



中华人民共和国国家标准化指导性技术文件

GB/Z 20996.2—2007/IEC/TR 60919-2:1991

高压直流系统的性能 第2部分:故障和操作

Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems—
Part 2: Faults and switching

(IEC/TR 60919-2:1991, IDT)

2007-06-21 发布

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 发布
中国国家标准化管理委员会

目 次

前言	I
引言	II
1 总则	1
2 高压直流暂态性能技术规范概述	1
3 无故障时操作的暂态过程	2
4 交流系统故障	5
5 交流滤波器、无功功率设备及交流母线故障	8
6 换流器单元故障	10
7 直流电抗器、直流滤波器及其他直流设备故障	13
8 直流线路故障	15
9 接地极线路故障	18
10 金属回线线路故障	18
11 高压直流系统的绝缘配合	20
12 通信要求	23
13 辅助系统	24
附录 A (资料性附录) (信息)文献目录	38

前 言

GB/Z 20996《高压直流系统的性能》是国家标准化指导性技术文件,共包括以下 3 个部分:

第 1 部分:稳态;

第 2 部分:故障和操作;

第 3 部分:动态。

本部分为第 2 部分,等同采用 IEC/TR 60919-2:1991《高压直流系统的性能 第 2 部分:故障与操作》。编辑格式按我国国家标准 GB/T 1.1—2000 规定。

本部分由中国电器工业协会提出。

本部分由全国电力电子学标准化技术委员会(SAC/TC 60)归口。

本部分负责起草单位:中国电力科学研究院、西安高压电器研究所。

本部分参加起草单位:西安电力电子技术研究所、北京网联直流输电工程技术有限公司、西安西电电力整流器有限公司、南方电网技术研究中心、机械工业北京电工技术经济研究所。

本部分主要起草人:曾南超、苟锐锋、周观允、聂定珍、马振军、黄莹、王明新、程晓绚、蔚红旗、方晓燕、陶瑜、赵晚君、田方。

本指导性技术文件是首次发布。

本指导性技术文件由全国电力电子学标准化技术委员会负责解释。

引 言

高压直流输电在我国电网建设中,对于长距离送电和大区联网有着非常广阔的发展前景,是目前作为解决高电压、大容量、长距离送电和异步联网的重要手段。根据我国直流输电工程实际需要和高压直流输电技术发展趋势开展的项目在引进技术的消化吸收、国内直流输电工程建设经验和设备自主研制的基础上,研究制定高压直流输电设备国家标准体系。内容包括基础标准、主设备标准和控制保护设备标准。项目已完成或正在进行制定共 19 项国家标准:

- (1)《高压直流系统的性能 第一部分 稳态》
- (2)《高压直流系统的性能 第二部分 故障与操作》
- (3)《高压直流系统的性能 第三部分 动态》
- (4)《高压直流换流站绝缘配合程序》
- (5)《高压直流换流站损耗的确定》
- (6)《交流变压器 第二部分 高压直流输电用换流变压器》
- (7)《高压直流输电用油浸式换流变压器技术参数和要求》
- (8)《高压直流输电用油浸式平波电抗器》
- (9)《高压直流输电用油浸式平波电抗器技术参数和要求》
- (10)《高压直流换流站无间隙金属氧化物避雷器导则》
- (11)《高压直流输电用并联电容器及交流滤波电容器》
- (12)《高压直流输电用直流滤波电容器》
- (13)《高压直流输电用普通晶闸管的一般要求》
- (14)《输配电系统的电力电子技术静止无功补偿装置用晶闸管阀的试验》
- (15)《高压直流输电系统控制与保护设备》
- (16)《高压直流换流站噪音》
- (17)《高压直流套管技术性能和试验方法》
- (18)《高压直流输电用光控晶闸管的一般要求》
- (19)《直流系统研究和设备成套导则》

高压直流系统的性能

第2部分:故障和操作

1 总则

1.1 范围

GB/Z 20996 的本部分是关于高压直流系统暂态性能和故障保护要求的指导性技术文件。论述了三相桥式(双路)联结的12脉波(动)换流单元构成的两端高压直流系统故障及操作的暂态性能。不涉及多端高压直流输电系统,但对包含在两端系统内的并联换流器和并联线路作了讨论。假定换流器使用晶闸管阀作为桥臂,采用无间隙金属氧化物避雷器进行绝缘配合,且功率能够双向传输。本部分没有考虑二极管阀。

GB/Z 20996 由三个部分组成。第1部分稳态,第2部分故障和操作,第3部分动态。在制定与编写过程中,已经尽量避免了三部分内容重复。因此,当使用者准备编制两端高压直流系统规范时,应参考三个部分的全部内容。

对系统中的各个部件,应注意系统性能规范与设备设计规范之间的差别。本部分没有规定设备技术条件和试验要求,而是着重于那些影响系统性能的技术要求。本部分也没有包括详细的地震性能要求。另外,不同的高压直流系统可能存在许多不同之处,本部分也没有对此详细讨论,因此,本部分不应直接用作某个具体工程项目的技术规范。但是,可以以此为基础为具体的输电系统编制出满足实际系统要求的技术规范。本部分涉及的内容没有区分用户和制造厂的责任。

1.2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本部分的引用而成为本部分的条款。凡是注日期的引用文件,其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本部分,然而,鼓励根据本部分达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件,其最新版本适用于本部分。

GB 311.1—1997 高压输变电设备的绝缘配合(neq IEC 60071-1:1993)

GB/T 3859(全部) 半导体换流器(GB/T 3859.1~3859.3—1993, eqv IEC 60146-1-1~60146-1-3:1991;GB/T 3859.4—2004, IEC 60646-2:1999, IDT)

GB/T 13498 高压直流输电术语(GB/T 13498—2007, IEC 60633:1998, IDT)

GB/T 20990.1 高压直流输电晶闸管阀 第1部分:电气试验(GB/T 20990.1—2007, IEC 60700-1:1999, IDT)

GB/Z 20996.1—2007 高压直流系统的性能 第1部分:稳态(IEC 60919-1:1988, IDT)

GB/Z 20996.3—2007 高压直流系统的性能 第3部分:动态(IEC 60919-3:1999, IDT)

2 高压直流暂态性能技术规范概述

2.1 暂态性能技术规范

高压直流系统在故障与操作期间完整的暂态性能技术规范应包括故障的保护要求。

这些概念在下列暂态性能和相应条款的适当地方说明:

——第3章:无故障操作的暂态过程

——第4章:交流系统故障

——第5章:交流滤波器、无功功率设备和交流母线故障

——第6章:换流单元故障

- 第7章:直流电抗器、直流滤波器或其他直流设备故障
- 第8章:直流线路故障
- 第9章:接地极线路故障
- 第10章:金属回线线路故障
- 第11章:高压直流系统的绝缘配合
- 第12章:通信要求
- 第13章:辅助系统

下述有关直流线路、接地极线路及接地极的条款仅限于讨论它们与高压直流换流站的暂态性能或保护之间的关系。

2.2 一般规定

通常,控制策略能够将扰动影响减至最小,但应该指出,设备的安全依赖于自身的良好性能。

3 无故障时操作的暂态过程

3.1 概述

本章讨论高压直流系统在换流站交流和直流两侧操作期间和操作之后的暂态过程,不涉及设备或线路发生故障的情况,这些故障情况将在本指导性技术文件随后的章节中讨论。

无故障操作可分成下述几类:

- 1) 交流侧设备(如换流变压器、交流滤波器、并联电抗器、电容器组、交流线路、静止无功补偿装置(SVC)和同步调相机等)的投入和切除;
- 2) 甩负荷;
- 3) 换流器单元的起动或停运;
- 4) 直流极或直流线路并联时直流开关或直流断路器的操作,直流线路(极)、接地极线路、金属回线、直流滤波器等的投入或切除。

3.2 交流侧设备的投入与切除

在高压直流输电系统运行寿命期内,换流变压器、交流滤波器、并联电抗器、电容器组、静止无功补偿装置和其他设备的投入或切除可能会多次出现。根据交流系统和被操作设备的特性,在开关操作时产生的电流和电压应力,将施加到被操作的设备上,并且通常还会侵入交流系统的某部分中。

对工程设计来说,最为严酷的过电压和过电流通常都是来自故障(见第4章到第8章),而不是来自正常的开关操作。但是,为完整起见,本指导性技术文件还是将其视为交流系统的电压扰动进行讨论。

滤波器的投切也会引起母线电压的瞬时畸变。并可能干扰换相过程,在弱系统中还可能导致换相失败。

因此,为了下述目的,应完成设备的投切研究:

- 确定交流网络和设备产生异常应力的临界条件和相应的抑制措施;
- 设备设计;
- 校验避雷器能耗。

为了控制谐波干扰和终端稳态电压而需投切滤波器或电容器组时,通常会出现暂态过程。

由于操作过电压经常发生,所以通常希望过电压保护装置在这样的操作过程中不要吸收过多的能量。例如,在与滤波器或电容器组相连的断路器中加入适当的电阻或使断路器选相合闸,都可减小例行的开合操作时产生的过电压幅值,也可减小逆变器换相失败的概率。高压直流控制系统用于抑制某些过电压也十分有效。

在切除电容器时,应采用无重击穿的开关装置,以防止当切除滤波器或电容器组时可能发生重击穿而引起严重的过电压。

变压器合闸的励磁涌流可能引起交流和直流系统之间不利的相互作用。此电流可持续数秒钟,起

始的峰值至少可达变压器额定电流的3倍~4倍。如果变压器工作在磁饱和区,此时则可能激发某些模式的振荡,出现欠阻尼的暂时过电压。另一个结果则是向电网注入高幅值的低次谐波电流,常常造成对逆变器来说很敏感的电压畸变,并有可能导致换相失败。

为减小励磁涌流,常用的方法包括加装断路器合闸电阻、断路器极间同步、设定变压器有载分接开关在最高分接位置等。同时,也应注意换流站其他变压器的投入或静止无功补偿装置的投切也会导致已投运的换流变压器出现饱和。

采用低次谐波滤波器也有助于减轻励磁涌流带来的问题。这个方法的有效性很大程度取决于系统和有关设备的特性。另外,交流系统的响应对已投入的换流变压器台数很敏感,在多个换流器单元串联而换流变压器尚未带负载时尤为如此。

电容器和滤波器组的投入会使这些元件与电网其余部分之间产生振荡。操作过电压与电容器和滤波器组的容量及电网的特性有关,并可能和过电流同时出现在已带电的交流系统元件上。由于在分闸操作后电容器中有剩余电荷,所以应注意电容器再投入时损坏的可能性。如果电容器的内部放电电阻在规定的等待时间内不足以完成放电过程,那么在重合之前可能需要采取放电措施,否则就可能需要较长的等待时间。滤波器的投入可能会引发振荡,其频率由滤波器和交流网络所决定。同样,切除滤波器或电容器组也可能会引起交流系统的电压振荡。

静止无功补偿装置可用于稳定电压和控制暂时过电压。静止无功补偿装置的投入应仅对系统电压产生轻微的影响,或甚至无暂态现象发生。大多数静止无功补偿装置都是通过控制作用来达到这一目的。

并联电抗器或电容器的投切会引起交流电压的变化。为了把由投切引起的电压变化限制在允许范围内,对这些设备的容量和操作应予以规定。

与高压直流换流站相连的交流输电线的投入和切除也会产生电压暂态过程,也应予以考虑。这些操作使影响暂态谐波效应的交流谐波阻抗发生变化。

当同步调相机在起动或作为感应电动机运行时,会吸收无功功率、降低系统电压,并引起暂态电压,它们在这方面的性能应仔细检验。

应将各系统元件在操作期间可接受的暂时或暂态过电压和过电流水平,以表格的形式,或优先以预期的暂态过电压水平和过电流水平随时间变化的曲线的形式写入规范之中。

综上所述,有关交流系统的电气特性和未来发展都应尽可能全面地在规范中提供。在规范书中还应提供相关的运行规程和现有的及预期的交流过电压水平。

无论投入或切除高压直流换流站中的哪个元件,在前面条款中所述的暂态条件下所希望的性能都应给予说明。

高压直流系统的过电压性能应与现在所连交流电网的实际性能特性相配合。

3.3 甩负荷

由于以下原因,无故障时高压直流系统传输的功率可能突然减小:

- 由于某一侧交流断路器意外跳闸;
- 由于控制系统作用使换流单元闭锁或旁路;
- 由于发电机组丧失或其他可能的各种原因。

交流系统电压升高,主要原因是高压直流换流站无功补偿过剩。由于电力变压器饱和满足谐振条件,变压器、滤波器与交流电网之间可能发生谐振。交流系统频率偏移可能加剧过电压的影响。

应特别注意逆变器只与滤波器和并联电容器组连接而与交流系统断开的情况。对于这种故障,逆变器应该闭锁并旁路以防止过电压损坏滤波器元件、交流侧避雷器或阀避雷器。对于逆变器通过一回或很少几回线路与交流系统相连的系统,设计保护方案时应考虑线路远端断路器跳闸的情况。

交流系统故障后甩负荷的暂态过程,将在4.3.5中讨论。

如果预计甩负荷引起的过电压大于3.2所描述的水平时,则应专门规定其可接受的幅值和持续

时间。

需研究适当的运行方案,使系统返回正常运行工况。为此可采取的措施,包括通过对运行中的换流单元进行控制,借以调节系统电压,或者投入电抗器,或者切除电容器或滤波器组等。如果需要在过电压状态下投切电容器或滤波器组,在选择断路器的额定值和容量时应考虑到这一点。如果现有的断路器容量不足,则应禁止使用这种方式而应改用其他方法降低过电压。

若欲将换流器用于电压控制,在阀的设计和制造时,应考虑阀在大触发角下运行的工况。

采用控制换流器的方法降低交流系统过电压的程度取决于满足交流系统动态性能的供电连续性要求。

另外,也可能需要采用其他方法,如投切电容器、电抗器、同步调相机、静止无功补偿装置、特殊金属氧化物(MO)暂时过电压(TOV)吸收器等,把过电压限制在可接受的水平,从而达到希望的换流器性能。

虽然在大多数系统设计方案中,经济性占据主要地位,但在成本与系统性能之间,可能仍需要进行仔细权衡。

3.4 换流器单元的起动与停运

应该编制高压直流输电系统极的正常起动或停运操作规程。

串联换流单元的起动与停运是由控制系统完成的,有时由控制系统与换流器单元上并联的开关装置共同完成。为此目的,在断开或闭合旁路开关之前,自动程序通常使阀桥内部形成阀旁路。

在这一过程中,任何特殊的要求或限制,如交流母线电压变化的最大允许值、特殊的联锁要求或传输功率的最大变化等,都应加以规定。

尤其在工程分期建设阶段,应当注意系统中运行的换流器数目少于最终设计的换流器数目。

3.5 直流断路器和直流开关的操作

用在高压直流输电系统直流侧的开关装置,其作用如下:

- 旁路或切除换流单元;
- 在双极系统中使换流站极与接地极线路连接或断开;
- 将极或双极并联,包括极性倒换;
- 投切中性母线;
- 投切直流线路;
- 投切直流滤波器;
- 在单极运行期间将直流滤波器并联。

它们可根据不同特点分成几类。图1给出换流站直流侧如下几种开关装置的布置:

- 电流转换开关(S);
- 隔离开关(D);
- 接地开关(E)。

要注意下列区别:

- 用于无电流分闸的装置,即使其具有有限的关合和开断能力;
- 能够把电流从一条通路转换到与它相并联的另一通路的装置,为了在转换期间分断预定的电流,这样的装置应具有足够的能量吸收能力;
- 直流断路器能够断开额定值内任意大小的直流电流并能够承受随后的恢复电压。

直流断路器可以用来使换流站或直流线路极不受限制地并联或解除并联。直流断路器的一个特殊应用就是用做金属回路转换断路器(MRTB)。

无电流情况下操作的开关和具有不超过负载电流的电流开断能力的直流断路器,在故障条件下及运行操作中都与控制系统的动作相配合。例如,换流站或线路极的并联或解除并联操作就需要断开和闭合不同的开关。

这些操作可能引起多种电压和电流的暂态过程,这些操作功能是由直流控制所决定的操作顺序完成的。

因此,这种暂态过程取决于控制系统、开关的动作时间以及交流和直流系统的电气特性。

对于可靠性要求很高的两端系统,采用直流断路器,通过输电线路并联及沿其路径分段的方法,可以提高输电的可靠性及可用率。这样,当运行需要或发生持续性故障时,甚至无需暂时停运直流输电系统,就可以将并联线路之一或某一段线路隔离。

因此,在发热允许范围内,剩下的健全线路能维持最大输电容量。当然,如同并联交流线路,需要采用有选择性的保护。

高压直流输电系统中所有开关和断路器,其操作特性,包括速度要求都应加以确定和规定。对于直流开关装置,应定义下列功能:

- 在高压直流换流站内的作用;
- 运行方式;
- 动作时间要求;
- 连续工作电流;
- 分断电流;
- 关合电流;
- 分断电压;
- 断口电压;
- 合闸和分闸位置时的对地电压。

考虑到一极直流侧低阻抗接地故障的情况,至少需要一台能把电流从运行极转移到地的中性线开关。

4 交流系统故障

4.1 概述

高压直流系统在交流系统故障及故障清除后紧接着的恢复过程的暂态性能,在系统的设计和规范编制时要慎重考虑。此恢复性能受所采用的特定控制策略的影响,也直接影响到高压直流设备的额定值、与之相连的交流变电站设备以及交流电网的响应。

4.2 故障类型

在制定高压直流系统技术规范时,应考虑下列交流故障:

- 每一功率流向的送端(整流器)和受端(逆变器)故障;
- 高压直流换流站中三相短路、三相短路接地、相间短路、两相短路接地和单相接地故障;对于大多数规划项目,只要分析三相短路故障及单相接地故障期间直流系统的性能即可;
- 远离高压直流换流站的交流故障;应考虑重合闸的实际情况;
- 在有交流线路与直流线路平行架设且靠得很近的情况下,交流及直流线路上的上述各种故障;这种类型的极端情况是在交流线路和直流线路的交叉处,发生交流线路对直流线路的闪络。

4.3 影响暂态性能规范的有关事项

对于交流系统故障期间及故障之后的暂态性能,高压直流系统的技术规范应考虑影响直流及交流系统运行和设备额定值的所有方面。为了在整个系统的成本和性能之间取得最佳平衡,在高压直流系统规范中应综合考虑。

以下条款将讨论影响交流系统故障期间及故障后暂态性能的特性。

4.3.1 有效的交流系统阻抗

有效的交流系统阻抗最简单的形式通常表达为短路比(SCR),即交流系统短路容量(MVA)与换流器直流功率额定值(MW)之比。

然而,短路比的更精确表达形式应是以额定直流功率和交流电压为基准的交流系统导纳。它是在系统频率下计算的,并应包含阻抗角。许多研究都涉及到从换流器向交流系统看进去的总导纳,包括连接在高压直流换流站交流母线上的滤波器及其他无功功率器件的导纳。这称为有效短路比(ESCR)。低次谐波频率范围内的阻抗是最重要的。

这里定义的短路比不同于 GB/T 3859 定义的短路比(RSC),后者是以换流器额定兆伏安(MVA)作分母的。

短路比对暂态故障性能的影响表现在以下方面:

- 1) 在故障期间能够维持功率稳定传输而不发生换相失败;
- 2) 恢复时间,特别是当逆变侧故障时;
- 3) 故障后控制恢复电压在可接受的范围内;
- 4) 可能出现的低频谐振条件,即小于 5 次谐波的谐振;
- 5) 暂时过电压。

所有这些因素都随交流系统阻抗和相角的增加而变得更加显著。

4.3.2 故障期间的功率传输

对于距离较远的交流系统故障,即使引起的高压直流换流站的交流母线电压变化不大,但高压直流系统可能对此敏感。交流故障造成的电压降落和畸变会影响换流器的触发角,并使传输的直流功率降低。对于远端三相短路故障,损失的直流功率与交流电压降基本上成正比,当直流电压降到一定水平后,可能需要采用某些形式的与电压相关的控制对策,这将在后面有关章节中讨论。控制模式的转换会造成进一步的直流功率减小,这将在 4.3.8 中说明。

与电压相关的控制提供了一种通过相互配合使电流裕度不会失去的方法修改每端换流器的电流限值或电流参考值。每端的直流电压代表了整流端和逆变端相互配合所需的信息,在此无需其他通信。这样的控制方案有几种,图 2 所示是一个例子。

当换流器用作无功功率控制时,与电压相关的控制的输入电压应为交流母线电压。

应对每一系统进行系统研究,以确定所需直流或交流电压阈值、电流限制值、时间常数及升降速率的最优整定值。

对于靠近整流端及其附近的交流单相对地故障,现代换流器传输功率的减小也基本上与平均的交流电压降成正比,因为通过换流器不平衡触发可以很容易地补偿较大的交流电压不对称。

另一方面,对于采用等距触发方案的大多数逆变器控制,为使换相失败减至最小而设定的最早触发时刻,确定了所有阀的触发时刻。这种控制行为与电压相关的控制一起,通常导致在逆变端交流单相故障期间传输功率最小。在逆变端交流线路对地故障期间,逆变侧切换到按相控制运行,这种方式提供了一种使传输功率大于上述最小传输功率而不会发生次数过多的换相失败的方法。

在交流故障条件下能否传输功率,很大程度上取决于所考虑的高压直流系统的性能,因此,最好通过数字仿真和(或)模拟器研究决定。

4.3.3 故障清除后的恢复

恢复时间可以定义为:故障清除后,高压直流系统在规定的超调量和稳定时间内,恢复到规定的功率水平所需的时间。此功率水平的典型值是故障前功率水平的 90%。

对与低阻抗交流系统相连的整流器或逆变器来说,在换流站中发生的所有非持续性交流故障,对于具有现代控制系统的高压直流系统,恢复时间可以很快,如 50 ms~100 ms。但实际设计或建设的许多高压直流系统的一端连接在高阻抗交流系统上,在这种情况下,其恢复时间可能要比连接在低阻抗交流系统上的高压直流系统长几倍。使用长距离直流电缆或很长的直流架空线路的高压直流系统,其恢复时间也会较长。

恢复时间的整定值应考虑交流系统受主保护和后备保护故障清除时间影响的稳定性。

然而,有些因素,如需要尽量减少换相失败或降低故障后的恢复电压等,经常影响到直流系统控制

方案中实际设定的恢复时间。

在严重的交流单相接地或三相短路故障期间,如果可能,通过阀的触发控制,把直流电流维持在降低了的某一数值,通常也可以改善恢复特性。在故障期间对阀继续触发或在故障被清除后立即恢复触发都可降低恢复电压的幅值,提高稳定性。

技术规范应考虑单相接地及三相故障可能持续的时间,包括可能有的后备保护清除故障时间。对于后备保护清除故障的情况,高压直流系统应具有快速恢复能力。这一点是重要的,因为设计阀时,应使其门极电路存储足够的能量,以渡过预期的故障阶段。

4.3.4 故障期间和故障后恢复期间的无功消耗

交流故障期间及故障后高压直流换流站的无功功率消耗取决于换流站的控制策略。具有特定性能的低电压限流特性经常用来调节无功消耗(是电压的函数),以及用来改善逆变器的恢复能力,且不发生换相失败。

对于高压直流系统远端无故障站以及故障站(如可能的话),都可以采取一些策略维持无功的消耗或把交流母线电压维持在规定的极限范围内。

在换相失败期间,无功潮流发生显著变化。换流器持续换相失败引起保护动作,使无功功率回流入交流系统,从而导致在高阻抗系统中出现相当高的过电压。

高压直流系统的研究,对于确定控制交流母线电压的方法,及确定维持换相以及维持交流电网稳定性的方法都是重要的。

4.3.5 交流故障引起的甩负荷

可能导致换流器闭锁、切负荷、三相故障清除后解锁失败及严重的换相失败等故障情况,都以甩负荷的形式表现出来,并会引起很高的暂时过电压、铁磁共振或可能导致系统崩溃的交流系统不稳定。

另外,对某些系统要注意甩掉大的直流负荷导致高压直流换流站中或在电气上靠近它的发电机或同步调相机自激的可能性。

甩负荷过电压将会对高压直流设备的额定值产生直接影响。

为了评估应进行以下研究工作:

- 交流电网中现有设备能承受这些过电压的程度和必要的应对措施的设计;
- 高压直流换流站设备的设计要求,包括能承受这种甩负荷过电压所需的交流保护。

换流器未闭锁时可用于协助限制过电压。但是,要考虑到交流系统故障恢复失败后换流器闭锁的可能性。这样的偶然事故可能需要采用其他手段,如通过无功功率设备的高速开关、静止无功补偿装置、低次阻尼滤波器或保护性能量泄放装置来控制甩负荷过电压。

技术规范应指出对于上述偶然事故可接受的过电压幅值和持续时间。

4.3.6 无功功率设备的投切

无功功率设备如交流滤波器、并联电抗器和并联电容器组的投切,是高压直流换流站交流侧控制谐波干扰及稳态电压的常用方法,稳态电压是交流系统负荷或交流系统一次回路电压的函数。

当指定用开关装置投切滤波器、并联电抗器或并联电容器组时,不仅要注意其在正常稳态下的开断能力和速度,而且要注意清除交流故障及甩大负荷引起的过电压要求。

更复杂的情况是如果一台现有的无功功率开关装置在瞬时甩负荷过电压期间不足以安全开断,此时,应配备一台容量足以开断超额无功电源的备用断路器。

如果被切除的无功功率设备在高压直流系统的负荷达到故障前的水平之前必须重新投入,则这种无功设备投切方式会导致高压直流系统的再启动时间太长,这是需要考虑的另一个问题。

4.3.7 故障期间谐波电压和电流的影响

在交流故障期间或恢复期间,若发生多周波的换相失败或阀触发异常故障,可能在交流侧和直流侧产生低次非特征谐波的电压和电流并激发其他频率的电压和电流。这些可能在交流或直流系统中暂时引发谐振,但产生的电流和电压通常不太大,部分原因是现代控制系统的衰减作用。但是,对这样的影

响应该研究,以检查它对诸如滤波器的暂态额定值的影响以及可能导致的交流系统继电保护误动作等。

如果直流侧在基波频率上谐振,则换流变压器可能出现饱和。这会在换流变压器网侧产生二次谐波,并可能造成系统不稳定。在整流端附近发生的交流单相接地故障也会在直流侧引起大的二次谐波电压,且将随着触发的继续一直保持下去。考虑到这些情况,有必要仔细研究直流线路对这种谐波产生谐振的可能性。

在设计交流滤波器的额定值和决定逆变器在故障恢复期间的换相能力时,应考虑故障期间产生的谐波。

另外,应当仔细检查在交流故障期间由低次谐波引起的交流保护误动作的可能性。

4.3.8 运行控制方式转换

在交流故障情况下,可能需要改变运行方式,例如,变为功率控制方式或电流控制方式。从整流侧电流控制转换到逆变侧电流控制会导致传输功率减小,故需要调整电流指令以补偿功率损失。对于两端之间有或没有通信情况下的电流裕度配合以及无功功率消耗随电流裕度调整的变化也应进行研究。

对于一些高阻抗交流系统,在故障引起的暂态期间,在功率控制方式下运行可能出现不稳定,除非转换到电流控制方式,或使功率控制方式具有定电流控制特性。

4.3.9 高压直流系统的功率调制

交流系统的暂态稳定性及高压直流系统的故障恢复性能有时可通过功率调制、直流电流或直流电压调制来改善。这部分内容将在本系列指导性技术文件的第三部分中讨论。

4.3.10 紧急功率降低

在导致关键交流线路被切除的故障情况下,为了缓解交流系统的不稳定问题,作为一种应急方案,可能需要具有紧急功率降低或甚至功率反转的能力。技术规范应考虑这种控制作用对以下各项的影响:

- 连接到另一端换流站的交流系统,由于甩掉部分负荷可能产生的过电压和不稳定;
- 配合紧急功率降低及故障后增加功率的通信时间要求以及可能发生的通信中断的影响。

在某些情况下,从交流故障直到恢复措施执行完毕的故障恢复期间,可能需要直流系统降低功率水平运行。这可以通过适当的系统研究予以确定。

4.4 技术规范对控制策略的影响

在确定交流故障期间及故障清除后的恢复期间最佳的暂态性能时应考虑交流系统工况。由于交流系统工况变化范围很广,没有单一的控制策略能适用于所有的工况。每一系统应在接近指定的工况下进行优化,这可以利用数字仿真和(或)物理模拟对该系统进行研究确定。

性能规范应允许直流控制策略在维持功率传输与防止换相失败、不稳定或很大的恢复电压之间做出最佳权衡,其总体效果应使所连接的交流系统满意运行。

5 交流滤波器、无功功率设备及交流母线故障

5.1 概述

本章讨论交流谐波滤波器、无功功率设备及交流母线上的故障。这些故障中可能出现较大的谐波电流,应在保护方面加以考虑。本部分未涉及静止无功补偿装置(SVC)的故障保护。

图3是双极高压直流系统中,交流滤波器和并联电容器布置方法的一个例子。每组中的电容器、电抗器及滤波器支路可分别通过负荷隔离开关投切,而接地故障则应由控制整组的断路器清除。有时采用另一种布置方案,即通过换流变压器的第三绕组连接滤波器、电容器及电抗器组。

滤波器和无功功率组的基波及谐波阻抗对交流母线上出现的过电压幅值和波形影响很大。因此,交流滤波器和无功功率组的详细模型是研究暂态条件下的母线电压的基础。

5.2 滤波器组的暂态过电压

在正常运行条件下,加在滤波器主电容器两端的电压接近相电压,而其他滤波器元件两端的电压通

常只是相电压的一小部分。然而在暂态条件下,滤波电抗器和电阻两端的电压可能比正常的相电压还要高。因此,在滤波器内部应采用避雷器保护,这将在第 11 章中讨论。

除了正常的开合操作(见第 3 章)经常产生的过电压外,滤波器元件很可能还要承受雷电产生的过电压、操作过电压以及母线上或邻近处外部故障产生的过电压。

由于滤波电容器对陡波头如雷电放电等呈现低阻抗,滤波电抗器和电阻将几乎直接承受出现在交流母线上的雷电过电压。

出现在交流母线上的操作过电压可能在滤波器内部被显著地放大,致使其元件上的过电压可能超过交流母线对地电压。因此,在研究过电压时,要考虑单个元件上的过电压。当元件没有避雷器直接保护时,通常如滤波器的主电容器,它们的端子之间能承受操作过电压的能力可能需要设计得比连接在母线与地之间的其他被直接保护的设备更高。

在交流系统不平衡故障期间,换流器如果未闭锁,将会产生幅值相当大的低次谐波。如采用低次谐波滤波器时,滤波器避雷器可能需要吸收相当大的能量。对于 2 次或 3 次谐波滤波器(如采用时)的滤波电抗器,应特别重视其避雷器在另一种情况下的能量吸收,即当电气上靠近滤波器母线的大容量变压器充电时的情况。这种情况可能出现在如近端交流故障后的恢复过程中。若高压直流换流站发生交流母线对地闪络,滤波器中的电抗器和电阻器两端会出现严重的陡波过电压。这些滤波器元件两端的电压幅值将可能与闪络前主滤波电容器两端的电压相等,所以对其避雷器的能量吸收要求可能很高。

5.3 滤波器及电容器组的暂态过电流

在暂态条件下,滤波器元件中的电流峰值可能是正常稳态值的好几倍。

当发生母线对地闪络时,电容器组将通过故障点释放能量。此放电电流受电容器组及其连接母线杂散电感和限流电抗器(如果采用时)的限制。同样,在交流滤波器的电抗器和电阻器上跨接有避雷器时,因为只有保护装置的反电势和杂散电感起限流作用,其电容器放电电流会很大。

在制定元件和保护电路的技术规范及设计接地系统时,都应考虑这些过电流。因此,电容器保护熔断器应能经受放电电流,电流互感器和保护继电器的运行不应受到不良影响。当暂态电流在滤波器元件的允许范围内时,保护不应误动作。这些设备都应按照能够耐受这样的放电电流设计。

分析时应考虑到导致最严重应力的系统结构,系统中包括滤波器和并联电容器。

5.4 电容器不平衡保护

为了在各种直流负荷下,达到希望的谐波性能和无功功率平衡,电容器和滤波器组通常分成一些可单独投切的支路。这些支路的额定容量可能相对较小,也就是说电容器组中并联的元件个数可能不多。

在电容器组的运行寿命期间,电容器元件可能损坏并由于熔丝熔断而被切除。当使用内部熔丝时,其动作只切除单个内部故障元件,而外部熔断器熔断则将切除整台电容器。

电容器组常设计得具有备用容量,也就是有限数量的电容器元件损坏且相应的熔丝熔断,不应使组中剩余的健全电容器产生过应力。但是,熔丝熔断应能检测到,以便利用方便的时机尽早恢复组中的备用电容器。

一种检测方法是采用电流不平衡继电保护。在这种方案里,每相电容器被分成两个严格相等的电容器并联组。使用灵敏的电流不平衡继电器,根据支路中的电流差异来探测由于电容器元件损坏和相应的熔丝熔断而产生的电流微小变化。另一种方法是使用电压敏感元件,它通过测量电容器组每一相中分接点的电压以检测由于电容器损坏和熔丝熔断而产生的电压变化。使用过电压继电器监测相电压或中间分接点电压之和。

在某些场合采用两段不平衡检测。第一段发出报警并允许手动切除电容器组,更换损坏的电容器,以便恢复必要的备用电容器。第二段发出自动跳闸信号以确保电容器组剩余部分不受牵连,否则会造成电容器或其元件更大数目的损坏。不平衡保护方案假设滤波电容器组两条支路同时发生同等程度的电容器元件故障的概率非常小。

5.5 滤波器及电容器组保护实例

高压直流系统滤波器和电容器组的保护布置如图 4、图 5 和图 6 所示。保护的选择通常是以用户各自的经验和规程为基础。

如果备用足够,允许换流极在一个滤波器支路退出运行的情况下继续运行,此时采用各滤波器支路单独保护可能比较合适,以便能够迅速切除故障的滤波器支路,使输电容量损失最小。

若失去一个滤波器支路,换流极就不能继续运行,那么从经济上考虑,可以只对整组滤波器提供保护,或将滤波器纳入母线保护区域内。对滤波器单独进行保护的另一种方案是保护动作后施加一些运行上的限制,如减小传输功率等。

为了保证具有合适的保护特性,应对失去部分无功功率源的工况的运行要求进行研究和规定。

在给定保护区域内出现的接地故障或单相接地故障,可用常规的电流差动保护系统检测,如图 4 所示。

当滤波器有自己独立的保护区域时,在它的交流母线侧的每一相以及中性母线侧都应装有电流互感器。当滤波器组被视为单一保护区时,则只需要在母线连线上装一组高压电流互感器。

如果断开滤波器组时应切除整个换流极,则滤波器组的保护也可以结合在整个极差动保护系统中,但这样就减少了自动辨别故障滤波器组的信息,这是一个缺点。

另一个区域保护方案是内部接地故障保护,如图 5 所示。此方案在三相高压导线的每一相和中性母线连线上安装电流互感器来检测保护区内的接地故障。

应注意的是如果滤波器组内的避雷器直接接到换流站的接地网上,避雷器浪涌电流可能被保护系统作为不平衡电流记录下来。通过适当的配合或把避雷器包括在保护区内可使继电保护误动作的概率减到最小。

滤波器和电容器组中的电流不仅取决于交流母线电压的幅值和谐波分量,而且取决于滤波器和组内元件自身的参数。上面叙述的电流差动方案对检测滤波器内部的所有故障可能不够灵敏。某些初期的故障可能需在进一步发展后才能够被检出并被清除。

通常,设备可以在一定的时间内承受异常交流母线电压造成的过电流,而不会严重影响设备的使用寿命。但是应对设备进行监控,以便在超过设备标明的固有裕度的过载情况出现之前,可以采取缓解措施。为此,应通过测量每一相的电流,并使用过电流和过负荷继电器进行保护。对于交流谐波滤波器中的这些问题,为了确保有充分的保护,通常需要给滤波器的个别元件加装电流互感器,如图 6 所示。

5.6 并联电抗器保护

并联电抗器用来控制高压直流换流站的无功功率,它的保护布置与交流输电系统中使用的电抗器或变压器类同。

5.7 交流母线保护

换流器交流母线通常采用差动保护系统。由于可能在交流滤波器和交流系统之间存在谐振,在故障恢复期间,母线电流中有可能出现较高的谐波电流分量。当出现这些谐波电流时,母线保护系统应能够正确动作。

应检验这种保护的另一方面,即其在暂时过电压下的性能。在某些情况下,一个极性的电压峰值可能比另一极性高很多,这会导致单方向的避雷器电流。此时,应保证电流互感器不会饱和,否则保护可能误动作。

6 换流器单元故障

6.1 概述

本章讨论换流器单元故障,即发生在换流变压器网侧与平波电抗器阀侧之间的故障。

对于在换流桥臂外部,但在功能上属于这部分的电子设备(见 GB/T 13498),在本章中均进行了适当的讨论。冷却设备在第 13 章讨论。

7.6 直流滤波器保护

高压直流换流站的直流滤波器通常用于限制流入直流线路的谐波电流引起的谐波干扰(见 GB/Z 20996.1)。

直流滤波器支路的保护设计应考虑到高压直流换流站预定的各种正常和异常运行工况。

同样,直流滤波器元件,如电容器、电抗器、阻尼电阻及隔离开关的保护设计应考虑由于大触发角运行、超前角运行或谐振等引起的谐波电流造成滤波器元件过应力的所有可能的运行工况。

7.6.1 滤波器组故障保护

直流滤波电容器组接地故障可能引起直流线路极保护动作。但是,技术规范应要求直流线路极保护动作不应妨碍任何直流滤波器故障的正确识别和自动清除并隔离故障滤波器支路。

通过直流开关场保护区域直流线路侧边界处直流电流互感器之间的差动比较,可检测到直流滤波器区域内的故障,如图 10 和图 11 所示。其他设备,如线路阻波器、耦合电容器、直流分压器等也可包括在这个保护区域内。

故障滤波器的隔离可能需要相应的极瞬时闭锁以允许隔离开关动作。

如果故障滤波器支路被切除后,该极还要继续运行,则技术规范要考虑到直流侧干扰水平可能增大,其他滤波器可能过载和可能产生谐振等情况。

7.6.2 直流滤波电容单元保护

由于直流滤波器的电容器组通常是由串联元件和并联元件组合成,所以可采用多种保护方法,例如:

- 如果熔断器确实能提供有效保护的话,可采用熔断器保护(内部的或外部的);
- 电容器组内的不平衡保护;
- 通过在线或离线测量,监测滤波器调谐状态,以确定故障位置;
- 故障单元或对地电压值的直接测量或遥测、显示;
- 指示电容器故障严重程度的单独故障报警,包括如果继续运行会导致电容器雪崩式故障时,自动切除此滤波器支路。

7.7 直流谐波保护

任何高压直流系统的技术规范都应考虑直流侧基波和谐波频率分量的保护。直流侧的基波分量在交流侧产生直流和二次谐波分量,会造成变压器饱和或引起谐振。基波频率信号可从直流分压器或直流电流互感器输出信号中抽取。一旦谐波分量在规定的时间内超过给定的阈值,相应的谐波保护通常使相关的极闭锁。

7.8 直流过电压保护

高压直流换流站的技术规范应考虑直流侧的过电压保护,以确保所有设备和直流母线或电缆免遭稳态过电压。暂态过电压保护是避雷器配合的一部分(见第 11 章)。通常用换流器控制来完成直流系统稳态过电压保护功能。

7.9 直流侧开关保护

技术规范应包括开关装置,如快速极断路器和直流侧隔离开关,包括直流滤波器和极的隔离开关。这些开关装置的技术规范应考虑开断电流和转换电流的能力。另外,应考虑在不损坏设备的前提下,允许的开关燃弧时间。

隔离开关通常是无负荷操作,它们的动作应由设备本身或其他相关的保护进行监视。无负荷隔离开关如旁路开关应该有专用保护。

8 直流线路故障

8.1 架空线路故障

架空线路,特别是很长的架空线路,可能是高压直流输电系统的主要干扰源。架空线路最常见的故

障是线路极对地闪络。在双极线路中,两极导线相互之间的距离通常很大,两极之间的闪络实际上可不予考虑。

造成架空线路故障的主要原因有:

- 雷电冲击;
- 被盐、工业污秽物、沙尘等污染;
- 由于故障、控制系统故障等造成的过电压;
- 倒杆塔;
- 其他:如冰雪破坏、风灾、火灾、碰树等。

绝大多数直流线路故障是暂时的,即在故障清除后,故障处的绝缘几乎都能够恢复到故障前的水平。同时,由于直流故障电流比较小,通常不会造成线路的导线和绝缘子明显损坏。这意味着在绝大多数故障情况下,直流线路可以很快恢复运行。

架空直流输电线路设计所选择的绝缘强度要能抵御雷电冲击、操作冲击和污秽以便把发生单次接地故障的概率限制在可接受的低水平。而且,设计时应防止过电压引起接地故障,如在一极接地故障期间或换相失败时,在另一健全极上产生的过电压导致接地故障。

除以上线路设计方面的考虑之外,由于换相失败,阀控制脉冲全部丢失或直流线路远端开路而产生的过电压幅值应能通过控制系统的合理设计予以限制。

由于雷击或单极接地故障而造成双极停运的概率很小。

在直流线路单极接地故障期间,故障极上的传输功率被暂时中断,并且在健全极、直流滤波器、直流电抗器和金属回路或接地极线路上会出现暂态过电压。

8.2 电缆故障

水下电缆故障是由于船抛锚、拖网而产生的机械损坏、电缆绝缘老化或预料不到的过电压等造成。电缆故障的特点是非自恢复的,因此,电缆的修理或更换会造成很长时间的停电。

8.3 直流故障的特点

直流线路的故障电流基本上是单方向的,它除了不同于交流系统的正弦故障电流波形外,还可以通过控制作用,以和交流线路故障电流完全不同的形态变化。起初整流器电流增加,经过短时间后回到整定值或回到由整流侧电流控制器的低压限流控制功能或其他控制功能决定的较低值。故障电流将继续流动,直到被控制功能清除为止。

发生直流线路故障时,故障极的直流电压突然降低很多。在直流电抗器线路侧,电压的变化率 dv/dt 要比换相失败或换流桥故障所造成的要大。这两种现象,即极电压降到很低和很高的 dv/dt ,是直流线路保护的重要判据。

8.4 直流线路故障检测功能要求

直流线路故障可利用直流侧电流和电压的特征来检测。检测系统应具有以下特性:

- 快速的主检测;
 - 对正常的暂态运行工况,如低电压运行、系统启动或停运、潮流反转等,检测应不灵敏;
 - 检测应对换流器故障或交流系统故障不灵敏,但可能被直流母线故障启动;
 - 在架空线路和电缆的组合系统中,应考虑对故障部分的识别方法;
 - 在并联输电线路系统中,故障检测应具有选择性,以便能很快识别故障线路;
- 使用故障定位装置可以加快故障线路的检查和维修。

8.5 保护程序

直流线路保护系统的设计和运行应使线路故障引起的线路停运时间减到最短。

8.5.1 架空线路故障

由雷击引起的这一类架空线路故障通常不是持续性的。当检测到这样的直流线路故障时,通过控制作用将故障电流降到零。必须适当地设计逆变器的控制系统,以防逆变器向故障点馈入电流。

故障电流降到零后,在重新施加电压和故障线路极恢复运行之前,应有一段使故障弧道去游离的去游离时间。

所需的去游离时间是故障电流、系统电压、气候条件和系统类型(即单极或双极)的函数。直流架空输电线路需要的去游离时间范围的典型值为 100 ms~500 ms。

若第一次再起动没有成功,可再次进行再起动。如果逐渐加长去游离时间或在较低的直流电压定值下再起动,对增大再起动成功的可能性是有利的。如果由于故障处的线路绝缘已部分损坏或某段线路污秽较严重而不允许线路在全电压下运行,此时,后一种选择更具有吸引力,因为虽然减小了输电容量,但重要的是可以继续输电。

8.5.2 电缆系统故障

故障清除后,故障处的电缆绝缘是非自恢复的。若电缆故障,则应把故障极的电流降到零,并闭锁换流器。

8.5.3 架空线路/电缆系统故障

只有在电缆部分故障不允许再起动的情况下,才需要识别故障位于线路的架空部分还是位于电缆部分。

8.5.4 并联电缆系统中一条电缆故障

当检测到故障时,应识别出故障的电缆,并且应尽快将故障极电流降到零。然后切除故障电缆,使用剩下的健全电缆重新启动系统。

如果每一电缆回路均使用有足够开断电流和恢复电压能力的直流断路器,则只需在故障电缆的两端断开直流断路器,而不需迫使极电流降到零。以这种方式使用直流断路器能够改善系统恢复时间。

8.5.5 并联架空线路系统故障

同上所述,应确认发生故障的架空线路,并把故障极中的电流降到零。然后应在全电压下执行再起程序。如果再起失败,通常的办法是使极电流降到零并断开故障线路,在此之后可重新启动直流系统。如果在每条线路中使用具有适当继电保护系统的直流断路器,则不必使电流降到零就可切除故障线路。

8.6 故障保护方案

直流线路的故障检测,通常是靠测量 dv/dt 和直流电压。进行这两种测量意味着对故障检测、清除及系统再起来说,不需交换线路两端的信息。但是,对于某些特殊场合和故障情况,两个高压直流换流站之间的通信还是需要的。

当直流线路故障发生在靠近逆变端时,整流端的直流电压保护可能不能满足可靠和快速地清除线路故障的要求。因而需要从逆变端到整流端的通信,以保证整流器的移相功能快速动作,将电流降到零,待故障线路去游离后,重新启动故障线路。

利用上述保护方案,有时检测不到高阻抗直流线路故障,或故障清除时间达不到要求。在这种情况下,可能需要某些类型的差动电流检测器,这就要使用双向通信通道,以便能比较直流线路两端的直流电流。另一种方法是等待故障变为低阻抗故障时,就能被上面叙述的前两种方法中的一种检测到。

直流输电线路保护并不是总能够区分逆变器的闭锁或旁路和直流线路故障。为弥补这一缺欠并正确辨别故障,应使用从逆变侧到整流侧的通信通道。当逆变器闭锁时,禁止线路故障保护动作。

以电压值为基础的直流输电线路保护,在逆变器交流侧故障或发生持续的逆变器换相失败时可能误动作。因此,在逆变器和整流器之间也需要通信通道,以便在这些情况下闭锁线路保护。

当两条直流线路并联运行并采用线路自动投切程序时,在整流器和逆变器之间通常需要双向通信通道,以使在一条线路出现故障后,接着执行直流线路隔离程序。如果使用具有充分恢复电压能力的直流断路器来投切直流线路,则无需通信通道,用适当的继电保护就可以辨别出故障线路。

类似地,一条直流线路永久性故障后,在自动实现双极并联和解除并联运行的场合,一极的整流站和逆变站之间需要双向通信通道。

8.7 直流侧开路

除非设计时采用了合适的控制功能,否则如果整流器解锁加压到开路的直流极或闭锁着的逆变器上,则可能产生过电压。

在接地极线路或中性母线导体开路的情况下再启动时,将迫使电流流过中性母线避雷器。错误断开中性母线开关也会有同样结果。高速避雷器短路开关可用来保护避雷器。保护系统应能检测这些故障情况。

8.8 交/直流线路交叉保护

当直流和交流输电线路互相交叉穿越时,由于输电线倒塔或悬挂的绝缘子脱落等事故,交直流导线有接触的危险。这种故障可由高压直流系统中的其他保护检测出来。最快的是直流线路故障检测,另外有直流欠电压检测和工频分量检测。这些保护虽然能闭锁高压直流系统,但是直流线路导体仍加有来自交流线路的电压。对于这种情况,交流线路保护不会动作,因为故障电流不够大。因此,通常希望由适当的高压直流保护断开交流线路。

9 接地极线路故障

9.1 概述

接地极线路是直流输电系统的一个重要组成部分。它是两个极的公共部分,接地极线路的故障会严重影响高压直流双极的利用率。如果要求单极大地回路运行,接地极线路是高压直流输电系统不可缺少的部分。

接地极线路的导线可架设在直流线路的杆塔上或可用作直流线路的屏蔽线。在后一种情况下,屏蔽线应绝缘。一个技术上更好的选择是架设一条单独的接地极线路,尽可能与直流输电主回路分开。

9.2 对接地极线路的特殊要求

接地极线路的设计应使发生永久性故障的概率最小。为了达到这个设计要求,需要考虑下列各点:

- 为避免接地极线路出现永久性故障,它的绝缘设计应能使直击或感应的雷电波导致的暂态故障能自行消除;
- 当直流线路故障时,在接地极线路上感应的电压,不应引起接地极线路绝缘闪络;
- 如果避免这些闪络是不可能的或不实际的,闪络电弧应能自行熄灭;
- 如果接地极线路是与直流线路分开架设的,则绝缘闪络的危险很小。在任何情况下,羊角放电间隙对于电弧的自熄灭都是有效的;
- 机械设计应避免接地极线路开路的可能性。达到这个目的的一种方法是采用两根并联导线,每根导线由各自的绝缘子串支撑。这将减小开路的可能性,并且通过比较两导体中电流的横差保护,可提供检测接地极线路故障或导线(两根导线中的一根)开路的信息;
- 为了达到最好的防雷电性能和较容易地检测故障,接地极线路杆塔的接地电阻应该较低。但为了达到电弧能自动熄灭的目的,塔基电阻又不能太低,这可能对安全不利。

9.3 接地极线路监视

由于安全的原因,应装有辨识永久性故障或接地极线路开路的装置。这种装置应向双极系统发出报警或发出闭锁指令。对暂态或瞬时故障通常不要求报警,只要有监测就可以了。

使用直流电流或其他方法测量阻抗的原理,可实现上述的监测系统。应注意,仅当高压直流系统运行于存在极间不平衡电流的情况下采用直流电流才是可行的。已经提出了一些别的方法解决这个问题。

10 金属回线线路故障

10.1 金属回线

如果双极高压直流输电使用金属回线进行单极运行,回线线路可采用低压专用导线,如适当绝缘的

高压直流屏蔽线,如图 12 所示,或者使用暂时不用的另一极的高压导线,如图 13 所示。专用导线的绝缘水平可以较低,因为它通常只承受线路电压降的应力。应该设置开关装置以便能将电流从大地回路转换到金属回路;反之当极导线用作金属回线时,能将电流从金属回路转换到大地回路。对开关装置的要求,主要取决于这种转换是带负荷进行还是不带负荷进行。

10.2 金属回线故障

金属回线线路上导线故障的原因与第 8 章所述相似。当用低压绝缘导线时,接地故障的次数可能很多,因为即使是一个感应的雷电冲击也能击穿此低水平的绝缘。另一方面,当把极导线用作金属回线时,闪络的次数可能少得多,因为它的绝缘水平很高。

故障电流将在不同的返回路径中,按与阻抗成反比的关系分配,其大小由下列因素决定:

- 线路上接地故障点的位置;
- 电弧电阻;
- 土壤电阻率;
- 塔基电阻;
- 接地端(换流站接地网或接地电极)到远地点的电阻。

在金属回线运行中,如果用换流站地网作直流主回路接地,则由接地故障引起的一部分直流电流会通过中性点接地的电力变压器的中性点流入交流系统,如图 14 所示。当很大的直流电流持续地流入交流系统时,交流系统的继电保护会由于电力变压器和电流互感器的饱和影响而误动作。因此,为解决问题,快速清除金属回线接地故障是特别重要的。

在低压回线导体上,羊角间隙能自行消除接地故障。也可以使用其他具有同样效果的方法,以减轻电弧对导线和绝缘子的损坏。

金属回线开路故障可能在电位悬浮端造成严重的过电压。检测这种故障的继电保护应与线路过电压保护一起配置。

10.3 金属回线故障检测

在双极平衡运行期间,金属回线导体故障很难检测,因为它在主回路上产生的电压和电流变化很小。然而,在单极或双极不平衡运行情况下,金属回线导体故障可以通过检测对故障敏感的电流的变化得到。例如,直流电流将流入主回路的接地点,而金属回线中的电流则会减小。

金属回线故障检测方案举例如下:

- 检测到主回路电流大于返回电路电流(见图 15);
- 检测主回路接地点的直流电流(见图 15);
- 通过交流辅助电源检测叠加到返回线路上的交流电流信号的变化(见图 16)。

为了缩短检测时间和故障后的维修时间,在返回线路上特别需要故障定位设备。

返回线路导体开路检测也应考虑在保护方案中。

10.4 金属回线故障保护系统

在双极平衡运行期间,通常没有必要对金属回线故障采取保护措施,因为除了持续性故障及开路故障外,其他所有故障均可因自动熄弧而消除。然而,在单极和双极不平衡运行情况下,则需要通过直流线路保护清除故障。在这些运行方式下,金属回线故障电流可持续一段时间(可达 0.5 s),这取决于故障位置、故障电流、放电间隙长度和风力情况。接地点附近的故障可以很快熄弧,而远端故障则持续时间较长。羊角间隙的自熄弧能力对清除那些距接地端较远的故障较为困难。

在低压绝缘导体上可能经常发生金属回线故障,引起长时间持续电弧和重复的闭锁一再启动,因而可能需要考虑另一种保护:

- 不闭锁换流器,而是通过短时间闭合安装在电位悬浮端的直流断路器(MRTB),使主回路在两端接地,从而使故障电弧熄灭(如图 17 所示)。

11 高压直流系统的绝缘配合

11.1 概述

高压直流换流站设备的设计应使它能承受一定的过电压而不损坏,这些过电压可能由于交流系统或直流线路发生故障或者换流设备故障而出现。

高压直流换流站的绝缘配合与一般交流变电站的不同之处,主要在于高压直流换流站需要考虑设备的串联连接,包括在远离地电位的端子间连接避雷器以及换流站在不同部分采用不同的绝缘水平。

换流阀的特性包括其触发控制,以及在交流侧和直流侧装有大容量滤波器,是产生过电压的重要因素。

高压直流换流站的过电压可能来自交流系统、直流线路和电缆或站内故障。在研究过电压时,应考虑和评估交流系统和直流系统性能、阀的暂态和动态性能、控制以及最不利情况的组合。

11.2 使用避雷器的保护方案

本部分仅考虑了无间隙金属氧化物避雷器用于高压直流换流站过电压保护的情况。图 18 给出接在架空直流线路上的高压直流换流站的避雷器保护方案。图 19 给出背靠背换流站保护的类似方案。图 20 给出交流侧的避雷器保护,包括交流滤波器的避雷器保护方案。图 21 给出具有串联换流器的高压直流换流站的避雷器保护方案。

跨接在阀上的及直流侧的避雷器承受着不同组合的直流电压和交流电压,以及谐波电压和换相过冲。它们的设计应能承受相应的应力。

一般可通过迭代方法决定对避雷器的要求。对避雷器的能量吸收要求决定了它的体积和特性。这些又反过来影响过电压水平和避雷器放电电流。避雷器应力将在 11.7 中进一步讨论。

11.3 交流侧的操作过电压和暂时过电压

交流侧出现的操作过电压和暂时过电压(见 GB 311.1—1997 中的定义)对避雷器的应用研究非常重要。它们决定了高压直流换流站交流侧的过电压保护和绝缘水平。阀的绝缘配合也受其影响。

当隔离开关位于换流变压器和换流桥之间时,对于这种特殊情况,当隔离开关处于断开位置时,应对换流变压器阀侧绕组提供保护。

本条款讨论的过电压是由交流侧开关操作和本部分第 3 章和第 4 章讨论的故障工况产生的。

11.4 直流侧操作过电压和暂时过电压

除了通过换流变压器传递的交流侧过电压外,直流侧对于操作过电压和暂时过电压的绝缘配合主要决定于直流侧故障和操作产生的过电压。

下面将要讨论的是故障或操作产生的附加交流电压。这些故障包括直流线路接地故障,直流侧投切操作,导致接地极线路开路的故障,以及由于换流器控制故障,丢失触发脉冲,换相失败,接地故障和换流单元内部短路。

在包括直流电缆和架空线路组合的系统中,在电缆终端需要避雷器以保护其免受过电压的冲击。

11.5 雷电及陡波冲击

对高压直流换流站的不同部分,考虑雷电冲击波作用应以不同的方法进行。这些部分是:

- 从交流线路入口到换流变压器网侧的交流开关场部分;
- 从直流线路入口到直流电抗器线路侧的直流开关场部分;
- 换流变压器阀侧到直流电抗器阀侧之间的换流桥部分。

换流桥部分由串联的电感与其他两部分分开,一端是直流电抗器的电感,另一端是换流变压器的漏抗。在换流变压器交流侧或直流电抗器外的直流线路上,由雷电冲击等造成的行波被串联电抗和对地电容的组合所衰减,波形类似操作波。因此,它们应作为操作冲击的配合予以考虑。

交流和直流开关场部分与架空线路相比阻抗较低。与大多数常规交流开关场的不同之处是存在交流滤波器、直流滤波器,可能还有大容量的并联电容器组。所有这些对陡波前冲击或雷电冲击都具有削

弱作用。

陡波前冲击不同于雷电冲击,在设备设计、试验和绝缘配合时都应予以考虑。由高压直流换流站接地故障等引起的冲击对于阀的绝缘配合非常重要。这些冲击波典型的波前时间为 $0.5\ \mu\text{s}\sim 1.0\ \mu\text{s}$,持续时间达到 $10\ \mu\text{s}$ 。其大小和波形可通过数字仿真研究决定。

在交流开关场部分,波前时间在 $5\ \text{ns}\sim 150\ \text{ns}$ 的陡波冲击也可能由气体绝缘开关站中的隔离开关操作引起。在 SF6 断路器的操作中,也会出现波前时间为数十纳秒的陡波过电压。

11.6 保护裕量

高压直流换流站绝缘一般采用绝缘配合的惯用方法。另外,绝缘配合的统计法可用于自恢复绝缘。

在惯用法中,根据过电压和保护装置(避雷器)的特性,确定在一个指定地点可能出现的最大过电压。

通过避雷器的最大电流也应通过数字仿真或高压直流模拟研究来确定。最大电流值或某个较高值可定义为配合电流,对应这个电流的避雷器两端电压即为保护水平。在操作过电压情况下,它被称为操作冲击保护水平(SIPL);在雷电过电压时的相应值称为雷电冲击保护水平(LIPL)。

设备承受的最大过电压由跨接于它的避雷器或避雷器组的保护水平所决定,同时与设备、避雷器和地的连接有关。

对于由避雷器保护的设备,当最大电压确定之后,相应的绝缘水平,即操作冲击耐压(SI WV)和雷电冲击耐压(LI WV)(根据 GB/T 311.1—1997 定义)也就确定了,同时应考虑保护裕量。

保护裕量可表示为:

$$\text{裕量} = (\text{安全系数} - 1) \times 100\%$$

其中,安全系数在 GB/T 311.1 中定义为:

$$\text{安全系数} = \frac{\text{操作或雷电冲击耐压}}{\text{最大过电压}}$$

交流系统的实践为选择裕量提供了基础,现有高压直流系统广泛的成功经验也为确定选择裕量的标准提供了附加的数据。同时,使用金属氧化物避雷器比以前的避雷器技术具有更稳定的保护水平。

对于操作冲击,阀常用 15% 的裕量,然而对于某些特定的应用场合也有采用 10% 裕量的情况。

对于雷电冲击,阀常采用 15%~20% 的裕量。对其他设备的保护,操作冲击应采用 15%~20% 的裕量,雷电冲击应采用 20%~25% 的裕量。在过去的实际运行中使用这些裕量获得了成功的经验。对于前沿时间小于或等于 $0.5\ \mu\text{s}$ 的陡波冲击,超过最大过电压的 20%~25% 的裕量对阀以及其他设备都是合适的。应避免特别陡的陡波冲击进入阀内。

阀的保护裕量或安全系数的选择低于其他设备,其主要原因是通常阀直接跨接有避雷器保护,而且晶闸管阀的老化过程不同于一般的电力设备(如电力变压器),因为故障晶闸管可以在定期检修时更换。在阀设计时,其他元件的绝缘应比晶闸管具有更高的承受能力,从而自然具有了较高的裕量。

上述对保护裕量的要求都应该写入技术规范中。

11.7 避雷器

以下所有避雷器的命名请参见图 18、图 19 和图 20。

11.7.1 交流母线避雷器(A₁ 和 A₂)

高压直流换流站交流侧通常由换流变压器处的避雷器(A₁)以及根据站的布局在另一位置设置的避雷器(A₂)所保护。这些避雷器根据交流系统准则,并考虑了网络接地以及雷电、操作和暂时过电压等进行设计。因为换流变压器可能饱和,以及滤波器和交流系统之间可能发生低频谐振,特别是在清除故障时,可能出现持续时间很长的、高的过电压。这就可能需要设计吸收高能量和大电流的避雷器。

11.7.2 滤波电抗器避雷器(FA)

滤波电抗器避雷器应考虑交流母线上的操作过电压和暂时过电压,以及在滤波器母线接地故障期间滤波电容器通过避雷器的放电电流。前者决定了所需的 SIPL,后者决定了 LIPL 和能量吸收要求。

在某些情况下,很高的能量吸收要求是由于低次谐波谐振,或者在交流系统故障期间不平衡运行时产生的低次非特征谐波造成的(见 4.3.7)。

11.7.3 阀避雷器(V)

与阀避雷器有关的事件如下:

- 限制由交流侧传来的操作波过电压和暂时过电压;
- 在换流桥和高电位换流变压器之间接地故障时,直流线路、直流滤波器、阀厅电容的放电电流;
- 仅一个换相组的电流中断;
- 由于屏蔽失败导致的雷电波放电电流。

前三种情况决定了避雷器承受操作波过电压的应力,它们通常要求避雷器能够吸收很大的能量。

若阀的正向保护触发水平高于避雷器的保护特性时,阀的正向保护触发水平应与避雷器的保护特性相配合。

在整流运行的换流器单元并联时,由于并联换流器单元馈入故障电流,所以换流桥和高电位的换流变压器之间的接地故障,要求受影响的避雷器能够吸收附加的能量。

阀应设计为能够承受在避雷器放电期间阀导通的情况下,由直接并联的避雷器转移过来的预期的最大放电电流。

11.7.4 中性直流母线避雷器(M)

中性直流母线避雷器有时可用来降低对换流变压器阀侧绝缘水平的要求。

中性直流母线避雷器的能耗由低电位的六脉动桥电流中断以及屏蔽失败造成的雷电波所决定。这个避雷器的数据与阀避雷器的数据为同一数量级。

11.7.5 换流器单元直流母线避雷器(CB)和换流器单元避雷器(C)

高压换流器单元母线可由连接在母线和地之间的换流器单元直流母线避雷器直接保护(图 18, 避雷器 CB)。对于图 21 所示的串联换流器单元,通常采用两个避雷器的组合,一个是连接在高压换流器单元端子之间的避雷器“C”,另一个是接在低压侧的换流器单元上换流器单元直流母线避雷器(CB2)。

由于换流器单元直流母线避雷器和换流器单元避雷器的保护水平是标称直流电压的两倍,这些避雷器一般不会受到较大的操作波放电电流影响。它们的特性是由稳态直流电压水平决定。在换流器单元串联的情况下,对避雷器“E₁”和“E₂”有一个附加要求,即要考虑当一个换流器单元短路时,直流线路的放电电流。

11.7.6 直流母线及直流线路避雷器(DB 和 DL)

决定直流母线及直流线路避雷器的特性要考虑最大运行电压以及雷电和操作过电压。直流母线避雷器“DB”决定了直流极设备的绝缘水平。在含有电缆的高压直流系统中,直流线路避雷器“DL”的保护水平可以根据电缆的耐压特性来选择。当高压直流线路同时包括架空线路部分和电缆部分时,在电缆和架空线路的连接点应考虑采用避雷器,以防由于行波反射在电缆上出现过高的过电压。

11.7.7 中性母线避雷器(E₁ 和 E₂)

中性母线避雷器的运行电压一般较低,在双极平衡运行时实际上为零。在单极运行中也只有很低的直流电压,此电压对应于接地极线路或金属回线的电压降。这些避雷器用来保护设备,以防进入中性母线的雷电过电压以及下列故障期间释放的大量能量:

- 直流极接地故障;
- 阀和换流变压器之间接地故障;
- 单极运行时,返回路径开路。

它们的能量要求主要取决于清除这些故障的操作顺序。

11.7.8 直流电抗器避雷器(R)

直流电抗器上可以并联避雷器,以防雷电冲击在电抗器两端造成过高的电压,这样可以降低电抗器绕组的绝缘要求。

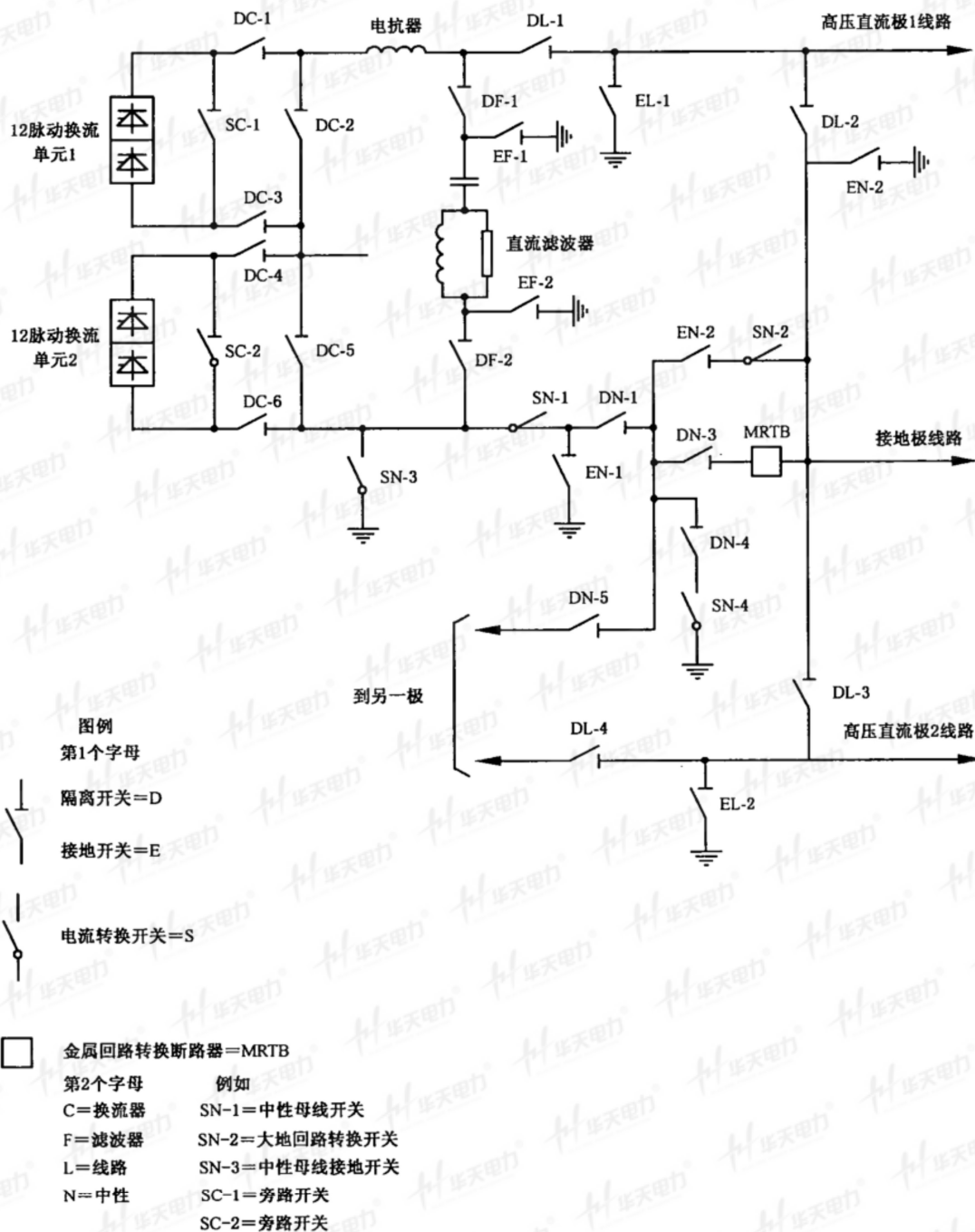
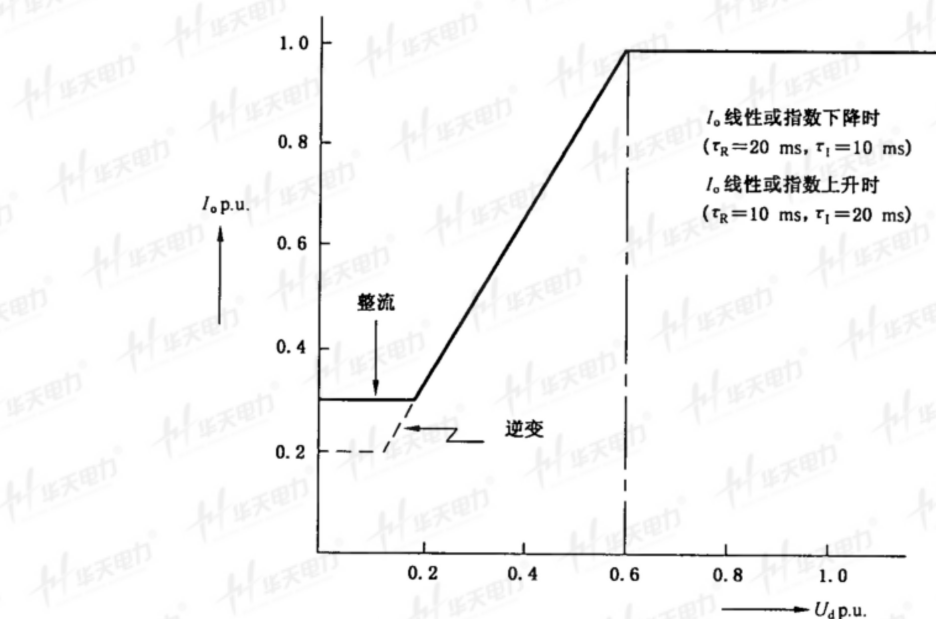


图 1 换流器串联连接的高压直流换流站的直流侧开关



注: U_d ——直流电压;
 I_d ——电流指令;
 τ_R 和 τ_I ——整流侧及逆变侧的时间常数。

图 2 低压限流特性示例

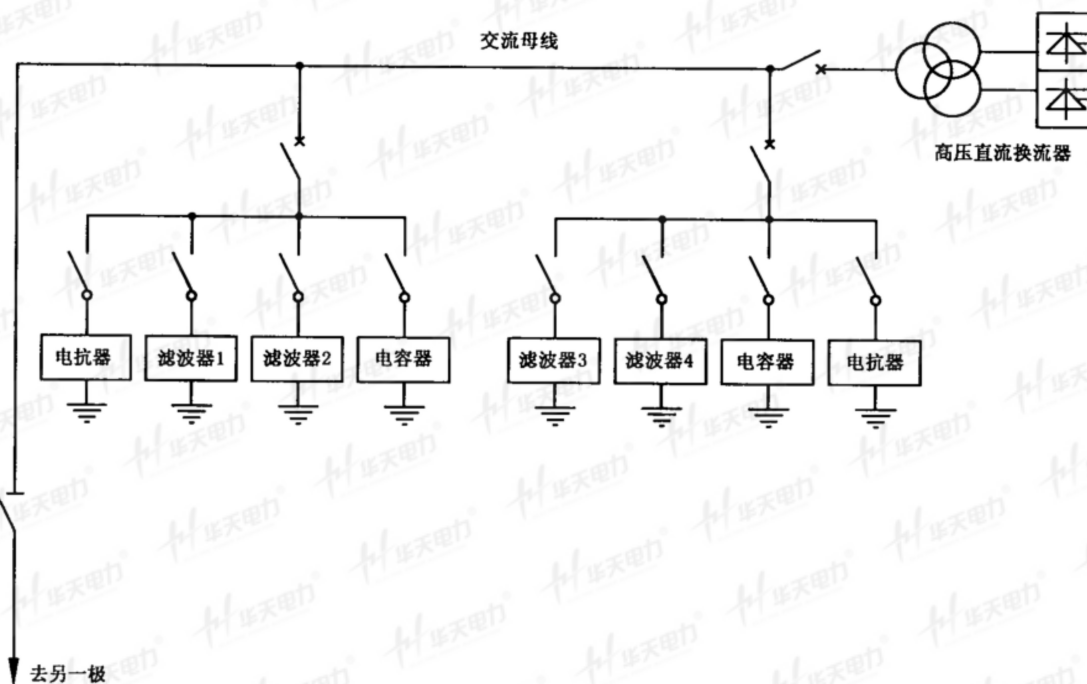


图 3 大型双极高压直流系统的交流滤波器、电容器及电抗器组布置示例

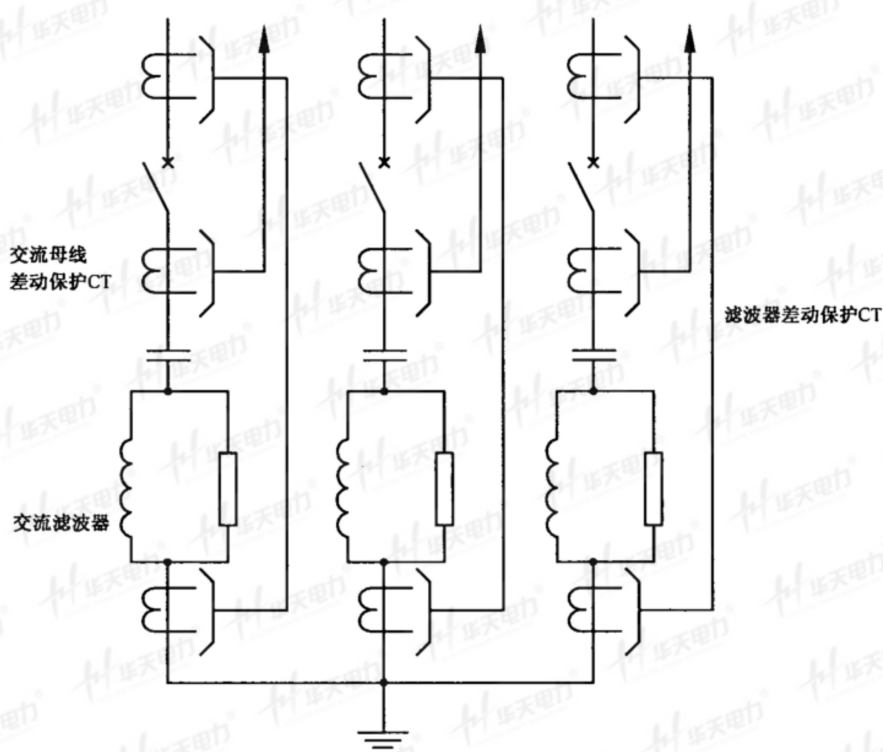


图 4 交流滤波器及交流母线差动保护的电流互感器布置示例

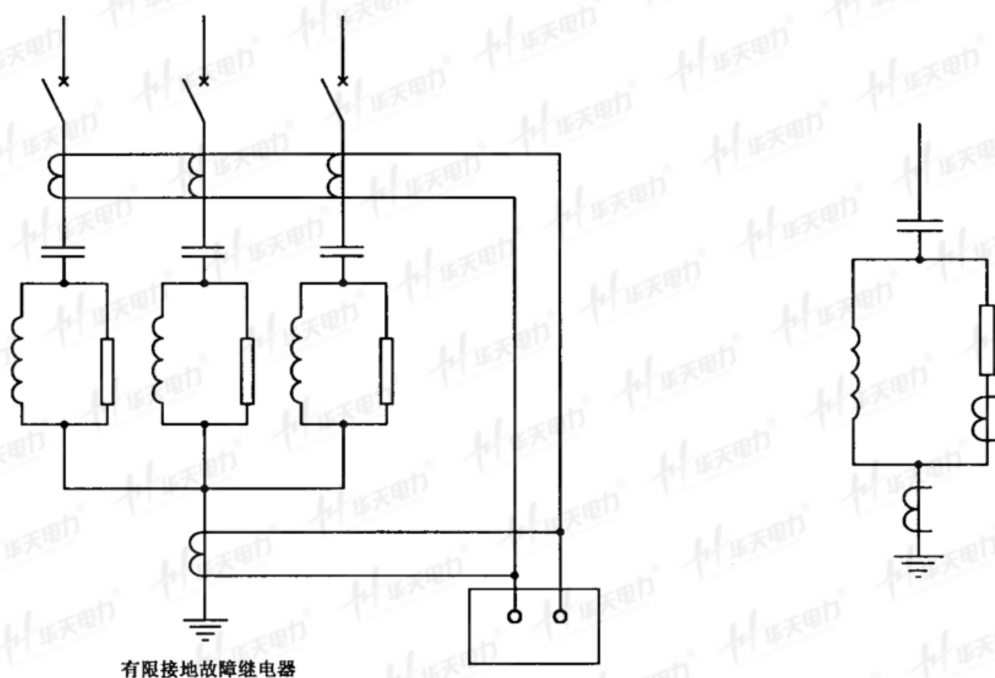
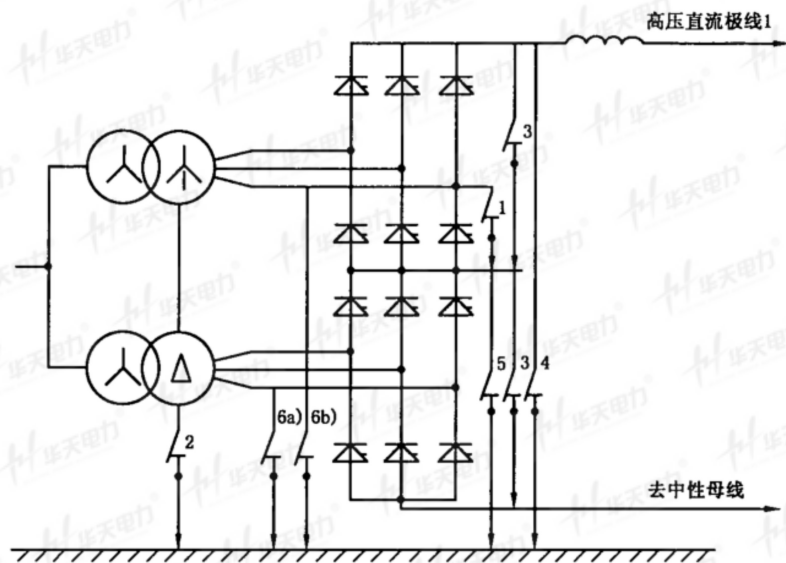


图 5 滤波器有限接地故障保护示例

图 6 阻尼滤波器支路过负荷保护示例



故障种类

- 1——阀短路；
- 2——高电位换流变压器阀侧星形绕组中点接地故障；
- 3——换流桥短路；
- 4——12脉动换流单元接地故障；
- 5——直流中点母线接地故障；
- 6a)——低电位换流桥交流连线接地故障；
- 6b)——高电位换流桥交流连线接地故障。

图 7 12 脉动换流单元故障示例

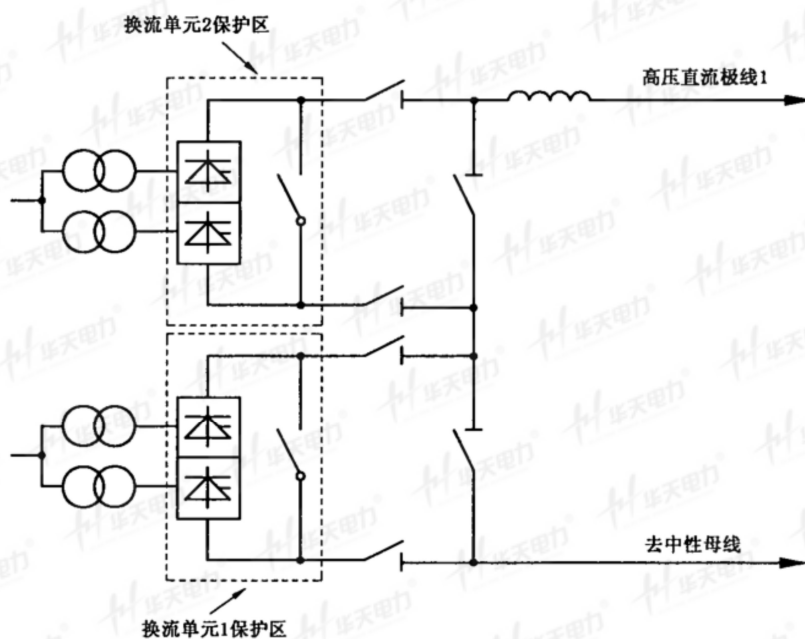


图 8 串联连接的换流器单元保护区

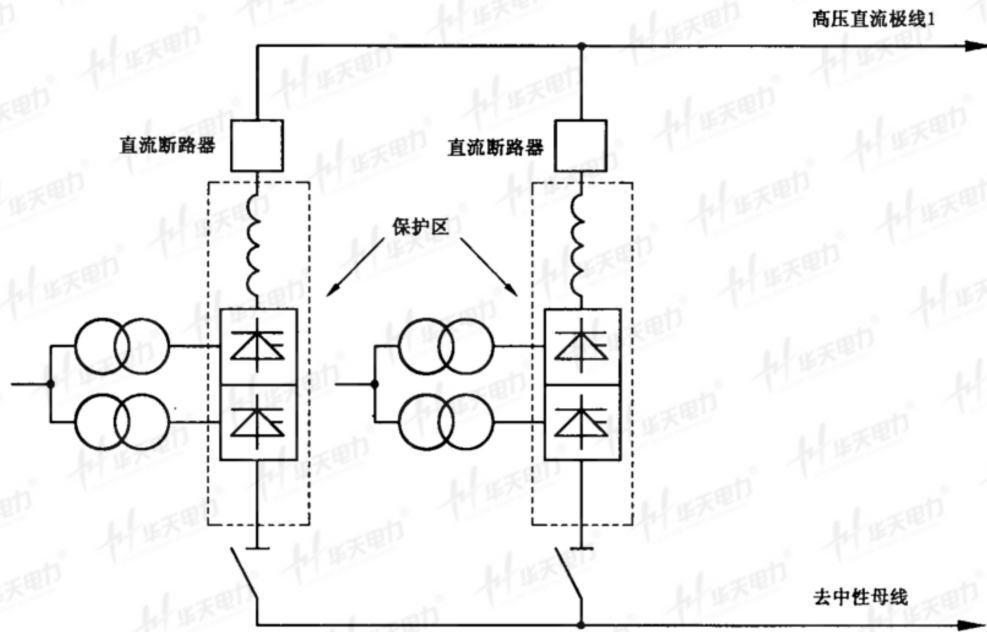


图 9 并联连接的换流器单元保护区

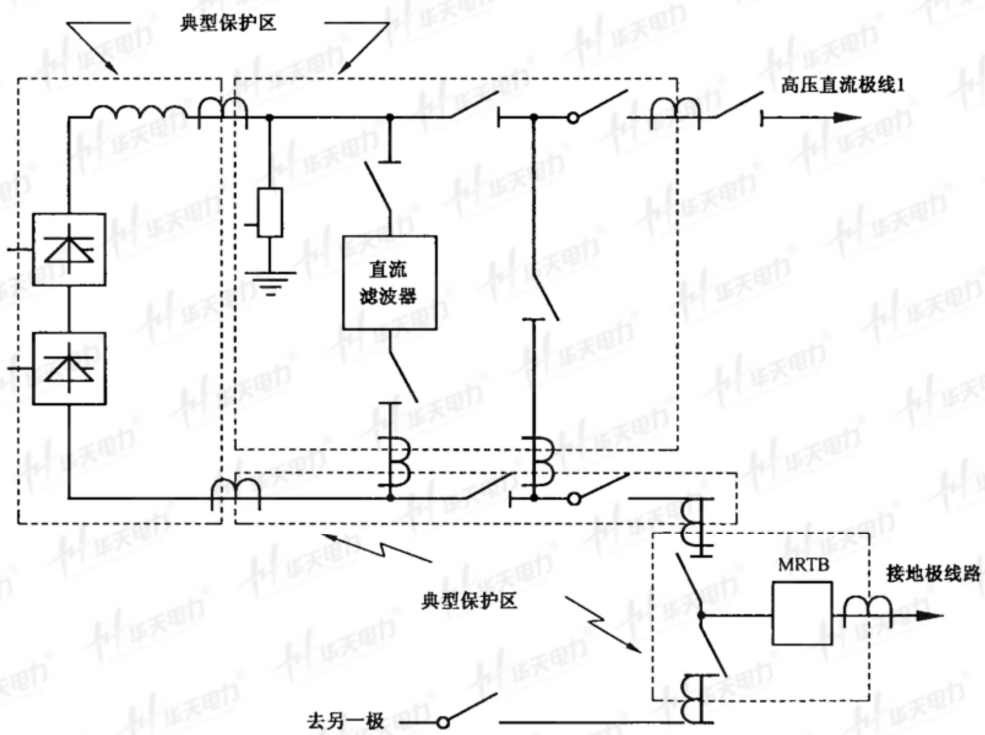


图 10 直流保护区示例

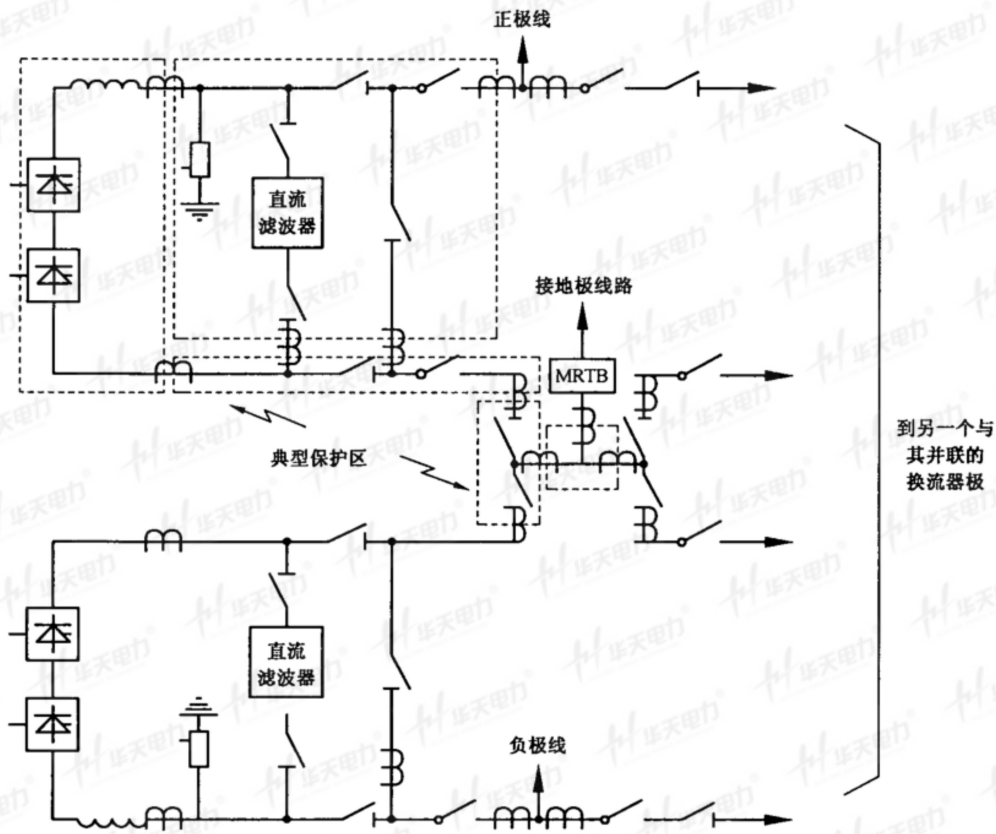


图 11 换流器并联连接的极直流保护区示例

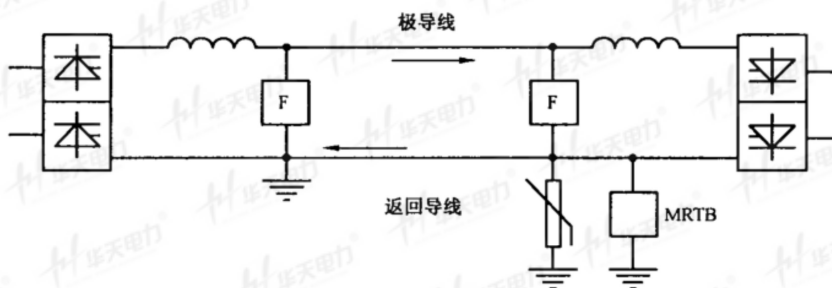


图 12 标明金属回路转换断路器(MRTB)的单极金属回线系统

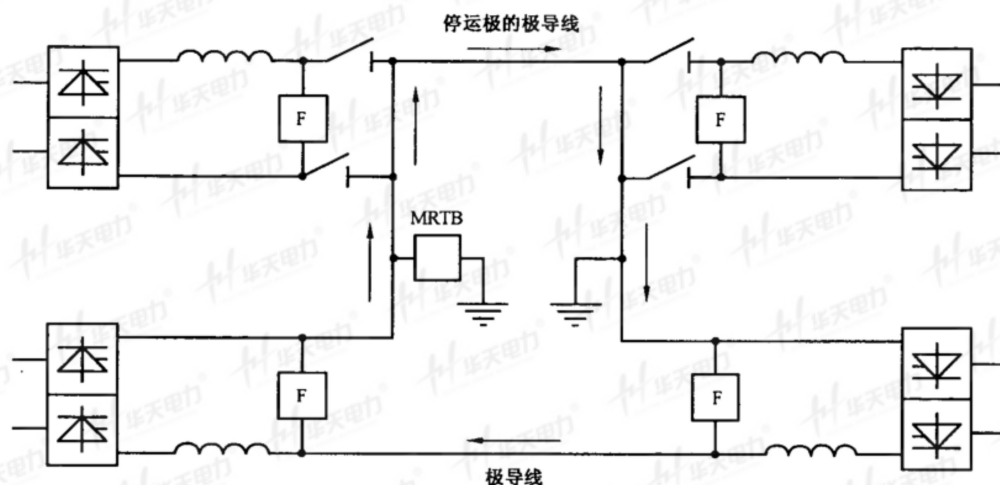


图 13 一极换流器停运, 双极系统单极运行

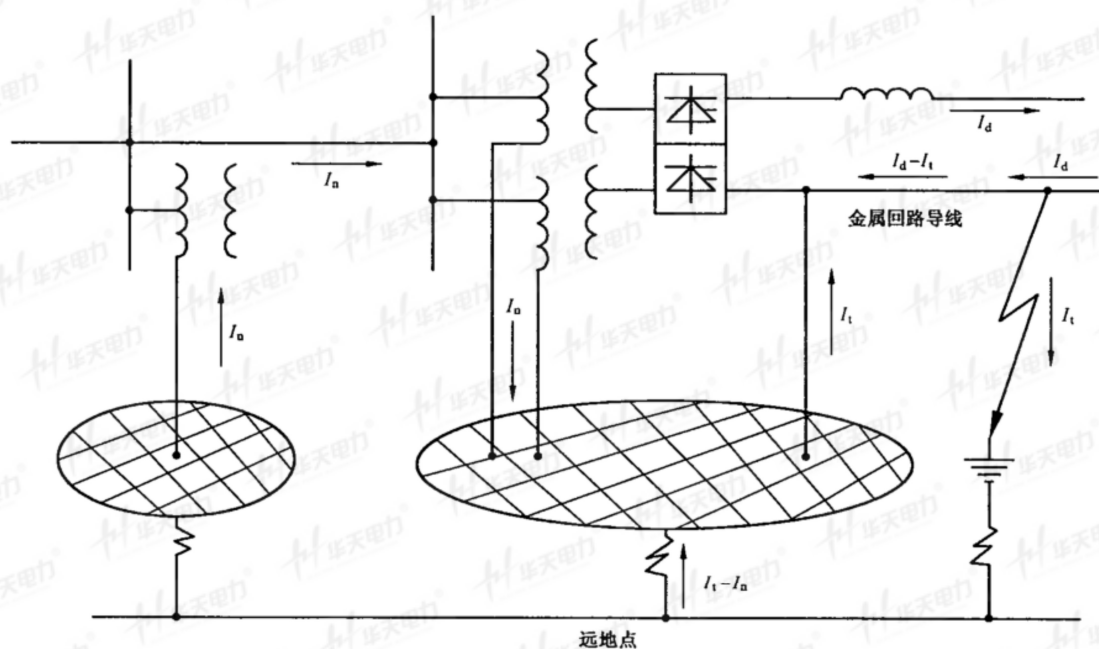
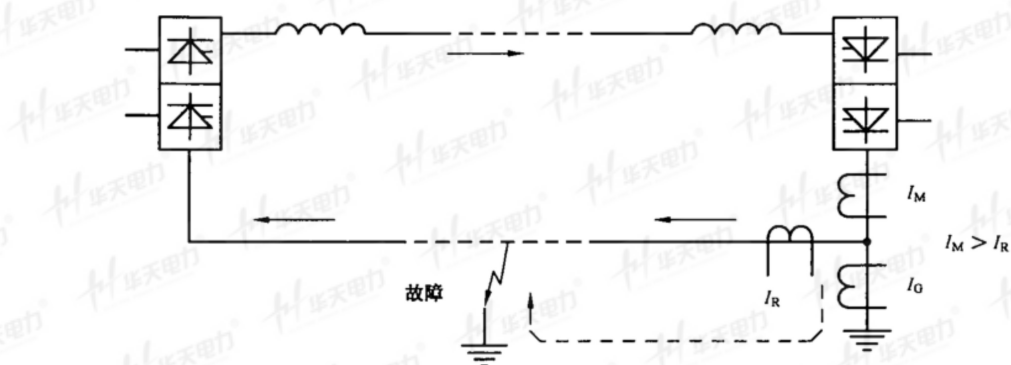
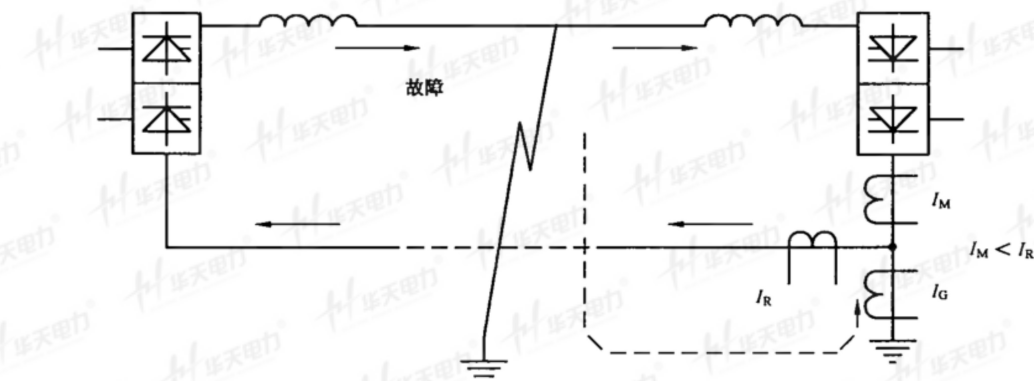


图 14 当换流站接地网用作直流回路接地体时, 金属回路导线故障, 直流电流流入交流系统



I_M ——极导线中电流；
 I_R ——金属返回导线中电流。

a) 金属回路导线接地故障



I_M ——极导线中电流；
 I_R ——金属返回导线中电流。

b) 主回路导线接地故障

图 15 线路接地时的地电流

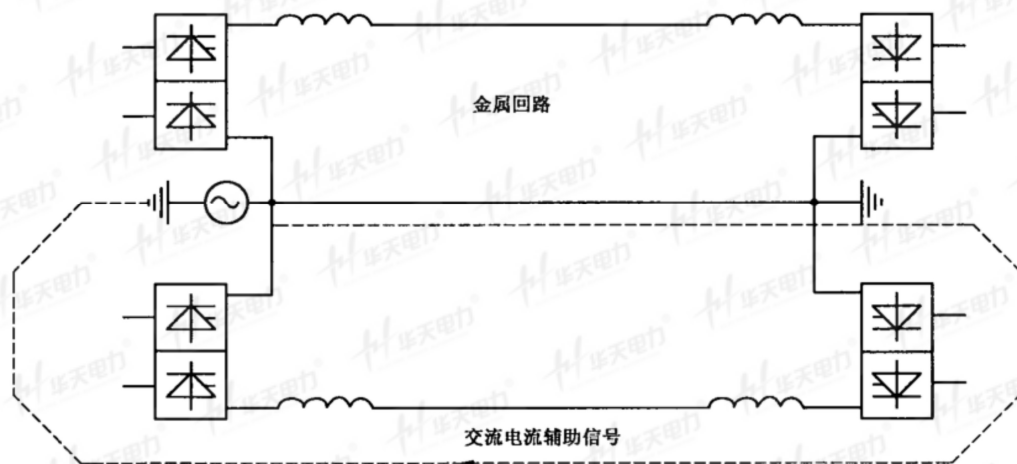
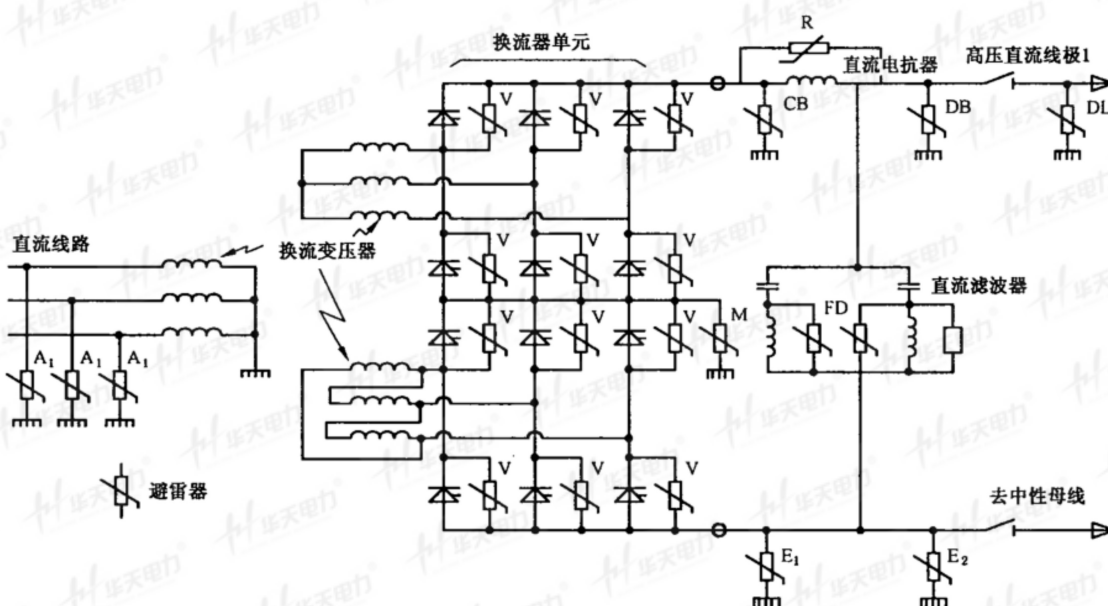


图 16 利用辅助交流信号的金属回线故障检测系统示例



图 17 利用 MRTB 清除金属回路导线接地故障的示例



注：更详细的交流避雷器布置示例见图 20。

图 18 高压直流换流站避雷器保护方案示例

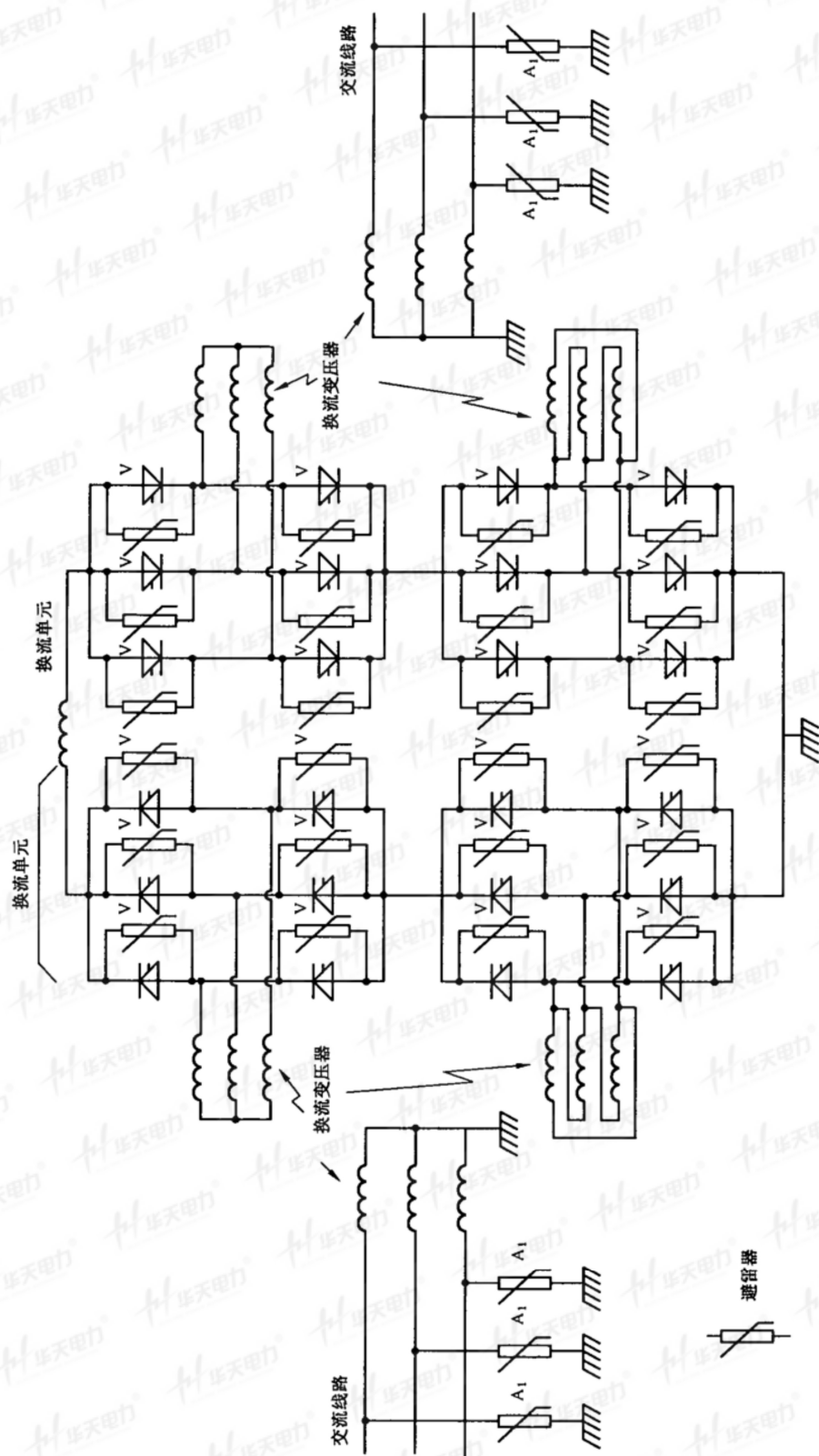


图 19 背靠背高压直流换流站直流避雷器保护方案示例

注：交流避雷器布置见图 20。

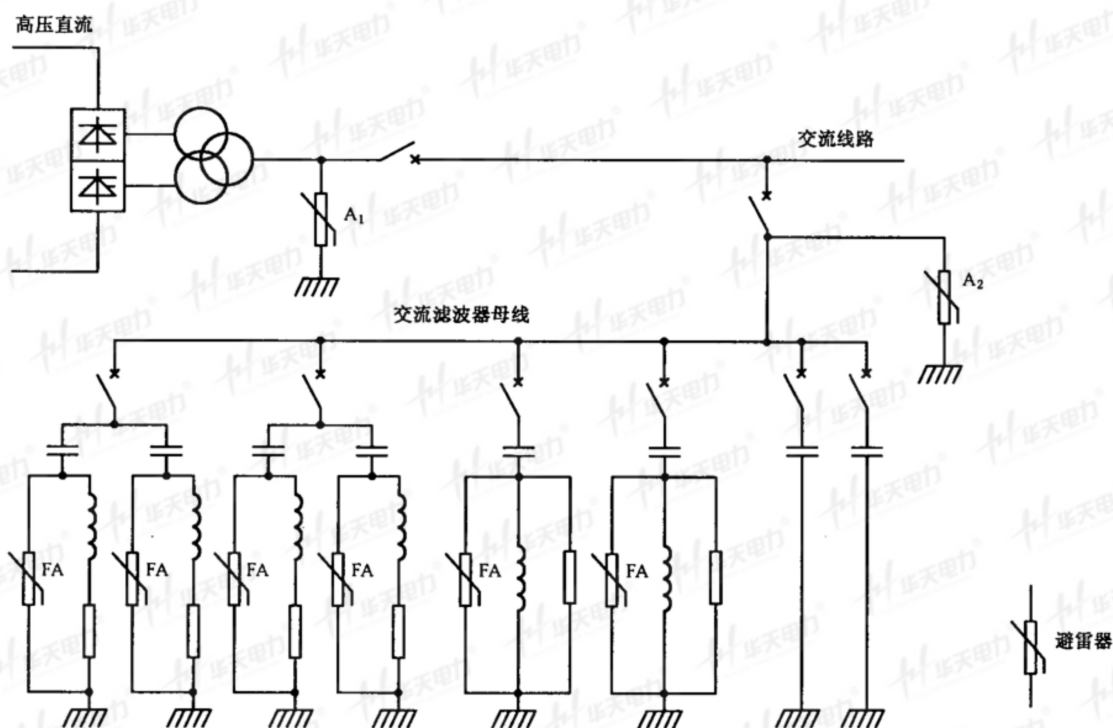


图 20 高压直流换流站交流避雷器保护布置示例

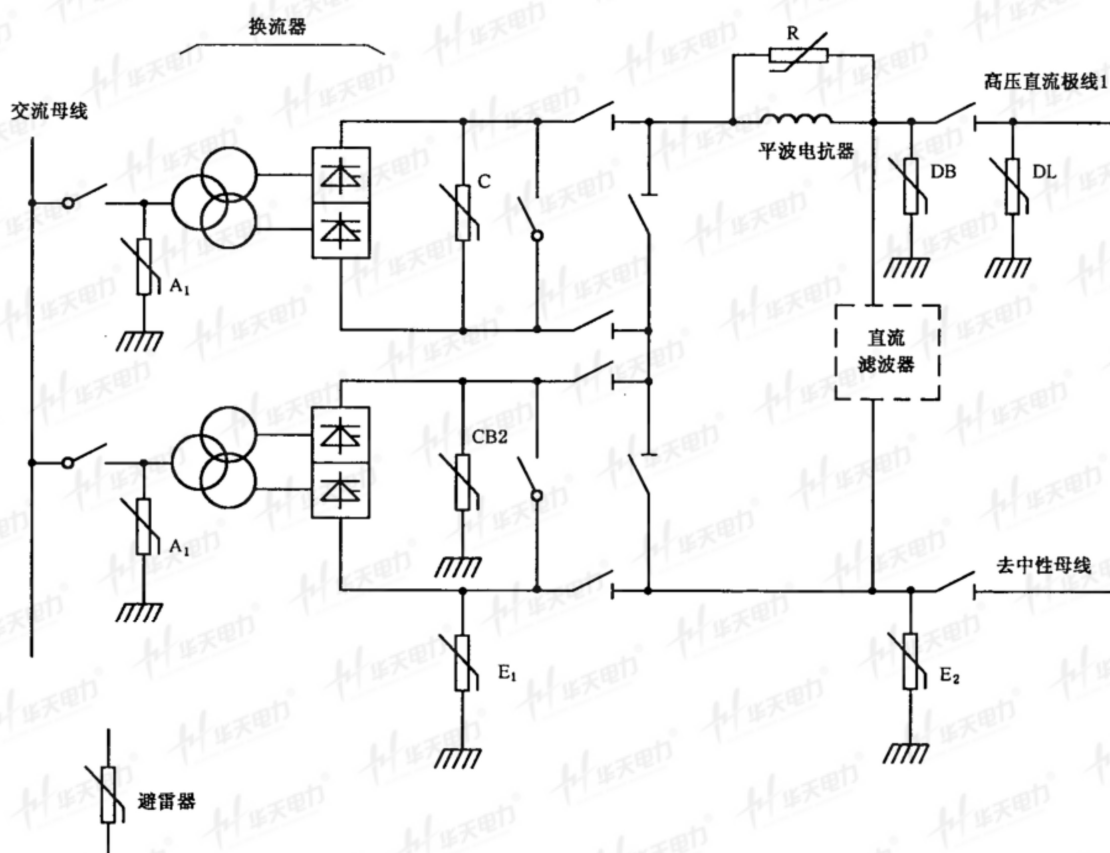


图 21 换流器串联的高压直流换流站避雷器保护方案示例

附录 A
(资料性附录)
(信息)文献目录

除了 IEC 60919-1 标准之外,以下文献是特别有用的参考资料,但可能还未列全:

IEC 标准:

- 50 (371): 1984, 国际电工词汇(IEV),第 371 条:遥控
- 50 (421): 1990, 第 421 条:电力变压器和电抗器
- 50 (436), 第 436 条:电力电容器
- 50 (443), 第 443 条:开关装置,控制器及熔断器
- 50 (448): 1987, 第 448 条:电力系统保护
- 50 (471): 1984, 第 471 条:绝缘子
- 50 (521): 1984, 第 521 条:半导体器件及集成电路
- 50 (551): 1982, 第 551 条:电力电子
- 70: 1967, 电力电容器
- 71: 绝缘配合
- 76: 电力变压器
- 185: 1987, 电流互感器
- 186: 1987, 电压互感器
- 289: 1988, 电抗器

IEC 报告:

- 505: 1975, 电气设备绝缘系统评价和认证导则
-