DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201591

海上风电接入柔直系统交流侧故障特征及对保护的影响分析

郑黎明[1]，贾 科[1]，毕天姝[1]，侯来运[1]，方 煜[2]

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学)，北京 102206；2. 国家电网南京供电公司，江苏 南京 210019)

摘要：柔性直流输电是解决大规模海上风电远距离外送问题的首选方案。然而，柔直送端交流系统发生故障时，线路两侧短路电流均由电力电子换流器提供，系统的故障特征发生了根本性变化，直接导致传统保护性能的下降、甚至不正确动作，影响系统的安全运行。因此，针对永磁风电场经柔直外送的拓扑，分析了柔直送端交流侧故障的特征，并结合交流侧故障穿越控制目标提出了换流器短路电流解析表达方法。理论分析表明，当风电场弱出力时，仅由柔直换流器提供短路电流，且短路电流呈现出幅值受限特性、甚至低于额定电流；当风电场正常出力时，柔直换流器与风电场均提供短路电流，且二者控制目标不同，两侧同相别短路电流必然存在相角差。基于故障特征的研究，对现场常用的保护原理进行了性能分析，获知了线路距离保护、差动保护均会存在性能下降的问题。在PSCAD/EMTDC中建立了风电柔直送出系统的精细化模型，验证了理论分析的正确性，为现场保护配置以及保护新原理的研究提供了理论基础。

关键词：风电场；柔性直流；交流故障；故障特征分析

AC-side fault analysis of a VSC-HVDC transmission system connected to offshore wind farms and the impact on protection

ZHENG Liming[1], JIA Ke[1], BI Tianshu[1], HOU Laiyun[1], FANG Yu[2]

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Beijing 102206, China; 2. State Grid Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210019, China)

Abstract: In order to deal with the problems of long-distance large-scale offshore wind power transmission, VSC-HVDC transmission system has been gradually applied to the integration of renewable energy power plants. In the case of an AC fault occurring at the sending end of the VSC-HVDC system, the short-circuit current on both sides of the AC line is provided by the power electronic converter. There is a fundamental change in the fault characteristics of the system. The change of fault characteristics will directly lead to the degradation of traditional protection performance, or even incorrect operation. The security of transmission system operation is thus challenged. Therefore, this paper studies the topology of the VSC-HVDC transmission system connected to the inverter-interfaced wind farms. To confirm the applicability of the linear analysis method, the characteristics of the AC side fault at the sending end are analyzed. Combined with different fault-ride-through control strategies, the analytical expression method of the converter short-circuit current is derived. Theoretical analysis shows that the short-circuit current is only provided by the flexible DC converter, and the short-circuit current has limited amplitude, even lower than the rated current. In the case of the normal output of wind farms, both the flexible DC converter and the wind farm provide short-circuit current, and their control objectives are different. Therefore, there must be a phase angle difference between the two sides of the same phase short-circuit current. Based on the study of fault characteristics, a performance analysis of common protection is carried out. It is known that the performance of line distance protection and differential protection will decline. The refined model of a VSC-HVDC transmission system connected to wind farms is established in PSCAD. The simulation results verify the correctness of the analysis. It provides a theoretical basis for protection configuration and novel protection research.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51725702 and No. 51777071) and “Special Project on Offshore Wind Power and Smart Energy System Technology (Phase I)” of Science and Technology Project of the Headquarters of China Huaneng Group Co., Ltd. (No. HNKJ20-H88).

Key words: wind farm; VSC-HVDC; AC fault; fault characteristics analysis

基金项目：国家自然科学基金项目资助(51725702, 51777071)；华能集团总部科技项目“海上风电与智慧能源系统科技专项(一期)(HNKJ20-H88)”资助

0　引言

我国海上风电进入快速发展期，截至 2020 年 6 月底，海上风电装机容量累计 699 万 kW[1]。预计到 2035 年，海上风电装机容量将达到 1.3 亿 kW，发展潜力巨大。由于柔性直流输电技术具备向无源电网提供电压支撑的能力，其已经成为远距离海上风电并网的首选方案[2-8]。风电场汇集接入柔直系统，交流线路两侧均体现为电力电子受控电源特征，与传统风机接入交流系统相比，故障特征发生了根本性变化，将极大地影响传统保护性能，对系统安全运行造成威胁[9-10]。因此，亟需研究海上风电柔直送出系统的故障分析方法，分析传统保护适应性，为系统的保护配置、保护新原理的研究提供理论基础。

与受端系统截然不同(柔直接入交流大电网端)，风电接入柔直系统交流侧故障时面临线路两侧均为电力电子换流器的问题，此时没有外部交流电网支撑。在早期的研究中，柔直换流器并未针对送端交流系统故障配置合适的故障穿越控制策略[11]。文献[11-12]均认为风电场属于无源网络的一种，在交流故障时并未考虑风电场的短路电流造成的交互影响，只考虑了柔直换流器的短路电流。文献[12]分析了送端交流系统对称故障时的特征，其结果表明在交流电压跌落至 30%时，柔直换流器采用电压–频率控制可以代替交流电网提供电压支撑，但是流经柔直换流器的电流已经接近幅值上限。

随着风电场容量增大，将风电场视为无源网络的方式不再适应系统的发展。已有专家学者研究了海上风电接入柔直系统的交流故障穿越控制策略。文献[13]通过在故障时降低功率、抑制负序电流的方式以达到柔直输电系统直流侧电压稳定、换流器不过流的目标。文献[14]采取了新型的负序电流控制方式，以保证在交流故障期间，柔直输电系统的直流母线电压稳定。对负序电流进行控制的方法可以维持直流母线的稳定，然而会对交流侧产生更大的影响。文献[15]明确指出柔直和风电均采取抑制负序电流的控制方法，容易在交流侧出现过电压现象，不利于整个系统的安全，所以在交流侧故障期间换流设备应当注入合适的负序电流。

目前研究大多针对柔性直流线路故障展开，交流侧故障研究尚不完善。现有的交流侧故障分析主要分为仿真实验法和控制策略分析法。对于仿真实验法，文献[16]通过仿真模型研究了不同类型风电机组经柔直并网系统交流侧故障特征，并提出了一种海上风电场的潮流转移策略，然而该类方法缺乏理论解析，难以准确刻画故障特征。对于控制策略分析法，文献[15,17]着重考虑柔直换流器的故障响应特性，分别提出了两种不同的直流换流器故障穿越策略，然而此类方法未考虑风电场的故障穿越控制策略的影响。综上所述，海上风电接入柔直系统的交流侧故障特征研究尚不完善，仍需要结合交流侧故障穿越控制目标，研究风电换流器及柔直换流器的短路电流解析表达方法。

事实上，柔直换流器一般在交流故障后采取电压控制方式，并配合低压限流控制以限制短路电流[18-19]；风电场采取电流控制方式，抑制负序电流，以保证短路电流不超过电力电子器件的限值[20-21]。此时交流线路两侧的短路电流均呈现受控电源特性，故障特征发生了根本性变化，进而影响传统保护的动作性能。海上风电送出线路常用的主保护为距离保护、差动保护、零序电流保护[22-24]，这些保护原理均基于工频相量构成。理论上，故障后 20 ms 的电气量数据计算得到的工频相量才具有反映故障特征的能力，传统的保护原理对故障的识别速度大约为 20~50 ms。而当海上风电柔直送出系统交流侧发生严重故障时，柔直换流器桥臂过流，整个换流器将采取闭锁策略，随后风电机组脱网。此时，线路中失去故障电流，可能导致传统交流保护不能正确识别故障。

本文针对线路两侧均是电力电子装置的系统故障特征不明的问题，验证了全电力电子系统特征频率下线性分析的可行性，并结合换流器典型的故障穿越控制策略，推导了两侧电力电子换流器故障电流解析式，进而对故障特征进行了解析；依据所分析的故障特征，对现场常用的交流线路保护(距离保护、零序电流保护、差动保护)原理进行了适应性分析。在 PSCAD/EMTDC 中建立了风电柔直送出系统的精细化模型，验证了理论分析的正确性。进而为风电柔直送出系统的交流侧故障时，其保护配置以及保护新原理的提出提供理论支撑。

1　故障特征分析

1.1 线性分析法在电力电子化系统中的运用

通常认为，电力电子设备在暂态调节过程中呈现强非线性特征，导致传统的线性分析方法失效。而本文面向保护需求，对故障稳态进行分析。本节将首先讨论基于特征频率(甚至频段)的对称分量法在电力电子化系统中运用的可行性。

目前在柔直工程中常用的换流器为模块化多电平换流器，以实现灵活的控制功能，并使用最近电平逼近的阶梯波调制。而风电换流器一般采用电压源型两电平换流器以实现功率输出，并使用 SPWM

调制。不论何种类型的换流器，均可以对其开关函数进行双重傅里叶展开，以分析其输出波形特征。柔直换流器和风电换流器出口的电压经过双重傅里叶变换后均可展开为式(1)所示的形式[25-26]。

$$u = ME\sin\left(\omega_s t-\varphi\right)+\frac{4E}{\pi}\sum_{m=1,3,5,\cdots}^{\infty}\frac{J_0\left(\frac{mM\pi}{2}\right)}{m}\sin\frac{m\pi}{2}\cos\left(mN\omega_s t\right)+\sum_{m=1,2,3,\cdots}^{\infty}\sum_{n=\pm1,\pm2,\cdots}^{\infty}J_{mn}\cdot\cos\left[\left(mN+n\right)\omega_s t-n\varphi-\frac{n\pi}{2}\right] \tag{1}$$

式中：u 为换流器出口电压；M 为调制比；E 为直流电平；J 为谐波幅值；N 为载波比；ω_s 为工频角频率；φ 为工频相角。

由式(1)可知，换流器输出电压包含基频分量、载波及载波谐波分量、载波的上下边频分量。暂态过程中，由于功率瞬时不平衡将导致直流母线电压波动。进入故障稳态后，在合理的故障穿越控制策略下，直流电压波动较小。此时对于交流电压中的基频分量来说，其正比于调制比，故呈现出线性关系。而载波频率一般为 kHz 数量级，数值远大于工频，故换流器机端电气量在工频段附近可以近似为线性，在分析故障稳态工频特征时线性分析方法仍然试用。

一般情况下，换流器与交流系统之间使用 YNd 接线的换流变压器联结，故零序电流不会流通至换流器，只需要考虑换流器的正序、负序电流特性即可。换流器通常采用正负序分离控制，在不对称故障穿越过程中常用的限流控制方式主要包括两种：抑制负序电流与抑制功率二倍频波动[27]。与同步发电机不同，换流器设备不包含旋转器件，其稳态短路电流完全由开关状态决定。故在不对称故障发生时，负序网络中换流器可以等效为受控电流源。当采取抑制负序电流控制策略时，负序电流源输出为 0，此时换流器在负序网络中呈现出大阻抗特性；当采取抑制功率波动控制方式时，换流器将根据有功与无功功率输出一定的负序电流，如式(2)所示。

$$\begin{bmatrix} i_{d+}^* \\ i_{q+}^* \\ i_{d-}^* \\ i_{q-}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{d+} & u_{q+} \\ u_{q+} & -u_{d+} \\ -Ku_{d-} & Ku_{q-} \\ -Ku_{q-} & -Ku_{d-} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dfrac{P_0^*}{U_P} \\ \dfrac{Q_0^*}{U_Q} \end{bmatrix} \tag{2}$$

式中：P_0^*、Q_0^* 为有功、无功功率分量参考值；变量 U_P、U_Q 满足 $U_P=(u_{d+})^2+(u_{q+})^2-K(u_{d-})^2-K(u_{q-})^2$、$U_Q=(u_{d+})^2+(u_{q+})^2+K(u_{d-})^2+K(u_{q-})^2$；系数 K 取 0、1 和 −1，对应故障穿越控制目标分别为消除负序电流、消除有功和无功功率波动；i_{d+}^*、i_{q+}^* 分别为 d 轴、q 轴正序电流参考值；i_{d-}^*、i_{q-}^* 分别为 d 轴、q 轴负序电流参考值。

从控制系统的角度来看，由于换流器采取正、负序分离控制，则换流器提供的电流等于正序电流与负序电流之和，即

$$\begin{cases} i_d = i_{d+}+i_{d-} \\ i_q = i_{q+}+i_{q-} \end{cases} \tag{3}$$

式中，i_d、i_q 分别为换流器提供的 d 轴、q 轴电流。

在故障稳态时，实际电流值与参考值近似相等，通过 dq-abc 变换后可以得到换流器提供的相电流解析式，如式(4)。

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \boldsymbol{T}\begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix} = \boldsymbol{T}\begin{bmatrix} i_{d+}^*+i_{d-}^* \\ i_{q+}^*+i_{q-}^* \end{bmatrix} = \boldsymbol{T}\begin{bmatrix} i_{d+}^* \\ i_{q+}^* \end{bmatrix} + \boldsymbol{T}\begin{bmatrix} i_{d-}^* \\ i_{q-}^* \end{bmatrix} \tag{4}$$

式中：i_a、i_b、i_c 分别为 A、B、C 三相的电流；$\boldsymbol{T}$ 为 dq-abc 变换矩阵，其表达式为

$$\boldsymbol{T} = \begin{bmatrix} \cos\omega t & \sin\omega t \\ \cos(\omega t-120^\circ) & \sin(\omega t-120^\circ) \\ \cos(\omega t+120^\circ) & \sin(\omega t+120^\circ) \end{bmatrix}$$

由式(4)可知，换流器提供的稳态电流本身就包含正序分量与负序分量的叠加，所以采用对称分量法对换流器提供的短路电流进行正序、负序、零序的分解是可行的。因此，基于风电场与柔直换流站故障穿越控制策略，可以得到风电场及柔直换流站的短路电流解析式，结合对称分量法可以获知不同故障类型下系统的故障特征。

1.2 风电场与柔直换流站故障穿越控制

参照江苏如东海上风电柔直并网工程的系统拓扑及参数，构建永磁风电场双端柔直送出系统，如图 1 所示。送端系统中，大规模风电场汇集经主变升压至 220 kV，经过一段交流线路后进入风场侧柔直换流站。而受端系统主要通过电网侧换流器实现功率从直流母线到外部交流系统的传输。

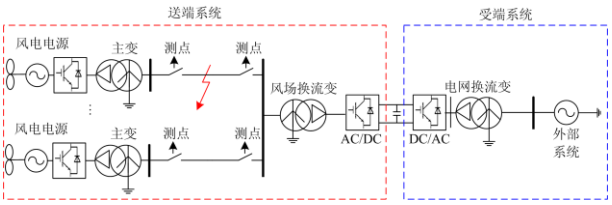

图 1 风电柔直送出系统拓扑结构

Fig. 1 Topology of VSC-HVDC transmission system connected to wind farms

由图 1 可知，送端交流线路故障时，线路两侧均由换流器提供短路电流。由于不同类型的换流器暂态响应过程有差别，本文在分析故障特征时均认为换流器达到了故障稳态，即不考虑因换流器类型而导致的响应特性差异。排除了换流器差异后，故障穿越控制策略直接决定了故障特征，故本文从控制系统出发，结合典型的故障穿越控制策略，以明确故障特征。

风电换流器与柔直换流器的控制系统结构如图 2 所示。风电换流器采用定电压矢量控制，正常运行时采用最大功率追踪目标，生成有功功率与无功功率参考值。在故障后，风电换流器切换至抑制负序电流控制策略，控制系统中将对负序参考值直接置 0，此时 dq 轴电流 $I_{d\mathrm{ref}}$、$I_{q\mathrm{ref}}$ 参考值仅包含正序分量。

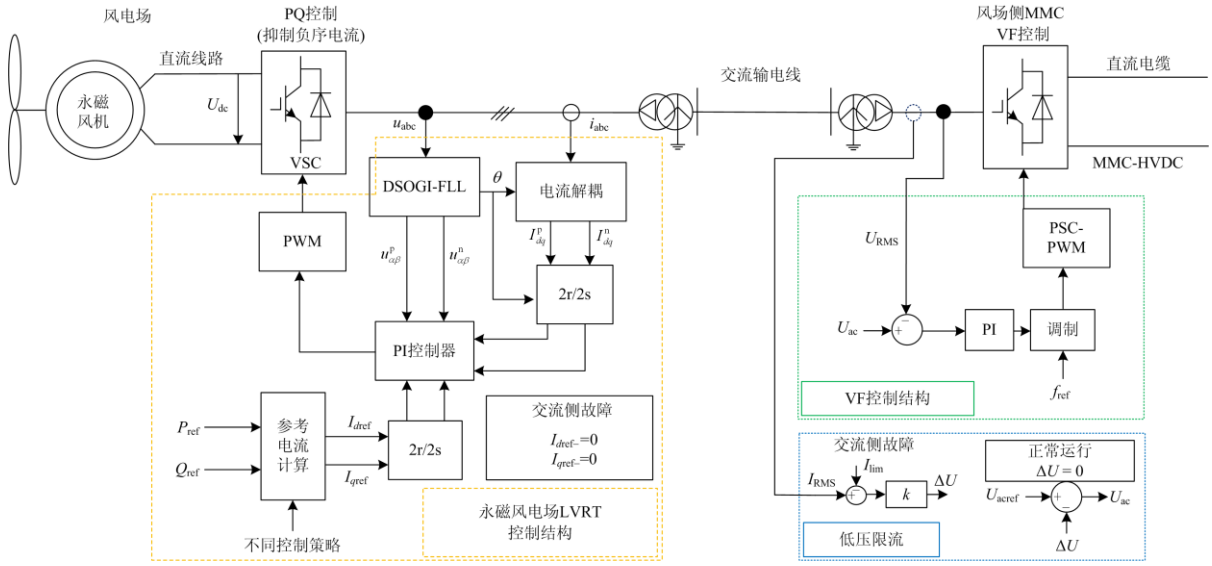

图 2 风电换流器与柔直换流器控制系统结构

Fig. 2 Control systems of the wind power converter and VSC-HVDC converter

而对于柔直换流器来说，其工作在向无源网络供电的模式，在正常运行时采用交流电压-频率控制方式，为风电场提供电压支撑。在交流侧故障后，为了防止换流器过流，将采取低压限流控制策略，即仍采用电压控制方式，但是降低了电压参考值，通过 PI 调节器调整后，降低输出电流。

综上所述，在交流故障后，风电换流器呈现受控电流源特征，柔直换流器呈现受控电压源特征，下面将基于此特征分析二者的故障电流。

风电换流器一般采用抑制负序电流的控制方式[28]，在故障后控制外环一般会切除，其短路电流由故障穿越控制目标决定[29]，如式(5)所示。

$$\begin{aligned} i_{\mathrm{W}\phi} &= i_d^* \cos(\omega t+\theta_\phi) - i_q^* \sin(\omega t+\theta_\phi) + \\ &(i_{d0}-i_d^*)\frac{\mathrm{e}^{-\xi\omega_{\mathrm{n}}t}\sin(\omega_{\mathrm{d}}t+\beta)}{\sqrt{1-\xi^2}}\cos(\omega t+\theta_\phi) + \\ &i_q^*\frac{\mathrm{e}^{-\xi\omega_{\mathrm{n}}t}\sin(\omega_{\mathrm{d}}t+\beta)}{\sqrt{1-\xi^2}}\sin(\omega t+\theta_\phi) \end{aligned} \tag{5}$$

式中：$i_{\mathrm{W}\phi}$ 为风电换流器提供的 ϕ 相故障电流；i_d^* 和 i_q^* 分别为 d 轴和 q 轴电流参考值，其数值由式(2)决定，在抑制负序电流控制方式下，d 轴电流参考值为 $i_d^*=i_{d+}^*=u_{d+}\cdot P_0^*/U_{\mathrm{P}}+u_{q+}\cdot Q_0^*/U_{\mathrm{Q}}$，$q$ 轴电流参考值为 $i_q^*=i_{q+}^*=u_{q+}\cdot P_0^*/U_{\mathrm{P}}-u_{d+}\cdot Q_0^*/U_{\mathrm{Q}}$；$i_{d0}$ 为故障前 d 轴电流参考值；ξ 为二阶系统的阻尼比；ω_{n} 为二阶系统自然振荡角频率；ω_{d} 代表阻尼振荡频率；β 为阻尼角；ω 为基频角频率。

式(5)中等号右侧第一项与第二项均为故障后稳态电流。而第三项与第四项均包含指数衰减项，当时间 t 远大于故障时刻 t_0 时，两项均衰减至 0，故这两项反映的是由故障前稳态过渡到故障后稳态的暂态过程。若忽略暂态响应，只进行故障稳态分析，风电换流器输出仅由式(5)前两项决定。受换流器通流能力约束，i_d^* 和 i_q^* 取值范围一般在 0~1 p.u. 之间，故风电换流器提供的短路电流呈现幅值受限特性，且只提供正序短路电流，稳态故障电流如式(6)所示。

$$i_{\mathrm{W}\phi}=i_{d+}^*\cos(\omega t+\theta_\phi)-i_{q+}^*\sin(\omega t+\theta_\phi) \tag{6}$$

式中，i_{d+}^* 和 i_{q+}^* 分别是 d、q 轴电流指令值。

式(6)体现出风电呈现为电流源控制，其短路电

流与控制环指令值密切相关。

而柔直换流器作为电压源控制，并且将采取低压限流控制。由于换流变压器将零序电流隔离，故此时柔直换流器提供的短路电流可由式(7)表示。

$$\begin{cases} i_{\mathrm{mmc}\phi}=\dfrac{E_{\mathrm{mmc}}(t)\cos(\omega t+\theta_{\phi})}{Z_{\mathrm{eq}}}+\dfrac{E_{\mathrm{mmc}}(t)\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-})}{Z_{\mathrm{eq}}} & ① \\ i_{\mathrm{mmc}\phi}=\dfrac{E_{\mathrm{mmc}}(t)\cos(\omega t+\theta_{\phi})}{Z_{+}} & ② \end{cases} \tag{7}$$

式中：①代表不对称故障时的解析式；②代表对称故障时的解析式；$E_{\mathrm{mmc}}(t)$为柔直换流器内电势；Z_{eq}为与故障类型相关的等效阻抗，单相故障时，$Z_{\mathrm{eq}}=Z_{+}+Z_{-}+Z_{0}$，两相相间故障时，$Z_{\mathrm{eq}}=Z_{+}+Z_{-}$，两相接地故障时 $Z_{\mathrm{eq}}=Z_{+}+(Z_{-}\cdot Z_{0})/(Z_{-}+Z_{0})$，其中 Z_{+}、Z_{-}和 Z_{0} 分别为正序等效阻抗、负序等效阻抗和零序等效阻抗；ω 和 ω^{-}分别为基频正序角频率和基频负序角频率。

式(7)与传统系统得到的故障电流计算式一致，但值得注意的是柔直换流器的内电势将会在故障后发生改变，这是由柔直换流器低压限流控制策略决定的。柔直换流器的内电势将由图 2 中的低压限流控制策略决定。

$$E_{\mathrm{mmc}}=U_{\mathrm{acref}}-k\cdot(I_{\mathrm{RMS}}-I_{\mathrm{lim}}) \tag{8}$$

式中：E_{mmc} 表示柔直换流器等效内电势；U_{acref} 为交流侧额定电压；I_{RMS} 为电流量测值；I_{lim} 为电流限值；k 为柔直控制系统电压调整系数。

由此可见，限制柔直换流器电压参考值，可以限制柔直换流器提供的短路电流大小。所以在故障发生后，柔直换流器短路电流会暂态增大，达到限流控制门限值后，短路电流减小并进入故障稳态。在此种场景下，柔直换流器提供的短路电流可能小于负荷电流，这将对基于幅值比较的保护原理产生极大影响。

1.3 风电接入柔直系统交流侧故障特征分析

根据不同故障类型的复合序网，结合风电场与柔直换流器短路电流解析式，分析风电接入柔直系统交流侧故障电流的特征。

1.3.1 单相接地故障

单相接地故障时，复合序网络如图 3 所示。图中：下标 W 和 mmc 分别代表风场侧和柔直侧；下标+、−、0 分别代表正序、负序、零序；Z_{fault} 代表过渡电阻。

在风电柔直送出系统送端交流侧故障时，故障点两侧由换流器提供短路电流，此时在负序网络中，风电采取抑制负序电流的控制方式，柔直换流器采取电压控制方式并利用降低电压参考值的策略抑制短路电流。

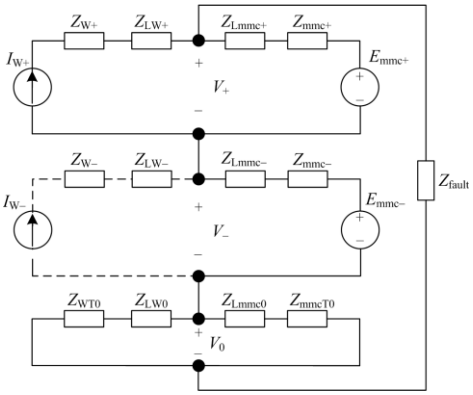

图 3 单相接地故障等效序网络

Fig. 3 Sequence network of single-phase-to-ground fault

根据图 3 可知，由于风电采取抑制负序电流的控制方式，其在负序网络中呈现高阻特性，故使用虚线画出风场侧的等效网络图。在故障发生后，仅由柔直换流器提供负序通路，由此可以写出网络电流方程如式(19)。

$$I_{\mathrm{mmc+}}+I_{\mathrm{W+}}=I_{\mathrm{mmc-}}=I_{\mathrm{mmc0}}+I_{\mathrm{W0}} \tag{9}$$

式中：$I_{\mathrm{mmc+}}$、$I_{\mathrm{mmc-}}$ 和 I_{mmc0} 分别为线路柔直侧的正序、负序和零序电流；$I_{\mathrm{W+}}$ 和 I_{W0} 分别为线路风电场侧的正序和零序电流。

由式(9)可知，由于风电与柔直换流器提供的正序电流均呈现受限特征，故网络中零序电流也呈现受限特性。根据式(9)可以得到两侧电流序分量表达式为

$$\begin{cases} I_{\mathrm{mmc}}=I_{\mathrm{mmc+}}+I_{\mathrm{mmc-}}+I_{\mathrm{mmc0}} \\ I_{\mathrm{W}}=2I_{\mathrm{mmc-}}-I_{\mathrm{mmc+}}-I_{\mathrm{mmc0}} \end{cases} \tag{10}$$

式中，I_{mmc} 和 I_{W} 分别代表线路柔直侧、风场侧电流。

由式(10)可以看出，风场侧电流与柔直侧电流的组成部分存在明显差异，故两侧同相别电流必然存在相角差。

风电场的短路电流如式(6)所示，由于采用抑制负序电流的控制方式，其不提供负序电流通路，而柔直换流器需要采用电压控制方式以提供负序回路。由于受电力电子器件通流能力限制，在序网络中柔直换流器可以等效为内电势降低的电压源，根据式(7)和式(9)可得到柔直换流器提供的短路电流解析式为

$$\begin{aligned} i_{\mathrm{mmc}\phi}=&\frac{E_{\mathrm{mmc}}\cos(\omega t+\theta_{\phi})}{Z_{+}+Z_{-}+Z_{0}}+\\ &\frac{E_{\mathrm{mmc}}\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-})}{Z_{+}+Z_{-}+Z_{0}}+\left|i_{\mathrm{W}\phi}\right|\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-})=\\ &A_{1}\cos(\omega t+\theta_{\phi})+(A_{1}+\left|i_{\mathrm{W}\phi}\right|)\cdot\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-}) \end{aligned} \tag{11}$$

式中：E_{mmc} 为柔性直流换流器等效内电势；ω^{-} 代表负序角频率；A_1 代表单相接地故障时柔直换流器等效电压源输出的电流幅值；θ_{ϕ} 和 $\theta_{\phi-}$ 分别为正序与负序电流相角；$i_{\mathrm{w}\phi}$ 为风电场提供的短路电流。

由式(11)可知，柔直换流器提供的短路电流不仅与其本身控制所维持的电压有关，还与对侧风场提供的短路电流密切相关。由于柔直换流器所提供的电流既包含正序分量也包含负序分量，柔直换流器所提供的短路电流幅值将大于风电换流器短路电流，且两侧故障相短路电流将存在相角差，这将对基于相位比较的保护原理产生不利影响。

1.3.2 两相相间故障

两相相间短路故障时，不含零序网络，其序网络图见图 4。两侧换流器正序电流之和应与负序电流之和幅值相等，方向相反。与单相接地故障时类似，抑制负序电流同时也意味着抑制正序电流。根据复合序网的关系可知，此种场景下同样地柔直换流器提供负序回路，风电换流器抑制负序电流，能保证进行稳定的故障穿越。在这种情况下风电换流器提供的短路电流如式(12)所示，短路电流仅包含正序电流。

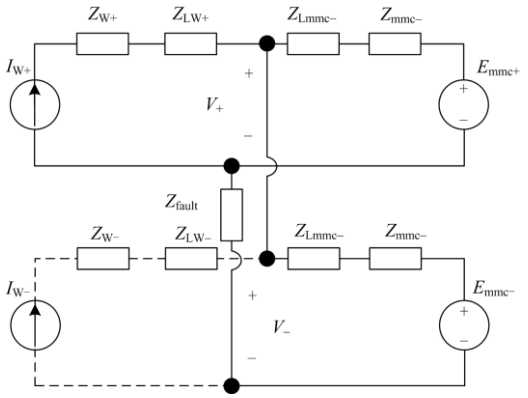

图 4 两相相间故障等效序网络

Fig. 4 Equivalent sequence network of phase-to-phase fault

而在两相相间故障时，根据复合序网结构可以得到柔直换流器所提供的短路电流。

$$i_{\mathrm{mmc}\phi}=\frac{E_{\mathrm{mmc}}\cos(\omega t+\theta_{\phi})}{Z_{+}+Z_{-}}-\frac{E_{\mathrm{mmc}}\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-})}{Z_{+}+Z_{-}+Z_{0}}-\left|i_{\mathrm{w}\phi}\right|\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-})=A_{2}\cos(\omega t+\theta_{\phi})-(A_{2}+\left|i_{\mathrm{w}\phi}\right|)\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-}) \tag{12}$$

式中，A_2 代表两相相间故障时柔直换流器等效电压源输出的电流幅值。

与单相接地故障相类似，两相相间短路时故障相电流也存在相角差。

1.3.3 两相接地故障

两相接地故障时，三个序网络为并联关系(如图 5 所示)，负序电流与零序电流之和的幅值等于正序电流幅值。在这种情况下，柔直换流器短路电流解析式如式(13)所示，风电换流器与柔直换流器两侧同相别电流相位存在差异。

$$i_{\mathrm{mmc}\phi}=\frac{E_{\mathrm{mmc}}\cos(\omega t+\theta_{\phi})}{Z_{+}+\dfrac{Z_{-}\cdot Z_{0}}{Z_{-}+Z_{0}}}-\frac{E_{\mathrm{mmc}}\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-})}{Z_{+}+\dfrac{Z_{-}\cdot Z_{0}}{Z_{-}+Z_{0}}}\frac{Z_{0}}{Z_{-}+Z_{0}}-\left|i_{\mathrm{w}\phi}\right|\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-})\frac{Z_{0}}{Z_{-}+Z_{0}}=A_{3}\cos(\omega t+\theta_{\phi})-(A_{3}+\left|i_{\mathrm{w}\phi}\right|)\frac{Z_{0}}{Z_{-}+Z_{0}}\cdot\cos(\omega^{-}t+\theta_{\phi-}) \tag{13}$$

式中，A_3 代表两相接地故障时柔直换流器等效电压源输出的电流幅值。

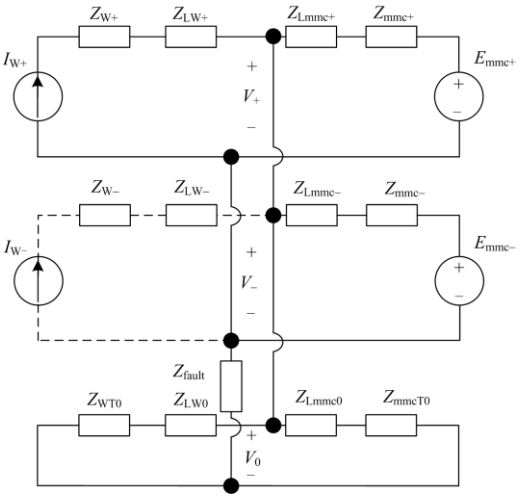

图 5 两相接地故障等效序网络

Fig. 5 Equivalent sequence network of phase-to-phase-to-ground fault

综上所述，在送端系统发生不对称故障时，柔直换流器采取电压控制方式提供了负序回路。柔直换流器所提供的短路电流将包含风场侧电流分量，进而柔直侧短路电流幅值将大于风场侧。

1.3.4 三相对称故障

在送端系统发生三相对称故障时，故障网络可以从故障点处解耦成两个子网络。两侧换流器均可断开电压外环而采用限流控制，故两侧换流器提供的短路电流均呈现幅值受限特性。在对称故障下，从故障点处可以将系统分离为两个子网络，柔直换流器仍采用电压控制，风电场采用电流控制。柔直换流器的短路电流如式(7)所示。

由于三相故障时，风电与柔直换流器只提供正序电流，故两侧同相别的短路电流趋近于同相位。

同步发电机在故障后采取强励的方式维持电压稳定，可以视作内电势恒定的交流电压源，其故障电流是额定电流的数十倍。而在线路两侧均为换流器时，受换流器通流能力的限制，短路电流最大幅值仅为额定电流的 2 倍。正是因为线路两侧短路电流均呈现为幅值受限的特征，系统故障特性发生了根本性变化，传统基于同步发电机的短路电流计算、保护配置与整定理论受到了影响。下面将分析海上风电接入柔直系统的传统保护动作性能。

2　保护适应性分析

根据工程要求，海上风电场的送出线路一般配置距离保护、零序电流保护、电流差动保护[21-23]。下面结合保护判据，分析传统保护在海上风电接入柔直系统中的动作性能。

2.1 距离保护适应性分析

如图 6 所示，距离保护分别安装在线路两侧。当发生接地故障时，过渡电阻记为 R_g，风场侧、柔直侧等效阻抗分别记为 Z_W、Z_{MMC}。

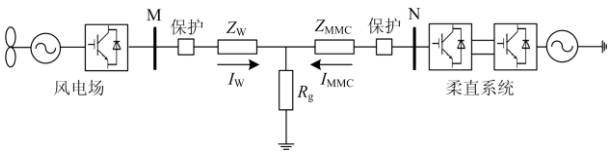

图 6 距离保护配置示意图

Fig. 6 Diagram of distance relay configuration

根据距离保护的定义，可以得到 M 与 N 处距离保护装置量测阻抗表达式。

$$\begin{cases} Z_M = \dfrac{\dot{U}_W}{\dot{I}_W} = Z_W + \left(1 + \dfrac{\dot{I}_{MMC}}{\dot{I}_W}\right) R_g \\ Z_N = \dfrac{\dot{U}_{MMC}}{\dot{I}_{MMC}} = Z_{MMC} + \left(1 + \dfrac{\dot{I}_W}{\dot{I}_{MMC}}\right) R_g \end{cases} \tag{14}$$

式中：Z_M、Z_N 分别为 M 与 N 处保护装置的量测阻抗；$\dot{U}_W$、$\dot{U}_{MMC}$ 分别为保护装置 M 与 N 处的量测电压；$\dot{I}_W$、$\dot{I}_{MMC}$ 分别为保护装置 M 与 N 处的量测电流。

由式(14)可知，两侧保护装置的量测阻抗不仅包含保护安装处到故障点的线路阻抗，还包含与过渡电阻相关的附加阻抗。根据第 1 节的分析可知，由于两侧电流存在相位差，故 $\dot{I}_W$ 与 $\dot{I}_{MMC}$ 的比值均有一定的角度偏差，这将使得过渡电阻趋于容性或感性。

假设风场侧电流 $\dot{I}_W$ 超前于同相别的柔直侧电流 $\dot{I}_{MMC}$，则风场侧附加阻抗呈现容性，这将使得测量阻抗向第二象限偏移，更容易超出阻抗圆的范围，导致距离保护不能正常动作；柔直侧附加阻抗呈现感性，测量阻抗将从第一象限向纵轴偏移，由于阻抗圆位于第一象限，故此时影响较小，距离保护能够正确识别故障。若风场侧电流滞后于柔直侧电流，则结论相反，不再赘述。

以风场侧电流超前柔直侧电流 θ 为例，假设阻抗圆直径为 Z_{set}，最大灵敏角为 φ(与线路阻抗角相等)，则可获知风场侧距离保护不正确动作边界，如式(15)所示。

$$\begin{aligned} &\frac{|\dot{I}_{MMC}|}{|\dot{I}_W|} R_g \sin\theta > \\ &Z_W \cos\varphi - \left(\frac{1}{2} Z_{set} \sin\varphi - \sqrt{\frac{1}{4} Z_{set}^2 \sin^2\varphi - 4Z_v}\right) \end{aligned} \tag{15}$$

式中，为了使公式简洁，设 Z_v 为一虚拟阻抗，其数值表示为：$Z_v = (1/4)Z_{set}^2 \sin^2\varphi + (Z_w \cos\varphi + R_g - Z_{set} \cos\varphi/2)^2 - (1/4)Z_{set}^2$。

由式(15)可知，当柔直侧电流幅值大于风场侧电流，且两者的相位差趋近于 90°时，距离保护更容易拒动。而在第 1 节的分析中，由于两侧换流设备控制目标不同，距离保护存在不正确动作的风险。

2.2 零序电流保护适应性分析

送出线路发生接地故障时，零序网络示意图如图 7 所示。由于线路两侧变压器绕组联结方式的限制，零序网络中不包含换流器。此零序网络与传统系统相同，值得注意的是，故障点的零序电压将受换流器低压限流控制策略影响，零序电流也呈现受限特征，其将满足式(8)所示的关系。

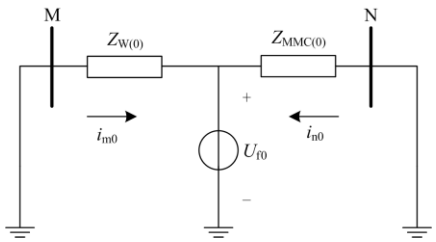

图 7 零序网络示意图

Fig. 7 Diagram of zero sequence equivalent circuit

虽然零序电流也呈现幅值受限特征，但是在系统正常运行时不包含零序电流，可视作零序电流为 0。在故障后，根据式(8)可知，接地故障时存在较大的零序电流，故仍可根据零序电流特征来判断是否有接地故障发生，零序电流保护仍能适应所研究的系统。

2.3 差动保护适应性分析

差动保护是 110 kV 及以上电压等级输电线路的主保护之一。传统差动保护的判据式为

$$\begin{cases} I_{\mathrm{d}} > I_{\mathrm{op0}} \\ I_{\mathrm{d}} > kI_{\mathrm{r}} \end{cases} \tag{16}$$

式中：I_{d} 是差动电流，其值为 $I_{\mathrm{d}}=\left|\dot{I}_{\mathrm{W}}+\dot{I}_{\mathrm{MMC}}\right|$；$I_{\mathrm{op0}}$ 是保护启动门限值；I_{r} 是制动电流，其值为 $I_{\mathrm{r}}=\left|\dot{I}_{\mathrm{W}}-\dot{I}_{\mathrm{MMC}}\right|$；$k$ 代表制动系数，其典型值为 0.5~ 0.8。

在传统电力系统故障时，线路两侧同相别故障电流趋近于同相，故差动电流约等于 2 倍的故障电流，制动电流趋近于 0，则差动量与制动量的比值趋近于很大的数值，差动保护具有很高的灵敏性(如图 8(a)所示)。

而在风电接入柔直系统中，由第 1 节的分析可知，两侧电流幅值均受到电力电子换流设备的限制，且两侧电流相角存在相位差。当两侧电流相位差超过 90° 时，差动量与制动量的大小关系反转，此时差动保护面临拒动风险(如图 8(b)所示)。

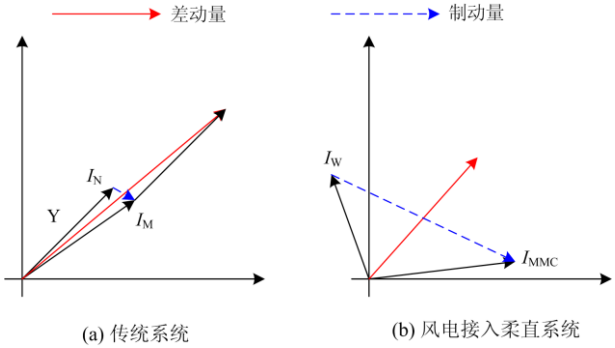

图 8 差动保护动作性能示意图

Fig. 8 Diagram of performance of current differential protection

3 仿真验证

在 PSCAD/EMTDC 中建立如图 1 所示的风电经柔性直流外送系统，其中单个风电场站额定容量为 450 MW，风电机组机端电压为 690 V。风电场经主变升压至 220 kV，并通过 10 km 的交流电缆联结至柔直换流站。直流系统额定电压为±400 kV，并通过 100 km 的直流电缆送入电网侧柔直换流站，以并入岸上交流系统。系统的详细参数见附录表 A1。故障位置设置在送端交流线路中点处，故障开始时间为 0 ms。测点位置在 220 kV 线路两侧，如图 1 所示。下面分析中将理论计算值与仿真值进行对比，理论值从故障开始时刻(0 ms)进行计算。

3.1 风电接入柔直系统交流侧故障特性

3.1.1 单相接地故障

单相接地故障的仿真结果如图 9 所示。由于零序分量不流经换流器，所以换流器短路电流仅包含正、负序分量，而线路测点处包含的零序分量可以根据对称分量法结合不同故障类型计算得到，不再赘述。由图 9(a)、图 9(b)可以看出，理论计算值能够准确刻画换流器的稳态故障特征，其误差在 5% 以内。柔直侧换流器提供了负序回路，故该侧电流含有正序、负序、零序分量。正是因为两侧短路电流包含的序分量不同，导致两侧故障相电流相位不一致，如图 9(a)、图 9(b)所示，两侧 A 相短路电流存在一定的相角差。

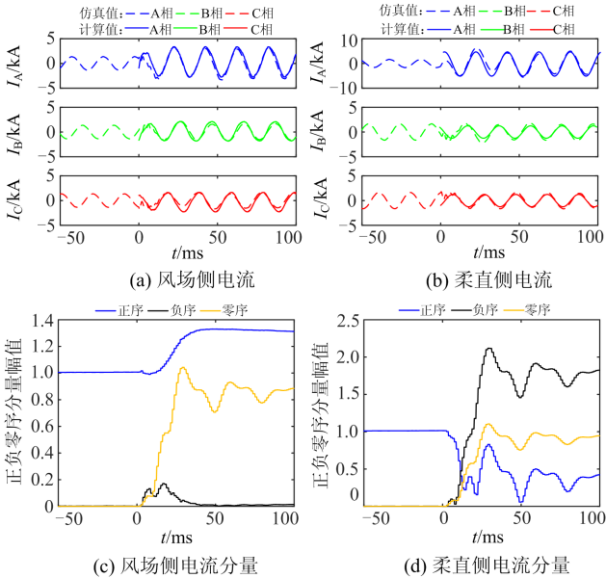

图 9 单相接地故障波形

Fig. 9 Simulation results of phase-to-ground fault

由于风场侧与柔直侧测点均设置在 220 kV 线路上，故零序电流能够流经。柔直换流器输出的负序电流必须满足式(7)所示约束，其负序电流应等于风场侧正序电流与柔直侧正序电流之和，故负序电流幅值较大，图 9(c)、图 9(d)验证了第 1 节中式(9)的正确性。

3.1.2 两相相间故障

图 10(a)、图 10(b)同样显示出采用线性分析方法对电力电子换流器进行故障稳态分析的正确性，其稳态误差小于 5%。两相故障时不包含零序通路，故风场侧测点电流仅含正序分量，呈现出幅值受限特征，如图 10(c)所示。

而柔直侧电流将包含正序及负序分量，两侧换流器均向故障点提供短路电流，但是故障相短路电流将存在相角差异，这将对基于相角比较原理的保护产生不利影响。

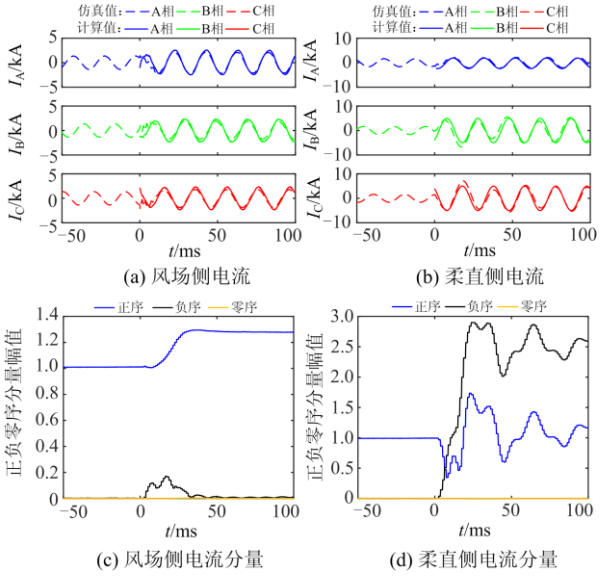

图 10　两相相间故障波形

Fig. 10 Simulation results of phase-to-phase fault

3.1.3 两相接地故障

根据 1.3.3 节分析可知，BC 两相接地故障时，仿真结果如图 11 所示。与前述分析类似，证明了基于线性分析方法得到的短路电流解析式的正确性，风场短路电流呈现幅值受限特征，且正序电流大于零序电流。而柔直侧短路电流包含正、负、零序分量，故两侧故障相电流相角存在差异。

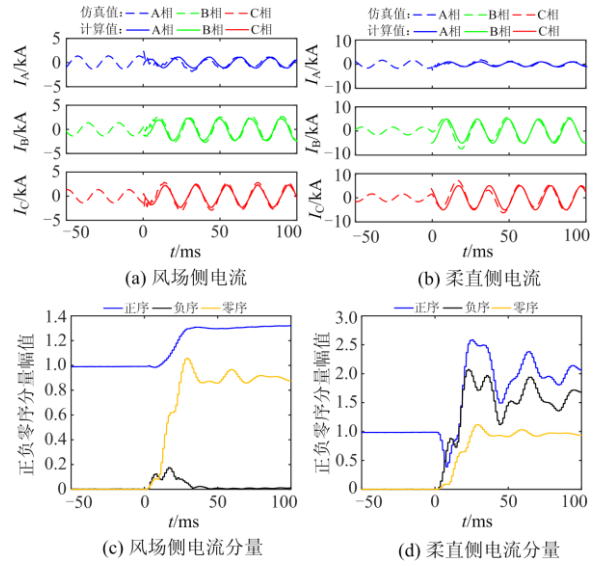

图 11　两相接地故障波形

Fig. 11 Simulation results of phase-to-phase-to-ground fault

综上所述，通过对理论计算值与仿真值的对比，证明了采用线性分析方法对电力电子换流器进行故障稳态分析的有效性；通过对两侧电流序分量的分析，明确了不对称故障时柔直换流器与风电换流器故障特性：风场侧短路电流幅值受限，而柔直侧短路电流幅值相对较大，且两侧短路电流存在一定的相位差。

3.1.4 三相对称故障

正常运行时风电场采取单位功率因数运行模式。0 ms 时故障发生，换流器检测到三相电压跌落后切换控制方式。从图 12 中可知大约 20 ms 后，由正常运行稳态过渡到故障稳态，故障稳态时两侧换流器均向故障点提供短路电流。

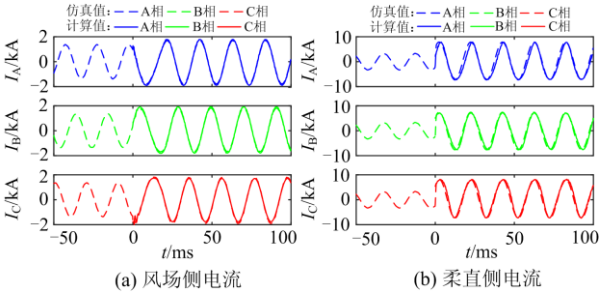

图 12　三相故障波形

Fig. 12 Simulation results of three-phase fault

两侧电流最大值仅为负荷电流的 1.5 倍，呈现出幅值受限的特征，且两侧同相别短路电流相位趋向于相同，这与理论分析相符。从图 12 中可见，理论计算值在故障暂态(故障后 10~20 ms)会存在误差，但是能够准确地反映故障稳态特征。

在不同的故障条件下进行了仿真验证，短路电流的仿真值与计算值对比见表 1。

表 1　短路电流仿真值与计算值对比

Table 1 Comparison of fault current between the simulation and calculation

故障类型	风场侧电流			柔直侧电流		
	仿真值/kA	计算值/kA	误差/%	仿真值/kA	计算值/kA	误差/%
AG	2.39	2.29	4	4.45	4.31	3
BC	2.87	2.92	2	4.98	4.86	2
BCG	2.94	2.99	2	5.19	5.07	2
ABC	2.94	2.91	1	6.87	6.71	2

表 1 中所列出的电流值均为稳态有效值，选取故障后 20 ms 所有故障相最大的电流值进行计算。由表 1 可知，不论何种故障类型，风场侧电流与柔直侧电流计算值误差均小于 5%，完全满足保护适应性分析及整定的要求。

3. 2　传统保护动作性能

3.2.1 距离保护性能

一般情况下，距离保护 II、III 段设置动作延时。因此在海上柔直换流站因严重交流故障闭锁而失去故障特征时，距离 II、III 段保护将完全失效，故本

文仅讨论距离 I 段的保护性能。距离保护 I 段为了保证选择性，无法保护线路全长。故在仿真中以线路中点发生单相接地故障为例进行分析，设置过渡电阻为 5 Ω，仿真结果如图 13 所示。

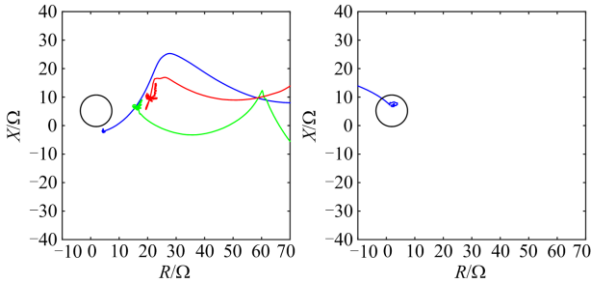

图 13 距离保护动作性能示意图

Fig. 13 Action performance of distance protection

图 13(a)中，故障后 A 相测量阻抗偏向第二象限，这是由于两侧电流相位存在相角差，且风场侧电流超前于柔直侧电流，这导致了附加阻抗呈现容性，测量阻抗整体向第二象限偏移，从而导致距离保护拒动。而对于柔直侧距离保护来说，由于该侧附加阻抗呈现感性，故测量阻抗仍在阻抗圆内。以上仿真结果验证了 2.1 节的理论分析。

以线路中点故障为例，所有故障类型下的仿真结果如表 2 所示。

表 2 距离保护性能

Table 2 Performance of distance protection

过渡电阻/Ω	故障类型	风场侧 量测阻抗/Ω	风场侧 动作情况	柔直侧 量测阻抗/Ω	柔直侧 动作情况
0	AG	0.3+j5.8	动作	0.2+j6.2	动作
	BC	0.2+j5.6	动作	0.2+j6.3	动作
	BCG	0.3+j5.9	动作	0.2+j6.2	动作
	ABC	0.2+j6.1	动作	0.2+j6.2	动作
5	AG	5.1−j1.5	未动作	5.2+j6.8	动作
	BC	5.2−j1.3	未动作	5.2+j7.0	动作
	BCG	5.2−j1.1	未动作	5.1+j6.9	动作
	ABC	5.2−j1.0	未动作	5.2+j6.8	动作
10	AG	10.0−j0.8	未动作	10.2+j7.0	未动作
	BC	10.1−j0.9	未动作	10.1+j6.9	未动作
	BCG	10.1−j0.8	未动作	10.1+j6.9	未动作
	ABC	10.0−j0.8	未动作	10.1+j6.9	未动作

由表 2 可知，在金属性故障场景下，线路两侧距离保护均能识别故障。而在过渡电阻为 5 Ω 时，风场侧附加阻抗呈现容性，导致测量阻抗落在阻抗圆外，保护不能正确动作；而柔直侧附加阻抗呈现感性，测量阻抗在阻抗圆内，保护可以识别故障。当过渡电阻为 10 Ω 时，已经超出阻抗圆范围，两侧距离保护不能正确识别故障。

在海底电缆发生故障时，往往会有过渡电阻。由此可见，在工程中，采用阻抗圆特性的距离保护 I 段难以反映故障位置，故建议采用四边形特性，并向容性电流方向进行补偿，使得距离保护能够识别故障。

3.2.2 零序电流保护性能

零序电流保护一般用在单相接地故障时，快速识别故障。在仿真中设置线路中点处发生单相接地故障，仿真结果如图 14 所示。

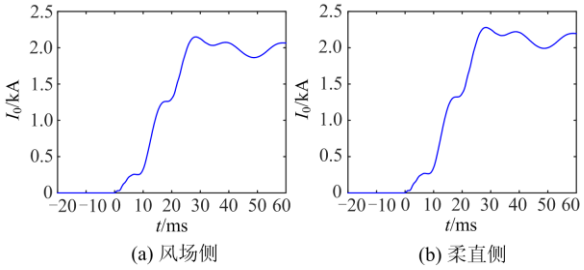

图 14 零序电流保护动作性能示意图

Fig. 14 Action performance of zero-sequence current protection

图 14(a)、图 14(b)均显示出零序电流保护仍然能够识别接地故障。虽然零序电流幅值受限，但是由于正常运行时系统中不含零序电流，所以仍然能够利用接地故障后的零序电流增加而识别故障，这与 2.2 节的分析一致，建议工程现场配置零序电流保护。

3.2.3 电流差动保护性能

同样以线路中点处发生各种类型的故障为例，对差动保护性能进行分析，仿真结果如图 15 所示。

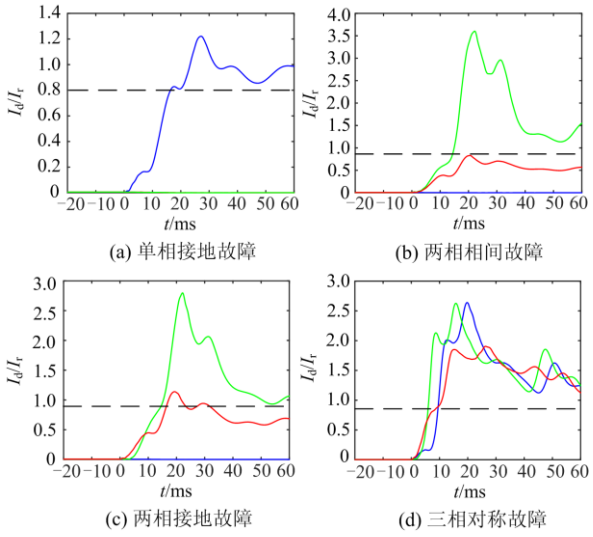

图 15 电流差动保护动作性能示意图

Fig. 15 Action performance of current differential protection

由于两侧电流存在相角差，故传统的差动电流与制动电流关系发生变化，尤其是在相角差大于 90º 时，二者关系反转。根据式(16)可知差动保护的性能将受到极大的影响，若相角差大于 90º，则差动保护存在不正确动作风险。在图 15(a)和图 15(d)中，差动保护性能下降，但是两侧电流相角差尚未超过 90º，故其还能正确动作。而在两相相间、两相接地故障时，两侧电流相角差超过了 90º，差动量与制动量之比小于保护定值，致使差动保护存在拒动风险。

差动保护性能的仿真结果见表 3。

表 3 电流差动保护性能

Table 3 Performance of current differential protection

故障位置	故障类型	差动保护	
		差动量/制动量	动作情况
近风场侧	AG	1.21	动作
	BC	0.73	C 相未动作
	BCG	1.08	动作
	ABC	1.73	动作
线路中点	AG	1.23	动作
	BC	0.76	C 相未动作
	BCG	1.15	动作
	ABC	1.74	动作
近柔直侧	AG	1.25	动作
	BC	0.79	C 相未动作
	BCG	1.20	动作
	ABC	1.77	动作

根据表 3 可知，在两相相间故障时，差动电流与制动电流的比值小于典型的定值 0.8，差动保护不能正确识别故障。在其他类型故障下，差动保护能够识别故障，但是已接近动作边界。

故建议现场配置差动保护时，减小制动系数的数值，以保证差动保护能够正确识别故障。

4　结论

本文针对线路两侧均含换流器场景下故障特征不明确的问题，利用线性分析法研究了发生对称故障、不对称故障时的故障稳态特征，最终推导了不同故障条件下换流器短路电流解析式，分析了传统保护动作性能，为传统保护配置、保护新原理研究提供了理论支撑，得到结论如下：

1) 通过对换流器控制系统的分析，证实了对称分量法适用于电力电子设备接入系统进行故障稳态分析。

2) 对称故障时，由于只存在正序电流，此时两侧短路电流均体现幅值受限特征，两侧电流相角趋向于一致；不对称故障时，风场侧短路电流呈现幅值受限特征，柔直侧短路电流幅值相对较大，且两侧短路电流必然存在一定的相位差。

3) 风电接入柔直系统中距离保护、差动保护均存在性能下降的问题，甚至存在拒动风险，零序电流保护仍能正确识别接地故障。

附录

表 A1 仿真模型参数

Table A1 Parameters of simulation model

模型名称	参数名称	数值
永磁型风电机	单机额定容量	5 MW
	额定电压/频率	0.69 kV/50 Hz
	直流母线额定电压/电容	1.0 kV/5000 μF
	LCL 滤波器参数	1.1 mH/200 μF/124 μH
	风机台数	90
	逆变器电压环 PI 参数	0.75 p.u./0.875 p.u.
	逆变器电流环 PI 参数	0.35 p.u./0.005 p.u.
柔直换流器	风场侧稳态控制	交流电压-频率控制
	电网侧稳态控制	直流电压-无功控制
	电压环 PT 参数	4 p.u./0.1 p.u.
	电流环 PI 参数	1 p.u./0.01 p.u.
	额定电压	±400 kV
	桥臂电感	50 mH
	子模块电容	2 800 μF

参考文献

[1] 国家能源局. 2020 年上半年风电并网运行情况[R]. 北京: 国家能源局, 2020.
National Energy Administration. Study on grounding methods of VSC-HVDC for off-shore wind farm integration[R]. Beijing: National Energy Administration, 2020.

[2] 傅春翔, 汪天呈, 郦洪柯, 等. 用于海上风电并网的柔性直流系统接地方式研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(20): 119-126.
FU Chunxiang, WANG Tiancheng, LI Hongke, et al. Study on grounding methods of VSC-HVDC for off-shore wind farm integration[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(20): 119-126.

[3] 曹帅, 向往, 林卫星, 等. 含风电的真双极混合型 MMC-MTDC 系统故障穿越及能量耗散控制[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(7): 39-48.
CAO Shuai, XIANG Wang, LIN Weixing, et al. Dynamic power flow algorithm with coordinated fault ride-through and energy dissipation control of bipolar hybrid MMC-MTDC integrating wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(7): 39-48.

[4] 蔡婷婷, 穆钢, 严干贵, 等. 提高海上风电场经 MMC 联网系统故障穿越能力的柔性泄能电阻控制策略[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 166-173.
CAI Tingting, MU Gang, YAN Gangui, et al. A flexible control strategy of breaking resistor to enhance fault-ride-through ability for offshore wind farms integrated to grid via MMC[J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 166-173.

[5] 肖超, 韩伟, 李琼林, 等. 柔性直流输电系统交流侧线路继电保护适应性研究[J]. 智慧电力, 2020, 48(4): 1-8.
XIAO Chao, HAN Wei, LI Qionglin, et al. Adaptability of MMC-HVDC system on relay protection of AC transmission lines[J]. Smart Power, 2020, 48(4): 1-8.

[6] 焦瑞浩, 丁剑, 任建文, 等. 适应大规模清洁能源并网和传输的未来新型直流电网研究[J]. 智慧电力, 2019, 47(6): 9-18.
JIAO Ruihao, DING Jian, REN Jianwen, et al. Future new DC power grids for large-scale clean energy integration and transmission[J]. Smart Power, 2019, 47(6): 9-18.

[7] 张钦智, 王宾, 李琰, 等. 风电场经柔性直流输电系统故障穿越协调控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 131-138.
ZHANG Qinzhi, WANG Bin, LI Yan, et al. Research on fault crossing coordination control of a wind farm via a flexible direct current transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 131-138.

[8] 刘启建, 杨美娟, 行登江, 等. 风电场经柔性直流孤岛送出的交流故障联合穿越策略[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(2): 132-141.
LIU Qijian, YANG Meijuan, XING Dengjiang, et al. Coordinated AC fault ride through strategy for wind farm connected to VSC-HVDC system by island[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 132-141.

[9] LIU Y, LI G, WANG H, et al. Research on AC line distance relay in the presence of modular multilevel converter based HVDC[C] // 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), October 25-28, 2016, Xi'an, China: 1622-1626.

[10] JIA K, CHEN R, XUAN Z, et al. Fault characteristics and protection adaptability analysis in VSC-HVDC-connected offshore wind farm integration system[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(13): 1547-1554.

[11] 陈鹤林, 徐政. 海上风电场柔性直流输电并网系统暂态特性研究[J]. 太阳能学报, 2015, 36(2): 430-439.
CHEN Helin, XU Zheng. Study on transient behavior of DC flexible on-grid transmission system in offshore wind farm[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2015, 36(2): 430-439.

[12] 陈鹤林, 徐政, 唐庚, 等. 海上风电场 MMC-HVDC 并网系统暂态行为分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(12): 112-118.
CHEN Helin, XU Zheng, TANG Geng, et al. Transient behavior analysis of offshore wind farm integration system with MMC-HVDC[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(12): 112-118.

[13] 肖亮, 徐政, 刘昇, 等. 向无源网络供电的 MMC-HVDC 送端交流故障穿越策略[J]. 电工技术学报, 2016, 31(15): 89-98.
XIAO Liang, XU Zheng, LIU Sheng, et al. AC fault ride-through strategy of MMC-HVDC connected to passive networks[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(15): 89-98.

[14] CHAUDHARY S K, TEODORESCU R, RODRIGUEZ P, et al. Negative sequence current control in wind power plants with VSC-HVDC connection[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(3): 535-544.

[15] SHI L, ADAM G P, LI R, et al. Control of offshore MMC during asymmetric offshore AC faults for wind power transmission[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1074-1083.

[16] PRIGNITZ C, ECKEL H, ACHENBACH S. A fault handling current control strategy for offshore wind turbines in interconnected offshore wind farms with different types of HVDC transmission[C] // 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), April 17-20, 2017, Florianopolis, Brazil: 1-6.

[17] LI R, YU L, XU L. Offshore AC fault protection of diode rectifier unit-based HVDC system for wind energy transmission[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(7): 5289-5299.

[18] 张建坡, 李耐心, 田新成. 电网电压不平衡条件下模块化多电平换流器高压直流输电控制策略[J]. 电工技术学报, 2016, 31(22): 205-212.
ZHANG Jianpo, LI Naixin, TIAN Xincheng. The control strategies of modular multilevel converter-high voltage direct current transmission under unbalanced grid voltage conditions[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(22): 205-212.

[19] 刘启建, 杨美娟, 行登江, 等. 风电场经柔性直流孤岛送出的交流故障联合穿越策略[J]. 全球能源互联网,

2020, 3(2): 132-141.
LIU Qijian, YANG Meijuan, XING Dengjiang, et al. Coordinated AC fault ride through strategy for wind farm connected to VSC-HVDC system by island[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 132-141.

[20] JIA K, GU C, XUAN Z, et al. Fault characteristics analysis and line protection design within a large-scale photovoltaic power plant[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4099-4108.

[21] FANG Y, JIA K, YANG Z, et al. Impact of inverter-interfaced renewable energy generators on distance protection and an improved scheme[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(9): 7078-7088.

[22] 卢智雪, 刘天琪, 丁媛媛. 海上风电场故障特性及保护配合的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(10): 144-151.
LU Zhixue, LIU Tianqi, DING Yuanyuan. Study on fault characteristics and protection cooperation of the offshore wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(10): 144-151.

[23] 杨源, 程劲松, 汪少勇, 等. 一种海上风电继电保护配置优化方案研究[J]. 南方能源建设, 2019, 6(1): 36-41.
YANG Yuan, CHENG Jinsong, WANG Shaoyong, et al. Research on one optimization relay protection scheme of offshore wind farm[J]. Southern Energy Construction, 2019, 6(1): 36-41.

[24] 国家电网公司. 海上风电场接入电网技术规定: Q/GDW 11410—2015[S]. 北京: 国家电网公司, 2016.

[25] 刘凤君. 正弦波逆变器[M]. 北京: 科学出版社, 2002.

[26] 刘教民, 孙玉巍, 李永刚, 等. 级联式电力电子变压器混合脉宽调制谐波分析及均衡控制[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 101-107, 113.
LIU Jiaomin, SUN Yuwei, LI Yonggang, et al. Harmonic analysis and balancing control of cascade power electronic transformer based on hybrid pulse width modulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 101-107, 113.

[27] 李彦宾, 贾科, 毕天姝, 等. 逆变型电源对故障分量方向元件的影响机理研究[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3230-3236.
LI Yanbin, JIA Ke, BI Tianshu, et al. Influence mechanism of inverter-interfaced renewable energy generators on fault component based directional relay[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3230-3236.

[28] ZHENG L, JIA K, BI T, et al. Cosine similarity based line protection for large scale wind farms[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2020 (Early Access).

[29] TAO Renfeng, LI Fengting, CHEN Weiwei, et al. Research on the protection coordination of permanent magnet synchronous generator based wind farms with low voltage ride through capability[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(3): 311-319. DOI: 10.1186/s41601-017-0050-4.

收稿日期：2020-12-22；　　修回日期：2021-03-23

作者简介：

郑黎明(1996—)，男，博士研究生，研究方向为新能源电力系统保护与控制；E-mail: 771501846@qq.com

贾　科(1986—)，男，通信作者，教授，博士生导师，研究方向为电力系统保护与控制、新型配电网保护与故障定位；E-mail: ke.jia@ncepu.edu.cn

毕天姝(1973—)，女，教授，博士生导师，研究方向为电力系统保护与控制、广域同步相量量测技术及应用。E-mail: tsbi@ncepu.edu.cn

（编辑　魏小丽）