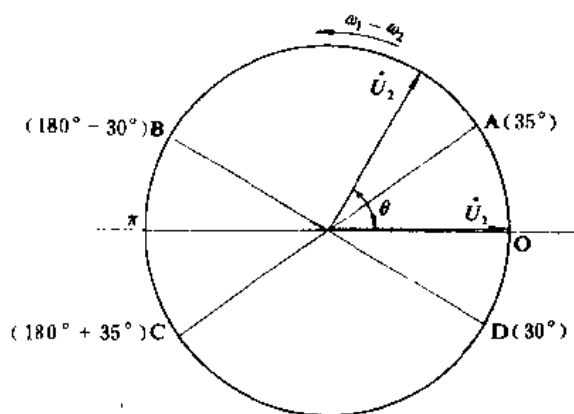


图 5-4 由电磁继电器构成的捕捉同步旋转相量图

量图如图 5-4 所示。假定电压  $\dot{U}_1$  (角频率为  $\omega_1$ ) 位于横轴位置不变, 则  $\dot{U}_2$  (角频率为  $\omega_2$ ) 便以  $(\omega_1 - \omega_2)$  的速度旋转, 并假定  $(\omega_1 - \omega_2)$  为正时, 旋转的方向为逆时针。同步检查继电器线圈的极性选择使得在 AOD 区, 继电器 1TJJ 复归; 在 BπC 区继电器 2TJJ 复归。从接线图中不难看出, 在 AB 区和 CD 区由于继电器 1TJJ 和 2TJJ 均动作, 故时间继电器 SJ 励磁。当电压  $\dot{U}_2$  处于 AOD 区时, 因继电器 1TJJ 复归, 时间继电器 SJ 失磁。 $\dot{U}_2$  经 A 点进入 AB 区时, 时间继电器 SJ 励磁。 $\dot{U}_2$  经 B 点进入 BC 区时, 因继电器 2TJJ 复归, 时间继电器 SJ 又失磁。同理, 在 CD 区, 时

间继电器 SJ 又励磁。显然  $\dot{U}_2$  在 AB 区 (或 CD 区) 内逗留时间的长短取决于角频率差  $(\omega_1 - \omega_2)$ , 如果将时间继电器 SJ 的动作时间整定在某一定值, 则这个给定的时间值就对应一个确定的角频率差的上限值。即时间继电器 SJ 动作, 说明  $(\omega_1 - \omega_2)$  小于某一定值, 反之  $(\omega_1 - \omega_2)$  已超过此限值, 这样就可以利用时间继电器 SJ 的整定时间间接地测量频率差的大小。

## 2. 合闸导前角选择回路

此部分由时间继电器 SJ、同步检查继电器 1TJJ、中间继电器 ZJ 组成。当频率差小于给定值时, 时间继电器 SJ 触点闭合, 并起动中间继电器 ZJ, 其触点 ZJ<sub>1</sub> 使时间继电器 SJ 自保持, 触点 ZJ<sub>2</sub> 准备好合闸脉冲起动回路。当电压  $\dot{U}_2$  经 D 点进入 AOD 区时, 继电器 1TJJ 复归, 其常闭触点闭合, 经触点 ZJ<sub>2</sub> 使合闸母线 3THM 带正电, 发出合闸脉冲。电压  $\dot{U}_2$  由 D 点到 O 这段时间如果恰好等于断路器的合闸时间, 则断路器主触头接通时, 电压  $\dot{U}_1$  和  $\dot{U}_2$  正好同相, 两系统平稳地同步。实际上由于时间继电器、同步检查继电器的动作值都有误差, 频率差本身也是个变数, 断路器的合闸时间也有一定的分数性, 故不可能在电压  $\dot{U}_1$  和  $\dot{U}_2$  相位差为 0 时合闸。一般相位差不大于  $\pm 30^\circ$  就可以。

## 3. 电压监视回路

此部分由两只分别接在电压  $\dot{U}_1$  和  $\dot{U}_2$  系统的电压继电器 1YJ 和 2YJ 组成。1YJ 和 2YJ 的常开触点串联, 接在装置的正电源回路, 当任一系统的电压低于额定电压的 0.7~0.8 倍时, 其触点断开, 使装置退出工作。

## 4. 多次合闸闭锁回路

在同步检查继电器 1TJJ 返回发出合闸脉冲的同时, 通过继电器 ZJ 触点 ZJ<sub>3</sub> 使闭锁继电器 SJ<sub>0</sub> 动作, 并通过其常开触点 SJ<sub>01</sub> 自保持。经约 0.2s 其触点 SJ<sub>02</sub> 闭合将中间继电器 ZJ 线圈短接, 使其返回, 防止多次合闸。同步合闸结束后, 断开同步开关 TK, 闭锁继电器 SJ<sub>0</sub> 返回, 准备下次动作。

## (二) 整定计算

捕捉同步装置的整定计算, 主要是确定同步检查继电器的动作角、返回角和时间继电器 SJ 的动作时间。同步检查继电器的动作角和返回角可调范围较小。例如, DT-1 型同步检查继电器, 在额定电压下继电器的动作角为  $20^\circ \sim 40^\circ$ , 返回系数不小于 0.8。根据经验, 继电器 1TJJ 的动作角可选为  $35^\circ$ , 返回角选为  $30^\circ$ 。继电器 2TJJ 动作角选为  $180^\circ + 35^\circ = 215^\circ$ , 返回角选为  $180^\circ - 30^\circ = 150^\circ$ , 时间继电器的动作时间与允许的最大角频率差有关, 断路器的合闸时间与最大允许的合闸行程角有关, 可按以下方法计算。

设允许的最大角频率差为  $\omega_M$

$$\omega_M \leq \theta_M / t_h \quad (5-1)$$

式中  $\theta_M$ ——合闸行程角的最大允许值;

$t_h$ ——断路器的合闸时间, 包括断路器的固有合闸时间和控制回路中间继电器的动

作时间。

$\theta_M$  值是人为选定的, 其值大小应选择一个适中的数值。在合闸时间一定时  $\theta_M$  值越小, 要求角频率差越小, 调节越困难; 太大时, 对应  $\omega_M$  值大, 在合闸过程中, 由于  $\omega$  的变比, 可能使断路器主触头闭合时, 两系统间的相角差大于  $30^\circ$ 。一般情况建议  $\theta_M$  为  $\pm 30^\circ$ , 即合闸行程从  $30^\circ$  到  $60^\circ$  或从  $-30^\circ$  到  $0^\circ$ 。则相应的  $\omega_M = 30^\circ \sim 60^\circ / t_h$ 。如前所述, 时间继电器 SJ 的励磁期间为图 5-4 中的  $\widehat{AB}$  或  $\widehat{CD}$ , 如继电器 1TJ 的动作角为  $35^\circ$ , 返回角为  $30^\circ$ , 则  $\widehat{AB}$  为  $180^\circ - 35^\circ - 30^\circ = 115^\circ$ , 时间继电器 SJ 的动作时间  $t_{SJ}$  为

$$t_{SJ} = \frac{115}{\omega_M} = \frac{115^\circ}{30^\circ \sim 60^\circ / t_h} = 1.9 \sim 3.8 t_h \quad (5-2)$$

## 二、晶体管型捕捉同步装置

由电磁继电器构成的捕捉同步装置, 虽然接线简单, 调整方便, 但因电磁继电器的动作值误差大, 准确性差。由晶体管构成的捕捉同步装置具有功能全、动作准确度高的优点。制造厂定型生产的晶体管型捕捉同步装置型号为 ZTB-1 型, 其原理接线如图 5-5 所示。整套装置由相位角差测量回路、频率差测量回路、合闸导前角选定回路、电压差和低电压闭锁回路、防止多次合闸闭锁回路、电源回路等六个部分组成。各部分工作原理分别叙述如下。

### (一) 相位角差测量回路

由变压器  $T_1$ 、 $T_2$ , 裂相整流, 滤波电路及二个二极管 1T 和 2T 组成的零指示器构成。两个待同步系统的电压分别加在变压器  $T_1$  和  $T_2$  的一次侧。如果认为同步操作前两待同步系统的电压幅值相等, 并认为初相角都为 0, 则  $T_1$  和  $T_2$  二次输出电压的瞬时值可写成如下形式

$$u_1 = \sqrt{2} U_e \sin \omega_1 t \quad (5-3)$$

$$u_2 = \sqrt{2} U_e \sin \omega_2 t \quad (5-4)$$

变压器  $T_1$  和  $T_2$  的二次侧经差接后, 则差电压  $u_d$  为:

$$\begin{aligned} u_d &= u_1 - u_2 = \sqrt{2} U_e (\sin \omega_1 t - \sin \omega_2 t) \\ &= 2 \sqrt{2} U_e \sin \left( \frac{\omega_1 - \omega_2}{2} t \right) \cos \left( \frac{\omega_1 + \omega_2}{2} t \right) \end{aligned} \quad (5-5)$$

式中  $U_e$  —— 额定电压有效值;

$\omega_1$ 、 $\omega_2$  —— 两待同步系统的角频率;

$t$  —— 时间变量。

差电压经整流处理后, 其直流侧的输出电压  $U_d$  可写成如下形式

$$U_d = 2 \sqrt{2} K U_e \sin \left( \frac{\theta}{2} \right) \quad (5-6)$$

式中  $K$  —— 整流系数;

$2 \sqrt{2} U_e$  —— 整流后的差电压幅值, 等于  $\sin \left( \frac{\omega_1 - \omega_2}{2} t \right)$ ;

$\theta$  —— 两待同步系统的电压相位差  $\theta = (\omega_1 - \omega_2) t$ 。

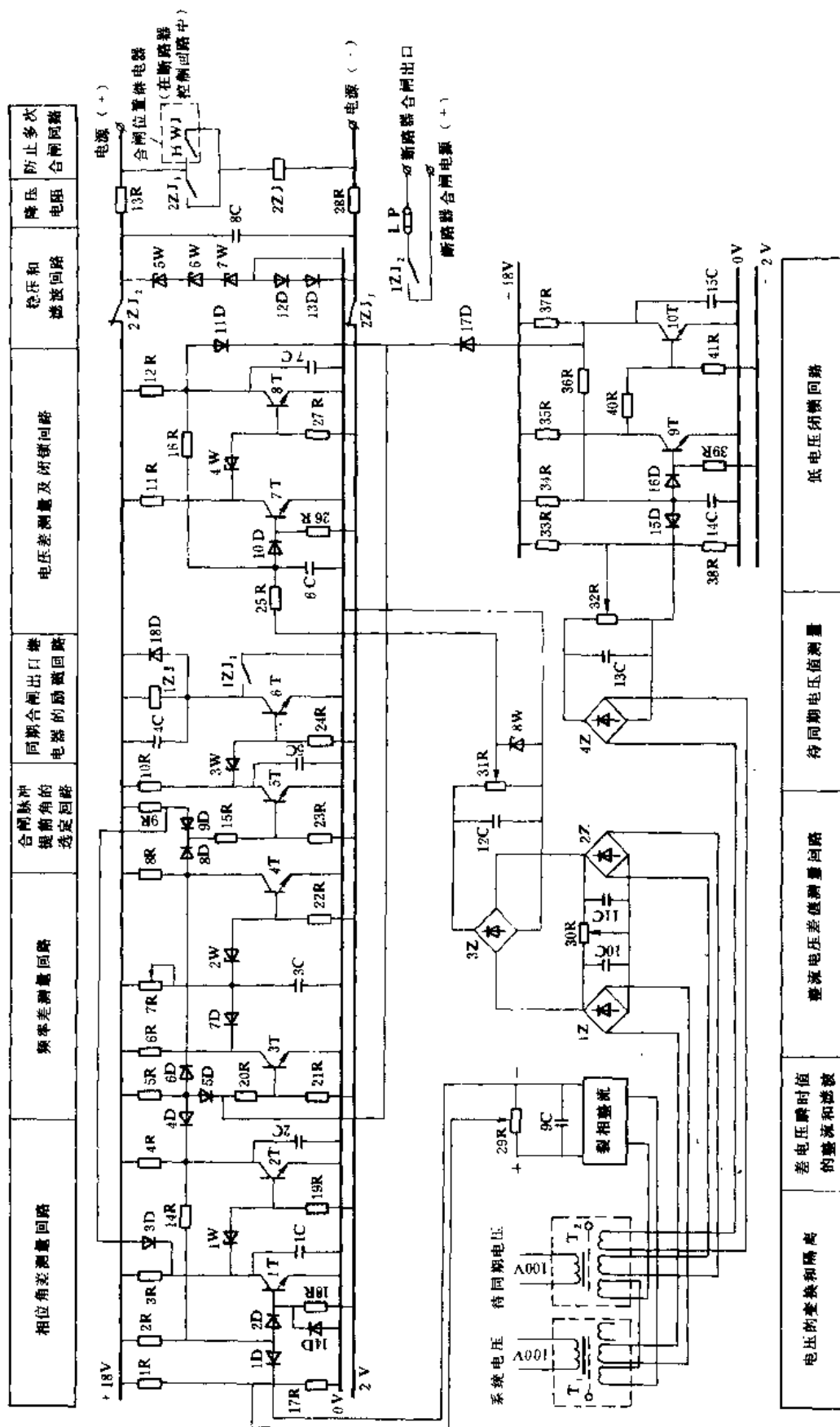


图 5-5 ZTB-1 型捕捉同步装置原理接线图

式(5-6)表明 $U_d$ 是 $\theta$ 的正弦函数。将 $U_d$ 加到由三极管1T和2T构成的零指示器的输入端,当 $U_d$ 大于零指示器的门槛电压时,零指示器翻转(三极管1T截止),否则,不翻转。这样,零指示器是否翻转就能间接地反应两系统间的电压相位差是否大于某一给定值。

#### (二) 频率差测量回路

频率差测量是由三极管3T、4T、电位器7R、电容器3C构成的充电式时间电路完成。如前所述,零指示器的输出取决于两待同步系统的电压相位差,见图5-4所示。如在 $\theta_A$ 处,零指示器翻转,三极管3T截止,电容器3C开始充电, $\theta_B$ 处三极管3T导通,电容器3C放电。三极管4T是否能导通取决于电容器3C两端的充电电压是否能使稳压管2W击穿,若2W击穿,则三极管4T导通。而3C两端充电电压的大小又与充电时间有关,这样三极管4T导通就说明相位差由 $\theta_A$ 变到 $\theta_B$ 的时间大于给定值,即频率差小于某一给定值。

#### (三) 合闸导前角选定回路

导前角选定回路由三极管1T、5T和6T构成。三极管5T的基极回路由二极管8D和9D构成一个与门电路。当频率差小于给定值时,三极管4T导通,并通过二极管6D自保持。在导通状态,三极管5T因其基极通过电阻9R和二极管9D获得正电位而处于导通状态,如图5-4所示。当 $U_d$ 经D点进入DOA区时,因相位差小于给定值,三极管1T导通,三极管5T因不能通过二极管9D获得正电位而处于截止状态,这就致使三极管6T导通,继电器1ZJ动作发出合闸脉冲。三极管1T导通时对应的两待同步系统电压间的相角差,即是合闸的导前角。

#### (四) 电压差闭锁及低电压闭锁回路

电压差闭锁主要由变压器 $T_1$ 、 $T_2$ 的第三绕组,整流桥1Z、2Z、3Z,三极管7T、8T构成。当待同步两系统电压值差超过允许值(额定电压的10%~20%),整流桥3Z的输出电压使三极管7T导通,三极管8T截止,正电位通过二极管11D加到三极管3T的基极上,使其导通,电容器3C放电,合闸脉冲不能发出。

当系统电压低于允许值时,整流桥4Z的输出使三极管9T导通,10T截止,正电位通过二极管17D使三极管3T导通,合闸脉冲不能发出。

#### (五) 防止多次合闸的闭锁回路

由闭锁继电器2ZJ和断路器的辅助触点(或合闸位置继电器)构成。当断路器合闸后,常开触点闭合,闭锁继电器2ZJ励磁并自保持,其常闭触点断开装置的正电源。在装置下次使用前通过控制开关,使闭锁继电器2ZJ失磁,装置恢复正常运行。

#### (六) 直流电源

直流电源回路由降压电阻、稳压管、抗干扰电容等元件构成。装置逻辑电路的工作电压为+18、0、-2V。直流供电回路电压可采用直流220、110、48V。

晶体管捕捉同步装置的整定计算原理与电磁式捕捉同步装置基本相同,在此不再赘述。

## 第五节 变电所的同步系统接线

图5-6示出了500~220kV变电所常用的同步系统接线方式,各个典型同步点的同步

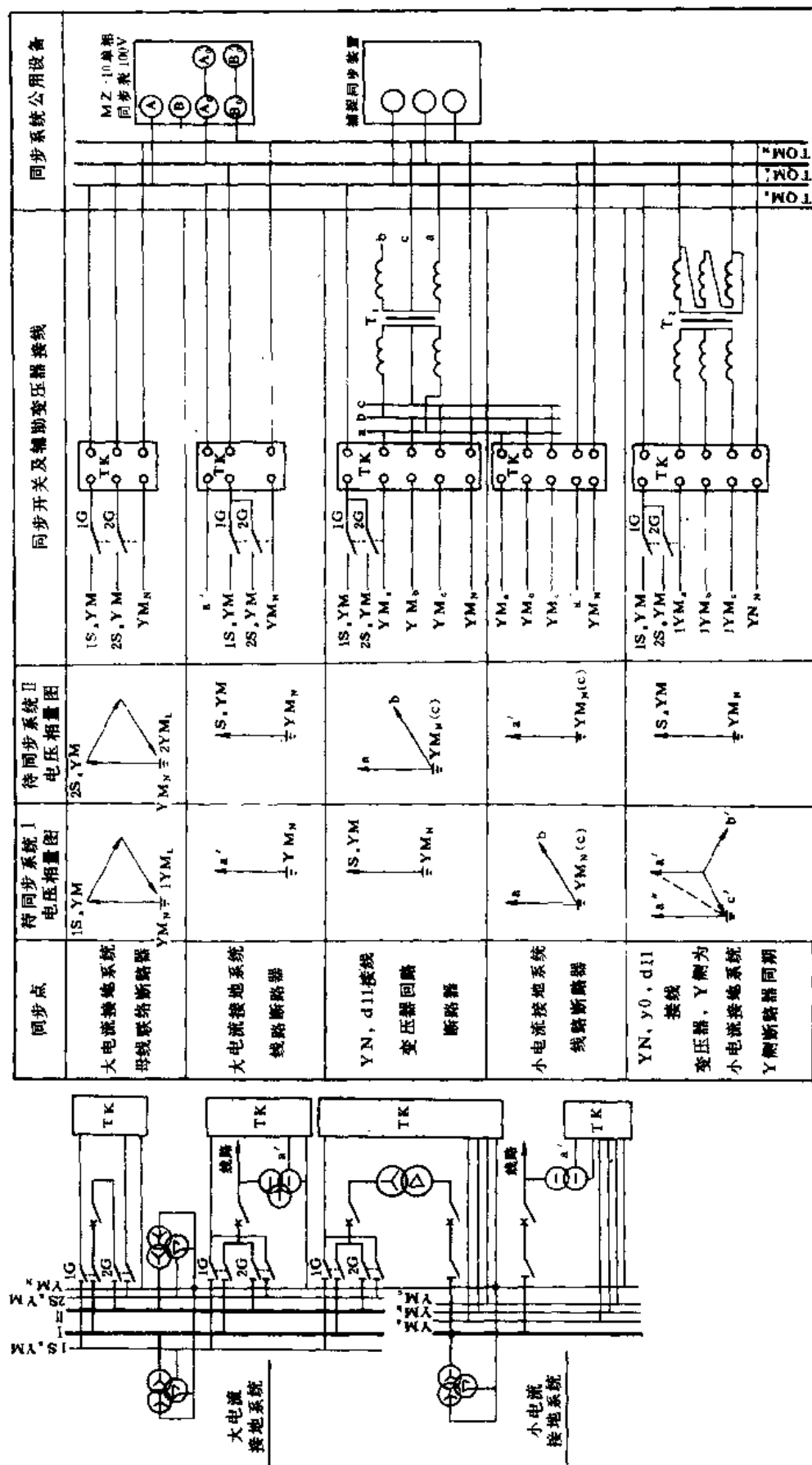


图 5-6 500~220kV 变电所常用的同步系统接线及相量图

TK—同步开关;  $T_1$ —隔离变压器, 100/100V;  $T_2$ —转角变压器, Y, d11,  $\frac{100}{\sqrt{3}}/100V$ ;

1YM<sub>a</sub>、1YM<sub>b</sub>、1YM<sub>c</sub>—星形侧为小电流接地系统时电压小母线的

电压取得方式及相量分析。对图中有关问题进一步说明如下。

(1) 同步系统采用单相同步，零相接地。设公用的同步系统零相小母线  $TQM_0$ ，并通过同步开关 TK 与变电所的公用零相小母线  $YM_0$  连接。同步装置的工作电压取 100V。

(2) 500、220、110kV 大电流接地系统母线间的同步，包括母线联络断路器、母线分段断路器、 $1\frac{1}{2}$  断路器接线的联络断路器等同步。同步电压分别取自各母线电压互感器剩余绕组的 A 相电压 100V，设公用的小母线  $S_0YM$ 。

(3) 大电流接地系统的线路同步，母线侧电压取自小母线  $S_0YM$ ，并经过母线隔离开关辅助触点（或位置继电器）切换。线路侧同步电压取自 A 相电压互感器剩余绕组电压（100V）。

(4) YN，d11 变压器同步时，一次高压星形侧电压取自  $S_0YM$ ；二次三角形侧同步电压取自该侧电压互感器二次电压  $U_{ac}$ ，两者电压均为 100V，且同相位。但  $U_{ac}$  没有接地点，为此需增 100/100V 隔离变压器。在其二次侧 C 相接地。

(5) 小电流接地系统的线路同步，母线侧电压取自  $U_{ac}$  并经隔离变压器后 C 相接地。线路侧取自 AC 相间电压互感器的二次电压（100V），C 相接地。

(6) YN，y0，d11 接线变压器，星形侧为小电流接地系统时，因星形侧电压互感器的剩余绕组电压为  $100/\sqrt{3}$  V，为统一电压，统一相位和公用接地点而需装设转角变压器  $T_2$ 。该转角变压器也起到隔离接地点的作用。

## 第六章 电流、电压互感器的选择 及其二次回路

### 第一节 电流、电压互感器的配置

电流、电压互感器是继电保护、自动装置和测量仪表获取电气一次回路信息的传感器。正确地选择和配置电流、电压互感器对继电保护、自动装置和测量仪表的准确工作,保障变电所的可靠运行十分重要。电流、电压互感器的配置是变电所电气主接线设计的内容之一,包括电流、电压互感器装设位置和数量的确定、特性要求、型式选择等。这些内容往往需要电气专业、二次线专业和继电保护专业设计人员共同研究确定。

电流、电压互感器是高压电气设备,造价昂贵,在满足技术要求的条件下,应力求简化配置,减少用量,降低工程造价。

图 6-1 和图 6-2 分别为 500kV 变电所和 220kV 变电所的电流、电压互感器的典型配置方案图。

在作电流、电压互感器配置设计时应考虑以下问题。

(1) 保护用电流互感器的配置,应使变电所内各主保护的保护区之间互相覆盖或衔接,消除保护死区。例如,  $1\frac{1}{2}$  断路器接线,中间断路器回路供变压器差动保护和供线路主保护的电流互感器应交叉配置。

(2) 大接地短路电流系统的 110~500kV 各回路,应按三相式配置电流互感器;小接地短路电流系统一般按二相式配置电流互感器。当不能满足继电保护灵敏度要求或有其他特殊要求时,可采用三相式配置。

(3) 在 500kV 变电所中,220kV 侧采用双母线带旁路母线接线时,在设有旁路断路器和母联兼旁路断路器情况下,因线路与变压器回路电流互感器的变比相差较大,为防止在断路器互相替代时引起继电保护的定值变更,通常旁路断路器只考虑代替线路断路器,其电流互感器的配置与线路相同。而母联兼旁路断路器只考虑代替变压器回路断路器,其电流互感器的配置与变压器回路相同。

(4) 在 500kV 变电所中的 220kV 线路,因重要性大,为满足系统稳定要求,一般要配置双套主保护。故需要采用有 5 个二次绕组的电流互感器。在一般 220kV 变电所,220kV 线路只装设一套全线速动的主保护时,可配置有 4 个二次绕组的电流互感器。

(5) 采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线的 500kV 各回路电流、电压互感器的配置详见第四章第二、三节。

(6) 500kV 变电所的 35~60kV 侧一般接所用变压器和无功补偿设备。在并联电抗器、

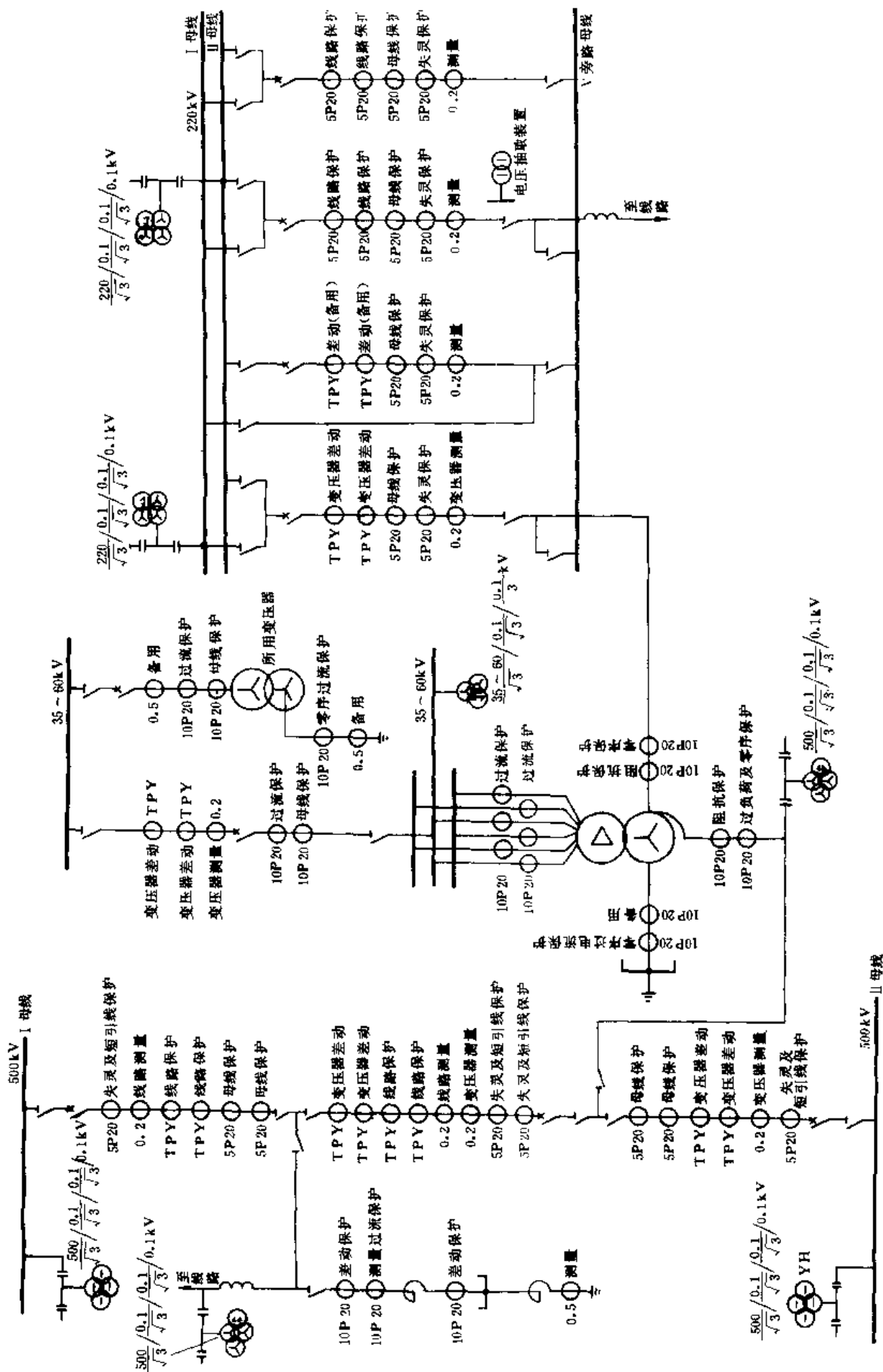


图 6-1 500kV 变电所电流、电压互感器典型配置方案图

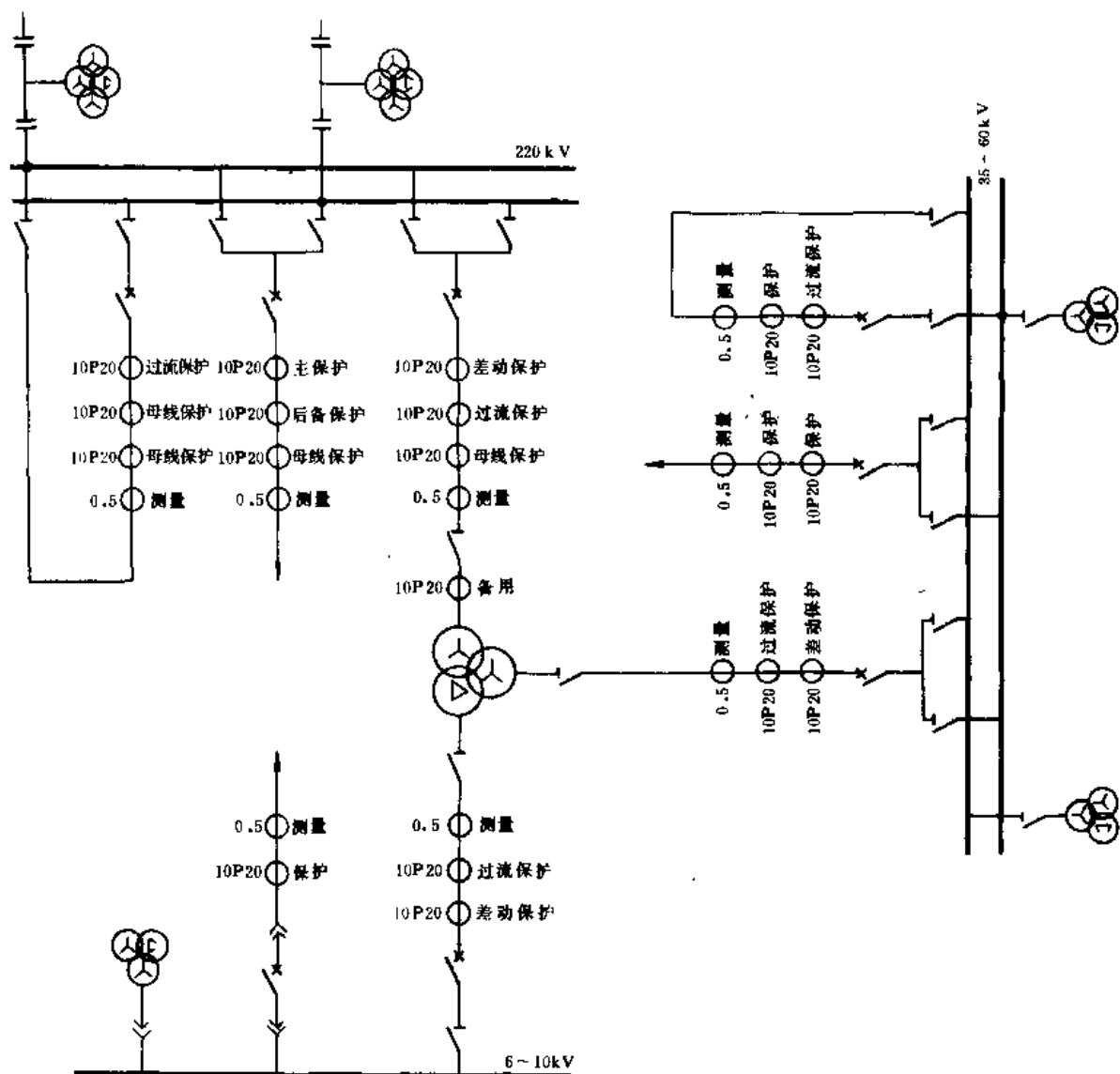


图 6-2 220kV 变电所电流、电压互感器典型配置图

电容器组和所用变压器回路，按二相式配置有 3 个二次绕组的电流互感器，供电抗器或电容器保护、母线保护和测量仪表用。在主变压器回路，通常要配置二组电流互感器。一组带暂态特性的电流互感器按三相式配置，TPY 级供 500kV 变压器差动保护用；0.2 级供变压器测量仪表。另一组普通保护级电流互感器，按二相式配置供母线保护和后备保护用。

(7) 变压器各侧套管电流互感器的配置，应考虑变压器的引出线套管内配置电流互感器的作用。

1) 当各侧主回路中独立的电流互感器二次绕组数量不够用时，出线套管中装设电流互感器作为补充。

2) 当主回路断路器检修时，电流互感器停用，某些保护可临时接到套管电流互感器回路中，作为主回路电流互感器的备用。

3) 在某些特殊接线方式下,利用引线套管电流互感器代替主回路电流互感器,减少设备,节省投资。例如,在采用线路-变压器组接线的 220kV 变电所,可用变压器 220kV 出线套管电流互感器接变压器保护和线路保护,可省去 220kV 独立的电流互感器。

在 220~500kV 变电所中,主变压器出线套管中装设电流互感器,主要是上述 1) 和 2) 的作用。因此,套管电流互感器应根据需要来装设,并且在变压器订货时提出对套管电流互感器的数量和特性要求。220~500kV 变压器套管内最多可装设三只电流互感器;35~110kV 套管内可装设两只电流互感器。

500kV 变压器的套管电流互感器接后备保护时,用普通保护级(P 级)电流互感器;当接差动保护时,应装设 TPY 级电流互感器。

因变压器绕组测温要求,需装设测量级套管电流互感器时,在变压器订货时需向制造厂提出,并与测温装置配套供货。

(8) 电压互感器的配置,通常在每一独立工作母线段设一组电压互感器。6~110kV 选用电磁式电压互感器;220~500kV 选用电容式电压互感器。

(9) 在 60kV 及以下线路,需要检查线路电压或同步时,应在线路侧装设两相式电压互感器或装一台电压互感器接线间电压。在 110~220kV 线路有检查线路电压或同步要求时,应首先选用电压抽取装置。通过电流互感器或结合电容器抽取电压,尽量不装设单独的电压互感器,节省投资。500kV 线路一般都应装设单独的三相式线路电压互感器,作为保护、测量和载波通信用。

(10) 最近国外研制出了电流、电压结合在一起 SF<sub>6</sub> 气体绝缘的组合式互感器。工作电压为 123~765kV。我国也有制造厂引进这种组合式互感器的生产技术。在某些回路上装设这种新型组合式互感器可减少占地,简化布置,运行维护方便,其性能又能满足分设互感器的各项要求,有明显的技术经济效益。目前国内尚未大量采用,经工程试点积累经验后可大量推广。

## 第二节 电流互感器的稳态参数选择

### 一、一次额定电流选择

在选择电流互感器的一次额定电流时,应满足以下要求。

(1) 电流互感器的一次额定电流应大于所在回路可能出现的最大负荷电流。确定最大负荷电流时,应考虑回路可能出现的过负荷,近 5 年之内负荷的增长等情况。如没有条件确定最大负荷电流时,也可以考虑与所在回路的其他电气设备,如断路器、隔离开关等设备的额定电流相协调一致。

(2) 应满足短时热稳定、动稳定电流的要求。一般来说,电流互感器的一次额定电流越大,所能承受的短时热稳定和动稳定电流值也越大。

(3) 由同一母线引出的各回路,电流互感器的变比尽可能相同,以方便于实现母线差动保护。

(4) 选取的电流互感器一次额定电流值应与国标规定的一次电流标准值相一致,尽量

不采用非标准值。表 6-1 列出了 GB1208-87 推荐的电流互感器额定一次电流标准值。

表 6-1

电流互感器额定一次电流标准值

A

|       |                  |                  |       |       |                |      |      |                |                |
|-------|------------------|------------------|-------|-------|----------------|------|------|----------------|----------------|
| 1     | —                | —                | —     | —     | —              | —    | 5    | —              | —              |
| 10    | —                | 15               | 20    | —     | 30             | 40   | 50   | 60             | 75             |
| 100   | —                | 160<br>(150)     | 200   | —     | 315<br>(300)   | 400  | 500  | 630<br>(600)   | 800<br>(750)   |
| 1000  | 1250<br>(1200)   | 1600<br>(1500)   | 2000  | 2500  | 3150<br>(3000) | 4000 | 5000 | 6300<br>(6000) | 8000<br>(7500) |
| 10000 | 12500<br>(12000) | 16000<br>(15000) | 20000 | 25000 |                |      |      |                |                |

注：1. 括号内数值、仅限老产品和与老产品配套的产品。

2. 表中第 5 行 25000A 以上的电流值可取第 4 行电流值的 10 倍数。

## 二、二次额定电流选择

GB1208-87 规定标准的电流互感器二次电流为 1A 和 5A。

在相同一次额定电流、相同额定输出容量的情况下，电流互感器二次电流采用 1A 或采用 5A，其结构和特性有较大的不同。采用 1A 比采用 5A 的电流互感器匝数比大 5 倍，二次绕组匝数大 5 倍，开路电压高，内阻大，励磁电流小，制造的难度大，价格略高。但采用 1A 可以大幅度降低电缆中的有功损耗（降低到采用 5A 的 1/25），在相同条件下，可增加电流回路电缆的允许长度。

电流互感器的二次额定电流采用 1A 还是 5A，需经技术经济比较确定。采用 1A 时，电流互感器本身的投资增加，而电流回路的控制电缆投资减少；相反，采用 5A 时，电流互感器本身的投资降低，而二次电缆的投资会增加。

在选择电流互感器二次额定电流时，还要考虑保护装置和测量仪表的额定电流是否能与之配套；同一变电所中，各侧电流互感器的二次电流尽可能一致等因素。

一般来说，在 220kV 及以下电压等级变电所中，220kV 回路数不多，而 10~60kV 回路数较多，电缆长度较短。电流互感器二次额定电流采用 5A 是经济的。在 330kV 及以上电压等级变电所，220kV 及以上回路数较多，电流回路电缆较长，电流互感器二次额定电流采用 1A 是经济的。

电流互感器一次和二次额定电流选定后，电流互感器的额定变比也就确定了。在实际工程中，工程的初期负荷往往较轻，与回路的设计负荷相差较大，电流互感器的二次电流很小。指示表计读数有困难或不能保证继电保护装置最小精确工作电流的要求。这就要求在不更换电流互感器的情况下，改变其电流变比。改变电流互感器的变比，通常采用以下方法。

(1) 采用双变比的电流互感器。这种电流互感器有两个一次绕组，通过一次绕组接成串联或并联来改变其变比。例如，一台有两个一次绕组额定电流各为 600A 的电流互感器，当两绕组并联时，变比为 1200/5A；而当两绕组串联时，变比为 600/5A。

(2) 在电流互感器的二次绕组设分接头。设分接头后，随变比的改变，电流互感器的

输出容量也改变。变比减小输出容量也减少。在改变变比时，应注意校验输出容量能否满足要求。

(3) 在电流互感器的二次侧增设辅助电流互感器。

### 三、电流互感器额定输出容量的选择

电流互感器的额定输出容量是指在额定一次电流、额定变比条件下，保证所要求的准确度级时，所能输出的最大容量（伏安数）。根据 GB1208—87 的规定，额定输出容量的标准值为 5、10、15、20、25、30、40、50、60、80、100VA。

测量表计用电流互感器需要输出容量  $S_e$  为所接的各种表计电流线圈、连接电缆、接触电阻等所消耗的容量之和，即

$$S_e \geq I_e^2 (\Sigma K_{cz} Z_c + K_{Lz} Z_L + Z_K) \quad (6-1)$$

式中  $I_e$ ——电流互感器的额定二次电流，A；

$Z_c$ ——测量表计电流线圈阻抗， $\Omega$ ；

$Z_L$ ——连接导线的阻抗， $\Omega$ ；

$Z_K$ ——接触电阻，取 0.05~0.1 $\Omega$ ；

$K_{cz}$ ——测量表计的接线系数，见表 6-2<sup>[2]</sup>；

$K_{Lz}$ ——连接导线的接线系数，见表 6-2。

表 6-2 测量表计用电流互感器各种接线方式时的接线系数

| 电流互感器<br>接线方式 |          | 单 相 | 三相星形 | 二 相 星 形      |            | 二相差接        | 三角形 |
|---------------|----------|-----|------|--------------|------------|-------------|-----|
|               |          |     |      | $Z_{j0}=Z_c$ | $Z_{j0}=0$ |             |     |
| 接线系数          | $K_{Lz}$ | 2   | 1    | $\sqrt{3}$   | $\sqrt{3}$ | $2\sqrt{3}$ | 3   |
|               | $K_{cz}$ | 1   | 1    | $\sqrt{3}$   | 1          | $\sqrt{3}$  | 3   |

注： $Z_{j0}$ 为零线回路中的负荷阻抗。

计算出测量表计用电流互感器二次容量之后，再加上适当余量，选出与之相近的标准容量作为电流互感器的额定二次容量。在使用时，电流互感器的实际容量最好在额定容量的 25%~100% 之间。在这一范围之内时，电流互感器运行在磁化曲线的直线部分，误差最小，准确度不会超过限定值。

保护用电流互感器所需的容量可按式计算

$$S_e \geq I_e^2 (\Sigma K_{jz} Z_j + K_{Lz} Z_L + Z_K) \quad (6-2)$$

式中  $Z_j$ ——继电器电流线圈阻抗， $\Omega$ ；

$K_{jz}$ ——继电器的接线系数，见表 6-3<sup>[2]</sup>；

$K_{Lz}$ ——连接导线的接线系数，见表 6-3<sup>[2]</sup>；

$S_e$ 、 $I_e$ 、 $Z_L$ 、 $Z_K$ 意义与式 (6-1) 同。

按式 (6-2) 选择出保护用电流互感器二次实际容量应小于额定容量。实际上，保护用电流互感器的负担还应按 10% 误差曲线校验，验算在短路状态下电流互感器的负担是否超

过允许值。校验步骤如下。

(1) 按  $Z_2 = \Sigma K_{Lj} Z_{Lj} + K_{Ll} Z_l + Z_c$ , 计算出电流互感器二次所接的实际负载阻抗 ( $\Omega$ )。

表 6-3 继电保护用电流互感器在各种接线方式时不同短路类型下的接线系数

| 电流互感器接线方式 |                | 接 线 系 数     |            |          |          |          |          |                |          |
|-----------|----------------|-------------|------------|----------|----------|----------|----------|----------------|----------|
|           |                | 三相短路        |            | 两相短路     |          | 单相短路     |          | 经 Y, d 变压器二相短路 |          |
|           |                | $K_{Lj}$    | $K_{Ll}$   | $K_{Lj}$ | $K_{Ll}$ | $K_{Lj}$ | $K_{Ll}$ | $K_{Lj}$       | $K_{Ll}$ |
| 单 相       |                | 2           | 1          | 2        | 1        | 2        | 1        |                |          |
| 三相星形      |                | 1           | 1          | 1        | 1        | 2        | 1        | 1              | 1        |
| 二相星形      | $Z_{j0} = Z_j$ | $\sqrt{3}$  | $\sqrt{3}$ | 2        | 2        | 2        | 2        | 3              | 3        |
|           | $Z_{j0} = 0$   | $\sqrt{3}$  | 1          | 2        | 1        | 2        | 1        | 3              | 1        |
| 两相差接      |                | $2\sqrt{3}$ | $\sqrt{3}$ | 1        | 2        |          |          |                |          |
| 三 角 形     |                | 3           | 3          | 3        | 3        | 2        | 2        | 3              | 3        |

注: 1. 当在零线回路接有继电器时, 单相短路情况下, 将三相星形接线的  $Z_j + Z_{j0}$  视为  $Z_j$ 。

2. 当 A、C 二相电流互感器接负荷, A、C 二相短路时,  $K_{Lj} = 1, K_{Ll} = 1$ , A、B 或 B、C 短路时,  $K_{Lj} = 2, K_{Ll} = 1$ 。

(2) 计算出在最严重短路情况下, 通过电流互感器一次侧的短路电流为一次额定电流的倍数  $m_1$

$$m_1 = \frac{K_k I_{d \cdot \max}}{I_c} \quad (6-3)$$

式中  $I_{d \cdot \max}$  — 电流互感器一次侧可能流过的最大短路电流有效值, A;

$I_c$  — 电流互感器一次电流额定值, A;

$K_k$  — 可靠系数, 根据保护装置的动作时间和特性的不同, 可取 1~2。一般来说, 带速饱和变流器的保护可采用较小值; 不带速饱和变流器的保护可采用较大值; 对于速动保护可采用较大值; 对于延时动作保护可采用较小值。

(3) 根据电流互感器制造厂给出的 10% 误差曲线和按式 (6-3) 计算出的  $m_1$  值, 查出短路时电流互感器二次侧允许接入的阻抗  $Z_Y$ 。图 6-3 为根据 10% 误差曲线确定允许阻抗的示意图。

如查得的结果  $Z_2 \leq Z_Y$ , 则满足要求。若  $Z_2 > Z_Y$  说明电流互感器的实际负担已超过允许值, 可采取以下措施解决。

- 1) 选择大容量的电流互感器;
- 2) 加大连接二次回路电缆的截面积, 减小  $Z_c$ ;
- 3) 改变电流互感器二次回路的接线方式, 例如, 将不完全星形接线改为完全星形接线; 将三角形接线改成为星形接线, 使接线系数  $K_{Lj}$ 、 $K_{Ll}$  为 1;
- 4) 加大电流互感器的一次额定电流  $I_c$ , 减小  $m_1$ ;

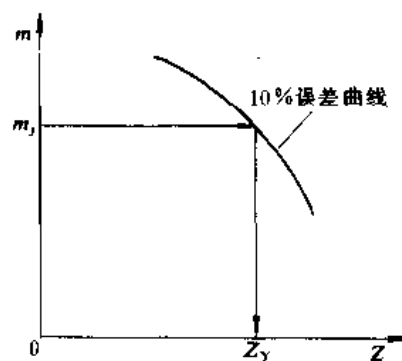


图 6-3 根据 10% 误差曲线确定允许阻抗的示意图

5) 将同一电流互感器的两个二次绕组串联使用。

#### 四、准确度的要求

##### 1. 测量用电流互感器的准确度要求

根据 GB1208—87 的规定，测量用电流互感器的准确度等级分为 0.1、0.2、0.5、1、3、5 等六个标准。特殊使用要求的电流互感器的准确度级有 0.2s 和 0.5s。对测量用电流互感器的准确度级的要求，取决于测量表计的准确度。测量表计对附件（包括分流器、变送器、互感器）准确度级的要求，如表 6-4 所示。

表 6-4 测量表计对附件的准确度级要求

|       | 仪表准确度级     | 与仪表相配的分流器<br>变送器的准确度级 | 与仪表相配的互感器或<br>中间互感器准确度级 |
|-------|------------|-----------------------|-------------------------|
| 普通指示表 | 1.0        | 0.5                   | 0.5                     |
|       | 1.5        | 0.5                   | 0.5                     |
|       | 2.5        | 0.5                   | 1.0                     |
| 电度表   | 0.5 级有功电度表 | 0.2                   | 0.2                     |
|       | 1.0 级有功电度表 | 0.5                   | 0.5                     |
|       | 2.0 级无功电度表 | 0.5                   | 0.5                     |
|       | 2.0 级有功电度表 | 1                     | 1                       |
|       | 3.0 级无功电度表 | 1                     | 1                       |

不同准确度级时，电流互感器的电流误差（以下简称比误差）和相位误差（以下简称相位差）也不同。比误差是由于实际电流比不等于额定电流比而造成的，比误差的百分数  $\epsilon_1$  用下式表示

$$\epsilon_1 \% = \frac{K_n I_2 - I_1}{I_1} \times 100 \quad (6-4)$$

式中  $K_n$ ——额定电流比；

$I_1$ ——实际一次电流，A；

$I_2$ ——在测量条件下流过  $I_1$  时的实际二次电流，A。

电流互感器一次电流与二次电流相量的相位之差，称为电流互感器的相位差。当二次电流相量超前一次电流相量时，相位差定义为正。相位差通常以分（'）或厘弧度（crad）表示。

各不同准确度级电流互感器的比误差和相位差限值在 GB1205—87 中有明确规定。表 6-5 列出了测量用电流互感器，在二次负荷为额定值的 25%~100% 时的误差限值。这些准确度级主要用于额定一次电流为 25、50、100A 以及其十进位倍数，额定二次电流为 5A 的

互感器。

表 6-5 电流互感器的误差限值

| 准确级  | 在下列额定电流百分数时<br>比误差± (%) |      |      |     |     | 在下列额定电流百分数时相位差 |     |    |     |     |          |      |      |      |      |
|------|-------------------------|------|------|-----|-----|----------------|-----|----|-----|-----|----------|------|------|------|------|
|      |                         |      |      |     |     | ± (′)          |     |    |     |     | ± (crad) |      |      |      |      |
|      | 1                       | 5    | 20   | 100 | 120 | 1              | 5   | 20 | 100 | 120 | 1        | 5    | 20   | 100  | 120  |
| 0.1  | —                       | 0.4  | 0.2  | 0.1 | 0.1 | —              | 15  | 8  | 5   | 5   | —        | 0.45 | 0.24 | 0.15 | 0.15 |
| 0.2  | —                       | 0.75 | 0.35 | 0.2 | 0.2 | —              | 30  | 15 | 10  | 10  | —        | 0.9  | 0.45 | 0.3  | 0.3  |
| 0.5  | —                       | 1.5  | 0.75 | 0.5 | 0.5 | —              | 90  | 15 | 30  | 30  | —        | 2.7  | 1.35 | 0.9  | 0.9  |
| 1    | —                       | 3.0  | 1.5  | 1.0 | 1.0 | —              | 180 | 90 | 60  | 60  | —        | 5.4  | 2.7  | 1.8  | 1.8  |
| 0.2s | 0.75                    | 0.35 | 0.2  | 0.2 | 0.2 | 30             | 15  | 10 | 10  | 10  | 0.9      | 0.45 | 0.3  | 0.3  | 0.3  |
| 0.5s | 1.5                     | 0.75 | 0.5  | 0.5 | 0.5 | 90             | 45  | 30 | 30  | 30  | 2.7      | 1.35 | 0.9  | 0.9  | 0.9  |

## 2. 保护用电流互感器的准确度级

为了说明保护用电流互感器的准确度级，首先应明确以下几个定义。

(1) 额定准确限值一次电流：电流互感器能满足复合误差要求的最大一次电流值，即在互感器的一次侧流过该值电流时，其复合误差不会超过允许的限值。

(2) 准确限值系数：电流互感器的额定准确限值一次电流与额定一次电流之比。

(3) 保护用电流互感器的准确度级的标称是以该准确级在额定准确限值一次电流下所规定的最大允许复合误差百分数标称，百分数后标以字母“P”（表示保护）。

GB1208—87 规定标准的准确度级有 5P 和 10P 两个。在表示保护用电流互感器准确度级时，通常也将准确限值系数一并写出。例如，某保护用电流互感器的准确度级为 5P20，其中 20 即为准确限值系数。整个 5P20 的含义是：该互感器是供保护用的（P），在一次侧流过的最大电流为其一次额定电流 20 倍时，该互感器的综合误差不大于 5%。

在标准准确度级条件下，保护用电流互感器的误差限值如表 6-6 所示。

表 6-6 保护用电流互感器的误差限值

| 准确级 | 在额定一次电流时<br>电流误差± (%) | 在额定一次电流时相位差 |          | 在额定准确限值一次<br>电流时复合误差 (%) |
|-----|-----------------------|-------------|----------|--------------------------|
|     |                       | ± (′)       | ± (crad) |                          |
| 5P  | 1                     | 60          | 1.8      | 5                        |
| 10P | 3                     | —           | —        | 10                       |

表 6-6 所列是在额定频率和额定负荷，负荷功率因数为 0.8（滞后）条件下的限值，在其他条件下的限值须与制造厂协商确定。

对于一次绕组为单匝，而额定一次电流为 150A 及以下的电流互感器（例如套管式电流互感器），其额定一次电流时的误差限值，也不在表 6-6 所列之内，须与制造厂协商确定。

上述所提到的复合误差，根据 GB1028—87 定义为：“互感器一次电流和二次电流的正符号与端子标志相一致的情况下，在稳态时下列两个值之差的有效值称为复合误差：①一次电流瞬时值；②二次电流瞬时值与额定电流比的乘积。”

复合误差  $\epsilon_c$  通常以一次电流有效值百分数表示，按下式计算

$$\epsilon_c \% = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n \cdot i_2 - i_1)^2 \cdot dt} \tag{6-5}$$

式中  $I_1$  ——一次电流有效值，A；

$i_1$  ——一次电流瞬时值，A；

$i_2$  ——二次电流瞬时值，A；

$T$  ——一个周波的时间，s。

五、仪表安全系数  $F_s$  的选择

在电力系统短路状态下，当电流互感器一次侧流过巨大的短路电流时，要求测量用的电流互感器铁芯快速饱和，使电流互感器的二次电流值受到限制，测量表计不因巨大的短路电流而受到损坏。仪表安全系数  $F_s$  反应了对测量用电流互感器的这一要求。

$F_s$  的定义为：当二次电流刚好等于一次电流的 90% 时的实际一次电流与额定一次电流之比。

$F_s$  值越小，说明在一次电流增大时铁芯饱和的越快，对测量表计越安全。要求  $F_s$  太小，又要保证所需的准确度，制造上有困难。目前国产 500kV 电流互感器可以做到  $F_s=5$ ，220kV 及以下电流互感器  $F_s=10$ 。

六、电流互感器二次绕组数的确定

目前国产常规电流互感器二次绕组数量如表 6-7 所示。

表 6-7 国产常规电流互感器二次绕组数量表

| 电压等级 (kV) | 测量绕组 | 一般保护 (5P、10P) | 暂态保护级 | 总 数 |
|-----------|------|---------------|-------|-----|
| 500       | 1~2  | 1~2           | 2~4   | 6~8 |
| 330~220   | 1    | 1~5           | 1~4   | 4~6 |
| 110       | 1    | 3             | —     | 4   |
| 60        | 1    | 2             | 2     | 3   |
| 35        | 1    | 2             | 2     | 3   |
| 10        | 1    | 1             | —     | 2   |

电流互感器二次绕组的数量，取决于所在回路的继电保护装置、自动装置和测量表计的要求。在确定二次绕组数量时，应注意以下问题。

(1) 电流互感器的二次绕组数量尽可能与制造厂的常规产品的数量相一致。尽量采用标准产品。

(2) 同一母线引出各回路，电流互感器二次绕组的配置尽可能一致，以利于运行和维护。

(3) 当实际需要的二次绕组数量多于标准产品的二次绕组数量时，可采用高一级电压的电流互感器。例如，在 60kV 系统需要 4 个二次绕组的电流互感器时，可选用 110kV 电流互感器。

### 第三节 保护用电流互感器的暂态参数选择

#### 一、采用暂态型电流互感器的必要性

(1) 500kV 电力系统的出现，带来一个明显的特征就是系统的时间常数增大了。220kV 系统的时间常数一般小于 60ms，而 500kV 系统的时间常数在 80~200ms 之间。系统时间常数增大的结果，使短路电流非周期分量的衰减时间加长，短路电流的暂态持续时间加长。

(2) 由于系统容量增大，短路电流的幅值也增大。

(3) 由于系统稳定的要求，500kV 系统主保护动作时间一般在 20ms 左右，包括断路器的动作时间在内，总的切除故障时间不超过 100ms。实质上，系统主保护是在故障的暂态过程中动作的。

在电力系统短路时，暂态电流流过电流互感器时，在互感器内也产生一个暂态过程。这一暂态过程的特点，与电力系统时间常数、电流互感器二次负荷的特点及电流互感器自身参数等因素有关。这点将在后文进行详细地推导。总的来讲，由于系统短路暂态过程持续的时间增长，短路电流幅值的增大，电流互感器的暂态磁通大幅度地增加。如不采取措施，在系统短路时，电流互感器铁芯将很快趋于饱和。特别在装有重合闸的线路上，在第一次故障造成的暂态过程尚未衰减完毕的情况下，再叠加另一次短路的暂态过程，由于电流互感器铁芯剩磁的存在，有可能使铁芯更快地饱和。其结果将使电流互感器传递一次电流信息的准确性受到破坏。这就可能导致在暂态过程中，继电保护和自动装置的不正确动作。

鉴于上述情况，要求在 500kV 系统中，保护用的电流互感器，在暂态过程中也能准确地工作。这就要求选择具有暂态特性的电流互感器。

实际上，上述情况在 220kV 和 330kV 系统也存在，但由于问题还不那样严重，出于经济上的考虑，目前在 220kV 和 330kV 系统中还不能推荐采用具有暂态特性的保护用电流互感器。

#### 二、电流互感器的暂态计算

电流互感器的接线如图 6-4 所示。其等效电路如图 6-5 所示。为简化计算，将铁芯的磁化曲线直线化。等效电路的电源用一个线性的电流源表示。考虑到电流互感器的具体情况，省略去一次

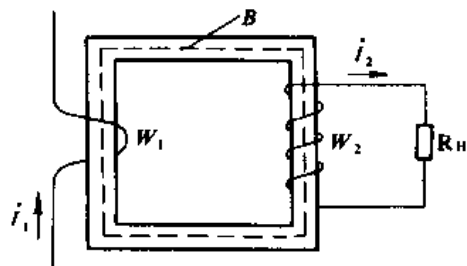


图 6-4 电流互感器示意图

绕组的电阻  $R_1$ 、电感  $L_1$  和励磁回路电阻  $R_0$ ，并将二次绕组电阻  $R_2$ 、电感  $L_2$ 、负荷电阻  $R_H$ 、电感  $L_H$  合并为  $R_2$ 、 $L_2$ 。这样便可将图 6-5 进一步简化，并变成运算电路形式，如图 6-6 所示。以下利用运算法解此电路的暂态过程。

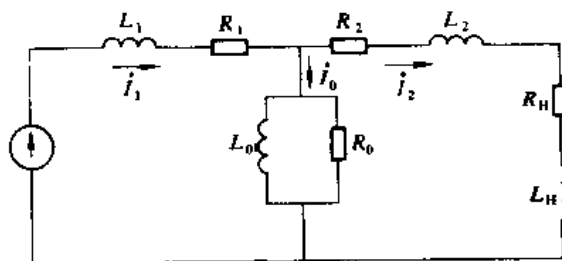


图 6-5 电流互感器等效电路图

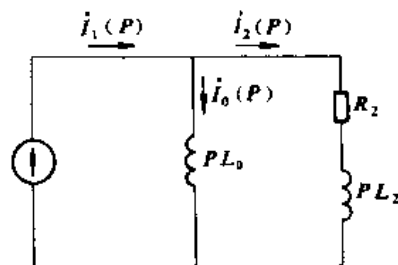


图 6-6 电流互感器运算电路图

根据运算欧姆定律可写出二次电流和励磁电流的象函数为

$$I_2(P) = \frac{PL_0}{PL_0 + (R_2 + PL_2)} I_1(P) \quad (6-6)$$

$$I_0(P) = \frac{R_2 + PL_2}{PL_0 + (R_2 + PL_2)} I_1(P) \quad (6-7)$$

在暂态过程中具有对称分量的短路电流瞬时值的一般表达式为

$$i_1(t) = \sqrt{2} I_{1PSC} [e^{-\frac{t}{T_p}} \cdot \cos\theta - \cos(\omega t + \theta)] \quad (6-8)$$

当  $\theta=0$  时，电流为全偏移，则一次电流为

$$i_1(t) = \sqrt{2} \cdot I_{1PSC} (e^{-\frac{t}{T_p}} - \cos\omega t) \quad (6-9)$$

式中  $I_{1PSC}$ ——一次对称短路电流有效值；

$T_p$ ——一次系统时间常数；

$\omega$ ——角频率；

$\theta$ ——短路电流初相角；

$t$ ——时间变量。

一次电流的象函数为

$$I_1(P) = \sqrt{2} I_{1PSC} \left[ \frac{1}{P + \frac{1}{T_p}} - \frac{P}{P^2 + \omega^2} \right] \quad (6-10)$$

将  $I_1(P)$  代入式 (6-6)、(6-7)，则  $I_2(P)$  和  $I_0(P)$  可写为

$$I_2(P) = \frac{PL_0}{PL_0 + (R_2 + PL_2)} \left[ \frac{1}{P + \frac{1}{T_p}} - \frac{P}{P^2 + \omega^2} \right] \sqrt{2} I_{1PSC} \quad (6-11)$$

$$I_0(P) = \frac{R_2 + PL_2}{PL_0 + (R_2 + PL_2)} \left[ \frac{-1}{P + \frac{1}{T_P}} - \frac{P}{P^2 + \omega^2} \right] \sqrt{2} I_{1PSC} \quad (6-12)$$

对式 (6-11)、(6-12) 进行整理、简化并进行运算微积的反变换, 可得出  $i_2(t)$ 、 $i_0(t)$  的原函数为

$$i_2(t) = \left[ -\frac{T_s}{T_s - T_P} e^{-\frac{t}{T_P}} + \frac{T_P}{T_s - T_P} e^{-\frac{t}{T_s}} - \sin\delta \sin(\omega t - \delta) \right] \sqrt{2} I_{1PSC} \quad (6-13)$$

$$i_0(t) = \left[ \frac{T_P}{T_s - T_P} (e^{-\frac{t}{T_s}} - e^{-\frac{t}{T_P}}) - \frac{1}{\omega T_s} \sin\omega t \right] \sqrt{2} I_{1PSC} \quad (6-14)$$

上述推导过程中作了如下假设:

- (1) 电流互感器铁芯未饱和并工作在磁化曲线的直线部分;
- (2)  $L_0 \gg L_H + L_2$ , 所以  $\frac{L_2}{L_2 + L_0} \approx 0$ ;
- (3)  $\frac{L_0}{R_2} = T_0$ ,  $\frac{L_2}{R_2} = T_2$ ,  $T_s = T_0 + T_2$ , 为二次回路时间常数;
- (4) 二次负载为纯电阻, 负载阻抗角  $\varphi_H = 0$ ,  $\cos\varphi_H = 1$ ;
- (5)  $\delta = \cos^{-1} \frac{R_2}{Z_0} \approx 90^\circ$ ,  $\sin\delta \approx 1$ 。

电流互感器的暂态特性, 主要取决于在暂态过程中铁芯磁通密度的变化特性。根据电工原理, 求出励磁电流  $i_0(t)$  后, 便可写出暂态磁通密度的表达式为

$$\begin{aligned} B(t) &= \frac{L_0 i_0(t)}{W_2 S} = \frac{L_0}{W_2 S} I_m \left[ \frac{T_P}{T_s - T_P} (e^{-\frac{t}{T_s}} - e^{-\frac{t}{T_P}}) - \frac{1}{\omega T_s} \sin\omega t \right] \\ &= B_m \left[ \frac{\omega T_P T_s}{T_P - T_s} (e^{-\frac{t}{T_s}} - e^{-\frac{t}{T_P}}) - \sin\omega t \right] \end{aligned} \quad (6-15)$$

式中  $L_0$ ——励磁回路电感;

$W_2$ ——电流互感器二次绕组平均匝数;

$S$ ——铁芯截面积;

$I_m$ ——一次对称短路电流幅值,  $I_m = \sqrt{2} I_{1PSC}$ 。

令  $B_m = \frac{L_0}{W_2 S} I_m$  为暂态过程中由励磁电流的稳态正弦分量产生的稳态磁通密度幅值。

则式 (6-15) 可写为

$$B(t) = \frac{\omega T_P T_s}{T_P - T_s} B_m (e^{-\frac{t}{T_P}} - e^{-\frac{t}{T_s}}) - B_m \sin\omega t \quad (6-16)$$

由式 (6-16) 可看出, 暂态磁通密度由以下二部分组成。

(1)  $B(t)_1 = -B_m \sin\omega t$ 。此部分为稳态励磁电流产生的周期分量。

(2)  $B(t)_2 = \frac{\omega T_P T_s}{T_P - T_s} B_m (e^{-\frac{t}{T_P}} - e^{-\frac{t}{T_s}})$ 。此部分为暂态励磁电流产生的非周期分量。

根据式 (6-16) 还可画出暂态过程中, 电流互感器电流、磁通密度变化的曲线, 如图 6-

7 所示。

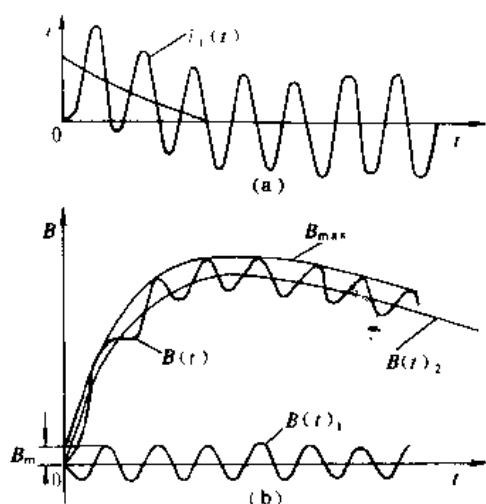


图 6-7 暂态过程中电流互感器电流、磁通密度变化曲线

(a) 电流波形；(b) 磁通密度波形

$$i_1(t) = \sqrt{2} I_{1PSC} \left( e^{-\frac{t}{T_P}} - \cos \omega t \right)$$

根据 IEC44-6 (1992) 的定义<sup>5</sup>,  $K_{if} = \frac{\phi(t)}{\phi_m} = \frac{SB(t)}{SB_m} = \frac{B(t)}{B_m}$ , 称为电流互感器的暂态系数。它的含义是: 当电流互感器经受单次通电, 且假定二次回路时间常数 ( $T_s$ ) 在整个通电期间内保持不变时, 理论上的二次匝链总磁通与该磁通交流分量的峰值之比。根据式 (6-16) 可推导出  $K_{if}$  的表达式为

$$K_{if} = \frac{\omega T_P T_s}{T_P - T_s} \left( e^{-\frac{t}{T_P}} - e^{-\frac{t}{T_s}} \right) - \sin \omega t \quad (6-17)$$

当  $\sin \omega t = -1$  时, 式 (6-17) 为

$$K_{if} = \frac{\omega T_P T_s}{T_P - T_s} \left( e^{-\frac{t}{T_P}} - e^{-\frac{t}{T_s}} \right) + 1 \quad (6-18)$$

$K_{if}$  有时也称为电流互感器的铁芯面积放大倍数。它的物理意义是: 当电流互感器一次

侧通过全偏移短路电流时, 在暂态过程中, 为防止铁芯在规定的时间内产生瞬态饱和, 铁芯必须放大的倍数。 $K_{if}$  是随时间而变化的, 将式 (6-18) 对  $t$  求导, 可求出  $K_{if}$  出现最大值的时间  $t_{max}$

$$t_{max} = \frac{T_P T_s}{T_P - T_s} \ln \frac{T_P}{T_s} \quad (6-19)$$

将  $t = t_{max}$ , 代入式 (6-18), 便可得出暂态系数的最大值  $K_{if max}$

$$K_{if max} = \omega T_P \left( \frac{T_P}{T_s} \right)^{\frac{T_P}{T_s - T_P}} + 1 \quad (6-20)$$

如将电流互感器的铁芯放大  $K_{if max}$  倍时, 在暂态过程的任何时间内, 铁芯都不会饱和。例如, 当一次短路电流为全偏移,  $T_P = 0.1s$ ,  $T_s = 2.5s$ , 代入式 (6-20), 可求得

$$K_{if max} = 314 \times 0.1 \times \left( \frac{0.1}{2.5} \right)^{\frac{0.1}{2.5-0.1}} + 1 = 28.49$$

显然, 将电流互感器的铁芯放大 28.49 倍, 既不现实, 也不合理。在实际应用时, 往往要求电流互感器在某个给定时间之内不饱和。所需的面积系数远小于  $K_{if max}$ 。例如, 当继电保护的动作为 20ms 时, 要求电流互感器在 40ms 之内不饱和, 将  $T_P = 0.1$ 、 $T_s = 2.5$ 、 $t = 0.04$  代入式 (6-18) 中, 可求出  $K_{if} = 11.27$ 。

通过上述分析和计算可见, 增大铁芯截面积能有效地改善电流互感器的暂态特性。但在实际工程中由于制造上的困难和出于经济上的考虑, 而不单纯地通过增加铁芯的截面积来改善电流互感器的暂态特性。在适当增加铁芯截面积的同时还要采用其他有效措施来改变铁芯磁路的特性。例如, 在铁芯中加入非磁性间隙, 使电流互感器适应于在暂态条件下

工作。

### 三、电流互感器的工作循环

在确定电流互感器的暂态参数时，与规定的电流互感器工作循环密切相关。所谓工作循环，即一台电流互感器从带电开始，直到完全断开电源的全过程。在工作循环的各规定通电期间内设一次电流为全偏移，并具有规定的衰减时间常数 ( $T_p$ ) 和额定幅值。考核电流互感器的工作循环通常有两种，一是单次通电，二是双次通电。

单次通电： $C \rightarrow t' \rightarrow O$ 。

双次通电： $C \rightarrow t' \rightarrow O \rightarrow t_{cr} \rightarrow C \rightarrow t'' \rightarrow O$ 。

各符号的含义：

$C$ ——合闸；

$O$ ——跳闸；

$t'$ ——第一次电流通过时间，在  $t'_{a1}$  时间内保持规定的准确度， $t' > t'_{a1}$ ；

$t''$ ——第二次电流通过时间，在  $t''_{a1}$  时间内保持规定的准确度， $t'' > t''_{a1}$ ；

$t_{cr}$ ——自动重合闸的无电流时间，即在断路器自动重合闸过程中，一次短路电流从切断起到其重复出现的时间间隔；

$t'_{a1}$ 、 $t''_{a1}$ ——准确限值保持时间，在此时间内电流互感器应保持规定的准确度，通常由继电保护装置的临界测量时间所确定。当继电保护装置要求在故障未切除时稳定运行，还要加入断路器切断电流的时间（包括断路器的固有动作时间和灭弧时间）。

“工作循环”中各时间参数的确定，直接影响电流互感器的造价。这些参数在订货时要根据工程的具体情况与制造厂协商确定。参数确定时要恰到好处，指标提的不合理会造成产品功能过剩或不足，过剩会造成产品价格无谓增高；不足则对安全运行不利。对 500kV 系统， $t'_{a1}$  和  $t''_{a1}$  通常按 20~40ms 考虑，断路器切断电流时间按 40~50ms 考虑，再加上适当的裕度，一般按  $t' = 100ms$ 。 $t_{cr}$  一般为 300~500ms，其值越小，电流互感器的制造难度越大，造价越高。 $t''$  通常按保护动作时间加裕度考虑，即  $t'' = 60ms$ 。电流互感器在  $C-O-C-O$  工作循环期间，电流、磁通密度的波形图如图 6-8 所示。

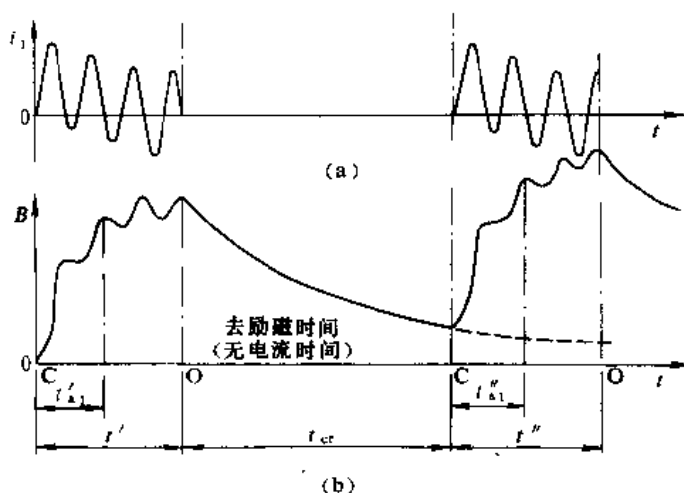


图 6-8 电流互感器在  $C-O-C-O$  工作循环期间，  
电流、磁通密度波形

(a) 电流波形；(b) 磁通密度波形

### 四、具有暂态特性的保护用电流互感器分级

为了使电流互感器在暂态过程中能准确地转变一次电流，在电流互感器制造上一般采取如下措施。

- (1) 加大铁芯截面，使之在暂态过程中不饱和。
- (2) 在铁芯的磁路上设置非磁性间隙。
- (3) 选择饱和倍数高的磁性材料制造铁芯。

电流互感器的构造不同，暂态特性也有较大差别，根据 IEC44-6 (1992) 规定，暂态型电流互感器分为 TPS、TPX、TPY、TPZ，4 个等级。

在说明各级电流互感器的特点之前先明确有关暂态误差的几个定义。

(1) 瞬时误差电流 ( $i_e$ )：二次电流瞬时值 ( $i_s$ ) 乘以额定电流比 ( $K_n$ ) 与一次电流瞬时值 ( $i_p$ ) 的差，即

$$i_e = K_n i_s - i_p \quad (6-21)$$

当同时有交流分量  $i_{tac}$  和直流分量  $i_{dc}$  时，由上式可得

$$i_e = i_{tac} + i_{dc} = (K_n i_{tac} - i_{pac}) + (K_n i_{dc} - i_{pdc}) \quad (6-22)$$

(2) 峰值瞬时(总)误差  $\hat{\epsilon}$ ：在规定的工作循环中最大的瞬时误差电流，用额定一次短路电流峰值的百分数表示

$$\hat{\epsilon} = 100 \frac{\hat{i}_e}{\sqrt{2} I_{psc}} \% \quad (6-23)$$

式中  $I_{psc}$ ——一次对称短路电流有效值；

$\hat{i}_e$ ——最大瞬时误差电流。

(3) 交流分量瞬时误差峰值 ( $\hat{\epsilon}_{ac}$ )：交流分量的最大瞬时误差电流用额定一次短路电流峰值的百分数表示

$$\hat{\epsilon}_{ac} = 100 \frac{i_{tac}}{\sqrt{2} I_{psc}} \% \quad (6-24)$$

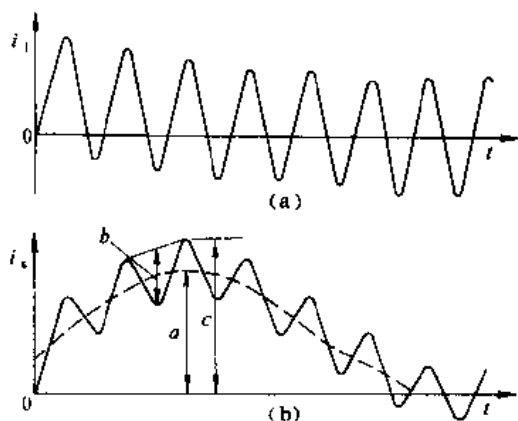


图 6-9 电流互感器的暂态误差电流波形图

(a) 一次电流波形；(b) 误差电流波形

$a = i_{dc}$ ； $b = 2i_{tac}$ ； $c = i_{dc} + i_{tac}$

注：TPX、TPY 型， $i_e = C$ ；TPZ 型， $i_e = \frac{b}{2}$

电流互感器的暂态误差电流波形如图 6-9 所示。

各等级暂态型电流互感器的特点如下。

(1) TPS 级。低漏磁电流互感器，铁芯不设非磁性间隙，暂态面积系数也不大，铁芯截面比稳态保护级大得不多，其性能由二次励磁特性和匝数比误差限值规定，无剩磁通限值。

该准确级的误差限值：匝数比误差（匝数比值为  $1/K_n$ ， $K_n$ ——互感器额定电流比）不得超过 0.25%。在二次极限励磁电压下的励磁电流峰值应不超过规定值。二次极限励磁电压  $U_{al}$ ，通常按式 (6-25) 由用户规定，即

$$U_{al} = KK_{ssc}(R_{ct} + R_h)I_{sn} \quad (6-25)$$

式中  $K$ ——为用户规定的面积系数；

$K_{sc}$ ——工程所需的对称短路电流系数；

$R_b$ ——用户规定的二次负荷电阻（负荷  $\cos\varphi=1$ ）；

$R_a$ ——互感器的二次绕组电阻，由制造厂设计确定，如有些情况需与其他设备匹配，用户可提出其极限值。

$U_{al}$ 是当电压幅值增大 10% 时致使励磁电流峰值不超过 100% 的电压值。

TPS 级制造比较简单，但是为满足低漏磁型，对某些互感器的结构需要采取措施。对于具有实质上连续环形铁芯及均匀分布的气隙，均匀分布的二次绕组，一次导体位置为中心对称，并且箱壳外邻近的以及相邻的导体的影响可忽略不计的互感器即满足低漏磁通的要求。因此，变压器、GIS 用的装入式及倒立式结构最适用于低漏磁型互感器。TPS 级大多接于高阻抗继电器做母线差动保护等用。

(2) TPX 级。铁芯不设非磁性间隙，在同样的规定条件下与 TPY 和 TPZ 级相比，铁芯暂态面积系数要大得多；准确限值规定为在指定的暂态工作循环中的峰值瞬时误差 ( $\hat{\epsilon}$ )，无剩磁通限值。

暂态瞬时误差  $\epsilon$  即图 6-9 中的 C，包括交流分量和直流分量的总误差。该准确级只适用于暂态单工作循环，即不适用于双工作循环的要求。

(3) TPY 级。铁芯设置一定的非磁性间隙，其相对非磁性间隙长度（实际非磁性间隙长度与铁芯磁路长度之比值）大于 0.1%。准确限值规定为在指定的暂态工作循环中的峰值瞬时误差 ( $\hat{\epsilon}$ )。剩磁通不超过饱和磁通的 10%。由于限制了剩磁，TPY 级不但适用于单循环，同时也适用于双循环，即适用于重合闸情况，但后者铁芯截面比前者要大得多。

(4) TPZ 级。铁芯中设置的非磁性间隙尺寸较大，一般相对非磁性间隙长度要大于 0.2% 以上。准确限值规定为在指定的二次回路时间常数下和具有最大直流偏移的单次通电时的峰值瞬时交流分量误差 ( $\hat{\epsilon}_{ac}$ )。无直流分量误差限值要求。剩磁实际上可以忽略。

TPZ 级准确级的误差值如图 6-9 中的 b/2。TPZ 级由于铁芯非磁性间隙大，铁芯磁化曲线线性度好，二次回路时间常数小，对交流分量的传变性能也好。

TPZ 级铁芯截面积比 TPY 级要小，但在制造上要满足指定的二次回路时间常数难度较大。

由于 TPZ 级铁芯实际上无剩磁，所以 TPZ 级电流互感器最适用于双循环工况。

TPX、TPY 及 TPZ 级的误差限值如表 6-8 所列。

表 6-8 暂态特性电流互感器误差限值

| 准确级 | 在额定一次电流下  |              | 在准确限值条件下<br>最大峰值瞬时误差 (%)   |
|-----|-----------|--------------|----------------------------|
|     | 比差 (%)    | 相位差 (')      |                            |
| TPX | $\pm 0.5$ | $\pm 30$     | $\hat{\epsilon} = 10$      |
| TPY | $\pm 1$   | $\pm 60$     | $\hat{\epsilon} = 10$      |
| TPZ | $\pm 1$   | $180 \pm 18$ | $\hat{\epsilon}_{ac} = 10$ |

注：TPZ 级额定一次电流下相位差限值为  $180' \pm 18'$ ，即对应二次回路时间常数为  $60 \pm 6\text{ms}$ 。

TPX、TPY 及 TPZ 级的准确限值条件包括以下各项。

(1) 一次回路时间常数 ( $T_p$ )，我国 500kV 规定为 0.1s，220kV 为 0.06s。

(2) 短路电流直流分量，一般为 100% 或称全偏移。

(3) 对称短路电流系数  $K_{sc}$ ，即由系统短路电流计算所得之短路电流与额定一次电流的比值，IEC 的推荐值为 5、10、15、20、30 共五种。

(4) 额定二次负荷，标准值为 2.5、5、7.5、10、15、20VA (二次额定电流 1A)， $\cos\phi = 1$ 。

(5) 工作循环：C—O 或 C—O—C—O。

## 五、暂态保护级电流互感器的选择

暂态保护级电流互感器选择时，要注意以下两方面因素。

(1) 继电保护的特性。继电保护的特性对电流互感器的选择起决定性作用。对互感器选择有影响的特性有以下几项。

1) 继电保护的動作时间，测量元件，是否要求在整个故障电流未切断前保持稳定运行，这直接影响  $t'$  ( $t''$ ) 的长短。

2) 是否有自动重合闸，电流互感器的工作循环是 C—O 还是 C—O—C—O。

3) 重合闸的无电流时间  $t_{cr}$ 。

4) 继电保护装置的电流回路负担。

(2) 电流互感器的实际使用条件。如前所述，电流互感器的准确限值是在若干假定条件下的保证值。当实际使用条件与假定条件不同时，电流互感器所能保证的性能也有变化。电流互感器限定的各使用条件之间也互相有影响。例如，假定一次系统时间常数为 100ms，而实际运行系统的时间常数随系统容量及接线方式的变化而变化。短路电流的直流分量，假定为 100% 偏移，而实际系统故障出现全偏移的情况是极少的。根据到目前为止的国内和国外的短路电流示波资料来看，220kV 及其以上电力系统的短路故障还没有出现过发生在电压初相角小于  $40^\circ$  的事例，而 110kV 及以下的系统短路故障根据英国 Warrington 氏的统计则约有 5% 发生在电压初相角小于  $40^\circ$  的事例。这是因为电压越高相间距离越大，短路故障就越难于在低电压的瞬间发生。从暂态分析来看只有在电压过零点时发生击穿才有可能出现 100% 的直流分量的偏移，因此可以认为采用 100% 的偏移值是有较大裕度的。另外，电力系统短路电流倍数和电流互感器二次负担小于假定值时，都会使电流互感器的暂态特性有较大裕度。

当前在电力系统中大量采用静态电路构成的继电保护装置，电流互感器二次额定电流采用 1A，保护装置的电流回路消耗大为降低；保护的動作速度快；220~500kV 每套保护采用单独的电流互感器。这些使用条件对电流互感器暂态特性的改善极为有利。

还需要说明的，普通保护级 (P 级) 电流互感器，虽然是按稳态条件设计的，但这并不排除 (P) 级电流互感器在某些使用条件下也具有暂态性能的能力。

考虑到上述各种情况，一般来说，目前 220kV 及以下电力系统保护用电流互感器，在大多数情况下选用普通保护级 (P 级) 电流互感器，即能满足稳态也能满足暂态运行要求。例如，按目前的运行实际情况，大多数 220kV 线路都配备两套静态电路的速动保护，在东北

电网广泛采用的微机型线路保护，电流回路负荷不超过 2W。如电流互感器二次电流采用 1A，电缆截面为  $2.5\text{mm}^2$ ，长 300 米，电缆阻抗为  $2.1\Omega$ ，总的电流互感器二次负担不超过 5VA，一般 10P20 型电流互感器的额定负载为 30VA。实际负载为额定负载的  $1/6$ ，再考虑到短路电流不可能全偏移等因素，在短路时 P 级电流互感器不会饱和。

在 500kV 系统上述情况也是存在的，但考虑到 500kV 电流互感器二次电缆较长（一般要超过 400 米），短路电流幅值较大，对短路切除的可靠性要求比 220kV 线路高，所以一般建议用于 500kV 线路保护用的电流互感器选用 TPY 型。对于 500kV 母线保护用的电流互感器，因为没有重复励磁（没有重合闸），保护动作无延时，当电流回路负担较小时，一般情况下采用 P 级电流互感器就可以满足要求。特别是在采用高阻抗型母线差动保护时，对采用 P 级电流互感器更为有利。

## 第四节 电流互感器的二次回路设计

### 一、电流互感器的二次回路接线

电流互感器二次回路的接线方式，由测量仪表、继电保护及自动装置的要求以及电流互感器的配置情况而确定。在 220~500kV 变电所中，电流互感器常见的接线方式有如下几种。

(1) 单相式接线，如图 6-10 (a) 所示。这种接线主要用于变压器中性点和 6~10kV 电缆线路的零序电流互感器，只反应单相或零序电流。

(2) 两相星形接线，如图 6-10 (b) 所示。这种接线主要用于 6~10kV 小电流接地系统的测量和保护回路接线，可以测量三相电流、有功功率、无功功率、电能等。反应相间故障电流，不能完全反应接地故障。

(3) 三相星形接线，如图 6-10 (c) 所示。这种接线用于 110~500kV 直接接地系统的测量和保护回路接线。可以测量三相电流、有功功率、无功功率、电能等，反应相间及接地故障电流。

(4) 三角形接线，如图 6-10 (d) 所示。这种接线的测量表计电流回路一般不采用三角形接线。这种接线主要用于 Y, d 接线变压器差动保护回路。接入继电器的电流为二相电流互感器电流之差，故继电器回路无零序电流分量，并且流入继电器的电流为相电流的  $\sqrt{3}$  倍。

(5) 和电流接线，如图 6-10 (e) 所示。这种接线用于  $1\frac{1}{2}$  断路器接线、角形接线、桥形接线的测量和保护回路，详见第四章第二节。

### 二、测量仪表的电流回路接线

同一次回路的各种测量仪表的电流回路应串联在一起，供测量仪表电流回路的电流互感器按不完全星形或完全星形方式接线。串联的顺序应考虑使电流回路的电缆最短。一般的顺序是电流表、功率表、电度表、记录型仪表、变送器。

测量仪表用的电流互感器二次侧中性点在配电装置处一点接地。220~500kV 各回路

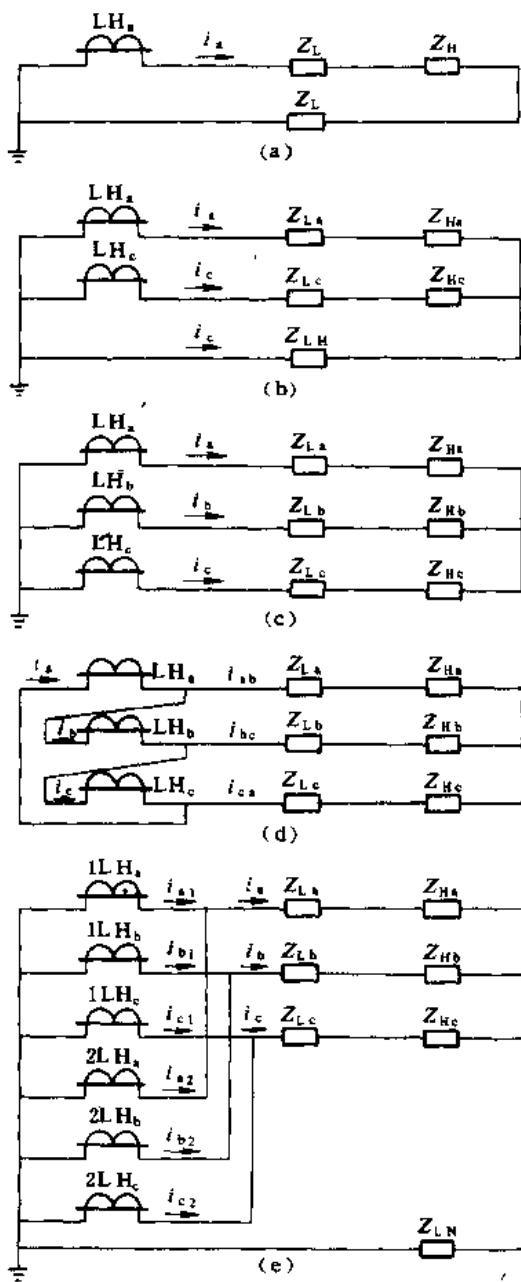


图 6-10 电流互感器二次回路的各种接线方式  
(a) 单相式接线; (b) 两相星形接线; (c) 三相星形接线; (d) 三角形接线; (e) 和电流接线

的测量表计电流回路通常用一根专用电缆,由配电装置的电流互感器端子箱引至表计屏。60kV 及以下各回路,一般测量与保护的电流回路共用电缆,将电流回路引至主控制室后再分开。

多种测量表计电流回路串联,要注意校验电流互感器的二次负担是否超过允许值;误差是否能满足串联中精度最高的表计要求。特别是在电流互感器的二次电流为 5A,电流回路电缆较长的情况下,经常出现测量用电流互感器的二次负担超过允许值的情况。当出现这种情况时,可通过加大电流回路电缆截面或将电流互感器的二次额定电流改为 1A 来解决。

### 三、保护用电流互感器的二次回路接线

保护用电流互感器的二次回路接线要根据继电保护装置的要求而确定。一般来说,过电流保护、阻抗保护、高频保护、母线差动保护、变压器差动保护的三角形侧电流互感器都采用星形或不完全星形接线。而变压器差动保护为了使各侧电流相位匹配,要求星形侧的电流互感器二次侧接成三角形,在某情况下为了滤掉零序电流,也采用三角形接线。为提高主保护的可靠性,220~500kV 线路主保护,220~500kV 变压器差动保护,220~500kV 母线保护都用单独的电流互感器或单独的电流互感器二次绕组供电,尽可能不与其他保护共用电流互感器的二次绕组。当需要共用电流互感器时,要经过中间电流互感器在回路上隔离。

为降低工程造价,在设计上通常采用测量仪表与继电保护共用一组电流互感器的方式,

但测量仪表和继电保护接同一组电流互感器的不同二次绕组,且供测量仪表的铁芯与供继电保护的铁芯在特性上有较大差别。测量铁芯是按电流互感器正常运行条件设计的,铁芯截面小,饱和倍数低;而保护用铁芯是按短路条件设计的,铁芯截面大,饱和倍数高。一般情况下不允许将继电保护装置接在电流互感器的测量用二次绕组。这是因为在短路情况下,测量用铁芯很快饱和,有可能引起继电保护装置拒动。若受条件限制须将继电保护装

置接在电流互感器测量用二次绕组时，需满足以下条件。

(1) 电流互感器的二次负担不应超过允许值。

(2) 通过试验确认在可能出现的最大短路电流时，测量用电流互感器铁芯不会饱和。

通常也不允许将测量仪表接在电流互感器的保护用二次绕组上。因保护用的二次绕组误差大，不能满足测量精度的要求，在短路情况下，因保护用的电流互感器不饱和，大的短路电流有可能使测量仪表损坏。要受条件限制须将测量仪表接在保护用二次绕组时，需要实测保护用电流互感器在额定电流时，实际所接负载条件下的实际误差，是否能满足测量仪表的要求，对测量仪表也要采取保护措施。

当继电保护和测量仪表须共用电流互感器同一个二次绕组时，应按以下原则配置。

(1) 保护装置接在测量仪表之前，避免校验仪表时影响保护装置工作。

(2) 当电流回路开路能引起继电保护装置不正确动作，在没有有效地闭锁和监视时，仪表应经中间电流互感器连接。当中间电流互感器二次回路开路时，保护用电流互感器误差应不大于10%。

保护用电流互感器二次侧应设一个接地点，一般在配电装置经端子接地。有几组电流互感器连接构成的保护电流互感器二次回路应在保护屏上设一个公用的接地点。

电流互感器二次回路一般不应设置切换回路，当确实需要切换时，应确保在切换时电流互感器二次回路不能开路。

## 第五节 电压互感器的参数选择

电压互感器的参数选择内容较多，在此仅讨论与二次接线设计有关的参数，即额定电压、二次负载、准确度、电压互感器的型式等，其他参数如绝缘水平、端子拉力、温升等不在本书中讨论。

### 一、额定电压

电压互感器的一次额定电压标准值应符合 GB156—80《额定电压》所规定的标准值之一，即：6、10、15、20、35、60、110、220、330、500kV。对于接在三相系统相与地间的单相电压互感器，其额定一次电压为上述额定电压的 $1/\sqrt{3}$ 。在选择电压互感器的一次额定电压时，应与国标规定的标准额定电压相一致。

电压互感器的二次电压标准值，对接于三相系统相间电压的单相电压互感器，二次额定电压为100V。对接在三相系统相与地间的单相电压互感器，额定二次电压为 $100/\sqrt{3}$ V。

接成开口三角的剩余电压绕组额定电压与系统中性点接地方式有关。中性点有效接地系统的接地电压互感器额定二次电压为100V，中性点非有效接地的接地电压互感器额定二次电压为 $100/3$ V。

### 二、额定二次输出

电压互感器额定的二次绕组及剩余电压绕组输出标准值是10、15、25、30、50、75、100、150、200、250、300、400、500、1000VA。除额定输出外，电压互感器还有一个极限输出值。其含义是在1.2倍额定一次电压下，互感器各部位温升不超过规定值，二次绕组能连

续输出的视在功率值（此时互感器的误差通常超过限值）。国家标准中对极限输出值未作规定，在订货时由用户与制造厂协商确定。

在选择电压互感器的二次输出时，首先要进行电压互感器所接的二次负荷统计。计算出各台电压互感器的实际负荷，然后再选出与之相近并大于实际负荷的标准的输出容量。

### 三、电压互感器的误差

电磁式电压互感器由于励磁电流、绕组的电阻及电抗的存在，当电流流过一次及二次绕组时要产生电压降和相位偏移，使电压互感器产生电压比值误差（以下简称比误差）和相位误差（以下简称相位差）。

电容式电压互感器，由于电容分压器的分压误差以及电流流过中间变压器，补偿电抗器产生电压降等也会使电压互感器产生比误差和相位差。电压互感器的比误差  $\epsilon_v$  用下式表示

$$\epsilon_v \% = \frac{K_n U_2 - U_1}{U_1} \times 100 \quad (6-26)$$

式中  $K_n$ ——额定电压比；

$U_1$ ——实际一次电压，V；

$U_2$ ——在测量条件下一二次施加  $U_1$  时的实际二次电压，V。

电压互感器的相位差，即是一次电压与二次电压相量的相位之差。相量方向以理想互感器的相位差为零来确定。当二次电压相量超前一次电压相量时，相位差为正值。相位差以（'）或 crad 表示。

电压互感器电压的比误差和相位差的限值大小取决于电压互感器的准确度级。GB1207—86 规定如下。

（1）测量用电电压互感器的标准准确度级有：0.1、0.2、0.5、1、3 五个等级。

（2）测量用电电压互感器的误差限值条件是：①额定频率；②一次电压在 80%~120% 额定电压间任一电压值；③负荷功率因数为 0.8（滞后）；④二次负荷为 25%~100%。测量用电电压互感器的误差限值如表 6-9 所示。

表 6-9 测量用电电压互感器的误差限值

| 准确度级 | 比误差 ± (%) | 相 位 差 |          |
|------|-----------|-------|----------|
|      |           | ± (') | ± (crad) |
| 0.1  | 0.1       | 5     | 0.15     |
| 0.2  | 0.2       | 10    | 0.3      |
| 0.5  | 0.5       | 20    | 0.6      |
| 1    | 1.0       | 40    | 1.2      |
| 3    | 3.0       | 不规定   | 不规定      |

（3）测量用电电压互感器的准确度级由所接的测量仪表要求而确定。各种准确度级的仪表对互感器的要求见表 6-4。

（4）保护用电电压互感器的标准准确度级有 3P 和 6P 两个等级。其误差限值条件是：①

额定频率：② 二次电压为 5% 额定电压和与额定电压因数对应的电压；③ 负荷为 25%~100% 额定负荷的任一值；④ 负荷功率因数为 0.8（滞后）。保护用电压互感器的误差限值如表 6-10 所示。在 2% 额定电压下，负荷为 25%~100% 额定负荷的任一值，并且功率因数为 0.8（滞后）时，电压误差应不超过表 6-10 规定值限值的两倍。

表 6-10 保护用电压互感器的误差限值

| 准确度级 | 电压误差 ± (%) | 相 位 差 |          |
|------|------------|-------|----------|
|      |            | ± (°) | ± (crad) |
| 3P   | 3.0        | 120   | 3.5      |
| 6P   | 6.0        | 240   | 7.0      |

#### 四、电压互感器的选型

在工程中采用的电压互感器，按工作原理可分为电磁式电压互感器和电容式电压互感器。电磁式电压互感器在结构上又有三相式和单相式两种。在三相式电压互感器中又有三相三柱式和三相五柱式两种。在 220~500kV 变电所中三相式电压互感器用的很少。

目前国产有 60~500kV 电容式电压互感器和 0.4~220kV 电磁式电压互感器。

电磁式电压互感器的优点是：①结构简单，有长时间的制造和运行经验，产品成熟；②在 220kV 及以下电压等级中与电容式电压互感器相比，电磁式电压互感器造价低；③暂态响应特性较好。其缺点是：①因铁芯的非线性特性，容易产生铁磁谐振，引起测量不准确和造成电压互感器的损坏；②在电压高时（超过 220kV），造价高于电容式电压互感器。

电容式电压互感器的优点是：①220kV 及以上电压等级的造价低于电磁式；②没有谐振问题；③装在线路上时可以兼作高频通道的结合电容器。其主要缺点是：①电压低于 220kV 时造价高于电磁式；②暂态响应特性较电磁式差。

在 220~500kV 变电所中，电压互感器的选型如下。

(1) 10~60kV 电压等级的一般选用单相、三绕组电磁式电压互感器。一个主二次绕组接成星形，供测量仪表和继电保护回路用；一个剩余电压绕组接成开口三角形，供接地保护用。

(2) 220~500kV 电压等级选用单相电容式电压互感器。220kV 选用三绕组或四绕组型电压互感器。在三绕组的情况下，其中一个主二次绕组接成星形，供测量仪表和继电保护回路用；在四绕组的情况下，两个主二次绕组接成星形，一个供测量仪表，一个供继电保护；剩余电压绕组接成开口三角形，供接地保护用。

(3) 500kV 选用四绕组型，其中两个主二次绕组接成星形，供给测量和双重化保护用，剩余电压绕组接成开口三角形供接地保护用。

## 第六节 电压互感器的二次回路接线

电压互感器的二次回路接线与二次侧中性点接地方式、测量和保护电压回路供电方式、

以及电压互感器二次绕组的个数有关。

### 一、电压互感器二次绕组接地方式

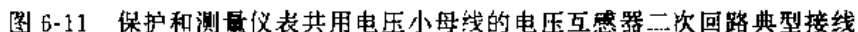
电压互感器二次绕组接地方式，有B相接地和中性点接地两种。NDGJ8--89《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规定》中规定：“大接地短路电流系统，电压互感器主二次绕组宜采用中性点直接接地方式”。“小接地短路电流系统，电压互感器主二次绕组，宜采用B相接地方式”。B相接地，在小接地短路电流系统中，用两个单相电压互感器接成V—V接线就可获得三个对称的线电压，可节省投资。在采用线电压同步的情况下，B相接地，能简化同步回路接线。但B相接地，不能测量相电压，也不能接绝缘监视仪表。为了安全，在采用B相接地的星形接线电压互感器中性点应通过击穿保险器接地。击穿保险器动作或A、C相任一相接地，将造成二次绕组单相或两相短路。电压互感器二次绕组中性点直接接地方式，虽然要求用三台单相电压互感器接成星形接线，与B相接地相比要求增加一台电压互感器。但无论是对于大接地短路电流系统，还是对小接地短路电流系统，这种接地方式，接线比较简单，能获得相电压和线电压，接线的功能齐全。

在220~500kV变电所中，220~500kV系统为大接地短路电流系统。10~60kV为小接地短路电流系统。在同一个变电所中电压互感器采用两种不同的接地方式，容易造成错误接线，影响测量仪表和继电保护的安全。也不利于运行维护，鉴于这种情况，在220~500kV变电所中各电压等级的电压互感器应统一采用一种接地方式，推荐采用零相接地。并且，全所各电压互感器二次回路共用一个零相电压小母线(YMN)，在主控制室一点接地，在接地线上不应安装有可断开的设备。当电压互感器离主控制室较远时，在变电所一次系统发生单相接地短路时，主控制室与电压互感器安装处的地电位差较大。为电压互感器的安全，如认为有必要，可在配电装置处电压互感器二次绕组中性点加放电间隙或氧化锌阀片。

### 二、继电保护和测量仪表的电压回路供电方式

#### 1. 保护和测量仪表共用电压小母线方式

保护和测量仪表共用电压小母线的电压互感器二次回路典型接线如图6-11所示。这种接线每组电压互感器共设5条电压小母线，即 $YMa$ 、 $YMb$ 、 $YMc$ 、 $YMd$ 、 $YMe$ 。从配电装置的电压互感器二次绕组至主控制室的电压小母线，引一组公用的电缆芯。继电保护和测量仪表的电压回路都接在公用的电压小母线上。这种接线简单清晰，用的电缆和保护设备少。其缺点是：电压回路的压降较大，难以满足要求。SDJ9—87《电气测量仪表装置设计技术规程》要求，“对用户计费的0.5级电度表其电压回路电压降不宜大于0.25%，对电力系统内部的0.5级电度表，其电压回路的电压降可适当放宽，但不应大于0.5%”。对10~220kV母线电压互感器，当接有用户计费电度表时，采用这种接线即使增大连接电缆的截面也难满足电压回路的电压降要求。例如，母线电压互感器每相总负荷为200VA，每相总电流为3.5A，若满足0.5%压降(0.5V)的要求，则每相电缆的电阻不应大于 $0.5V/3.5A=0.143\Omega$ 。当采用截面为 $6mm^2$ 电缆时，允许的电缆长度应不超过50m。这在实际工程中很难做到。这种接线一般可用于出线回路较少，电压回路负载较轻或电压回路连接电缆较短的户内式配电装置电压回路，也可用于线路专用的电压互感器。



保护和测量仪表分别设电压小母线的电压互感器二次回路典型接线如图 6-12 所示。保护用电压回路和测量仪表用电压回路在配电装置的电压互感器端子箱处分开。各回路设置独立的保护设备、连接电缆、切换回路和小母线。连接电缆的截面按各回路的压降要求来选择。测量仪表电压回路用的电缆可直接引至电度表屏，仪表回路的切换继电器也可装设在电度表屏上。这种接线方式，尽管比较复杂，连接电缆保护设备也用的较多，但能有效地解决计费用电度表的电压回路压降要求低的问题，提高了测量回路的准确度。另外，由于保护和测量仪表电压回路分开，减少了相互影响，也提高了继电保护电压回路的可靠性。



标准分享网 [www.bzfxw.com](http://www.bzfxw.com) 免费下载



这种接线方式可用于 10~220kV 母线电压互感器接线。

### 3. 采用具有两个主二次绕组的电压互感器

目前制造厂已经能生产具有两个主二次绕组的 220~500kV 电压互感器。两个主二次绕组可供接继电保护和测量仪表，一个剩余电压绕组可接成开口三角形，供接地保护和同步用。这种电压互感器的二次回路接线如图 6-13 所示。采用这种电压互感器能使测量仪表与继电保护的电压回路彻底地分开。可按各自回路的负荷大小准确度等级、电压降的允许值、保护设备以及回路的接线不同而采用不同的设计方案。消除了相互间的影响，提高了电压回路的可靠性。

此种接线可用于 220~500kV 母线电压互感器、500kV 线路及变压器专用的电压互感器。在采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线情况下，线路专用电压互感器的两个主二次绕组，不能一个只接继电保护，一个只接测量仪表。为了满足继电保护双重化的要求，每一套线路主保护的电压回路要接一个电压互感器的主二次绕组。测量仪表接其中任一主二次绕组。虽然有一个二次主绕组既接继电保护，又接测量仪表，但在一般情况下一个安装单位的保护和测量回路负载较小，注意适当选择连接电缆截面，可以满足电压回路压降要求。

在继电保护和测量仪表电压回路的设计上，要考虑的主要问题之一就是如何满足电压降的要求。为了解决这一问题，还可以采用其他措施。例如，将电度表下放到配电装置，在电压回路加电压补偿装置等等。

## 三、电压互感器二次回路的保护

### (一) 对保护设备的要求

电压互感器二次回路的保护设备应满足以下要求。

- (1) 在电压回路最大负荷时，保护设备不应动作。
- (2) 在电压回路中，发生单相或两相短路时，保护设备应能可靠地切除短路。
- (3) 在保护设备切除电压回路的短路过程中和切除短路之后，反应电压下降的继电保护装置不应误动作。
- (4) 电压回路短路保护动作后出现电压回路断线应有预告信号。

### (二) 保护设备的选择

电压互感器二次回路保护设备，一般采用快速熔断器或自动开关。

采用熔断器作为保护设备，简单、能满足上述 (1)、(2) 项要求。(3)、(4) 项要求需在继电保护回路中实现。采用自动开关作为保护设备，除能切除短路故障外，还可利用自动开关的辅助触点，在断开电压回路的同时也切断有关继电保护的电源，防止保护装置误动作并发出断线信号。

电压回路采用哪种保护方式，主要取决于电压回路所接的继电保护和自动装置的特性。当电压回路故障不能引起继电保护和自动装置误动作的情况下，应首先采用简单方便的熔断器作为电压回路的保护。在电压回路故障有可能造成继电保护和自动装置不正确动作的场合，应采用自动开关，作为电压回路的保护，以便在切除电压回路故障的同时，也闭锁有关的继电保护和自动装置。在实际工程中，通常在 60kV 及以下没有接距离保护的电压互

感器二次回路和测量仪表专用的电压回路，都采用快速熔断器保护；对于接有距离保护的电压回路，通常采用自动开关作为保护设备。

近年来生产的距离保护装置一般都具有性能良好的电压回路断线闭锁装置，电压回路故障不会引起保护误动。有些运行现场在接有距离保护的电压回路也采用了熔断器作为电压回路的故障保护，运行情况良好。因此，电压回路的保护方式，要根据工程的具体情况确定。

#### 1. 熔断器的选择

在电压回路没有接继电保护和自动装置的情况下，可选用普通熔断器保护电压回路。在继电保护和测量仪表共用电压互感器二次绕组时，如继电保护的电压回路用自动开关保护，测量仪表回路的熔断器应选用快速熔断器。

熔断器熔件的额定电流应按最大负荷电流选择。当测量仪表电压回路有分支时，分支熔断器和主回路熔断器应满足选择性要求。熔断器的额定电压不应低于 500V。

#### 2. 自动开关的选择

(1) 自动开关瞬时脱扣器的动作电流，应按大于电压互感器二次回路的最大负荷电流来整定。在双母线或单母线分段时应考虑两组电压互感器的负荷可能切换到一组电压互感器上的情况。

(2) 当电压互感器运行电压为 90% 额定电压时，二次电压回路末端两相经过渡电阻短路，而加于继电器电压线圈上的电压低于 70% 额定电压时，自动开关应瞬时动作。

(3) 自动开关瞬时脱扣器断开短路电流的时间应小于反应电压下降的继电保护装置动作时间，一般不应大于 20ms。

(4) 自动开关的额定电压不应低于 500V。

自动开关通常都安装在电压互感器端子箱内，环境较差，在选择自动开关时还应注意使用环境条件的选择。

#### (三) 保护设备的配置

电压互感器二次侧应在各相回路和开口三角绕组的试验芯上配置保护用的熔断器或自动开关。开口三角形绕组回路正常情况下无电压，故可不装设保护设备。熔断器或自动开关应尽可能靠近二次绕组的出口处装设，以减小保护死区。保护设备通常安装在电压互感器端子箱内，端子箱应尽可能靠近电压互感器布置。

为提高保护和自动装置的可靠性，减少电压回路断开的机率，一般在引至继电保护和自动装置的分支电压回路上，不允许装设分支熔断器或自动开关。

在测量仪表的分支电压回路上，可装设熔断器或自动开关作保护和回路断开之用。这类熔断器和自动开关可布置在控制屏或电度表屏上。

对主回路和分支回路的熔断器和自动开关都应设有监视措施，当这些保护设备动作断开电压回路时，应发出预告信号。

#### 四、电压回路切换

在电压互感器的二次回路中有两种切接：①互为备用的电压互感器之间的切换；②在双母线系统中一次回路所在母线变更时，继电保护的电压回路也应进行相应的切换。

互为备用的电压互感器二次回路间的切换,如图 6-11~图 6-13 所示。有手动控制和自动控制两种。由控制开关和中间继电器 ZJ 实现手动控制。也可以由母联(或分段)断路器和隔离开关的辅助触点控制,自动切换。在切换后能发出预告信号。

同一个一次回路的继电保护和自动装置,取不同的电压互感器二次电压的切换,也有用多触点控制开关手动切换和自动切换两种。控制开关装在控制屏上。自动切换是利用隔离开关的辅助触点控制切换中间继电器进行切换。

为了防止在电压切换过程中继电保护误动作,在电压回路切换的同时,应将可能误动作的继电保护正电源断开,应对切换继电器的位置是否正确进行监视。

为了提高切换回路的可靠性,可设公用的电压切换小母线。如图 6-13 中 1GQM, 2GQM。各回路的电压切换继电器正电源取自 1GQM 或 2GQM。当电压互感器主回路自动开关断开造成电压回路断线时,各回路切换继电器均不能动作。

手动和自动回路设计时都应有效地防止在切换过程中对一次侧停电的电压互感器反充电。电压互感器的二次反充电,可能会造成严重的人身和设备事故。为此,切换回路应采用先断开后接通的接线。在断开电压回路的同时,有关保护的正电源也应同时断开。电压回路切换采用手动和自动方式,各有其优缺点。手动切换,切换开关装在户内,运行条件好,切换回路的可靠性较高。但手动切换增加了运行人员的操作工作量,容易发生误切换或忘记切换,造成事故。为提高手动切换的可靠性,应制定专用的运行规程,对操作程序作出明确规定,由运行人员执行。自动切换可以减轻运行人员的操作工作量,也不容易发生误切换和忘记切换的事故。但隔离开关的辅助触点,因运行环境差,可靠性不高,经常出现故障,影响了切换回路的可靠性。为了提高自动切换的可靠性,应选用质量好的隔离开关辅助触点,并加强经常性的维护。

在实际运行中,上述两种切换方式都有采用,在具体工程设计时,采用哪种切换方式还要视变电所所在运行单位的习惯和要求而定。当隔离开关及其辅助触点质量较好可靠性又高的情况下,应优先采用自动切换的方式。

## 五、其他问题

(1)电压互感器的二次侧各相线回路应串入电压互感器一次侧隔离开关的辅助触点,确保当一次侧断开时二次回路也断开,防止二次侧反充电。

(2)当继电保护装置中电压回路断线闭锁是按零序电压滤过器原理构成的,在电压回路三相同时断开时闭锁装置将拒动,有可能造成距离保护误动。为防止这种情况发生,一般在自动开关或熔断器的某一相断口间并联一电容器,使得在自动开关三相断开时断线闭锁装置也能正确动作。所并联的电容器容量与断线闭锁装置的灵敏度及电压回路参数有关,需通过试验确定。如果由自动开关的辅助触点控制保护的正电源和发出电压回路断线信号,在自动开关三相断开时,保护不会误动作,也有信号发出。某一相断口并联的电容器也可以不要。

(3)220~500kV 变电所各侧电压互感器,二次回路应采用带屏蔽的控制电缆,以防止高压电磁场对电压回路的干扰。为防止电压回路之间的干扰,电压互感器的二次主绕组的相线(a、b、c)和零线(N)应由一根电缆由配电装置引至主控制室;接成开口三角形的

剩余电压绕组的两相，经另一单独的控制电缆引至主控制室。

## 第七节 电压抽取装置

为检测线路电压或同步，需要在 110~220kV 线路侧装设单相电压互感器。因检测电压或同步所需的容量很小，装设单相电压互感器往往造成输出容量上的浪费。利用电压抽取装置可做到不需要增加一次设备就可获得所需的二次电压，有明显的技术经济效益。目前制造厂生产的电压抽取装置有两种型式：①通过高频通道中的结合电容器抽取电压；②通过 110~220kV 电流互感器的末屏抽取电压。现就这两种电压抽取装置的工作原理分别叙述如下。

### 1. ZY-2 型电压抽取装置

ZY-2 型电压抽取装置的原理接线如图 6-14 所示，等值电路及相量图如图 6-15 所示。该装置可接入 OY-110/ $\sqrt{3}$  型或 OY-220/ $\sqrt{3}$  型线路结合电容器回路中。结合电容器  $C_1$  的电容量分别为 0.0066 $\mu$ F 和 0.0033 $\mu$ F，抽取装置内电容器  $C_2$  约 1~1.22 $\mu$ F。 $C_1$ 、 $C_2$  构成串联电容分压器。 $C_2$  两端抽取电压约为 500V。加在调相电阻  $R$  及中间变压器  $T$  的一次侧。抽取装置的输出电压  $U_2$  的大小由  $T$  的匝数比确定。

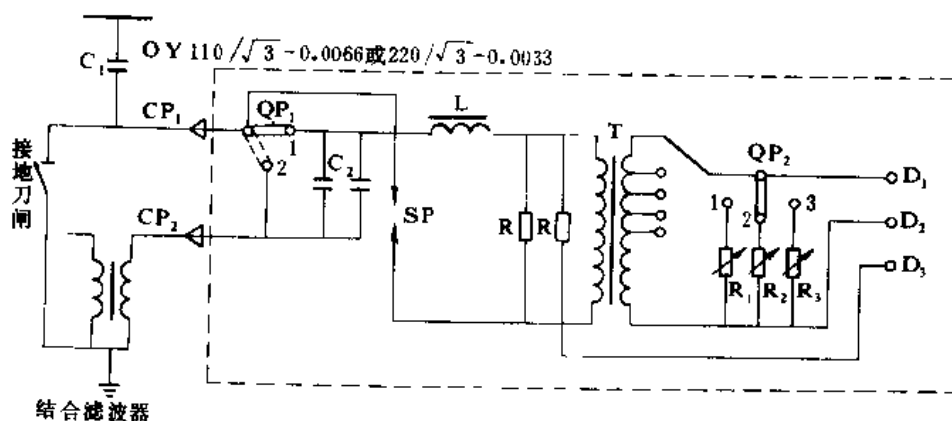


图 6-14 ZY-2 型电压抽取装置原理图

T—中间变压器；SP—火花间隙； $C_1$ —电容，0.0066 $\mu$ F； $C_2$ —电容，1 $\mu$ F 并联 0.22 $\mu$ F；

R—电阻，10k $\Omega$  并联 51k $\Omega$ ； $R_1$ 、 $R_2$ 、 $R_3$ —调节电阻；L—高频扼流圈

由等值电路可见，通过  $C_1$  的电流  $I_{C1}$ ，相位超前  $U_1$  相电压  $90^\circ$ ，其值主要由  $C_1$  的容抗来决定，可看作是一个不变的恒流源。 $I_{C1}$  分成三个支路，即  $C_2$ 、 $R$  和  $T$ 。 $\dot{I}_{C1} = \dot{I}_R + \dot{I}_T + \dot{I}_{C2}$ ， $\dot{I}_{C2} = \dot{I}_{C1} - (\dot{I}_R + \dot{I}_T)$ ，变压器  $T$  一次电压  $\dot{U}_T$  落后  $\dot{I}_{C2}$  电流  $90^\circ$ ； $\dot{I}_R$  与  $\dot{U}_T$  同相， $\dot{I}_T$  的相位取决于负载阻抗角。要调整输出电压  $\dot{U}_2$  的相位，就得改变  $\dot{U}_T$  的相位，也就是要改变  $\dot{I}_{C2}$  的相位，而改变  $\dot{I}_{C2}$  的相位，可通过调节负载的阻抗角和改变  $C_2$  的大小而获得。在中间变压器  $T$  的二次侧设可调电阻，用来调节输出电压  $\dot{U}_2$  的相位。ZY-2 型电压抽取装置

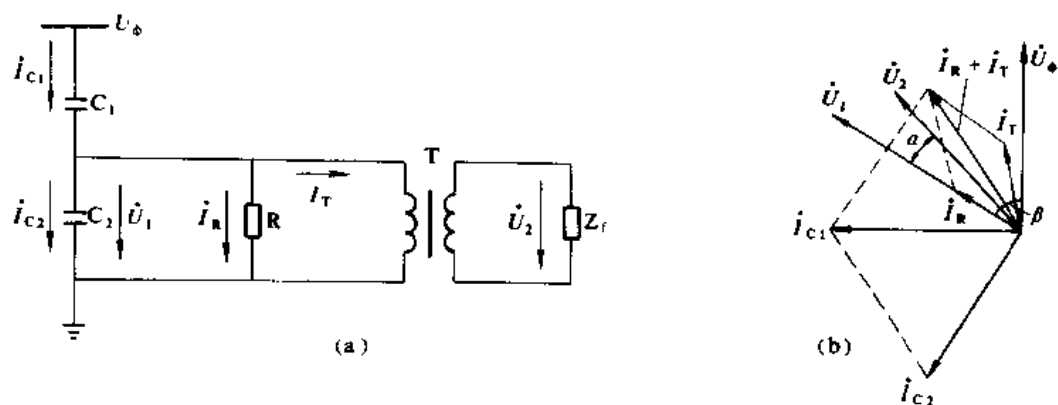


图 6-15 ZY-2 型电压抽取装置的等值电路图及相量图  
(a) 等值电路图；(b) 相量图

的输出电压为 100V 或 57V。输出电压的相位，可通过负载电阻来调节，输出容量最大为 5VA 或 10VA。电压误差不大于  $\pm 7\%$ ，角误差不大于  $\pm 4^\circ$ 。在抽取装置内还设有过电压保护器——火花间隙或低压阀式避雷器 SP，防止一次系统的高压进入二次回路。

## 2. ZY-4 型电压抽取装置

ZY-4 型电压抽取装置是通过电流互感器的电容式套管的末屏抽取电压。其原理图如图

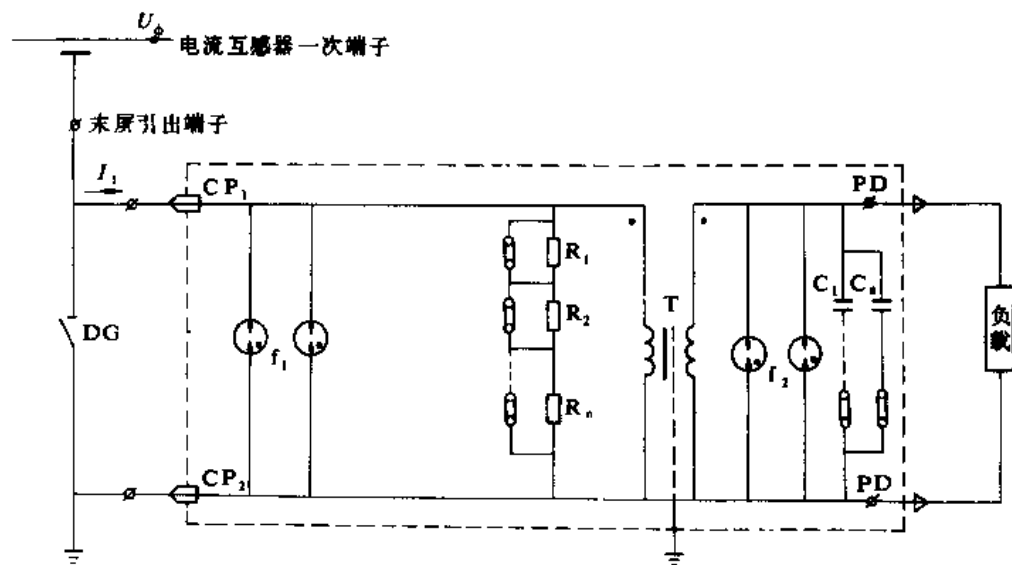


图 6-16 ZY-4 型电压抽取装置原理图

DG—接地刀闸；CP<sub>1</sub>、CP<sub>2</sub>—端子；f<sub>1</sub>、f<sub>2</sub>—放电管；R<sub>1</sub>、R<sub>2</sub>、R<sub>n</sub>—功率调节电阻；  
T—隔离变压器；PD—接线端子；C<sub>1</sub>~C<sub>n</sub>—移相电容器

6-16 所示。抽取装置由隔离变压器 T、调节电阻 R<sub>1</sub>~R<sub>n</sub>、调节电容 C<sub>1</sub>~C<sub>n</sub>、保护间隙——放电管 f<sub>1</sub>~f<sub>2</sub>、接地刀闸 DG 等部分构成。抽取装置运行时，端子 CP<sub>1</sub> 接电流互感器套管末屏引出端子，端子 CP<sub>2</sub> 接地，接地刀闸断开。隔离变压器的一次侧与电流互感器绝缘套管的电容相串联。隔离变压器一次绕组中的电流 I<sub>1</sub> 可按下式计算

$$I_1 = \frac{U_1'}{X_c + X_{BL}} \quad (6-26)$$

式中  $U_1'$ ——电流互感器一次端子对地电压（相电压）；

$X_c$ ——电容式绝缘套管的对地容抗；

$X_{BL}$ ——隔离变压器的等值阻抗（包括负载阻抗）。

因  $X_c \gg X_{BL}$ ，故  $\dot{I}_1$  接近纯容性，其相位超前  $\dot{U}_1'$  接近  $90^\circ$ 。因  $X_c$  数值很大，在  $\dot{U}_1'$  一定的情况下， $\dot{I}_1$  的大小取决于  $X_c$ 。例如，220kV 电流互感器，电容式套管的电容值约 800pF， $X_c = \frac{1}{\omega C} = \frac{10^{12}}{314 \times 800} = 4 \times 10^6 (\Omega)$ 。因此，隔离变压器的一次侧相当接入一个恒流源电路。若略去隔离变压器的励磁电流并假设二次负载为纯电阻，可粗略认为隔离变压器的等效阻抗为纯电阻。故隔离变压器一次侧两端电压  $\dot{U}_1$  与  $\dot{I}_1$  同相，并超前  $\dot{U}_1'$  电压  $90^\circ$ 。在三相系统中，如抽取装置接 A 相电流互感器末屏引出端子，其二次侧输出电压，正确选择极性后可与一次系统的  $\dot{U}_{bc}$  电压同相。相量图如图 6-17 所示。

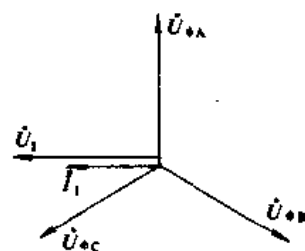


图 6-17 ZY-4 型电压抽取装置相量图

实际上抽取装置所接负载并非纯电阻，所需的二次电压相位，也不是固定的只能与一次系统电压相差  $90^\circ$ 。为此在抽取装置的隔离变压器二次侧还接有由电阻和电容构成的调相回路，使抽取装置的输出电压相位可调，以满足同步回路的要求。

ZY-4 型电压抽取装置输出电压有 100V 和 57V 两种；比值误差不大于  $\pm 10\%$ ；相角误差不大于  $\pm 5^\circ$ ；额定输出容量为 5VA 或 10VA。

## 第七章 电力变压器保护

### 第一节 变压器可能发生的故障和不正常运行方式

用于 220~500kV 变电所的电力变压器每组容量在 60~750MVA,属于大型变压器,是电力系统中的重要电气设备。电力变压器故障对电力系统和用户影响都很大,因此,必须对大型电力变压器配备完善的保护装置,在出现危及变压器安全的不正常运行状态时,能及早的发出信号或切除变压器,防止故障的发生;当发生故障时,能尽快的切除变压器,使故障造成的损失减到最小,使故障后的变压器更容易修复。电力变压器可能发生的故障和不正常运行方式可分为三种类型。

#### 一、变压器内部的各种短路故障

- (1) 各侧绕组的相间短路故障;
- (2) 中性点直接接地绕组的单相短路;
- (3) 各侧绕组的匝间短路。

变压器内部的各种短路都将产生电弧,引起主绝缘烧毁,绝缘油分解,内压增大,有可能引起油箱爆炸起火。因此,对于变压器内部故障应尽快地切除。

#### 二、变压器附属设备故障引起的不正常运行

- (1) 变压器冷却系统故障引起变压器油温升高,绕组及铁芯过热;
- (2) 调压开关系统故障引起的局部绕组过热,调压开关灭弧机构不良引起内部故障;
- (3) 变压器铁芯局部过热,甚至产生电弧,引起绝缘油分解;
- (4) 漏油引起的油面下降;

(5) 变压器油质不正常,主要表现在含水量超过规定值,可燃性气体超过规定值以及其他化学成分的比例超过规定值等。

附属设备故障引起的不正常运行状态,往往不需要立即切除变压器。但要及时发出预告信号,由运行人员处理。如不能尽快消除不正常运行状态,可由运行人员根据运行规程的要求手动切除变压器。

变压器油的不正常问题,按以往惯例,不在继电保护范围内讨论。实际上变压器油也可以看作是变压器的一个“附件”,油的运行状况对变压器安全至关重要。例如,油的含水量增加说明变压器受潮,绝缘下降;油含的可燃性气体增加说明变压器内部有放电现象等。通过监视油的化学成分变化,所能发现的内部隐患往往是通过其他手段发现不了的,如同通过化验人来检查人的疾病一样。近年来发展起来的油色谱分析更能准确地确定变压器的内部隐患,对变压器油连续进行色谱分析的仪器在国外已经制成,当分析结果异常时能自动报警。这种仪器也可以看作是变压器的一种保护装置,能尽早地发现变压器内部隐患,

比故障时再切除变压器更有经济意义。

### 三、外部短路引起的变压器过电流

外部故障引起的过电流，可分为近区故障和远区故障。对 220~500kV 电力变压器，因 200kV 及 500kV 线路都配备有较完善的保护装置，且 220~500kV 系统线路故障引起变压器过电流的作用时间一般较短，所以远区故障对变压器的影响较小。对变压器影响较大的是近区故障，即各侧的母线短路故障，尤其是变压器中、低压侧的母线短路故障，对变压器的危害更大。这种短路故障不仅仅引起变压器绕组过热，而且，由于短路电流大，有可能引起变压器绕组动稳定的破坏，造成严重的内部故障。

变压器的过负荷也是继电保护装置应保护的内容之一。变压器的过负荷可能由于负荷的自然增长所致，也可能由于切除并联变压器后，造成剩余的变压器过负荷所致。过负荷超过允许的限度，会引起绝缘的老化，寿命降低，故应装过负荷保护，动作于信号。

## 第二节 变压器保护装置的原则

根据《继电保护和安全自动装置技术规程》GB14285—93，220~500kV 电力变压器应配备下列继电保护装置。

(1) 反应变压器油箱内部各种故障和油面下降的瓦斯保护。瓦斯保护分重瓦斯和轻瓦斯保护，重瓦斯保护动作于跳闸，轻瓦斯只动作于信号。

对于带负荷调压变压器，调压开关也应装瓦斯保护。

(2) 为保护变压器的引线、套管以及内部的各种短路故障，应装设纵联差动保护。纵联差动保护应瞬时动作并跳开变压器的各侧断路器。

为提高 330kV 以上大型变压器差动保护的可靠性，差动保护可采用双重化配置。双套差动保护可采用相同原理，也可以采用不同原理。

(3) 为保护变压器外部相间短路，并作为变压器内部相间短路故障的后备，应装设相间故障后备保护。因 220~500kV 变压器外部及内部相间短路的机率较少，故相间后备保护应简化配置。首先应考虑采用简单的过电流保护作为相间故障后备。当灵敏度不够时应加低电压或复合电压启动回路。过电流保护不能满足灵敏度和配合要求时应考虑装设阻抗保护。

(4) 220~500kV 变压器高压侧和 500kV 变压器的 220kV 侧为中性点直接接地系统，应装设单相接地短路保护，作为变压器内部和外部单相接地故障的后备保护。

220kV 变压器的中压侧和低压侧、500kV 变压器的低压侧为中性点非直接接地系统时，应装设单相接地保护，动作于信号或跳闸。

(5) 装设反应变压器各侧绕组过负荷的过负荷保护，动作于信号。

(6) 500kV 变压器应装设反应变压器铁芯磁通密度的过励磁保护；在轻度过励磁时发出信号，在严重过励磁时切除变压器。

(7) 变压器应装设下列辅助保护。

1) 冷却系统故障、油温升高超过允许值时，应动作于信号或跳闸；

2) 变压器绕组温度过高，超过允许值时，应动作于信号或跳闸；

- 3) 有载调压变压器，调压系统故障应动作于信号或跳闸；
- 4) 变压器油箱的压力释放装置动作，应动作于信号或跳闸。

### 第三节 瓦 斯 保 护

瓦斯保护是变压器油箱内各种故障的主要保护。运行实践证明，在装有瓦斯保护的情况下，凡是油箱内故障，瓦斯保护几乎都有反应。尤其是在变压器发生铁芯故障、匝间短路等情况下，反应电气量的继电保护装置往往灵敏度不够或根本不反应，此时主要靠瓦斯保护切除故障。瓦斯保护在运行中出现的主要问题是误动作机率较高。所以，提高瓦斯保护的可靠性是提高整套变压器保护可靠性的关键。

瓦斯保护误动作的原因，有的是由瓦斯继电器本身结构上的缺陷造成的，如铝杯漏油，水银触点损坏等。也有的是由于运行维护不当造成的，如油的流速整定不对、连接电缆绝缘损坏等。地震也可能造成瓦斯保护的误动作。瓦斯保护的接线对其运行的可靠性也有很大影响。所以，要提高瓦斯保护的可靠性，必须从改进瓦斯继电器的结构、改进瓦斯保护的接线、加强维护等方面入手。

现在国产的瓦斯继电器（QJ<sub>1</sub>型），比过去采用的老式瓦斯继电器（EJ-22型和BJ<sub>3</sub>-80型），已经有了较大的改进，并具有抗震性能。运行结果表明，这种瓦斯继电器的可靠性已有了较大的提高，目前国产的220~500kV变压器都装设了这种新型的瓦斯继电器。

为了提高瓦斯保护接线的可靠性，可采用如图7-1所示的接线方式。瓦斯继电器的重瓦

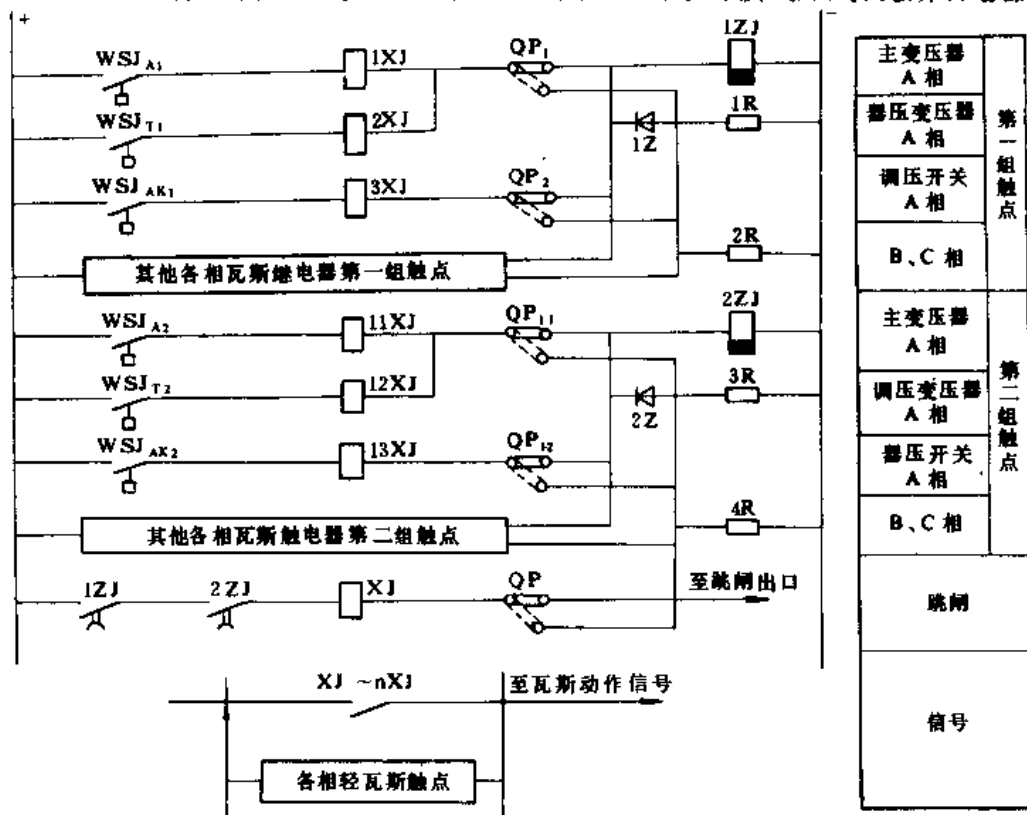


图 7-1 瓦斯保护接线（单相有载调压变压器）

斯触点有两个，并且分别引出，分别起动中间继电器 1ZJ 和 2ZJ。1ZJ 和 2ZJ 的延时返回常开触点串联后去跳闸。当由于连接电缆的绝缘损坏或地震等原因，使得瓦斯继电器的一对重瓦斯触点回路接通时，例如  $WSJ_{A1}$  接通，信号继电器 1XJ 和中间继电器 1ZJ 动作，但只能发出信号而不能接通跳闸回路。只有在变压器内部故障时， $WSJ_{A1}$  和  $WSJ_{A2}$  两对重瓦斯触点同时接通，中间继电器 1ZJ 和 2ZJ 同时动作才能接通跳闸回路。东北电网的变压器瓦斯保护，绝大多数都采用了这种接线方式，瓦斯保护的可靠性有了明显的提高。

为了提高瓦斯保护的可靠性，除了采用可靠的接线之外，对瓦斯继电器安装、整定都要严格地按照有关规程进行。瓦斯继电器在露天环境下运行，条件很差。对瓦斯继电器要精心维护，要及时处理缺陷。瓦斯继电器的引出电缆要采用防油型控制电缆，接线盒要有防水、防潮措施，防止接线端子发生接地。

## 第四节 差 动 保 护

### 一、对差动保护的要求

220~500kV 电力变压器的差动保护应满足以下要求。

- (1) 差动保护应反应保护区内各种短路故障，动作速度快，一般动作时间不应大于 30ms。
- (2) 应有防止变压器出现励磁涌流时误动作的措施，以避免在变压器空载投入或切除穿越性短路后出现励磁涌流时，差动保护误动作。
- (3) 在变压器过励磁时，差动保护不应该动作。（仅适用于 500kV 变压器）。
- (4) 当发生穿越性短路，差动回路内出现最大不平衡电流时，差动保护不应该动作。
- (5) 在保护区内发生短路，电流互感器饱和时，差动保护不应拒动或延迟动作。
- (6) 在保护区内发生短路故障，在短路电流中含有谐波分量时，差动保护不应拒动或延迟动作。

### 二、差动保护的构成

一套完善的用于 220~500kV 电力变压器差动保护，一般由以下四个主要部分构成，如图 7-2 所示。

#### 1. 差电流速断部分

在差动保护中，设置差电流速断是为了检测在差动保护区内出现大的故障电流。当检测到大的故障电流时，保护立即动作，使得在可能出现的电流互感器饱和前，保护能动作于跳闸。

防止因电流互感器在大故障电流时饱和使保护拒动。差电流速断的动作电流按躲过变压器的励磁涌流和外部故障时可能出现的最大不平衡电流来整定。对于 220kV 变压器，可按额定电流的 8~12 倍整定；对于 500kV 变压器，可按额定电流的 4~5 倍整定。差电流速断的

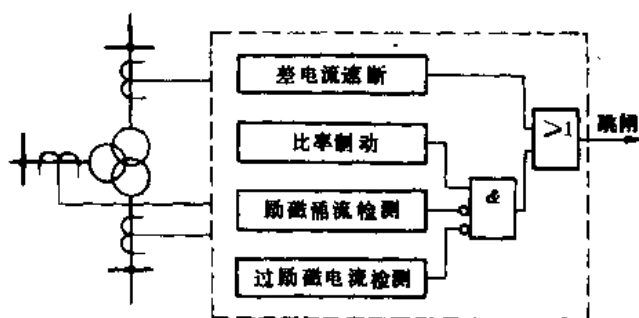


图 7-2 220~500kV 电力变压器差动保护方框图

动作时间不应大于 20ms。

对保护用的电流互感器暂态计算（参见第六章）表明，铁芯不带间隙的保护用电流互感器，在短路开始最初的 20ms 之内铁芯不会饱和。当 500kV 变压器差动保护采用铁芯带间隙的暂态型电流互感器时，在整个短路过程中铁芯也不会饱和。所以，差电流速断是提高切除内部严重故障可靠性的有效措施。

## 2. 比率制动部分

比率制动部分是为提高差动保护的灵敏度而设置的。此部分的动作电流随着外部穿越性短路电流的增大而自动地增大。在制动电流小于或等于变压器额定电流的 1.2~1.5 倍时，继电器没有制动作用，此时差动继电器的最小动作电流可整定为变压器额定电流的 20%~50%。

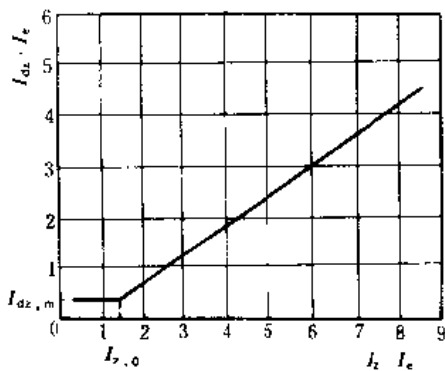


图 7-3 差动保护的典型制动特性曲线  
 $I_e$ —额定电流； $I_{dz}$ —差动保护动作电流；  
 $I_z$ —制动电流； $I_{z.0}$ —起始制动电流；  
 $I_{d.0}$ —最小动作电流。

这就可以保证在内部故障，短路电流较小时，差动保护还能具有足够的灵敏度。在内部故障，短路电流较大时，虽然也有制动作用，但通过适当选取制动系数，可以作到有制动的情况下，也能保证所需的灵敏度。在外部故障时，短路电流全部为制动电流，提高了保护的動作值，而差回路的电流只是不平衡电流，可保证差动保护可靠不动作。差动保护的典型制动特性曲线如图 7-3 所示，曲线的斜率即是差动保护的制动系数，一般可取 0.2~0.5。

## 3. 励磁涌流检测部分

为防止变压器的励磁涌流引起差动保护误动作，而设置励磁涌流检测部分，其输出是作为一个制动量，使差动保护制动。关于变压器励磁涌流的特性，现已有大量文献作了详尽的论述，在此不再赘述。在现代变压器差动保护中，一般以提取励磁涌流的以下特征，作为励磁涌流存在的判据，并且构成制动量。

(1) 提取励磁涌流中的谐波电流。对励磁涌流进行谐波分析的结果表明，在励磁涌流中，除了含有基波和非周期分量电流外，还含有多种频率的谐波分量。将全部谐波分量电流滤出，经整流后去制动比率制动部分。图 7-4 为 LCD 4 型差动继电器采用的谐波电流检测回路。图中  $L_2$ 、 $C_3$ 、 $C_1$ 、 $C_5$ ，构成 M 型高通滤波器，可将 2 次以上谐波全部滤出，作为制动量输入到差动继电器的制动回路。

无选择地提取全部谐波电流作为制动量的缺点是，当变压器内部故障，且故障电流中含有较大的谐波分量时，有可能使差动保护制动或延迟动作。

(2) 取 2 次谐波电流作为制动量。

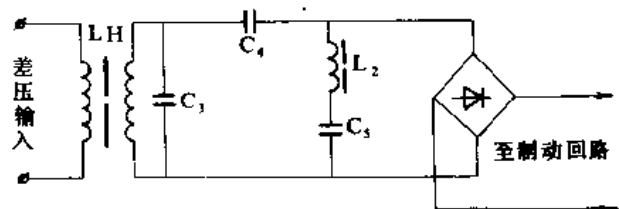


图 7-4 在 LCD-1 型差动继电器中采用的谐波电流检测回路

对励磁涌流的谐波分析表明,在励磁涌流所含的各次谐波中,以2次谐波电流为最大。取2次谐波电流作为制动量,能获得较为理想的制动效果。另外,分析表明在变压器内部故障时,从系统或从无功功率补偿装置供出的故障电流中,所含的谐波电流的频率一般都高于2次谐波。所以,采用2次谐波制动,也可避免在内部故障时,差动保护拒动或延迟动作。

在三相变压器中,在空载投入时,有可能出现其中一相的2次谐波电流小于15%,甚至接近于零,而另外两相或一相超过20%的情况。这就有可能导致在变压器投入时2次谐波电流小的一相差动继电器误动作。为防止这种误动,一般都采用所谓“三相制动”接线,即,三相差动继电器的2次谐波检测回路的输出接成“或”门形式,只要有一相2次谐波电流大于整定值,就能使各相差动继电器制动。图7-5为BCD-32型差动继电器采用的2次谐波检测回路。

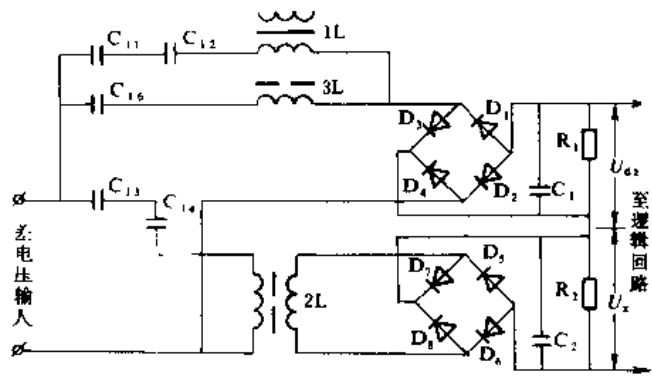


图 7-5 BCD-32 型差动继电器中采用的二次谐波电流检测回路  
 $C_{11}$ 、 $C_{12}$ 、 $1L$ —50Hz 谐波回路;  
 $C_{13}$ 、 $C_{14}$ 、 $2L$ —100Hz 谐波回路;  
 $C_{11}$ 、 $3L$ —150Hz 谐波回路;  $U_{dz}$ —动作电压;  $U_z$ —制动电压

(3) 检测励磁涌流的间断角。励磁涌流的另一重要特征就是涌流的波形有明显的间断特性。通过检测差电流间断角的大小,可以区分是励磁涌流还是故障电流,当差电流的间断角大于某一定值时(一般闭锁角整定为  $65^\circ$ ),说明差电流是励磁涌流,保护闭锁。当差电流的间断角小于闭锁角时,说明是故障电流,差动继电器动作。按检测间断角原理构成的差动保护已在 220~500kV 变压器上广泛应用。

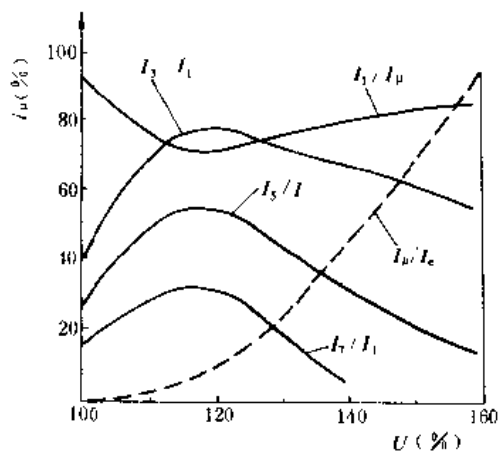


图 7-6 变压器过励磁电流的频率特性  
 $I_u$ —励磁电流;  $I_e$ —额定电流;  $I_3 \sim I_7$ —3~7次谐波电流;  $I_1$ —基波电流

#### 4. 过励磁电流检测部分

为防止变压器的过励磁电流引起差动保护误动作,而设置过励磁电流检测部分。其输出也是作为一个制动量,使差动保护制动。

变压器过励磁时,其励磁电流的频率特性如图7-6所示。从图中不难看出,在励磁电流中3、5、7次谐波电流含量较大。当过励磁达115%~120%时,5次谐波电流分量最大,可达基波电流的50%,所以,有的变压器保护装置采用5次谐波作为变压器过励磁的判据,并设置5次谐波电流的检测环节。当5次谐波电流大于整定值时,闭锁差动保护。从图7-6中还可看出,当过励磁的倍

数增高时，5次谐波电流又有明显减小的趋势。例如，当过励磁超过140%时，5次谐波电流小于基波电流的35%。这一特性对保护变压器十分有利。适当地选择过励磁闭锁环节的动作值（5次谐波电流的动作值），使得在允许的过励磁状态下闭锁差动保护，而在严重的过励磁情况下，因5次谐波电流的减小而自动解除闭锁，从而使差动保护对变压器的严重过励磁也有一定的保护作用。但要作到这一点，就要求过励磁的闭锁环节有较高的返回系数。

在变压器低压侧接有大容量电力电容器或变压器与高压电缆线路连接的情况下，当变压器差动保护区内短路时，储存在电容器上的电荷将通过电容器和短路点之间的阻抗放电，而使故障电流中附加一个幅值衰减的谐波电流。该谐波电流的幅值 $I_m$ 、频率 $f$ 、衰减常数 $\alpha$ 可按下列公式计算

$$I_m = \omega CU \quad (7-1)$$

$$f = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}} \quad (7-2)$$

$$\alpha = \frac{R}{2L} \quad (7-3)$$

上三式中  $I_m$ ——谐波电流幅值；

$f$ ——谐波电流频率；

$\alpha$ ——谐波电流衰减常数；

$\omega$ ——周期电流的角频率， $\omega = \frac{1}{\sqrt{LC}}$ ；

$C$ ——电容器的总电容值；

$L$ ——回路总电感；

$R$ ——回路总电阻；

$U$ ——电容器两端电压的变化量。

例如，一台500kV，750MVA电力变压器，低压侧接120MVA电力电容器。在变压器低压侧差动保护区内三相短路时，按上式计算的结果，电容器供的谐波电流幅值为7424A，频率为204Hz，衰减常数为1.92。显然，电容器放电产生的谐波电流，接近5次谐波。对多台500kV变压器的计算结果，在低压侧接有120~180Mvar电力电容器时，谐波电流的频率在3~5倍工频范围内。这一谐波电流如通过电流互感器，进入差动回路，有可能使差动继电器的5次谐波制动部分动作，而导致差动保护的拒动或延迟动作。

鉴于上述情况，变压器差动保护中的过励磁制动环节是否要投入使用，要视变压器及所在系统的实际情况而定。在超高压降压变电所中，变压器的过励磁主要是由系统的工频过电压引起。工频过电压的产生主要又是线路的充电功率（电容效应）所致，在330~500kV电网尤为突出。对工频过电压在系统设计上都要采取措施加以限制。例如，在500kV电网中装设并联电抗器，正常情况下限制最高工作电压在额定电压（500kV）的1.1倍以下。在系统故障状态下工频过电压也不会超过1.3倍。根据变压器厂提供的资料，变压器在1.1倍过电压时，励磁电流不会超过额定电流的5%；在1.3倍过电压时，励磁电流不会超过额定

电流的 30%。如在满足最小运行方式时灵敏度要求的前提下,提高差动保护的整定值,使之大于过励磁电流,这样,差动保护中的过励磁制动环节就可以退出。

### 三、差动保护的整定计算

#### 1. 差电流速断的整定

差电流速断的动作电流,应按大于变压器的励磁涌流和外部短路时差动回路可能出现的最大不平衡电流来整定。

变压器的励磁涌流大小与变压器阻抗、系统阻抗以及合闸时的相角等因素有关。500kV 变压器,当从 500kV 侧空载投入时,励磁涌流较小,实测的励磁涌流幅值与变压器的额定电流相近。其主要原因是,500kV 断路器的主触头都带有限制工频操作过电压的并联电阻,在空载投入变压器时,断路器的并联电阻限制了变压器的励磁涌流。当变压器从 220kV 侧空载投入时,因 220kV 断路器主触头无并联电阻,故励磁涌流较大,实测的结果为变压器额定电流的 2~3 倍。500kV 变压器励磁涌流较小的另一原因是,单台变压器的容量较大,阻抗较小,系统阻抗对限制变压器的励磁涌流起了较大的作用。随着所连接电力系统容量的增大,变压器励磁涌流也会逐渐增大。一般来说,对 500kV 降压变压器,差电流速断的动作值可按变压器额定电流的 4~5 倍整定。

220kV 变压器容量与系统容量相比,一般是很小的,所以系统阻抗对励磁涌流的限制作用也很小;220kV 断路器的触头没有并联合闸电阻。因此,220kV 变压器的励磁涌流相对值较大,差电流速断可按变压器额定电流的 8~12 倍整定。

#### 2. 比率制动部分的整定计算

(1) 继电器的最小动作电流  $I_{dz.min}$ 。继电器的最小动作电流应大于变压器最大负荷时,在差动回路中产生的最大不平衡电流。一般可取

$$I_{dz.min} = (0.2 \sim 0.5)I_e \quad (7-4)$$

式中  $I_e$ ——变压器的额定电流。

(2) 制动系数的计算。合理地选择差动继电器的制动系数,能有效地保障在差动保护区外部短路流过最大穿越短路电流时,差动继电器不动作。而在系统最小运行方式下,内部故障时有足够的灵敏度。

外部短路时,差动回路的最大不平衡电流  $I_{bp}$ ,可按式计算

$$I_{bp} = (K_{ix}f_L + \Delta U + \Delta f_p)I_{D.max} \quad (7-5)$$

式中  $K_{ix}$ ——电流互感器的同型系数,取 1;

$f_L$ ——电流互感器的允许误差,取电流互感器的最大暂态误差;

$\Delta U$ ——由于变压器调压引起的误差,取调压范围的一半;

$\Delta f_p$ ——差回路因未完全平衡而产生的相对误差,取 0.05;

$I_{D.max}$ ——外部短路时,最大的穿越性短路电流。

目前国产的整流型或晶体管型差动继电器的各侧制动回路都是并联的,最大穿越性短路电流  $I_{D.max}$  也就是制动电流  $I_z$ , 即  $I_{D.max} = I_z$ , 此时制动系数  $K_z$  为

$$K_z = \frac{K_K I_{bp}}{I_z} = \frac{K_K (K_{ix} f_L + \Delta U + \Delta f_p) I_{D.max}}{I_{D.max}}$$

$$=K_K(K_K f_1 + \Delta f_2) \quad (7-6)$$

式中  $K_K$  可靠系数, 取 1.3。

在继电器制造厂给出的制动特性曲线中, 选取与计算制动系数相近并大于计算值的一条曲线, 作为整定的制动特性曲线。

(3) 制动特性曲线折点电流  $I_z$  的选择。继电器制动特性曲线上的折点电流  $I_z$  一般在制造厂已整定好, 约为额定电流的 1.3~1.5 倍。为使差动继电器在折点电流开始就有制动作用, 防止在外部短路电流较小时误动作, 应满足继电器的最小动作电流  $I_{dz, min} \geq K_z$ 。

(4) 灵敏度的校验。按最小运行方式时, 在差动保护区内发生二相金属性短路, 来校验差动保护的灵敏度  $K_{lm}$ 。根据短路电流计算结果, 确定最小运行方式时的区内二相短路电流  $I_{B, min}^{(2)}$ , 按  $I_z = I_{B, min}^{(2)}$  在差动继电器的制动特性曲线上查出对应的继电器动作电流  $I_{dz}$ , 则灵敏度  $K_{lm}$  为

$$K_{lm} = \frac{I_{B, min}^{(2)}}{I_{dz}} \quad (7-7)$$

要求  $K_{lm} \geq 2$ 。

#### 四、分侧差动保护的采用

按差动原理构成的继电保护装置具有动作速度快, 灵敏度高, 不受外部短路影响, 不受系统振荡影响等优点。因而差动原理在构成继电保护装置上, 得到了广泛的应用。当差动原理用于保护变压器时, 需要解决在构成其他设备差动保护时, 所未遇到的如下特殊问题。

(1) 必须采取措施, 平衡被保护变压器各侧电流互感器二次电流在数值和相位上的差异。

(2) 必须采取措施, 防止在变压器空载投入或短路切除后电压恢复时, 产生的励磁涌流引起差动保护误动作。

(3) 在变压器装有调压设备的情况下, 变压器的变比经常变化, 差动保护也必须适应于这种情况。

(4) 差动保护还应采取措施, 防止在变压器过励磁情况下误动作。

针对上述四点, 在变压器差动保护的接线设计中和差动继电器的内部构成上, 采取了相应的措施, 来防止差动保护在各种预想情况下误动作。这就不可避免地导致变压器差动保护的复杂化, 其结果降低了差动保护的可靠性。大量的统计资料表明, 变压器差动保护的正确动作率低于其他设备(如发电机)差动保护的正确动作率。根据近年来东北、华东、华北三大电网继电保护动作情况的统计资料表明, 变压器差动保护的平均正确动作率只有 60%, 而发电机差动保护的平均正确动作率高于 90%。

在近代变压器差动保护中, 广泛采用了谐波制动原理来防止在变压器出现励磁涌流时, 差动继电器误动作。如前所述, 由于大量采用电力电容器作为无功功率补偿装置以及高压电力电缆线路的增加, 使得在变压器内部短路时, 短路电流中的谐波分量增加。当短路电流中的谐波分量进入差动回路时, 如不采取措施, 谐波制动的差动继电器有延迟动作或拒动的危险。所以, 在现代电力系统中, 特别是 500kV 系统中, 对变压器差动保护提出了更高的要求, 迫切需要研制出性能更加完善的变压器差动保护。

分侧差动保护，就是从改变变压器差动保护的构成方式上，来解决变压器差动保护存在的若干问题，其接线如图 7-7 所示。变压器分侧差动保护方案的出发点，就是把多绕组变压器的各侧绕组及其引线，分别看作是一个独立的单元，如同发电机的定子绕组及引线一样。对变压器的各侧绕组和引线分别采用纵联差动保护。这样就可以用接线简单、可靠性较高的发电机型纵联差动保护来保护变压器，这一新的概念可以解决在设计变压器差动保护时，所遇到的若干问题。

显然，分侧差动保护具有以下特点。

- (1) 因为不论来自变压器哪一侧的励磁涌流，都要流过该侧差动保护的两组电流互感器，并得到平衡，而不会流到差回路。所以，分侧差动保护可不考虑励磁涌流的影响。
- (2) 在变压器过励磁时，过励磁电流只存在于变压器的某一侧，在该侧的差动回路中也是平衡的。所以，可以不考虑过励磁引起差动保护误动作的问题。
- (3) 各侧差动保护在该侧内达到电流平衡。当由于变压器调压而引起各侧之间的电流比变化时，不会有不平衡电流流入差回路，因而可以不考虑变压器调压的影响。
- (4) 各侧差动保护的电流互感器二次侧可以采用星形接线，能提高对变压器绕组及引线单相接地短路故障的灵敏度。当被保护的绕组中性点直接接地时，保护的灵敏度与绕组的接地点位置无关，保护区接为绕组的 100%。图 7-8 示出了在变压器绕组中性点直接接地时，分侧差动保护区内发生接地短路故障，保护回路电流分布情况。在图中纵坐标为故障电流的标么值  $I$ ；横坐标为故障点离开中性点的距离百分数  $\alpha$  ( $N$  点为 0， $A$  点为 100%)。不难看出，在绕组上任何一点短路时，都可以保证足够的灵敏度。

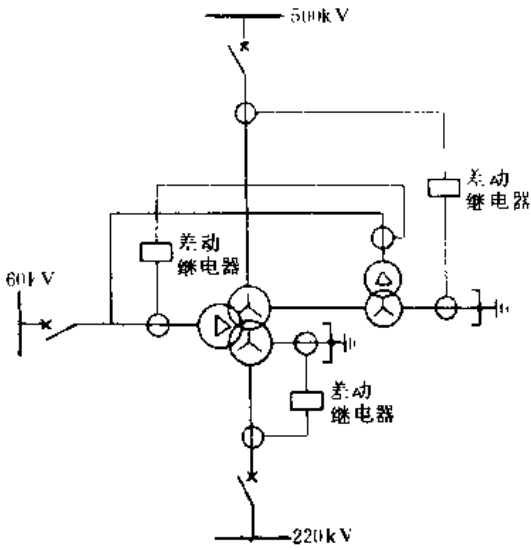


图 7-7 变压器分侧差动保护原理图

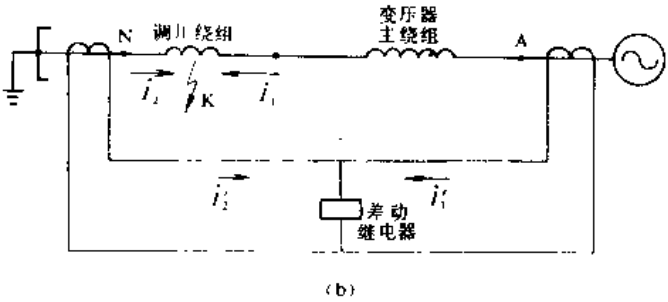
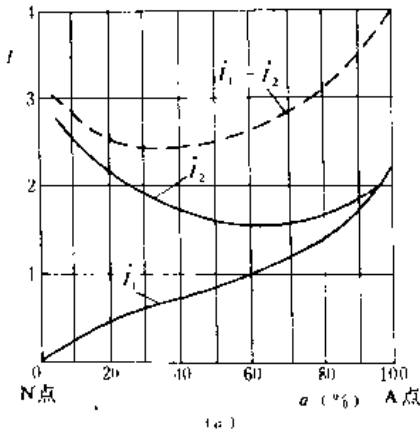


图 7-8 变压器绕组直接接地，分侧差动保护区内故障电流  $I$  分布图  
(a) 故障点在绕组的不同位置时故障电流的变化曲线；(b) 接线示意图  
 $I_1$ 、 $I_2$  二次电流

在 500kV 电力变压器的 500kV 侧中性点接有调压变压器的情况下, 该侧的分侧差动保护对调压绕组的接地故障有较高的灵敏度, 可使调压变压器的保护适当简化。

(5) 由于采用了接线简单, 正确动作率高的发电机型纵联差动保护, 而提高了差动保护的可靠性。另外, 由于差动回路的计算不平衡电流小, 保护的動作电流可以整定的较低 (可低于变压器额定电流的 20%)。因而扩大了对变压器绕组接地及相间故障的保护范围。

(6) 分侧差动保护不反应绕组中不接地的匝间短路故障。某些型号的变压器型差动保护, 在理论上可以反应匝间短路故障, 但由于保护的動作值比较高, 匝间短路时反应到绕组线端的电流变化较小, 并且和短路匝数的多少、短路匝的位置、短路回路的阻抗等多种因素有关。所以, 纵联差动保护对匝间短路故障的灵敏度很难定量计算, 难以确定对多少匝、在什么位置的匝间短路, 有多大的灵敏度。实践证明, 保护变压器的匝间短路, 主要还是靠瓦斯保护。

下面介绍分侧差动保护的整定计算方法。

分侧差动保护的整定计算, 与发电机纵联差动保护的整定计算相同。为防御外部穿越性短路引起差动保护误动作, 分侧差动保护应选用带比率制动特性的差动继电器。设保护的動作电流为  $I_{Dz}$ , 制动电流为  $I_z$ , 则制动系数  $K_z$  为

$$K_z = \frac{I_{Dz}}{I_z} \quad (7-8)$$

设外部穿越性短路时最大短路电流为  $I_{D \cdot \max}$ , 全制动时  $I_z = I_{D \cdot \max}$ , 继电器的動作电流按下式计算

$$I_{Dz} = K_K K_{Kz} K_{Kx} f_L I_{D \cdot \max} \quad (7-9)$$

式中  $K_K$ ——可靠系数, 取 1.3~1.5;

$K_{Kz}$ ——非周期分量系数, 取 1.5~2;

$K_{Kx}$ ——电流互感器同型系数, 电流互感器同型时取 0.5, 不同型时取 1;

$f_L$ ——电流互感器的允许误差, 对 500kV 电流互感器取最大暂态误差。

于是可得制动系数为

$$\begin{aligned} K_z &= \frac{I_{Dz}}{I_z} = K_K K_{Kz} K_{Kx} f_L \\ &= (1.3 \sim 1.5) \times (1.5 \sim 2) \times (0.5 \sim 1) \times 0.2 \\ &= 0.2 \sim 0.6 \quad (\text{取 } f_L = 0.2) \end{aligned}$$

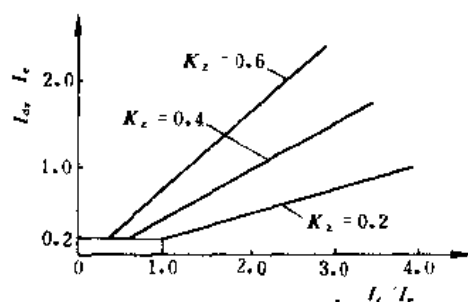


图 7-9 分侧差动保护的典型制动特性曲线

$I_N$ —额定电流;  $I_{Dz}$ —差动保护動作电流;

$I_z$ —制动电流

分侧差动保护的典型制动特性曲线如图 7-9 所示。

继电器的最小動作电流  $I_{Dz \cdot \min}$  应大于在变压器最大负荷时, 在差动回路可能出现的最大不平衡电流。考虑到在制动特性曲线的转折点开始就应有制动作用, 应使  $I_{Dz \cdot \min} \geq K_z$ 。在最大负荷时, 差动回路中可能出现的不平衡电流, 应根据实际情况进行计算。在最大负

荷电流时，电流互感器不会饱和，此时的误差远小于电流互感器的最大允许误差。在计算时，可根据制造厂提供的误差曲线、用内插法估算实际误差，按照公式 (7-9) 计算继电器的最小动作电流一般小于额定电流的 10%，为增加其可靠性，建议实际整定电流取变压器额定电流的 10%~30%。

分侧差动保护的起始制动电流，可取 1.0~1.5 倍额定电流。其灵敏度的计算方法，与变压器纵差动保护相同。

分侧差动保护也可以用来保护自耦变压器，其接线方式如图 7-10 所示。此时高、中压侧的分侧差动保护可用一套差动继电器。

采用分侧差动保护要求在变压器的每侧绕组的两端都装设电流互感器，这对于 500kV 电力变压器的 220kV 和 500kV 侧完全可以做到。但对于低压侧绕组，两端要装设电流互感器，有时由于变压器结构上的限制，会遇到某些困难。

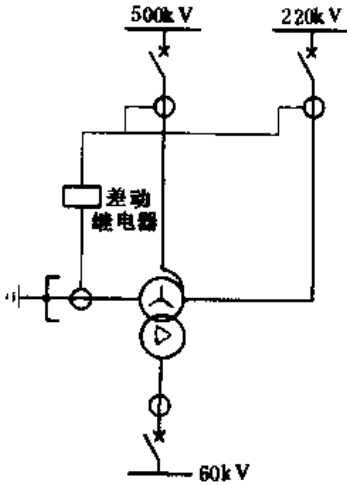


图 7-10 自耦变压器的分侧差动保护接线

### 五、差动保护用电流互感器的选型

#### 1. 220kV 变压器差动保护用电流互感器的选型

220kV 变压器的中压侧电压为 35~110kV，低压侧电压为 6~35kV。差动保护用电流互感器应选用保护级 (P 级)，二次电流选用 5A 或 1A。在差动保护计算时要进行电流互感器二次负担校验计算。校验时，二次负担应包括：控制电缆、辅助电流互感器、差动继电器、接触电阻等。为提高可靠性，差动保护应采用专用的电流互感器。差动保护的电流回路一般不串入其他保护或测量仪表。

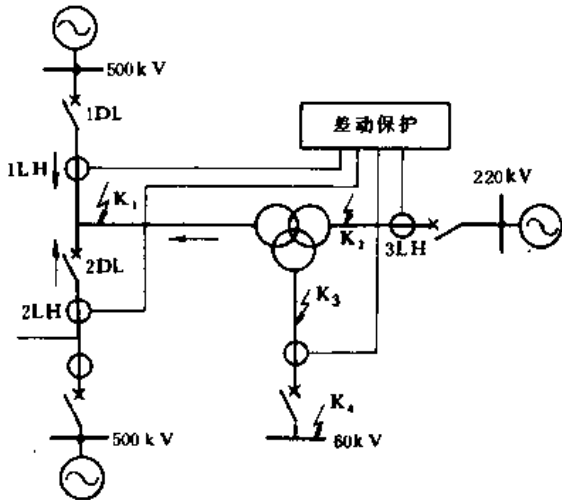


图 7-11 500kV 侧为  $1\frac{1}{2}$  断路器接线差动保护接线示意图

#### 2. 500kV 变压器差动保护用电流互感器的选型

500kV 变压器差动保护是在短路的暂态过程中动作的，要求电流互感器能适应暂态工作条件。铁芯带间隙的电流互感器具有良好的暂态特性，变压器各侧均采用铁芯带间隙的电流互感器，对差动保护最为有利。但铁芯带间隙的电流互感器制造难度大，造价高。是否 500kV 变压器差动保护一定要用铁芯带间隙的电流互感器问题，值得进一步探讨。

(1) 500kV 侧采用  $1\frac{1}{2}$  断路器接线。图 7-11 中，500kV 侧电流互感器 1LH 和 2LH

接在母线侧和串中间。在 500kV 系统故障时，1LH 和 2LH 流过的故障电流因不受变压器阻抗的限制，其数值可能很大，一般选用铁芯带间隙的电流互感器。此时，中压侧和低压侧是否要选用铁芯带间隙的电流互感器？显然，如果只考虑稳态情况，无论铁芯何种型式，只要二次负担不超过允许值，互感器的误差就不会超过制造厂给出的最大值。按最大误差整定差动保护，在稳态情况下不会误动作；在暂态工况下差动保护能否正常运行，要从两方面分析：①在差动保护区内故障时，差动保护是否会拒动或延缓动作；②在保护区外故障时，差动保护是否会误动作。

首先看区内故障情况。图 7-11 中，当故障在  $K_1$  点，流入差动回路的故障电流来自高压侧和中压侧。因 1LH、2LH 为铁芯带间隙，短路时不饱和，高压侧流入差动回路的电流足以使保护动作。流经 3LH 的短路电流因受变压器阻抗的限制，不会太大（一般不超过变压器额定电流的 7 倍）。3LH 采用铁芯不带间隙的普通保护级电流互感器不会饱和。由 3LH 流入差动回路的电流只能增加差动保护的灵敏度。当故障发生在  $K_2$  或  $K_3$  点时，情况与  $K_1$  点类似，差动保护能可靠动作。

保护区外故障情况，假定故障在低压母线  $K_4$  点，低压侧电流互感器为普通保护级（10P20）。这就出现差动保护区外故障，穿越故障电流经过两种暂态特性不同的电流互感器的情况，以下通过实例来计算分析差动保护的动作情况。

某 500kV 变压器，500kV 侧电流互感器铁芯带小间隙，二次暂态时间常数  $T_1=0.12s$ ；60kV 侧电流互感器铁芯不带间隙，二次暂态时间常数  $T_2=4s$ 。差动继电器的动作特性校验如图 7-12 所示。制动系数为 0.5，设短路发生在一次电流有最大非周期分量时刻。

电流互感器的暂态二次电流可按式计算

$$i_2 = \left[ \frac{T_2}{T_1 - T_2} e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_1}{T_1 - T_2} e^{-\frac{t}{T_2}} - \cos \omega t \right] I_m \quad (7-10)$$

式中  $T_1$ ——一次侧短路电流衰减时间常数，取 0.1s；

$T_2$ ——电流互感器二次时间常数，500kV 和 220kV 侧为 0.12s，60kV 侧为 4s；

$I_m$ ——短路电流的周期分量幅值；

$\omega$ ——周期分量电流的角频率；

$t$ ——时间变量。

将两侧电流互感器的不同  $T$  值代入式 (7-10)，求出二者之差，便是差回路电流。

图 7-13 为差动保护区外故障各侧暂态电流非周期分量波形图（假定各侧周期分量电流是平衡的）。由图可见，在  $t=0.12s$  时，差电流最大，约为  $0.25I_m=0.25nI_{cm}$ （ $I_m$  为短路电流周期分量幅值， $n$  为一次短路电流倍数， $I_{cm}$  为变压器的额定电流幅值）。500kV 变压器  $n$

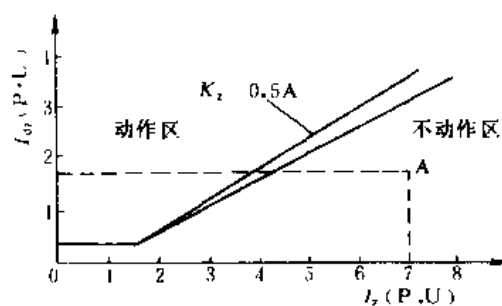


图 7-12 差动保护区外故障继电器  
动作特性校验  
 $I_1$ —额定电流； $I_{A2}$ —差动保护  
动作电流； $I_2$ —制动电流

的最大值约为 5~7, 所以, 差电流  $i = (1.25 \sim 1.75) I_{\text{N}}$ 。从图 7-12 差动继电器的制动特性曲线可见, 尽管差电流较大, 但因制动电流也大, 继电器的工作点 A 还是落在不动作区。所以, 差动继电器不会误动。

从上述实例可见, 在采用具有比率制动特性的差动继电器情况下, 低压侧选用铁芯不带间隙的电流互感器, 虽然在外短路暂态过程中, 差回路的不平衡电流较大, 但由于继电器的比率制动特性防止了差动继电器的误动。因此, 为提高差动保护躲过外部短路的可靠性, 在这种情况下, 应尽可能选用较大的制动系数。

当中压侧外部短路时, 也能得出同样的结果。

(2) 500kV 侧为双母线接线。图 7-14 中, 500kV 侧电流互感器采用不带间隙的普通保护级电流互感器, 如故障发生在变压器高压侧内部, 从 220kV 侧来的短路电流因受变压器阻抗的限制, 幅值不大, 220kV 侧电流互感器不会饱和。而 500kV 侧来的短路电流因没有受到变压器阻抗的限制, 幅值很大, 500kV 侧电流互感器有可能饱和。但因有一侧电流互感器未饱和, 差动保护仍能可靠动作。当 220kV 侧断开, 变压器从 500kV 侧充电时, 在 500kV 侧故障, 即使 500kV 侧电流互感器因大电流而饱和, 差动保护可能拒动, 但差电流速断能在 20ms 之前动作, 在此期间电流互感器尚未饱和, 故障仍能可靠切除。

当 500kV 侧采用铁芯带间隙的电流互感器时, 情况与  $1\frac{1}{2}$  断路器接线时相同, 即中压侧和低压侧可选用普通型保护级电流互感器。

综上所述, 500kV 变压器差动保护用电流互感器的选择原则如下。

(1) 各侧均选用铁芯带间隙具有暂态特性的电流互感器, 对差动保护最有利, 能保证在各种工况下正确动作。

(2) 当 500kV 侧为  $1\frac{1}{2}$  断路器接线时, 500kV 侧应选用铁芯带间隙具有暂态特性的电流互感器; 中压侧和低压侧可以选用普通型保护级 (P 级) 电流互感器。为防止穿越性故障时差动保护因差电流大而误动, 应适当加大差动继电器的制动系数, 并相应校验内部故障时的灵敏度。

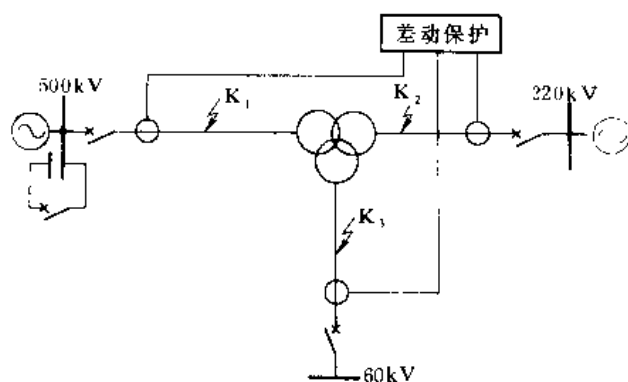


图 7-14 500kV 侧为双母线差动保护接线示意图

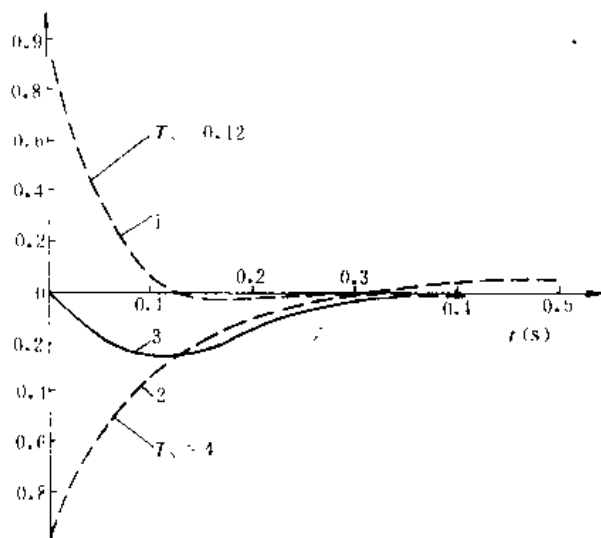


图 7-13 差动保护区外故障各侧暂态电流非周期分量波形图

1—带间隙电流互感器暂态电流；

2—不带间隙电流互感器暂态电流；3—暂态电流差

(3) 当 500kV 侧为单母线或双母线接线时, 三侧电流互感器均可选用普通型保护级(P 级) 型电流互感器。但要校验在暂态工况下差动保护能否正确动作。

## 六、关于差动保护电流回路断线问题

为了提高差动保护的灵敏度, 在 220~500kV 电力变压器保护中, 广泛采用了按比率制动原理构成的差动保护。其动作值可以降低到额定值的 20%~50%, 提高了差动保护的灵敏度, 扩大了对绕组故障的保护范围。保护动作值小于额定电流, 所带来的问题就是在电流回路断线时, 有可能引起差动保护误动作。这引起了运行和维护人员的担心。尽管在实际运行中, 差动保护电流回路断线事故很少发生, 但考虑到 220~500kV 电力变压器在电力系统中的重要性大, 一旦发生误跳闸事故, 将造成严重的经济损失。因而, 在设计和运行维护时, 对差动保护电流回路的安全问题应予以足够的重视。为预防差动保护电流回路断线造成事故, 可从以下三个方面采取措施。

- (1) 增加差动保护电流回路的可靠性。
- (2) 在电流回路的运行维护上严格执行有关的运行规程。
- (3) 在继电保护装置内部装设电流回路断线闭锁。

关于电流回路的运行维护方面的问题, 暂不讨论。在此, 仅就有关设计方面的问题分述如下。

### 1. 增加电流回路可靠性的措施

(1) 差动保护电流回路使用单独电缆, 不与其他保护或测量表计的电流回路合用电缆。减少电流回路转接的机率。

(2) 差动保护使用单独的电流互感器二次绕组, 不与其他保护共用电流互感器。

(3) 适当加大电流回路电缆截面, 增加其机械强度。

(4) 在电流回路电缆敷设时, 尽可能走电缆沟道, 减少直埋段长度, 在必须直埋或穿管时, 应作好防水措施, 防止电缆冻断。

### 2. 差动保护电流回路的断线闭锁

目前在工程中可供采用的差动保护电流回路断线闭锁有以下几种。

(1) 两套差动保护串联使用。用两套完全相同的差动保护, 每套接独立的电流互感器, 独立的连接电缆, 两套差动保护的直流出口回路经串联去跳闸。当任何一套差动保护电流回路断线时, 另一套差动保护不会同时断线, 而保护不会动作跳闸。这种闭锁方式能可靠地防止电流回路断线而引起差动保护误动。但此种方式需要设备较多, 差动保护的拒动率增加了一倍。

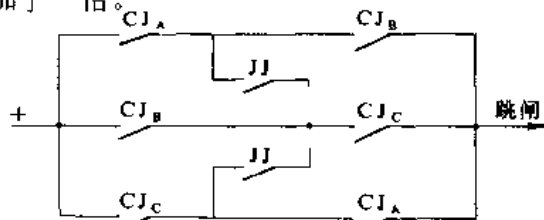


图 7-15 循环闭锁接线示意图

注: 需解除循环闭锁时继电器触点 JJ 闭合,

CJ<sub>A</sub>~CJ<sub>C</sub> 为差动继电器触点

(2) 采用三相差动继电器触点的循环闭锁。每相差动继电器有两个常开触点, 接成循环闭锁的形式, 如图 7-15 所示。当有一相差动继电器因电流回路断线而动作时, 不会接通跳闸回路。这种闭锁方式, 接线简单, 不需增加设备, 容易实现。其缺点是当有两相以上继电器因断线而误动时, 不能起闭锁作

用；在电流互感器的三角形接线侧，三角形内断线时，有两相差动继电器动作，此接线失去闭锁作用。

(3) 利用零序电流实现断线闭锁。在以往的差动保护接线中，装设差电流回路的中性线电流监视，用一只过电流继电器作为监视元件。当相电流回路有断线时，中性线回路的电流继电器动作，发出断线信号。图 7-16 所示为利用零序电流实现断线闭锁的接线图。以中性线电流作为电流回路断线的判据，并将中性线电流引入到差动继电器内部，作为一个制动量来实现电流回路断线闭锁。为防止在差动保护区内发生单相或两相接地短路时，因中性线回路有零序电流，使差动保护制动。闭锁回路的参数选择应使得只有在零序电流小于 1.15~1.2 倍额定电流时才动作，当电流大于 1.15~1.2 倍额定电流时，闭锁作用消失。许昌继电器厂生产的 LCD—8A 型差动继电器就带有这种闭锁环节。这种电流回路断线闭

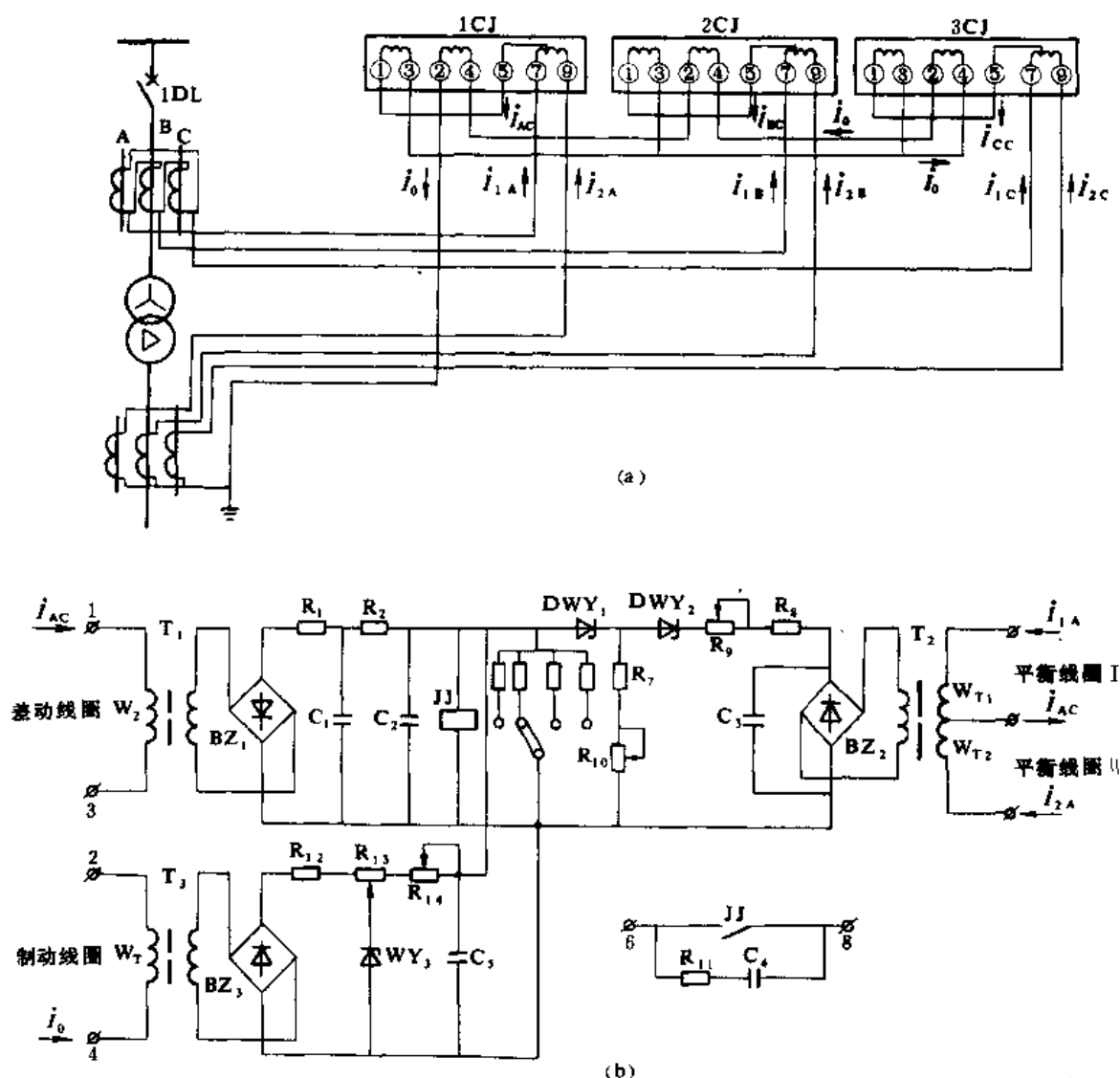


图 7-16 利用零序电流实现断线闭锁的接线图

(a) 差动保护接线图；(b) 差动继电器内部接线图

$\dot{i}_{1A}$ 、 $\dot{i}_{1B}$ 、 $\dot{i}_{1C}$ —高压侧各相电流； $\dot{i}_{2A}$ 、 $\dot{i}_{2B}$ 、 $\dot{i}_{2C}$ —低压侧各相电流；

$\dot{i}_{AC}$ 、 $\dot{i}_{BC}$ 、 $\dot{i}_{CC}$ —各相差电流； $\dot{i}_0$ —零序电流

锁原理只能用于电流回路采用星形接线的情况。

(4) 在由计算机构成的差动保护中，通过计算机的软件实现差动保护电流回路断线闭锁。

尽管目前已经研究出了多种电流回路断线闭锁方案，有的已由制造厂生产出了闭锁装置。但是，差动保护加了电流回路断线闭锁，使保护接线复杂化。从预防电流回路断线这方面来看，差动保护的可靠性似乎是提高了，可是从差动保护复杂化这方面来看，可靠性又有所降低。美国、日本、俄罗斯等国变压器差动保护，在动作电流小于额定电流的情况下，也都没有加装电流回路断线闭锁。在我国，差动保护是否要加电流回路断线闭锁，在设计和运行中要权衡利弊，慎重对待。

## 第五节 变压器的相间故障后备保护

### 一、220kV 变压器的相间故障后备保护

#### (一) 相间故障后备保护的配置原则

220kV 变压器的相间故障后备保护，既作为相邻元件（线路和母线）相间故障的后备保护，又作为变压器内部及引出线回路相间故障的后备保护。应首先考虑选用接线简单的相间过电流保护作为相间后备保护。当灵敏度不够时可采用复合电压起动的过电流保护。三绕组变压器和自耦变压器，相间后备保护宜装于主电源侧及主负荷侧。主电源侧的保护应带两段时限，以较短的时限断开未装保护侧的断路器。当这种方式不符合灵敏度要求时，可在所有各侧装设保护，并应根据选择性的要求装设方向元件。

当变压器低压侧为分裂绕组或装设分裂电抗器的情况下，一般每一分支都经单独断路器接至一个单独的母线段。此时除在电源侧装保护外，在每个分支还应装设单独的相间后备保护。

220kV 三绕组变压器的相间后备保护典型配置如图 7-17 所示。

#### (二) 整定计算

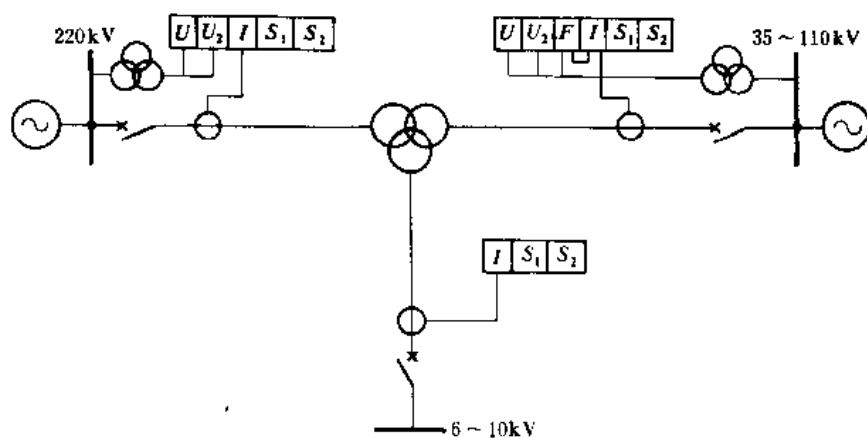


图 7-17 220kV 三绕组变压器相间后备保护典型配置图

### 1. 过电流保护的整定计算

为了保障选择性，过电流保护的動作电流应按躲过变压器可能出现的最大负荷电流来整定。最大负荷电流应考虑以下几种情况。

(1) 并列运行的变压器切除一台时，继续运行的变压器产生的过负荷。

(2) 短路切除后由于电动机自启动引起的变压器负荷电流的短时增加。

(3) 变压器低压侧母线分段装设备用电源自动投入装置 (BZT) 时，装置 (BZT) 动作引起的变压器负荷电流增加。

过电流保护的動作电流按下式整定

$$I_{dz} = \frac{K_K}{K_f} I_{f.b.\max} \quad (7-11)$$

式中  $I_{dz}$ ——过电流保护的動作电流；

$K_K$ ——可靠系数，取 1.2~1.3；

$K_f$ ——返回系数，电磁型继电器可取 0.85；

$I_{f.b.\max}$ ——可能出现的最大负荷电流。

过电流保护灵敏度 ( $K_{L.m}$ ) 按下式校验

$$K_{L.m} = \frac{I_{D.\min}^{(2)}}{I_{dz}} \quad (7-12)$$

式中  $I_{D.\min}^{(2)}$ ——后备保护区末端两相金属性短路时流过保护装置的最小短路电流；

$K_{L.m}$ ——灵敏度，不应小于 1.2。

保护的動作时间应与相邻元件的保护動作时间相配合，一般比相邻元件的保护最大動作时间大一个时间阶段。

### 2. 复合电压起动的过电流保护整定计算

(1) 电流元件的動作电流按躲过变压器额定电流整定

$$I_{dz} = \frac{K_K}{K_f} \cdot I_e \quad (7-13)$$

(2) 负序电压继电器的動作电压，按躲过正常运行时的不平衡电压整定

$$U_{dz.2} = 0.06 U_e \quad (7-14)$$

(3) 接在相间电压上的低电压继电器的動作电压按躲过正常运行时可能出现的最低电压整定

$$U_{dz} = (0.5 \sim 0.6) U_e \quad (7-15)$$

灵敏度校验：

(1) 电流元件

$$K_{L.m} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{dz}} \quad (7-16)$$

## (2) 负序电压元件

$$K_{Lm} = \frac{U_{\min \cdot 2}}{U_{dz \cdot 2}} \quad (7-17)$$

## (3) 相电压元件

$$K_{Lm} = \frac{U_{ds}}{U_{\max}} \quad (7-18)$$

上六式中  $I_e$ ——变压器的额定电流；

$K_K$ ——可靠系数，取 1.2；

$K_f$ ——返回系数，电磁继电器取 0.85；

$U_e$ ——额定相电压；

$I_{\min}^{(2)}$ ——后备保护区末端两相金属性短路时，保护流过的最小短路电流；

$U_{\min \cdot 2}$ ——后备保护区末端两相金属性短路，保护安装处的最小负序电压；

$U_{\max}$ ——后备保护区末端三相金属性短路，保护安装处的最大相间电压；

$K_{Lm}$ ——灵敏度，不应小于 1.2。

## 二、500kV 变压器的相间故障后备保护

### (一) 500kV 变压器相间后备保护的配置原则

当前在我国电力系统中投入运行和正在设计中的 500kV 电力变压器，绝大多数都是单相变压器组。配置相间后备保护的目的是作为变压器引线和相邻母线相间故障的后备保护。由于以下原因，这种相间后备保护应按简化的原则配置。

(1) 500kV 电力变压器为单相变压器组，在变压器内部相间短路的可能性极小。500kV 和 220kV 侧的引线，相间距离余度较大，在变电所内的过电压保护也比较完善，发生不接地的相间故障的概率很小。500kV 和 220kV 均为大电流接地系统，故障的主要形式是接地故障和相间接地故障，而这类带接地的故障主要是由接地保护来切除。

(2) 500kV 变压器和线路的主保护都是按双重化配置的。220kV 线路也都配有高频和完善的距离保护，实质上反应相间故障的保护也是双重的。500kV 和 220kV 母线都配有专用的母线保护和断路器失灵保护。这样，变压器相间后备保护作为相邻元件相间保护的后备这一作用的必要性就不大了，甚至可以取消。从这种考虑出发可以使变压器相间后备保护大为简化。

因此，500kV 电力变压器的相间后备保护只作为变压器引线和母线相间故障的后备，不考虑作为线路保护的后备。相间后备保护一般采用一段式的。

### (二) 相间后备保护方式的选择

500kV 变压器高、中压侧的相间后备保护一般选用带偏移特性的方向阻抗保护，低压侧一般选用电流电压保护。

500kV 通常采用三绕组变压器或自耦变压器。考虑到在运行中可能出现一侧断开，只有两侧运行的情况，所以在高压侧和中压侧都配置相同的阻抗保护。装在 220kV 侧的阻抗继电器的正方向保护区，伸到 500kV 母线；反向保护区，不应超过 220kV 引出线阻抗保护

的第一段保护范围。500kV 侧的阻抗保护也按相同原则考虑。

变压器高、中压侧的阻抗保护范围如图 7-18 所示。从图 7-18 可见, 500kV 和 220kV 两侧的阻抗保护, 都可以反应变压器引线、本侧母线和对侧母线的相间故障。如果不考虑 500kV 或 220kV 侧断开这种稀有的运行方式, 阻抗保护还可以进一步简化, 即只装在一侧, 例如, 装在 220kV 侧。

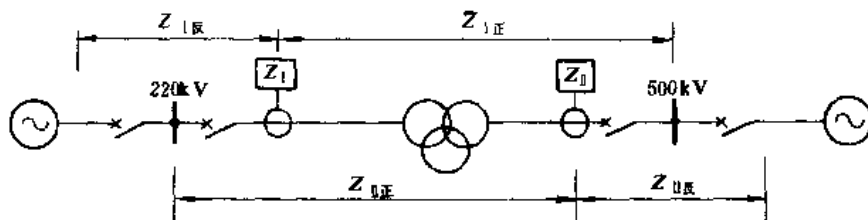


图 7-18 变压器高、中压侧阻抗保护范围示意图

阻抗继电器的偏移度一般取正向阻抗的 5%~10%，在大多数情况下可以做到阻抗保护和变压器的主保护以及线路阻抗保护的第一段相配合，简化整定计算，缩短后备保护的動作时间。在 220kV 和 500kV 母线上接有短线路时，有可能出现该侧阻抗保护的反方向动作区或对侧阻抗保护的正方向动作区，超过短线路距离保护的第一段保护范围。此时需提高变压器阻抗保护的動作时间，使之与短线路距离保护的第二段相配合。

阻抗保护一般选用一段式，可带两段时限，以较短时限用于缩小故障影响范围，较长时限用于断开变压器各侧断路器。

500kV 变压器相间故障后备，采用阻抗保护能满足各种运行方式下灵敏度的要求，也有利于与线路保护间的配合。但阻抗保护和运行维护都比较复杂。运行实践证明，500kV 变压器阻抗保护误动作率也比较高。因此，根据工程的具体情况，在电网正常运行方式下，如能满足灵敏度要求，也可以考虑采用过电流保护作为相间故障后备保护。

在变压器低压侧接有无功功率补偿设备时，因变压器的高-低，中-低侧间的阻抗较大，高压侧和中压侧的阻抗保护对低压侧的相间故障的灵敏度不够时，低压侧应装设单独的相间故障后备保护，一般选用简单的电流或电压保护。

### (三) 相间后备保护的整定

#### 1. 阻抗保护的整定

接近后备原则配置的，带偏移特性的阻抗保护，其正向动作阻抗应按变压器的阻抗整定。当 500kV 变压器带负荷调压时，调压分接开关在不同位置，变压器的阻抗也不同。阻抗保护的動作阻抗应按变压器的最大阻抗整定。

调压分接开关在额定位置时变压器的阻抗按下式计算

$$Z_{e(1-1)} = \frac{U_e \%_{(1-1)} U_{1e}^2}{100 S_e} \quad (7-19)$$

式中  $U_e \%_{(1-1)}$ ——调压分接开关在额定位置时，高-中压间短路电压的百分数；

$U_{1e}$ ——变压器高压侧额定电压，kV；

$S_0$ ——变压器的额定容量, MVA。

调压分接开关在极限位置时变压器的阻抗按下式计算

$$Z_{m(1-1)} = Z_{e(1-1)} \frac{U_m \% (1-1)}{U_e \% (1-1)} \alpha_m^2 \quad (7-20)$$

式中  $U_m \% (1-1)$ ——调压分接开关在极限位置时, 高-中压间短路电压最大值的百分数;

$\alpha_m$ ——调压分接开关在极限位置时, 电压的标么值, 等于  $1 + \Delta U \%$  (或  $1 - \Delta U \%$ ),  $\Delta U$  为调压范围的一半。

继电器的二次动作阻抗为

$$Z_{dz} = K_L Z_{m(1-1)} \frac{K_{LH}}{K_{YH}} \quad (7-21)$$

式中  $Z_{m(1-1)}$ ——调压分接开关在极限位置时, 变压器阻抗;

$K_L$ ——阻抗保护的灵敏度, 取  $1.25 \sim 1.5$ ;

$K_{LH}$ ——电流互感器的变比;

$K_{YH}$ ——电压互感器的变比。

当采用过电流保护作为相间故障后备时, 其整定计算方法与 220kV 变压器相同。

## 2. 低压侧过电流保护的整定

500kV 降压变压器低压绕组的容量一般为变压器额定容量的 20%~30%, 低压侧过电流保护的動作电流, 应按躲过在低压侧可能出现的最大负荷电流整定, 即

$$I_{dz} = \frac{K_K}{K_f} I_{fh \cdot \max} \quad (7-22)$$

式中  $K_K$ ——可靠系数, 取  $1.2 \sim 1.3$ ;

$K_f$ ——返回系数, 采用电磁继电器时取 0.85;

$I_{fh \cdot \max}$ ——低压侧最大负荷电流。

在变压器低压侧接有大容量电力电容器时, 应考虑电容器充电时冲击电流的影响, 此时在  $I_{dz}$  的计算公式中还应乘以  $K_c = 1.5 \sim 2$  的冲击系数, 即  $I_{dz}$  按下式计算

$$I_{dz} = \frac{K_K K_c}{K_f} I_{fh \cdot \max} \quad (7-23)$$

过电流保护的灵敏度按下式校验

$$K_L = \frac{I_{D \cdot \min}^{(2)}}{I_{dz}} \quad (7-24)$$

式中  $I_{D \cdot \min}^{(2)}$ ——在最小运行方式时, 低压母线二相金属性短路时, 流过保护安装处的最小短路电流。

要求  $K_L \geq 1.5$ 。

过电流保护的動作时间分两段, 较短的时间 (和低压引出线或无功功率补偿装置的过电流保护的動作时间相配合) 跳开变压器低压侧断路器; 较长时间动作于变压器保护的总

出口。

## 第六节 接地故障后备保护

变压器装设接地保护的目的是作为变压器绕组内部、引线、母线和线路接地故障的后备保护。变压器的接地保护方式与变压器的形式、中性点接地方式以及所连接的系统的中性点接地方式有关。

在中性点直接接地电网中,变压器接地保护是电网接地保护的一个组成部分,所以,变压器接地保护要与线路的接地保护相配合。

### 一、220~500kV 变压器接地保护的配置原则

#### (一) 220kV 中性点直接接地的变压器

此种情况一般配置两段式零序过电流保护,每段各带两个时限。第一段的动作电流和延时,与相邻元件零序过电流保护的第一段相配合。以较短时限动作于缩小故障影响范围,例如,断开母联断路器;以较长时限断开变压器各侧断路器。第二段的动作电流与延时,与相邻元件零序保护的后备段相配合。以较短时限动作于缩小故障影响范围,以较长时限断开变压器各侧断路器。零序过电流保护接于变压器中性点处电流互感器二次侧。

#### (二) 中性点有可能接地或不接地的变压器

在 220kV 中性点直接接地电网中,若变压器的中性点可能直接接地运行或不接地运行,同时低压侧或中压侧有电源。此时接地保护的配置要考虑可能出现的各种运行情况,并且和变压器的中性点绝缘水平有关。

##### 1. 中性点为全绝缘变压器

中性点直接接地变压器的接地保护,配置同一、(一)所述。此外,还要增加零序过电压保护,作为变压器中性点不接地时的保护。当变压器中性点不接地,而且所在系统也失去接地中性点,发生接地故障时,零序过电压保护经 0.3~0.5s 断开变压器各侧断路器。

##### 2. 分级绝缘变压器

为保护分级绝缘变压器中性点,一般在中性点装设放电间隙。当中性点接地刀闸断开时,经放电间隙接地。在这种情况下,直接接地时和经间隙接地时应分别装设保护。直接接地时的保护配置与一、(一)款相同。经放电间隙接地时,应增设反应零序电压和间隙放电电流的零序电流电压保护。这种电流电压保护不需要与其他保护配合,其动作时间只需要躲开电网部分中性点接地时,发生单相接地的暂态过程,暂态过电压持续的时间一般不大于 0.2s。

当分级绝缘的变压器中性点不设放电间隙时,接地保护的配置与全绝缘变压器相同。但零序过电压保护的動作时间应尽可能短,只需躲过暂态过电压的时间。

#### (三) 330~500kV 变压器高压侧接地保护

对于 330kV 和 500kV 变压器,为了缩短接地保护的動作时间,简化接线,高压侧零序过电流保护每段只带一个时限。第一段動作电流与相邻元件接地保护的第一段相配合,带时限动作于变压器高压侧断路器。第二段与相邻元件接地保护的后备段配合,带时限动作

于变压器的各侧断路器。

#### (四) 220~500kV 自耦变压器接地保护

220~500kV 自耦变压器零序电流保护,应在高压侧、中压侧分别装设并应分别接入高、中压侧电流互感器的零序回路。其配置原则与中性点直接接地变压器基本相同。但因高、中压侧之间有电气联系,零序电流可以在高、中压之间流通,为了满足选择性的要求,可增设零序方向元件。

当自耦变压器高压或中压侧断开以后,内部又发生单相接地时,若接在线端电流互感器二次回路的零序过电流保护灵敏度不能满足要求时,则可在中性点侧增设零序过电流保护。当高、中压侧同时投入时,中性点侧的零序过电流保护应退出运行,否则,有可能不正确动作。

#### (五) 变压器低压侧接地保护

220~500kV 变压器的低压侧电压一般为 10~60kV,系小电流接地系统。一般只装设零序过电压保护,作为单相接地故障的监视。零序过电压继电器接于低压侧母线电压互感器的开口三角绕组回路。保护动作于信号。

## 二、变压器接地保护的接线

图 7-19 为中性点直接接地变压器的接地保护原理图。图 7-20 为 500kV 普通三绕组变压器的接地保护原理图。

当变压器中性点为分级绝缘,并且中性点可能直接接地或经放电间隙接地时,零序保护的接线与图 7-20 中的 220kV 中性点接地保护部分接线相同。

图 7-21 为自耦变压器的接地保护原理图。

## 三、接地保护的整定计算

### (一) 零序电流继电器的整定

零序电流继电器的动作电流,按下式计算

$$I_{dz.0I} = K_p K_{lx} I_{dz.1.II} \quad (7-25)$$

式中  $K_p$ ——配合系数,取 1.1~1.2;

$K_{lx}$ ——零序电流分支系数,在系统最大运行方式,线路保护的第一段保护区末端接地短路时,流过保护安装处的零序电流与流过短路线路零序电流之比;

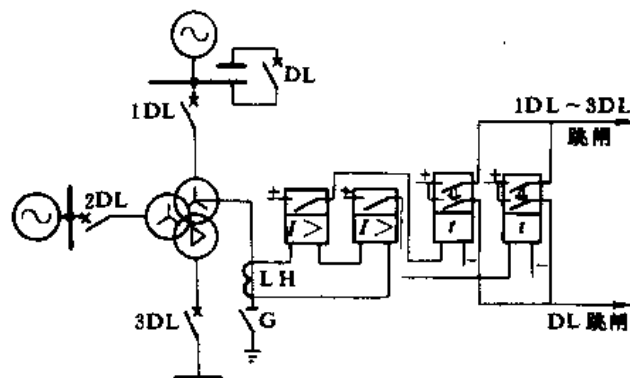


图 7-19 中性点直接接地变压器接地保护原理图

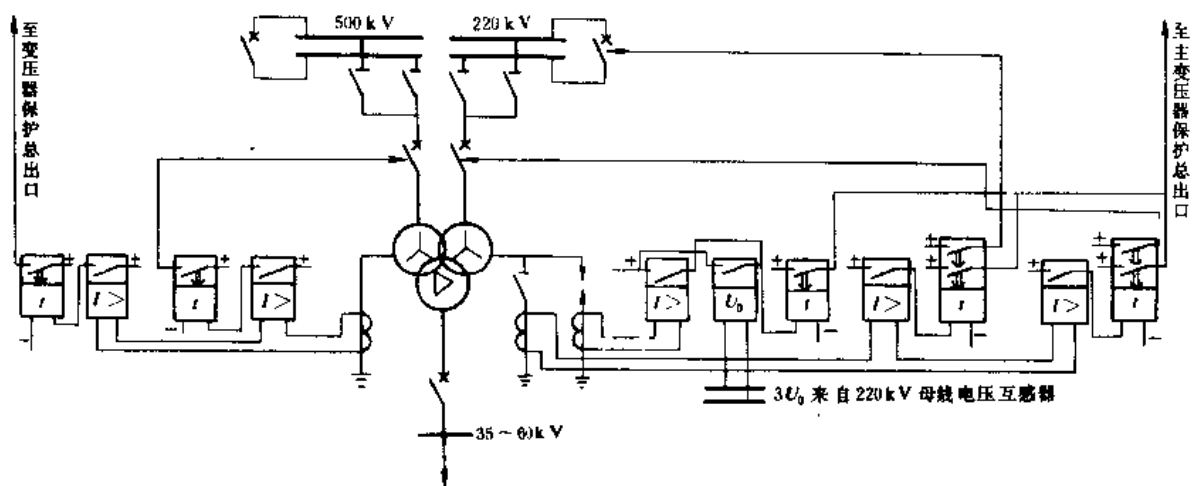


图 7-20 500kV 普通三绕组变压器接地保护原理图

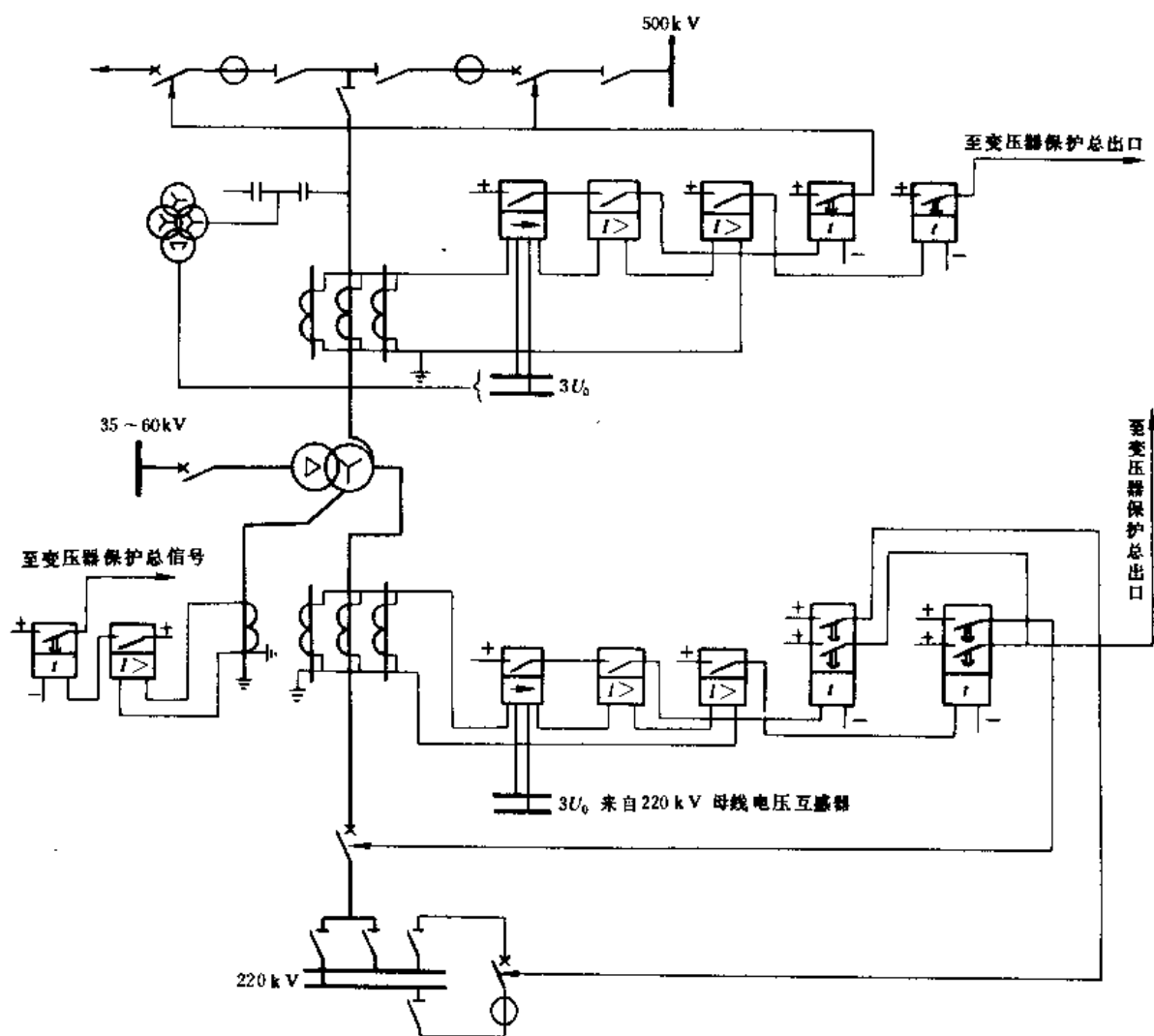


图 7-21 自耦变压器接地保护原理图

$I_{\text{act},(1)}$ ——线路零序过电流保护第一段的动作电流。

保护的灵敏度按系统最小运行方式,线路零序保护第一段末端单相接地短路时校验,即

$$K_L = \frac{3I_{L,0}}{I_{\text{act},(1)}} \quad (7-26)$$

式中  $I_{L,0}$ ——最小运行方式,线路零序保护第一段保护区末端单相接地短路时,流过保护安装处的零序电流。

要求  $K_L \geq 1.5$ 。

### (二) 放电间隙回路零序电流继电器的整定

在间隙没有击穿时,间隙回路没有电流。当间隙击穿时,间隙回路的电流与间隙的弧电阻、变压器以及短路回路的阻抗等因素有关,此数难以准确计算。间隙回路零序电流保护的一次动作电流一般可取 100A。

### (三) 零序过电压继电器的整定

变压器接地保护中的零序过电压继电器的整定原则是:当中性点直接接地系统没有失去接地中性点的情况下发生接地短路时,继电器不应动作。当系统失去接地中性点时发生接地故障,继电器应可靠动作。

零序过电压继电器一般接在相应母线电压互感器的开口三角绕组回路。中性点直接接地系统电压互感器的变比为  $\frac{U_0}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100\text{V}$ 。在系统正常接地时发生接地短路,电压互感器开口三角两端电压 ( $3U_0$ ) 最大为 100V;当系统失去接地中性点时发生接地故障,开口三角两端最高电压 ( $3U_0$ ) 为 300V。实际上由于电压互感器的饱和,  $3U_0$  一般小于 300V。如电压继电器的灵敏系数  $K_L = 1.5$ ,则电压继电器的动作电压应是:  $100\text{V} < U_{\text{act},0} \leq 300 / 1.5\text{V}$ 。一般可取  $U_{\text{act},0} = 150 \sim 180\text{V}$ 。

## 第七节 过 负 荷 保 护

为监视过负荷,应根据实际运行情况在变压器的一侧或各侧装设过负荷保护。过负荷保护的装设原则如下。

(1) 双绕组变压器,过负荷保护装于高压侧。

(2) 单侧电源的三绕组变压器,当三侧容量相同时,过负荷保护只装在高压侧。当三侧容量不相同,在电源侧和容量较小的一侧装设过负荷保护。

(3) 两侧电源的三绕组变压器或联络变压器在三侧均装设过负荷保护。

(4) 自耦变压器的过负荷保护与各侧的容量比及负荷分布有关,而负荷分布又取决于运行方式及负荷的功率因数。故自耦变压器的过负荷保护除按三绕组变压器的过负荷保护配置原则装设外,还要在公共绕组装设过负荷保护。

考虑到 220~500kV 变压器的过负荷大多数情况都是三相对称的。故监视各侧过负荷的电流继电器只装在一相,各侧过负荷保护共用一只时间继电器,动作于信号。在无经常值班人员的变电所,必要时,过负荷保护也可以动作于跳闸或断开部分负荷。

过负荷保护的电流继电器按下式整定

$$I_{dz} = \frac{K_k}{K_i} I \quad (7-27)$$

式中  $K_k$ ——可靠系数，取 1.05；

$K_i$ ——返回系数，电磁继电器取 0.85；

$I$ ——保护安装处的额定电流。

## 第八节 变压器的其他保护

### 一、分裂变压器的差电压保护

为了在不增加正常无功功率损耗的条件下，降低变压器低压侧的短路容量，改善断路器的运行条件，有的 220~500kV 变压器低压侧采用分裂绕组。分裂绕组就是把一个绕组分裂成两个或多个对称部分，各部分之间无电的联系，仅有较弱的磁耦合。当各分裂绕组所带的负荷相等时，各绕组中的电压降相同，与其相连的母线电压也相同。在一个分裂绕组回路中发生短路时，其他分裂绕组回路的电压变动很小，负荷不受影响。所以，采用分裂绕组变压器还能提高供电的可靠性。

#### 1. 差电压保护的工作原理

差电压保护是利用分裂绕组变压器的特点来实现的，差电压保护接线如图 7-22 所示。在正常运行或变压器的高、中压侧外部短路时，两分裂绕组回路的电压  $U_1$  和  $U_2$  相等。加到差电压继电器工作回路的电压只是变压器和电压互感器的不平衡电压，其值很小。继电器

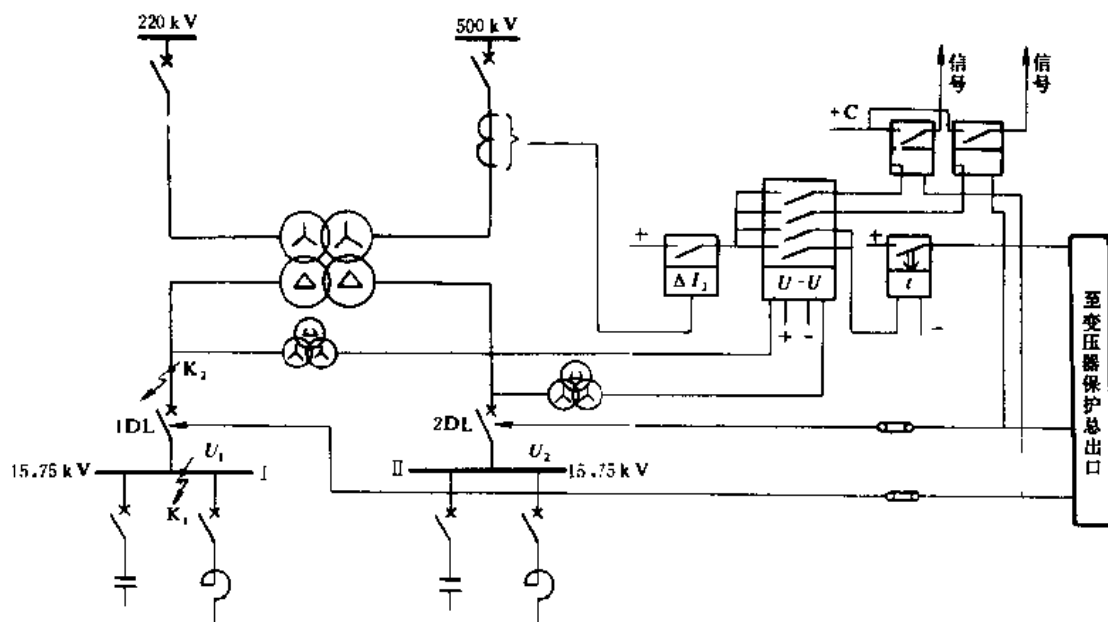


图 7-22 差电压保护接线图

在外加直流制动电压的作用下，处于制动状态。当某一分裂绕组回路相间短路时（例如  $K_1$  点），如不考虑电弧电阻压降，则短路点的相间电压为零。此时另一分裂绕组回路Ⅱ的电压  $\dot{U}_2$  仍可维持在接近额定电压水平。加到差电压继电器工作回路的电压  $\dot{U}_c = \dot{U}_2 - \dot{U}_1$ ，其值接近额定电压，继电器能可靠动作，并有选择地跳开断路器 1DL，切除故障。回路Ⅰ继续运行。如短路发生在回路Ⅱ，差电压  $\dot{U}_c$  的方向改变了  $180^\circ$ ，继电器动作断开断路器 2DL，Ⅱ回路继续运行。如短路发生在变压器与断路器之间（例如  $K_2$  点）1DL 或 2DL 断开后，故障并未消除。此时，差电压保护经约 0.5s 的延时动作于变压器保护的总出口。

当 500kV 或 220kV 侧外部短路时，各分裂绕组的电压同时下降，继电器工作回路的电压很小，继电器不动作，因此，差电压保护的動作值无须和其他保护的定值相配合。

## 2. 差电压保护的构成

差电压保护由起动元件、测量元件、延时元件三部分构成。用负序电流增量继电器作为起动元件，接于变压器的主电源侧，用作起动保护并兼作电压回路断线闭锁。用 LCY-1 型差电压继电器作为差电压的测量元件，测量差电压的大小和方向。延时元件是一个时间继电器，当故障发生在变压器和断路器之间时，保护经延时动作于变压器保护的总出口。

当短路发生在分裂绕组的某一分支时，接在主电源侧的灵敏的负序电流增量继电器起动，其触点接通正电源。测量元件根据接入电压的变化情况判断出故障点的位置，动作于断路器 1DL 或 2DL 跳闸，同时起动时间元件。1DL 或 2DL 跳闸后，如故障消除，时间元件返回。如故障点在变压器和断路器之间，则由时间继电器起动变压器保护的总出口继电器，跳开变压器的各侧断路器。

## 3. 差电压保护的整定计算

差电压保护测量元件的動作电压按以下条件整定。

(1) 躲过正常运行时保护安装处可能出现的最大不平衡电压。

(2) 躲过一个分裂绕组回路正常运行，而另一分裂绕组回路的无功功率补偿设备处于起动状态时，可能出现的最大不平衡电压。

(3) 躲过变压器高压或中压侧短路时，保护安装处可能出现的最大不平衡电压。

保护测量元件的動作值可按下式计算

$$U_{dz} = K_k U_{bp} \quad (7-28)$$

式中  $U_{dz}$ ——测量元件的動作电压，用额定电压的百分数表示；

$K_k$ ——可靠系数，取 1.2~1.5；

$U_{bp}$ ——计算最大不平衡电压，用额定电压的百分数表示。

当按上述第 (1)、(2) 两条件考虑时，最大不平衡电压  $U_{bp}$  可按下式计算

$$U_{bp} = \frac{1}{2} K_{te} U_d \% \left( \frac{S_1}{S_c} \sin \varphi_1 - \frac{S_2}{S_c} \sin \varphi_2 \right) \quad (7-29)$$

式中  $K_{te}$ ——分裂变压器的分裂系数；

$U_d\%$ ——分裂变压器的穿越阻抗电压，用百分数表示；

$S_c$ ——分裂变压器的额定容量；

$S_1$ 、 $S_2$ ——分裂绕组 1 和 2 的负载容量；

$\varphi_1$ 、 $\varphi_2$ ——分裂绕组 1 和 2 负载的功率角。

对于第 (3) 种条件下可能出现的最大不平衡电压，应根据无功功率补偿装置的种类和实际可能的运行状态等计算。

取上述计算结果的最大值，作为计算不平衡电压。

## 二、过励磁保护

根据变压器原理，绕组的感应电压表达式为

$$U = 4.44f\omega BS \times 10^{-8} \quad (7-30)$$

式中  $f$ ——感应电压的频率，Hz；

$\omega$ ——绕组的匝数；

$B$ ——铁芯的磁通密度，T；

$S$ ——铁芯截面积， $m^2$ 。

对于给定的变压器，其绕组匝数  $\omega$  和铁芯的截面积  $S$  可视为常数，令

$$K = \frac{10^8}{4.44\omega S} \quad (7-31)$$

则变压器的磁通密度可按下式表达

$$B = K \frac{U}{f} \quad (7-32)$$

式 (7-32) 说明变压器铁芯的工作磁通密度  $B$  与  $U/f$  成正比。电压升高或频率下降，将使铁芯的工作磁通密度增加。对于 500kV 降压变压器，所连接的系统频率  $f$ ，基本上是不变的。引起磁通密度增加的主要原因是系统电压的升高。在 500kV 系统中可能由于以下原因引起电压升高，使变压器产生过励磁。

(1) 由于系统的故障断开，切除大量负荷，使变压器电压升高。

(2) 500kV 线路在轻负荷时，线路并联电抗器故障切除，使 500kV 线路末端电压升高，负荷侧的变压器承受过电压。

(3) 由于铁磁谐振引起谐振过电压，使变压器过励磁。

(4) 由于变压器分接头调节不当引起过电压。

500kV 变压器铁芯的正常工作磁通密度比较高，约在 (1.7~1.8) T，接近饱和磁通密度 (1.8~2T)。因磁化曲线较“硬”，在过励磁时，由于铁芯饱和，励磁阻抗下降，励磁电流增加的很快，当工作磁通密度达到正常磁通密度的 1.3~1.4 倍时，励磁电流可达到额定电流水平。在过励磁时，励磁电流中含有许多高次谐波分量，可引起铁芯、金属构件、绝缘材料的过热，若过励磁倍数较高，持续时间过长，可能使变压器损坏。所以，500kV 变

压器应装设过励磁保护。

过励磁保护的動作特性取决于变压器的过励磁特性。世界各主要工业国家对变压器的过励磁能力都作了规定<sup>[4]</sup>。例如,表 7-1 和表 7-2 列出了法国和日本生产的变压器的过励磁能力。图 7-23 为变压器的过励磁特性曲线。

表 7-1 法国 500kV 变压器过励磁能力

| 运行条件  | 满 载  |       |      |     |     |
|-------|------|-------|------|-----|-----|
| 过电压倍数 | 1.05 | 1.1   | 1.2  | 1.3 | 1.4 |
| 允许时间  | 连续   | 30min | 1min | 10s | 1s  |

表 7-2 日本 500kV 变压器过励磁能力

| 运行条件  | 满 载  |       |      |
|-------|------|-------|------|
| 过电压倍数 | 1.05 | 1.2   | 1.3  |
| 允许时间  | 连续   | 10min | 3min |

设置变压器过励磁保护是为了检测变压器的过励磁情况,及时发出信号或动作于跳闸,使变压器的过励磁不超过允许的限度,防止变压器因过励磁而损坏。

### 2. 变压器的过励磁保护装置

由式 (7-32) 可知,变压器铁芯的工作磁通密度与  $U/f$  成正比,检测加到变压器上的电压和频率的比值即可间接的检测出铁芯的磁通密度。目前采用的过励磁保护装置都是根据这一原理构成的。图 7-24 是过励磁继电器中  $K \frac{U}{f}$  值的测量电路图。其工作原理是:中间

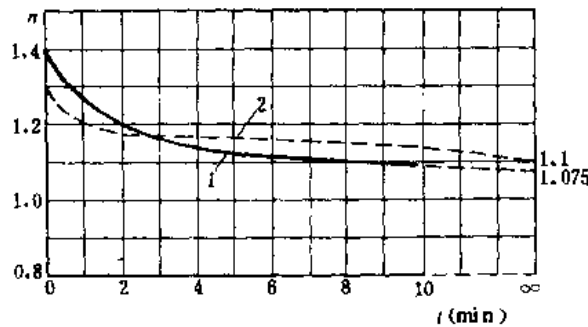


图 7-23 变压器的过励磁特性

1—德国标准 VDE 0532/8.64; 2—IEEE V01 PAS. No. 8. 1966;  
n—过励磁倍数; t—时间 (min)

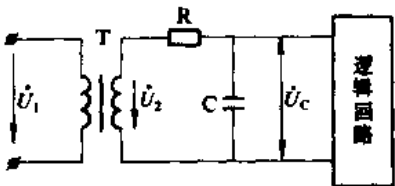


图 7-24 过励磁继电器中  $K \frac{U}{f}$  值的测量电路

变压器 T 的一次侧接到电压互感器的二次侧,反应加到变压器上的电压和频率。T 的二次侧为一 RC 分压电路,在电容器 C 两端的电压为

$$U_c = \frac{U_2}{R - jx_c} (-jx_c) \quad (7-33)$$

整理化简并取电容器两端电压的绝对值,则

$$U_c = \frac{U_2}{\sqrt{(2\pi fRC)^2 + 1}} \quad (7-34)$$

电路参数的选择使得  $2\pi RC \gg 1$ , 且  $U_2 = NU$ ,  $N$  为中间互感器二次电压  $U_2$  与一次系统电压  $U$  之间的综合变比。 $U_c$  的表达式便可变换成如下形式

$$U_c = \frac{NU}{2\pi fRC} = K \frac{U}{f} \quad (7-35)$$

式中  $K = \frac{N}{2\pi RC}$ 。

可见,  $U_c$  与  $U/f$  成正比, 如果  $U$ 、 $f$  分别为加到变压器端子上的电压和频率,  $U_c$  便与变压器的磁通密度成正比。以  $U_c$  作为动作量所构成的过量型继电器, 便是过励磁继电器。

按上述原理制成的 JGC-11 型过励磁继电器, 在国产的 500kV 变压器保护中已经采用。

过励磁保护的整定取决于变压器的过励磁特性。通常过励磁保护分为两段, 第一段动作于信号, 第二段动作于跳闸。

变压器过励磁时, 对变压器的直接危害是由于过热引起的。耐受过励磁能力, 实质是耐受过热的能力, 过励磁倍数和允许的时间之间具有反时限特性。所以, 理想的过励磁保护应具有反时限特性。目前国产的集成电路型或微机型过励磁保护都具有反时限特性。

## 第九节 变压器保护装置的选型和典型接线

当前, 用于 220~500kV 变压器的继电保护装置型式有电磁型、整流型、晶体管型、集成电路型和微机型。上述各种保护装置国内制造厂都能生产供货。

电磁型和整流型保护装置在电力系统中运行时间长, 制造和运行维护的经验丰富, 抗电磁干扰的性能好。实践证明, 这类保护装置的可靠性也较高。但保护装置交直流回路的功耗大, 动作时间慢, 调试工作量大。一般这类保护装置可在中小型 220kV 变电所采用。

晶体管型和集成电路型变压器保护装置, 在我国已有 20 余年的制造和运行历史。有成熟的制造技术和较丰富的运行维护经验。这种保护具有体积小、功耗小、动作速度快、调试简单等优点。虽然在抗电磁干扰方面不如电磁型和整流型保护, 但在长期的制造和运行过程中已经摸索出了一套行之有效的抗干扰措施, 解决了抗电磁干扰的问题。使得该种保护的可靠性有了很大提高。目前, 这类保护是 220~500kV 变压器主要选用的保护型式。

由微处理机构成的变压器保护装置, 从 80 年代开始研制。目前已有多套微机型变压器保护在 220kV 变压器上使用。微机型 500kV 变压器保护装置已开始电力系统中采用。微机型变压器保护装置具有体积小、功耗小、动作快、整定方便、运行维护简单等优点。更主要的, 它具有其他型式保护装置不可比拟的、完善的保护性能, 例如, 微机型变压器差动保护具有折线式的比率制动特性; 有防电流互感器二次回路断线误动性能; 具有 5 次谐波制动等。此外, 还具有打印、记录, 能与变电所的微机监控装置通信等功能, 给运行、分析事故带来极大方便。目前, 微机型变压器保护装置虽价格较贵, 但它是变压器保护的发

展方向，在有条件的工程中应推广采用。

为给读者提供变压器保护设计参考，以下给出三种典型的变压器保护接线。图 7-25

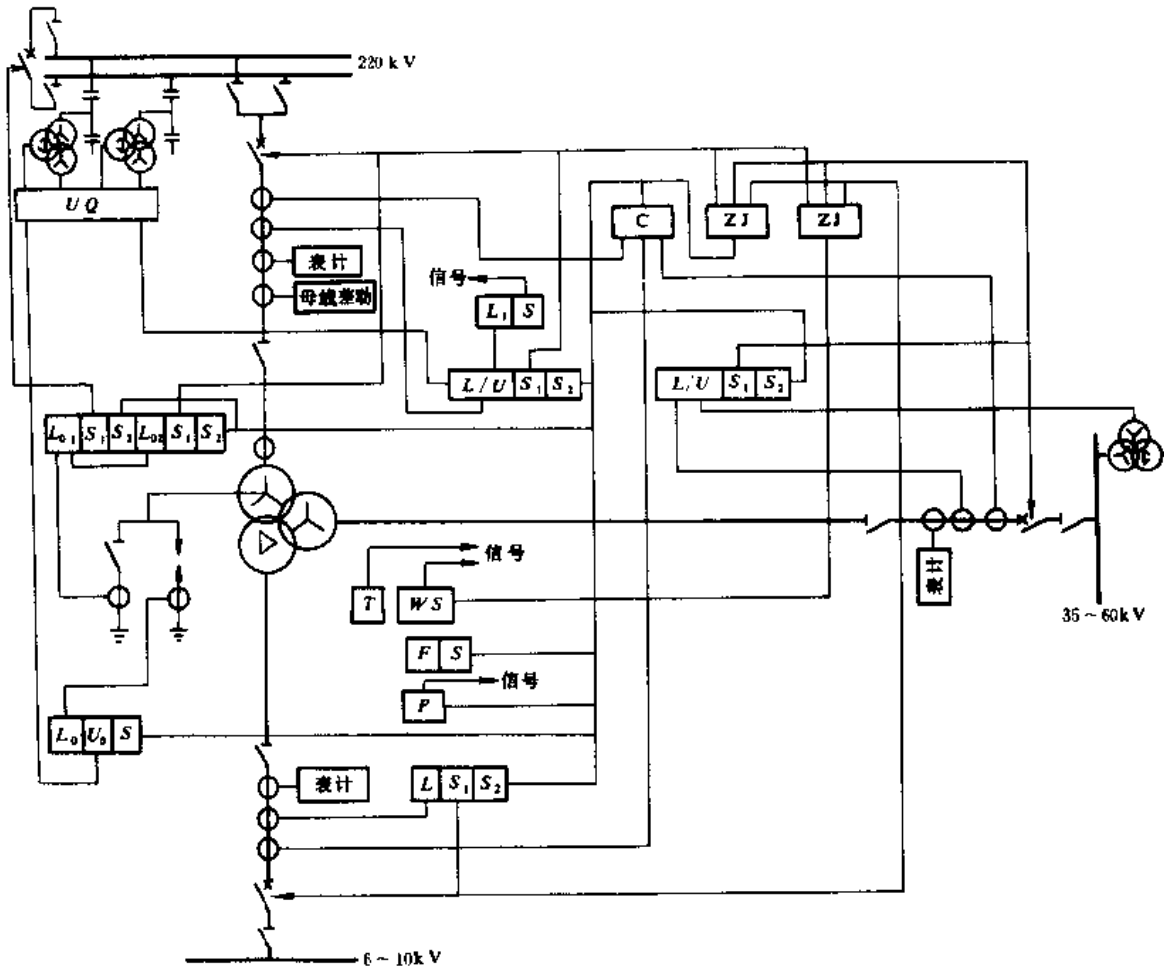


图 例

| 符 号             | 说 明       | 符 号 | 说 明       |
|-----------------|-----------|-----|-----------|
| C               | 差动保护      | WS  | 瓦斯保护      |
| $L/U, S_1, S_2$ | 低电压闭锁过流保护 | FS  | 冷却系统故障跳闸  |
| $L_0, S_1, S_2$ | 零序电流保护    | P   | 压力释故      |
| $L_0, U_0, S$   | 零序电流电压保护  | T   | 温度信号      |
| $L_1, S$        | 过负荷保护     | ZJ  | 保护出口中间继电器 |
| UQ              | 电压回路切换    |     |           |

图 7-25 220kV 降压变压器保护原理图

为 220kV 降压变压器保护原理图；图 7-26 为 500kV、750MVA 降压变压器保护配置图；图 7-27 为 500kV 自耦变压器保护原理图。

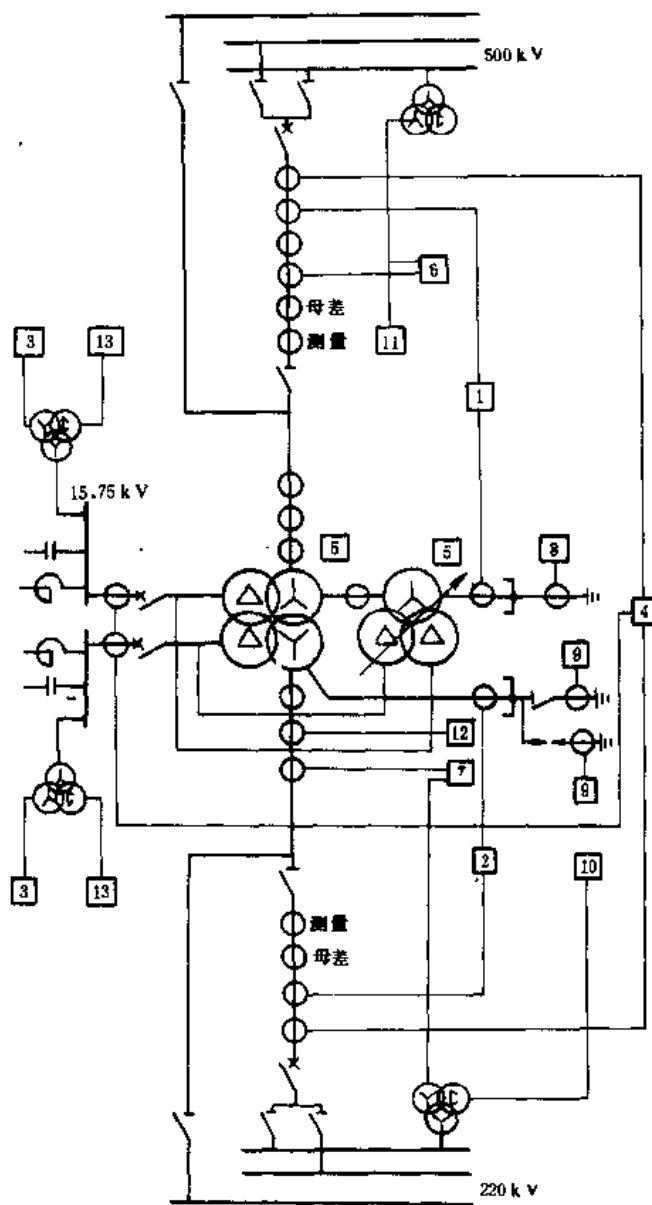


图 7-26 500kV、750MVA 降压变压器保护配置图

1—500kV 侧分差；2—220kV 侧分差；3—15.75kV 侧差电压；4—纵差；5—瓦斯；6—500kV 侧低阻抗；  
7—220kV 侧低阻抗；8—500kV 侧零序过电流；9—220kV 侧零序过电流；10—零序过电压；11—过励磁；  
12—过负荷；13—15.75kV 侧接地

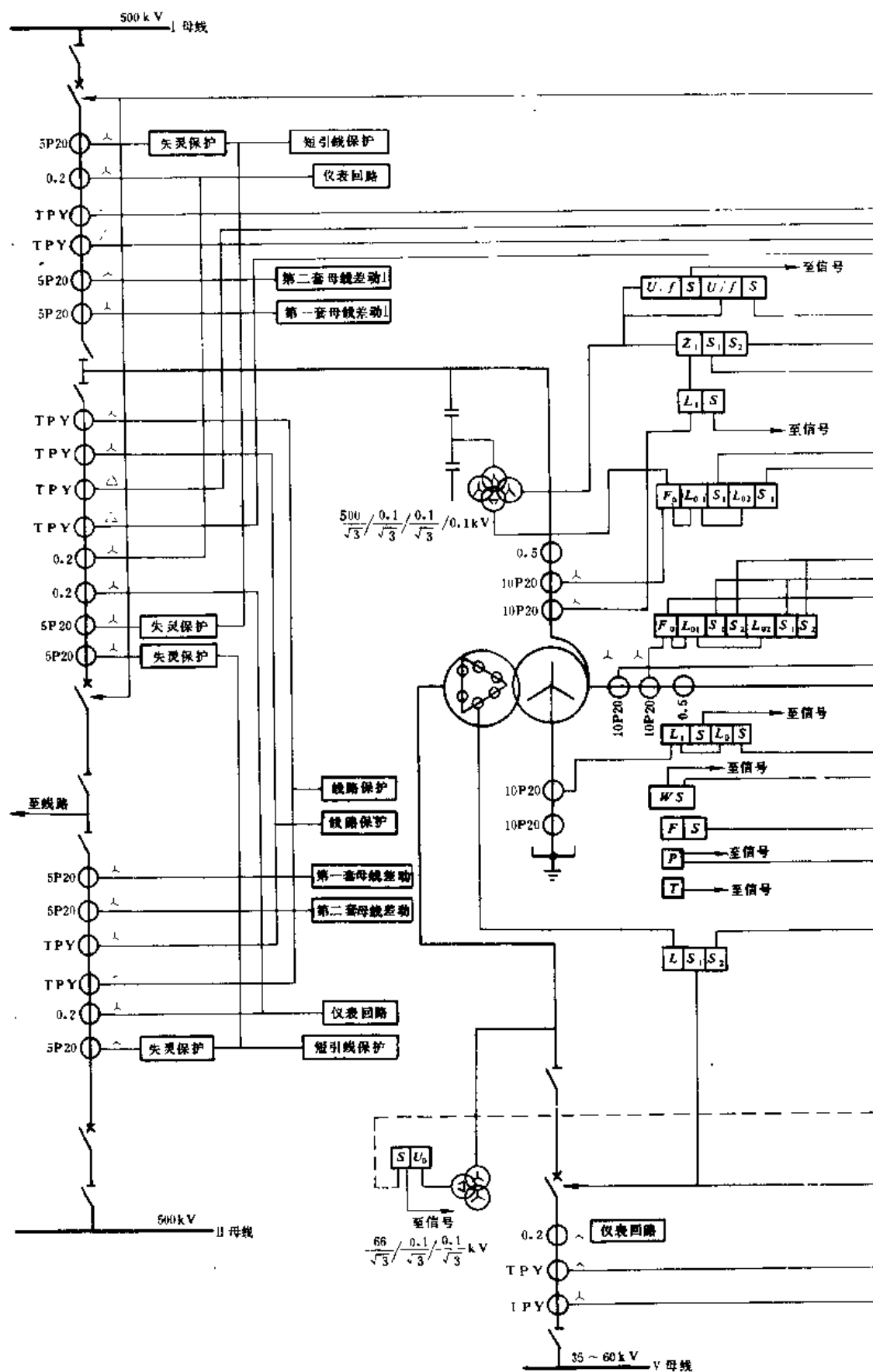


图 7-27 500kV 自耦



## 第八章 并联电抗器保护

### 第一节 概 述

电力系统的高压架空线路和电缆线路,存在相间和对地电容。在线路带电时,在这相间和对地电容中产生相当数量的无功功率。无功功率的大小和线路电压的平方成正比,并且是线路长度和导线几何尺寸的函数。在低压系统中,由于线路较短,导线较细,电压低,线路电容产生的无功功率也较小,对系统电压的影响也不大。在超高压电力系统中,由于电压高,线路长,导线尺寸大,因而线路本身的充电无功功率也相当大,对系统电压的影响很大。在电力系统设计时,通常要采取措施吸收这些无功功率,以便控制线路两端的电压不超过一定的水平。在超高压线路上接入并联电抗器的主要作用之一,就是吸收输电线路电容产生的无功功率,限制系统的操作过电压。此外,并联电抗器还有限制线路的潜供电流,提高线路单相重合闸成功率的作用。

通常采用以下设备来控制电力系统的无功功率。

- (1) 在输电线路两端直接接入并联电抗器。
- (2) 在变压器低压侧装设可投切的并联电抗器或电力电容器。
- (3) 可连续调节的可控硅静止补偿装置。
- (4) 发电机或同步调相机。

直接接在线路两端的并联电抗器,一般用在超高压线路和高压电缆线路上。我国 330kV 和 500kV 电力系统中均采用了线路并联电抗器。可投切的并联电抗器和电力电容器,静止补偿装置和同步调相机,一般应用在低压系统和靠近负荷中心的地方。

并联电抗器的结构,视其工作电压的高低,容量大小、有无铁芯、单相还是三相、油浸还是干式以及安装的场所的不同而有较大的差别。在我国 330~500kV 线路的并联电抗器,都是单相油浸式、铁芯带间隙的线性电抗器。其单台容量一般为 40~60MVA。用在 500kV 变压器低压侧,可投切的并联电抗器,为铁芯带间隙的三相油浸式电抗器或干式空芯并联电抗器。每组容量为 15~60MVA。在静止补偿装置中,一般用空芯的干式并联电抗器。

接在超高压线路上的并联电抗器与线路的连接方式有三种:第一,通过隔离开关或直接接在线路上;第二,通过专用的断路器或负荷开关与线路连接;第三,通过放电间隙与线路连接。第一种连接方式,视电抗器为线路的一部分,节省设备,有明显的经济效益。但电抗器的停用必须与线路同时,运行不够灵活。美国、加拿大、瑞典等国多采用这种连接方式。我国目前设计的高压线路也采用了这种连接方式。第二种连接方式,需要专用的断路器,增加了设备的投资,但运行比较灵活。我国早期设计的 500kV 线路采用了这种连接方式。第三种连接方式,在原理上最为合理,即在需要时能自动地投入并联电抗器;在不需时,并联电抗器自动退出,可减少正常的有功和无功功率的损失。但这种连接方式技

本复杂,可靠性不高,目前只有俄罗斯在超高压电力系统中采用。

接到变压器低压侧的并联电抗器,一般均通过专用的断路器与低压侧母线相连。

电抗器的结构形式不同,与电网连接的方式不同,其继电保护装置的配置也不同。直接连接在线路上的并联电抗器,可视为线路的一部分。线路两端的继电保护装置,对电抗器的内部故障有保护作用,靠近电抗器的线路保护,对电抗器内部故障的保护范围较大,灵敏度较高;而远离电抗器端的线路保护,对电抗器的内部故障,保护范围较小,灵敏度也较低。因此,电抗器应装设单独的继电保护装置,来保护电抗器的内部故障。电抗器保护动作时应跳开本侧的线路断路器,同时通过远方跳闸装置跳开线路对侧的断路器。当电抗器通过专用断路器与线路连接时,电抗器保护动作只跳开电抗器回路的断路器。此时,线路保护对电抗器的内部故障仍有保护作用。

对接在变压器低压侧的并联电抗器,也应配备单独的继电保护装置,作为电抗器内部及引线的各种短路故障的保护。

无论是接在线路上还是接在变压器低压侧的电抗器,故障断开时,都有可能引起线路或变压器过电压。在一次系统设计时,对这种可能出现的过电压应进行必要的验算,如过电压超过允许值应采取相应措施。

适用于电抗器的保护有:

- (1) 瓦斯保护(对油浸式电抗器);
- (2) 过电流保护;
- (3) 差动保护;
- (4) 匝间短路保护。

## 第二节 接在线路上的并联电抗器保护

### 一、瓦斯保护

如同变压器的瓦斯保护一样,电抗器的瓦斯保护是油箱内各种故障最灵敏、快速的保护。所以,油浸式电抗器都应配备瓦斯保护,轻瓦斯动作于信号,重瓦斯动作于跳闸。当电抗器经专用断路器与线路连接时,瓦斯保护动作使电抗器回路断路器跳闸,如线路的工频过电压在允许范围之内,线路可继续运行。当电抗器直接接到线路上时,瓦斯保护动作应跳开本侧线路断路器,并起动远方跳闸装置,使线路对侧断路器跳闸。

为提高瓦斯保护的可靠性,重瓦斯保护的接线也应用双触点引出,并经中间继电器触点串联跳闸,如图 8-1 所示。需强调的是,在并联电抗器与线路直接相连的情况下,瓦斯保护动作要断开线路,330~500kV 线路输送容量大,在系统中重要性大,瓦斯保护如发生误动,有可能造成极为严重的后果。所以,对电抗器的瓦斯保护特别要加强维护。

### 二、过电流保护

电抗器的过电流保护分为相间过电流和零序过电流保护,作为电抗器内部相间和接地短路故障的后备保护。

相间过电流和零序过电流保护一般应分为延时和瞬时两段。延时段的电流继电器定值

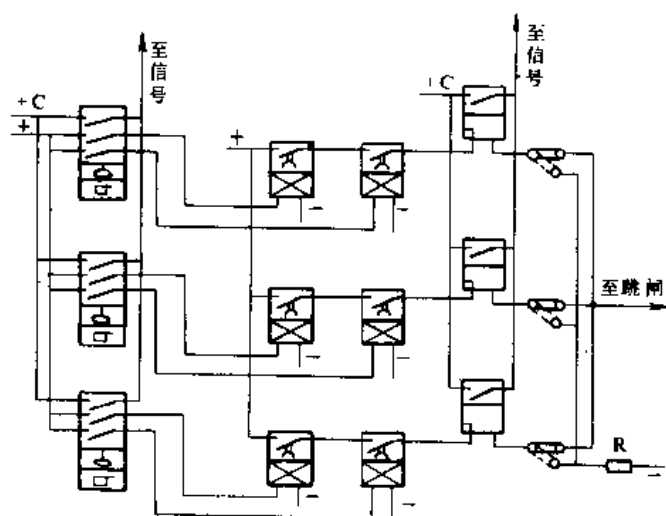


图 8-1 500kV 线路并联电抗器瓦斯保护接线图

应能躲过在暂态过程中电抗器可能产生的过电流，相间过电流可按电抗器额定电流的 1.5 倍整定。相间过电流的瞬时段定值，应大于电抗器投入时产生的励磁涌流，一般可按延时段定值的 5 倍整定。零序过电流的延时，应大于外部故障时电抗器回路可能出现的零序电流。当电流互感器二次电流为 1A 时，延时段电流继电器的动作电流可整定为 0.5 ~ 1A。零序过电流的瞬时段定值，亦可按延时段定值的 5 倍整定。

接在直接接地系统中的并联电抗器，相间过电流保护为三相三继电器式。

接在非直接接地系统中的并联电抗器过电流保护为二相三继电器式或二相二继电器式。500kV 线路并联电抗器的相间及零序过电流保护接线如图 8-2 所示。

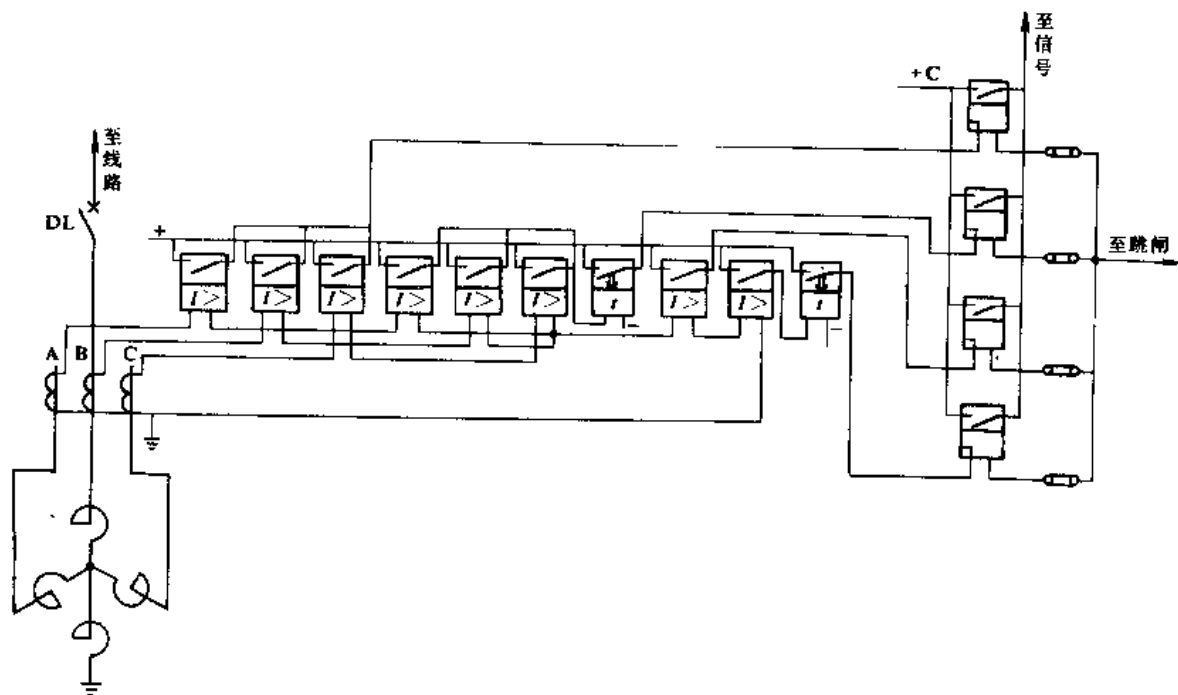


图 8-2 500kV 线路并联电抗器的相间及零序过电流保护接线图

### 三、差动保护

差动保护可作为并联电抗器内部故障保护。为实现差动保护要求在电抗器绕组两端装设电流互感器。差动保护可用于保护单相或三相电抗器，在单相电抗器的情况下，单相式差动继电器还可识别故障相。接在超高压线路上的并联电抗器一般不装设外附电流互感器、

而用绕组线端和中性点侧的套管电流互感器实现差动保护。

并联电抗器为单绕组设备，差动保护两侧电流互感器在正常和外部故障时流有相同的一次电流。电抗器的励磁涌流，对差动保护也是穿越电流，而不能进入差动回路。所以，电抗器的差动保护可采用发电机差动保护用的差动继电器。对电抗器差动保护来说更为有利的条件是外部故障时，没有大的穿越性短路电流流过差动保护的电流互感器。所以，电抗器的差动保护可以整定得更为灵敏。为提高灵敏度电抗器差动保护的电流互感器一般都接成星形。

500kV 开联电抗器的差动保护接线如图 8-3 所示。为简化接线，电抗器也可采用零序差动保护。零序差动保护最适用于中性点侧没有套管电流互感器的三相式电抗器。零序差动保护可与过电流保护共用线端的电流互感器。而中性点侧可选用绝缘水平较低的外加电流互感器。

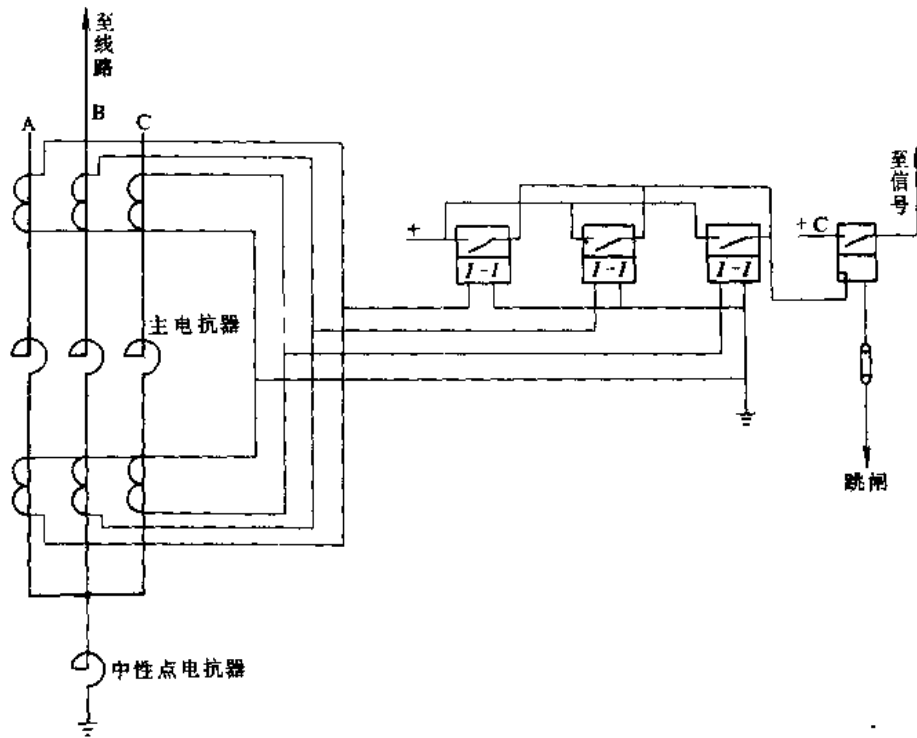


图 8-3 500kV 并联电抗器的差动保护接线图

#### 四、匝间短路保护

电抗器的匝间短路有两种情况，一种是伴随有接地故障的匝间短路，此时往往由反映接地故障的保护动作，断开电抗器的供电回路。另一种是不伴随接地的纯匝间短路。此时，短路匝与每相电抗器的总匝数之间的关系如同一台二次侧短路的自耦变压器。并且，一、二次之间的匝数比很大。虽然短路回路中的电流很大。可是反映到绕组线端的电流变化却很小。由于一相中的匝间短路而引起的三相间电流的不平衡，有可能小于或等于正常允许值。这就使得反应电气量的继电器很难检测出匝间短路的存在。

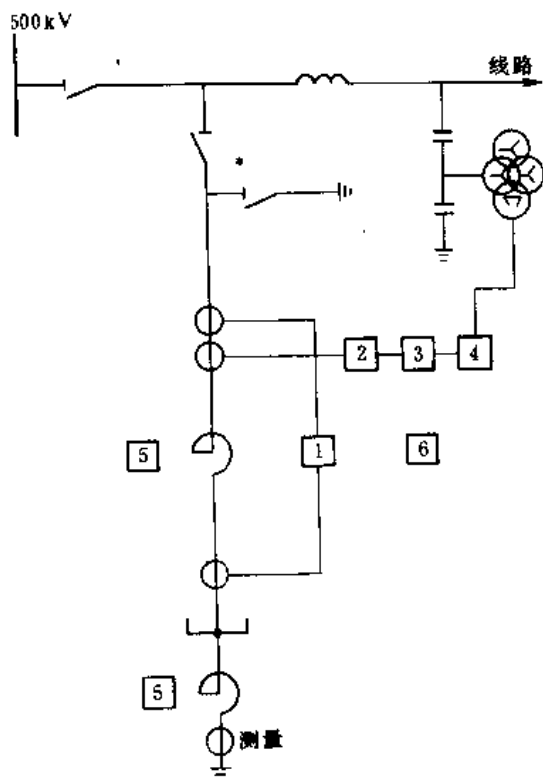


图 8-4 500kV 并联电抗器继电保护配置图

1—纵差保护；2—过电流保护；3—零序过电流保护  
4—匝间短路保护；5—瓦斯保护；6—远方跳闸

我国已经研制出了一种反映零序功率方向的电抗器匝间短路保护装置，并在500kV并联电抗器上投入使用。（见图8-4）。

对匝间短路，可以利用序网路进行分析，知道序网路中各阻抗参数不难算出故障电流。但实际上计算匝间短路的序网路中的参数与短路匝的位置、短路匝的数量、过渡电阻、回路漏抗等多种因素有关，很难确定，所以，匝间短路的计算没有实际意义。

对于油浸式电抗器，瓦斯保护可以反映匝间短路。

### 五、中性点小电抗的保护

500kV线路并联电抗器的中性点一般都接有一台小电抗，作为限制线路单相重合闸时潜供电流之用。在正常情况下线路三相电压处于基本平衡状态。电抗器的中性点只有很小的不平衡电压，小电抗中流过很小的不平衡电流。所以，正常情况下，一般在小电抗内不会发生电气上的短路和击穿故障。即使有这类故障，继电保护装置也很难检测出来。故小电抗不设置专用的继电保护。当系统发生单相接地故障或在单相断开线路期间，小电抗中流过较大电流。但在小电抗设计时，应考虑到在线路动作时间最长的后备保护动作期间内，能保证足够的热稳定。实际上，线路的零序过电流保护，断路器的非全相保护，对电抗器的中性点小电抗都有保护作用。在中性点小电抗装有套管式电流互感器的情况下，一般在电流互感器二次侧接一只电流表，用来监视电抗器的三相不平衡电流。

500kV线路并联电抗器的继电保护配置如图8-4所示。

## 第三节 接在变压器低压侧的并联电抗器保护

330~500kV变压器低压侧母线所接的并联电抗器，一般都是与电力电容器组一起来调节变电所的无功功率。这类电抗器一种是三相油浸自冷式并联电抗器，另一种是单相空芯电抗器，运行电压为15.75~63kV，每组容量为15~30MVA。

### 一、三相油浸式并联电抗器保护

油浸式电抗器的保护设置应考虑电抗器可能出现的下列各种故障和不正常运行方式。

(1) 油箱内部绕组和引线的相间短路；

- (2) 单相接地；
- (3) 匝间短路；
- (4) 铁芯故障；
- (5) 油位下降；
- (6) 油温过高。

通常油浸式并联电抗器装设如下保护装置。

(1) 瓦斯保护：保护油箱内各种故障，包括相间短路、匝间短路、铁芯故障、油位下降等。轻瓦斯动作于信号，重瓦斯保护动作于跳闸。

(2) 过电流保护：保护绕组和引线相间短路故障。保护动作时间应躲过电抗器的暂态过电流持续时间，一般不大于 0.5s。动作于跳闸。

(3) 电流速断保护：作为电抗器引线和线端部分绕组相间短路的主保护。其动作电流应按大于电抗器的最大暂态电流来整定。一般不超过电抗器额定电流的 5 倍。保护动作无时限跳开电抗器的断路器。

电抗器的单相接地故障，可由接在母线电压互感器开口三角绕组的接地保护来监视，一般不设专用的电抗器接地保护。

(4) 温度信号：对电抗器油温经常监视，当油温超过允许值时，应发出信号。

低压油浸式电抗器保护原理如图 8-5 所示。

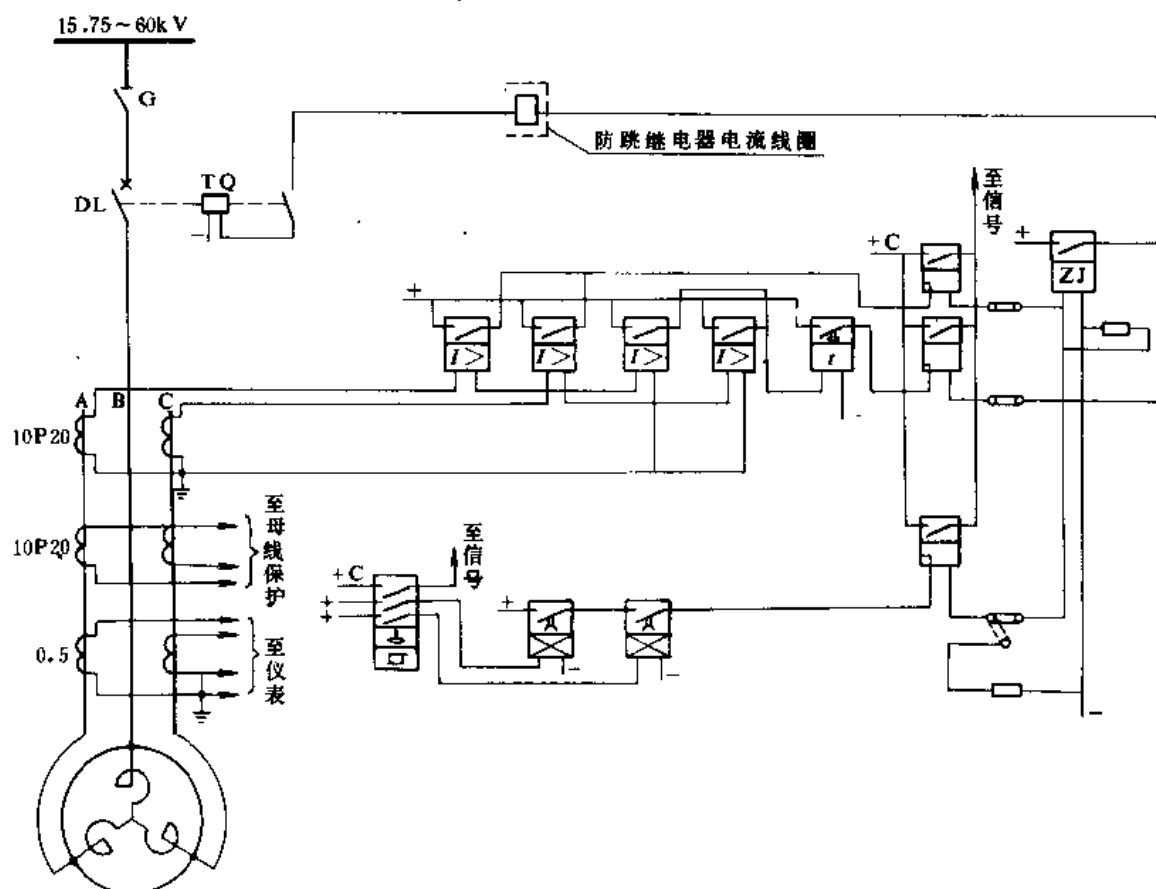


图 8-5 低压油浸式电抗器保护原理图

## 二、干式空芯并联电抗器保护

干式空芯并联电抗器都是单相式结构。绕组的结构有两种。一种是单绕组，另一种是双绕组。单绕组一般按单星形接线，双绕组可接成双星形。干式空芯并联电抗器通常安装在户外，只有在严重污染地区才安装在户内。三相采用品字形或直列式布置。各相电抗器间发生相间故障的机率很小，在设计保护时可不考虑电抗器的相间故障。电抗器的单相接地故障，可由母线上的公用接地保护来监视，不需装设单独的接地保护。因此，干式空芯并联电抗器的继电保护比较简单，只需设置电抗器引线相间短路的过电流保护即可。

双绕组干式并联电抗器接成双星形之后，在两星形中性点之间装设电流互感器，可实现电抗器的不平衡保护。正常情况下，两星形中性点间的不平衡电流不会超过 5A。当其任一相发生故障（主要指匝间短路时），中性点间不平衡电流增大，超过继电器整定值时，保护动作，将电抗器切断电源。这种保护方式与双星形接线的电力电容器组不平衡保护类似。但在实际应用上，不如电力电容器组不平衡保护的效果好。这是因为：第一，在电力电容器组情况下，两个星形中的单台电容器是互相分离的，一台电容器的故障往往不会影响另一台，而在两个星形的同一部位的电容器同时故障的机率很少（此时中性点间无不平衡电流或很小）。而在电抗器的情况下，两个星形的同相绕组是并绕在一起的，实际上是一台电抗器。并绕的绕组间的绝缘很薄，当一个绕组发生匝间故障时，很可能同时引起同一部位的另一绕组的匝间故障。此时，不平衡保护便不能动作。第二，电力电容器同容量采用双星布置实现不平衡保护增加的投资不高。而干式并联电抗器同容量采用双绕组结构，给电抗器的制造带来较大的困难，增加投资较多。故设计上一般不推荐采用双绕组干式并联电抗器。

## 第九章 电力电容器保护

### 第一节 概 述

过去,在电力系统中,电力电容器作为无功功率补偿装置,只装在二次变电所和企业变电所中。在一次变电所一般是装设同步调相机作为无功功率补偿装置,很少用电力电容器。近年来,由于电力电容器制造技术的发展,生产单台电容器的容量不断增大,每千乏容量的造价不断降低;电力电容器运行的可靠性也在逐年提高。和同步调相机相比,电力电容器投资省、安装快、运行费用低的优点越来越突出。因此,在现代的电力系统中,在一次变电所也开始大量采用电力电容器作为无功功率补偿装置。新近投入运行的 220~500kV 变电所,绝大多数都采用电力电容器和电抗器补偿无功功率。一般将电容器分成若干组,每组容量为 10~60Mvar。电力电容器在电力系统中的作用越来越大。

电力电容器是一种静止型无功功率补偿装置,其主要缺点是它的调节特性不好。近年来,大容量高电压晶闸管技术又获得了新的发展。用晶闸管来控制输出的静止补偿装置已投入运行。另外,由微处理机构成的电容器自动投切的控制装置已经制成。这些静止补偿装置控制设备的出现,有效地改善了静止补偿装置的调节特性。这又为电力电容器在电力系统中的大量使用开辟了新的途径。

对电力电容器运行情况的调查资料表明,过去电力电容器在运行中发生损坏的部分原因,就是电力电容器的保护不够完善。有的是保护配置不合理,有的是保护整定值不当,也有的是保护间配合不好。所以,为了提高电力电容器运行的可靠性,除了提高电容器本身的质量,采用合理的接线和布置之外,配备完善的保护装置是非常重要的。本章将讨论电力电容器的故障形式、保护特点、保护方式和保护装置的整定计算。

### 第二节 电力电容器的故障和不正常运行方式

一组电容器是由若干台电容器通过串并联组合成的。电容器装置常见的故障形式有单台电容器的内部故障,电容器的引线、套管对地和相间的短路故障。常见的不正常运行方式有:由于系统电压升高或因个别电容器切除后,引起的过电压;高次谐波引起的过电流;电源断开引起的失压等。

#### 一、电容器的内部故障

在一台电容器的箱壳内部,是由若干个芯子组成的。芯子又由若干个元件和绝缘件叠压而成。元件是由电容器纸或聚丙烯膜纸复合或纯膜作介质,铝箔作极板卷制构成。为适应各种电压和容量的需要,在芯子中元件之间接成串联或并联。电容器内部故障一般是这样形成的:电容器投入运行后,极板之间的绝缘在高电场强度的作用下,在制造过程中留

下的某些薄弱环节处，开始过热、游离、直到局部击穿。在运行中，一台电容器中的这种局部击穿是很难发现的，个别元件的击穿使得与之并联的元件被短路。此时总的故障电流不大，绝缘分解的气体也较少，箱壳内压力升高的不多。个别元件击穿后引起与之串联的元件电压升高，绝缘纸（膜）间的电场强度加大，这就可能引起新的元件击穿。再有元件击穿后，剩余元件上的电压就会进一步升高，结果产生连锁反应，最后导致一台电容器的贯穿性短路。这种贯穿性击穿后，通过箱壳内部的故障电流较大，绝缘分解的气体增多，使电容器箱壳内压力增高，常出现“鼓肚”或漏油现象。如果在短时间内发生贯穿性击穿，内压力增高而来不及释放，就有可能导致箱体爆裂、爆炸起火，扩大事故。

电容器内部故障是电容器组最常见的一种故障。尽管电容器质量在不断的提高，故障率在不断下降，但电容器的内部故障仍然是电容器保护的主要目标。

## 二、电容器外部的相间和接地故障。

电容器外部故障主要指的是电容器组和断路器之间的引线、绝缘子、套管间的相间短路和对支架闪络造成的接地故障。一次变电所，变压器容量较大，其低压侧电容器回路的短路，因短路电流很大，如不加限制措施，有可能造成短路回路设备和导体的动、热稳定被破坏。

## 三、电容器的工频过电压

电容器的工频过电压，其中一个原因可能是由于系统电压升高。例如，在变压器轻负荷时，低压侧母线电压升高而引起电容器承受的电压过高；另一原因是一组电容器中个别电容器损坏切除或内部击穿，使串联的电容器之间的电压分布发生变化，剩余的电容器承受过电压。

电容器耐受过电压的能力比较低，这是由电容器本身的特性决定的。电容器输出的无功功率和内部有功功率损耗均与两端电压的平方成正比，即输出无功功率  $Q_c = \omega C U^2$ ；内部有功功率损耗  $P_c = \omega C U^2 \tan \delta$ 。当超过电容器的额定电压时，箱壳内的有功损失增加的很快，温度升高，游离增大，寿命降低。所以，电容器需装设较完善的工频过电压保护，确保电容器在不超过最高允许电压下和规定的时间范围内运行。按照 IEC 标准，“电容器单元应适合于当端子间的电压有效值升到不超过 1.10 倍额定电压（过渡过程除外）下连续运行”。我国的国家标准也规定，电容器连续运行的工频过电压不超过 1.10 倍额定电压。

## 四、电容器组的暂态过电压

电容器组的暂态过电压，主要是由于雷电产生的冲击过电压和在投切操作时产生的暂态过电压。由于这两种原因产生的暂态过电压必须用标准的过电压保护装置予以消除。例如，配备避雷器，放电间隙等。一般来说，电容器组具有吸收雷电冲击过电压的能力。在母线上接有并联电容器组时，可以大幅度降低雷电冲击过电压的幅值。但电容器组并不是一个完善的过电压保护装置，电容器吸收雷电冲击过电压效果取决于电容器与雷电冲击电压引入点之间的电路参数和冲击电压作用的时间。投切操作产生的暂态过电压主要是由于断路器触头间电弧重燃产生的。为了消除这种暂态过电压，要选择性能优良的断路器，防止触头间产生电弧重燃现象，在投切控制回路设计上也要考虑这一问题。对暂态过电压的保护问题已经超出了继电保护专业范围。

## 五、暂态过电流（涌流）

在电容器投入时往往产生充电涌流，在电容器组断开操作时，断路器触头的重燃也能产生涌流。涌流的幅值、频率、衰减时间常数等与回路的电容、电感、电阻，合闸瞬间电容器组的充电状态、合闸回路的阻尼电阻等参数有关。在严重情况下涌流幅值可达电容器组额定电流的数十倍。涌流一般能在几分之一的工频周期内衰减至零。涌流产生的电动力，可能造成设备动稳定的破坏，产生不良的电磁干扰和引起继电保护的误动作。因此，一般采用串联限流电抗器，降低涌流的幅值。

## 六、电容器组的失压

从电容器本身特点看，运行中的电容器如果突然失去电压，对电容器本身并无损害。但运行中的电容器突然失压，可能产生以下两个后果。①如果变电所因电源侧瞬时跳开或主变压器断开，若电容器仍接在母线上，当电源重合闸或备用电源自动投入时，母线电压很快恢复，在电容器上的残压还未降到0.1倍额定电压以下的情况，就有可能使电容器承受高于1.1倍的额定电压而损坏。②当变电所断电后，供电恢复时，电容器不切除，可能造成变压器带电容器合闸，产生谐振过电压，使变压器或电容器损坏。此外，在变电所停电后，供电恢复的初期，变压器还未带上负荷，母线电压较高，这也可能引起电容器的过电压。所以，电容器应装设失压保护。

## 第三节 电力电容器的保护特点

(1) 一组电容器是由若干台电容器串并联而成的，其主要的故障形式是单台电容器的内部故障。在一台电容器内部发生贯穿性击穿时，虽然故障电容器内部电流超过本身额定电流许多倍，但电容器组线端的电流变化不大。装在线端的电流、电压保护一般很难反映单台电容器的内部故障。因此，对单台电容器的内部故障必须设专用的保护。

(2) 在一组电容器中，损坏一定数量的电容器后，只要把损坏的电容器切除，剩余的电容器过电压不超过允许值，电容器组还可以继续运行。为提高电容器组运行的可靠性，在电容器内部故障时，保护动作切除的范围越小越好。只有在切除部分电容器后，剩余的电容器过电压超过允许值时，才将整组电容器切除。

(3) 在运行中，为了调节无功功率的输出，电容器组经常投入或切除。在投入电容器时，由于电容器充电而产生涌流。在涌流作用下，电容器的保护装置不应误动作。在发生故障，保护动作切除电容器组的同时，应闭锁自动投切控制装置，防止将故障电容器组再次投入。

(4) 为保护单台电容器的内部故障，一般采用熔断器保护，而引线故障和过电压，一般采用继电器保护。这两种保护设备的动作特性不同，熔断器保护具有反时限特性，而继电器保护则一般是采用定时限的。要使电容器保护性能完善，设计时应统一考虑两种保护方式的合理配合。防止由于保护特性配合不当而造成保护误动或拒动。

#### 第四节 电力电容器的熔断器保护

采用熔断器保护是电力电容器的最基本的保护方式。熔断器的作用就是识别出故障的电容器，并将其从运行的电容器组中切除，使故障限制在最小的范围之内。而无故障的电容器继续运行。熔断器在熔断时，不应产生强烈地喷射，防止引起母线故障。

要使熔断器能恰当的切除故障的电容器，除了正确的选择熔断器的参数外，还与电容器组的结构有关。在一组大容量电容器中，每一相可能由多个串联部分组成，而每一串联部分又由若干台电容器并联而成。其中一台电容器故障时，其他串联部分的阻抗限制了故障电容器中的电流，而与故障电容器并联的非故障电容器中储存的能量，将通过故障电容器释放。故障电容器及其熔断器应能耐受住这一故障电流。这样，对并联电容器的台数就应有一个最大值的限制。

电力电容器的熔断器的保护可分为两种方式。

(1) 由一个熔断器保护几台电容器的分组保护。

(2) 每台电容器装一个熔断器保护。

过去，由于单台电容器的容量较小，适用于单台电容器保护的熔断器没有制造厂生产。所以，采用分组熔断器保护的较多。但运行的实践证明，分组式的熔断器保护有以下缺点。

(1) 熔断器的额定电流是按所保护的一组电容器额定电流的 1.3~1.5 倍来选择的，当一台电容器内部故障时，因故障电流较小而熔断器反映不灵敏，不能及时将故障电容器切除。往往造成电容器爆炸，扩大事故。

(2) 因一台电容器故障，熔断器熔断便切除一组电容器，有可能使剩余电容器的电压过高，引起继电保护动作切除整组电容器。

所以，现在在设计上已不再采用分组式的熔断器保护，而采用单台熔断器保护。为了进一步缩小故障的切除范围，新近生产的电容器还带有内熔丝，即电容器内部每个元件串有一个熔丝。当元件击穿时，熔丝熔断，将故障元件切除，无故障部分继续运行。内熔丝熔断后，在外观上无明显标记，同时，内熔丝不能保护套管的闪络。所以，在装有内熔丝的情况下，一般还要装设单台的外熔断器保护。

用于保护单台电容器的熔断器应满足以下要求。

(1) 熔断器的额定电流  $I_{eT}$  应大于电容器的长期允许的过电流  $I_{ec}$ ，按下式计算

$$I_{eT} \geq 1.1 \times 1.3 I_{ec} = 1.43 I_{ec} \quad (9-1)$$

式中  $I_{eT}$ ——熔断器的额定电流，A；

$I_{ec}$ ——单台电容器的额定电流，A；

1.1——考虑电容器的容量偏差为+10%而取的系数；

1.3——按国际标准，电容器长期允许的过电流倍数。

(2) 熔断器的安秒特性应和电容器外壳的爆裂概率曲线相配合。电容器箱壳为一密闭容器，当内部故障时，由于电弧高温分解绝缘物质产生气体而使内部压力增高。分解出气

体的数量与绝缘物质的性质有关，液体绝缘介质分解出的气体较多。在同样介质的情况下，分解出气体的数量和电弧的能量大小有关，即和  $I^2t$  有关。当分解出的气体产生的压力大于箱壳的机械强度时，箱壳就可能产生爆裂。箱体发生爆裂时  $I$  和  $t$  的关系曲线称为箱壳的爆裂特性曲线。实际上，密闭箱壳发生爆裂和许多随机因素有关。例如，箱壳的原始压力大小，加工质量好坏，钢板厚度是否均匀等等。所以，爆裂特性曲线只能给出以某个概率发生爆裂的  $I$  和  $t$  的关系。目前国产的电容器，制造厂还给不出爆裂特性曲线。图 9-1 给出了美国电容器标准中 25kvar 和 50kvar 电力电容器的外壳爆裂概率曲线。图中画出了 10%、50%、90% 三条爆裂特性曲线，三条曲线将电流变化范围分成四个区域。

- 1) 安全区：在大多数情况下是安全的，即使是少数损坏，也只是外壳的轻微鼓胀。
- 2) 区域 I：可能会出现油箱裂开和漏油，并不会造成大危害。

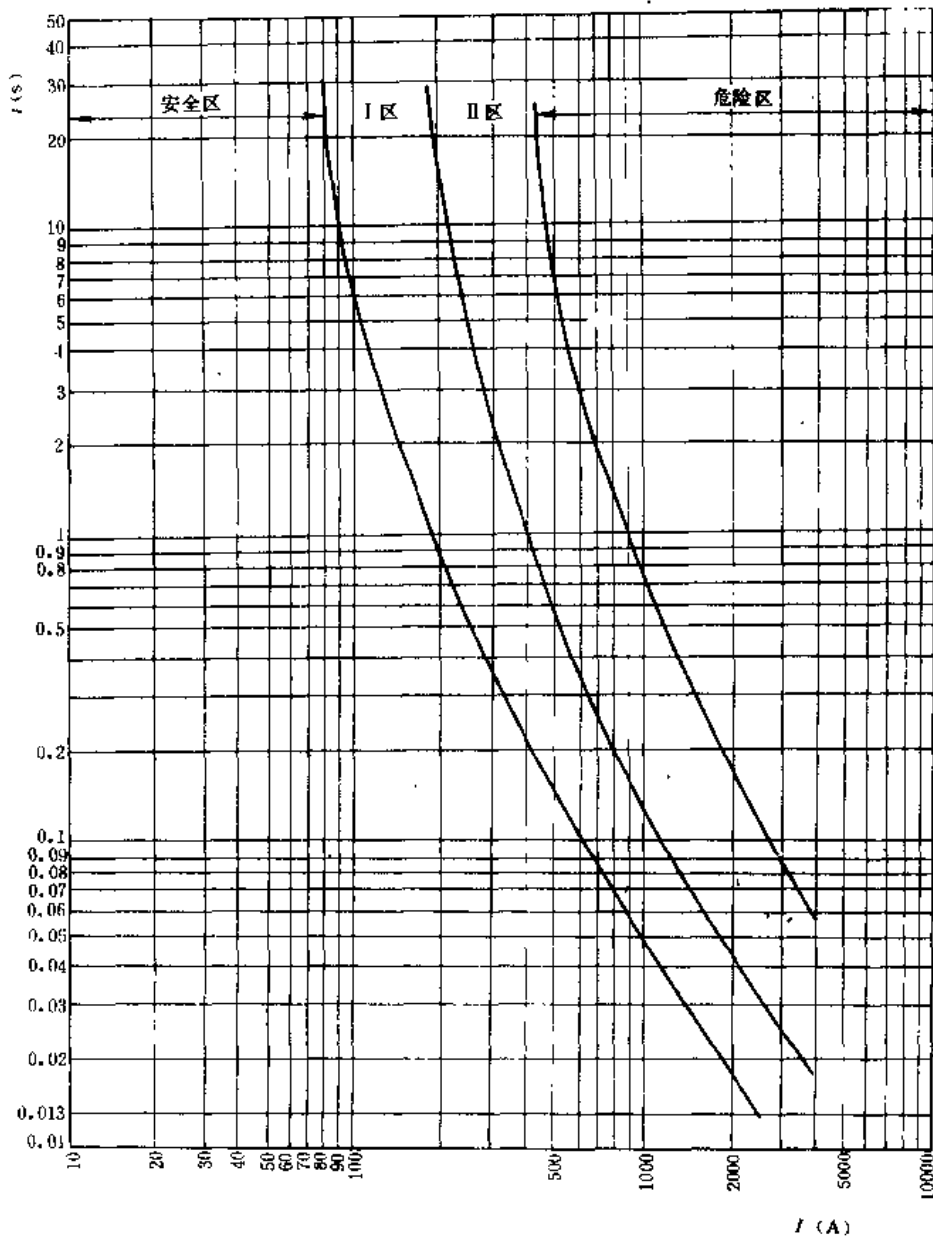


图 9-1 美国电容器标准中 25kvar 或 50kvar 电力电容器外壳爆裂概率曲线

3) 区域 I: 有引起箱壳剧裂爆炸的危险。

4) 危险区: 大多数情况下将发生箱壳的猛烈爆炸, 损坏邻近电容器, 甚至造成更大的二次灾害。

为了保证熔断器在箱壳爆裂前切除故障, 应使熔断器的安秒特性处在安全区, 或在任一熔断电流时的  $I^2t$  小于电容器箱壳爆裂的最小  $I^2t$ 。

在目前国产电容器制造厂还不能提供爆裂概率曲线的情况下, 熔断器应能保证在电容器内部击穿 50%~70% 时, 可靠熔断。

(3) 在电容器的充电涌流作用下, 熔断器不应熔断, 对于保护电容器的熔断器抗涌流性能 IEC 标准有如下规定。

1) 如果电容器有内部或外部熔断器, 则断路器操作引起的涌流幅值应限制在  $100I_{ec}$  ( $I_{ec}$  电容器额定电流有效值) 之内, 因熔断器的额定电流  $I_{er}$  为电容器额定电流  $I_{ec}$  的 1.43 倍, 所以, 熔断器的抗涌流倍数不得低于  $I_{ec}$  的 70 倍。

2) 耐受放电试验时的电流相邻峰值之比  $\gamma$  应为 0.8~0.95。

3) 耐受放电试验应包括下面两种效能试验。

① 在同一熔丝上, 10min 之内放电 5 次, 放电频率  $f_0$  为:

对于  $I_{er} \leq 31.5A$  的熔丝

$$f_0 = 1200 U_m^{-20\%} \text{ (Hz)} \quad (9-2)$$

对于  $I_{er} > 31.5A$  的熔丝

$$f_0 = 800 U_m^{-20\%} \text{ (Hz)} \quad (9-3)$$

上两式中  $U_m$ ——熔断器的最高工作电压, kV。

② 在同一熔丝上, 在制造厂规定的时间间隔中放电 100 次, 放电振荡频率应为  $8kHz^{-20\%}$ 。

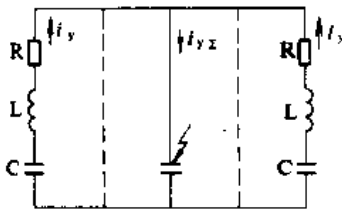


图 9-2 电容器放电等效电路图

在电容器投入运行时, 由于充电能产生涌流, 在并联的电容器组内单台故障击穿时, 其他非故障电容器对故障电容器放电也能产生放电涌流。在对电容器装置设计时, 一般都设有限制充电涌流的措施, 例如, 设串联电抗器, 一般可将充电涌流限制在 5~6 倍额定电流范围之内。对放电涌流一般无法采取限制措施。图 9-2 示出了电容器的故电等效电路图。

健全的电容器放电涌流可按式表示

$$i_y = \sqrt{2} I_{ec} \frac{\omega_0}{\omega} e^{-\frac{R}{2L} \sin \omega_0 t} \quad (9-4)$$

故障支路的涌流为

$$i_{yz} = \sqrt{2} (m-1) I_{ec} \frac{\omega_0}{\omega} e^{-\frac{R}{2L} \sin \omega_0 t} \quad (9-5)$$

上二式中  $\omega_0$ ——为涌流的振荡角频率  $\left( \omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \right)$ ;

$m$ ——并联电容器的台数;

$\omega$ —工频电流的角频率。

由于并联电容器之间连接导体的电感  $L$  和电阻  $R$  值较小,故电容器可能出现的放电涌流的幅值和频率都高于充电涌流。

能满足上述要求的熔断器在制造上难度较大。这是因为保护电容器的熔断器的工作条件要求较严格;流过熔断器的电流情况变化较大。例如,在电容器内部故障时,故障电流可能是容性的,也可能是感性的,其数值可能很大,有时又较小。要求在这些条件下熔断器均能可靠熔断。目前国内有些制造厂已经研制出了性能较好的熔断器,并已开始在工程中应用。例如, YRZ-25 型、BRW-10 型、RW-10 型、RN-10 型等等。

用熔断器保护电容器,是一种比较理想的保护方式。只要熔断器选择合理,特性配合正确,就能满足安全运行的要求。这种保护方式具有以下优点。

(1) 简单可靠,选择性好,能把故障电容器从电容器组中切除,保证了健全电容器正常运行,提高了电容器组运行的可靠性。

(2) 在保护特性上容易和电容器的箱壳爆裂特性相配合。在短路电流大时,熔丝熔断的时间短,只需几毫秒,加上燃弧时间一般可在 20ms 之内将短路电流切断。能有效地防止电容器箱壳爆裂。

(3) 在熔丝熔断燃弧时,其电弧与电容器内击穿点的电弧串联。短路的能量按电弧的电阻分配,从而减少了在电容器箱壳内释放的能量,这也有利于防止电容器箱壳的爆裂。

## 第五节 电力电容器的工频过电压保护

电力电容器的工频过电压可能有以下两种原因产生。

(1) 由于系统出现工频过电压,电容器所在的母线电压升高,使电容器承受过电压。

(2) 由于一组电容器中个别电容器故障切除或短路,串联电容器间的容抗发生变化。因而电容器之间的电压分配比例发生变化,引起部分电容器端电压升高。

前者是由于电容器组外部施加的工频电压升高而引起的,称为外过电压;后者则是由于电容器组内部故障引起的,称为内过电压。对这两种过电压保护分述如下。

### 一、外过电压保护

外过电压保护是通过电压继电器来反映外部工频电压升高的。电压继电器可接在放电线圈或放电用电压互感器的二次侧。在同一母线上接有几组电容器时,电压继电器也可以接在母线电压互感器二次侧,几组电容器共用一套过电压保护。对系统产生的过电压,只考虑对称过电压,所以,可以只用一个电压继电器。但为了防止电压回路断线,过电压保护拒动,建议采用三相三继电器接线。三相电压继电器触点并联去启动时间继电器。为了防止瞬时出现过电压时,电压继电器动作不返回,应选用高返回系数的电压继电器作为电容器的过电压保护(返回系数在 0.98 以上)。

过电压继电器的整定范围为 1.1~1.3 倍额定电压。动作时间应小于电容器允许的过电压时间。表 9-1 列出了我国国标规定的电容器工频过电压及其允许的运行时间。

表 9-1 我国国标规定的电容器工频过电压及其允许的运行时间

| 工频过电压值                              | 最大持续时间                        | 说 明                                 |
|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| $1.10U_n$                           | 长 期                           | 指长期过电压的最高值应不超过电容器额定电压 $U_n$ 的 1.1 倍 |
| $1.15U_n$<br>$1.20U_n$<br>$1.30U_n$ | 每 24h 中 30min<br>5min<br>1min | 系统电压调整与波动轻负荷时电压升高                   |

注：表中的过电压  $1.15U_n$ 、 $1.20U_n$ 、 $1.30U_n$  及其相应的运行时间，在电容器的寿命期间总共不超过 2000 次。其中若干次过电压是在电容器内部温度在零度以下，但仍在下限温度以内发生。

## 二、内过电压保护

在一组电容器中，由于故障切除或短路一部分电容器后，剩余电容器承受的电压大小和电容器组的接线方式，每组并联的台数，串联的段数等因素有关。在运行中已经采用的接线方式有三角形接线，中性点不接地的单星形接线，中性点接地的单星形接线，中性点不接地的双星形接线，中性点接地的双星形接线等。每相串并联的方式和电容器组的工作电压以及电容器的总容量有关。所以，内过电压保护的接线方式也很多。装设内过电压保护的目的是防止电容器组中因个别电容器故障切除后，健全电容器上的电压超过额定电压的 1.10 倍。这种故障如不及时处理并断开电容器组，就会造成更多的电容器损坏，危及邻近设备，对系统产生不良影响。

在一组电容器的各串联段上装设电压互感器，可以监视电容器两端出现的工频过电压。但这就需要许多台电压互感器和电压继电器，使过电压保护复杂化。在实际工程中应用的很少。

在工程中应用最多的是不平衡保护。这种保护的原理是检测一组电容器中，健全部分与故障部分之间的差异（电流或电压）。将这种差异作为保护的动作量，其数值大于整定值时，保护动作切除故障电容器组。

电容器组的接线方式不同，构成不平衡保护的方式也不同。

### 1. 对不平衡保护的一般要求

(1) 不平衡保护应与熔断器保护相配合。使得在整组电容器切除之前，先切除被检出的故障电容器。健全电容器继续运行。

(2) 不平衡保护应有足够的灵敏度，当由于单台电容器的切除，引起剩余电容器的过电压小于或等于 5% 时，应发出信号；过电压超过额定电压的 110% 时，应动作于跳闸和闭锁。

(3) 不平衡保护的動作延时要短，以便减小由于电容器内部燃弧型故障造成的损坏，防止剩余电容器的过电压时间超过允许限度。该延时应足够短，以防止在单相或断相故障时，不平衡保护中的电流互感器或电压互感器和保护继电器等设备受到过电压的损害。

(4) 不平衡保护的動作时间要选择恰当，防止在出现涌流、外电路发生接地故障、雷击、邻近设备的投切、断路器三相合闸不同步等情况下出现的短时不平衡，造成不平衡保护误动作。大多数情况下采用 0.5s 的延时是足够的。

(5) 不平衡保护的继电器回路要加谐波滤波器，限制谐波电压的影响。对于电容器组中性点可能出现的暂态过电压要有保护措施。

(6) 不平衡保护应具有闭锁功能，动作跳闸的同时，应闭锁电容器组的自动投入，防止将故障的电容器组再次投入。

(7) 不平衡保护的動作值应大于由于系统和电容器制造公差引起的固有不平衡。为提高保护的灵敏度，必要时应对固有不平衡采取补偿措施。考虑到固有不平衡的影响，建议不平衡保护的動作整定值按以下方式确定。

1) 信号部分的動作值：设固有不平衡值为  $B_0$ ，则信号部分的動作值为  $(1.2 \sim 1.5) B_0$ 。 $(1.2 \sim 1.5)$  是建议的可靠系数。信号应有足够长的延时，防止因外部干扰引起误发信号。

2) 跳闸部分的動作值：设电容器组中失去  $n$  个电容器时，剩余电容器产生的过电压超过了制造厂允许的长期运行最高电压，此时产生的不平衡为  $B_c$  (临界不平衡)。失去  $(n-1)$  个电容器时产生的不平衡为  $B_t$ ，则跳闸部分的動作值  $B_{dz}$  建议按  $B_{dz} = B_t + (B_c - B_t) / 2$  整定。

(8) 所有中性点不平衡检测接线，都是检测三相电压 (电流) 的不平衡。所以，在每相中失去相同数量的电容器产生的过电压将检测不出，但这种情况机率很小。另外，不平衡检测回路也不能反应高压系统产生的过电压，故不平衡保护要能耐受可能出现的系统过电压。

## 2. 几种主要的不平衡保护方案

(1) 中性点不接地单星形接线不平衡保护。保护接线如图 9-3 所示。不平衡检测是由一个接在电容器中性点和地之间的电位检测装置来完成的。电位检测装置可以是电压互感器、电容分压器或电阻分压器。图中所示为电压互感器方案。在电容器组投切过程中，中性点可能出现 2.5 倍线电压的工频过电压。故电压互感器的额定电压应按实际可能出现的过电压水平来选择。在这一条件下，尽可能减小电压互感器的变比。以求在相同不平衡条件下，电压互感器的二次侧能获得较高的电压，从而可提高保护的灵敏度。

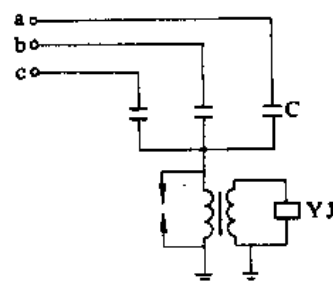


图 9-3 中性点不接地单星形接线不平衡保护接线

为了提高灵敏度，还可降低电压互感器的额定电压和变比。但此时在电压互感器的一次侧需加保护间隙。

此种保护方案，当切除个别电容器时在中性点产生的不平衡电压可由图 9-4 曲线中查得。其中纵坐标为  $U_{NG}/U_{LG}$  (%)，横坐标为从一个串联段中切除的电容器数目，为每串联段中电容器总数的百分数  $\alpha$ 。也可由下式计算<sup>[10]</sup>

$$U_{NG} = \frac{U_{LG} F_1}{3S(P - F_1) + 2F_1} \quad (9-6)$$

式中  $U_{NG}$ ——中性点对地电压，V；

$U_{LG}$ ——相对地电压，V；

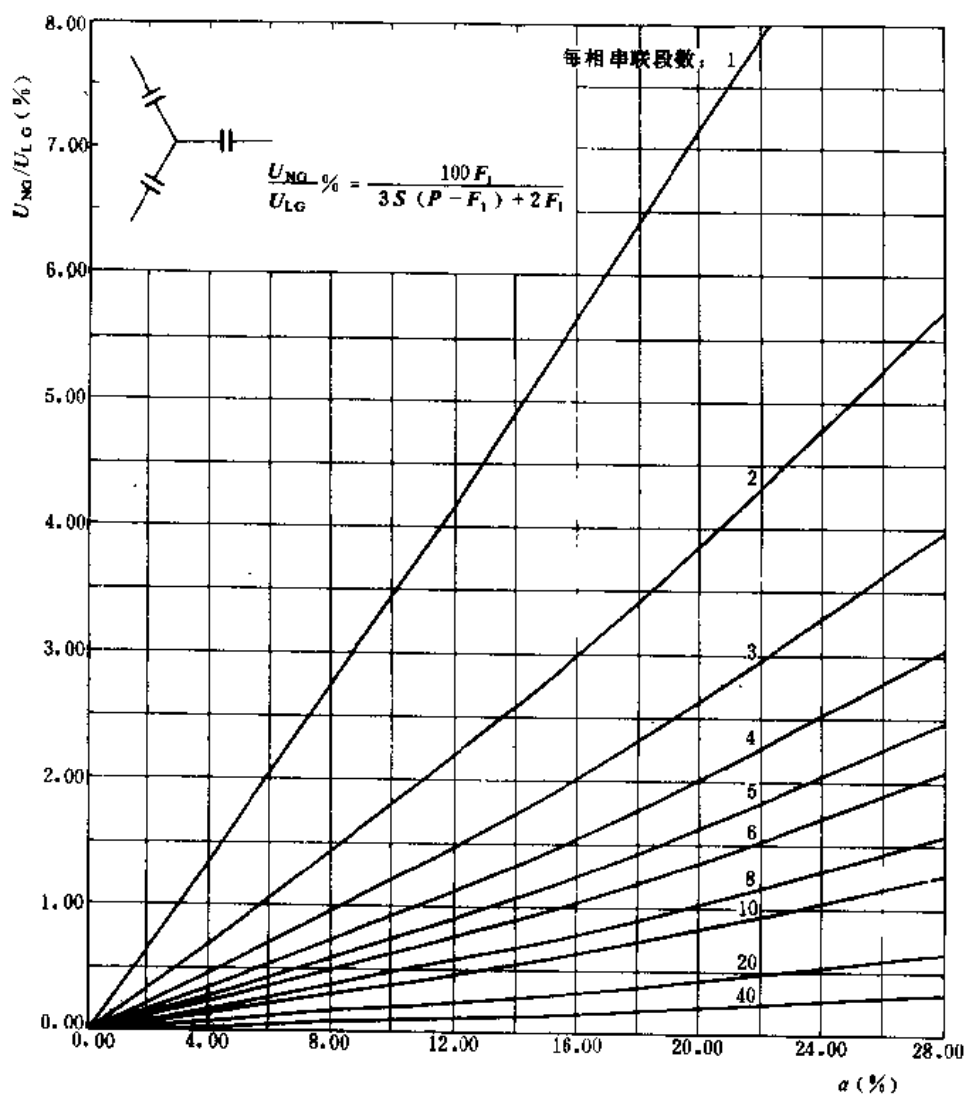


图 9-1 不接地单星形或不接地双星形接线电容器组（中性点分开）  
中性点与地之间电压与串联段中切除电容器百分数的关系曲线

$F_1$ ——在一相中同一个串联段切除的电容器数量；

$S$ ——串联的段数；

$P$ ——每段并联电容器数。

剩余电容器两端的电压可由下式计算

$$U_{cl} = \frac{3U_{LG}P}{3S(P - F_1) + 2F_1} \quad (9-7)$$

式中  $U_{cl}$ ——有电容器切除的串联段两端电压，V。

(2) 中性点接地单星形接线不平衡保护。保护接线如图 9-5 所示。不平衡检测是由一台接在电容器中性点和地之间的电流互感器来完成的。二次电流为 5A，在电流互感器二次侧接一可调电阻，其值为 10~25Ω；还接一个电压继电器和一个时间继电器及滤波回路。电压

继电器的动作值在 5~20V，可调。

当电容器投入时，在中性点电流互感器中通过的电容充电电流（涌流），其值接近接地故障电流，当母线上已有一组电容器运行情况下，涌流可达上千安，但如前所述涌流衰减得很快，保护动作必须带有延时，避免投入时误动。

因中性点接地，故对电流互感器的绝缘水平要求不高，一般取电容器组额定线电压的 0.2 倍。为了保护电流互感器，需在一次侧端子间并一个棒型间隙。在二次侧端子并联一个低压避雷器。电流互感器的二次侧应在引出线处接地。电流互感器的变比应适当选择，一般应考虑当电容器组有一相断相，电容器组的全部线电流流过一次侧时，二次侧电流不大于 10A。

电压继电器的动作值应调整到当有故障电容器切除后，剩余电容器上的电压超过额定电压的 110% 时动作。

此种保护方案，当切除个别电容器时，在中性点产生的电流可由图 9-6 曲线中查得，其中纵坐标为  $I_N/I_p\%$ ；横坐标  $\alpha$  其含义同图 9-5，也可由下式计算<sup>[10]</sup>。

$$I_N = I_p \frac{F_1}{S(P - F_1) + F_1} \quad (9-8)$$

式中  $I_N$ ——中性点电流，A；

$I_p$ ——额定相电流，A；

$F_1$ 、 $S$ 、 $P$  含义同式 (9-6)。

剩余电容器两端电压可由下式计算

$$U_{c1} = U_{LG} \frac{P}{S(P - F_1) + F_1} \quad (9-9)$$

(3) 中性点不接地双星形接线不平衡保护。保护接线如图 9-7 所示。常用的有两种方案，即采用电流互感器加过电流继电器或用电压互感器加过电压继电器。电流（压）互感器接在两星形中性点之间。系统电压的不平衡、三次谐波电流和三次谐波电压对保护均无影响。两星形接线部分的容量可以相同也可以不同。电流（压）互感器的额定电压和电容器组的额定电压相同。电流（压）继电器的动作不受电容器组投切时涌流的影响。在采用电压互感器时，因额定电压需等于系统电压，因而匝数比较大，二次侧不平衡电压信号很小，灵敏度低。

采用双星形接线的电容器组容量一般都比较大，通常每段并联电容器的台数都大于计算可并联的最少台数。所以，当某一支路中有一台电容器故障切除后，剩余电容器的过电压不会超过 1.10 倍额定电压。不平衡保护一般可分两段，第一段动作于信号，当有一台电容器切除后，第一段就应动作，发出信号；当有多台电容器故障切除后，剩余电容器的电压超过长期允许的 1.10 倍额定电压后，第二段动作，经延时跳开整组电容器。

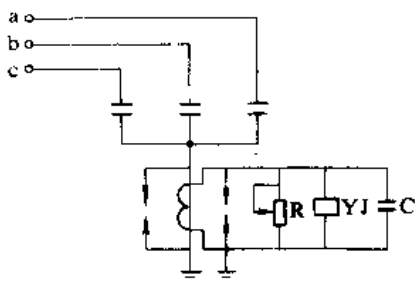


图 9-5 中性点接地单星形接线不平衡保护接线

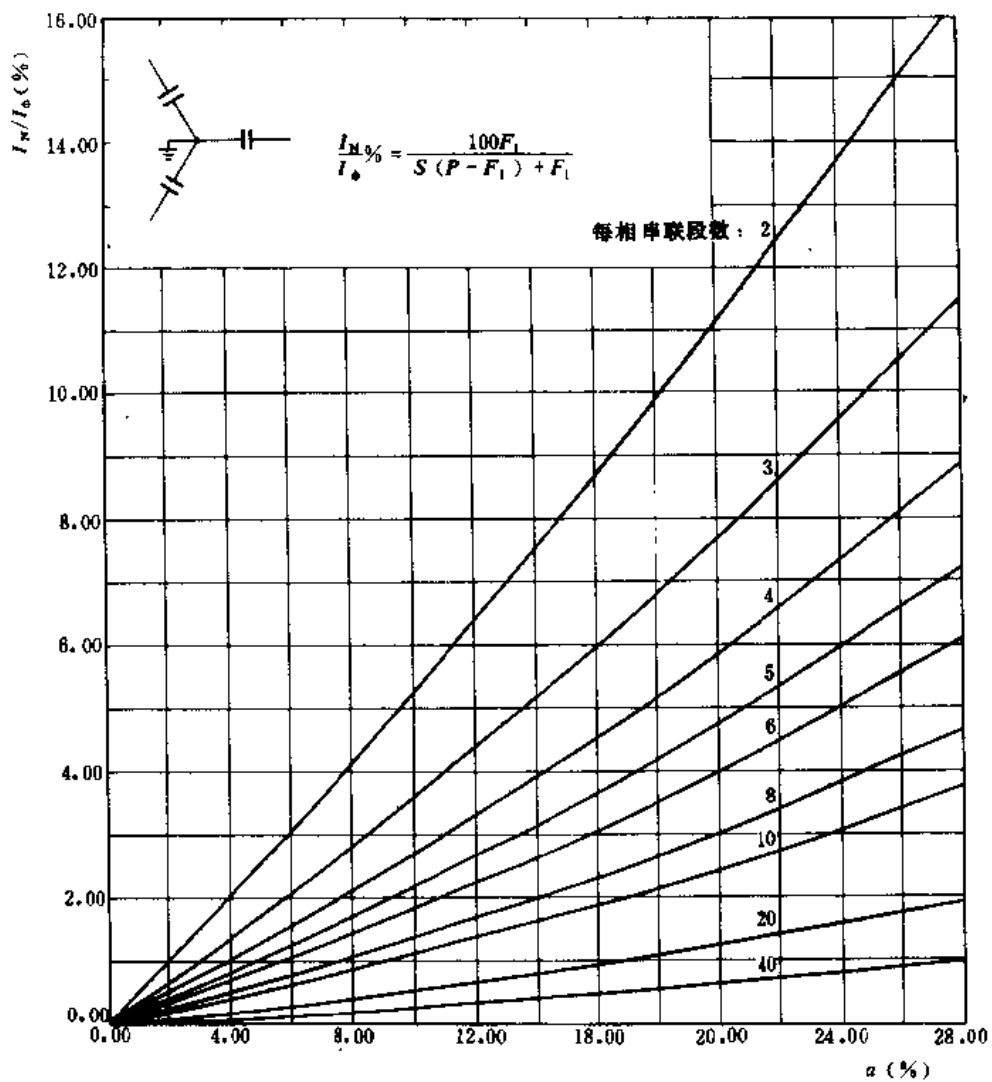


图 9-6 中性点电流对应于串联段中切除电容器百分数的关系曲线

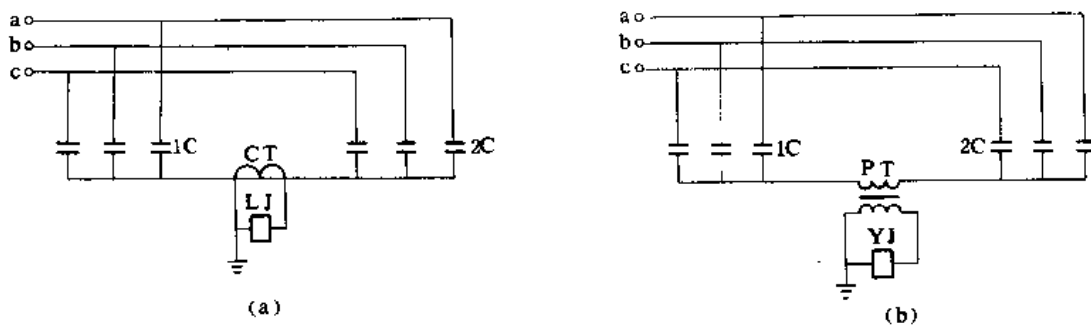


图 9-7 中性点不接地双星形接线不平衡保护接线

(a) 中性点电流不平衡保护; (b) 中性点电压不平衡保护

此种保护方案，中性点间不平衡电流  $I_N$  及不平衡电压  $U_{N0}$  按下式计算

$$I_N = I_\phi \frac{3F_1}{6S(P - F_1) + 5F_1} \quad (9-10)$$

$$U_{N0} = \frac{U_{m0} F_1}{6S(P - F_1) + 5F_1} \quad (9-11)$$

式中  $I_N$  — 双星形中性点间电流，A；

$U_{N0}$  — 双星形中性点间电压，V；

剩余电容器两端电压可由下式计算

$$U_{ct} = \frac{6U_{m0}P}{6S(P - F_1) + 5F_1} \quad (9-12)$$

中性点间不平衡电流  $I_N$  也可在图 9-8 曲线中查得。中性点的偏移电压与单星形接线用相同方法在图 9-4 曲线上确定（双星形接线的一侧值）。

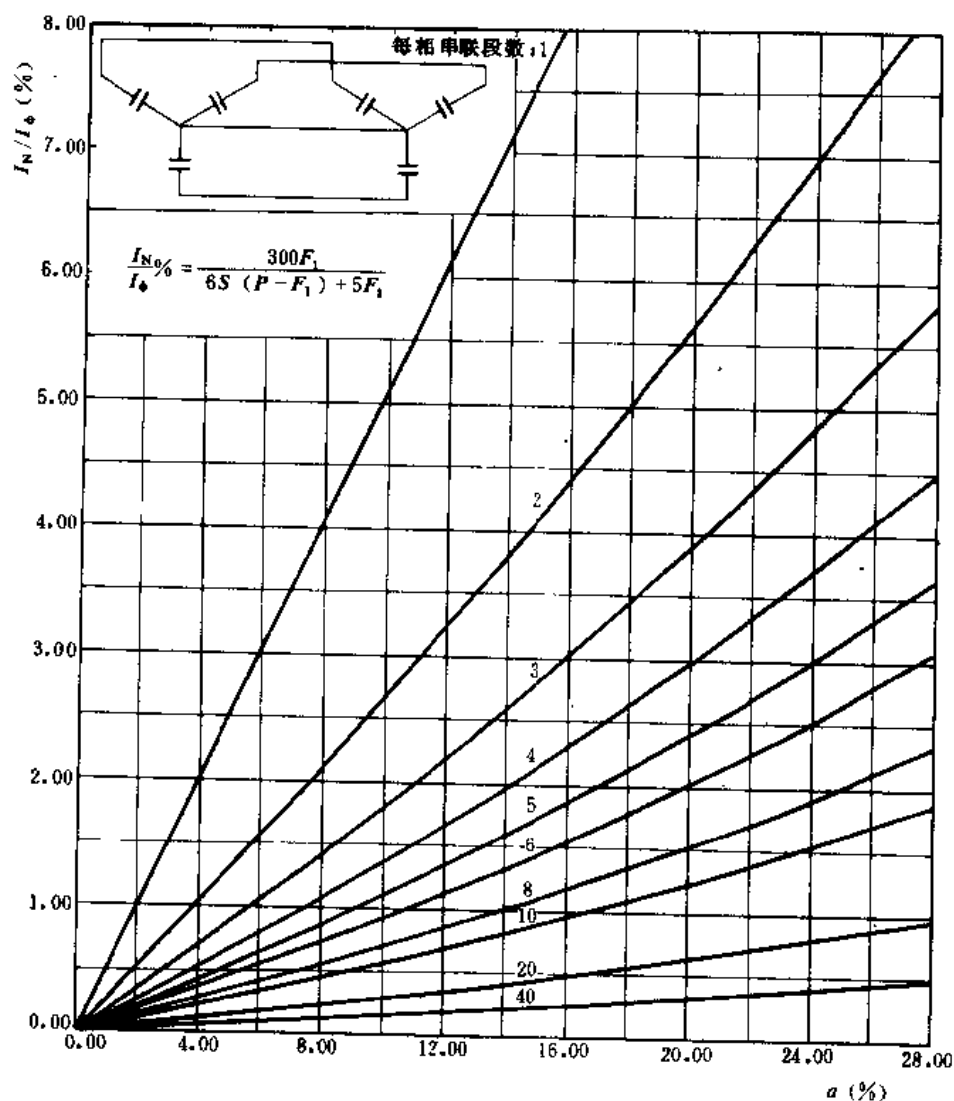


图 9-8 不接地双星形接线电容器组（中性点间互联）中性点电流与串联段中切除电容器百分数的关系曲线

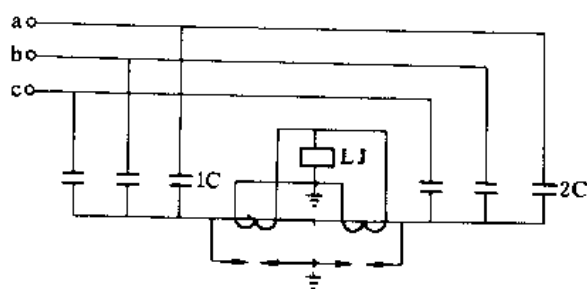


图 9-9 中性点接地双星形接线不平衡保护接线的单星形接线相同。

(4) 中性点接地双星形接线不平衡保护。接线如图 9-9 所示。两星形部分的中性点通过各自的电流互感器之后再汇合到一点接地。电流互感器二次采用差接之后接到一只过电流继电器上。采用差接的目的是消除由于相同的外界因素（如系统电压不平衡，合闸涌流，外来谐波等）对保护的影响。不平衡电流及剩余电容器上过电压的计算与中性点接地的

不平衡保护的设计，除了在接线和设备的选择上需认真考虑之外，正确估计和消除不平衡回路的误差，对于提高不平衡保护的灵敏度和可靠性非常重要。不平衡回路的误差主要是由于系统电压不平衡或由于电容器的制造公差，或者两者兼有而造成的。这种误差可能引起不平衡保护的误动或拒动。美国国家标准 ANSI/IEEE C37.99—1980<sup>[10]</sup>，给出了固有不平衡误差的计算公式，如表 9-2 所示。

表 9-2 固有不平衡对误差的影响

| 并联电容器组接线           | 电容器制造公差的影响                                                    | 系统电压数值变化的影响                                     | 系统电压相角变化的影响                                                                  |
|--------------------|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| 有中性点电流检测的接地单星形接线   | $I_N = \frac{\Delta C Q_B}{3U_{LG}}$                          | $I_N = \frac{(\Delta U'_{LG}) PQ_B}{S (U_C)^2}$ | $I_N = \frac{2PU'_{LG} \left( \sin \frac{\varphi}{2} \right) Q_{0A}}{SUC^2}$ |
| 有中性点电压检测的不接地单星形接线  | $U_{NG} = \frac{\Delta U'_{LG}}{3}$                           | $U_{NG} = \frac{\Delta U'_{LG}}{3}$             | $U_{NG} = \frac{2}{3} \left( \sin \frac{\varphi}{2} \right) U'_{LG}$         |
| 有中性点差电流检测的不接地双星形接线 | $I_N = \frac{\Delta C Q_B}{6U_{LG}}$                          | $I_N = 0$                                       | $I_N = 0$                                                                    |
| 有中性点差电压检测的不接地双星形接线 | $\Delta U'_{NN} = \frac{\Delta C U'_{LG}}{3}$                 | $\Delta U'_{NN} = 0$                            | $\Delta U'_{NN} = 0$                                                         |
| 有差电压检测的接地单星形接线     | $\Delta U'_{LG} = \Delta C U'_{LG} \frac{S_T}{S^2} (S - S_T)$ | $\Delta U'_{LG} = 0$                            | $\Delta U'_{LG} = 0$                                                         |

注： $I_N$ —中性点电流，A； $U_{NG}$ —中性点对地电压，V； $\Delta U'_{NN}$ —中性点间电压变化，V； $\Delta U'_{LG}$ —中间分接头对地电压变化，V； $U_{LG}$ —相对地电压，V； $U_C$ —电容器的额定电压，V； $\Delta C$ —各相间电容值变差的标么值； $P$ —每串联段中并联电容器数； $S = \frac{U_{LG}}{U_C}$ —串联段的数目； $S_T$ —检测抽头与地间串联段数； $Q_{0A}$ —单台电容器的容量，kVA； $Q_B$ —电容器组的额定容量，kVA； $\varphi$ —各相间相角差。

除表 9-2 所列的各种误差之外，由于检测元件的制造和整定误差；同一组电容器中各台电容器的温度系数不同，在温度变化时产生的误差以及长时间运行之后各台电容器特性变化的不一致产生的误差等等，都会在不平衡检测回路中产生附加误差。

(5) 带固有不平衡补偿的中性点不平衡保护

近年来发展的趋势是电容器组的容量越来越大,电压越来越高,单台容量也在不断增大。为了检测出切除一台或二台电容器时在中性点产生的不平衡信号,不平衡回路的误差不可忽略。在大容量电容器组的不平衡保护中,有时要采用补偿回路,补偿不平衡回路的误差,提高保护的灵敏度。图 9-10 所示就是一种方案。

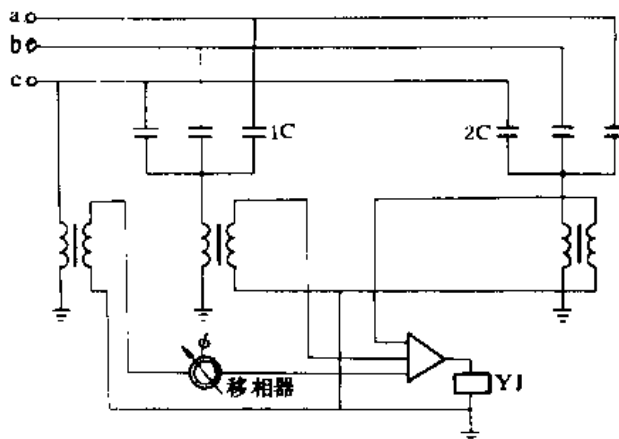


图 9-10 带固有不平衡补偿的不接地双星形接线电容器组（中性点分开）电压不平衡保护接线

这种接线对系统电压的不平衡有补偿作用。用一个带有幅值和相角可调的相偏移电路来产生补偿量,移相器的输入取自母线电压。其输出通过变压器或加法放大器与不平衡回路信号相加,在正常情况调整其输出为零。

## 第六节 电容器组的过电流保护

装设过电流保护的目的是保护电容器组的引线、套管的短路故障,也可作为电容器内部故障的后备保护。过电流保护接在电容器组断路器回路电流互感器二次侧。通常分为速断和过流两段。速断段的动作电流按在最小运行方式下,引线相间短路,保护灵敏度大于 2 来整定。利用动作时带有 0.1~0.2s 的延时,来躲过电容器的充电涌流。过流段按大于电容器组的最大长期允许电流来整定。

建议两段电流保护均采用三相式接线,以求获得较高的灵敏度。过电流保护动作于电容器组的断路器跳闸。

## 第七节 电容器的失压保护

在第二节已经叙述了电力电容器失压产生不良后果。为防止这些不良后果的产生而装设电容器组的失压保护。失压保护由低电压继电器构成,可接入母线电压互感器二次侧,也可接在放电线圈或放电电压互感器二次侧。失压保护的整定值既要保证在失压后,电容器尚有残压时能可靠动作,又要防止在系统瞬时电压下降时误动作。一般电压继电器的动作值,可整定为 0.5~0.6 倍额定电压;动作时间应大于重合闸时间,可取 0.5~1s。

为防止因电压回路断线保护误动作,失压保护可采用三相三继电器接线方式,三个低电压继电器的触点串联去起动时间继电器。在一段母线上接有几组电容器的情况下,可公用一套失压保护,当母线失压时,将各组电容器同时切除。

电力电容器组的继电保护接线如图 9-11 所示。

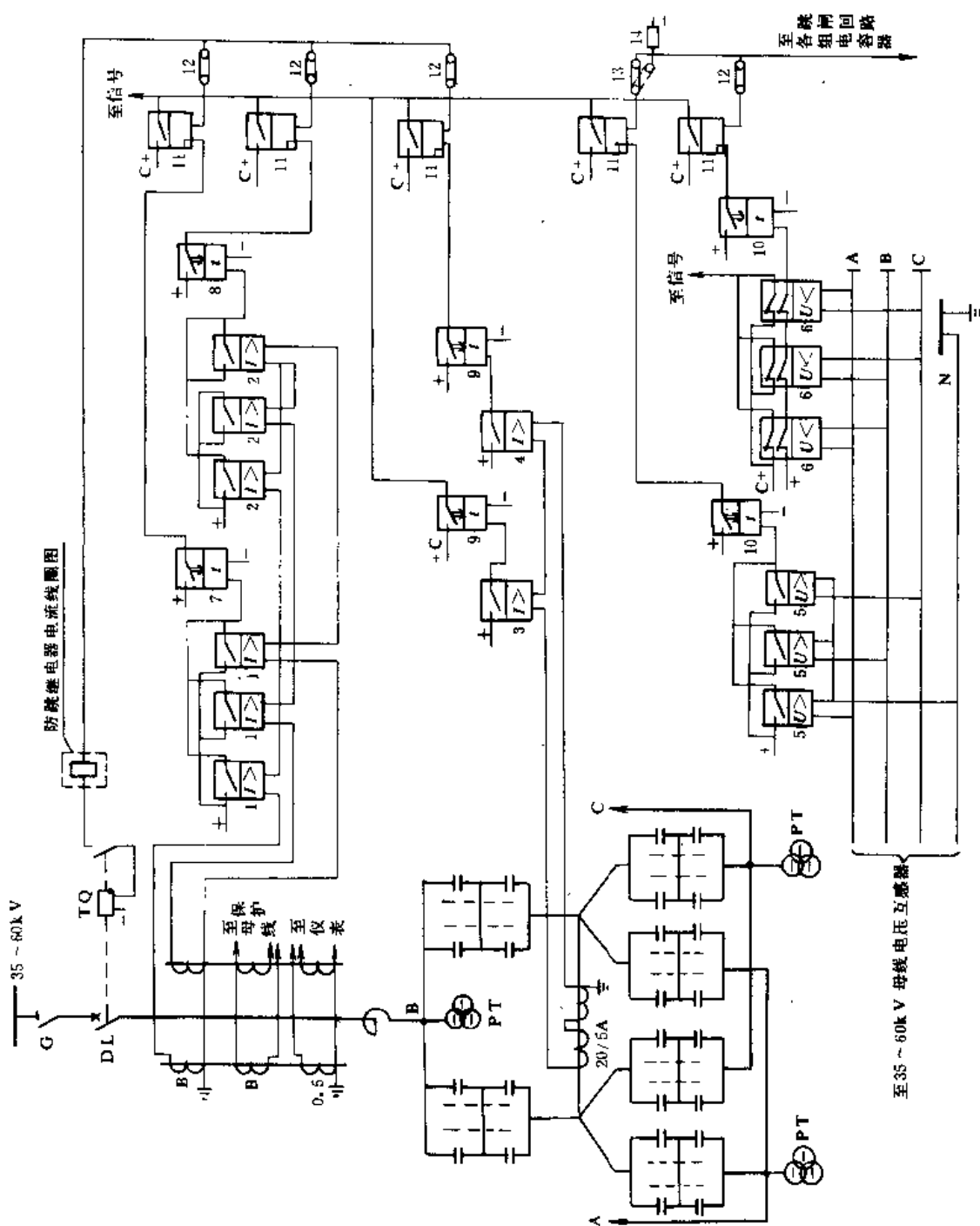


图 9-11 电力电容器继电器保护原理图

1、2、3、4—电流继电器；5、6—电压继电器；7、8、9、10—时间继电器；11 信号继电器；12—连接片；13 切换片；14 小刀

## 第八节 电力电容器组对系统其他设备 及保护的影响

### 一、谐振和谐波的影响

一组并联电容器与系统的电感元件便构成一个谐振回路，在电容器组投切时，就会在系统中产生谐振（串联或并联谐振），产生超过额定值的谐振过电压或谐振过电流，有可能引起有关回路中的电气设备如电容器、避雷器、电流或电压互感器、熔断器等故障。特别是在电容器组的投切过程中，如断路器的燃弧时间长或多次重燃，谐振发生的可能性就更大。谐振还可能引起其他设备的继电保护不正确动作，例如，当变电所的主变压器内部故障时，电容器组对故障点反馈的谐波电流，有可能引起按谐波制动原理构成的差动保护延迟动作或拒动（详见第七章）。

电容器组还可能在系统其他地方产生的谐波作用下发生谐振。例如，远处电力负荷产生的谐波。在工业上应用越来越广泛的晶闸管，将交流变成可控的直流，这种相角控制的晶闸管就能产生 3、5、7 和 11 次谐波。在电弧炉运行期间也能产生高次谐波，包括偶次谐波。使电容器组产生串联或并联谐振的例子还有很多，为限制这种谐振过电压和流入电容器组中的谐波电流，需装设谐波过滤装置。也可采用额定电压较高的电容器，串联电抗器，或改变电容器组的容量来解决。

当电容器组中性点直接接地时，为系统的三倍次的谐波提供了低阻抗的通路。三倍次的谐波电流为零序，这种零序电流对通信回路会产生噪声干扰。为了消除这种干扰，应在电容器组中采取限流或滤波措施或改变中性点接地方式。

### 二、涌流的影响

在第二节中已叙述了电容器组在投切时产生的涌流现象。在某些场合下，涌流可能在系统其他部分产生有害的共振效应，在控制电缆上产生危险的感应冲击过电压。对附近的通信设备产生噪声干扰。通常用加串联电抗器来限制涌流的幅值，电抗器的电抗值一般不超过电容器容抗的 6%。虽然电抗值很小，但限制涌流的作用却非常明显。

中性点直接接地的电容器组，投入涌流中的三倍次谐波分量要经中性点入地，有可能对二次设备产生干扰，故中性点接地电容器组及其他能传输高频暂态电流入地的设备，都应远离主控制室和电缆沟道。

在变电所同一母线上接有多组大容量电力电容器的情况下，要校验电容器组对故障点的暂态放电电流，不应超过断路器的遮断容量。一组电容器的放电电流峰值按下式计算

$$I_{PK} = \sqrt{2} U_{L0} \sqrt{\frac{C}{L}} = 1.46 \sqrt{\frac{K_{\text{sat}}(50)}{L}} \quad (9-13)$$

式中  $I_{PK}$ ——电容器组放电电流峰值，A；

$C$ ——电容值，F；

$L$ ——电容器到故障点的电感，H；

$K_{cr}$ ——电容器组的三相总容量, kVA。

通过断路器的暂态涌流,增加了触点所需要的断开容量,也可能导致套管电流互感器(BCT)的二次闪络。在二次回路中感应产生的电压与暂态涌流的幅值和频率成正比,即

$$U_i = \frac{i_t f_t}{n f} X_H \quad (9-14)$$

式中  $U_i$ ——电流互感器二次侧产生的暂态电压, V;

$i_t$ ——电流互感器一次侧流过的暂态电流, A;

$f_t$ ——暂态电流频率, Hz;

$f$ ——系统频率, Hz;

$X_H$ ——电流互感器的负荷电抗,  $\Omega$ ;

$n$ ——电流互感器的变比。

## 第十章 直流及不间断电源系统

### 第一节 概 述

为供给继电保护、控制、信号、计算机监控、事故照明、交流不间断电源等直流负荷，220~500kV 变电所应装设由蓄电池供电的直流系统。直流系统的用电负荷极为重要，对供电的可靠性要求很高。直流系统的可靠性是保障变电所安全运行的决定性条件之一。

要保障直流系统可靠地运行，首先必须有一个可靠的直流系统接线方案。其中包括直流母线的接线，直流电源的配置和直流供电网络的构成。其次，要合理地选择直流系统中采用的设备，包括蓄电池、充电和浮充电设备、开关设备、保护设备、动力和控制电缆等。还要对直流系统进行良好的维护。特别是蓄电池组，其寿命在很大程度上取决于对它的维护水平。

随着科学技术的不断发展，直流系统的接线方式、采用的设备也在逐年的改进和更新，但直流系统的构成，应按以下基本原则来实现。

- (1) 在满足供电可靠的前提下，接线尽可能简单，设备尽可能简化。
- (2) 直流系统中选用的设备应是先进、可靠、经济合理。在实际工程中应选用经权威机构鉴定的合格产品。
- (3) 选用的设备，其维护工作量尽可能小，为变电所实现无人值班提供方便条件。

### 第二节 直流系统接线

#### 一、直流母线接线

直流母线的接线方式与蓄电池的组数、直流负荷的供电方式以及充电、浮充电设备的配置方式等因素有关。220~500kV 变电所常用的直流母线接线方式有单母线分段和双母线两种。

(1) 单母线分段接线的特点：①每回路只需一组母线开关，设备少，接线简单、清晰，直流屏内布线方便；②能方便的形成两个互不联系的直流系统，有益于提高直流系统的可靠性；③查找直流接地方便。

(2) 双母线接线的特点：①每回路设有两组母线刀开关（或一组切换式刀开关），可任意接到一组母线上；②可在不间断对负荷供电的情况下，查找直流系统接地。

双母线接线比单母线分段接线，母线刀开关用量大，直流屏内设备拥挤，布线困难，检修、维护也不方便。新建的 220~500kV 变电所一般不推荐采用双母线接线，而采用单母线分段接线。

当采用单母线分段接线时，对于 220kV 和 500kV 变电所也略有不同。

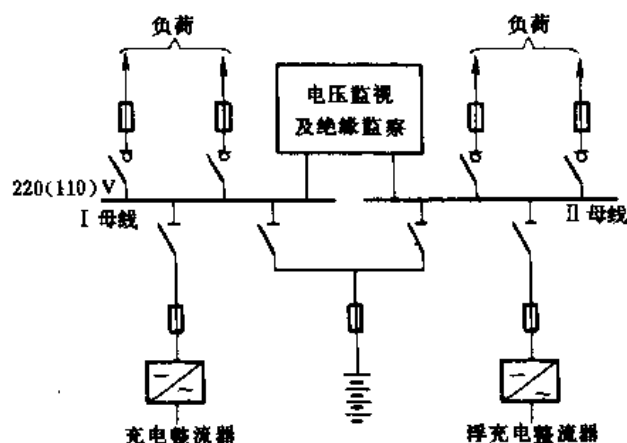


图 10-1 220kV 变电所单母线分段的直流系统接线

图 10-1 为 220kV 变电所单母线分段的直流系统接线。该接线中只装设一组蓄电池，经两组刀开关（该刀开关也用作母线分段刀开关）可随意接在任一段母线上。充电和浮充电设备分别接在两段母线上。直流负荷也平均的分配在两段母线上。正常情况下，两段母线通过分段刀开关并联运行。当查找接地或需停电检查某段母线时，分段刀开关才断开。

在正常运行情况下，两段母线间的联络刀开关打开，整个直流系统分成为两个没有电气联系的部分。在每段母线上接一组蓄电池和一台浮充电整流器，两组蓄电池共

图 10-2 为 500kV 变电所单母线分段的直流系统接线。该接线中装设

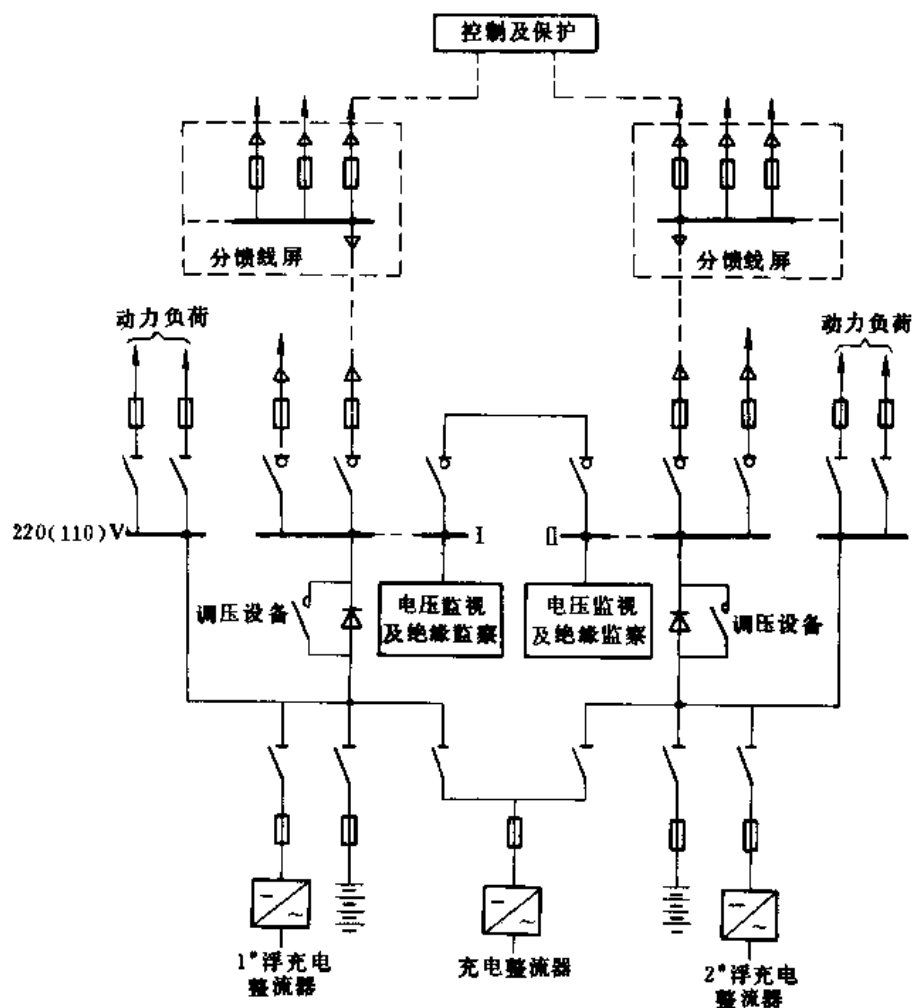


图 10-2 500kV 变电所单母线分段的直流系统接线

用一台充电整流器，充电整流器经两个刀开关分别接到两组蓄电池的出口，可分别对其进行充放电。每段母线设有单独的电压监视和绝缘监察装置。调压设备接在蓄电池和直流母线之间。对配有双重化保护的安装单位，可分别从每段母线上取得工作电源；对于没有双重化要求的安装单位，可任意接在某一段母线上，但应注意使正常情况下两段母线的直流负荷近于相等。当其中一组蓄电池因检修或充放电需要脱离母线时，分段刀开关合上，两段母线的直流负荷由另一组蓄电池供电。动力负荷从蓄电池组和降压设备之间引出。动力负荷一般没有双重化的要求，动力负荷母线之间一般也不设联络刀开关。在没有直流动力合闸和大容量直流电动机的情况下，一般不设动力负荷母线，不需要降压设备，从而简化了直流系统。

## 二、直流系统的电源配置

直流系统中的主要电源是蓄电池组，其次是充电和浮充电设备。220~500kV 变电所蓄电池正常情况下以浮充电方式运行。直流负荷实际上由浮充电设备供电，蓄电池处于浮充电状态。合理地配置蓄电池及充电浮充电设备有利于提高直流系统的供电可靠性。

在只有一组蓄电池时，蓄电池组因故退出运行，临时可由充电或浮充电设备供电。为提高可靠性，充电和浮充电设备应分别接在两段直流母线上。当交流所用电系统有双电源时，充电和浮充电设备应接在不同的交流电源回路。

当有两组蓄电池时，每段直流母线接一组蓄电池和一套浮充电设备。充电设备两组蓄电池共用。两套浮充电设备应接在不同的交流电源回路。

## 三、直流馈线网络

为简化设备，220kV 变电所一般采用环形供电网络，即直流动力负荷和控制负荷都采用环形供电网络。在变电所内设动力和控制直流小母线，在直流负荷之间形成环形供电网络，每个环的电源回路接到两段母线上。

500kV 变电所对直流供电网的可靠性要求更高，结合对控制电源双重化的要求，一般采用辐射状供电。500kV 变电所的直流供电网络应按以下原则构成：

(1) 对有双重化要求的回路的供电方式。500kV 线路和主变压器都装有双套保护，断路器的跳闸回路也是双重的，这些安装单位需要两个独立的操作电源。一般应从每段直流母线单独引操作电源至每个安装单位。在每个安装单位再需要分接时，也应按辐射状原则考虑。为实现这种辐射状的供电，宜按电压等级设置直流分馈线屏。在某一安装单位停电检修或查找直流接地时，可在直流分馈线屏上进行断开直流的操作。另外，在直流馈电回路的熔断器或自动空气开关因短路而断开时，也容易实现集中报警。

(2) 事故照明宜分为两个回路，分别接在两段母线上。

(3) 在有直流动力合闸和大容量直流电动机的情况下，这些动力负荷应按其额定容量，平均分配在两组蓄电池上。

(4) 其他直流负荷，如试验电源，交流不间断电源设备，常明灯，远动通信装置的备用电源等应按其容量平均接在直流母线上。

特别要提出的是，500kV 变电所在正常运行时，一定要保持两组蓄电池系统的独立性，即电气上不相连接。这不仅有助于提高直流系统的可靠性，同时也能有效地减小直流系统

的对地电容,减小直流接地时产生的电容电流。

### 第三节 直流系统的工作电压

220~500kV 变电所的强电直流电压为 110V 或 220V,弱电直流电压为 48V。

强电直流电压选用 110V 还是 220V,要通过技术经济比较确定;在技术上,直流系统电压采用 110V 还是 220V 各有其优缺点。

#### 一、强电直流电压 110V 和 220V 的比较

##### 1. 直流电压采用 110V 的优点

(1) 蓄电池的个数和 220V 相比减少一半,因而降低了蓄电池组本身的造价,减少了蓄电池室的建筑面积,减少了平时对蓄电池组的维护工作量。

(2) 直流系统电压低,对地绝缘的裕度大,能减少直流系统接地故障的机率,这对潮湿天气较多的南方尤其重要,所以,直流电压采用 110V,在一定程度上能提高直流系统的可靠性。

(3) 直流回路的继电器和接触器触点断开时,对所连接的回路能产生干扰电压,危及晶体管保护及微处理机等电子设备的安全运行。干扰电压的幅值和直流电压成正比,直流电压 110V 时,可降低干扰电压的幅值。

(4) 110V 和 220V 直流电气设备的绝缘水平是相同的,对地绝缘距离相同。直流系统工作电压越低对地电容电流越小,有利于防止因电容电流而引起某些信号继电器误动作。

(5) 直流电压采用 110V,对运行人员比采用 220V 有安全感,能减少中间继电器的断线故障。

##### 2. 直流电压采用 110V 的缺点

(1) 在变电所占地面积大、被控制的对象远的情况下,在相同操作功率时,控制电缆中的电流 110V 时比 220V 大一倍。增大了控制电缆中的电压降。为了满足控制回路电压降的要求就要加大电缆截面,因而增加了在控制电缆方面的投资。在距离较远的情况下,为了满足电压降的要求,所需的控制电缆截面有时要大于  $6\text{mm}^2$ ,给施工造成困难。

(2) 一般线路的高频保护的收发信机输出功率大小与直流电压有关,直流电压低影响高频保护的输出功率,对子长线路的保护不利。

(3) 变电所的照明系统一般为交流 220V,直流系统电压为 110V 时,事故照明回路不能直接切换,需增加降压变压器或逆变电源,增加了事故照明回路的复杂性。

(4) 在变电所内有动力合闸或较大容量直流电动机的情况下,要加大直流动力回路的电缆截面,增加投资。

直流电压采用 220V 与 110V 两者相比,其优缺点恰好相反,在此不再赘述。

#### 二、变电所强电直流系统电压的选择

在确定变电所的直流系统电压时,除了要考虑上述两种电压的优缺点之外,还要根据变电所的具体情况,找出影响直流系统电压选择的主要因素。

在以往设计的 220kV 及以下变电所中,大多数都有带电磁操作机构的断路器,需要直

流动力合闸电源。在有调相机的变电所中，还有事故油泵等大容量直流电动机。在这种情况下，满足直流动力回路电压降的要求，降低直流动力电缆的投资，成为影响直流系统电压选择的主要因素。所以，在这些变电所中多数都采用了 220V 的直流系统。80 年代以来 220~550kV 变电所，高压断路器多采用气动或液压操作机构，这样，在直流系统中就不需要提供动力合闸电源。另外，由于在变电所中较多的采用静止型无功补偿装置，一般情况下，在所内没有大容量直流电动机。这样，在 220~500kV 变电所中，满足直流动力回路电压降和降低直流动力电缆方面的投资，就不再是确定直流系统工作电压的主要因素。特别是在 500kV 变电所中由于被控对象远，控制回路电缆长，满足控制回路电压降的要求，降低控制电缆的投资问题，成为决定 500kV 变电所直流系统工作电压的主要因素。

下面以断路器跳闸回路电压降的分布和控制电缆截面的计算为例，来进一步说明这个问题。

图 10-3 为分相操作的断路器的跳闸回路典型接线图及电压降计算公式。从直流母线到断路器跳闸线圈接线端子的总电压降，若略去接触电阻的影响可分为四个部分：

- (1) 跳闸继电器自保持线圈中的电压降 ( $U_{R1}$ )；
- (2) 防跳继电器启动电流线圈中的电压降 ( $U_{R2}$ )；
- (3) 正极导线中的电压降 ( $\Delta U_1$ )；
- (4) 负极导线中的电压降 ( $\Delta U_2$ )。

各部电压降的计算公式如图 10-3 所示。

|       |                          |                          |                                      |         |                                       |
|-------|--------------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------|---------------------------------------|
| 接线图   |                          |                          |                                      |         |                                       |
| 电压降名称 | 跳闸继电器电流线圈电压降<br>$U_{R1}$ | 防跳继电器电流线圈电压降<br>$U_{R2}$ | 正极导线电压降<br>$\Delta U_1$              | 跳闸线圈电压降 | 负极导线电压降<br>$\Delta U_2$               |
| 计算公式  | $U_{R1} = IR_1$          | $U_{R2} = IR_2$          | $\Delta U_1 = \frac{IL}{S_1 \gamma}$ |         | $\Delta U_2 = \frac{3IL}{S_2 \gamma}$ |

图 10-3 分相操作的断路器跳闸回路典型接线图及电压降计算公式

根据《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规定》NDGJ8—89 第 6.5.3 条的规定“控制回路在正常最大负荷时，控制母线至各设备的电压降，不应超过额定电压的 10%”。

在直流电压为 220V 时，若断路器的分、合闸电流为 2A，则允许的总电压降为

$$\Delta U = U_n \times 10\% = 220 \times 10\% = 22(\text{V})$$

按常用继电器的参数，跳闸继电器的电流线圈内阻  $R_1 = 2\Omega$  (额定电流为 1A)；防跳继

电器的电流线圈内阻  $R_2=2.7\Omega$  (额定电流为 1A)，则电流线圈的压降为

$$U_R = (R_1 + R_2)I = (2 + 2.7) \times 2 = 9.4(V)$$

电缆中的允许压降

$$\Delta U_1 = \Delta U - U_R = 22 - 9.4 = 12.6(V)$$

如考虑正负极导线中的压降各为允许压降的一半，则正极导线的截面  $S_1$  及负极导线截面  $S_2$  的计算公式可化简成如下形式

$$S_1 = \frac{IL}{(\Delta U_1/2)\gamma} = \frac{2L}{6.3 \times 57} = 0.0056L(mm^2)$$

$$S_2 = \frac{3IL}{(\Delta U_1/2)\gamma} = \frac{6L}{6.3 \times 57} = 0.0167L(mm^2)$$

上二式中  $\gamma$ ——铜的电导系数，为 57。

直流电压为 220V 时控制电缆截面的计算结果如表 10-1 所示。

当直流电压为 110V 时，若分合闸线圈的功率不变，则分合闸电流为 4A。按上述相同方法计算，其结果列于表 10-2。

表 10-1 直流电压 220V 控制电缆截面计算结果表

| 电缆长度<br>$L$ (m)                        | 100           | 150            | 200           | 250           | 300           | 350           | 400           | 450            | 500          |
|----------------------------------------|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|--------------|
| 计算电<br>缆截面<br>$S_1/S_2$<br>( $mm^2$ )  | 0.56/1.67     | 0.84/<br>2.503 | 1.12/<br>3.34 | 1.4/<br>4.175 | 1.68/<br>5.01 | 1.96/<br>5.84 | 2.24/<br>6.68 | 2.52/<br>7.515 | 2.8/<br>8.35 |
| 选用的<br>标准截面<br>$S_1/S_2$<br>( $mm^2$ ) | 1.5/<br>2×1.5 | 1.5/<br>2×1.5  | 1.5/<br>2×1.5 | 1.5/3×1.5     | 2.5/<br>2×2.5 | 2.5/<br>3×2.5 | 2.5/<br>3×2.5 | 4/2×4          | 4/2×4        |

表 10-2 直流电压 110V 控制电缆截面计算结果表

| 电缆长度<br>$L$ (m)                        | 100           | 150            | 200           | 250             | 300            | 350            | 400            | 450            | 500            |
|----------------------------------------|---------------|----------------|---------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 计算电<br>缆截面<br>$S_1/S_2$<br>( $mm^2$ )  | 1.63/4.9      | 2.445/<br>7.35 | 3.26/<br>9.80 | 4.075/<br>12.25 | 4.89/<br>14.70 | 5.70/<br>17.15 | 6.52/<br>19.60 | 7.33/<br>22.05 | 8.15/<br>24.50 |
| 选用的<br>标准截面<br>$S_1/S_2$<br>( $mm^2$ ) | 2.5/<br>2×2.5 | 2.5/<br>3×2.5  | 4/2×4         | 6/2×6           | 6/2×6          | 6/3×6          | 2×4/<br>4×4    | 2×6/<br>3×6    | 2×6/<br>4×6    |

从表 10-1 和表 10-2 的结果可见，在直流电压为 220V 时，若控制电缆长度在 500m 之内，电缆截面不大于  $4mm^2$ ，这不会给电缆的接线带来困难。在直流电压为 110V 时，电缆长度超过 250m，其截面就要选用  $6mm^2$  或  $10mm^2$ ，一般端子排只能连接截面不超过  $6mm^2$

的电缆芯,要连接大截面的电缆芯就要采取特殊的连接方式,给施工和维护都带来困难。另外,500kV 变电所的控制对象多,距离远,电缆用量大,由于直流电压采用 110V,加大了控制电缆截面,必然大幅度增加有色金属的消耗,增加了在控制电缆方面的投资。

基于上述技术和经济上的考虑,在 220~500kV 变电所采用集中控制的情况下,一般来说,强电直流系统的工作电压宜选用 220V。

当 220kV 变电所的规模较小,控制电缆的单根长度和控制电缆总量都比较小,或者在全户内的 220kV 变电所情况下,强电直流系统的工作电压一般采用 110V 是合理的。

若 500kV 变电所采用在配电装置设分控制室,二次设备分散布置,在主控制室和分控制室中都设有独立的直流系统。则控制电缆的长度大大缩短,满足控制回路电缆电压降就不存在任何问题。此时,由于变电所的蓄电池组数多,降低每组蓄电池及其辅助设施的造价问题就变得更为突出。在这种情况下变电所的强电直流系统的电压宜采用 110V。

### 三、变电所弱电直流系统的电压

在变电所采用弱电控制,或采用强电控制弱电信号的情况,还需设置弱电直流系统。按我国的惯例,变电所弱电直流系统的工作电压一般选用 48V,这一电压等级也符合国际标准。

## 第四节 蓄电池组及其附属设备的选择\*

### 一、蓄电池的选择

目前我国投入运行的变电所中,绝大多数都是采用铅酸蓄电池。随着蓄电池制造技术的不断发展,新型防酸隔爆型蓄电池已经代替了敞开式的蓄电池。新型蓄电池不仅维护方便,寿命也长。

近年来,也有的变电所采用了碱性蓄电池、密封免维护铅酸蓄电池。普通铅酸蓄电池的特性已为广大读者所熟知,下面仅对碱性蓄电池和密封免维护铅酸蓄电池的特性作简要介绍,供选用时参考。

#### 1. 碱性蓄电池

目前国内能生产并可在工程上采用的碱性蓄电池,主要是镉镍蓄电池。其正极板是氧化镍,负极板为镉-铁;电解液为氢氧化钠或氢氧化钾的水溶液中加入适量的氢氧化锂组成;外壳为封闭型。按放电电流  $I(A)$  与蓄电池的额定容量  $C_5(Ah)$  的关系分类,可分为四种,即: $I < 0.5C_5(A)$ ,为低倍率型; $I = (0.5 \sim 3.5)C_5(A)$ ,为中倍率型; $I = (3.5 \sim 7)C_5(A)$ ,为高倍率型; $I > 7C_5(A)$ ,为超高倍率型。在实际工程中,主要是用中倍率型和高倍率型。

镉镍蓄电池主要有如下电气特性。

(1) 额定电压 1.25V/只;

(2) 充电特性:镉镍蓄电池的充电状态有正常充电、浮充电、均衡充电三种。

---

\* 本节给出的蓄电池特性曲线仅仅作作为举例,在实际工程计算时,应根据所选的蓄电池型式和制造厂给出的曲线进行计算。

1) 正常充电。一般以  $0.2 C_5(A)$  来充电, 充电时间为  $6 \sim 8h$ , 终止电压为  $1.6 \sim 1.8V/只$ 。

2) 浮充电。浮充电电流为  $0.5 \sim 3mA/Ah$ 。浮充电电压, 中倍率型为  $1.42 \sim 1.45V/只$ , 高倍率型为  $1.36 \sim 1.40V/只$ 。

3) 均衡充电。充电电压, 中倍率型为  $1.52 \sim 1.55V/只$ , 高倍率型为  $1.47 \sim 1.48V/只$ 。充电时间, 中倍率型为  $12h$ , 高倍率型为  $8h$ 。

(3) 放电特性: 镉镍蓄电池是以  $5h$  率放电, 终止电压为  $1.0V$ , 所放出的容量为额定容量。以其他放电率放电时, 终止电压不同, 放出的容量也不同。制造厂可提供各种放电率放电时的放电特性曲线。用于变电所的镉镍蓄电池, 使用者所关心的是事故放电  $1h$  后, 再冲击放电, 放电电流和端电压值。现在制造厂也能提供这种工况下的放电特性曲线。实际上镉镍蓄电池的冲击放电特性比铅酸电池好。例如, 中倍率镉镍电池以  $0.67 C_5(A)$  持续放电  $1h$  后, 还可按  $3 C_5(A)$  冲击电流放电, 端电压不低于  $1.0V/只$ 。高倍率型冲击放电电流更大。

(4) 镉镍蓄电池的效率一般为  $45\% \sim 55\%$ 。

(5) 短路电流水平: 短路电流大小与蓄电池内阻, 电动势, 外电路电阻等有关。蓄电池内阻又与温度、蓄电池的运行状态有关。蓄电池的内阻由制造厂提供。当外电路电阻为零时, 镉镍蓄电池可供的最大短路电流, 中倍率型为  $15.34A/Ah$ ; 高倍率为  $58A/Ah$ 。

(6) 寿命为  $20 \sim 25$  年, 充放电循环  $900$  次以上。

采用镉镍蓄电池应注意如下问题。

(1) 由于镉镍蓄电池充电末期电压与放电末期电压相差较大, 约为  $1.8 \sim 1.9$  倍。为保持直流母线电压不超过允许的变动范围, 镉镍蓄电池组应采取调压措施。不能采用铅酸蓄电池那种不设端电池的接线方式。常用的调压措施有: ①加端电池; ②在蓄电池组与直流母线间加调压设备; ③直流动力母线与控制母线分开, 在控制母线回路加调压设备。由于必须设调压措施, 与无端电池的铅酸蓄电池组相比, 增加了投资和运行维护的复杂性, 特别是蓄电池组容量大时更为突出。

(2) 对充电和浮充电设备的调压范围要求较宽, 例如: 对额定电压为  $220V$  的蓄电池组, 电池个数为  $180$  个, 充电时最大电压为  $180 \times 1.8 = 324(V)$ , 放电末期母线最低电压为  $180 \times 1 = 180(V)$ , 要求充电整流器的电压调整范围为  $180 \sim 330V$ 。

(3) 对充电、浮充电装置的稳压精确度要求很高 (一般不超过  $1\%$ ), 对纹波系数要求低, 要求纹波系数不超过  $1\%$ 。

对稳压精确度要求高的原因如下。

1) 镉镍蓄电池的浮充电电压相对较高, 如浮充电源电压不足, 容易产生落后电池。

2) 在浮充电时因负荷电流的变化, 也能引起浮充电电压的变化, 如不及时调整也会影响浮充电电压的稳定。

要求低的纹波系数是因镉镍蓄电池的起始放电特性较软, 当与浮充电源并联时, 如交流分量较大, 可能造成在浮充电时产生过大的瞬时放电电流, 影响蓄电池组的寿命。

(4) 选用中倍率型还是高倍率型主要取决于放电电流中冲击电流所占的比例大小。一

般来说,放电电流中冲击电流占的比例大,应首先考虑采用高倍率型的蓄电池。最后确定选用哪种型式的蓄电池组,应根据工程的具体情况,通过经济技术比较后确定。

(5) 处于长期浮充电运行中的镉镍蓄电池,因其自放电特性不完全一致,会产生容量、电压不均衡现象。长期继续下去,会造成不均衡现象加重,甚至会出现个别落后电池反极性。使整组电池寿命降低。为防止这种现象发生,应定期进行均衡充电,一般半年或一季度进行一次。均衡充电首先用恒流充电(一般为 $0.2C_{10}A$ ),待达到均衡充电电压后,再用恒压充电;充电时间,中倍率为12h,高倍率为8h。

镉镍蓄电池除上述电气特性外,还具有对环境污染少,维护工作量大;占地面积少;布置方便等优点。当容量较小(小于100Ah)时,可采用柜式布置,不需要单独的蓄电池室,是一种比较理想的直流电源设备。与铅酸蓄电池相比,在同容量、相同额定电压的情况下,镉镍蓄电池投资较高。随着容量的增大,投资的差额也增加。这是影响镉镍蓄电池在工程中大量采用的主要原因。

在220~500kV变电所中,断路器用电磁操作机构的情况越来越少。蓄电池的容量主要由事故时持续放电容量决定。采用镉镍蓄电池能承受大冲击放电电流的特点不能充分利用,也不能因此而降低蓄电池组的容量。故采用镉镍蓄电池的结果往往会增加直流系统的投资。

## 2. 免维护铅酸蓄电池

这种蓄电池是80年代末期从国外引进技术生产的一种新型铅酸蓄电池。它的工作原理、特性曲线、运行方式与GF、GFD型铅酸蓄电池基本相同。不同之处主要有以下几点。

(1) 免维护铅酸蓄电池的电解液不是流动的,而是吸附在极板间由超细玻璃纤维制成的隔膜中,吸附比约为90%。无论电池立放或卧放,电解液都不会溢出。因电解液是在电池的制造过程中充入隔膜中,在电池的使用过程中不需要再充入电解液。这就节省了普通铅酸蓄电池所需要的,经常对电解液的补充、监视和调剂工作。

(2) 免维护铅酸蓄电池的电解液比重比普通铅酸蓄电池高,因而其开路电压、浮充电电压、均衡充电电压均比普通铅酸蓄电池高。在相同直流母线电压情况下,所需的蓄电池个数也较少。蓄电池特性比较见表10-3。

表 10-3 铅酸蓄电池特性比较表

| 比较项目 \ 型 号   | GF        | GFD       | GM (免维护)  |
|--------------|-----------|-----------|-----------|
| 单个电池开路电压     | 2.1       | 2.1       | 2.16~2.18 |
| 单个电池浮充电电压    | 2.15      | 2.15      | 2.25~2.28 |
| 单个电池均衡充电电压   | 2.25~2.35 | 2.25~2.35 | 2.35~2.40 |
| 单个电池终止电压     | 1.8       | 1.8       | 1.87      |
| 蓄电池个数 (220V) | 107       | 107       | 103       |

(3) 免维护铅酸蓄电池出厂前电解液已经充好,并已充好电,在使用前不必进行初充电。如果使用之前的储存期超过制造厂规定的期限,(一般为六个月),在使用时需进行均衡充电,补充储存期的自放电。

(4) 因电池内无流动液体,可以立放或卧放,可以立体布置,减小蓄电池室的面积。蓄电池室不需进行防酸处理,室温在 $+10\sim 30^{\circ}\text{C}$ 为宜。蓄电池室不需附设调酸室、通风机室等辅助设施。

(5) 一般铅酸蓄电池的电解液可以随时补充、更换,蓄电池的寿命主要取决于极板的寿命。而免维护铅酸蓄电池的极板经特殊处理,比较牢固,不存在有效物脱落问题,其寿命主要取决于电解液。因电解液是一次性充入,在使用过程中不能补充,电解液耗尽了,蓄电池的寿命也就终结了。电解液的损耗可能会发生在以下情况。

1) 蓄电池设计尽管采取了措施,但要在电池内绝对不产生气体是办不到的。为此,免维护蓄电池都装有一个安全排气阀,当内部气体压力超过规定值时,阀门自动打开排气,直到压力恢复正常阀门自动关闭。当蓄电池过充电时会发生水的电解,产生氢气和氧气。安全阀动作时无论排出何种气体,都来源于数量有限的电解液,都意味着电解液的损失。

2) 蓄电池的外壳密封不好,也会造成电解液的渗漏损失。

针对目前蓄电池的生产和运行情况,220~500kV 变电所选用的蓄电池应以固定式防酸隔爆型铅酸蓄电池为主。通过经济技术比较后确认采用镉镍蓄电池是合适时,也可以采用。免维护铅酸蓄电池在变电所采用的时间较短,还需要进一步积累经验。

## 二、蓄电池组数的确定

蓄电池的组数主要取决于直流负荷的性质和对负荷的供电方式。就直流负荷的性质而言,220kV 和 500kV 变电所的直流负荷均为一类负荷,在任何情况下不允许间断供电。因而,220kV 和 500kV 变电所对蓄电池组可靠性的要求是一致的。

蓄电池组是一种静止的电源装置。运行实践表明,蓄电池组运行的可靠性很高,故障的机率极少。在运行中即使出现个别电池的故障,如极板弯曲,短路,有效物质脱落等,进行个别处理更换部件,也不致影响整组电池的供电。所以,在过去设计和投入运行的 330kV 及以下变电所,大多数都只装设一组蓄电池。在充电和浮充电设备的配合下,保证了对直流负荷的不间断供电。由于蓄电池组故障而影响变电所的安全运行的事故极少发生。

在 500kV 变电所、500kV 线路和变压器的继电保护按双重化的方式配置,要求直流操作电源也按双重化的方式供电。这就要求 500kV 变电所要装设两组蓄电池,以便实现操作电源—供电网络—保护装置—断路器跳闸线圈实现双重化。装设两组蓄电池后,蓄电池之间又可互为备用,这也就更进一步提高了直流系统的可靠性。

对于装有 48V 直流系统的 500kV 变电所,48V 直流主要供电给弱电控制和信号。一般也装设两组蓄电池,并配备充电和浮充电设备。

## 三、蓄电池组的构成方式

### 1. 普通铅酸蓄电池组的构成

以前在我国投入运行的 330kV 及以下高压变电所中,蓄电池组的构成方式,大多数都是采用 1965 年和 1973 年各电力设计院联合编制的《发电厂和变电所二次线典型设计》所推荐的方案,装设带端电池的蓄电池组。70 年代末期以来从日本和西方国家引进的发电厂和变电所,都装了不带端电池的蓄电池组。我国自行设计的 500kV 变电所,也装设了不带端电池的蓄电池组。显然,在蓄电池组中取消端电池,会使蓄电池组的结构大为简化,给

施工、运行维护带来很大方便。但端电池有它自己的功用，取消端电池后不应降低蓄电池组的可靠性。因此，有必要对端电池的功用，取消端电池后产生的问题，以及解决这些问题的措施作深入的讨论。

按我国的规定，变电所直流母线的电压变化范围不允许超过 $\begin{smallmatrix} +10 \\ -15 \end{smallmatrix} \%$ 。作为直流系统电源的蓄电池组是由若干个电池串联而成的。铅酸蓄电池在各种不同运行状态下每个电池的端电压也不同，例如，在浮充电时为2.15V，放电终了时为1.75V，充电终了时为2.75V。如以浮充电时的端电压为基准，每个电池端电压的变化范围为 $\begin{smallmatrix} +28 \\ -18 \end{smallmatrix} \%$ 。可见，每个电池的电压变化范围（相对值），远大于直流母线电压允许的变化范围（相对值）。所以，为了在各种运行方式下保持直流母线电压的变化在允许范围之内，就得在不同的运行方式下改变接到直流母线上的蓄电池数量。用来调节直流母线电压的这部分蓄电池就是所说的端电池。在一组蓄电池中有了端电池，直流母线电压能得到合理地调节，但也带来如下一些问题。

(1) 增加了蓄电池的数量以及与端电池有关的辅助设备，因而增加了蓄电池组的施工、维护工作，也增大了整个蓄电池组的造价。

(2) 端电池的工作状态与基本电池不同，有一部分端电池经常处于闲置状态，自放电得不到及时补充，容易老化。大量运行实践表明，端电池的寿命短，损坏率高，维修工作量大。由于端电池容易发生故障而降低了蓄电池组运行的可靠性。

下面从蓄电池在各种运行状态下电压的变化和对直流母线电压的要求出发，来讨论取消端电池的可能性。

如上所述，就是因为单个蓄电池在各种运行状态下电压变化的相对值大于直流母线电压允许变化的相对值，才引起加装端电池，用来调节母线电压。显然，若每个蓄电池的电压变化的相对值在各种状态下都小于或等于直流母线电压允许变化的相对值，那么，由一个固定数目蓄电池串联组成的蓄电池组，就能够在各种可能的运行状态下，保持直流母线电压在允许的变化范围之内，端电池也就不需要了。

单个铅酸蓄电池的电压变化范围，最低为1.75V，最高为2.75V。要缩小这一变化范围，就要设法提高可能出现的最低电压值，降低可能出现的最高电压值。在实际运行中，蓄电池的最低电压可能在下列情况下出现：①核对性放电末期；②事故放电末期；③事故放电末期加冲击放电。

实际运行表明，核对性放电操作复杂，也不利于蓄电池寿命的延长，很少采用。

在事故放电末期蓄电池的电压，取决于蓄电池的额定容量 $Q_c$ 和事故放电电流 $I_d$ ，以及事故放电时间 $t_d$ 。从蓄电池制造厂给出的蓄电池放电特性曲线图10-4中不难看出，事故放电电流的相对值 $I_d/Q_c$ 越小，事故放电末期蓄电池的端电压越高。所以，可以通过加大蓄电池的额定容量 $Q_c$ 来提高事故放电末期的端电压，使其保持在1.9V以上。

从蓄电池的冲击放电特性曲线图10-5和图10-6上也不难看出，加大蓄电池的额定容量也能提高冲击放电时蓄电池的端电压。直流系统的冲击电流主要是由断路器的电磁操作机构引起的。实际上，在现代220~500kV变电所中绝大多数断路器都是采用液压或弹簧操作机构，只要在设备选型时引起注意，完全可以选用不带电磁操作机构的断路器，避免在直流负荷中出现冲击电流。在多数情况下对蓄电池的最低电压起控制作用的是事故放电末

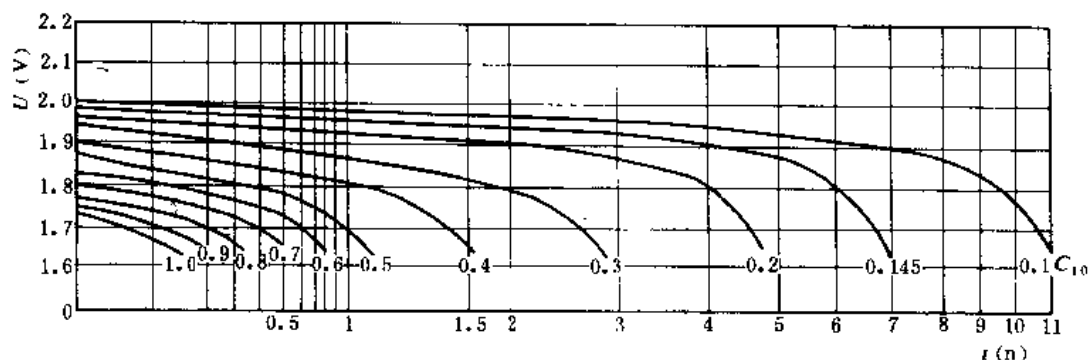


图 10-4 GGF 型蓄电池放电电流、时间与电压  $U = f(t)/I$  (常数) 关系曲线

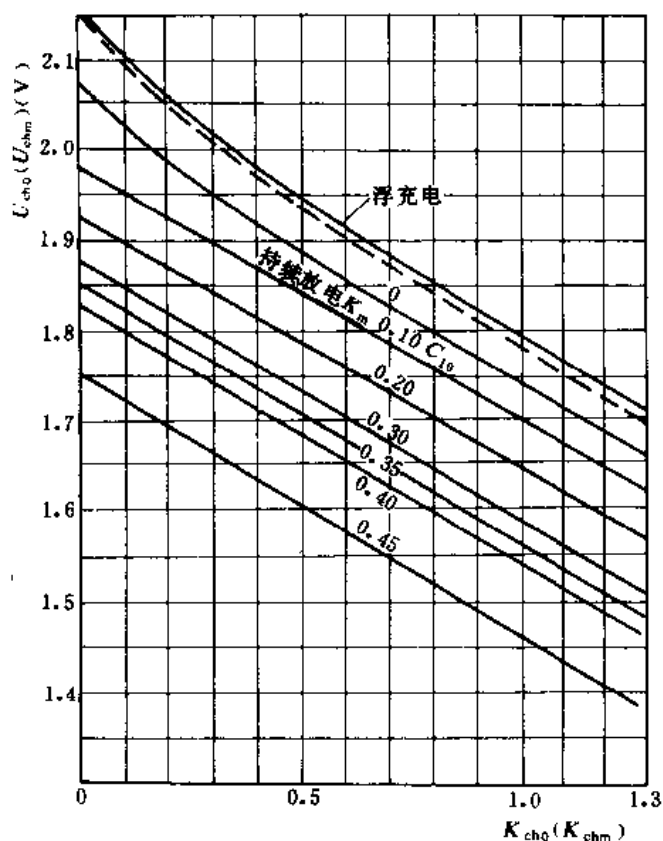


图 10-5 GGF 型铅蓄电池持续放电

1h 冲击放电特性曲线

$U$ —放电电压； $K$ —放电冲击系数；

$C_{10}$ —蓄电池 10h 放电率额定容量

期的端电压。

从以上论述可得出，在可能出现的各种运行状态时，单个蓄电池的最低电压可以保持在 1.9V 以上，在计算时可不取蓄电池可能达到的最低电压 (1.75V) 作为直流母线最低电压的计算条件。

单个蓄电池的最高电压，可能在以下情况下出现：①蓄电池的初充电；②核对性放电后的充电；③均衡充电。

蓄电池在初充电时，变电所还未投入运行，在将全部直流负荷断开的情况下，直流母线电压高于允许值也不会出现危险。

均衡充电电压一般在 2.25~2.35V。这样，在实际运行中单个蓄电池的最高电压可控制在 2.25~2.35V，而不是 2.75V。

综上所述，在选择蓄电池容量时，适当加大计算容量，提高可能出现的最低电压值，使之在允许的范围之内。在运行中利用均衡充电方式使蓄电池过充电，保持极板有效物质的活化。

使均衡充电电压限制在 2.25~2.35V 之内。这就可以做到，在可能出现的各种运行状态下蓄电池组两端的电压变化范围在直流母线允许的电压变化范围之内。蓄电池组的端电压也就不再需要了。

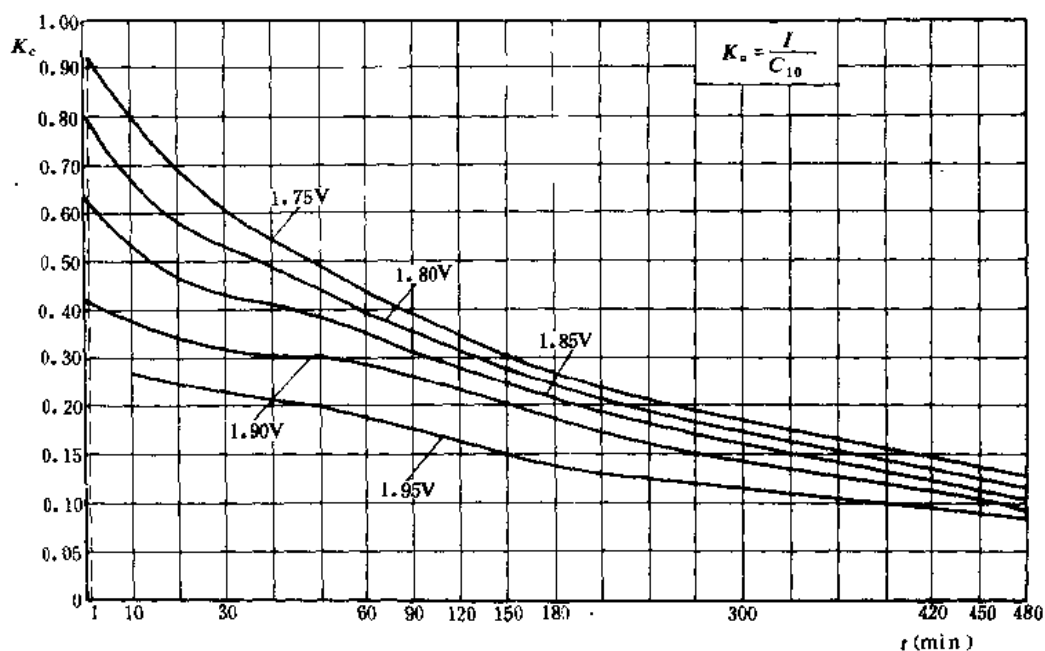


图 10-6 容量换算曲线 (1~180min)

在 500kV 变电所, 设两组蓄电池, 需要时可将其中一组蓄电池从母线上断开, 进行充放电, 这对取消端电池就更为有利。

在没有大的直流冲击负荷的 220kV 变电所, 装设一组蓄电池, 不设端电池也是适宜的。

在有大的直流冲击负荷的 220kV 变电所, 蓄电池容量由冲击负荷决定时, 取消端电池, 蓄电池组的容量会增加很多。在这种情况下, 蓄电池组还应设置端电池。并设专用的合闸母线, 合闸母线从端电池调节器的充电端引出。

## 2. 镉镍蓄电池组的构成

如前所述, 镉镍蓄电池在浮充电状态和放电末期端电压变化大而必须加调压措施。镉镍蓄电池组的构成可分成以下两种。

(1) 带端电池的蓄电池组。这种蓄电池组与带端电池的普通铅酸蓄电池组的构成方式基本相同。整个电池组由基本电池和端电池两部分组成。基本电池的个数由电池的最高充电电压和母线电压决定, 电池的总数由母线电压和计算用的最低放电电压决定。两者之差即为端电池。在端电池中可设置若干个抽头, 用来调节母线电压。端电池可以手动切换, 也可自动切换。

(2) 带调压装置的蓄电池组。蓄电池组不设抽头, 蓄电池的个数由母线电

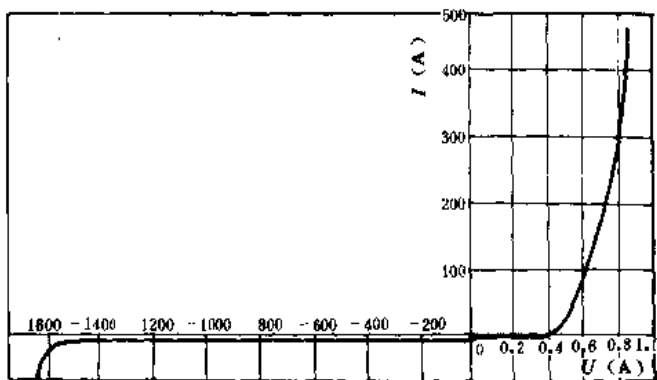


图 10-7 ZCZ-200/800 型硅二极管伏安特性

压和单个蓄电池的最低放电电压决定。蓄电池组经调压装置再接到直流母线上。调压装置通常由硅二极管串联而成。采用硅二极管的原因是其正向管压降具有非线性特性,如图 10-7 所示。当正向电流在较大范围内变化时,其管压降只在 0.6~0.8V 范围内变化。这样,蓄电池组经若干个串联的硅二极管接到直流母线上,当蓄电池组两端电压变化时,改变串入硅二极管的数量,就可以保持直流母线电压在允许的变化范围之内。

硅二极管的额定电流可按下式计算

$$I_{eg} \geq K_k I_{jc.D} \quad (10-1)$$

式中  $I_{eg}$ ——硅二极管的额定电流, A;

$I_{jc.D}$ ——可能通过降压装置的最大持续电流, A;

$K_k$ ——可靠系数,可取 1.5~2。

当有冲击电流通过硅二极管时,还要校验冲击电流是否超过了硅二极管的短时过载能力。如果超过还要加大硅二极管的额定电流。

硅二极管所在回路的工作电压不高,但考虑到在直流系统中可能出现的暂态过电压,击穿硅二极管,其额定电压应高于直流系统的最高工作电压,并要有足够的余度。当直流电压 220V 时,硅二极管的额定电压宜选 400~500V; 110V 时宜选 300~400V。

硅二极管的接入有以下二种方式。

(1) 第一种接入方式如图 10-8 所示。其特点是:

- 1) 动力和事故照明负荷不经硅二极管,所以,硅二极管的额定电流较小;
- 2) 控制、保护和信号负荷经硅二极管;
- 3) 蓄电池的数量可按冲击放电时最低电压选择,而蓄电池的容量可以选得较小。

(2) 第二种接入方式如图 10-9 所示。其主要特点是:

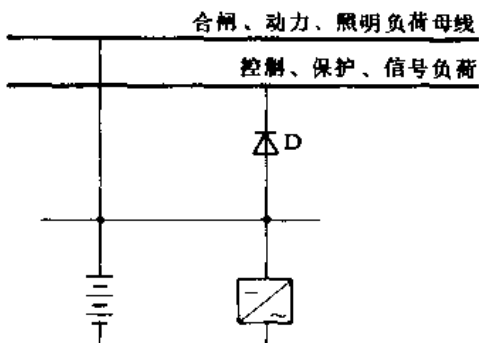


图 10-8 硅二极管的第一种接入方式

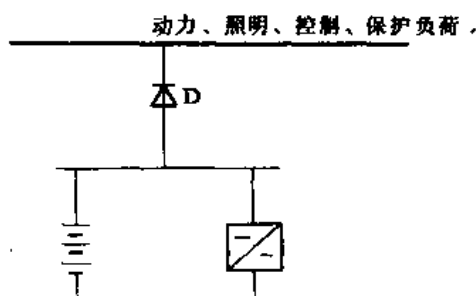


图 10-9 硅二极管的第二种接入方式

- 1) 全部直流负荷电流均流经硅二极管,所需的硅二极管额定电流较大;
- 2) 蓄电池的个数可按冲击负荷时单个电池出现的最低电压计算,蓄电池的容量稍大;
- 3) 动力和照明回路电压较稳定。

硅二极管的接入对蓄电池的个数和容量选择都有影响,特别是在有冲击负荷时,接入硅二极管可使蓄电池的个数增加几个而其容量可减少一级或二级,从而可降低在蓄电池上的投资。所以,降压设备的选用应和蓄电池组的个数和容量的选择统一考虑。

硅二极管的投入控制分为手动控制和自动控制两种。图 10-10 (a) 为手动控制接线，通过转换开关 KK 来控制硅二极管的接入或短接。图 10-10 (b) 为一种硅二极管的自动投入控制接线。硅二极管的投入与退出由接在浮充电整流器交流侧具有高返回系数的电压继电器 YJ 控制，当整流器的交流侧失去电压时 YJ 返回，使接触器  $C_1$  和  $C_2$  励磁，其触点将硅二极管  $D_1$  和  $D_2$  短接。当整流器的交流电源恢复时，YJ 励磁， $D_1$ 、 $D_2$  的投入情况取决于转换开关 ZK 的位置，ZK 在“手动充电”位置时触点①—②断开， $C_1$  不励磁， $D_1$  投入，则两组硅二极管串联；ZK 在“浮充电”位置时触点①—②接通， $C_1$  励磁， $D_1$  被短接，只有  $D_2$  起降压作用。在实际工程中还有其他形式的自动控制接线，在此不再赘述。

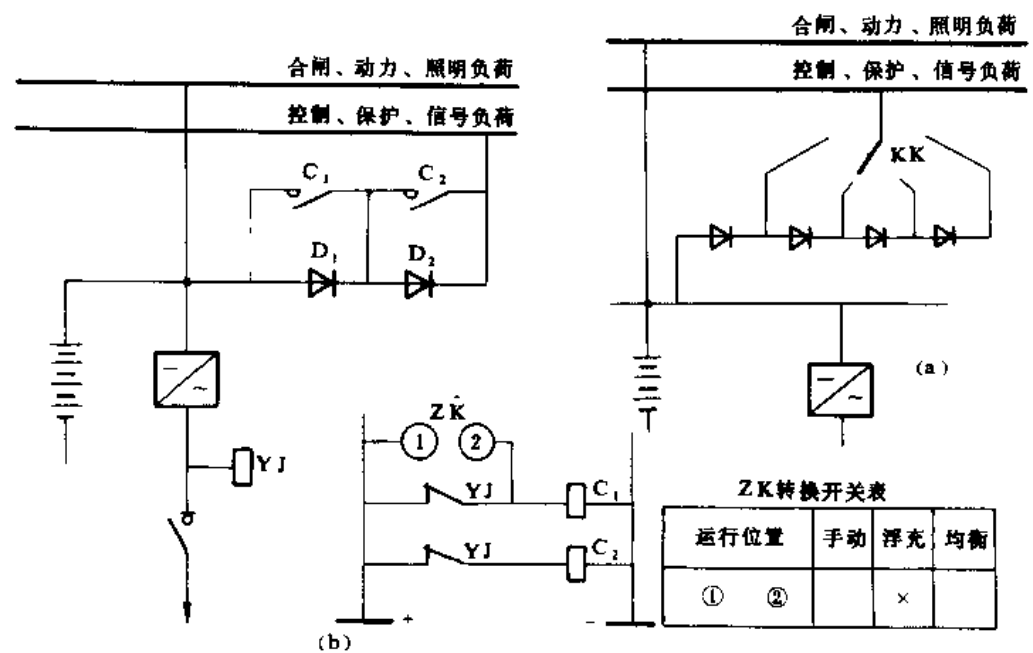


图 10-10 硅二极管投入控制接线  
(a) 手动控制；(b) 自动控制

### 3. 免维护铅酸蓄电池组的构成

如前所述，免维护铅酸蓄电池，在出厂前已充好电，在使用时无需再进行初充电，蓄电池组的最高电压出现在均衡充电时，每个电池的电压为 2.35~2.4V。适当选择蓄电池的个数，可使在均衡充电时母线电压不超过  $1.1U_n$ 。在选择蓄电池容量时，应校验在各种运行状态下母线电压不低于  $0.85U_n$ 。这样，蓄电池组就不需要加端电池和调压装置。

## 四、蓄电池组的选择

### 1. 直流负荷的统计

在变电所装有两组蓄电池的情况下，每组蓄电池的负荷按下述原则统计。

- (1) 对控制、信号、继电保护和自动装置等经常性负荷，每组按全部负荷的 100% 考虑。
- (2) 对事故照明，每组按全所全部负荷的 100% 考虑。当事故照明采用逆变器时，每组蓄电池可按实际所接的逆变器的台数和容量计算。
- (3) 对直流事故油泵等事故负荷，按两组蓄电池平均负担考虑。

(4) 不停电交流电源负荷, 每组蓄电池可按实际所接的逆变装置的容量和台数计算。

(5) 48V 蓄电池组, 每组的容量按全部负荷的 100% 考虑。

在计算蓄电池容量时, 全部事故持续的停电时间按 1h 计算。交流不间断电源的供电时间按 0.5h 计算。

## 2. 蓄电池组容量的计算

蓄电池组的容量应按下列条件计算, 并选取其中较大者。

(1) 满足全所事故停电时的放电容量;

(2) 在有冲击负荷时, 应满足事故放电末期的最大冲击负荷所需的容量;

(3) 按最严重的事故放电方式, 校验蓄电池的容量, 应能满足直流母线电压最低允许值的要求。对于控制负荷, 直流母线电压在直流系统额定电压的 85%~110% 范围内。动力负荷直流母线电压在直流系统额定电压的 87.5%~112.5% 范围内。

当前常用的蓄电池容量选择计算方法有电压控制法和阶梯负荷法两种。

### (1) 电压控制法。

1) 根据变电所的直流负荷特点, 计算出事故停电时所需的蓄电池持续放电容量。

2) 根据事故放电时间以及要求的蓄电池终止放电电压, 将事故放电容量换算成蓄电池的额定容量, 即是铅酸蓄电池 10h 率的放电容量, 镉镍蓄电池 5h 率的放电容量。

3) 选择与计算容量相近并大于计算容量的制造厂标准蓄电池容量作为选择容量。

4) 在蓄电池可能出现的各种运行状态下, 校验直流母线电压是否满足要求。如不能满足要求, 将蓄电池的容量加大一级, 继续校验, 直到母线电压满足为止。

### (2) 阶梯负荷法。

1) 根据事故时各不同时间段内不同的放电电流画出阶梯负荷曲线。

2) 按不同的放电终止电压和不同的放电时间, 确定相应段的容量换算系数。

3) 逐段进行容量计算, 并计及随机负荷取其最大值, 再乘以可靠系数, 作为计算容量。

4) 选择与制造厂标准容量相近略大的容量作为选择容量。

这两种计算方法并无实质的区别, 电压控制法更适合于在事故时放电电流变化较小的情况, 而阶梯负荷法则适用于在事故时, 放电电流波动比较大的场合。大多数 220~500kV 变电所, 直流负荷中没有直流电动机, 也没有电磁合闸机构, 事故时直流负荷波动较小。因此, 推荐 220~500kV 变电所蓄电池容量选择计算采用电压控制法。

## 3. 用电压控制法计算铅酸蓄电池容量

(1) 计算持续事故放电容量  $C_s$ 。根据变电所的直流负荷表和事故时间 (取 1h) 来计算  $C_s$ 。

(2) 按下式计算出蓄电池容量

$$C_c = K_k \frac{C_s}{K_{cb} K_c} (\text{Ah}) \quad (10-2)$$

式中  $C_c$ ——蓄电池的计算容量, Ah (10h 放电率);

$C_s$ ——持续事故放电容量, Ah;

$K_k$ ——可靠系数, 取 1.40;

$K_c$ ——容量换算系数，根据不同的放电终止电压，对应放电时间 1h，由制造厂提供的曲线图 10-6 上查得，或由表 10-4 查出。（免维护铅酸蓄电池）

$K_{CB}$ ——容量比例系数，根据事故放电时间，由表 10-5、10-6 查出（事故放电时间与计算  $C_c$  时相对应）。

表 10-4 免维护铅酸蓄电池容量换算系数  $K_c$  值

| 放电终止电压<br>(V) | 容量系数<br>$K_c$ | 1h 放出容量<br>(Ah) |
|---------------|---------------|-----------------|
| 1.87          | 0.390         | $0.390C_{10}$   |
| 1.90          | 0.350         | $0.350C_{10}$   |
| 1.93          | 0.300         | $0.300C_{10}$   |

表 10-5 GGF 型铅酸蓄电池容量比例系数

| 放电时间 (h)        | 0.5  | 1.0  | 1.5  | 2.0  | 3.0  |
|-----------------|------|------|------|------|------|
| 容量比例系数 $K_{CB}$ | 0.60 | 1.00 | 1.30 | 1.50 | 1.70 |

表 10-6 免维护铅酸蓄电池容量比例系数

| 放电时间 (h)        | 0.5  | 1.0  | 1.5  | 2.0  | 2.5<br>3.0   |
|-----------------|------|------|------|------|--------------|
| 容量比例系数 $K_{CB}$ | 0.65 | 1.00 | 1.20 | 1.35 | 1.50<br>1.60 |

根据  $C_c$  计算值，选择接近该值的蓄电池容量  $C_{10}$ 。

(3) 校验事故放电过程中各阶段电压水平。

1) 校验事故放电初期的电压水平

$$K_{cho} = 1.1 \frac{I_{cho}}{C_{10}} \quad (10-3)$$

式中  $K_{cho}$ ——事故放电初期冲击系数；

$I_{cho}$ ——事故放电初期放电电流，A；

$C_{10}$ ——蓄电池 10h 放电率额定容量，Ah；

1.1——电压水平校验系数。

根据  $K_{cho}$  由图 10-5 (GGF 型蓄电池) 曲线中的曲线 0 查出单个电池电压值  $U_{cho}$ ，则蓄电池组的端电压为

$$U_{01} = nU_{cho} \quad (10-4)$$

$U_{01} > 0.885U_c$ ，则满足最低电压要求。

式中  $U_{01}$ ——事故放电初期蓄电池组出口端子电压，V；

$U_e$ ——直流系统额定电压, V;

$n$ ——蓄电池组的电池个数。

2) 校验整个事故放电过程中, 最严重的放电阶段末期, 承受冲击负荷的电压水平

$$K_m = 1.1 \frac{I_s}{C_{10}} \quad (10-5)$$

$$K_{chm} = 1.1 \frac{I_{ch}}{C_{10}} \quad (10-6)$$

式中  $K_m$ ——事故放电电流的放电率;

$I_s$ ——与公式 (10-2) 中所采用的  $C_e$  相对应事故持续放电电流, A;

$I_{ch}$ ——放电末期冲击电流, A;

$K_{chm}$ ——该事故放电阶段的放电末期冲击系数。

根据  $K_{chm}$  值, 由图 10-5 曲线中, 对应于  $K_m$  值曲线, 查出单个电池端电压值  $U_{chm}$ 。则蓄电池组的端电压为

$$U_{02} = nU_{chm} \quad (10-7)$$

$U_{02} > 0.885U_e$ , 则满足最低电压要求。

式中  $U_{02}$ ——最严重的放电阶段末期冲击放电时蓄电池组出口端子电压, V。

3) 校验某事故放电阶段末期, 蓄电池所能保持的电压水平

$$K_m = 1.1 \frac{I_s}{C_{10}} \quad (10-8)$$

式中  $I_s$ ——某事故放电阶段持续放电电流, A;

$K_m$ ——事故放电电流的放电率。

根据  $K_m$  值, 由图 10-4 中曲线, 对应于某事故放电阶段的放电时间, 查出单个电池端电压值  $U_{im}$ , 则蓄电池组的端电压为

$$U_{03} = nU_{im} \quad (10-9)$$

$U_{03} > 0.885U_e$ , 则满足最低电压要求。

式中  $U_{03}$ ——事故放电阶段末期蓄电池组出口端子电压, V;

$U_{im}$ ——某事故放电末期, 单个蓄电池端电压, V。

(4) 控制专用蓄电池组仅采用公式 (10-2) 计算即可, 动力专用蓄电池组应采用公式 (10-4)、(10-7)、(10-9), 校验蓄电池端电压。

#### 4. 镉镍蓄电池组容量的选择

镉镍蓄电池的种类有低倍率、中倍率、高倍率和超高倍率之分。各种类型电池的特性曲线及电气参数差别较大。在进行容量选择计算时首先必须先确定电池的型号, 然后再根据其电气参数及特性曲线进行容量选择计算。选择计算的程序与铅酸蓄电池相同。

(1) 计算蓄电池的容量

$$C_c = K_k \left( \frac{I_s}{K_c} + \frac{I_{ch}}{K_{ch}} \right) \quad (10-10)$$

式中  $C_c$ ——蓄电池的计算容量, Ah (5h 放电率);

$K_k$ ——可靠系数, 可取 1.2~1.4;

$I_s$ ——持续事故放电电流, A;

$K_c$ ——容量换算系数, 根据不同的放电终止电压对应 1h 持续放电, 由制造厂给出的曲线上查得;

$I_{ch}$ ——冲击放电电流, A;

$K_{ch}$ ——冲击放电容量换算系数, 对应 1h 持续放电后再加冲击放电电流, 保证某一终止电压所对应的容量换算系数, 由制造厂给出。

表 10-7 列出了几种蓄电池的  $K_{ch}$  值。

表 10-7 镉镍蓄电池  $K_{ch}$  值

| 型 号      | GNZ 200 以上 |      | GNZ-200 及以下 |      | GNG/GNC、半烧结/全烧结 |      |      |
|----------|------------|------|-------------|------|-----------------|------|------|
| 终止电压 (V) | 1.08       | 1.06 | 1.08        | 1.06 | 1.17            | 1.08 | 1.06 |
| $K_{ch}$ | 1.1        | 1.2  | 1.3         | 1.4  | 3/3.4           | 8/9  | 9/10 |

根据计算值  $C_c$ , 选出接近该值的标准蓄电池容量  $C_5$ 。

(2) 校验最严重放电情况下直流母线电压是否满足要求。对于 220~500kV 变电所, 一般按 1h 持续放电再加冲击电流来校验。校验时先将持续放电电流  $I_s$  和冲击放电电流  $I_{ch}$  换算成相对值,  $I_{s*} = K_k \frac{I_s}{C_5}$ ;  $I_{ch*} = K_k \frac{I_{ch}}{C_5}$ 。根据  $I_{s*}$  和  $I_{ch*}$  在制造厂给出的本型号蓄电池冲击放电曲线上查出单个电池的电压  $U_{ch}$ , 则蓄电池组两端电压  $U_0$  为

$$U_0 = n \cdot U_{ch} > 0.885U_c$$

图 10-11 和图 10-12 给出了 GNZ 系列蓄电池的冲击放电特性曲线和容量换算系数曲

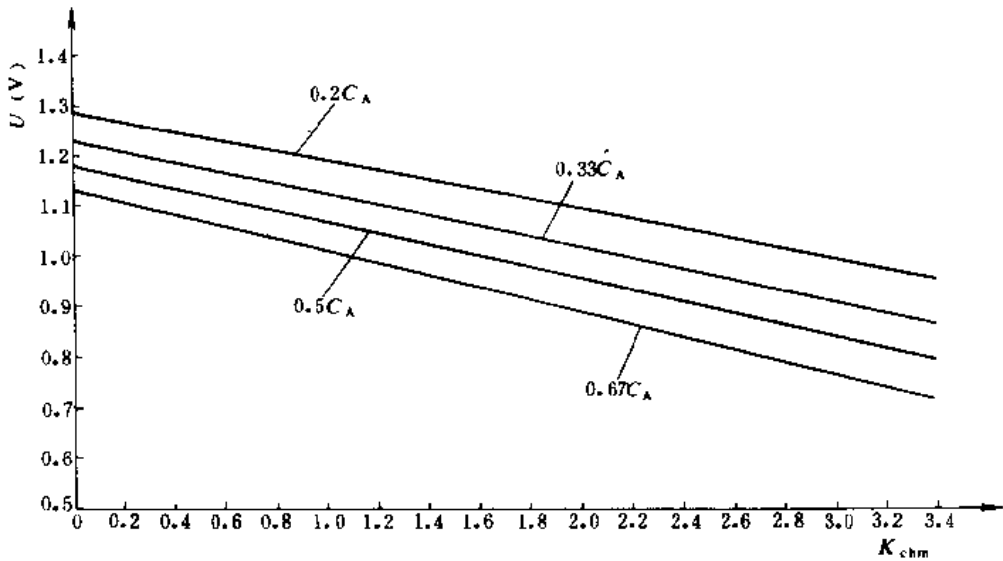


图 10-11 GNZ-100 型电池 1h 持续放电后冲击放电特性曲线 (环境温度 25℃)

$C_A$ —蓄电池的额定容量

线。

### 5. 蓄电池个数的计算

蓄电池个数的计算按有端电池和无端电池两种情况。

(1) 有端电池时，蓄电池的个数按下式计算

$$n = \frac{1.05U_e}{U_{fm}} \quad (10-11)$$

基本电池数为

$$n_0 = \frac{1.05U_e}{U_{cm}} \quad (10-12)$$

端电池数为

$$n_d = n - n_0 \quad (10-13)$$

上三式中  $U_e$ ——直流母线额定电压，V；

$U_{fm}$ ——事故放电末期每个蓄电池电压，变电所普通铅酸蓄电池取 1.95V；镉镍蓄电池取 1.07~1.1V；

$U_{cm}$ ——充电末期每个蓄电池电压，铅酸蓄电池取 2.7V；镉镍蓄电池取 1.7V；

$n$ ——蓄电池组蓄电池的总数；

$n_0$ ——蓄电池组基本电池个数；

$n_d$ ——端电池个数。

(2) 无端电池时，蓄电池个数按满足以下三种情况来计算：

1) 浮充电方式运行时按下式计算

$$n = \frac{1.05U_e}{U_f} \quad (10-14)$$

2) 保持事故放电末期直流母线电压水平，按下式计算

控制用蓄电池个数  $n_1$  (个)

$$n_1 = \frac{0.86U_e}{U_{fm}} \quad (10-15)$$

动力用蓄电池个数  $n_2$  (个)

$$n_2 = \frac{0.885U_e}{U_{fm}} \quad (10-16)$$

3) 均衡充电，直流母线最高电压不超过允许值，蓄电池个数  $n$  (个)

$$n = \frac{U_{m \cdot \max}}{U_B} \quad (10-17)$$

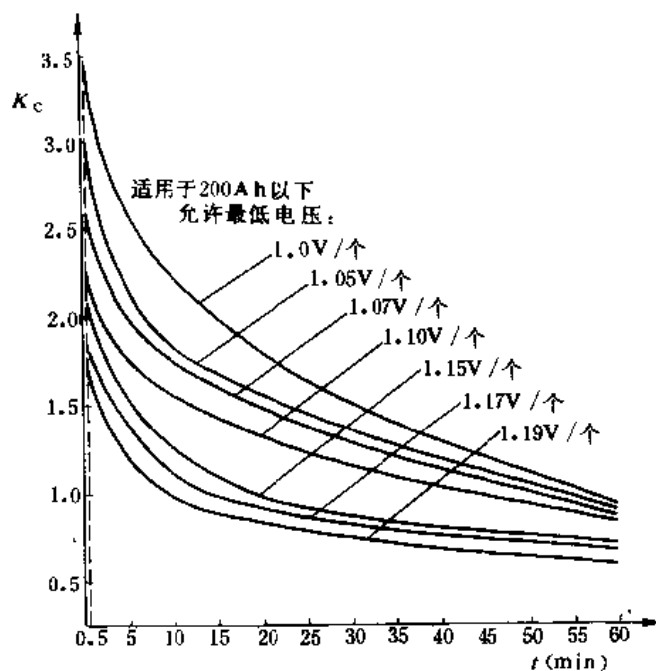


图 10-12 GNZ 系列电池容量换算系数标准特性曲线 (环境温度 25℃)

上四式中  $U_c$ ——直流母线额定电压, V;

$U_f$ ——每个蓄电池的浮充电电压, V;

$U_m$ ——事故放电末期每个蓄电池的端电压, V;

$U_B$ ——每个蓄电池的均衡充电电压, V;

$U_{m \cdot \max}$ ——直流母线最高允许电压, V。

## 第五节 充电和浮充电设备的选择

蓄电池组的充电和浮充电设备应选用硅整流装置。和其他充电装置相比, 硅整流装置具有运行可靠, 调节方便, 效率高, 噪声小等优点。

适用于充电和浮充电的硅整流装置大致可分为两类。其一是由普通硅二极管作整流元件, 用磁饱和稳压器来调压。直流输出电压、电流连续可调, 可带有稳压、稳流功能。其二是由晶闸管作为整流元件, 用晶闸管来调压, 除了能连续调节输出电流、电压、稳压、稳流之外, 还有逆变功能, 可作蓄电池放电用。

### 一、对充电和浮充电装置的一般要求

(1) 整流装置的输出电压、电流的调节范围应满足蓄电池组在充电、浮充电、均衡充电等运行状态下的要求。

(2) 整流器应具有定电流恒电压性能, 能以自动浮充电、自动均衡充电、手动充电三种运行方式。

(3) 纹波系数: 纹波系数是充电和浮充电装置的一个主要参数。尤其对浮充电装置更为重要, 纹波系数大, 意味着直流系统中的交流分量大, 容易引起静态保护的不正确动作。也容易造成蓄电池的脉动充放电, 影响蓄电池的寿命。特别是对镉镍蓄电池影响更大。按继电保护规程要求, 在充电、浮充电装置不与蓄电池并联时, 纹波系数应不大于 5%, 直流系统设计技术规程要求不大于 2%。

(4) 对稳压精度的要求: 要求充电、浮充电装置有较高的稳压精度, 才能保证蓄电池的正常运行。提出稳压精度要求, 一方面是由于交流电源有可能出现  $\pm 10\%$  的电压变化。另一方面是蓄电池本身对充电、浮充电电压的变化范围有要求。例如, 要求普通铅酸蓄电池的浮充电电压在 2.15~2.17V, 中倍率镉镍蓄电池浮充电电压为 1.42~1.45V, 免维护铅酸蓄电池、浮充电电压为 2.25~2.28V。当浮充电电压不稳, 过高或过低都容易引起普通铅酸蓄电池的极板硫化, 降低寿命。免维护铅酸蓄电池, 对充电和浮充电装置的稳压精度要求更为严格, 其均衡充电电压为 2.35~2.4V。当电压超过 2.4V 时, 将产生过充电, 电解液损失加大, 使蓄电池寿命降低。对充电整流器的稳压精度要求太高会增加其造价。直流系统设计技术规定要求, 浮充电时稳压精度应不大于  $\pm 2\%$ , 充电时应不大于  $\pm 5\%$ 。一般认为免维护铅酸蓄电池的充电和浮充电装置在各种情况下稳压精度不应大于  $\pm 1\%$ 。

(5) 整流器内应有限流功能, 使其外特性曲线的斜率较大, 在与蓄电池组并联, 负荷中出现冲击电流时, 大部分电流应由蓄电池组承担, 以防止整流器出现过电流而跳闸。此外, 充电、浮充电整流器还应设短路保护、过电压保护和故障信号。

(6) 整流器的交流输入宜为三相制，额定电压为  $380\text{V} \pm 10\%$ ，额定频率为  $50\text{Hz}$ 。

## 二、充电和浮充电装置的配置方式

当变电所只有一组蓄电池时，充电、浮充电装置的配置一般有两种方式。

(1) 充电、浮充电分别用两种型式的整流器。充电整流器的参数，按充电的要求来选择，其容量一般要大于浮充电整流器。浮充电整流器按浮充电要求来选择，考虑到能作为充电整流器的备用，其电压调整范围与充电整流器相同。这种配置方式的优点是：能较容易满足蓄电池的充电和浮充电的要求。特别是当变电所的投运初期直流负荷较小时，浮充电整流器的输出电流较小，容易满足稳定运行的要求。初投资和运行费也较低。其缺点是：两种整流器互为备用的功能差，备品备件的互换性差，对运行维护不便。

(2) 充电、浮充电选用两套相同型式和容量的整流器。每套都可作充电和浮充电用。这种配置方式的优点是：两套整流器可互为备用，备品备件通用性强，维护方便。其缺点是：浮充电整流器的容量大，投资较高，在变电所投运初期直流负荷小时，整流器输出小，运行稳定性难以保证。一般在变电所的直流负荷投运初期就较大、计算的浮充电和充电整流器的容量相差较小时，才采用这种配置方式。

当变电所有两组蓄电池时，充电和浮充电装置也有两种配置方式。

(1) 每组蓄电池配一台兼作充电和浮充电的整流器，整流器的容量按充电时所需的最大容量选择。另外再加一台同样容量的备用整流器，任一台整流器故障不会影响充电和浮充电。这种配置方式的缺点是：整流器的容量大，平时浮充电运行时的输出电流小，稳定性不好。在采用晶闸管整流器时，小电流输出情况下要求的纹波系数也难以保证。

(2) 每组蓄电池配一台容量较小的整流器作为浮充电用。两组蓄电池共用一台容量较大的整流器作为充电用。浮充电用的整流器可以不带逆变功能。这种配置方式，正常运行时浮充电整流器的负荷适中，调节特性好，输出电流的纹波系数也容易达到，充电和浮充电装置的初投资和运行费用都较低。对于  $500\text{kV}$  变电所多数情况下按这种方式配置是合理的。

## 三、充电设备的选择

充电整流器的性能除了满足蓄电池组的初充电，事故放电后的充电，核对性放电之后的充电外，还应满足浮充电及均衡充电的要求，以及作为浮充电整流器的备用。

蓄电池的初充电和核对性放电后的充电，都是按制造厂提供的充电曲线进行的。常用的充电方式有两种。

(1) 一阶段的定电流充电方式，即从开始直到充电结束，以一个固定电流进行充电，充电末期每个电池的电压，普通铅酸蓄电池为  $2.7 \sim 2.75\text{V}$ ，高倍率镉镍蓄电池为  $1.6 \sim 1.75\text{V}$ 。

(2) 两阶段的定电流恒电压充电方式，即开始阶段蓄电池以固定电流充电到端电压为  $2.25 \sim 2.3\text{V}$ 。第二阶段恒定电压充电，充电电流逐渐减小，达到最低值时保持  $2\text{h}$ ，即为充电结束。采用这种充电方式要求充电装置具有自动稳压和自动稳流的功能。

实践证明，第二种充电方式较好，主要优点是充电效率高，充电末期蓄电池组端电压较低，可不与直流母线断开。无端电池的蓄电池组宜采用两阶段定电流恒电压的充电方式。

充电整流器的额定电流应按满足以下两种情况的要求计算：

(1) 满足事故放电后的补充充电要求, 额定电流按下式计算

$$I_c = \frac{1.1Q_{ag}}{T} + I_x \quad (10-18)$$

(2) 满足核对性放电后的充电要求, 额定电流按下式计算

$$I_c = (0.1 \sim 0.125)Q_{10} \quad (10-19)$$

式中  $I_c$ ——充电设备的额定电流, A;

$Q_{ag}$ ——蓄电池的事故放电容量, Ah;

$T$ ——蓄电池组的最长充电时间, 可取 8~12h;

$I_x$ ——直流系统的经常负荷电流, A;

$Q_{10}$ ——蓄电池的 10h 放电容量, Ah。

取上述计算结果较大者作为整流器的计算额定电流。

充电整流器的电压调节范围, 应满足蓄电池在充电时所需的最高和最低电压的要求。

例如, 在无端电池的情况下, 对 220V 普通铅酸蓄电池组, 充电设备的电压调节范围为 200~330V; 110V 时为 100~160V; 48V 时为 40~75V。

#### 四、浮充电设备的选择

浮充电整流器的输出直流应能承担直流母线的最大负荷电流和蓄电池的自放电电流。浮充电整流器的输出电压调节范围, 一般和充电设备的输出电压调节范围取得一致, 以便作为充电整流器的备用。

蓄电池组的浮充电运行, 实际上是在给定值下的恒电压充电。浮充电电流的大小和浮充电电压及蓄电池的特性有关。例如, GGF 型蓄电池的浮充电电压一般取 2.15V。此时浮充电电流  $I_f$  可按如下经验公式计算

$$I_f = 0.0042Q_c \quad (10-20)$$

制造厂建议, 免维护铅酸蓄电池浮充电电流 2mA/Ah; 镉镍中倍率蓄电池的浮充电电压为 1.42~1.45V/只, 浮充电电流为 0.5~3mA/Ah; 镉镍烧结式蓄电池浮充电电压为 1.35~1.40V/只, 浮充电电流为 1~2mA/Ah。

浮充电整流器的最大输出电流  $I_{te}$  为

$$I_{te} = I_f + I_x \quad (10-21)$$

某些型式整流器在小电流时输出不稳定, 调节特性不好。在变电所初期规模较小时, 直流负荷也较小, 经常出现浮充电整流器输出不稳定现象。所以, 在选择浮充电整流器时, 还要校验变电所初期的最小直流负荷电流是否在浮充电整流器的稳定工作范围之内。如直流负荷电流小于整流器的最小稳定电流, 应采取相应措施, 如在直流母线上接入临时负载电阻或向整流器制造厂提出特殊要求。

### 第六节 直流系统的绝缘监察和电压监察

#### 一、提高直流系统绝缘水平的对策

直流系统的绝缘水平, 直接影响到直流系统乃至变电所的安全运行。当变电所的直流

系统绝缘降低造成接地或极间短路时，将导致严重的结果。例如，当直流系统的正极接地，在没有消除接地点之前，保护出口中间继电器线圈的正端又发生接地，就会使保护出口动作，使断路器误跳闸。

为防止直流系统绝缘水平下降，危及安全运行，通常可采取以下对策。

(1) 对与直流系统直接连接的二次设备绝缘水平要有严格的要求。接于 220V 直流的设备绝缘水平不得低于 500V；试验耐压 2000V，1min。绝缘标准不合格的设备，不允许与直流系统连接。

(2) 在有条件的情况下，将保护、断路器控制用直流和其他设备用直流分开。尽可能减小保护、断路器控制用直流的延伸范围。可采用直流也可采用交流控制的设备，尽可能采用交流。例如，户外电磁锁、隔离开关等尽可能采用交流控制。

(3) 户外端子箱、各种操作机构箱，要采用具有防水、防潮、防尘、密封的结构。防止箱内直流回路设备因受潮、积尘、受腐蚀等引起绝缘电阻下降。在严重污秽或空气中含有腐蚀性气体的地区，户外端子箱和机构箱内的端子应采用瓷绝缘端子。

(4) 户外电缆沟及电缆隧道要有良好的排水设施，防止电缆沟道内积水。电缆沟内积水，电缆浸泡在水中，不仅容易引起电缆绝缘的下降，同时也很难保持与之相连的端子箱内的干燥。

(5) 主控制室内的控制、保护屏宜采用前后带门的封闭式结构。例如，PK-10 型屏。防止灰尘进入。对控制、保护屏内的端子排、接线点，要结合停电检修及时清扫，保持绝缘部件的表面清洁。

(6) 在南方湿热天气较多的地区，直流系统的额定电压宜采用 110V。

(7) 对直流系统的绝缘水平要进行经常性的监视，要提高监视装置的准确性和精确度，对直流系统的绝缘下降应及时发现和处理，缩短查找直流接地故障的时间。

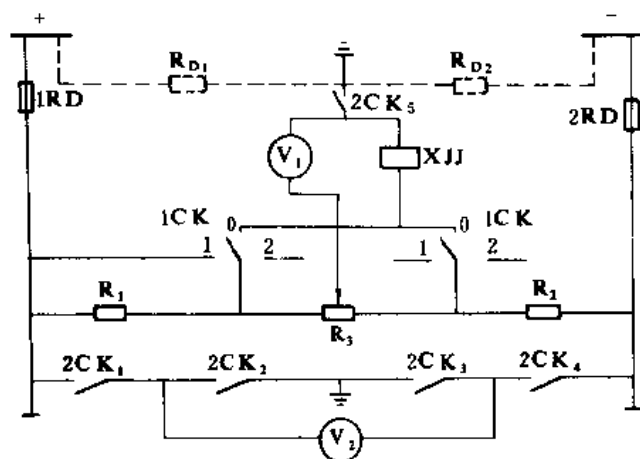


图 10-13 电磁型直流系统绝缘监察装置接线图

$R_{D1}$ 、 $R_{D2}$ —直流系统正极和负极对地的绝缘电阻； $R_1$ 、 $R_2$ —电阻器，50W、1000 $\Omega$ ； $R_3$ —可调电位器，50W、1000 $\Omega$ ； $V_1$ —附欧姆刻度的直流电压表，内阻 100k $\Omega$ ； $V_2$ —直流电压表，内阻 100k $\Omega$ ，0~250V；XJJ—电流继电器，动作电流不超过 3mA；1CK、2CK 切换开关；1RD、2RD—保护用熔断器

## 二、直流系统的绝缘监察

直流系统的极间绝缘下降造成极间短路时，由各级熔断器保护，在各级熔断器断开时，都有信号反应。直流系统的绝缘监察主要是对地绝缘监视。

### 1. 电磁式绝缘监察装置

利用电桥原理构成的电磁型直流系统绝缘监察装置的接线如图 10-13 所示。这种装置具有发出绝缘电阻下降的信号和测量绝缘电阻值两种功能。

电路的工作原理：正常情况下切换开关 1CK 在 0 位置， $R_3$  被短路，由  $R_{D1}$ 、 $R_{D2}$ 、 $R_1$ 、 $R_2$  构成的电

桥处于平衡状态。电压表  $V_1$  指示为 0。电流继电器 XJJ 不动作。当正极或负极的绝缘下降或接地时，电桥失去平衡，电流继电器 XJJ 动作，发出直流系统绝缘下降信号。

通过切换开关 2CK 和电压表  $V_2$  判定出是正极还是负极绝缘下降。若正极绝缘下降，将切换开关 1CK 切到 1 位置，并调节电位器  $R_3$ ，使电压表  $V_1$  指示为 0。再将切换开关 1CK 切到 2 位置，此时便可以从电压表  $V_1$  上读出绝缘电阻的数值。

电磁型直流系统绝缘监察装置，接线简单，价格便宜，应用较广泛。其缺点是：①当正负极绝缘电阻同时降低时，不能发出信号；②只能宏观的发现直流系统绝缘降低或接地，而不能确定具体的接地点，对查找直流系统接地，没有指导作用。

## 2. 电子型直流系统绝缘监察装置

电子型直流系统绝缘监察装置的原理接线如图 10-14 所示。装置内有低频信号发生器，产生一低频正弦信号加在直流母线与地之间。在直流屏的各馈线回路上安装互感器。正常情况下低频信号回路没有沟通，互感器没有输出。当某一直流馈线回路对地绝缘电阻下降或接地时，低频信号回路沟通。该回路的互感器一次侧将有一低频信号电流流过，在其二次侧便有低频信号输出。该信号经放大、滤波、相位比较等处理后，可使信号装置动作，发出报警。同时经数码显示可指出绝缘降低或接地的直流馈线的名称或编号。这种装置还具有自动或手动测量直流母线电压、直流正负母线对地电压，监察直流母线电压过高、过低等功能。

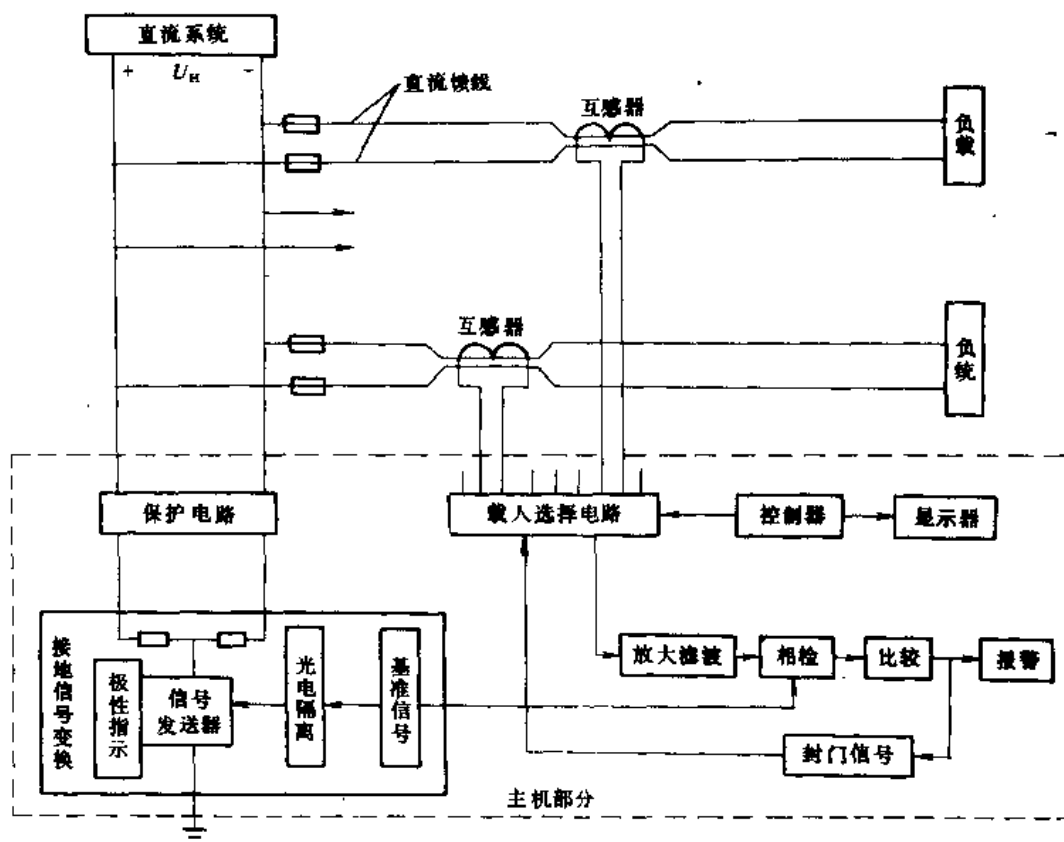


图 10-14 电子型直流系统绝缘监察装置原理图

显然,电子型直流系统绝缘监察装置的功能比较完善,其最主要优点是:能指明发生绝缘下降或接地故障的回路,能大大缩短查找直流系统接地故障的时间。其缺点是:接线较复杂,增加了直流屏设备布置和接线的复杂性。采用这种直流系统绝缘监察装置后,应注意测定直流系统的纹波系数,其值不应超过2%。

### 三、直流系统的电压监察

直流母线电压应保持在85%~110%范围之内。电压过高,将使信号装置的灯泡寿命降低,经常励磁的继电器线圈过热。电压过低,信号灯亮度不够,继电器和断路器的机构动作不正常。故对变电所的直流系统母线电压应经常监察,除了设指示性电压表外,还应装设电压过低、过高的信号装置。

常用的监察方式是在直流母线上接电磁式过电压和欠电压继电器,当电压过高或过低时,发出预告信号。电磁式电压继电器的返回系数太低(0.8~0.85),往往不能准确的反应母线电压变化。应采用返回系数高的电子型过电压和低电压继电器。

## 第七节 变电所的不间断电源系统

### 一、变电所设不间断电源系统的必要性

交流不间断电源系统的英文缩写为UPS(Uninterrupted power supply),以下简称为UPS系统。

在现代变电所二次系统中越来越多的采用由静态电路构成的设备。如变电所的计算机监控装置、远动装置、微机保护、各种变送器、脉冲式电度表等等。这些设备对交流工作电源的质量和供电连续性要求都很高。例如,标准的计算机要求电源在下列范围内变化:电压在 $\pm 2\%$ ,频率在 $\pm 1\%$ ,波形失真不大于5%,断电时间不大于5ms。目前变电所的所用电源系统提供的380/220V交流电源,不能满足这一要求。因此,在现代大中型变电所中应设有不间断电源系统(UPS),供计算机及其他静态电路构成的设备之用。由UPS提供交流电源,还能使这些装置与变电所的所用电源系统隔离,防止所用电源系统的暂态干扰,侵入到电子回路。

### 二、对UPS系统的基本要求

(1) 保证在变电所正常运行和事故停电状态下为电子计算机、自动化仪表、继电保护等设备,提供不间断的交流电源。

(2) 在变电所全所停电的情况下,UPS满负荷、连续供电的时间不得少于半小时。

(3) UPS的负荷侧与其交流电源间应设有抗干扰的隔离措施,防止所用电源系统的暂态干扰进入负荷侧。

(4) 在输入到UPS的变电所交流电压为 $380V \pm 10\%$ 、频率为 $50Hz \pm 2Hz$ 的条件下,输出的各项技术指标应满足以下要求。

1) 电压稳定度:输出电压为单相、双线、220V,稳定度要求,稳态时不大于 $\pm 2\%$ ;暂态过程中不大于10%。

2) 频率稳定度:输出额定频率为50Hz,稳定度要求,稳态时不大于 $\pm 1\%$ ;暂态过程

中不大于 2%。

3) 波形失真度: 输出电压为正弦波, 总的波形失真度不大于 5%。

4) 过载能力: 逆变器过载能力, 125%, 10min; 150%, 10s; 静态开关过载能力, 1000%, 40ms。

5) 备用电源切换时间不大于 5ms。

(5) UPS 装置内应配备有效的过电流保护、过电压保护、指示仪表、就地信号和远方信号的空触点。

(6) UPS 装置屏应密封、防尘、防潮、通风, 适应在 0~40℃ 室温下连续满负荷运行。

(7) UPS 装置应有良好的电磁屏蔽措施, 防止外界电磁场对电子元件的干扰。整个装置的噪声不大于 60dB。

### 三、变电所 UPS 的配置方式

变电所的 UPS 配置方式有分散和集中两种: ①分散配置, 就是根据需要, 变电所的计算机监控装置、远动装置、自动化仪表、继电保护等分别设置小容量的 UPS, 各种装置的 UPS 之间没有联系; ②集中配置, 就是全所设一套公用的 UPS, 为所有设备提供不间断的交流电源。这两种配置方式, 在实际工程中都有应用。

分散配置的优点是: ①接线简单, 有时随主设备配套供货, 不需要设计上选型; ②UPS 装置故障影响面小。

分散配置的缺点是: ①UPS 供电的可靠性不高; ②小容量 (2kW 以下) 的 UPS 往往内部自备蓄电池, 事故时一般只能保证 15min 全负荷供电, 不能满足事故供电 0.5h 的要求; ③互为备用性差。

集中配置 UPS 其容量较大, 直流电源可由变电所的直流系统供电。UPS 系统可采用可靠性高的接线方式。对 UPS 系统的各项技术要求容易满足, 整体的可靠性较高。但集中配置的 UPS 系统接线复杂。投资大。

采用哪种配置方式要视工程的具体情况而定。一般情况下, 对 220kV 变电所 UPS 负荷较小应采用分散式配置方式, 而对 500kV 变电所 UPS 负荷较大, 宜设置全所集中公用的大容量 UPS 系统, 并按双重化原则配置。

### 四、集中式 UPS 系统的接线

UPS 是一种高科技产品, 接线方案发展很快, 常用的接线可分为三种。

#### 1. 单一交直流输入方式

单一交直流输入方式, UPS 接线如图 10-15 所示。这种接线的特点是: UPS 的直流电源取自变电所的直流母线。正常情况下直流母线则由浮充电器供电, 蓄电池处于浮充电状态运行。经常性直流负荷和 UPS 负荷全由浮充电器负担。当浮充电器故障或交流停电时, 由蓄电池组承担全部负荷。旁路交流取自与浮充电器交流电源不同的所用电母线段。这种方式的缺点是: 浮充电器的容量大, 当直流系统短路故障时, 将影响逆变器的正常运行。此时 UPS 负荷由静态开关切换到旁路回路。

#### 2. 二路交流, 一路直流的输入方式

二路交流一路直流输入方式, UPS 接线如图 10-16 所示。这种接线的特点是, 对 UPS

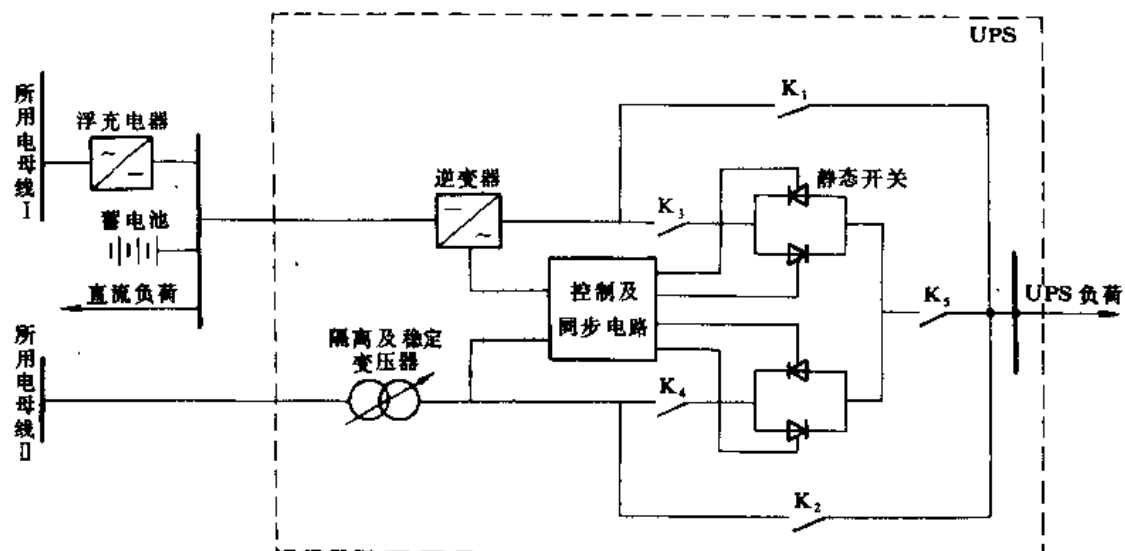


图 10-15 单一交直流输入方式，UPS 接线图

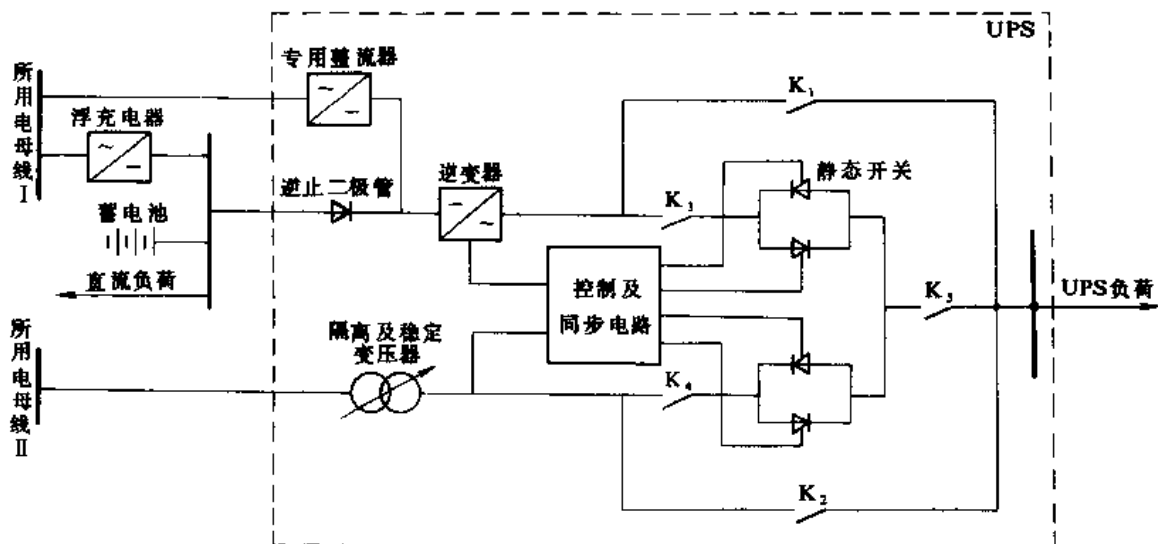


图 10-16 二路交流一路直流输入方式，UPS 接线图

有两路交流电源输入，这两路交流电源分别来自不同的所用母线段。一路直流输入来自变电所的 220V 直流母线。在 UPS 内部设专用的整流器给逆变器供电。正常运行情况下，UPS 的全部负荷经逆变器、专用整流器，由变电所的所用电供电。专用整流器的输出直流电压略高于变电所直流母线电压，起逆止作用的二极管不导通。变电所直流系统故障不影响 UPS 的正常运行。当专用整流器的电源故障断电时，逆变器通过逆止二极管由蓄电池组供电。逆变器故障时，UPS 负荷才由静态开关切换到旁路回路。显然这种方式的可靠性高于第一种方式。

### 3. 二路交流输入，UPS 自备蓄电池方式

二路交流输入，UPS 自备蓄电池的接线如图 10-17 所示。这种接线的特点是，UPS 内部设有专用整流器和蓄电池，UPS 与变电所的直流系统无任何联系。两路交流电源分别来

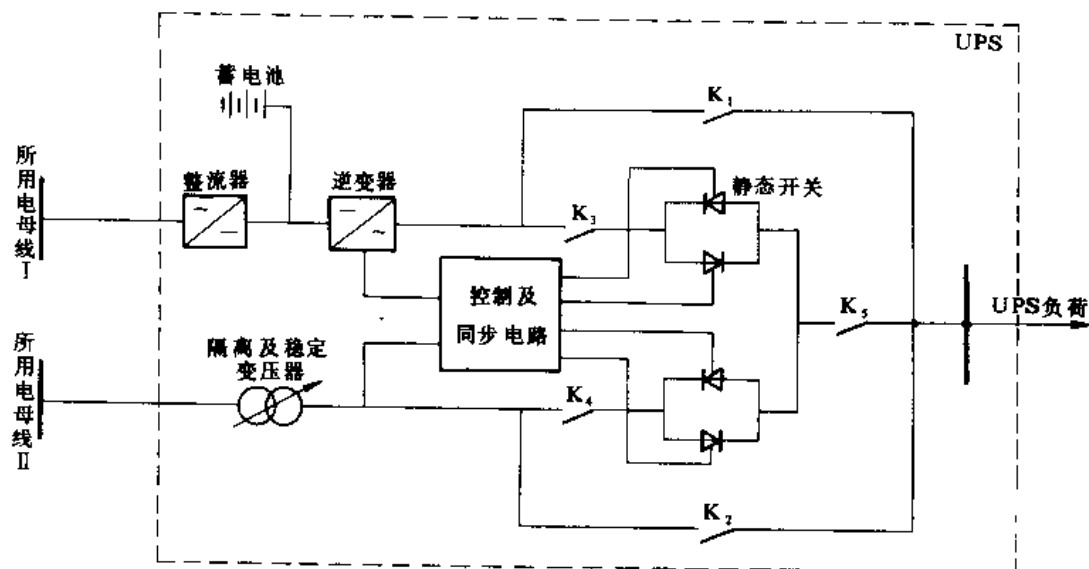


图 10-17 二路交流输入，UPS 的自备蓄电池接线图

自不同的所用电母线段。正常运行时，UPS 负荷经专用整流器、逆变器由变电所的所用母线供电，内部蓄电池处于浮充电状态。当整流器的交流电源消失时，自动改由内部蓄电池供电，经逆变器供 UPS 负荷。当逆变器或蓄电池故障时，才由静态开关将 UPS 负荷切换至旁路回路。这种接线方式的缺点是：当全所交流停电时，需要 UPS 能满负荷连续供电半小时。要求 UPS 内部的蓄电池容量大，UPS 的造价也高。

目前 UPS 内部自备的蓄电池一种是镉镍碱性蓄电池，另一种是免维护铅酸蓄电池。当蓄电池的容量加大时，镉镍蓄电池的价格增加太大。例如，满足半小时放电要求，10kW 容量的 UPS 的自备镉镍蓄电池要 10 万元。免维护铅酸蓄电池价格低于镉镍蓄电池，其寿命制造厂称为 10~15 年，但实际寿命多长尚未得到运行上的证实。因此，在变电所设集中式 UPS 系统的情况下，不推荐采用 UPS 内设蓄电池的接线方案。

综上所述，变电所的 UPS 系统，推荐采用第二种接线方式。

### 五、UPS 的构成及工作原理

UPS 是由整流器、逆变器、旁路隔离变压器、逆止二极管、静态开关、手动切换开关、同步控制电路、信号及保护回路、直流输入电路、交流输入电路等部分构成（见图 10-16），主要电路工作原理分述如下。

(1) 整流器。它的作用是，将所用电系统的交流整流后与蓄电池系统的直流并联，为逆变器提供电源。正常运行时，UPS 的负荷通过逆变器和整流器由所用电系统供电，整流器将承担全部 UPS 负荷。此外，整流器还有稳压和隔离作用，能防止所用电系统的电磁干扰侵入到 UPS 的负荷回路。整流器由整流变压器、整流电路、滤波电路、控制电路、保护设备、控制开关等部分组成。整流器原理接线如图 10-18 所示。

整流变压器采用 y, d 接线，容量根据 UPS 的输出容量选择。整流电路采用多相可控整流，一般容量大于 50kVA 的整流器采用 12 相或 24 相整流；小于 50kVA 的整流器采用 6 相或 3 相整流。整流的相数越多，谐波含量越低，滤波回路简单，但控制回路复杂。通过

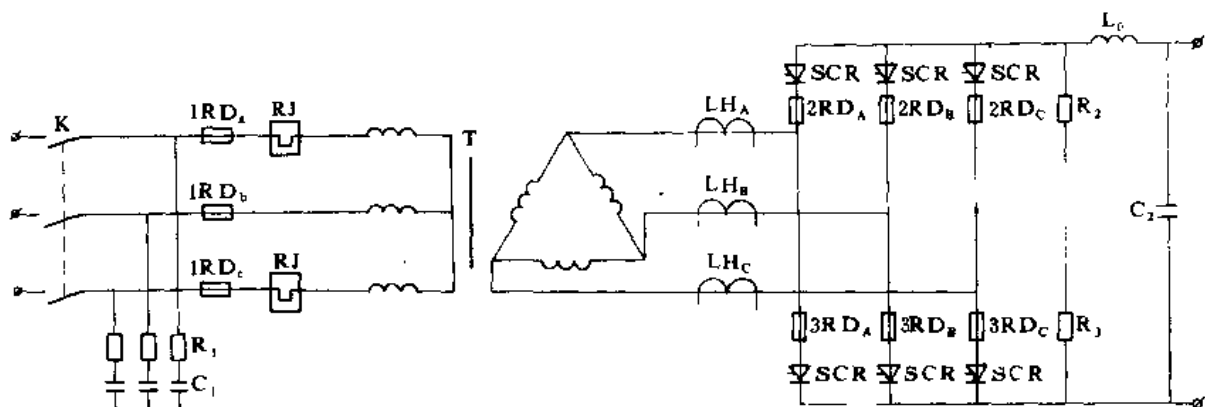


图 10-18 整流器原理接线图

T—整流变压器； $R_1$ 、 $C_1$ —脉冲电压吸收装置； $1RD_{A,B,C}$ —熔断器；RJ—热继电器； $2RD_{A,B,C}$ 、 $3RD_{A,B,C}$ —快速熔断器； $LH_{A,B,C}$ —电流互感器；SCR—可控硅； $L_6$ —滤波电感； $C_2$ —滤波电容； $R_2$ 、 $R_3$ —电阻；K—三极控制开关

对晶闸管导通角的控制，实现对输出电压控制和稳定电流。整流器中的滤波回路配备要完善有效，既要防止在直流侧产生过大的谐波分量，又要防止谐波分量流入所用电系统，对其他交流负荷产生干扰。

(2) 逆变器。它的作用是将整流器输出的直流或来自蓄电池的直流变换成正弦交流。它是 UPS 装置中的核心部件。逆变技术发展很快，电路的设计方案也很多。用不同的功率器件，不同的波形技术，不同的控制电路

可构成各种各样的逆变电路。无论何种逆变电路，大致可由两部分组成，即交变阶梯波形成回路和滤波整形电路。下面简要介绍一种逆变电路，即二开关桥多脉宽阶梯调制逆变电路，其原理接线如图 10-19 所示。

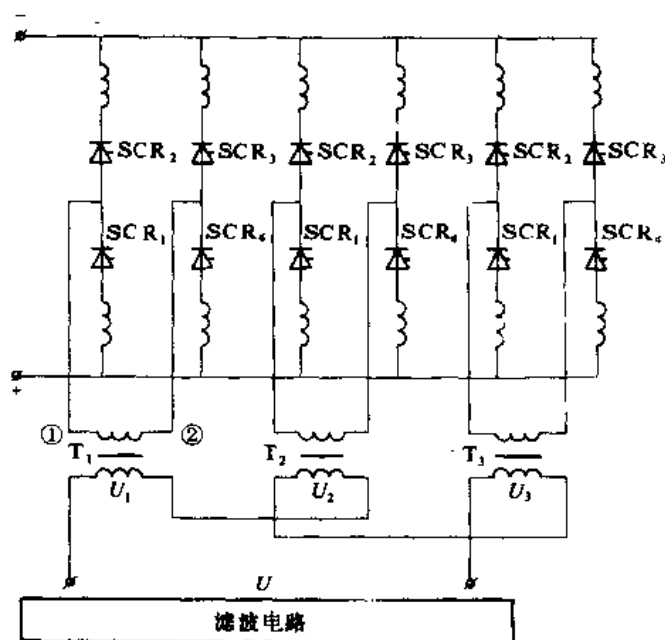


图 10-19 二开关桥多脉宽阶梯调制  
逆变电路原理接线

该逆变电路由三个晶闸管构成的逆变桥和三个输出变压器构成。每个逆变桥由四个晶闸管构成。输出变压器  $T_1 \sim T_3$  的一次侧电流由逆变桥的晶闸管控制。其二次侧串联接成合电路的形式。控制晶闸管的导通就可以控制输出变压器一次侧电流出现的时间和方向。例如，在第一个整流桥中，当晶闸管  $SCR_1$ 、 $SCR_3$  导通， $SCR_2$ 、 $SCR_4$  关闭时，变压器  $T_1$  一次侧电流

由端 1 流向端 2；当  $\text{SCR}_1$ 、 $\text{SCR}_3$  关闭， $\text{SCR}_2$ 、 $\text{SCR}_4$  导通时电流方向相反。当变压器一次侧有电流跃变时，便能在二次侧感应出方波电压。控制晶闸管的导通时间，即可控制输出变压器二次侧方波电压在时间轴的位置和极性。对三个逆变桥晶闸管的导通和关闭时间进行综合控制，使每个输出变压器二次电压出现的时间和极性如图 10-20 (a) ~ (c) 所示。将这三个输出变压器的二次侧电压相加，即得合成电压如图 10-20 (d) 所示的交变阶梯波。

如交变频率为 50Hz，由谐波分析可得出阶梯波的基波，即为 50Hz 正弦波。将谐波滤掉取其基波，便可获得所需要的 50Hz 的交流正弦波。如将三套相同的逆变电路，将其输出交流接成三相电流回路，各相间相位差  $120^\circ$ ，便可得到三相交流电源。

UPS 内设有本机振荡器，可产生 50Hz 的自振频率控制信号，去控制逆变器输出的交流频率。通过锁相回路，使本机振荡的频率和相位与旁路电源的一致，保证逆变器的输出交流与旁路电源处于同步状态。

上述只是简单概要地介绍了逆变电路的基本工作原理，实际的逆变电路中还包括较复杂的晶闸管控制电路、滤波整形电路等，在此从略。

(3) 旁路隔离变压器。它的作用是，当逆变回路故障时能自动地将 UPS 负荷切换到旁路回路。UPS 的负荷由所用电来统一供电。由于所用电系统不可避免的存在着各种干扰（如雷电、电焊、与高压电磁场的耦合等），以及所用电电压的波动也比较大。为确保对 UPS 负荷的安全可靠地供电，不能直接将所用电系统的交流接入 UPS 的负荷。而应在旁路回路中设置隔离和稳压用的变压器。

为防止一次侧的电磁干扰进入到二次侧，旁路变压器一般采用双屏蔽措施，即在变压器的一次和二次绕组间加一接地的屏蔽层，在二次绕组侧再加一层屏蔽，并将这第二屏蔽层引到负荷端，与负荷的接地点一起接地。

旁路隔离变压器的稳压方式可采用感应式稳压、磁性稳压、外补偿式稳压或无触点式稳压等方式。隔离变压器稳压功能的设置，与所用电系统的电压波动范围有关。如所用电系统的电压波动范围较小，能满足 UPS 负荷的要求，隔离变压器也可以不带稳压功能。

(4) 静态开关。它的作用是，将来自逆变器的交流电源和旁路交流电源选择其一送至

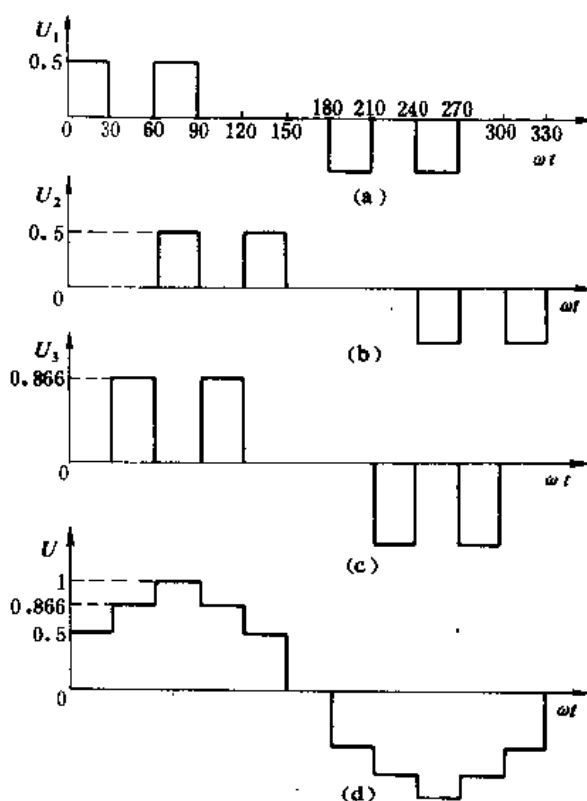


图 10-20 输出变压器电压合成波形图

(a)  $T_1$  二次电压  $U_1$  波形；(b)  $T_2$  二次电压  $U_2$  波形；  
(c)  $T_3$  二次电压  $U_3$  波形；(d) 合成电压波形

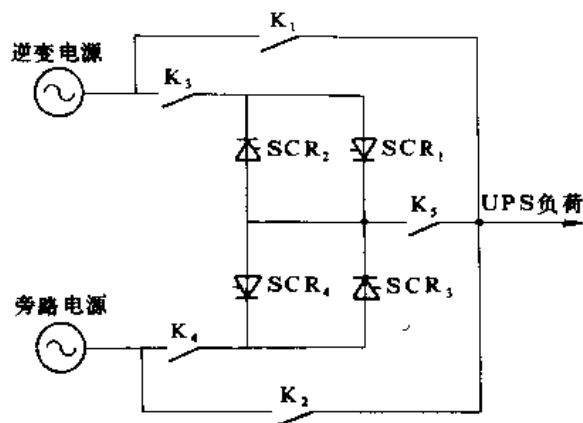


图 10-21 静态开关及手动切换开关接线图

UPS 负荷。它的动作条件是预先整定好的，要求在切换过程中对负荷的间断供电时间不得大于 5ms。目前 UPS 用的静态开关有采用大功率晶体管 (GTR)，晶闸管 (SCR)、可关断晶闸管 (GTD) 三种。现以晶闸管构成的静态开关为例说明其工作原理。静态开关及手动切换开关接线如图 10-21 所示。

静态开关的切换有以下四种方式。

1) 同时切换：例如，将负荷由逆变回路切换至旁路时，立即将 SCR<sub>1</sub>、SCR<sub>2</sub> 关闭，同时将 SCR<sub>3</sub>、SCR<sub>4</sub> 导通。由于有续流

特性，虽然 SCR<sub>1</sub>、SCR<sub>2</sub> 的关闭信号发出，但直到负荷电流过零时才能真正关闭。但 SCR<sub>3</sub>、SCR<sub>4</sub> 的导通信号一发出，即刻导通。在 SCR<sub>1</sub>、SCR<sub>2</sub> 没有真正关闭之前两个电源处于并联状态。如两个电源之间的同步控制不正常，产生失步，就会在电源间产生环流。这是不希望的。

2) 先断后投入方式：切换时先断开 SCR<sub>1</sub>、SCR<sub>2</sub>。待负荷电流过零时，真正关断后，再使 SCR<sub>3</sub>、SCR<sub>4</sub> 导通。这种方式避免了产生环流，但负荷电源的中断时间加长，很难满足小于 5ms 的要求。

3) 部分同时切换方式：切换时先发出 SCR<sub>1</sub>、SCR<sub>2</sub> 关闭的信号，经 150μs~200μs 短延时后，先使 SCR<sub>3</sub>、SCR<sub>4</sub> 中的一个导通，待电流过零时，再全部导通。这种切换方式不会产生环流，负荷断电的时间也很短。但控制回路较为复杂。

4) 先投后断方式：即切换过程中先投备用电源，后断开工作电源。这种方式对负荷来说无间断，但由于两电源并联有可能产生环流。如果同步锁相回路、静态开关的控制回路及功率元件的可靠性都很高，环流产生的机率极少，即使产生也不会损坏元件。这种方式无疑是一种理想的切换方式。

静态开关是 UPS 装置中的一个关键性部件，各国都在竞相研究开发不断提高和改进静态开关的性能，缩短切换时间。切换时间小于 3ms 工业性产品已经问世。

(5) 手动切换开关。它的作用是，在维修或需要时将 UPS 的负荷在逆变回路和旁路回路之间进行手动切换。要求切换过程中对负荷的供电不间断。一般都采用所谓五点式切换。如图 10-21 所示。K 为手动切换开关。图 10-22 为切换开关的触点表。从触点表不难看出在任何操作方式下，负荷都不会间断。

| 运行<br>状态<br>触点号 | 逆变运行 |    | 正常<br>运行 | 旁路运行 |    |
|-----------------|------|----|----------|------|----|
|                 | 定位   | 过渡 |          | 过渡   | 定位 |
| K <sub>1</sub>  | ×    | ×  |          |      |    |
| K <sub>2</sub>  |      |    |          | ×    | ×  |
| K <sub>3</sub>  |      | ×  | ×        | ×    |    |
| K <sub>4</sub>  |      | ×  | ×        | ×    |    |
| K <sub>5</sub>  |      | ×  | ×        | ×    |    |

图 10-22 手动切换开关触点表

(6) 信号及保护回路。UPS 屏上应设置下列信号, 以便监视其运行状况。

- 1) 整流器故障;
- 2) 逆变器故障;
- 3) 冷却系统故障;
- 4) 非同步运行;
- 5) 逆变运行;
- 6) 直流电压不正常;
- 7) 交流电压不正常;
- 8) 静态开关动作。

在 UPS 装置内应设如下保护:

- 1) 主回路过电流保护;
- 2) 逆变器欠电压保护;
- 3) 逆变器输出电压过高保护;
- 4) 旁路电源过电压保护;
- 5) 短路保护。

此外, 在 UPS 装置中还有各种控制回路、振荡器、同步锁相回路、滤波回路等等, 这些内容的介绍已超出本书范围, 故在此从略。

## 六 UPS 系统的输入输出

当变电所只有一台 UPS, 采用专用整流器时, 要两路交流一路直流输入。交流输入来自所用电系统配电母线。当变电所所用电有双电源、两台所用变压器时, 两路交流应分别来自两台所用变压器的供电系统, 以保证交流电源不同时断电。一路直流输入可接在任一直流母线段上。

在 500kV 变电所 UPS 采用双重化配置时, 可按图 10-23 的接线方式。

每套 UPS 的交流电源分别来自不同的所用电母线段, 两套 UPS 的直流电源也分别来自不同的直流母线段。

UPS 的输出回路应设专用的配电屏, 供电网络宜采用辐射状, 主回路和各配电回路应采用快速熔断器保护。保护的主要对象是 UPS 中整流器、逆变器回路的大功率整流元件和晶闸管。UPS 的供电母线用刀开关分段时, 正常情况下, 分段刀开关打开, UPS 的负荷平均分配在两段母线上。当有一套 UPS 退出运行时, 分段刀开关才合上。对于重要负荷可采用双回路供电, 双回路接在不同的母线段上。

## 七、UPS 装置的选择

变电所的 UPS 装置应选用制造厂的定型产品。目前国内生产的 UPS 制造厂很多, 有的制造厂引进国外先进技术生产 UPS 装置; 也有的公司代销国外公司的原装产品。总之, UPS 装置的可选择范围很广。

UPS 装置的交流输出电压, 在变电所一般选择为 50Hz, 额定电压为单相 220V。直流输入电压的额定值应与变电所的直流系统额定电压一致。UPS 装置的其他参数选择如前所述不再重复。下面简要介绍 UPS 装置的容量选择。

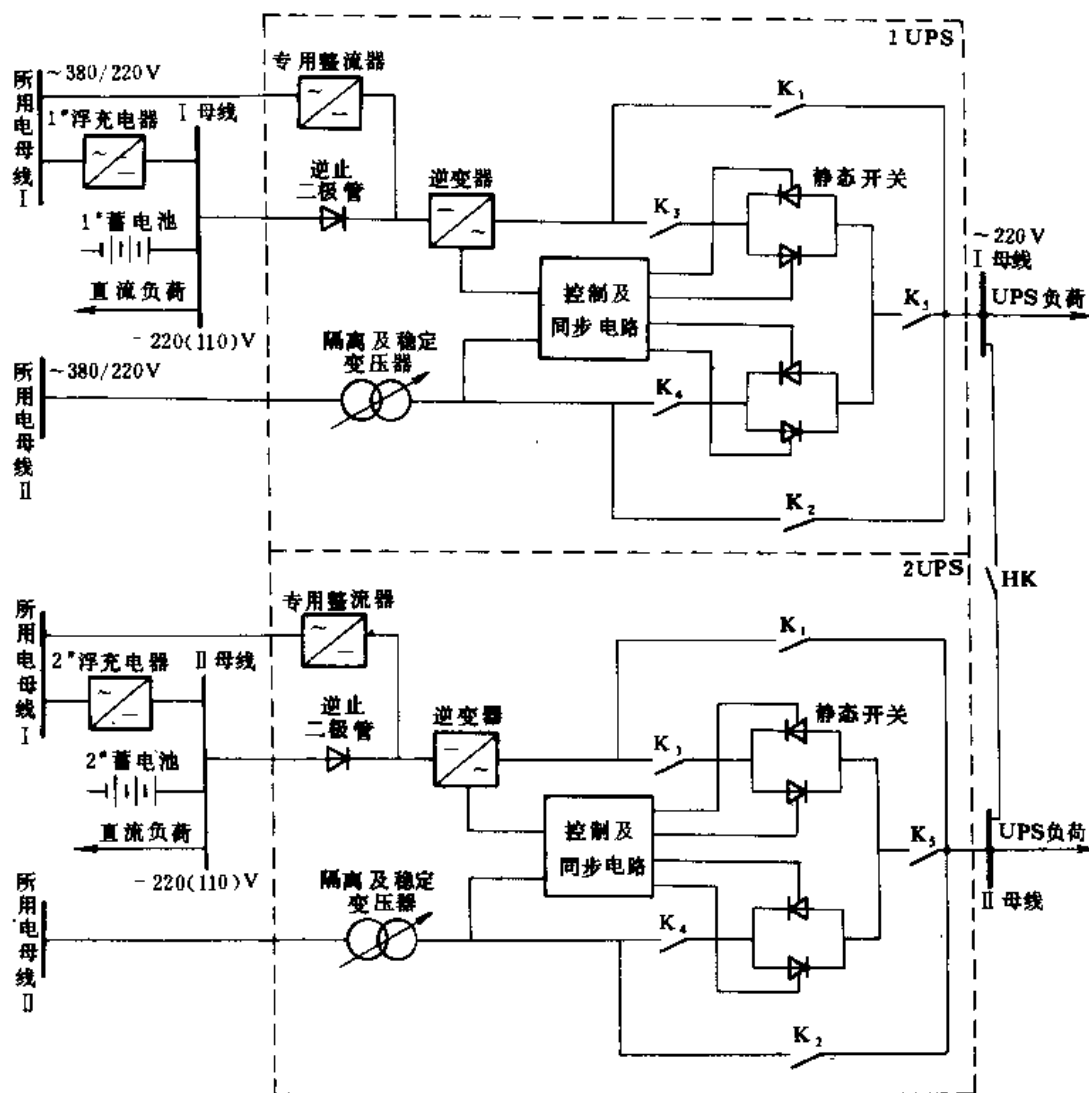


图 10-23 500kV 变电所 UPS 采用双重化配置的接线图

在选择变电所的 UPS 装置容量之前,首先要进行 UPS 的负荷统计。根据负荷统计的结果,选择出标准容量略大于统计容量的结果,作为变电所 UPS 装置的选择容量。500kV 变电所的 UPS 装置应按双重化的原则配置。当一套 UPS 装置故障时,另一套能担负全部负荷。作为一个例子,表 8-10 列出了一个 500kV 变电所 UPS 装置的负荷统计表。

表 10-8 一个 500kV 变电所 UPS 装置的负荷统计表

| 序 号 | 负 荷 名 称 | 数 量  |       | 容 量 (kVA) |        | 电 流 (A) |      |
|-----|---------|------|-------|-----------|--------|---------|------|
|     |         | 本期   | 远期    | 本期        | 远期     | 本期      | 远期   |
| 1   | 电量变送器   | 96 个 | 249 个 | 0.336     | 0.871  | 1.52    | 3.95 |
| 2   | 脉冲电度表   | 50 只 | 118 只 | 0.1625    | 0.3675 | 0.738   | 1.67 |
| 3   | 远动装置    | 1 套  | 2 套   | 2         | 4      | 9.1     | 18.2 |

续表

| 序 号 | 负荷名称          | 数 量      |     | 容量 (kVA) |      | 电流 (A) |       |
|-----|---------------|----------|-----|----------|------|--------|-------|
|     |               | 本期       | 远期  | 本期       | 远期   | 本期     | 远期    |
| 4   | 主变压器和线路微机保护打印 | 同时动作 5 台 |     | 0.75     | 0.75 | 3.41   | 3.41  |
| 5   | 系统安全自动装置      | 1 套      |     | 1.5      | 1.5  | 6.8    | 6.8   |
| 6   | 微机监测系统        | 1 套      | 1 套 | 3        | 3    | 13.63  | 13.63 |
| 总 计 |               |          |     | 7.75     | 10.5 | 35.2   | 47.7  |

根据表 10-8 统计结果表明,本期选择 2 台容量为 10kVA 的 UPS 装置。远期根据负荷的增长,可更换为 2 台容量为 15kVA 的 UPS 装置。

---

# 第十一章 变电所二次系统

## 的其他问题

---

### 第一节 无功-电压的自动调节

#### 一、概述

电能质量好坏的主要指标是频率和电压是否稳定。维持电力系统的频率和电压在允许的范围之内变动,对保障电力负荷的正常运行和电力系统自身的安全至关重要。众所周知,电力系统的频率和有功功率的平衡情况密切相关;而电力系统的电压水平则是和无功功率的平衡密切相关。为了控制电力系统的频率,在发电厂装设有频率和有功功率的自动调整装置,在负荷侧装有按频率自动减负荷装置,使得整个系统的有功功率的发生和消耗在额定频率时达到平衡。对于无功功率,在发电厂的发电机上装有自动调整励磁装置,用来调节发电机的输出电压和无功功率。在负荷侧装有无功功率补偿装置和有载调压变压器,使电力系统的无功功率处于平衡状态以及系统中各电压控制点的电压维持在给定的水平。

为了减少输送无功功率造成的电能损失,提高电网运行的经济效益,电力系统的无功功率尽可能作到就地平衡。在降压变电所中设置的无功功率补偿装置和有载调压变压器,其目的就是为了实现无功功率的就地平衡和保证电压质量。无功功率补偿装置一般都接在降压变压器的低压侧。过去在一次变电所中多采用同期调相机作为无功功率补偿装置。在新设计的 220~500kV 变电所中,由于经济、维护和安装上的优点,多采用电力电容器、电抗器或静止补偿装置作为无功功率补偿。通过对有载调压变压器的变比和无功功率补偿装置输出无功功率的控制,可以达到调节电力系统电压和无功功率潮流的目的。

以往,在降压变电所中,对这些无功功率和电压的调节设备的控制一般是手动的。手动控制的主要缺点是:

(1) 增加了运行人员的监视和操作工作;

(2) 不能准确地判定在什么情况下采用那种调节方式最为合理,因而也就不能使调节设备充分合理地利用。

因此,很有必要在变电所的无功功率和电压的调节中采用自动调节。

近年来,各种调节变电所无功功率和电压的自动装置不断出现,使变电所的无功和电压的调节手段更趋于完善。其中,由微处理机构成的无功-电压自动调整装置(例如,ZWYT-1 型)性能较全,能根据测量到的指定的母线电压和通过变压器的无功功率,经过逻辑判断,按预先输入的程序自动地发出调节指令,去调节有载调压变压器分接头的位置和无功功率补偿装置的输出,使指定的母线电压和通过变压器的无功功率维持在规定的变化范围之内。如在电力系统的各电压控制点都装设这种自动调节装置,就能自动地控制整个系统的电压水平和无功潮流的分布,使电力系统的电压稳定,无功功率的潮流分布在调度预先规定的

范围内, 从而能提高电能质量, 并使电力网的运行经济、合理。

## 二、无功-电压的调节原理

图 11-1 为一个装有载调压变压器, 其低压侧装有可调的无功功率补偿装置的降压变电所及有关的电力系统简图。图中 T 为有载调压变压器;  $K=U_2/U_1$ ,  $K$  为变压器的变比;  $G_1$  和  $G_2$  分别为变电所高压侧和中压侧所连接的电力系统等效发电机;  $U_{G1}$  和  $U_{G2}$  分别为等效发电机的输出电压;  $U_1$  和  $U_2$  分别为变电所高压和中压母线的电压; 在变压器的低压侧装有可调的无功功率补偿装置。在这一系统中可调量是变压器的变比  $K$  和无功功率补偿装置的输出无功功率  $q$ ; 被调量是变电所中压母线的电压  $U_2$  和通过变压器高压侧的无功功率  $Q$  ( $Q=Q_1$ ), 这一系统的等值电路如图 11-2 所示。

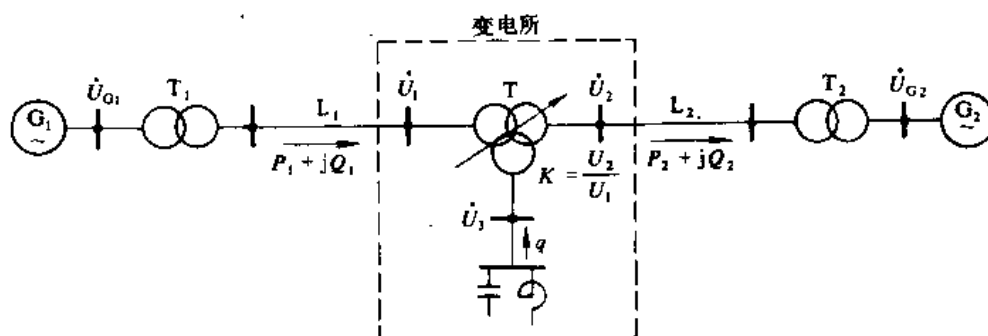


图 11-1 电力系统简图

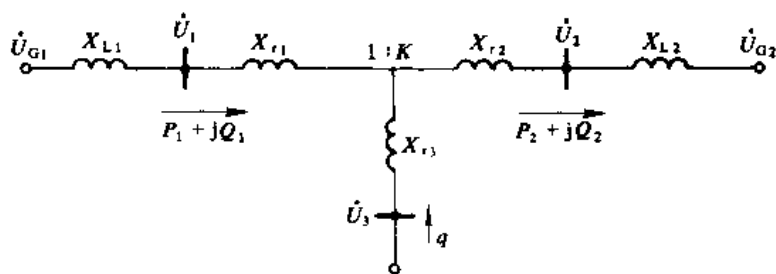


图 11-2 电力系统等值电路图

在这一调节系统中, 可调量和被调量之间的关系可用下列方程表示<sup>[8]</sup>。

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_2 &= \frac{\partial U_2}{\partial K} \Delta K + \frac{\partial U_2}{\partial q} \Delta q + \frac{\partial U_2}{\partial U_{G1}} \Delta U_{G1} + \frac{\partial U_2}{\partial U_{G2}} \Delta U_{G2} \\ \Delta Q &= \frac{\partial Q}{\partial K} \Delta K + \frac{\partial Q}{\partial q} \Delta q + \frac{\partial Q}{\partial U_{G1}} \Delta U_{G1} + \frac{\partial Q}{\partial U_{G2}} \Delta U_{G2} \end{aligned} \right\} \quad (11-1)$$

式 (11-1) 可写成如下形式

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_2 &= A_K \Delta K + A_q \Delta q + A_{G1} \Delta U_{G1} + A_{G2} \Delta U_{G2} \\ \Delta Q &= B_K \Delta K + B_q \Delta q + B_{G1} \Delta U_{G1} + B_{G2} \Delta U_{G2} \end{aligned} \right\} \quad (11-2)$$

式 (11-2) 中的  $A_K$ 、 $A_q$ 、 $A_{G1}$ 、 $A_{G2}$ 、 $B_K$ 、 $B_q$ 、 $B_{G1}$ 、 $B_{G2}$  等是由变压器和线路的参数所决定的系数, 可从以下两方程式分别对相应的变量求偏导数而求得

$$\left. \begin{aligned} U_2 &= f_1(K, q, U_{G1}, U_{G2}) \\ Q &= f_2(K, q, U_{G1}, U_{G2}) \end{aligned} \right\} \quad (11-3)$$

为便于定性分析问题，在此忽略了线路和变压器的电阻、对地导纳和负荷的影响。此时求得的各系数如下

$$\begin{aligned} A_K &= \frac{X_2}{X_1 + X_2}, & A_q &= \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2}, & A_{G1} &= \frac{X_2}{X_1 + X_2}, & A_{G2} &= \frac{X_1}{X_1 + X_2} \\ B_K &= \frac{1}{X_1 + X_2}, & B_q &= \frac{-X_2}{X_1 + X_2}, & B_{G1} &= \frac{X_2}{X_1 + X_2}, & B_{G2} &= \frac{-X_1}{X_1 + X_2} \end{aligned}$$

上列各系数中的  $X_1$  及  $X_2$  为包括线路及变压器电抗的系统综合电抗（见图 11-2）。在我们所讨论的范围内，只考虑由于  $K$ 、 $q$  的变化对  $U_2$ 、 $Q$  的影响，故假定  $U_{G1}=U_{G2}=U$  为不变量， $\Delta U_{G1}=\Delta U_{G2}=0$ 。将上述各系数代入式（11-2），可得如下形式

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_2 &= \frac{X_2}{X_1 + X_2} \Delta K + \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} \Delta q \\ \Delta Q &= \frac{1}{X_1 + X_2} \Delta K - \frac{X_2}{X_1 + X_2} \Delta q \end{aligned} \right\} \quad (11-4)$$

分析式（11-4）不难得出以下几点结论。

（1）调节变压器的变比  $K$  和变电所无功功率补偿装置的输出  $q$ ，可以控制通过变压器一次侧的无功功率  $Q$  和变电所中压侧母线的电压  $U_2$ ，且调节  $K$  和  $q$  的控制效果与线路及变压器的参数有关。

（2）在变电所的一次侧系统容量较大（ $X_1$  较小），二次侧系统容量较小（ $X_2$  较大）时，即  $X_1 \leq X_2$ ，对变电所的二次母线电压  $U_2$  来说，调节  $K$  的作用较大；对通过变压器的无功功率来说，调节  $q$  的作用较大。

（3）在变电所的一次侧系统容量较小，二次侧系统容量较大，即  $X_1 \gg X_2$  时，调节  $K$  或  $q$  的作用与（2）的情况相反。

（4）在变电所两侧的系统容量相近时，调节  $K$  或  $q$  对  $U_2$  和  $Q$  的效果相近。在何种情

况下调节  $K$ ，在何种情况下调节  $q$ ，要取决于  $U_2$ 、 $Q$  处在  $U-Q$  坐标平面上的位置，关于此点以后还要详细分析。

对于电力系统的枢纽变电所，往往也都是系统的电压监视点。500kV 变电所高、中压侧电源阻抗一般相近，为了控制  $U_2$  和  $Q$  需对  $K$  和  $q$  作联合调节。

现在在  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  的坐标平面上详细讨论调节  $K$  或  $q$  时， $U_2$  和  $Q$  的变化情况。图 11-3 为无功-电压的调节特性图，原点  $\Delta U_2 = 0, \Delta Q = 0$ ，相当变电所二次母线电压  $U_2$  和通

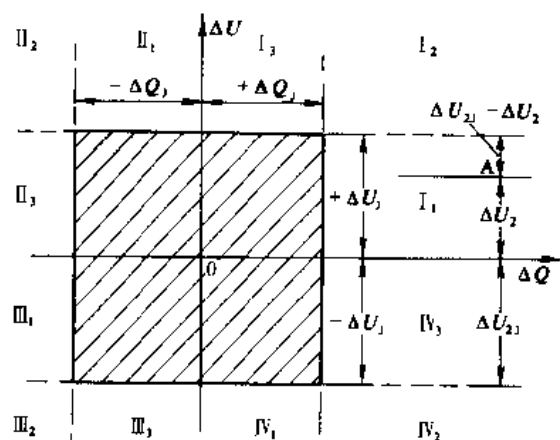


图 11-3 无功-电压的调节特性

过变压器的无功功率  $Q$  在额定值。由  $\pm \Delta U_2$  和  $\pm \Delta Q$  所确定的阴影部分是  $U_2$  和  $Q$  的允许变化范围，也就是调整装置不动作的“死区”。当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  的实际值落在“死区”之内时，不需要采取调节措施；当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  处在“死区”之外，需调节  $K$  或  $q$  使  $\Delta U_2$  或  $\Delta Q$  回到“死区”之内。

为进一步分析无功-电压的调节特性，现将  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  平面“死区”之外部分成 12 个区，即： $I_1, I_2, I_3, II_1, II_2, II_3, III_1, III_2, III_3, N_1, N_2, N_3$ 。

当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  落在  $I_1$  区内，例如  $A$  点时，说明变电所的二次母线电压  $U_2$  在允许范围内，而通过变压器的无功功率  $Q$  超过允许值。此时调整装置应动作，将  $Q$  值调回到允许范围。从公式 (11-4) 可知，减小  $\Delta K$  或增加  $\Delta q$  均有减小  $\Delta Q$  的作用，但从  $\Delta U_2$  的表达式考虑，减少  $\Delta K$  是合理的。这是因为从式 (11-4) 得出，减小  $\Delta K$  的结果既降低了  $\Delta Q$ ，同时也降低了  $\Delta U_2$ 。但在  $I_1$  区内  $\Delta U_2$  向负方向变化时允许的变化量为  $(\Delta U_2 + \Delta U_2)$  大于向正方向允许的变化量  $(\Delta U_2 - \Delta U_2)$ 。显然，如用增加  $\Delta q$  来降低  $\Delta Q$ ，则  $\Delta Q$  减小的同时  $\Delta U_2$  会增加，因  $\Delta U_2$  向正方向的允许变量  $(\Delta U_2 - \Delta U_2)$  较小，就有可能出现  $\Delta Q$  调回到允许范围而  $\Delta U_2$  又超出允许值的现象，而达不到调节的目的。

当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  落入  $I_2$  区时，说明电压  $U_2$  和无功功率  $Q$  都超出允许的变化范围，从式 (11-4) 可知，此时只有降低  $\Delta K$  才能同时减小  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$ 。

当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  落入  $I_3$  区时，说明无功功率  $Q$  在允许范围之内，而电压  $U_2$  过高。根据式 (11-4)，可通过减小  $\Delta K$  或  $\Delta q$  来降低  $\Delta U_2$ ，但考虑到在  $I_1$  区时的相似原因，此时降低  $\Delta K$  是合理的。

综上所述，当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  的工作点落在第 I 象限内时（“死区”除外），可通过降低  $\Delta K$  使  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  的工作点调进“死区”。按  $K = U_2/U_1$  的约定，如调压绕组设在变压器的一次侧时，应增加变压器一次侧的总匝数。

同理可得出，当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  的工作点落在第 II 象限内时，应减小  $\Delta q$ ，即切除电容器或投入电抗器；当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  的工作点落在第 III 象限内时，应增加  $\Delta K$ ，即减少变压器的一次侧匝数；当  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  的工作点落在第 IV 象限内时，应增加  $\Delta q$ ，即切除电抗器或投入电容器。调节  $\Delta K$  和  $\Delta q$  对  $\Delta U_2$  和  $\Delta Q$  的影响详见表 11-1。

通过以上分析还可以得出，在变电所装有有载调压变压器和可调的无功功率补偿装置时，在各种运行状态下，为了保持变电所二次母线电压和通过变压器的无功功率在给定的范围内变动，在何种情况下调节变压器的变比，在何种情况下调节无功功率补偿装置的输出最为经济合理，是由变电所二次母线电压和通过变压器的无功功率在  $U-Q$  平面上的位置来决定的，而且是唯一的，而不是任意的。

在变电所内只装有一种调节设备时，例如，只装有有载调压变压器或只装有无功功率补偿装置时，通过变压器的无功功率和变电所的母线电压不能获得经济合理的调节。要保证母线电压的变化在允许的范围之内，无功功率的分布可能出现不合理；要保持无功功率分布合理，而变电所的母线电压就有可能超出允许的变化范围。

在只装有有载调压变压器的情况下，无功-电压调节特性如图 11-4 所示。如只保证变电所的母线电压不超过允许值，调节特性是一条沿横轴的带，如图 11-4 (a) 所示。带内为

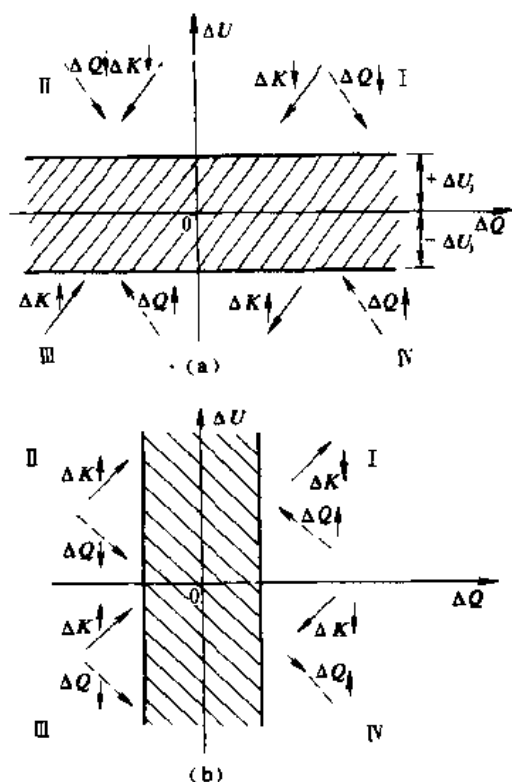


图 11-4 具有单一调节设备时的调节特性  
(a) 保持变电所母线电压不超过允许值时的调节特性；(b) 保持通过变压器的无功功率潮流在允许范围内时的调节特性

“死区”，当电压和无功功率的工作点落在“死区”之外的 I、II 象限时，需减小  $\Delta K$ ；在第 II、III 象限时则需增加  $\Delta K$ 。调节  $\Delta K$  时无功功率和电压的变化趋势如图中实线箭头所示。如只维持通过变压器的无功功率在允许的范围内，调节  $\Delta K$  时的调节特性如图 11-4 (b) 所示。调节特性为一条沿纵轴的带，带内为“死区”，在 I、IV 象限需减小  $\Delta K$ ，在 II、III 象限需增加  $\Delta K$ 。调节的趋势如图 11-4 (b) 实线箭头所示。

当变电所只有无功功率补偿装置时，只能靠调节无功功率补偿装置的输出  $\Delta q$  来调节变电所的母线电压和通过变压器的无功功率，其调节特性仍可用图 11-4 (a)、(b) 说明。如需维持变电所的母线电压不超过允许值，在 I、II 象限 [图 11-4 (a)] 需减小  $\Delta q$ ；在 III、IV 象限需增加  $\Delta q$ 。如需维持通过变压器的无功功率在给定的范围，在 I、IV 象限需增加  $\Delta q$ ；在 II、III 象限需减小  $\Delta q$  [图 11-4 (b)]。调节的趋势如图中虚线箭头所示。

在变电所同时装有有载调压变压器和可调的无功功率补偿装置的情况下，变压器分

表 11-1 调节  $\Delta K$  和  $\Delta q$  特征表

| 工作区             | 特 征 |    | 调节 $\Delta K$ 和 $\Delta q$ 的效果 |                       |                     |                       | 最佳调节手段                |
|-----------------|-----|----|--------------------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|
|                 |     |    | $\Delta K \uparrow$            | $\Delta K \downarrow$ | $\Delta q \uparrow$ | $\Delta q \downarrow$ |                       |
| I <sub>1</sub>  | U   | O- |                                | ↓                     |                     |                       | $\Delta K \downarrow$ |
|                 | Q   | +  |                                | ↓                     |                     |                       |                       |
| I <sub>2</sub>  | U   | +  |                                | ↓                     |                     |                       |                       |
|                 | Q   | +  |                                | ↓                     |                     |                       |                       |
| I <sub>3</sub>  | U   | +  |                                | ↓                     |                     |                       |                       |
|                 | Q   | O- |                                | ↓                     |                     |                       |                       |
| II <sub>1</sub> | U   | +  |                                |                       |                     | ↓                     | $\Delta q \downarrow$ |
|                 | Q   | O- |                                |                       |                     | ↑                     |                       |
| II <sub>2</sub> | U   | +  |                                |                       |                     | ↓                     |                       |
|                 | Q   | -  |                                |                       |                     | ↑                     |                       |
| II <sub>3</sub> | U   | O- |                                |                       |                     | ↓                     |                       |
|                 | Q   | -  |                                |                       |                     | ↑                     |                       |

续表

| 工作区            | 特    征 |       | 调节 $\Delta K$ 和 $\Delta q$ 的效果 |                       |                     |                       | 最佳调节手段              |
|----------------|--------|-------|--------------------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
|                |        |       | $\Delta K \uparrow$            | $\Delta K \downarrow$ | $\Delta q \uparrow$ | $\Delta q \downarrow$ |                     |
| Ⅰ <sub>1</sub> | $U$    | $O_+$ | $\uparrow$                     |                       |                     |                       | $\Delta K \uparrow$ |
|                | $Q$    | -     | $\uparrow$                     |                       |                     |                       |                     |
| Ⅱ <sub>1</sub> | $U$    | -     | $\uparrow$                     |                       |                     |                       |                     |
|                | $Q$    | -     | $\uparrow$                     |                       |                     |                       |                     |
| Ⅲ <sub>1</sub> | $U$    | -     | $\uparrow$                     |                       |                     |                       | $\Delta K \uparrow$ |
|                | $Q$    | $O_-$ | $\uparrow$                     |                       |                     |                       |                     |
| Ⅰ <sub>2</sub> | $U$    | -     |                                |                       | $\uparrow$          |                       |                     |
|                | $Q$    | $Q_-$ |                                |                       | $\downarrow$        |                       |                     |
| Ⅰ <sub>2</sub> | $U$    | -     |                                |                       | $\uparrow$          |                       | $\Delta q \uparrow$ |
|                | $Q$    | +     |                                |                       | $\downarrow$        |                       |                     |
| Ⅲ <sub>3</sub> | $U$    | $O$   |                                |                       | $\uparrow$          |                       |                     |
|                | $Q$    | +     |                                |                       | $\downarrow$        |                       |                     |

注： $O_+$ —表示在“死区”内但其值偏高； $O_-$ —表示在“死区”内但其值偏低； $+$ —高于“死区”的最大值， $-$ —低于“死区”的最小值； $\Delta K \downarrow$ —降低  $\Delta K$ ， $\Delta K \uparrow$ —升高  $\Delta K$ ； $\Delta q \downarrow$ —减小  $\Delta q$ ， $\Delta q \uparrow$ —增加  $\Delta q$ 。

接头调节范围以及无功功率补偿装置的容量选择，应能满足正常调节的需要。在发生系统故障，部分线路或设备被切除时，系统进入非正常运行状态。此时有可能出现，由无功和电压的工作点所确定的最合理的调节手段用尽之后，无功和电压的工作点还不能进入“死区”的情况。这就要在同一调节区内采用两种调节手段来进行调节。例如，当无功和电压的工作点在Ⅰ象限， $\Delta K$ 已降到极限值后，工作点还不能进入“死区”时，如果电压偏高，则需减小  $\Delta q$ ；如果通过变压器的无功功率过多，则需增加  $\Delta q$ 。显然，在这种情况下不能获得无功和电压均为合理的调节，要么牺牲无功来保电压；要么牺牲电压保无功。

从上述分析不难看出，在电力系统中，为调节电压水平和无功功率的平衡，在变电所中装设了调节电压和无功功率的调节设备。为了使这些调节设备能起到预想的作用，必须根据电力系统当时的运行状态，来合理地确定这些调节设备的使用。这靠人去判断和调节，是很难实现的。因此就需要借助于自动装置，对变电所的母线电压和无功功率潮流自动地监视、判断并自动地对调节设备发出调节指令，使变电所乃至整个电力系统的电压保持在给定的水平，无功功率的潮流分布经济合理。

必须指出，目前国内有的制造厂生产了反应负荷功率因数和母线电压变化的变压器分接头和电容器投切的自动控制装置。这种装置对于维持某个具体负荷点的功率因数和电压水平是可用的。但功率因数只能反应电压和电流的相位，而不能反应无功功率绝对值的大小。在对整个电力系统进行分析和优化时，总是着眼于网络的无功潮流的分布情况，而不是电压和电流间的相位。所以，在枢纽变电所不能把功率因数作为电压和无功调节装置的动作依据，而应把电压和无功功率的绝对值作调节装置的动作判据。

### 三、对无功电压自动调节装置的一般要求

无论采用何种型式的自动调节装置，其主要功能应满足以下要求。

(1) 自动调节装置应能随时监测变电所指定母线的电压和通过变压器的无功功率，并根据监测的结果发出调节指令，动作于变电所的电压和无功功率的调节设备，使变电所指定的母线电压和通过变压器的无功功率保持在给定的范围内变化。

(2) 根据系统调度的要求和变电所的日负荷曲线的变化，自动调节装置能自动地改变其动作值。

(3) 在系统故障或某些非正常运行情况下，变电所的电压和无功调节设备的容量难以保持母线电压和通过变压器的无功功率均在合理的范围内时，自动装置应能优先保持变电所指定母线的电压稳定。这是考虑到在任何情况下，保持电压的稳定无论是对用电负荷还是对电力系统本身的安全都是极为重要的。

(4) 自动调节装置是根据被测量的稳态值的变化而发出调节指令的，在系统的各种暂态工况下自动调节装置不应动作，从而防止对无功和电压的调节设备的不必要的频繁操作。为此，自动调节装置内应设定一个“认可时间”，即只有在被测量的偏离正常值超过“认可时间”，装置才发出调节指令。这一“认可时间”对于由电子设备构成的自动调节装置也起到一定的抗干扰作用。

(5) 要考虑对无功功率补偿设备的等概率操作，目前国产的静止型无功功率补偿设备，都是采用成组投切的电力电容器和电抗器。在 500kV 变电所中，每组电力电容器或电抗器的容量为 30~60MVA。为防止某一组电容器或电抗器操作次数过多，负担过重，在操作指令的程序编制上应考虑能实现对各组电容器和电抗器等概率操作。

(6) 在有关的一次设备故障，继电保护动作，自动调节装置本身故障以及出现某些禁止自动调节装置动作的情况时，应将自动调节装置闭锁，并发出相应的预告信号。

(7) 在实际运行中有可能出现变电所的无功和电压调节设备需要直接由运行人员或调度控制的情况，此时自动调节装置应被闭锁。

#### 四、无功-电压自动调节装置

目前国内生产的无功-电压自动调节装置的种类较多，在此仅介绍一种由微处理机构成的无功-电压自动调节装置。其型号为 ZWYT-1 型。图 11-5 为由微处理机构成的无功-电压自动调节装置的方框图。该装置由六部分组成，各部分作用如下。

(1) 无功功率测量部分。它是一个定型的无功功率变送器，交流回路

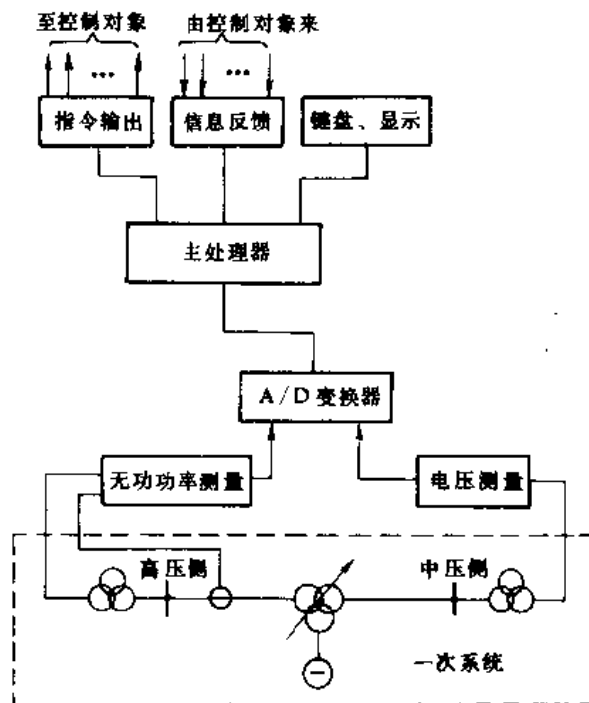


图 11-5 由微处理机构成的无功-电压自动调节装置方框图

接入主变压器回路的电流、电压互感器，变送器的输出为 0~5V 直流。为提高测量精确度，无功功率变送器的输出经直流放大后，接入主处理器的 A/D 变换。

(2) 电压测量部分。它是一个交流电压变送器，交流侧接入被测母线的电压互感器，输出为 0~5V 直流。考虑到电力系统的实际电压变化范围为额定电压的 85%~120%，为增加测量精确度，变送器的输出经差压放大器后再接到主处理器的 A/D 变换，使得在被测母线电压为额定电压的 85%~120% 时，A/D 变换的输入电压为 0~5V。

(3) 主处理器。它是一台 8 倍或 16 倍微型计算机，其中包括 CPU 存储器、振荡器、时钟电路、输入输出接口等。根据输入的电压和无功数据和事先输入的程序，进行运算。通过输出接口发出对变压器分接头或无功功率的调节指令。

(4) 调节指令输出电路。它的输出电路通常由 24V 小型中间继电器构成。中间继电器的动作线圈经光隔电路和缓冲器与主处理器的信息输出接口相连。中间继电器的触点接到变压器的有载调压开关、电容器、电抗器的控制回路中。

(5) 控制指令的信息反馈回路。控制指令发出后其执行情况必须反馈到主处理器。主处理器收到一个指令的正确执行信息后，才能发出下一个调节指令。否则程序将停止运行。执行信息通常是由被控断路器的位置继电器发出，通过光隔回路与主处理器的信息输入接口连接。

(6) 打印机和显示器。调整装置设打印机和显示器的目的是，定时或召唤打印或显示出被控的无功功率和电压的数值，供运行人员监视用。

调整装置的动作过程如下。

装置投入运行后，由测量部分对通过变压器的无功功率和母线电压进行连续测量，并将测量的结果送到 A/D 变换器。A/D 变换器将无功功率和电压值变成 8 位二进制数字量，以串行码的方式送至微处理机的数据总线。CPU 根据测量来的当时值和随机存储器中的整定值比较，进行逻辑判断，确定无功和电压的工作点。当工作点落在“死区”之外，并超过“认可时间”，则 CPU 根据当时各调节设备的运行状态，发出适当的调节指令，动作于相应的调节设备（投入或切除）。一个调节指令发出后，如电压和无功的工作点不能进入“死区”，过一段时间后再发出第二个调节指令。在第二个调节指令发出之前，CPU 必须收到第一个指令的动作反馈信息，否则，第二个指令不能发出。直到将电压和无功的工作点调入“死区”，才停止调节。调节之后打印机能自动打出调节后的无功功率和电压的当时值。对每组电容器和电抗器的动作次数都能自动记录，并能实现等概率操作。

为了能实现在非常情况下维持电压稳定的调节，在程序设计时考虑了转区调节，例如，工作点在 I 象限，变压器分接头调到极限位置后能自动地转到第 II 象限调节（切除电容器或投入电抗器），第 II 象限能转到第 I 象限。同理，III、IV 象限之间也可以互相转移。

装置在运行中如果出现变压器保护动作，低压侧母线保护动作，电容器或电抗器保护动作以及其他需要使装置退出运行的情况时，将闭锁信号输入到装置内部，装置能自动闭锁并发出信号。

本节所介绍的调节原理，也可以编制成软件，在变电所的计算机监控装置中实现无功-电压的自动调节。

## 第二节 变电所的抗干扰问题

在变电所中曾经发生过由于来自一次回路的电磁干扰电压,使晶体管保护内的元件损坏,造成继电保护误动作,使一次回路误跳闸。在220~500kV变电所中,一次回路电压高,电流大,暂态电压的幅值也高,持续时间长,对二次回路造成的电磁干扰威胁也就更大。特别是由于电子器件构成的设备越来越多,与电磁式设备相比其抗干扰能力又有明显下降,这就使得220~500kV变电所二次回路抗干扰问题变得更为突出,引起设计和运行的高度重视。

要抑制二次回路的干扰电压,首先就要了解二次回路干扰电压的来源及其有关因素,然后才能制定出有针对性的抗干扰措施。

### 一、二次回路干扰电压的来源

二次回路中的干扰电压主要来源于一次回路和二次回路本身。一次回路在正常运行情况下,电压、电流都是对称的,对二次回路的干扰很小。一次回路对二次回路的干扰,主要产生在一次系统的暂态过程和不对称运行时。其中包括,一次系统遭受雷击时,在高压母线上产生高频行波;一次系统中发生的各种形式的短路;断路器或隔离开关的操作而引起的暂态过程。在高压隔离开关操作时,由于没有灭弧装置,往往要产生多次火花放电现象,对二次回路产生的干扰就更为严重。二次回路自身的干扰,主要是由于继电器或接触器的触点断开电感元件而引起的暂态干扰电压。此外,380/220V交流,无线电干扰也会在二次回路中产生干扰电压。

一次回路中的干扰电压主要通过以下途径作用于二次回路。

(1) 一次设备和二次设备之间的静电耦合,包括一次母线和二次电缆间的静电耦合及互感器一次绕组和二次绕组之间的静电耦合;

(2) 一次回路和二次回路间的电磁耦合,包括一次母线和二次电缆以及互感器一次绕组和二次绕组之间的电磁耦合;

(3) 地电位的不均匀升高,在一次系统发生接地短路或避雷器动作时,都会有大的电流流入变电所的接地网,再通过接地网散掉,使得接地网中电流流入点和其他地方的电位不同,这一电位差也将对二次回路产生干扰。

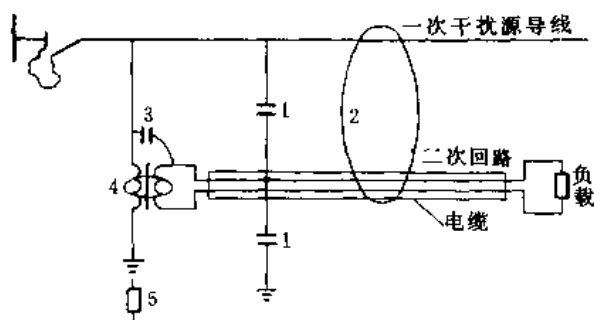


图 11-6 一次回路对二次回路的干扰途径示意图

1—一次母线和二次电缆间的静电耦合; 2—一次母线和二次电缆间的电磁耦合; 3—设备中的一次绕组和二次绕组间的静电耦合; 4—设备中的一次绕组和二次绕组间的电磁耦合;

5—地电位差

一次回路对二次回路的干扰途径如图11-6所示。现将其在二次回路中产生干扰电压的有关因素分述于后。

#### 1. 静电耦合

通过静电耦合到二次回路的干扰

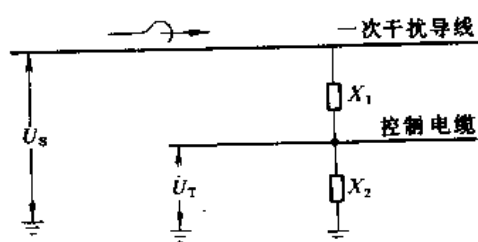


图 11-7 静电耦合简化电路

电压，实质上是经由二次回路的对地阻抗即所谓的共模阻抗和干扰源（一次回路）与二次回路间的耦合阻抗而加到二次回路的。其简化电路如图 11-7 所示。共模阻抗  $X_2$  包括电气连接的二次回路对地总阻抗。耦合阻抗  $X_1$  包括设备的一次绕组和二次绕组间以及一次母线和二次电缆之间的耦合阻抗。如一次干扰源的干扰电压为  $U_s$ ，则二次回路产生的干扰电压  $U_T$  可由下式表达

$$U_T = \frac{X_2}{X_1 + X_2} U_s \quad (11-5)$$

不对称的二次回路中的静电耦合，如图 11-8 所示，因二次回路的对地绝缘阻抗远大于负载阻抗，故共模阻抗近似地等于负载阻抗，在这种情况下干扰电压能在二次回路的负载上产生一个附加的电压，此电压大到一定程度会引起二次设备的不正确动作。

对称的二次回路中的静电耦合，如图 11-9 所示，共模阻抗为二次设备和控制电缆的对

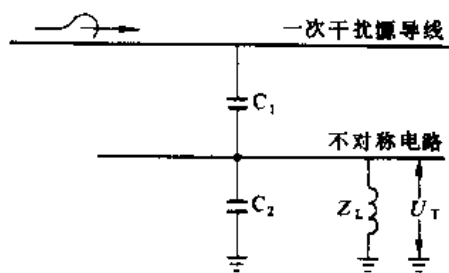


图 11-8 不对称二次回路中的静电耦合

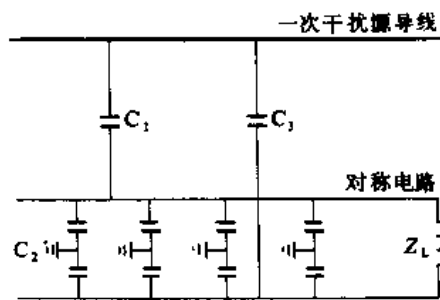


图 11-9 对称电路中的静电耦合

地电容。因为在一般情况下二根电缆芯和设备二次绕组对地分布电容是相等的，所以，在对称电路的两部分上产生相等的干扰电压，而加在负载上的干扰电压为零。但当干扰电压  $U_T$  足够大时会造成二次设备或电缆芯的绝缘击穿。

## 2. 电磁感应

电磁感应产生的干扰电压，是由于一次回路和二次回路之间存在互感而引起的。干扰电压的大小与一、二次回路间的互感阻抗、干扰源的电流的大小、电流的频率以及一、二次回路的相对位置有关。控制电缆和干扰源导线平行时的电磁干扰，如图 11-10 所示。若干扰源流过一按正弦规律变化的电流  $i = I_m \sin \omega t$ ，则一、二次回路间的互感  $M$  按下式计算

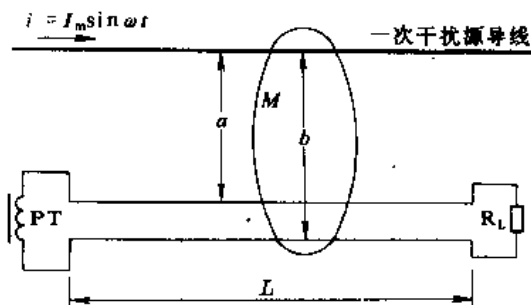


图 11-10 控制电缆和干扰源导线平行时的电磁干扰

$$M = \frac{\mu_0 L}{2\pi} \ln \left| \frac{b}{a} \right| \quad (11-6)$$

式中  $\mu_0$ ——空气的导磁系数；

$L$ ——平行的电缆芯长度；

$a$ 、 $b$ ——每根电缆芯与干扰源的距离。

此时负载上产生的干扰电压可按式计算

$$U_{\tau} = -M \frac{di}{dt} = -\frac{\mu_0 L I_m \omega}{2\pi} \ln \left| \frac{b}{a} \right| \cos \omega t \quad (11-7)$$

此干扰电压足够大时，可能导致有关设备的不正确动作或二次回路的绝缘击穿。

### 3. 地电位差

当大电流接地系统发生单相接地短路时，变电所的接地网中会流过故障电流，此电流流经接地体的阻抗时便会产生电压降，使得变电所内各点的地电位有较大的差别。在同一回路中有不同的接地点并且分布在变电所的不同区域时，各接地点间地电位差就会在连接的电缆芯中产生电流。例如，在变电所的电压回路中，假如各电压等级的电压互感器二次侧中性点各自单独接地，而各组电压互感器的零相又都接在公用的零相小母线上，这就出现了在同一回路中有不同的接地点的情况，如图 11-11 所示。这种回路在 500kV 变电所单相接地短路试验时，在电压互感器的零相回路中就流过较大的电流，并在同一根电缆的电压互感器二次侧的相线中感应出的电压约等于相电压的 1/3。这样大的干扰电压足以引起继电保护的不正确动作。此外，地电位差也能在两端接地的电缆芯和多点接地的电缆屏蔽层中产生电流，使电缆芯线中产生干扰电压。

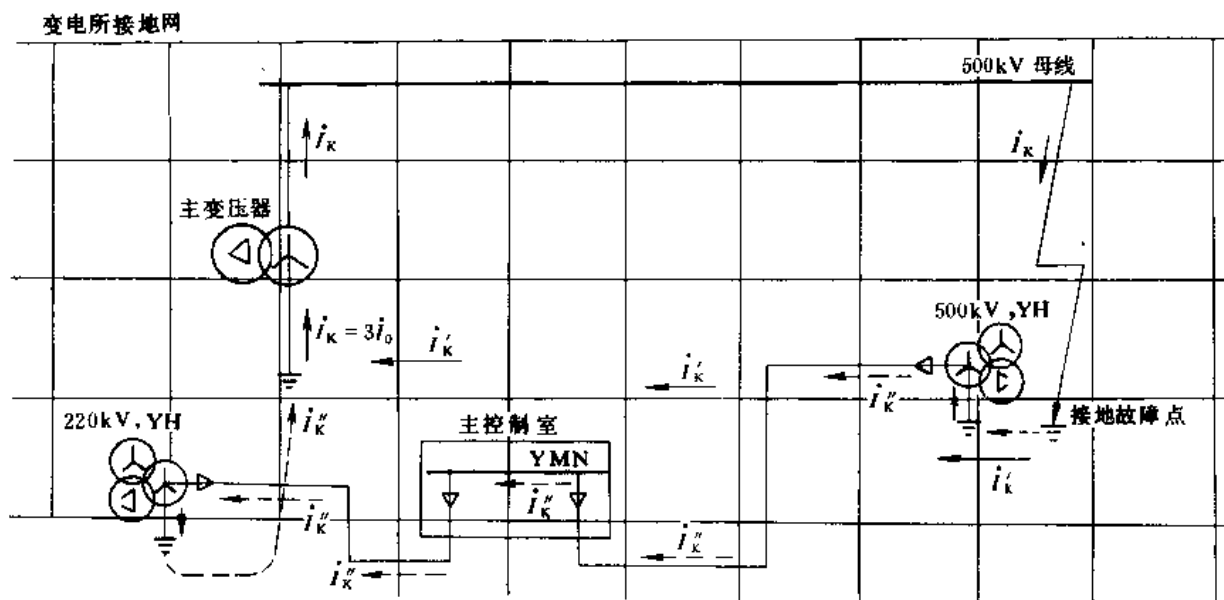


图 11-11 地电位差产生干扰电压回路示意图

$i_k$ ——单相接地短路电流； $i'_k$ ——经接地网流回变压器中性点的短路电流；

$i''_k$ ——经接地的电缆芯流回变压器中性点的短路电流

#### 4. 二次回路自身产生的干扰电压

二次回路自身产生的干扰电压,主要来源于二次回路中所接的电感元件。电感元件在接通或断开电源时将产生暂态干扰电压,其幅值与电感元件的工作电压、工作电流及电感量的大小有关。在直流系统中接有断路器电磁操作机构的合闸线圈时,在断路器操作时将产生较高的暂态电压。在500kV变电所的直流系统中,一般没有大电流的电磁操作机构,直流系统的暂态干扰电压较小。在500kV变电所中实测的结果是,在直流系统电压为220V,切合总直流电源时,在继电保护回路中产生的“+”极对地的最高干扰电压为180V,频率为2.7kHz。这样水平的干扰电压不会对晶体管保护构成威胁。

#### 5. 变电所380/220V交流对控制、保护回路的干扰

变电所的380/220V交流主要用于动力、照明、加热回路,一般与控制、保护回路没有直接联系。但在设计和布线时如不注意容易发生交流动力或加热回路与保护或控制回路共用电缆,或并排布线。交流回路与直流回路间因距离很近,互感大,则50Hz的交变电流经一次回路在380/220V交流系统中产生的电磁干扰,就会通过互感,在直流回路中产生干扰。

#### 6. 无线电干扰

变电所内的无线电干扰主要来源于高压电气设备的电晕放电,通信设备发射的高频电磁信号等。对来自一次设备的无线电干扰,通常可通过对一次设备发射的无线电干扰水平的限制或通过电磁屏蔽措施有效地预防。目前,无线电干扰对二次设备构成威胁的主要来自无线对讲机。在运行现场曾经发生过,在集成电路型保护调试时,因无线对讲机距离保护屏太近,引起集成电路型保护装置误动作。

### 二、干扰电压的抑制

#### 1. 对静电耦合的抑制

(1) 增大耦合阻抗。从式(11-5)可见,在相同干扰源电压 $U_s$ 情况下,增大耦合阻抗 $X_1$ 可减小二次回路的干扰电压 $U_T$ 。耦合阻抗 $X_1$ 实际上就是一、二次回路间的容抗。如设一、二次回路间的等值电容为 $C_1$ ,则 $X_1=1/\omega C_1$ 。设法减小 $C_1$ 就可增加 $X_1$ 。

(2) 采用静电屏蔽。500kV变电所中广泛采用了带屏蔽的控制电缆,作为有效的减小耦合电压的措施。图11-12为屏蔽电缆的等效电路。图中 $C_1$ 为漏电容; $C_3$ 为干扰源导线与控制电缆屏蔽层间的耦合电容; $C_4$ 为屏蔽层与电缆芯间的耦合电容; $Z_{sh}=R_{sh}+j\omega L_{sh}$ ,为屏蔽层自身阻抗; $X_2$ 为电缆芯与地间的共模阻抗。此时加到电缆芯上的耦合电压由下式表达

$$U_T = \left[ \frac{Z_{sh}}{Z_{sh} + \frac{1}{j\omega C_3}} \right] \left[ \frac{X_2}{X_2 + \frac{1}{j\omega C_4}} \right] U_s \quad (11-8)$$

从式(11-8)可见,减小电缆屏蔽层的阻抗 $Z_{sh}$ 能有效地降低电缆芯上的耦合电压。所以,采用管状的,有一定厚度并由低电阻率材料构成的屏蔽层,较编织或带绕的屏蔽层具有更好的屏蔽作用,现场的实测结果也证明了这一点。为了降低屏蔽层阻抗,还可以采用屏蔽层多点有效接地,设分流导线等措施。

(3) 充分利用变电所中的自然屏蔽物。在控制电缆敷设的路径上或二次设备的安装现

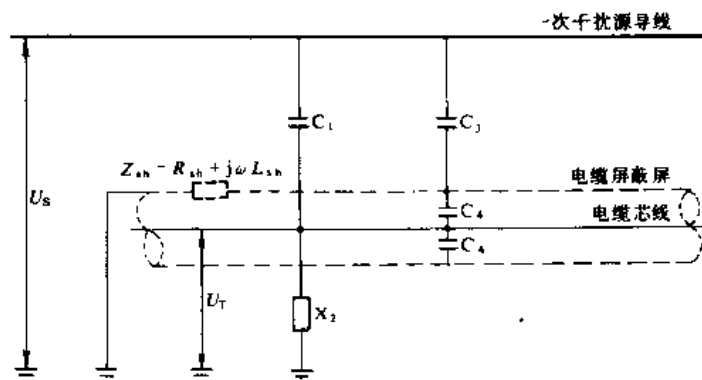


图 11-12 屏蔽电缆的等效电路

场，有很多自然的屏蔽物，例如，电缆隧道和电缆沟盖板中的钢筋，各种金属构件，建筑物中的钢筋等，都是良好的自然屏蔽物。只要在施工中注意将它们与变电所的接地网连接起来就能形成良好的静电屏障。

## 2. 对电磁感应的抑制

(1) 减小互感阻抗。减小互感阻抗能减小由于电磁感应在二次回路产生的干扰电压。从式 (11-6) 可知，互感阻抗  $M$  和控制电缆与一次导线平行段的长度  $L$  及同一回路的两根电缆芯与一次导线的距离之比  $b/a$  有关。在电缆沟道的布置时应尽可能与一次载流导体成直角，减小平行段的长度；在电缆直埋或采用其他方式敷设时，应注意避免与一次载流导体平行，减小互感。从公式 (11-7) 可知， $b/a=1$  时，二次回路负载上的干扰电压为零。为此，在设计时尽可能作到同一回路的电缆芯安排在一根电缆内，尽量避免同一回路的“+”“-”极电缆芯在不同的电缆内。在同一回路的电缆芯在不同的电缆内时，各电缆应平行敷设，采用相同路径。在有条件的情况下“+”“-”极芯线采用绞对线，这是最为有效的降低感应电压的措施，并且对任何频率的干扰电压都是有效的。绞对线沿线能形成许多小环路，而且导线在相邻的环路间不断地换位，由干扰电磁场引起的任何感应电压均将被抵消。另外，在电缆敷设上尽可能采用辐射状敷设方式，避免出现大的感应环路，也有利于降低感应电压。需注意的是，不论是辐射状敷设电缆还是采用绞对线感应于芯线与地环路之间的共模感应电压仍不可避免。

(2) 采用电磁屏蔽。在干扰源与二次回路之间设置电磁屏蔽物，使感应磁通不能进入二次回路，即可消除二次回路的感应电压。工程中常用的措施就是采用带电磁屏蔽的控制电缆，其屏蔽效果与屏蔽层材料的导磁系数、高频时的集肤效应、屏蔽层的电阻等因素有关。屏蔽层采用高导磁材料时，外部磁力线大部分偏移到屏蔽层中，而不与屏蔽层内导线相交链，因而不会在导线上产生感应电势。高导磁材料的屏蔽层对各种频率的外磁场都有屏蔽作用。由高导磁材料作屏蔽层的控制电缆造价较高。钢带铠装电缆，具有较好的磁屏蔽作用，但在实际工程中，往往运行一段时间后钢带腐蚀而失去屏蔽作用。

非磁性材料的屏蔽层，其导磁率与空气的导磁率相近，故干扰磁通仍可达到电缆芯线。但在高频干扰磁场的情况下，干扰磁场会在屏蔽层上感应出涡流，建立起反磁通与干扰磁场抵消，使芯线不受影响。此种屏蔽的有效频率与屏蔽层的电导率、厚度和电缆外径成反比，有效频率一般在  $10\sim 100\text{kHz}$  之间。

在较低频率时，涡流产生反磁通的效应小，因而对外面干扰磁场的抵御作用也小。为增强对低频干扰磁场的屏蔽，电缆的屏蔽层两端或多点接地，使电缆的屏蔽层与接地网构成闭合回路。干扰磁通在这一闭合回路中感应出的电流可产生反向磁通，减弱干扰磁通对芯线的影响。减小屏蔽层和地环路的阻抗，可增强屏蔽效果。所以，在施工时特别要注意对电缆屏蔽层的接地处理，采用可靠的接地方式，降低接地电阻。

### 3. 由地电位差产生的干扰电压的抑制

在发生接地短路时，变电所区内各点地电位的差别，在两端接地的电缆屏蔽层中和两端接地的电缆芯中会产生电流，据 IEEE 会议资料介绍，在后备保护动作的期间内，此电流一般不会超过屏蔽层的短时热稳定电流。

为了防止地电位差在电缆芯线中产生电流，在二次回路设计时应避免电缆芯线与接地网形成闭合回路。为此，要作到有电气连接的回路中只能有一个接地点。例如，在差动保护的电流回路，只在户内设一个接地点；全所电压互感器的零相在户内只设一个公共的接地点，而不在户外电压互感器处接地。

### 4. 对来自 380/220V 交流干扰的抑制

在二次回路设计和施工时，不得将保护、控制、信号的直流回路与 380/220 交流动力、电热、照明回路共用一根电缆。在各种保护、控制屏的屏后接线，也不得将 380/220V 交流回路与上述直流回路的导线捆扎在一起，而应分别走线。在 380/220V 交流回路应单独设端子排。如一定要与直流回路端子排放在一起时，交直流回路间至少应有 2 个空端子隔开。

### 5. 无线电干扰的抑制

为防止户外高压配电装置的无线电干扰波侵到室内，控制室及继电保护室应设电磁屏蔽网。屏蔽网在土建施工时埋入墙中，与土建结构中的金属件可靠连接，并接地。应限制在静态电路构成的保护装置附近使用无线对讲机、手提电话等无线通信设备

## 三、对变电所抗干扰措施的建议

(1) 运行实践证明采用带屏蔽层的控制电缆是最为有效的抗干扰措施。铅包钢带铠装电缆具有良好的屏蔽效果，但这种电缆有色金属消耗大，造价也高，现已停止生产。新型有钢丝编织屏蔽层的塑料电缆也有较好的屏蔽效果，可以满足工程上的要求。表 11-2 列出了在 500kV 隔离开关操作时电缆芯暂态电压测试结果。从测试结果可得出，虽然电缆屏蔽层结构不同，其屏蔽效果略有差别，但暂态电压的水平都比较低，并且均在继电保护和二次回路允许的范围之内。而没有屏蔽层的电缆芯上的感应电压要增加几十倍，其值远远超过了二次回路允许的过电压水平。所以，在变电所中凡是有抗干扰要求的回路，都应采用带屏蔽层的控制电缆。例如，晶体管型保护、集成电路保护、微机型保护的电流、电压和直流引入、引出回路，计算机监控装置的信息采集回路等等。关于控制电缆屏蔽层的接地方式，有人提出采用一点接地；也有人提出采用两点接地。由式 (11-8) 不难看出采用两点或多点接地能有效地降低静电耦合干扰电压，而采用一点接地时因降低电缆屏蔽层对地阻抗的作用小，故抑制静电耦合干扰电压的作用也小。如前所述，采用二点或多点接地还能有效地抑制电磁感应产生的干扰电压。因此，推荐控制电缆的屏蔽层采用二点或多点接地方式。屏蔽层采用多点接地对抗干扰最为有利，但在实际工程中实施有困难。通常采用在

控制电缆的两端将屏蔽层可靠接地。

表 11-2 500kV 隔离开关操作时电缆芯暂态电压测试结果

| 操作方式 | 暂态电压幅值 (峰-峰) |        |        |        |         |
|------|--------------|--------|--------|--------|---------|
|      | 塑料无屏蔽电缆      | 铅包铠装电缆 | 铜丝编织屏蔽 | 铜带绕包屏蔽 | 铜钢铝组合屏蔽 |
| 单相合闸 | 5060         | 170    | 190    | 175    | 163     |
| 单相分闸 | 7800         | 280    | 250    | 280    | 210     |
| 三相合闸 | 4500         | 320    | 200    | —      | —       |
| 三相分闸 | 9000         | 340    | 480    | —      | —       |

(2) 每组电流互感器和电压互感器的二次侧相线及中性线应经一根多芯电缆引至主控制室。电压互感器的三次侧 (接成开口三角形) 应由单独的电缆引至主控制室。

(3) 每组电流互感器和电压互感器的二次回路应设一个接地点。当几组电流互感器的二次侧有电的连接时 (例如, 差动保护电流回路) 应在主控制室只设一个公用的接地点。电压互感器的零相接地小母线 (YMN) 连通几组电压互感器二次回路, 应在主控制室内设一个公用的接地点。

(4) 晶体管型保护、集成电路型保护、微机型保护的交流及直流引入线, 应先经抗干扰电容后再进入屏内。抗干扰电容的一端与引入导线直接焊接在一起, 而另一端并联后接到屏的接地端子上。外部回路与此类保护装置内部的联系应经空触点或光电隔离。

(5) 不同电平的回路不应安排在一根多芯电缆内, 48V 及以下弱电回路不宜直接引到主控制室之外。

(6) 变送器的二次输出回路要采用带双屏蔽、芯线为绞对线的电缆引出。在采用芯线为绞对线电缆时, 屏蔽层可采用一点接地。

(7) 不采用电缆备用芯两端同时接地方法作为抗干扰措施。因为这样作, 当接地的电缆芯两端地电位不同时, 会在接地的电缆芯中产生电流, 对不接地的电缆芯产生干扰。

(8) 电缆沟的走向尽可能避免与高压母线平行, 电缆沟内接地带沿纵向敷设, 并与变电所的主接地网连接, 其作用如下。

- 1) 增加静电屏蔽作用;
  - 2) 对电缆屏蔽层中的电流起分流作用;
  - 3) 便于屏蔽层实现多点接地。
- (9) 控制回路及直流馈电网的电缆宜采用辐射状敷设。

(10) 电缆沟道及盖板的钢筋应与变电所的接地网连接或接触, 控制室及继电保护室屋面板等钢筋混凝土结构中的钢筋应外引, 并与变电所的接地网连接。

### 第三节 工业电视在变电所的应用

我国现行的设计技术规程、规定, 并没有提出要在变电所装设工业电视。但目前已有一部分 500kV 变电所和少量的 220kV 变电所在生产改进中加装了工业电视系统, 给变电

所的运行监视带来了一定的方便。工业电视在发电厂和其他工业部门早已有应用,但在变电所的应用时间尚不到10年。有关设计、运行、维护的经验还不够丰富,在此仅就变电所工业电视设计以及有关问题简要介绍如下。

### 一、工业电视在变电所的用途

在变电所装设工业电视有以下用途。

(1) 监视户外开关场的运行状态。500kV 变电所户外开关场占地面积大,运行人员巡视的路途远,巡视时间长。适当在户外开关场布置工业电视的摄像头,在主控制室内就可以对户外所有开关设备全面监视。有了工业电视可以减少或代替运行人员对户外开关的经常性巡视。从而减轻了运行人员的巡视工作量。

(2) 复查开关设备操作的结果。对变电所中远方操作的隔离开关、接地器等开关设备,在主控制室操作完毕后,往往要运行人员到开关场去复查,看合闸后的隔离开关是否合好,断开的开关设备是否断开到位。其后才能进行断路器的操作。这样,倒闸操作的时间就较长。利用工业电视就可在主控制室观察开关设备操作的结果,不需要运行人员到现场观察。既减轻了运行人员的工作量,又缩短了操作时间。

(3) 监视油位。在主变压器、并联电抗器、电流互感器等带油设备的油标附近,布置摄像头,可以远方监视这些设备的油位。能及时发现油位的变化。对漏油、喷油等事故及时发现和处理,有利于设备的安全运行。

(4) 在恶劣天气时监视户外设备。根据运行规程的规定,在雷雨、大风等恶劣天气的情况下,为了安全不允许运行人员及其他任何人进入户外开关场。面在这种坏天气时恰恰又是设备容易发生事故需要加强监视的时候,有了工业电视,配备全天候摄像头,就能较好地解决这一矛盾。使得在坏天气也能在主控制室内监视户外开关场的设备情况。

(5) 夜间监视户外设备的运行状态。在摄像头上配备有投光灯,可随镜头的转动面转动,能实现在夜间对开关场设备的监视。

(6) 监视要害部门。如变电所的大门处、户内配电装置、无人值班的控制室、贮油设施、水泵房、贮水池等。

(7) 在工业电视系统内设置对讲和录像功能。能实现对现场作业的指挥,对重要操作的录像。

### 二、工业电视系统的构成

用于变电所的工业电视系统方框图如图 11-13 所示。主要有以下几部分构成。

#### 1. 全天候摄像机

全天候摄像机包括以下三部分。

(1) 可变焦距摄像机:将摄入的图像转变为电信号,经同轴电缆传至主控制室的控制台。焦距由控制台控制。

(2) 全天候屏蔽罩:将摄像机安装于屏蔽罩内。屏蔽罩具有以下功能。

1) 有电磁屏蔽作用。可防御 15kV/m 及以下的高压电场对摄像机的干扰,使摄入的图像能清晰地显示。

2) 有防雨、防尘作用。可防止潮气、雨水、灰尘进入摄像机,保持摄像机处在干燥清

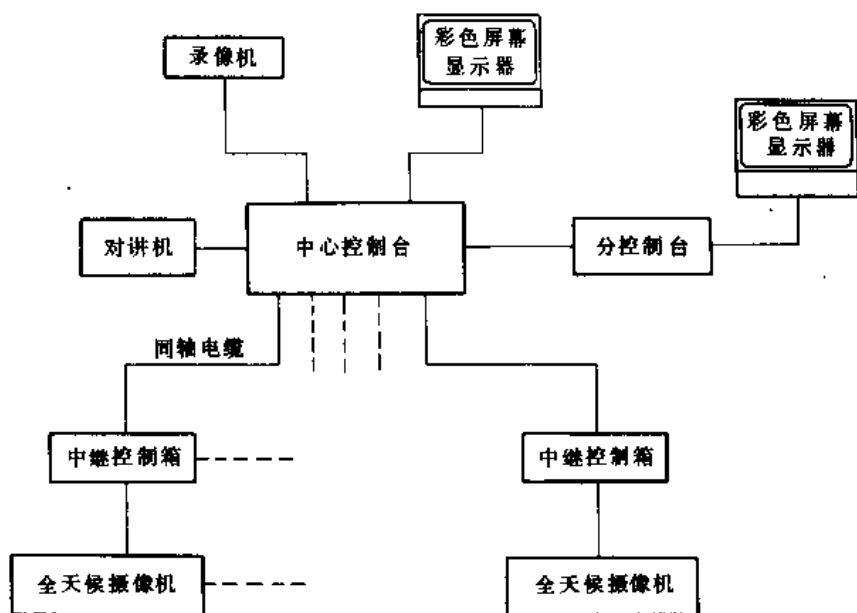


图 11-13 用于变电所的工业电视系统方框图

洁的工作环境。

3) 有自动温度控制功能。当罩内温度超过允许值时能自动打开风扇或投入电热器,使罩内温度保持在允许的范围之内。

4) 有自动清洗摄像窗口功能。

(3) 远方遥控的云台: 摄像机及屏蔽罩安装在云台上, 内部设有电动操作机构, 能实现摄像头的水平  $350^\circ$  和垂直  $90^\circ$  的旋转, 扩大了摄像头的视野。

## 2. 中心控制台

中心控制台包括微处理机构成的信息处理系统, 各种控制按钮、控制键、控制开关、信号灯、工作电源等。控制台主要完成以下功能。

(1) 整个系统的起停控制, 并且通过编号的控制键可选出需要监察的现场画面, 最多可选择 64 个画面。

(2) 摄像机的远方控制, 包括焦距调节、水平和垂直转角的控制、镜头的除尘、灯光的控制等。

(3) 工业电视系统各种运行状态的显示, 故障的自动报警, 包括摄像机的温度过高、电源故障等。

(4) 对讲系统、录像系统的起用停止控制。

(5) 自动搜索、手动搜索的控制以及自动搜索时间的调整等。

## 3. 彩色屏幕显示器

彩色屏幕显示器是工业电视系统的一个输出元件, 将摄像机摄入的现场情景通过屏幕显示器显示出来, 供运行人员监视。

## 4. 录像机

录像机能通过中心控制台控制起停和录像内容。当需要时,对摄像机摄入的现场情景自动录像。

#### 5. 对讲系统

对讲系统可做到与现场对讲,与各分控制台对讲,整个工业电视系统中还包括现场接线盒、同轴电缆等辅助设备。

### 三、变电所工业电视系统设计要考虑的问题

#### 1. 摄像机的布置

工业电视系统的投资主要花在摄像机上。在满足监视要求的前提下用的摄像机越少越好。在布置上主要考虑在满足监视要求的条件下如何减少摄像机的数量。

摄像机的布置应注意以下因素。

(1) 重点监视部位应在摄像机的可监视范围之内。当采用 6 倍可变焦距摄像机时,被监视物距摄像机镜头的直线距离不应超过 20m,且中间不应有障碍物。

(2) 摄像机水平可转  $355^\circ$ ,垂直仰角可调为  $\pm 45^\circ$ 。应尽可能充分利用摄像机的可监视空间,最大限度地减少摄像机的台数。

(3) 摄像机应安装在固定的支架上,支架的高度要适中,并与附近电气设备的布置相协调。一般来说,太高与电气设备的带电部分安全距离难以保证,干扰强度大;太低不利于对设备的监视。在能满足对电气设备监视的条件下,尽可能降低摄像机支架的高度。

#### 2. 抗电磁场干扰

由摄像机传至控制台的视频信号属于弱电信号(幅值约 1V),处在配电装置的强电磁场中,抗干扰问题十分突出。较有效的抗干扰措施如下。

(1) 采用屏蔽效果好的同轴电缆。

(2) 摄像机与云台绝缘。

(3) 同轴电缆的屏蔽层采用一点接地,以防止同轴电缆两端地电位不同而在屏蔽层中产生电流,对电缆芯产生干扰。

#### 3. 要求交流电源可靠

为了使在全所交流停电时,工业电视系统仍能运行,工业电视的交流电源应取自变电所的 UPS 系统。

#### 4. 防止对讲系统重复设置

工业电视系统的对讲功能应与变电所的内部通信系统设计统一考虑,防止设备的重复设置。

#### 5. 控制台的布置

工业电视系统的中心控制台、彩色屏幕显示器、录像机等设备,布置在主控制室内。在主控制室设计时应将控制屏、通信设备、微机监控装置、工业电视装置、办公桌等统一考虑,统一布置。必要时可对布置在主控制室主环内的设备、外形、尺寸、彩色提出要求,防止设备布置零乱,拥挤,影响运行维护和美观。

#### 6. 设备选型

目前国内已能成套生产和供应工业电视系统,制造厂成套提供的系统包括全天候摄像

机、中心控制台、彩色显示器、录像设备、对讲设备、同轴电缆、控制电缆、中间接线箱等。摄像机、控制台中的微处理机显示器、录像机等主要设备，都应采用性能好、可靠性高的名牌厂家产品。

#### 第四节 二次设备的运行维护

要使二次设备能安全可靠地运行，除了采用可靠地接线方案，选用可靠性高的设备之外，正确地使用和经常有效的维护是必不可缺少的。大量的实际运行表明，在二次设备中发生的故障有很大一部分是由于使用不当或维护不好造成的。特别是近年来在 220~500kV 变电所越来越多地采用了弱电设备，对这些设备更需精心维护，使之经常保持良好的运行状态。

在变电所的二次设备中，有一部分在户外，运行环境差，故障率高是二次系统中的薄弱环节。对这些设备的正确维护也是提高二次设备可靠性的关键。本节重点介绍对弱电设备和户外设备运行维护的有关问题。

##### 一、弱电设备的维护

由于以下原因，在 220~500kV 变电所中弱电设备越来越多。

(1) 主设备的继电保护越来越多的采用由晶体管、集成电路或微处理机构成的继电保护装置，这些装置的工作电压均为弱电 48V 以下。

(2) 测量系统采用二次仪表后，变送器和指示仪表间的电路也弱电化了。

(3) 多数 500kV 变电所采用弱电控制方式和弱电信号系统。大量的控制、信号设备弱电化。

• (4) 计算机或微处理机系统及附属设备均属弱电设备。

(5) 远动、通信设备也越来越多的采用由晶体管、集成电路或微处理机构成的弱电设备。

弱电设备具有精确度高、体积小，质量轻、操作方便、功耗小、外型美观等优点。但弱电设备的电气距离小、机械强度低，触点断开的容量小、抗干扰性能差，这是弱电设备的不足，以前国产的弱电控制设备在材质和制造工艺上也存在某些问题，影响了弱电设备的质量。目前国产弱电设备的质量已经有了较大的提高。弱电设备在运行中出现的问题，除了产品质量上的原因之外，在许多情况下是由于维护不当造成的。运行实践表明，只要精心维护，弱电设备是能够获得令人满意的运行效果。对弱电设备的维护应注意以下各点。

(1) 弱电端子和弱电设备中的电气绝缘距离较小，怕积灰尘，特别是灰尘中含有导电物质的情况下更危险。所以，要求安装弱电设备的房间要经常保持清洁，是好全封闭装设空调。

(2) 弱电设备的端子和屏后的弱电连接端子与软线的连接多采用焊接，由于端子间距离较近，在查线和清扫时特别注意防止端子间的短路，在每根导线的焊接点处都要加绝缘护套。

(3) 弱电设备采用插件式结构较多，在插件插入时，一定要插到极限位置，注意检查

插座弹簧的弹性及其是否断裂，发现接触不良及时更换，以确保插件的接触良好。

(4) 为防止电磁干扰侵入弱电回路而影响其正常运行，在设计上已将弱电回路和强电回路在控制电缆中分开，电缆两端都作了接地处理。在某些重要回路的入口处并联了抗干扰电容，有的回路采用绞对线连接，在运行维护时要保持这些抗干扰措施的经常有效。

(5) 弱电设备要配备足够数量，并且调整完好的备用件。某些弱电设备损坏率较高（例如，弱电的白炽灯泡、琴键开关等），在运行中发现损坏要及时更换。为便于弱电设备的更换，控制屏（台）上的弱电设备大多数都采用单元制的接线方式，即每一设备通过一束软线与一个 A 型插头连接，插座固定在屏（台）上，设备之间以及设备与端子之间的连接均通过插座实现。插座与端子排之间采用固定式接线方式。运行中需要更换设备时，只需将设备的固定螺栓打开，将相应的 A 型插头拔下，设备便可取下。这种安装和接线方式可以作到对设备的维修和调试不在屏（台）上进行，同时要求每种屏上设备都配备一定比例的备品，这些备品要预先调试好，更换时不需要重新调整。这就能作到一旦运行中的设备出问题，能很快地更换。另外对经常操作的弱电设备要定期更换下来，测试性能消除隐患。

## 二、户外二次设备的运行维护

### 1. 户外二次设备的特点

(1) 由于以下原因使 220~500kV 变电所户外设备的二次接线比较复杂：

1) 220~500kV 变电所的户外隔离开关一般都装有电动操作机构，其控制回路要比手动操作的隔离开关复杂。隔离开关的安全操作闭锁多数都是通过户外接线来实现的，这就更增加了隔离开关控制回路接线的复杂性。

2) 500kV 和 220kV 多采用单相操作的 SF<sub>6</sub> 气体绝缘断路器，这类断路器除操作机构的控制接线外，还有一套对 SF<sub>6</sub> 气体的监视信号、加热及温度的控制接线，使得断路器的二次回路接线复杂化。

3) 500kV 主变压器都是单相变压器组，有的还设有备用相。变压器自身的二次接线如瓦斯保护、温度信号、有载调压开关的控制、信号，套管电流互感器的接线等都较三相变压器复杂的多。在有备用相时，二次回路接线上要考虑备用相代替各相时切换的方便，使二次回路接线进一步复杂化。

4) 500kV 电流互感器和电压互感器的二次绕组多，二次侧引出线的电缆多。

(2) 户外部分的二次接线重要性大。户外二次设备的运行情况直接影响变电所的运行可靠性。例如，隔离开关的控制或安全操作闭锁回路故障就可能导致隔离开关不能正常操作或发生误操作；变压器瓦斯保护回路维护不好，造成接地或触点短路，就可能导致瓦斯保护的误动作；电流互感器二次回路电缆冻断或端子接触不良，就可能使电流互感器二次侧开路，引起绝缘击穿，造成人身伤亡或设备损坏的严重事故等等。

(3) 户外二次设备的运行环境恶劣。户外二次设备所处的环境温度变化范围大，容易引起机械变形和老化，造成电气触点的接触不良。由于设备的外壳密封不好，潮气、腐蚀性气体的侵入容易引起导线或触点的锈蚀。安装在一次设备，如断路器、变压器、电抗器上的二次设备，由于一次设备在操作或正常运行时的机械振动，容易造成这些二次设备的

损坏。此外，由于太阳光的直晒、灰尘、大气污染等也影响户外二次设备的安全运行。

(4) 某些户外高压设备的二次配件质量不高。例如，开关设备的连锁触点质量不好，接触不可靠；断路器、隔离开关操作机构中的行程开关、电磁锁、接触器压力闭锁触点等也常出毛病。

## 2. 户外二次设备的维护

由于上述户外二次设备的特点，使得对这些设备的维护并保证其运行状态良好，成为保障 220~500kV 变电所安全运行的关键。为此，在对户外二次设备的维护上特别要注意以上各点。

(1) 注意对断路器、隔离开关、有载调压开关等开关设备操作机构的维护。要确保这些机构的机械部分和电气部分经常处于良好的运行状态。以往在运行中曾发生过隔离开关操作机构锈死的现象，其主要原因就是没定期维护造成的。对操作机构的维护要注意保持外壳的密封良好，防止灰尘和潮气的侵入；调整好机构内部连锁触点和行程开关的位置，确保可靠的接触或断开；注意使各气压和液压闭锁装置的整定值在设备制造厂规定的范围之内；保证各端子的接触良好及时清除机构箱内的积尘，对地绝缘电阻不低于规定值。

(2) 对各种户外接线端子箱，要注意密封、防潮、防水、防灰尘，要定期检查清扫。保证端子的接触良好。端子和电缆都要有明显的标志。在带有自动温控的控制箱，入冬之前要检查温控装置是否完好，整定温度是否正确。

(3) 对控制电缆，注意电缆沟道的排水，电缆护管的端部要保持密封良好，防止雨水的浸入以造成冬季电缆冻断。要保持控制电缆屏蔽层的良好接地。

(4) 注意对各种安全操作闭锁装置的维护，其中包括各隔离开关和接地器的电磁锁、机械闭锁装置、各连锁触点、连接电缆和闭锁电源等。

## 第五节 提高二次回路可靠性的若干措施

### 一、直流回路熔断器的配置及其相关的联系

直流回路熔断器是直流回路的短路保护设备，有时也将熔断器用做回路的断开和隔离之用。熔断器的配置要考虑在保护上有选择性，在回路中避免产生寄生回路。一般按以下原则配置熔断器。

(1) 熔断器的额定电流应按最大负荷电流选择，为满足选择性的要求，干线上的熔断器、熔件的额定电流应比支线上的大 2~3 级。

(2) 保护、控制、信号回路应分别配置专用的熔断器，不应混用。

(3) 当有一组保护去动作几组断路器跳闸的情况下，例如，母线保护、断路器失灵保护、变压器差动保护、 $1\frac{1}{2}$  断路器接线、双断路器接线、角形接线的主保护等等，保护装置应由专用的熔断器供电。而每一组断路器的控制回路也应由专用的熔断器供电。不允许将保护与断路器的控制回路合用熔断器或几组断路器的控制回路合用熔断器。

(4) 有两组跳闸线圈的断路器，每一跳闸线圈的控制回路应由专用的熔断器供电。

(5) 在配有双重化主保护的线路、变压器、母线等，每一套主保护应由专用的熔断器供电。后备保护的直流回路可单独设熔断器，也可将后备保护适当的分配到两套主保护的直流供电回路中。在主设备只有一套主保护和一套后备保护的情况下，主保护和后备保护应分别由不同的熔断器供电，以防止保护回路的熔断器熔断时，主设备失去保护。

(6) 在由一组熔断器供电给几组保护的情况下，在保护屏的接线上应对每一组保护（包括跳闸出口继电器线圈回路），由端子排上单独引正负电源。不允许一组独立保护的任一直流回路，包括跳闸继电器，接到另一组独立保护的直流回路。当一组独立保护的直流回路需延伸到另一保护屏时，延伸部分的直流电源也应来自同一端子排。这样接线可以作到，只要在端子排上将某一保护的直流电源断开，该组保护就能真正作到断开直流。

(7) 不同直流电源供电的保护，控制直流回路间不允许有任何电的联系。如需要应经过空触点联系。

(8) 在查找直流通地需要断开保护直流电源时，应首先断开保护的出口压板，再断开保护的直流电源。需恢复时，应首先恢复直流电源，再接通保护出口压板。

(9) 控制、保护、信号回路的熔断器应设监视回路，当熔断器熔断时能自动报警。

## 二、控制、保护回路用中间继电器的选择及相关回路设计

(1) 为防止中间继电器线圈回路断线，电压为 220V 的直流中间继电器线圈线径不宜小于  $0.09\text{mm}^2$ 。如线径小于  $0.09\text{mm}^2$  时，其线圈须经密封处理。当采用 110V 中间继电器串联电阻方式时，串联电阻的一端应接于电源的负极。串联防跳继电器的电压保持线圈回路的保持触点也应接到负极，防止因电蚀使线圈断线。

(2) 110V 及以上的直流中间继电器的消弧回路设计应采取以下方式。

1) 不得在控制触点上并联以电容、电阻构成的消弧回路，防止电容器击穿时引起误动作。

2) 当用电容或反向二极管并在中间继电器线圈两端作为消弧回路时，在电容及二极管回路必须串入数百欧的低值电阻。防止电容或二极管短路时，将中间继电器线圈短路。消弧回路应直接并在继电器线圈的端子上。

3) 消弧回路的反向二极管，其反向击穿电压不低于 1000V。

4) 要注意因并联消弧回路而引起中间继电器返回延时和对有相关控制回路的影响。

(3) 各种保护的跳闸出口继电器和控制回路的跳闸继电器的起动电压不宜低于直流额定电压的 50%，以防止继电器线圈正极侧接地时，因直流系统过大的对地电容放电引起误动作。但也不应过高，以保证满足直流电源降低时的可靠动作和正常情况下的快速动作的要求。对于动作功率较大的中间继电器（动作功率大于 5W），因快速动作的要求，允许动作电压略低于额定电压的 50%，但此时必须采取措施保证继电器的线圈正极回路有足够的绝缘强度，杜绝可能发生的接地故障。如果提高起动电压还不能满足防止误动作的要求，可以考虑在继电器的线圈两端并联适当的电阻以作补充。

在变压器、电抗器瓦斯保护的起动中间继电器回路，因瓦斯继电器触点至中间继电器间的连接电缆很长，电缆的电容值大，为避免电源正极接地引起误动作，应采用动作功率较大的延时返回中间继电器，不要求快速动作。

(4) 断路器的跳(合)闸线圈的控制回路中应设有串联自保持回路,以确保断路器的可靠跳、合闸,并且使跳(合)闸出口继电器的触点不断弧。串联自保持回路可由以下方式实现。

1) 由带电流自保持的跳合闸中间继电器实现。

2) 由串联防止跳跃继电器实现。

无论何种方式,串联自保持回路应满足以下要求。

1) 自保持电流不大于额定跳(合)闸电流的50%,动作灵敏系数不小于1.5,电流自保持线圈的压降不应大于回路额定电压的5%,防跳继电器的电流起动线圈的压降不大于10%。

2) 电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

3) 带电流保持中间继电器的电压线圈与电流线圈应采用正极性接线。

4) 电流与电压线圈间的耐压水平不低于交流1000V,1min的试验标准。

(5) 为了增加触点采用两个以上中间继电器并联使用时,应先并联,然后经公共线引出。

(6) 经串联信号继电器起动的中间继电器,在各种可能出现的动作情况下,应保证信号继电器和中间继电器可靠动作。信号继电器的动作灵敏系数不宜小于1.4;在0.8倍额定直流电压下,串联信号继电器的压降不大于额定电压的10%。可通过适当的选择信号继电器的动作电流和在中间继电器线圈两端并联电阻来满足上述要求。

### 三、跳闸压板的配置

(1) 除公用综合重合闸的出口跳闸回路外,其他直接控制跳闸线圈的出口继电器触点,其跳闸压板应装在跳闸线圈与出口继电器的触点之间。

(2) 经由共用重合闸选相元件的220kV线路的各套保护回路的跳闸压板,应分别经切换压板接到各自起动重合闸的选相跳闸回路不重合的端子上。

(3) 综合重合闸中三相电流速断共用跳闸压板,但应在各分相回路中串入隔离二极管。

(4) 跳闸压板的开口端应装在上方,接到断路器的跳闸回路。压板在落下时不应和相邻压板相碰,穿过保护屏的压板导杆必须有绝缘套,防止压板接地。

### 四、保护屏的选择及接线

(1) 220~500kV变电所的保护屏宜选用PK-10型,前后带门、密封,屏蔽效果好。

(2) 保护屏本身必须可靠接地,保护屏内设有接地端子,用截面不小于40mm<sup>2</sup>的多股铜线和接地网直接连接。装设静态保护的屏间应用专用的接地铜排直接连接,接地铜排与继电保护室的接地网可靠连接,接地铜排的截面不小于100mm<sup>2</sup>。

(3) 端子排宜布置在屏的两侧。端子排中跳(合)引出端子与正电源间用空端子隔开。强电回路与弱电回路之间、交流回路与直流回路之间、各套独立保护的交直流回路之间都应用空端子隔开。

(4) 在一面保护屏中布置多套保护时,每套保护的接线应单独走线。不同保护的接线不应捆扎在一起。

(5) 保护屏内的接线宜采用截面不小于2.5mm<sup>2</sup>的单股或多股铜导线。

## 五、控制电缆的选择

(1) 220~500kV 变电所应选用带屏蔽的铜芯控制电缆，电缆芯截面对于控制回路不得小于  $1.5\text{mm}^2$ ；电流回路不得小于  $2.5\text{mm}^2$ ，多芯控制电缆应留有 10%~20% 的备用芯。

(2) 断路器跳（合）闸回路的控制电缆截面选择，要注意校验包括各串联保持线圈、控制电缆在内的电压降。在跳（合）闸操作时，控制母线至跳（合）闸线圈的总电压降不应超过额定电压的 10%。

(3) 断路器的跳闸线圈、继电保护按双重化设置时，两系统的电流回路、电压回路、直流电源、控制回路的电缆也应分开，而不应合用一根多芯电缆。

(4) 为满足电压降要求，需增大电缆截面时，首先应选择大截面的控制电缆。一般不采用多芯并联的方式。当采用多芯并联时，要采取有效措施防止并联中的部分电缆芯断开。

Tm645.2  
3025



京电力大 00190296

155178

## 参 考 文 献

1. 何首民, 宋道成. 500 kV 变电所电气部分设计及运行 (下册). 北京: 水利电力出版社, 1989
2. 西北电力设计院. 电力工程电气设计手册 (2). 北京: 水利电力出版社, 1991
3. 李光彦. 电力系统保护与控制. 北京: 电力工业出版社, 1981
4. 华北电力设备制造公司. 关于 500 千伏电气设备工频过电压、过激磁及允许持续时间问题. 电气技术, 1981 年 2 期
5. 国内电工委员会. 互感器, 第六部分. 保护用电流互感器的暂态特性技术要求. 沈阳: 全国变压器标准网译, 1992
6. 国际电工委员会. 补充 IEC-185 公报. 侧重暂态性能的保护系统用电流互感器. 北京: 北京电力设计院, 1981
7. 水利电力部南京自动化研究所. 500 千伏变电所中干扰的抑制. 南京自动化研究所技术情报, 1975 年 1 期
8. 冈根泰次. 电力系统工学. 日本: 电气书院, 1978 (昭和 54 年)
9. 上村, 孝三, 黑川, 敏雄. 監視制御室の人体学探討. 日本: 電気計算, 第 49 卷, 第 11 号
10. An American National Standard. IEEE Guide for Protection of Shunt Capacitor Banks. American: ANSI/IEEE C57.99, 1986

Tm645.2  
3025



京电力大 00190296

155178

## 参 考 文 献

1. 何首民, 宋道成. 500 kV 变电所电气部分设计及运行 (下册). 北京: 水利电力出版社, 1989
2. 西北电力设计院. 电力工程电气设计手册 (2). 北京: 水利电力出版社, 1991
3. 李光彦. 电力系统保护与控制. 北京: 电力工业出版社, 1981
4. 华北电力设备制造公司. 关于 500 千伏电气设备工频过电压、过激磁及允许持续时间问题. 电气技术, 1981 年 2 期
5. 国内电工委员会. 互感器, 第六部分. 保护用电流互感器的暂态特性技术要求. 沈阳: 全国变压器标准网译, 1992
6. 国际电工委员会. 补充 IEC-185 公报. 侧重暂态性能的保护系统用电流互感器. 北京: 北京电力设计院, 1981
7. 水利电力部南京自动化研究所. 500 千伏变电所中干扰的抑制. 南京自动化研究所技术情报, 1975 年 1 期
8. 冈根泰次. 电力系统工学. 日本: 电气书院, 1978 (昭和 54 年)
9. 土桥, 孝三, 黑川, 敏雄. 監視制御室の人体学探討. 日本: 電気計算, 第 49 卷, 第 11 号
10. An American National Standard. IEEE Guide for Protection of Shunt Capacitor Banks. American: ANSI/IEEE C57.99, 1986

Tm645.2  
3025



京电力大 00190296

155178

## 参 考 文 献

1. 何首民, 宋道成. 500 kV 变电所电气部分设计及运行 (下册). 北京: 水利电力出版社, 1989
2. 西北电力设计院. 电力工程电气设计手册 (2). 北京: 水利电力出版社, 1991
3. 李光彦. 电力系统保护与控制. 北京: 电力工业出版社, 1981
4. 华北电力设备制造公司. 关于 500 千伏电气设备工频过电压、过激磁及允许持续时间问题. 电气技术, 1981 年 2 期
5. 国内电工委员会. 互感器, 第六部分. 保护用电流互感器的暂态特性技术要求. 沈阳: 全国变压器标准网译, 1992
6. 国际电工委员会. 补充 IEC-185 公报. 侧重暂态性能的保护系统用电流互感器. 北京: 北京电力设计院, 1981
7. 水利电力部南京自动化研究所. 500 千伏变电所中干扰的抑制. 南京自动化研究所技术情报, 1975 年 1 期
8. 冈根泰次. 电力系统工学. 日本: 电气书院, 1978 (昭和 54 年)
9. 上村, 孝三, 黑川, 敏雄. 監視制御室の人機学探討. 日本: 電気計算, 第 49 卷, 第 11 号
10. An American National Standard. IEEE Guide for Protection of Shunt Capacitor Banks. American: ANSI/IEEE C57.99, 1986