

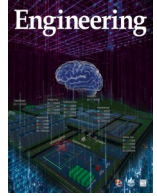


ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research
Active Support of Power System to Energy Transition—Article

混合多端直流输电系统保护方法研究

郑玉平^{a,c}, 何佳伟^{b,*}, 李斌^{b,*}, 吴通华^{a,c,*}, 戴魏^a, 李晔^b

^a State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control, State Grid Electric Power Research Institute (NARI Group Corporation), Nanjing 211106, China

^b Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China

^c College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China

ARTICLE INFO

Article history:

Received 5 June 2020

Revised 2 February 2021

Accepted 29 March 2021

Available online 24 May 2021

关键词

混合多端直流输电系统

单端量保护

暂态量信息

主动注入

摘要

近年来,混合多端直流输电系统快速发展。但是,在混合直流系统中应用的电压源换流器(voltage-source converter, VSC)出口不再需要直流滤波器。此外,考虑到其直流故障电流可被换流器自身有效抑制,直流线路两端也不再需要安装限流电抗器。这意味着线路两端边界缺失,导致应用于常规高压直流输电(line commutated converter based high-voltage direct current, LCC-HVDC)系统和柔性直流(VSC-HVDC)电网的单端量保护均无法适用于混合多端直流输电系统。为此,本文提出了一种适用于混合多端直流输电系统的单端量保护新原理,该方法主要基于暂态信息和主动注入思想实现故障辨识。与应用于LCC-HVDC和VSC-HVDC系统的单端量保护相比,所提方法无需依赖线路两端的边界元件,因此更加适用于混合多端直流系统。大量的仿真算例充分验证了所提方法的可行性和优越性。

© 2021 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

高压直流 (high-voltage direct current, HVDC) 输电具有输送容量大、距离远、损耗小等突出优势,因此在输电领域得到了快速发展[1–2]。但是,传统高压直流 (LCC-HVDC) 输电系统存在换相失败的固有缺点。不同的是,电压源换流器应用全控型电力电子器件,从根本上避免了换相失败风险[3]。但需要注意的是,全控型电力电子器件的应用导致其造价成本会显著提升。混合直流输电系统在整流侧仍然应用LCC换流器,在逆变侧则应用VSC换流器,有效抑制了LCC-HVDC的换相失败问题(换相失败主要发生在逆变侧),而且造价成本显著低于VSC-

HVDC系统,因此具有突出的应用前景[4]。

目前,混合直流系统主要包括四种类型,即极-极混合、混合多馈入、端-端混合以及混合多端[5]。其中,极-极混合直流输电系统和混合多馈入系统利用引入的VSC换流器向交流系统提供无功支撑,因此能够有效降低换流器的换相失败风险[5]。端-端混合直流在整流侧应用LCC换流器、在逆变侧应用VSC换流器,可从本质上消除换相失败风险(LCC-HVDC的换相失败主要发生在逆变侧)[5]。进一步地,混合多端直流输电可实现多落点受点及区域电网间的紧密互联,具有广阔的应用前景。然而,混合多端直流输电系统的保护原理将面临全新的挑战。

混合多端直流系统的线路保护设计可参考LCC-HVDC系统及VSC-HVDC系统。单端量保护具有动作速

* Corresponding author.

E-mail address: hejiawei_tju@126.com (J. He), binli@tju.edu.cn (B. Li), wutonghua@sgepri.sgcc.com.cn (T. Wu).

度快的优点，因此可作为高压直流输电系统的线路主保护。在LCC-HVDC系统中，一般将单端行波保护作为线路主保护[6-7]。例如，ABB公司利用电压行波的变化量和变化率构建行波保护主判据，实现区内外故障的可靠识别。西门子公司则利用电压变化量和电压变化率构建保护判据。上述保护判据均利用线路两端的滤波器对行波的阻滯作用实现区内外故障辨识。此外，虽然在VSC-HVDC系统中不安装直流滤波器，但是直流线路两端均会安装限流电抗器，同样能够有效阻滯行波传播。因此，基于边界特性思想的单端量保护原理同样能够适用于VSC-HVDC系统。例如，考虑到电抗器在高频段对信号有更强的阻碍作用，文献[8]提出了一种基于高频暂态信号的单端快速保护新原理，显著提升保护的过渡电阻耐受能力[8-11]。

然而，需要注意的是，上述单端量保护原理均依赖于线路两端边界元件对行波的阻滯作用实现区内外故障辨识[6-11]。在混合直流电网中，VSC端不再安装直流滤波器。同时考虑到混合直流系统主要应用自清除型VSC实现故障电流的清除与抑制，限流电抗器只需安装在换流器出口，而不需要安装在线路两端。这意味着线路两端的边界元件不复存在，应用于LCC-HVDC系统和VSC-HVDC系统的单端量保护将无法再适用于混合多端直流系统。电流差动保护无需依赖线路边界，但是其动作可靠性受到线路参数分布电容电流影响极大，而且需要依赖通信，无法作为直流线路主保护。为此，适用于混合多端直流输电系统的单端量保护原理仍有待进一步研究。

针对混合多端直流系统应用，本文提出了一种基于暂态信号和主动注入思想的单端量保护新原理。文章结构主要如下。在第2节中，针对混合多端直流系统的典型拓扑结构，讨论了传统单端量保护的适用性。在此基础上，第3节提出了一种适用于混合多端直流输电系统的单端量保护新原理。在第4节中，通过大量的仿真算例验证了所提方法的可行性和优越性。最后，在第5节中给出了相应的结论。

2. 混合多端直流输电系统保护面临的风险与挑战

2.1. 混合多端直流输电系统典型拓扑结构

LCC-HVDC输电系统已得到了广泛的应用。但其采用晶闸管作为换流阀的开关元件，无法自主关断，导致LCC换流器需要依靠交流电网电压完成换相过程。当交流系统电压跌落时，换相过程会受到影响，严重时可能会导致换相失败。因此，换流器（特别是逆变侧）的换相失败问题成为LCC-HVDC推广应用的核心问题[12]。

基于电压源换流器（VSC）的直流输电系统采用全控型电力电子器件[如绝缘栅双极型晶体管（IGBT）]，因此不存在换相失败问题。混合直流输电系统的逆变侧使用VSC替换LCC，在整流侧仍保留LCC换流器，既可以有效降低换相失败风险，又能显著降低柔性直流输电技术的造价成本[5]。

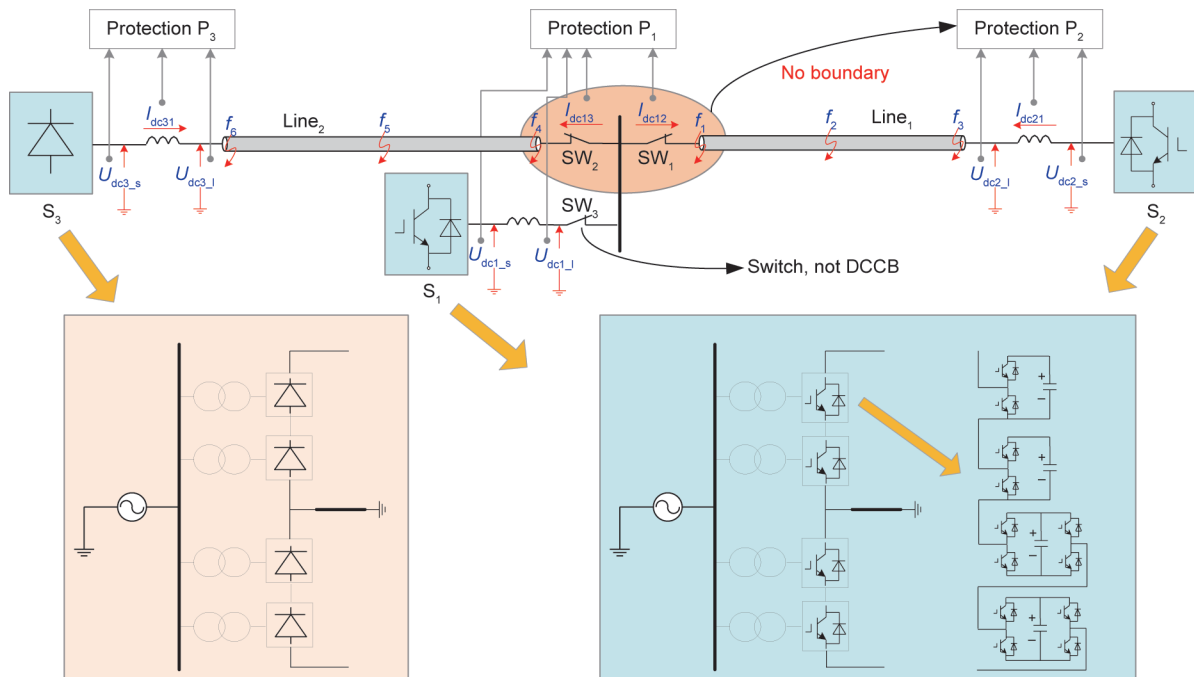


图1. 典型的三端混合直流输电系统拓扑结构图。

典型的三端混合直流输电系统如图1所示[13]。其中,整流站 S_3 仍使用LCC换流器,逆变站 S_1 、 S_2 则使用VSC(MMC)换流器,从而有效消除逆变侧的换相失败问题[5]。

然而需要注意的是,LCC换流器可以通过调节触发角控制直流故障电流,但常规的VSC换流器,如两电平VSC和半桥MMC,并不具备故障穿越能力。因此,在图1所示的混合直流输电系统中, S_1 、 S_2 换流站的MMC为半桥子模块和全桥子模块构成的混合式MMC[14-17]。当直流线路发生故障,可通过主动闭锁全桥子模块,反向投入子模块电容,实现故障电流的快速清除。并利用直流开关($SW_1 \sim SW_3$,不具备熄弧能力)最终实现故障线路的隔离。

2.2. 混合多端直流输电系统保护存在的问题

在常规高压直流输电系统中,直流线路两端存在平波电抗器和直流滤波器,对故障行波具有显著的阻碍吸收作用,区外故障时的故障行波明显小于区内故障。因此,可

利用电压行波的幅值或变化率区分区内、外故障。在VSC-HVDC系统中,由于换流器波形质量远优于LCC换流器,无需额外加设直流滤波器。但在线路两端一般会装设限流电抗器抑制直流故障电流,同样会对故障行波产生阻碍作用,因此基于边界特性的保护原理同样适用。

但是,在混合多端直流输电系统,混合型MMC换流器自身具备直流故障电流抑制与清除能力,无需在线路两端装设限流电抗器。如图1中所示,限流电抗器仅需安装在换流器出口处,而非线路两端。在这种情况下,传统的直流线路单端量保护原理无法再有效识别区内、外故障。例如,对于安装在 S_2 站出口的保护监测点 P_2 ,线路1末端的 f_1 故障与线路2末端的 f_4 故障所产生的故障行波将非常相近, P_2 处的单端量保护无法再有效区分故障 f_1 与 f_4 。

显然,应用于LCC-HVDC系统及VSC-HVDC系统的单端量保护无法直接适用于混合多端直流输电系统。因此,有必要对混合多端直流输电系统的直流线路单端量保护展开深入研究。

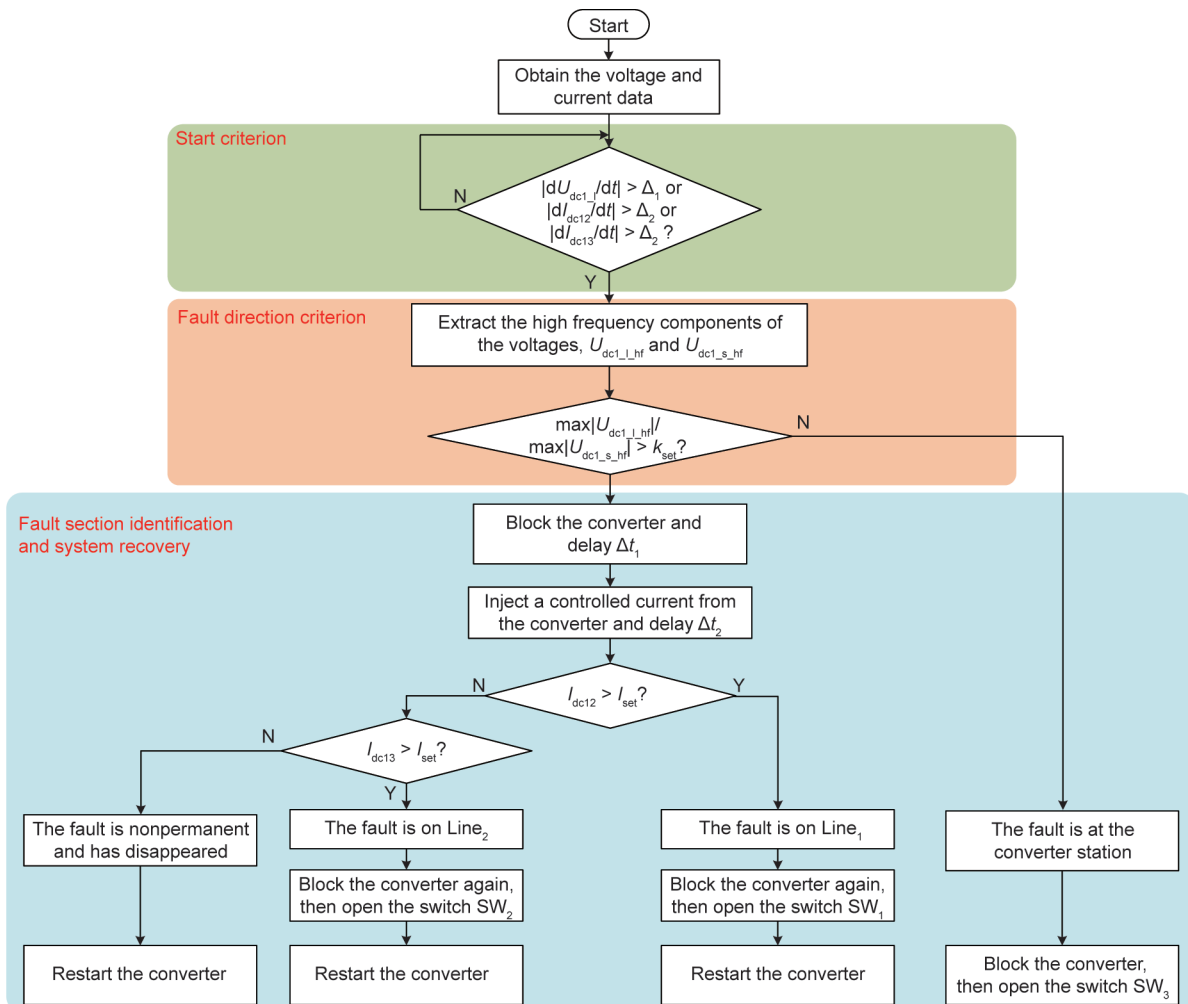


图2. 混合多端直流输电系统直流线路单端量保护新方法流程图。

3. 适用于混合多端高压直流输电系统的新型直流保护方法

3.1. 新型直流保护方法

根据上述分析, 由于线路两端没有边界元件(如直流滤波器和直流电抗器), LCC-HVDC和VSC-HVDC系统的单端量保护不能直接应用于混合多端HVDC系统。因此, 本文提出了一种新型单端量保护方法, 如图2所示。该方法能够在没有边界元件的情况下可靠区分故障线路(如图1中所示, 主要指 S_1 站的保护 P_1 , 其与多条直流线路相连)。具体步骤如下:

(1) 测量直流电压和电流, 即 U_{dc1_l} (换流站 S_1 电抗器线路侧的直流电压)、 U_{dc1_s} (换流站 S_1 电抗器站侧的直流电压)、 I_{dc12} 和 I_{dc13} 。如果 $|dU_{dc1_l}/dt| > \Delta_1$ 或 $|dI_{dc12}/dt| > \Delta_2$ 或 $|dI_{dc13}/dt| > \Delta_2$, 则启动保护。

(2) 提取直流电压 U_{dc1_l} 和 U_{dc1_s} 的高频分量, 以获得 $U_{dc1_l_hf}$ 和 $U_{dc1_s_hf}$ 。

如果 $\max|U_{dc1_l_hf}|/\max|U_{dc1_s_hf}| \leq k_{set}$ (k_{set} 是可靠性系数, 略大于1), 表示故障发生在换流站 S_1 。立即闭锁换流器, 然后在故障电流清除后打开开关 SW_3 , 结束保护算法。

如果 $\max|U_{dc1_l_hf}|/\max|U_{dc1_s_hf}| > k_{set}$, 则表明故障发生在电抗器(安装在换流站出口处)的直流侧。闭锁换流站, 但保护算法尚未结束, 将执行以下步骤。

(3) 延时 Δt_1 , 从换流站注入受控电流(电流注入方法将在下文介绍), 然后再延时 Δt_2 。

(4) 利用直流电流特征区分故障线路。如果线路1上的直流电流大于门槛值, 即 $I_{dc12} > I_{set}$, 则表明故障在线路1上。再次闭锁换流站, 然后打开开关 SW_1 。之后, 重新启动换流站。结束保护。

如果线路1上的直流电流不大于门槛值, 即 $I_{dc12} \leq I_{set}$, 但线路2上的直流电流大于门槛值, 即 $I_{dc13} > I_{set}$, 表明故障在线路2上。在这种情况下, 再次闭锁换流站, 然后打开开关 SW_2 。随后, 重新启动换流站。结束保护算法。

如果 I_{dc12} 和 I_{dc13} 都不大于门槛值 I_{set} , 则表明故障是非永久性的, 并且已经消失, 换流站可以直接重新启动。保护结束。

在上述步骤中, Δ_1 及 Δ_2 是保护启动判据的门槛值。 Δ_1 应大于系统正常运行期间可能出现的直流电压变化率, Δ_2 应大于系统正常运行期间可能出现的直流电流变化率。延迟时间 Δ_1 的引入是为了保证非永久性故障情况下故障线路的绝缘恢复, 在HVDC系统中该延时一般设为200~

500 ms [18]。在所提出的保护方法中提取的高频暂态电压是一个快速衰减信号, 因此利用小波变换提取该信号。这是因为小波变换在高频范围内具有出色的时域分辨率[8-9]。此外, 在文献[8]和[10]中开展了基于暂态电压幅值比的直流故障方向判据理论基础研究和仿真测试验证, 该判据可用于确定故障发生在电抗器线路侧或阀侧, 本文中不再进行详细讨论。

此外, 在换流站闭锁期间, 直流电压和电流也会发生快速变化, 所提的保护方法可能误动作。但是需要注意的是, 在混合多端直流输电系统中, 换流站的闭锁是通过不同换流站间的合作实现的, 这意味着闭锁信号将在所有换流站间进行通信[19]。因此, 该信号也可发送至保护装置。当保护装置接收到换流站闭锁信号时, 它将被闭锁一段时间, 以防止保护误动。

3.2. 电流主动注入的控制策略

在上述保护方法中, 核心思想是利用来自换流站的受控电流区分故障线路(线路1或线路2), 并识别故障特性(确定故障是否消失)。为此, 该小节重点介绍了实现受控电流主动注入的换流站控制策略(以换流站 S_1 为例), 如图3所示。

根据混合式MMC的工作原理, 当检测到直流故障时, 全桥子模块和半桥子模块中的所有IGBT都被闭锁, 从而实现故障电流的快速清除。在延时 Δt_1 以后, 打开换流站交流侧与启动电阻并联的开关, 从而将启动电阻重新投入到系统中。然后, 导通每个全桥子模块和半桥子模块中的IGBT T_1 , 如图3所示。

上述控制策略下, 混合式MMC的运行特性与不控整流器的运行特性相同。因此, 当直流故障点仍然存在时, 交流侧电源将向直流侧供给电流。在此期间, 换流器交流侧的启动电阻(R_{lim} , 达数千欧姆)处于接入状态, 因此注入直流侧的电流完全限制在可接受的范围内, 不会对系统造成冲击危害。

显然, 如果故障在线路1上, $I_{dc12} > 0$ 且 $I_{dc13} = 0$ (忽略线路电容暂态电流); 而如果故障在线路2上, $I_{dc12} = 0$ 且 $I_{dc13} > 0$; 不同的是, 如果故障点已经消失, 则 $I_{dc12} = 0$ 且 $I_{dc13} = 0$ 。因此, 故障线路和故障性质的识别判据可设计为:

$$\begin{cases} I_{dc12} > I_{set} & \text{the fault is on Line}_1 \\ I_{dc13} > I_{set} & \text{the fault is on Line}_2 \\ I_{dc12} \leq I_{set} \text{ and } I_{dc13} \leq I_{set} & \text{the fault has disappeared} \end{cases} \quad (1)$$

应注意的是, 由于输电线路存在分布电容, 在电流注入的初始阶段, 当故障发生在线路1上时, 线路2上同样

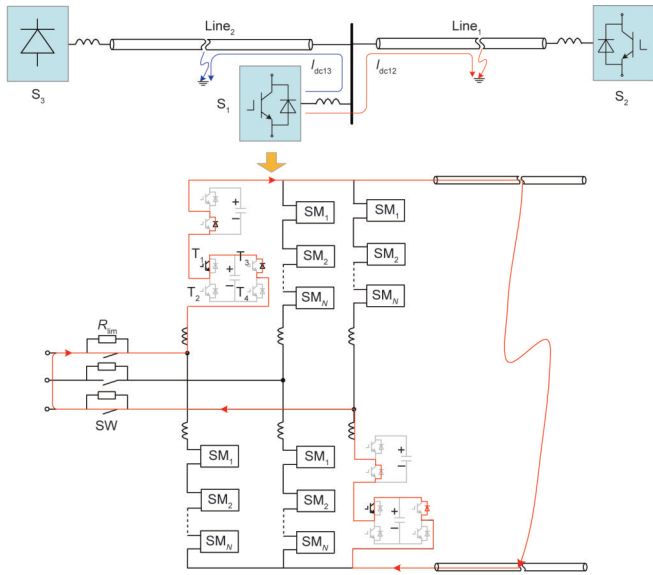


图3. 注入受控电流的控制策略。

会出现电容暂态充电电流；同样，当故障发生在线路2上时，线路1上亦会出现充电电流。当故障点已经消失，线路1和线路2上均会出现电容暂态充电电流。因此，本文在该判据之前引入延迟时间 Δt_2 ，以确保线路电容的充电电流已经消失。

此外，在上述内容中，作为示例讨论了由全桥子模块和半桥子模块组成的混合式MMC。事实上，对于使用不同自清除子模块的其他类型的混合式MMC，如钳位双子模块（CDSM）和自闭锁子模块（SBSM），所提出的主动注入控制策略也都适用。例如，如图4（a）中所示，对于由HBSM和CDSM组成的混合式MMC，在主动注入期

间导通每个CDSM中的IGBT T_5 。此时，混合式MMC同样运行于类不控整流状态，向直流侧注入受控电流，与图3所示的情况相同。图4（b）展示了应用SBSM的情况下主动注入期间的电流流动路径。类似地，在IGBT T_5 和 T_6 投入的情况下，混合式MMC同样能够实现受控电流的主动注入。

3.3. 各端保护间的协调配合

如上所述，3.1节提出的保护方法应用在图1所示的三端混合直流系统的 S_1 站出口，其他两端配置的保护 P_2 和 P_3 则可进行简化。

对于保护 P_2 和 P_3 ，执行3.1节中的步骤（1）和步骤（2）即可。换言之，直流故障发生后，保护 P_2 和保护 P_3 也可快速启动。然后，基于电抗器两侧暂态电压比的故障方向判据开始判别故障发生在哪一侧，保护 P_2 根据暂态电压幅值比 $\max|U_{dc2_1_hf}|/\max|U_{dc2_s_hf}|$ 进行判断，保护 P_3 则根据 $\max|U_{dc3_1_hf}|/\max|U_{dc3_s_hf}|$ 进行判断。如果故障发生在换流站内，则闭锁相应的换流站，保护结束。相反，如果故障发生在电抗器的直流侧，则通过闭锁换流器来清除故障电流，直到线路电压恢复后再重新启动换流器。

对于保护 P_3 来说，如果本端线路电压没有恢复（如 $U_{dc3_1} \leq 0.8U_{dcN}$ ），换流站 S_3 将一直处于闭锁状态。然而，对保护 P_2 而言，如果本端电压 U_{dc2_1} 在延时 Δt_3 内没有恢复，将执行进一步的操作。根据第3.1节中提出的保护方法，只有两种情况会导致 S_2 端的线路电压（ U_{dc2_1} ）在延迟时间 Δt_3 内无法恢复：①直流故障发生在线路1上，开关 SW_1 已断开；②故障发生在换流站 S_1 内，开关 SW_3 已

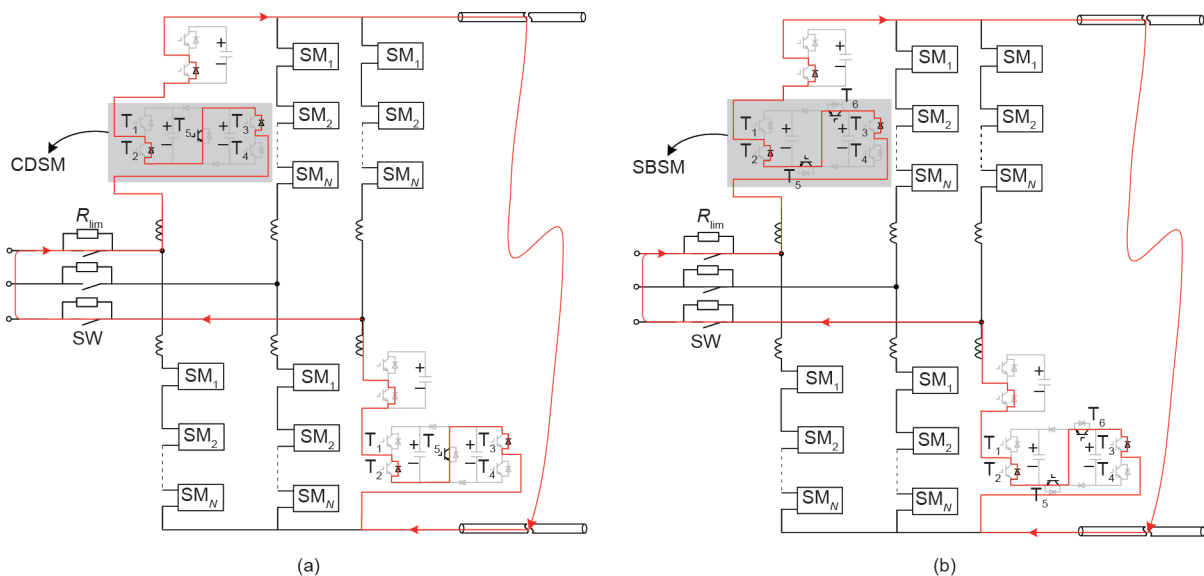


图4. 主动注入策略在不同自清除子模块情况下的适用性。(a) 由CDSM和HBSM组成的混合式MMC；(b) 由SBSM（也称为TLSM）和HBSM组成的混合式MMC。

断开。

为了区分上述两种情况，在换流站 S_2 侧注入受控电流。如果测得的电流 $I_{dc21} > I_{set}$ ，则表明故障发生在线路1上，换流站 S_2 应重新闭锁。如果测得的电流 $I_{dc21} \leq I_{set}$ ，则表明故障不在线路1上（即属于情况2），应重新启动换流站。

通过上述协调配合，直流故障线路可以仅根据本地信息进行区分（永久性故障）和恢复（非永久性故障），因此保护不再需要通信。

3.4. 阈值整定

在工程实际应用时，保护阈值的计算不可或缺，为此本小节中将讨论所提保护方法中涉及的阈值计算方法。

(1) 启动判据的阈值：在所设计的保护方法中，将直流电压和直流电流变化率作为保护启动判据。因此， Δ_1 应大于系统正常运行期间可能出现的 $|dU_{dc1}|/dt$ 最大值，并小于最微弱故障（远端高电阻故障）时的电压变化率。同理， Δ_2 应大于系统正常运行期间可能出现的 $|dI_{dc12}|/dt$ （或 $|dI_{dc13}|/dt$ ）最大值，并小于最微弱故障下的电流变化率。在工程实际中，可根据仿真结果确定上述阈值。

(2) 故障方向判据的阈值：在所设计的保护方法中，基于 $\max|U_{dc1_hf}|/\max|U_{dc1_s_hf}|$ 辨识故障方向，即故障发生在电抗器的哪一侧。根据文献[8]和[10]可知，当故障发生在电抗器的线路侧时， $\max|U_{dc1_hf}|/\max|U_{dc1_s_hf}|$ 大于1，而当故障发生在电抗器的换流站侧时，该值小于1。在具体应用时，引入可靠系数 k_{set} 提高方向判据的可靠性（一般 k_{set} 取值略大于1，例如1.2）。

(3) 故障区段识别判据的阈值：根据3.2节的分析，在主动注入期间，如果故障已经消失或不在该线路

上，直流线路电流等于零；如果故障点在该线路上，直流线路电流将大于零。因此，阈值 I_{set} 仅需略大于零，用于消除测量误差和通信误差的影响。

(4) 延迟时间的阈值（ $\Delta t_1 - \Delta t_3$ ）：在所设计的保护方法中，延迟时间 Δt_1 用于故障线路的绝缘恢复，在高压直流输电系统中通常设为200~500 ms [18]。

如前文中所述，延迟时间 Δt_2 的引入是为了消除线路电容暂态充电电流对保护判据的不利影响。在主动注入期间，换流器运行于不控整流状态。如果故障点仍然存在，则交流侧馈入的直流电流将再次出现，如图5中的蓝色曲线所示。

然而，如果故障已消失或不在该线路上，则稳态直流电流为零。但主动注入初期将出现线路分布电容的暂态充电电流，如图5中的红色曲线所示。根据图5中的等效电路，该暂态充电电流可表示为

$$i_{charge} = \frac{2U_{dc}}{\omega(L_{line} + 2L_{dc})} e^{-\sigma t} \sin \omega t \quad (2)$$

式中， $\sigma = R_{line}/2L_{line}$ ； $\omega = \sqrt{2/L_{line}C_{line} - \sigma^2}$ ； R_{line} 、 L_{line} 和 C_{line} 分别表示线路的等效电阻、电感和电容； U_{dc} 为换流器的输出直流电压（在不控整流运行模式下）。如图5所示，在前半个振荡周期内（ $T/2$ ），充电电流大于零，该特点与故障点仍然存在的情况相似，可能会对故障区段与性质的可靠识别造成影响。然而，在第一个半周期（ $T/2$ ）之后，充电电流将是非常小的值或负值（在随后的半周期中）。因此，延迟时间 Δt_2 只需大于 $T/2$ 即可，即

$$\Delta t_2 > \pi / \sqrt{\frac{2}{(L_{line} + 2L_{dc})C_{line}} - (R_{line}/2L_{line})^2} \quad (3)$$

对于保护 P_1 ，应使用较长线路的 R_{line} 、 L_{line} 和 C_{line} 来确定 Δt_2 。因为线路越长， L_{line} 和 C_{line} 就越大，充电电流振荡

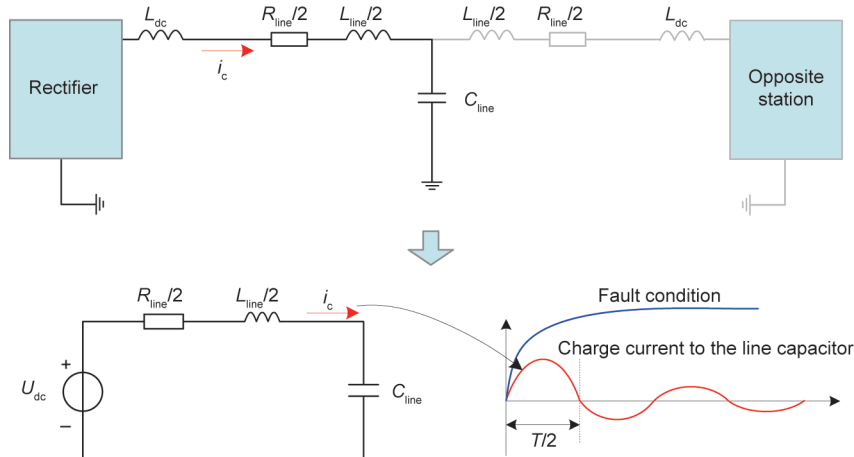


图5. 当故障已清除或不在该线路上时线路电容的充电电流。

周期也就越大。

此外, 延迟时间 Δt_3 应保证安装在 S_1 端的直流保护装置(保护 P_1)已完成相应动作。因此, Δt_3 应大于 $\Delta t_2+t_s+t_{\text{wave_dif}}$, 其中, t_s 是开关操作的时间, $t_{\text{wave_dif}}$ 是保护 P_1 和保护 P_2 之间故障初始行波到达的时间差。此外, Δt_3 还应包括直流电压的恢复时间。

表1 三端混合直流输电系统参数

Parameter	Value
Rated DC voltage ($S_1 - S_3$) (kV)	$\pm 770, \pm 780, \pm 800$
Rated AC voltage ($S_1 - S_3$) (kV)	525, 525, 535
DC exit reactor ($S_1 - S_3$) (mH)	75, 75, 150
Rated power ($S_1 - S_3$) (MVA)	3132, 5100, 9720
Arm reactor ($S_1 - S_2$) (mH)	61.2, 41.2
SM capacitor ($S_1 - S_2$) (μF)	12000, 18000
SM number ($S_1 - S_2$) (per arm)	210, 210
Length of the line (Line ₁ - Line ₂) (km)	542, 908

4. 仿真算例研究

本小节在PSCAD/EMTDC平台上搭建了如图1所示的三端混合高压直流输电系统, 具体参数如表1所示。在该模型中, S_1 站使用LCC换流器, S_2 站和 S_3 站使用混合式MMC换流器(HBSM和FBSM的混合)。此外, 直流架空线路使用频率相关模型。为验证所提保护方法的工作原理和优越性, 观测了10kHz采样下保护 P_1 、 P_2 、 P_3 在不同故障情况下的动作情况。仿真算例中延时 Δt_1 、 Δt_2 、 Δt_3 分别设为200 ms、10 ms和50 ms。在故障方向判据中的 k_{set} 值设为1.2。门槛值 I_{set} 设为0.3 kA。另外需要注意的是, 基于电压变化率和电流变化率的启动判据是直流保护中典型的启动判据, 由于篇幅限制, 在仿真中不再进行讨论。

4.1. 传统单端量保护在混合多端直流输电系统中的适用性

目前, 高压直流输电系统的主保护一般采用行波保护、ROCOV保护或暂态电压保护。本节分别设置 $t = 6.3$ s时在 f_1 和 f_4 处发生金属性极对地故障。保护 P_2 的动作情况如图6所示, 验证传统直流线路单端量保护在混合多端直流输电系统中的适用性。

图6(c)所示为 f_1 或 f_4 处故障后, 保护 P_2 处测量到的反向电压行波仿真结果。如上文所述, 行波保护主要是利用电压行波的幅值来区分区内、外故障。而如图6(c)所示, 对于保护 P_2 , f_1 故障后观测到的电压行波与 f_4 故障后观测到的电压行波基本相同。这是因为Line₁和Line₂之间没有边界, 故障点 f_1 和 f_4 在空间上可视为同一个点。这说

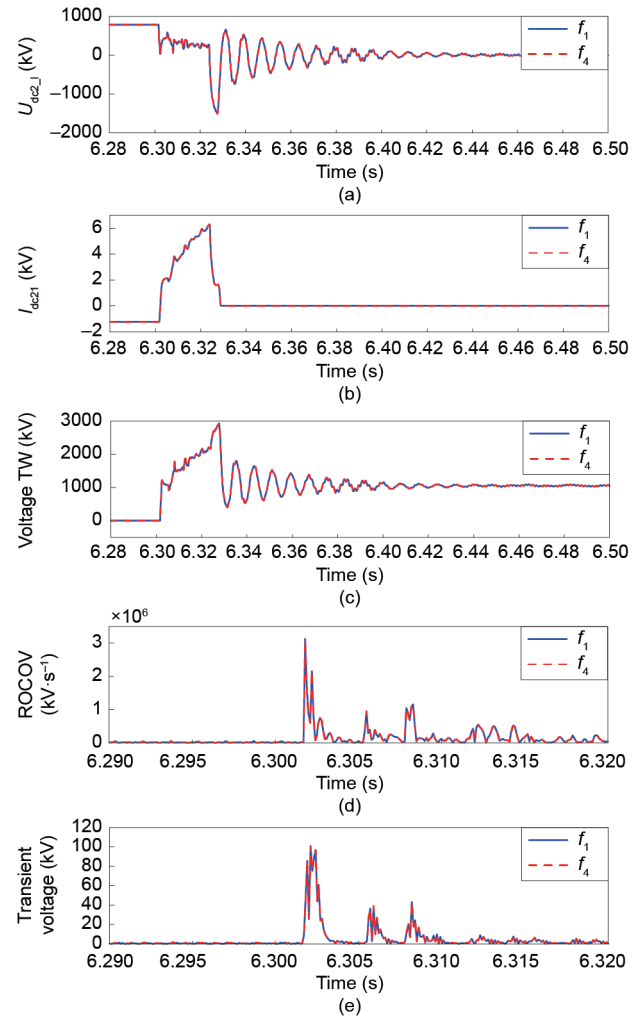


图6. 混合多端直流输电系统 f_1 或 f_4 故障后传统单端量保护的動作性能。(a) 直流电压 $U_{\text{dc}21}$; (b) 直流电流 $I_{\text{dc}21}$; (c) 电压行波(TW); (d) ROCOV; (e) 暂态电压。

明在混合多端直流输电系统中, 由于线路两端没有边界元件, 单端行波保护无法可靠地区分区内故障和区外故障。同样地, 如图6(d)和(e)所示, ROCOV保护和暂态电压保护也不适用于混合多端直流输电系统。

4.2. 新型保护方法的動作性能

在本小节中, 分别设置 f_1 和 f_2 处发生故障, 验证所提保护方法在线路两端无边界情况下的動作性能。

(1) 故障 f_1 :

在本算例中, 设置 $t = 6.3$ s时 f_1 处发生金属性故障, 仿真结果如图7所示。如图7(a)所示, 故障以后, $\max|U_{\text{dc}1_lf}|/\max|U_{\text{dc}1_hf}|$ 的值为2.99, 大于门槛值1.2。因此, 保护 P_1 将故障识别为线路侧故障。在延时 Δt_1 ($t = 6.502$ s左右)后, 换流器 S_1 的主动注入控制策略投入运行。如图7(b)所示, 主动注入并延时 Δt_2 后, Line₁上的直流电流 $I_{\text{dc}12}$ 大于门槛值 I_{set} (0.3 kA)。因此Line₁被识别

为故障线路，打开开关 SW_1 切除故障线路。随后重启 S_1 站建立直流电压。因此，换流站 S_3 端的线电压，即 U_{dc3_l} ，也迅速上升到阈值 640 kV 以上，如图7(e)所示。保护 P_3 测得 U_{dc3_l} 的恢复情况， S_3 站重启。而在 S_2 端，线路电压(U_{dc2_l})一直无法恢复。且在主动注入过程中，直流电流 I_{dc21} 上升到阈值以上，如图7(d)所示。因此，保护 P_2 判定故障发生在 $Line_1$ ， S_2 站重新闭锁不再重启，如图7(e)所示。

此外需要注意的是，在主动注入期间，注入电流保持

在一个可控的水平内（低于额定直流电流）。这是因为换流器交流侧的启动电阻在此期间接入系统中，有效地限制了注入电流。

(2) 故障 f_4 :

在本算例中，设置 $t = 6.3\text{ s}$ 时 f_4 处发生故障，仿真结果如图8所示。如图8(a)所示，故障被可靠地识别为直流侧故障。但不同的是，在主动注入后， $Line_1$ 上的直流电流 I_{dc12} 没有超过阈值 I_{set} ，而 $Line_2$ 上的直流电流 I_{dc13} 则超过了 I_{set} 。因此， $Line_2$ 被识别为故障线路，打开开关

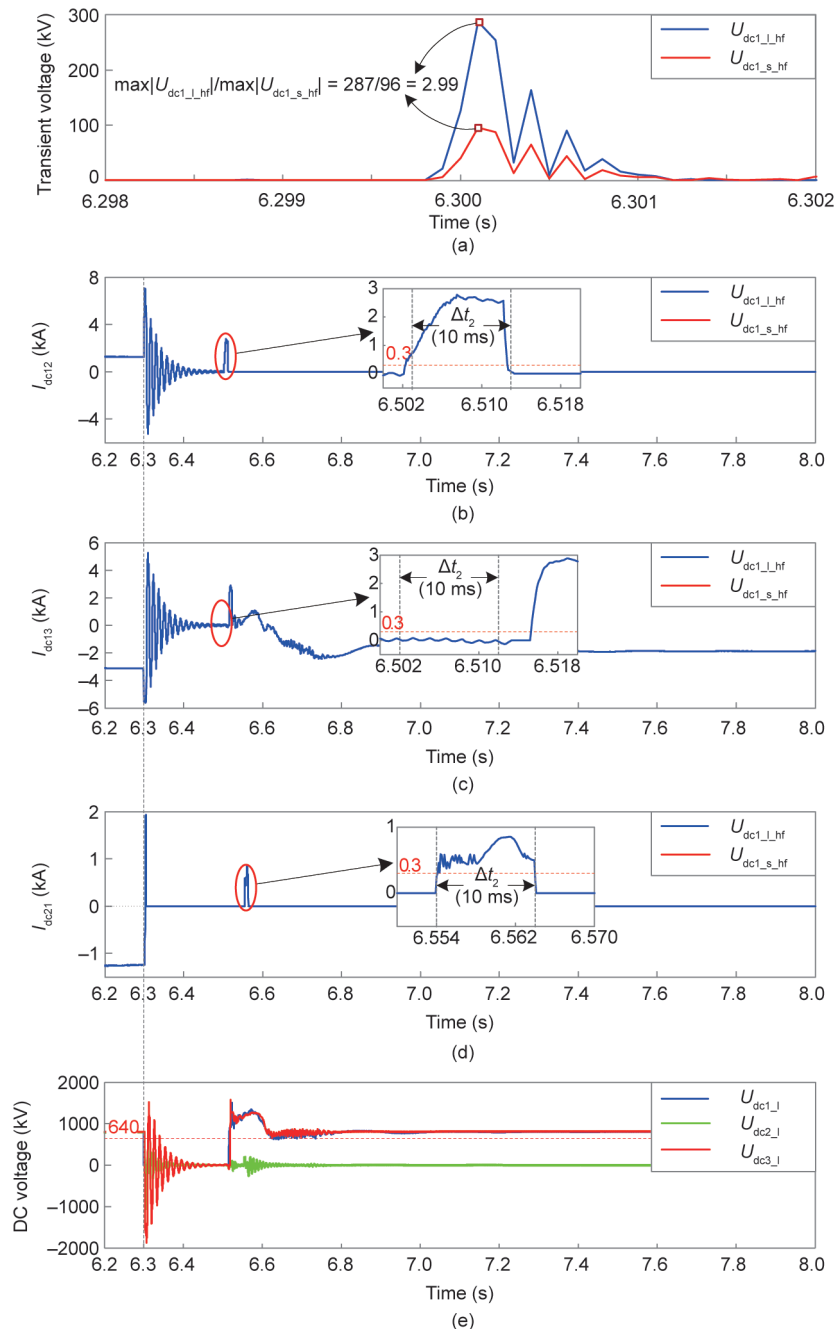


图7. 所提保护方法在金属性故障 f_1 后的动作性能。(a) 暂态电压；(b) 直流电流 I_{dc12} ；(c) 直流电流 I_{dc13} ；(d) 直流电流 I_{dc21} ；(e) 直流电压。

SW₂。随后重启换流站S₁建立直流电压。因此，保护P₂测得线路电压 U_{dc2_1} 的恢复，如图8(e)所示，换流站S₂也重新启动。另外，保护P₃无法监测到线路电压 U_{dc3_1} 的恢复，因此站S₃不重启。

以上仿真算例充分验证所提保护方法在混合多端直流输电系统中能够可靠地识别故障线路，并保障健康网络的快速恢复。此外需要注意的是，由于在主动注入期间使用了启动电阻，注入电流被限制在可接受范围内，因此不会对系统造成冲击危害。

4.3. 所提保护方法的鲁棒性

本算例重点观测了所提保护方法在不同故障情况下的动作性能。如图9和图10所示，不管是线路中点 f_2 处发生故障还是线路末端 f_3 处发生故障（对于保护P₁来说），所提保护方法均可以精确辨识出故障线路，并保障健全网络恢复到正常运行状态。这表明所提出的保护方法在不同故障情况下均能可靠动作。除此之外，如图10中所示的 f_3 处故障为高阻故障（300 Ω过渡电阻），充分证明所提保护方法具有耐受高过渡电阻的能力。

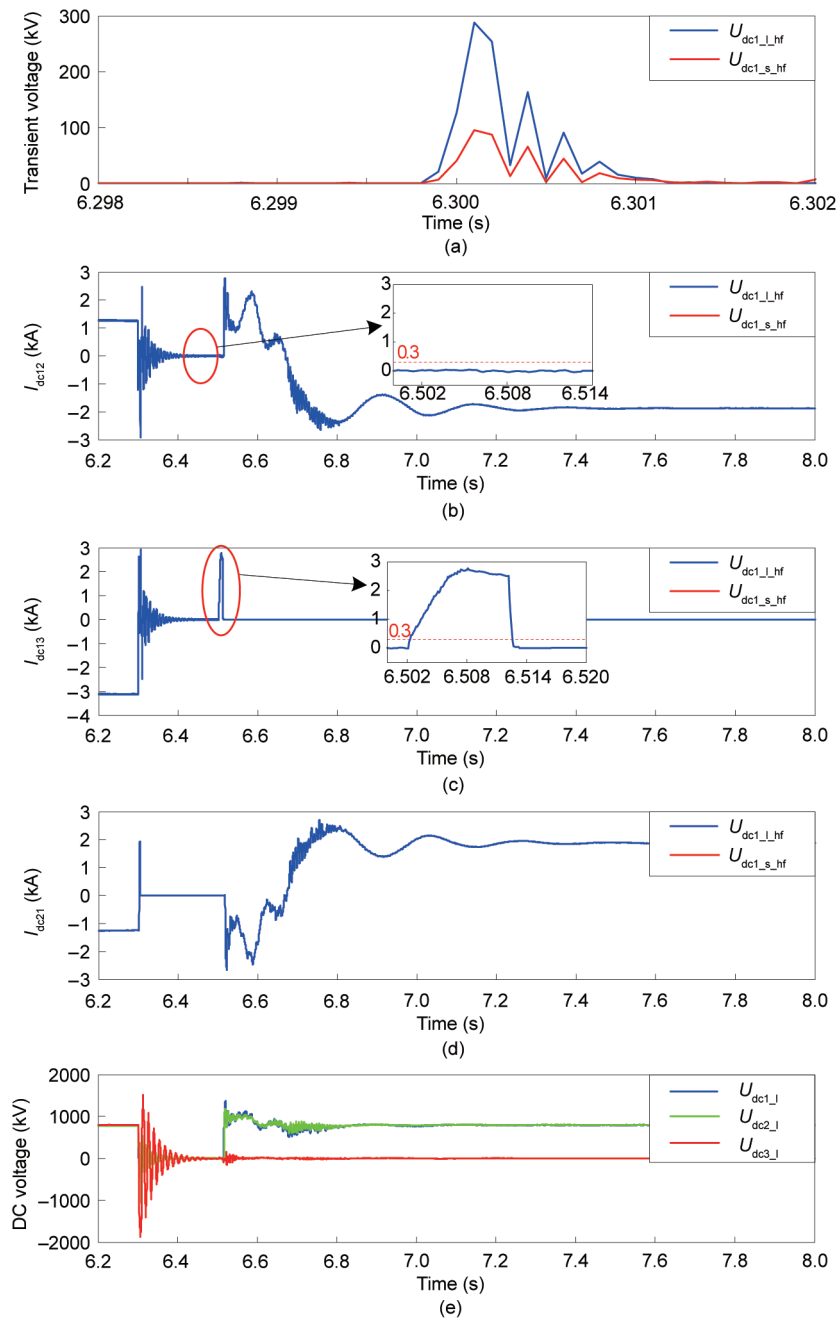


图8. 所提保护方法在金属性故障 f_4 后的动作性能。(a) 暂态电压；(b) 直流电流 I_{dc12} ；(c) 直流电流 I_{dc13} ；(d) 直流电流 I_{dc21} ；(e) 直流电压。

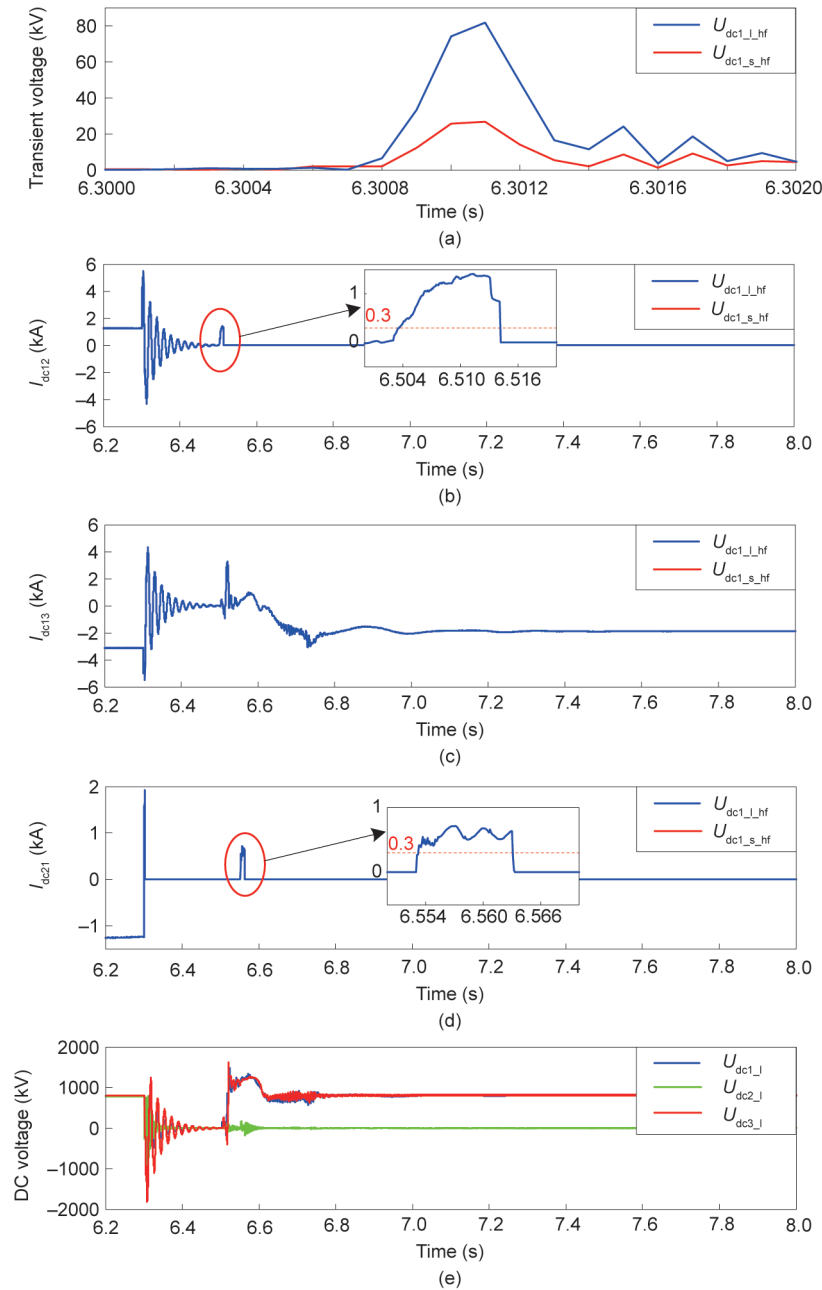


图9. 所提保护方法在 f_2 处发生金属性故障后的动作性能。(a) 暂态电压；(b) 直流电流 I_{dc12} ；(c) 直流电流 I_{dc13} ；(d) 直流电流 I_{dc21} ；(e) 直流电压。

5. 结论

直流保护是混合多端直流输电系统推广应用的核心关键技术。但是，混合多端直流输电线路两端不存在线路边界，LCC-HVDC和VSC-HVDC系统中应用的单端量保护原理无法适用。为此，本文提出了一种适用于混合多端直流输电系统的新型单端量保护方法。该保护方法利用暂态电压识别故障方向（直流侧或换流器侧），然后通过受控电流主动注入识别故障线路。与LCC-HVDC和VSC-HVDC系统中应用的单端量保护相比，该保护方法可以在

没有线路边界的情况下精准辨识故障线路。此外，该保护方法无需通信，因此与纵联保护（如电流差动保护）相比，可以降低投资成本。

Compliance with ethics guidelines

Yuping Zheng, Jiawei He, Bin Li, Tonghua Wu, Wei Dai, and Ye Li declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

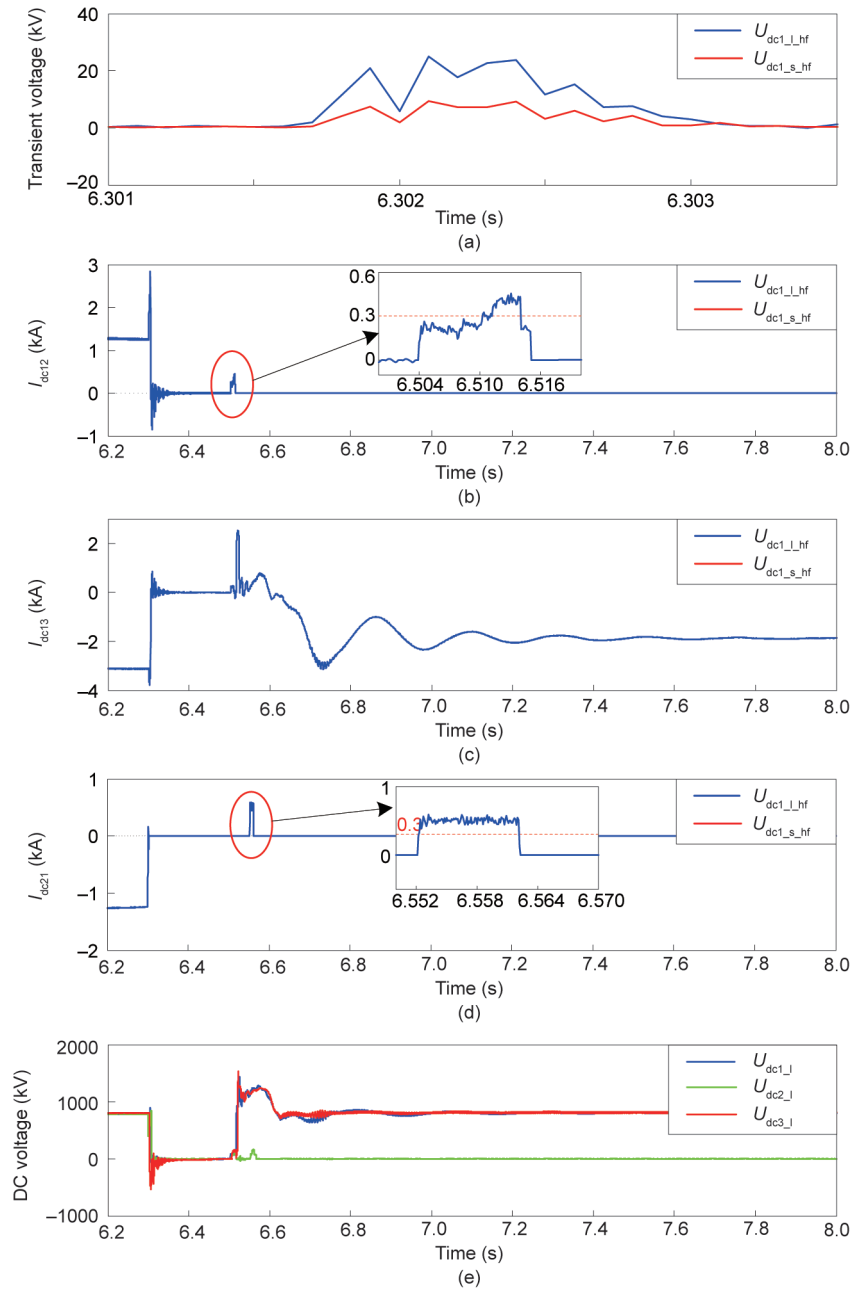


图10. 所提保护方法在 f_3 处发生 $300\ \Omega$ 过渡电阻故障后的动作性能。(a) 暂态电压；(b) 直流电流 I_{dc12} ；(c) 直流电流 I_{dc13} ；(d) 直流电流 I_{dc21} ；(e) 直流电压。

References

- [1] Kalair A, Abas N, Khan N. Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;59:1653–75.
- [2] Ooi BT, Wang X. Boost-type PWM HVDC transmission system. *IEEE Trans Power Deliv* 1991;6(4):1557–63.
- [3] Teeuwsen SP, editor. Modeling the Trans Bay cable project as voltage-sourced converter with modular multilevel converter design. In: *Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting; 2011 Jul 24–28; Detroit, MI, USA. New York: IEEE; 2011. p. 1–8.*
- [4] Haleem NM, Rajapakse AD, Gole AM, Fernando IT. Investigation of fault ride-through capability of hybrid VSC-LCC multi-terminal HVDC transmission systems. *IEEE Trans Power Deliv* 2019;34(1):241–50.
- [5] Wang Y, Zhao W, Yang J, Wang N, Lu Y, Li H. Hybrid high-voltage direct current transmission technology and its development analysis. *Autom Electr Power Syst* 2017;41(7):156–167. Chinese.
- [6] Wu J, Li H, Wang G, Liang Y. An improved traveling-wave protection scheme for LCC-HVDC transmission lines. *IEEE Trans Power Deliv* 2017; 32(1): 106–16.
- [7] Ma Y, Li H, Wang G, Wu J. Fault analysis and traveling-wave-based protection scheme for double-circuit LCC-HVDC transmission lines with shared towers. *IEEE Trans Power Deliv* 2018;33(3):1479–88.
- [8] Li B, Li Ye, He J, Wen W. A novel single-ended transient-voltage-based protection strategy for flexible DC grid. *IEEE Trans Power Deliv* 2019;34(5): 1925–37.
- [9] De Kerf K, Srivastava K, Reza M, Bekaert D, Cole S, Van Hertem D, et al. Wavelet-based protection strategy for DC faults in multi-terminal VSC HVDC systems. *IET Gener Transm Distrib* 2011;5(4):496–503.
- [10] Liu J, Tai N, Fan C. Transient-voltage-based protection scheme for DC line faults in the multiterminal VSC-HVDC system. *IEEE Trans Power Deliv* 2017; 32(3):1483–94.

- [11] Xiang W, Yang S, Xu L, Zhang J, Lin W, Wen J. A transient voltage-based DC fault line protection scheme for MMC-based DC grid embedding DC breakers. *IEEE Trans Power Deliv* 2019;34(1):334–45.
- [12] Guo C, Liu B, Zhao C. A DC chopper topology to mitigate commutation failure of line commutated converter based high voltage direct current transmission. *J Mod Power Syst Clean Energy* 2020;8(2):345–55.
- [13] Rao H, Hong C, Zhou B, Huang D, Xu S, Yao W, et al. Study on improvement of VSC-HVDC at inverter side of Wudongde multi-terminal UHVDC for the problem of centralized multi-Infeed HVDC. *South Power Syst Technol* 2017;11(3):1–5. Chinese.
- [14] Petino C, Heidemann M, Eichhoff D, Stumpe M, Spahic E, Schettler F. Application of multilevel full bridge converters in HVDC multiterminal systems. *IET Power Electron* 2016;9(2):297–304.
- [15] Zhang J, Zhao C. The research of SM topology with DC fault tolerance in MMCHVDC. *IEEE Trans Power Deliv* 2015;30(3):1561–8.
- [16] Li R, Fletcher JE, Xu L, Holliday D, Williams BW. A hybrid modular multilevel converter with novel three-level cells for DC fault blocking capability. *IEEE Trans Power Deliv* 2015;30(4):2017–26.
- [17] Qin J, Saeedifard M, Rockhill A, Zhou R. Hybrid design of modular multilevel converters for HVDC systems based on various submodule circuits. *IEEE Trans Power Deliv* 2015;30(1):385–94.
- [18] Vinothkumar K, Segerqvist I, Johannesson N, Hassanpoor A. Sequential autoreclosing method for hybrid HVDC breaker in VSC HVDC links. In: *Proceedings of the 2016 IEEE 2nd Annual Southern Power Electronics Conference (SPEC)*; 2016 Dec 5–8; Auckland, New Zealand. New York: IEEE; 2016. p. 1–6.
- [19] Guo XS, Zhou Y, Yang MJ, Yao WZ. Research on control scheme for single converter online entry/exit in dual-converter based VSC-HVDC. *Power Syst Technol* 2019;43(9):3393–8. Chinese.