

# 基于曼哈顿距离的HVDC输电线路故障识别新方法

王桥梅<sup>1</sup>, 吴浩<sup>1,2</sup>, 杨杰<sup>1</sup>, 李栋<sup>1</sup>, 刘益岑<sup>3</sup>

(1. 四川轻化工大学自动化与信息工程学院, 四川 宜宾 644000; 2. 人工智能四川省重点实验室, 四川 宜宾 644000; 3. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 成都 610000)

**摘要:**针对现有行波保护存在耐受过渡电阻能力低、对保护装置采样频率要求高等问题,提出一种基于曼哈顿距离的高压直流(HVDC)输电线路故障识别的新方法。对HVDC输电线路发生区内外故障时的行波传播特征进行分析发现,区外故障时整流侧和逆变侧的电流行波相似度高,而区内故障时两侧的电流行波相似度较低,因此本文引入曼哈顿距离来衡量两侧波形的相似度,提出一种基于曼哈顿距离的HVDC输电线路保护判据。仿真结果表明,该保护的判据简单,基本不受故障类型和故障距离等因素的影响,具有较强的耐受过渡电阻能力和抗干扰能力。

**关键词:** 高压直流; 输电线路; S变换; 曼哈顿距离; 故障识别

**中图分类号:** TM773

**文献标志码:** A

## 引言

中国能源互联网重大战略的不断深入改革推动着高压直流(HVDC)输电技术高速发展,直流输电线路保护系统作为直流输电工程的重要组成部分,因其输电线路距离长、环境情况复杂,故发生故障的几率较高<sup>[1-4]</sup>。因此,研究可靠的HVDC输电线路保护对HVDC输电系统的安全平稳运行具有重要意义。

基于HVDC系统特有的边界特征原理,文献[5]利用线路暂态功率故障特性分析区内外故障时高低频段暂态能量比值差异,利用单端暂态功率构建保护方案。文献[6]同时利用长线路对信号的衰减作用和边界元件对电流变化率的抑制作用,研究了

使用单端特征频率电流的保护方案。文献[7]则提出了基于瞬态能量的保护方法。文献[8]利用希尔伯特黄(HHT)变换求取区内外故障时电压和电流突变量的相位差实现了故障判别。文献[9]通过分析发生区内和区外故障时平波电抗器电压(Smoothing-reactor Voltage, SRV)的极性差异,提出了基于SRV特性的HVDC输电线路保护方案。文献[10]考虑到HVDC输电系统的谐波等效电路和控制策略,分析了故障稳定期内的直流滤波器的特定频率电流(Specific Frequency Current, SFC)特性,利用该特性可以识别不同的故障类型。

基于行波传输原理,文献[11]提出了利用时频谱相似度的HVDC输电线路故障判别方法。

收稿日期:2021-05-28

基金项目:四川省科技厅项目(2019YJ0477;2018JY0386;2020YFG0178);自贡市科技局项目(2019YYJC13;2019YYJC02;2020YGC16);四川轻化工大学研究生创新基金项目(y2019012)

作者简介:王桥梅(1994-),女,硕士生,研究方向为电力系统故障诊断,(E-mail)wqm478712791@163.com

通信作者:吴浩(1980-),男,教授,博士,研究方向为智能电网故障诊断,(E-mail)wuhao801212@163.com

文献[12]则利用传输函数与近故障侧前行波的关系推算出远故障侧反行波,通过比较计算所得的反行波与实际反行波的相似程度实现故障判别。文献[13]通过分析线路上的前向行波电流与后向行波电流之间的关系,利用同侧电流的测量值和计算值实现了故障判别。

针对不平衡电流对输电线路保护的影响,文献[14]通过研究基于分布参数模型的HVDC输电线路上的不平衡电流,提出了一种采用补偿电流的高压直流输电线路保护算法。文献[15]利用补偿点处的计算电流来解决现有差动保护存在的保护延时问题,克服了文献[14]方法中传输线传播特性对保护的影响。文献[16]利用低通滤波器输出的低截止频率时输电线路的线性分布电压来计算分布电容电流,从而在补偿分布电容电流的基础上,提出了一种新的HVDC输电线路保护方案。

本文通过分析区内、外故障情况下故障行波的传输过程,提出一种基于曼哈顿距离的HVDC输电线路故障识别新方法。该方法使用整流侧和逆变侧电流行波之间的曼哈顿距离来表征区内、外故障特征:区内故障时整流侧和逆变侧的电流行波相似很高;而区外故障时两侧的电流行波相似度较低。通过引入曼哈顿距离来反映区内、外故障特征的差异,建立HVDC输电线路保护新原理。通过仿真试验验证该方法在各种工况下识别HVDC输电线路故障的灵敏性与可靠性,研究其耐受过渡电阻能力与抗干扰能力。

## 1 HVDC输电线路故障行波特征分析

### 1.1 双极HVDC输电系统结构

高压直流输电系统结构如图1所示。其中, $i_{RP}$ 、 $i_{RN}$ 与 $i_{IP}$ 、 $i_{IN}$ 分别为整流侧正负极电流与逆变侧正负极电流, $F_1 \sim F_7$ 表示直流输电系统的故障点,保护安装在换流站直流线路内侧,区内以单极接地故障( $F_3$ 、 $F_4$ )和两极线路间短路故障( $F_5$ )为例,区外以平波电抗器外侧单极接地故障( $F_1$ 、 $F_2$ 、 $F_6$ 、 $F_7$ )为例。

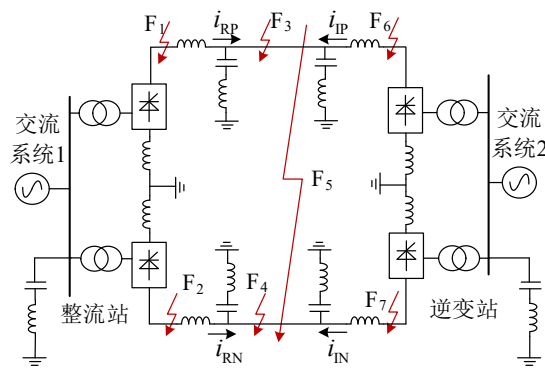


图1 HVDC输电系统结构

### 1.2 故障行波基本理论

#### 1.2.1 区内故障行波特征

当HVDC输电线路区内任意 $K$ 点发生故障时,行波从故障处开始沿着线路向两侧传播,由于故障点 $K$ 处的波阻抗和输电线路不一致,行波在该点会发生折射和反射。HVDC输电线路区内故障时的行波传播特性如图2所示,图中 $R$ 、 $I$ 分别表示整流侧和逆变侧, $P$ 、 $N$ 分别表示正极和负极; $IED1$ 、 $IED2$ 分别表示输电线路两端(整流侧和逆变侧)安装的保护单元。

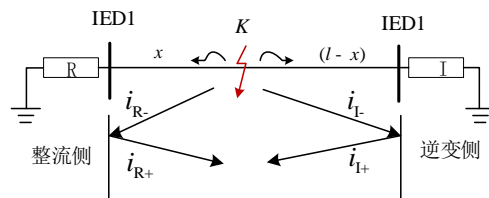


图2 区内故障时的行波传播图

线路 $IED1$ 、 $IED2$ 处检测到的故障电流行波中既有反行波 $i_{R-}$ 、 $i_{I-}$ ,也有前行波 $i_{R+}$ 、 $i_{I+}$ 。测点 $IED1$ 、 $IED2$ 处的故障电流行波<sup>[17]</sup>可表示为:

$$\begin{cases} i_R = i_{R+} + i_{R-} \\ i_I = i_{I+} + i_{I-} \end{cases} \quad (1)$$

由于故障点处的阻抗特性与线路的阻抗特性不一致,故障电流行波在故障点处会发生折射和反射现象,从而导致故障两侧检测到的行波 $i_R$ 和 $i_I$ 波形差别较大。

#### 1.2.2 区外故障行波特征

当发生区外故障时,HVDC输电线路的行波传播特性如图3所示(实线表示整流侧区外故障,虚线表示逆变侧区外故障)。以整流侧区外故障为例,

整流侧 IED1 处在  $t_0$  时刻首先检测到前行波  $i_{R+}$ , 逆变侧 IED2 处在  $t_0 + \tau$  ( $\tau$  为行波在输电线路全长传播所需的时间) 时刻首先检测到反行波  $i_{L-}$ , 因此在  $t_0 + 2\tau$  时内整流侧不会检测到反行波。同时, 由于输电线路所有地方的波阻抗一致, 因此整流侧和逆变侧检测到的故障电流行波波形的差异仅由衰减和相移造成, 在工程中的 10 kHz 采样频率下行波在输电线路上的衰减程度不超过  $10^{-3181}$ , 因此在  $t_0 + 2\tau$  时内两侧检测到的故障行波  $i_{R+}$  和  $i_{L-}$  具有很高的相似性。因此, 通过比较整流侧和逆变侧电流初始行波的相似性判断 HVDC 输电系统区内外故障。

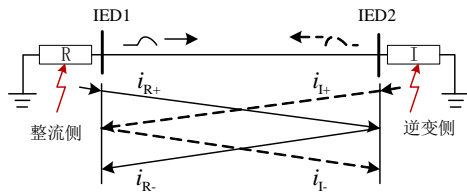


图 3 区外故障时的行波传播图

## 2 基于 S 变换和曼哈顿距离的 HVDC 输电线路保护方法

由于极间耦合作用会影响直流线路故障识别的准确性, 因此本文利用凯伦贝尔变换技术对故障电流进行解耦。以整流侧故障电流行波为例, 凯伦贝尔变换解耦公式为:

$$\begin{bmatrix} i_G \\ i_L \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{2} \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{RP} \\ i_{RN} \end{bmatrix} \quad (2)$$

其中:  $i_G, i_L$  分别为地模电流分量和线模电流分量,  $i_{RP}, i_{RN}$  分别为整流侧保护安装处测得的正、负极电流。本文选择线模电流分量进行离散 S 变换, 选取多个特征频率下的电流故障行波计算曼哈顿距离。

### 2.1 S 变换基本原理

S 变换是一种可逆的局部时频分析方法, 避免了窗函数的选择, 改善了窗宽固定的缺陷, 同时 S 变换提取的特征量对噪声不敏感<sup>[19]</sup>。

若  $h[kT]$  (其中  $k = 0, 1, 2, \dots, N - 1$ ) 是对信号  $h(t)$  进行采样得到的离散时间序列,  $T$  为采样间隔,  $N$  为采样点数, 则  $h[kT]$  的离散傅里叶变换为:

$$h\left[\frac{n}{NT}\right] = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} h[kT] e^{-j\frac{2\pi kn}{N}} \quad (3)$$

其中:  $n = 0, 1, \dots, N - 1$ 。

信号  $h(t)$  的离散 S 变换为:

$$\begin{cases} S\left[kT, \frac{n}{NT}\right] = \sum_{r=0}^{N-1} H\left(\frac{r+n}{NT}\right) e^{-\frac{2\pi^2 r^2}{n^2}} \times e^{j\frac{2\pi rk}{N}}, & n \neq 0 \\ S[kT, 0] = \frac{1}{N} \sum_{r=0}^{N-1} h\left(\frac{r}{NT}\right), & n = 0 \end{cases} \quad (4)$$

其中:  $n = 0, 1, \dots, N - 1; r = 0, 1, \dots, N - 1$ 。

信号  $h(t)$  经 S 变换得到一个复时频矩阵  $S[m, n]$ ,  $m$  表示信号在某单一频率下的时域特性,  $n$  表示信号在时域中的幅频特性。而利用 S 变换后某单一频率的信息容易受干扰信号的影响, 因此将信号在每个采样时刻所有频带下的 S 变换值做求和处理, 假设 S 矩阵有  $M$  行, 可得到信号在该采样时刻下的 S 变换总和  $S_n$ :

$$S_n = \sum_{m=1}^M S[m, n] \quad (5)$$

### 2.2 曼哈顿距离简介

曼哈顿距离在数学上被定义为两个点在标准坐标系上的绝对轴距总和, 是一种使用在城市度量空间的几何学用语, 可用来衡量信号的相似度。在  $N$  维空间中, 信号  $x = (x_1, x_2, \dots, x_a)$  和  $y = (y_1, y_2, \dots, y_a)$  之间的曼哈顿距离为<sup>[20]</sup>:

$$d(x, y) = |x_1 - y_1| + |x_2 - y_2| + \dots + |x_a - y_a| = \sum_{b=1}^a |x_b - y_b| \quad (6)$$

其中:  $a$  为所取数据窗内的采样点总数。

由式(6)可知, 信号  $x$  和  $y$  相似度越高, 曼哈顿距离  $d(x, y)$  值越小; 信号  $x$  和  $y$  相似度越低, 曼哈顿距离  $d(x, y)$  值越大。结合 1.2.1 节和 1.2.2 节的区内外故障行波特征, 本文使用曼哈顿距离来衡量 HVDC 输电线路区内外故障时整流侧和逆变侧行波的相似度特征。

### 2.3 保护判据

#### 2.3.1 区内外故障识别判据

本文选取曼哈顿距离来反映整流侧和逆变侧故障电流行波的相似程度, 曼哈顿距离越小, 波形相似度越高; 反之, 曼哈顿距离越大, 则波形相似度越低。具体方法是对故障电流行波进行凯伦保尔

极模变换,取整流侧和逆变侧线模量  $i_{LR}(t)$  和  $i_{LI}(t)$  进行离散S变换分析,得到S变换总和  $S_{nR}$  和  $S_{nI}$ 。通过计算整流侧线模量S变换总和  $S_{nR}$  与逆变侧线模量S变换总和  $S_{nI}$  的曼哈顿距离  $d$ ,以此来度量两側行波波形的相似度。曼哈顿距离  $d$  可表示为:

$$d(S_{nR}(a), S_{nI}(a)) = \sum_{b=1}^a |S_{nR}(b) - S_{nI}(b)| \quad (7)$$

其中: $a$ 为所取数据窗内的采样点总数。

由1.2节的分析可知,区外故障时整流侧和逆变侧的电流行波波形的相似性,此时的曼哈顿距离较小,区内故障时两側电流行波波形的差异性较大,曼哈顿距离较大。根据这一特征,设置区内故障识别判据如下:

当发生区内故障时有:

$$d(S_{nR}(a), S_{nI}(a)) > d_{set} \quad (8)$$

当区外发生故障时有:

$$d(S_{nR}(a), S_{nI}(a)) < d_{set} \quad (9)$$

其中: $S_{nR}$  和  $S_{nI}$  分别表示整流侧和逆变侧线模电流经S变换后的总和, $a$ 为所取数据窗内的采样点数。考虑到不同故障类型、不同过渡电阻和不同故障距离时两側波形的差异性特点,设置  $d_{set} = 1.50$ 。

### 2.3.2 选极判据

根据耦合系数与频率之间的关系,当频率在  $[0, 100]$  kHz 范围内时,故障极线路上检测到的暂态信号始终强于非故障极线路,而频率越低,故障极与非故障极间的信号差异越明显<sup>[21]</sup>,为了防止非故障极保护装置误动作,需要准确识别故障极。同时,利用单一频率下提取的信号易受干扰信号的影响,因此本文利用正负极电流行波S变换低频带信号识别故障极。将故障前后5ms时间窗内低频带下的S变换值做求和处理,利用选取正负极低频带S变换和的积分值比值构造选极判据。

$$k = \frac{\sum_{a=1}^N S_{nRP}(a)}{\sum_{a=1}^N S_{nRN}(a)} \quad (10)$$

$$\begin{cases} k > k_{set1}, & \text{正极故障} \\ k_{set2} < k < k_{set1}, & \text{极间故障} \\ k < k_{set2}, & \text{负极故障} \end{cases} \quad (11)$$

其中: $S_{nRP}$ 、 $S_{nRN}$  分别表示正极线路和负极线路故障电流行波S变换低频带信号之和,R表示整流侧,P、N分别表示正、负极。 $a = 1$ 表示5ms数据窗内的第一个采样点; $N$ 为5ms数据窗内的采样点数。 $k_{set1}$ 、 $k_{set2}$ 为选极判据的固定门槛,考虑到保护判据的灵敏性,取  $k_{set1} = 1.5$ ,  $k_{set2} = 0.8$ 。

### 3 算法流程

根据上述分析,HVDC输电线路故障识别算法流程如图4所示。

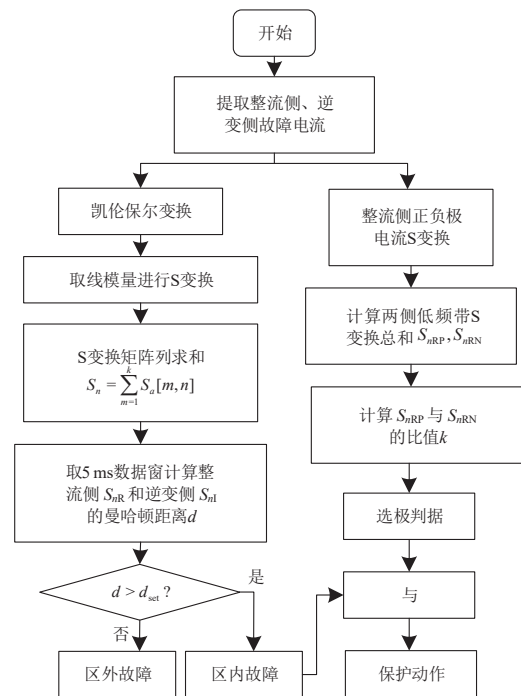


图4 故障识别算法流程

### 4 仿真实验

在PSCAD/EMTDC中建立图1所示HVDC输电系统仿真模型,模型参数参考三峡-常州直流输电工程。其中送电功率为3000MW,额定电压为500kV,额定电流为3kA。输电线路模型采用频率相关模型,线路结构采用DC2杆塔,杆塔参数参考工程上的G1塔型<sup>[22]</sup>,直流线路DC2杆塔如图5所示。输电线路长度设为1000km。采样频率10kHz,考虑到控制系统的响应时间和雷击干扰的暂态持续时间<sup>[21]</sup>,选取数据窗的时间为5ms。

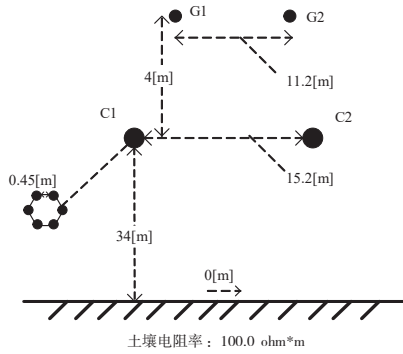


图 5 直流线路 DC2 杆塔

### 4.1 典型故障仿真分析

#### 4.1.1 区内故障

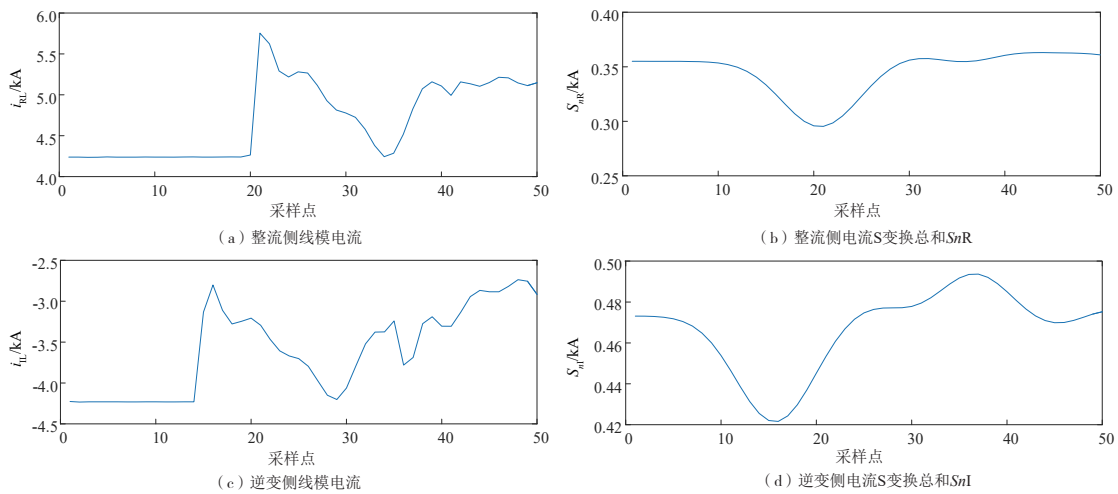


图 6 区内故障时相关电流波形

#### 4.1.2 区外故障

当图 1 所示系统于整流侧平波电抗器外侧  $F_1$  点 (过渡电阻  $10 \Omega$ ) 发生故障时, 两侧线模电流及其 S 变换总和  $S_{nR}$ 、 $S_{nI}$  信号波形如图 7 所示。当系统检测

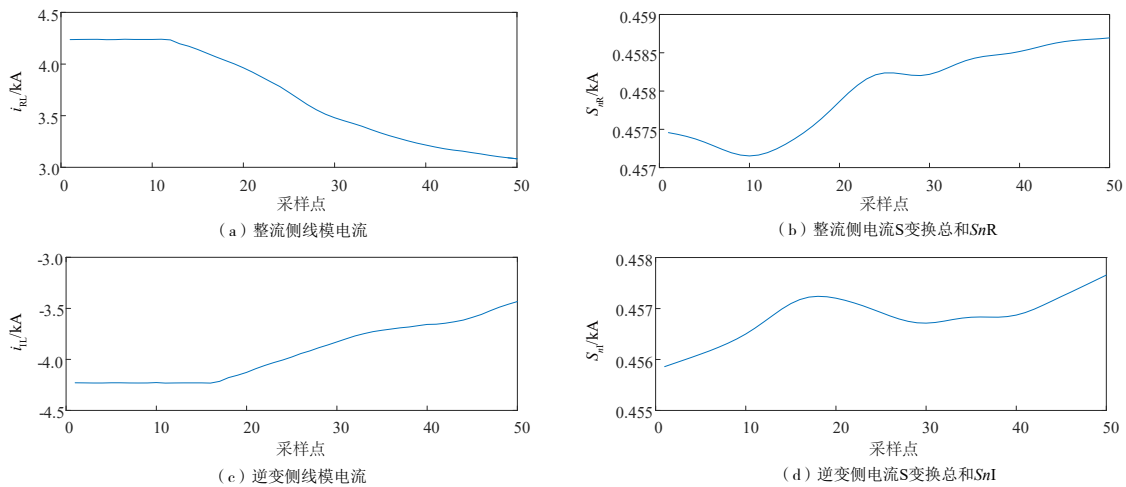


图 7 区外故障时相关电流波形

当图 1 所示系统在正极线  $F_3$  (过渡电阻为  $10 \Omega$ ,  $F_3$  点距整流侧保护安装处 300 km) 发生故障时, 两侧线模电流及其 S 变换总和  $S_{nR}$ 、 $S_{nI}$  信号波形如图 6 所示。当系统检测到故障发生后, 5 ms 内整流侧 S 变换总和  $S_{nR}$  与逆变侧线模电流 S 变换总和  $S_{nI}$  之间的曼哈顿距离  $d = 6.0615$ , 大于  $d_{set}$ , 满足式 (8), 判断为区内故障。根据式 (10) 计算正极和负极的电流经 S 变换低频带的积分比值得  $k = 11.1279$ , 由式 (11) 可知, 正极线路发生故障, 故障识别正确, 保护动作。

到故障发生后, 5 ms 内整流侧 S 变换总和  $S_{nR}$  与逆变侧线模电流 S 变换总和  $S_{nI}$  之间的曼哈顿距离  $d = 0.1140$ , 小于  $d_{set}$ , 满足式 (9), 判断为区外故障。不论选极判据结果如何, 保护都不动作。

## 4.2 保护算法性能分析

### 4.2.1 区内故障时保护算法性能分析

图1所示系统中 $F_3$ 、 $F_4$ 以及 $F_5$ 发生区内故障时保护算法的仿真验证结果见表1。由表1可知,当发生近端或远端故障时,过渡电阻越大,则曼哈顿距离的值相对较大,过渡电阻值越小,则该距离相对较小,但该值仍然远大于保护门槛值。同时,在不同故障距离但过渡电阻相同的情况下,曼哈顿距离的值相差不大,均远大于保护门槛值,满足保护判据(式(8)),判定为区内故障。同时,选极判据可以正确判断。即使在线路近端或远端发生高阻故障时,保护仍然能够正确动作,具有较高的可靠性。

表1 发生不同的区内故障时保护算法判别结果

故障位置	故障距离/km	过渡电阻/ $\Omega$	曼哈顿距离 $d$	比值 $k$	判断结果
$F_3$		1	2.6354	9.7143	区内正极故障
	1	300	9.8696	9.6121	区内正极故障
		600	8.3520	6.1477	区内正极故障
		1	3.1962	30.1291	区内正极故障
	999	300	9.9536	41.9827	区内正极故障
		600	8.3657	15.0679	区内正极故障
$F_4$		100	9.5700	0.0917	区内负极故障
	1	200	9.6151	0.0233	区内负极故障
		400	9.1292	0.1323	区内负极故障
		100	8.4720	0.0249	区内负极故障
	999	200	9.4664	0.0263	区内负极故障
		400	9.2878	0.0269	区内负极故障
$F_5$		200	17.0840	1.0044	区内两极故障
	1	400	18.9510	1.0140	区内两极故障
		600	19.1610	1.0497	区内两极故障
		200	16.4960	0.9978	区内两极故障
	999	400	18.6290	1.0089	区内两极故障
		600	19.4220	1.0346	区内两极故障

### 4.2.2 区外故障时保护算法性能分析

图1所示系统中 $F_1$ 、 $F_2$ 、 $F_6$ 以及 $F_7$ 发生区外故障时保护算法的仿真验证结果见表2。由表2可知,随着过渡电阻值的增加,曼哈顿距离的值大致呈增加的趋势,但即使是在高阻故障的情况下,其值也远

小于设置的门槛值 $d_{set}$ ,满足保护判据(式(9)),不论选极结果如何,均判断为区外故障。

表2 发生不同的区外故障时保护算法判别结果

故障位置	过渡电阻/ $\Omega$	曼哈顿距离 $d$	比值 $k$	判断结果
$F_1$	1	0.0685	11.5349	区外故障
	300	0.1913	26.7728	区外故障
	600	0.2844	19.4356	区外故障
$F_2$	1	0.0596	0.0590	区外故障
	300	0.1508	0.0234	区外故障
	600	0.2782	0.0627	区外故障
$F_6$	200	0.0701	49.8938	区外故障
	400	0.4421	31.2385	区外故障
	600	0.2507	13.9551	区外故障
$F_7$	200	0.0299	0.0225	区外故障
	400	0.2497	0.0363	区外故障
	600	0.2192	0.0247	区外故障

由表1和表2可知,本文算法在不同故障类型、故障距离以及过渡电阻情况下均能准确识别,耐受过渡电阻能力较强,即使是在输电线路发生远端高阻故障情况下保护也能准确动作。

### 4.2.3 噪声干扰分析

在现有的输电线路保护中,行波保护速度较快,但是一直存在着可靠性问题。其主要原因是在复杂的运行工况下,噪声干扰和高阻故障使得保护单元获得的暂态行波信号比较微弱,导致波头信息提取困难,同时利用单一频率的行波信息也使得保护易受干扰,导致保护可靠性降低<sup>[23-24]</sup>。针对这一问题,本文提出利用整流侧和逆变侧电流行波多频率 $S$ 变换总和之间的曼哈顿距离来表示两侧波形的相似性,利用多频率信息构造保护判据,增强保护算法的抗噪能力。图8所示为区内正极 $F_4$ 点故障(过渡电阻 $10\ \Omega$ ,故障距离 $400\ \text{km}$ )和区外正极 $F_1$ 点(过渡电阻 $10\ \Omega$ )故障且存在 $20\ \text{dB}$ 噪声干扰时故障行波的相关波形,此时整流侧 $S_{nr}$ 和逆变侧 $S_{ni}$ 之间的曼哈顿距离分别为 $d = 6.4632$ , $k = 0.0677$ 和 $d = 0.5649$ , $k = 9.8885$ 。噪声干扰情况下保护算法的测试结果见表3。

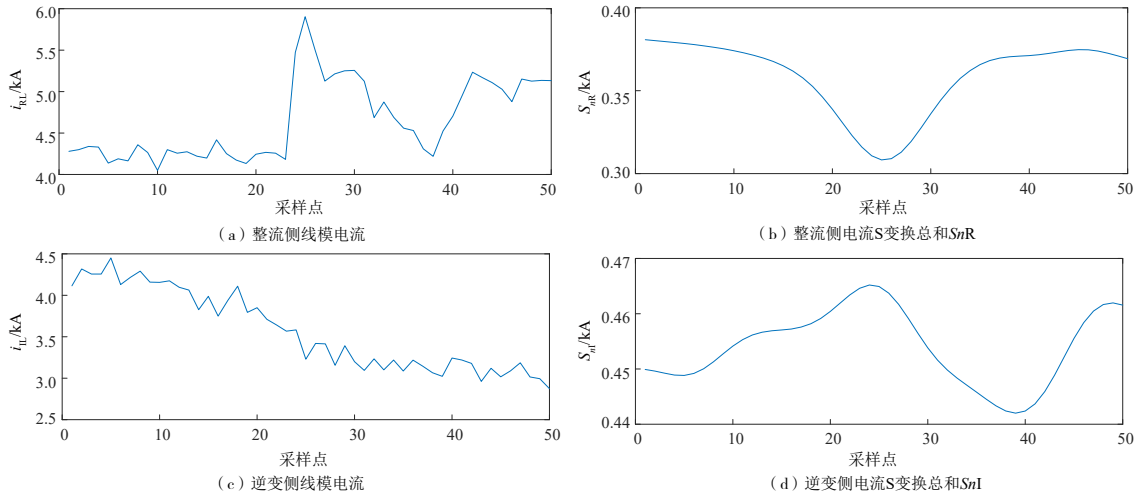


图 8 SNRs = 20 dB 时相关波形

从图 8 和表 3 可以看出,该故障识别算法在远端高阻故障且受噪声干扰时仍能实现故障判别,即使在信噪比为 20 dB 时也能识别区内外故障并进行故障选极。因此,本文算法受噪声影响较小,具有较强的抗噪能力。

表 3 SNRs=20 dB 情况下保护算法的判别结果

故障位置	故障距离/km	过渡电阻/ $\Omega$	曼哈顿距离 $d$	比值 $k$	判断结果
F <sub>1</sub>	-	1	0.5013	10.8680	区外故障
	-	300	0.7551	36.6140	区外故障
	-	600	0.5892	15.5490	区外故障
F <sub>2</sub>	-	1	0.5160	0.0605	区外故障
	-	300	0.5641	0.0264	区外故障
	-	600	0.7134	0.0556	区外故障
F <sub>3</sub>	1	1	3.1029	9.6873	区内正极故障
	1	300	9.7988	9.3656	区内正极故障
	1	600	8.7299	6.8866	区内正极故障
F <sub>4</sub>	500	100	8.3948	0.0560	区内负极故障
	500	200	9.6659	0.0329	区内负极故障
	500	400	9.0643	0.0100	区内负极故障
F <sub>5</sub>	999	200	16.1179	1.0011	区内两极故障
	999	400	19.1905	1.0061	区内两极故障
	999	600	19.6742	1.0077	区内两极故障
F <sub>6</sub>	-	200	0.3377	58.4590	区外故障
	-	400	0.4115	25.5960	区外故障
	-	600	0.5957	11.9730	区外故障
F <sub>7</sub>	-	200	0.4880	0.0194	区外故障
	-	400	0.4524	0.0429	区外故障
	-	600	0.3495	0.0246	区外故障

#### 4.2.4 数据丢失分析

对于只利用行波峰值信息的 HVDC 输电线路保护,当出现数据畸变或峰值信息丢失的情况时,保护会失效。为了验证故障行波波头附近数据丢失以及采样数据随机丢失情况下保护算法的性能,分别考虑电流行波波头附近数据信息分别丢失 5、10、20 个数据进行故障仿真。峰值数据丢失情况下保护算法的判别结果见表 4,随机数据丢失情况下保护算法的判别结果见表 5。

表 4 峰值数据丢失情况下保护算法的判别结果

故障位置	距离/km	过渡电阻/ $\Omega$	数据丢失/个	曼哈顿距离 $d$	比值 $k$	判断结果
F <sub>1</sub>	-	1	5	0.0601	11.5342	区外故障
	-	1	10	0.0520	11.5334	区外故障
	-	1	20	0.0391	11.5313	区外故障
F <sub>2</sub>	-	100	5	0.2888	0.0073	区外故障
	-	100	10	0.2562	0.0773	区外故障
	-	100	20	0.1927	0.0773	区外故障
F <sub>3</sub>	1	200	5	9.0704	21.0221	区内正极故障
	1	200	10	8.0078	21.0198	区内正极故障
	1	200	20	5.9105	21.0139	区内正极故障
F <sub>4</sub>	500	300	5	8.3691	0.0128	区内负极故障
	500	300	10	7.4140	0.0128	区内负极故障
	500	300	20	5.5302	0.0128	区内负极故障
F <sub>5</sub>	999	400	5	16.6440	1.0089	区内两极故障
	999	400	10	14.7230	1.0089	区内两极故障
	999	400	20	11.0890	1.0089	区内两极故障
F <sub>6</sub>	-	500	5	0.2535	50.5327	区外故障
	-	500	10	0.2281	50.5411	区外故障
	-	500	20	0.1728	50.5450	区外故障
F <sub>7</sub>	-	600	5	0.1998	0.0232	区外故障
	-	600	10	0.1794	0.0232	区外故障
	-	600	20	0.1356	0.0232	区外故障

表5 随机数据丢失情况下保护算法的判别结果

故障位置	距离/km	过渡电阻/ $\Omega$	数据丢失/个	曼哈顿距离 $d$	比值 $k$	判断结果
F <sub>1</sub>	-	1	5	0.0630	11.5344	区外故障
			10	0.0571	11.5337	区外故障
			20	0.0468	11.5328	区外故障
F <sub>2</sub>	-	100	5	0.2897	0.0773	区外故障
			10	0.2589	0.0073	区外故障
			20	0.2083	0.0073	区外故障
F <sub>3</sub>	1	200	5	9.1141	21.0299	区内正极故障
			10	8.0893	21.0213	区内正极故障
			20	6.4682	21.0190	区内正极故障
F <sub>4</sub>	500	300	5	8.3965	0.0128	区内负极故障
			10	7.4701	0.0128	区内负极故障
			20	5.9826	0.0128	区内负极故障
F <sub>5</sub>	999	400	5	16.8310	1.0089	区内两极故障
			10	14.9860	1.0088	区内两极故障
			20	10.2370	1.0088	区内两极故障
F <sub>6</sub>	-	500	5	0.2486	50.4198	区外故障
			10	0.2211	50.2696	区外故障
			20	0.1761	50.1411	区外故障
F <sub>7</sub>	-	600	5	0.1967	0.0232	区外故障
			10	0.1754	0.0023	区外故障
			20	0.1401	0.0234	区外故障

由表4和表5可知,算法采用5 ms时间窗内的多频率信息作为特征有利于避免行波信息丢失的影响,在一定程度上减小了采样值数据丢失和弱行波信号的影响。根据仿真结果可知,本文算法受采样点数据丢失的影响较小。

#### 4.3 阈值分析

本文利用HVDC输电线路整流侧和逆变侧故障电流行波之间的曼哈顿距离构造保护判据,理想情

况下,区内故障时,在 $t_0 \sim 2\tau$ 时间范围内,整流侧和逆变侧检测到的故障电流行波不是同一行波,差异较大,因此曼哈顿距离较大;而区外故障时,在 $t_0 \sim 2\tau$ 时间范围内,整流侧检测到的行波仅由输电线路衰减到达逆变侧,在没有噪声干扰等影响的理想情况下,两侧检测到的为同一行波,具有很强的相似性,因此曼哈顿距离很小。由仿真结果看,区内故障时最小的曼哈顿距离均都大于2.60,而最大值更接近20.00;而区外故障即使在20dB噪声且高阻情况下,其曼哈顿距离均不超过1.00。由此可知区内外故障时,其曼哈顿距离值差异非常明显。综合考虑各种故障情况,并预留一定的裕度,本文设定阈值 $d_{set} = 1.50$ 。从仿真结果可知,该阈值设定合理,具备足够的灵敏度。

#### 5 结束语

通过利用HVDC输电线路的行波传播特性,提出基于曼哈顿距离的HVDC输电线路故障的智能识别方法。根据故障行波传播原理,区内故障时整流侧和逆变侧的电流行波相似,曼哈顿距离很大;而区外故障时两侧的电流行波差异明显,曼哈顿距离较小。该方法利用整流侧和逆变侧电流行波S变换矩阵总和之间的曼哈顿距离来反映保护两侧检测到的波形相似度差异。通过比较区内外故障时的曼哈顿距离特征的差异,建立HVDC输电线路保护新算法。仿真结果表明:该算法能够在各种工况下灵敏、可靠地识别HVDC输电线路区内外故障,且耐受过渡电阻能力强,具有很强的抗干扰能力。

#### 参考文献:

- [1] 安婷, BJARNE A, NORMAN M, 等. 中欧高压直流电网技术论坛综述[J]. 电网技术, 2017, 41(8): 2407-2416.
- [2] YANG H H, CAI Z X, ZHU L, et al. A novel assessment index of LCC-HVDC system impact on short-term voltage stability of the receiving-end AC system[J]. Electric Power Systems Research, 2016, 142: 125-133.
- [3] JOHNSON J M, YADAV A. Complete protection scheme for fault detection, classification and location estimation in HVDC transmission lines using support vector machines[J]. IET Science Measurement & Technology, 2017, 11(3): 279-287.



- [4] XIAO H, LI Y H, LIU R Q, et al. Single-end time-domain transient electrical signals based protection principle and its efficient setting calculation method for LCC-HVDC lines[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11(5): 1233-1242.
- [5] 侯俊杰, 宋国兵, 常仲学, 等. 基于暂态功率的高压直流线路单端量保护[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(21): 203-212.
- [6] 魏德华, 苗世洪, 刘子文, 等. 基于边界特征的高压直流输电长线路故障判别方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(17): 84-91.
- [7] ZOU G B, HUANG Q, SONG S L, et al. Novel transient energy based directional pilot protection method for HVDC line[J]. Protection & Control of Modern Power Systems, 2017, 2(1): 1-10.
- [8] 齐国强, 王增平. 基于Hilbert-Huang变换的HVDC突变量方向纵联保护方法[J]. 电力系统保护与控制, 2017(20): 98-105.
- [9] LI Y L, ZHANG Y K, SONG J Z, et al. A novel pilot protection scheme for LCC-HVDC transmission lines based on smoothing-reactor voltage[J]. Electric Power Systems Research, 2019, 168: 261-268.
- [10] ZHANG Y K, LI Y L, SONG J Z, et al. A new protection scheme for HVDC transmission lines based on the specific frequency current of DC filter[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 34(2): 420-429.
- [11] 梁英, 杨嘉, 李勤新, 等. 基于时频谱相似度的高压直流线路行波保护方法[J]. 电力科学与技术学报, 2019(2): 182-186.
- [12] 戴志辉, 张程, 刘宁宁, 等. 基于反行波差值的特高压直流线路纵联保护方案[J]. 电力系统保护与控制, 2019(21): 90-96.
- [13] ZHENG J C, WEN M G, CHEN Y, et al. A novel differential protection scheme for HVDC transmission lines[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, 94: 171-178.
- [14] CHU X. Unbalanced current analysis and novel differential protection for HVDC transmission lines based on the distributed parameter model[J]. Electric Power Systems Research, 2019, 171: 105-115.
- [15] CHU X. Transient numerical calculation and differential protection algorithm for HVDC transmission lines based on a frequency-dependent parameter model[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 108: 107-116.
- [16] ZHANG Y X, XU W, ZHANG S, et al. A new principle of traveling wave differential protection for HVDC transmission lines[J]. Energy Procedia, 2019(158): 2884-2889.
- [17] 孔飞, 张保会, 王艳婷. 基于行波波形相关性分析的直流输电线路纵联保护方案[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(20): 108-114.
- [18] 赵航, 林湘宁, 喻锐, 等. 基于模量Hausdorff距离波形比较的直流输电线路选择性快速保护方案[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(23): 6888-6900.
- [19] VENTOSA S, SIMON C, SCHIMMEL M, et al. The S-transform from a wavelet point of view[J]. IEEE Transactions on Signal Processing, 2008, 56(7): 2771-2780.
- [20] 朱军, 唐万奇, 李凯. 基于曼哈顿距离模糊C聚类及粒子群优化的中继车辆选择算法[J]. 安徽大学学报(自然科学版), 2021, 45(4): 35-40.
- [21] ZHANG B H, ZHANG W, YOU M, et al. Research on transient-based protection for HVDC lines[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(15): 18-23.
- [22] 李小鹏, 滕予非, 刘耀, 等. 基于测量波阻抗的高压直流输电线路纵联保护[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 617-623.
- [23] 高淑萍, 索南加乐, 宋国, 等. 利用电流突变特性的高压直流输电线路纵联保护新原理[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(5): 52-56.
- [24] 刘兴茂, 林圣, 何正友, 等. 基于S变换的新型波阻抗方向继电器[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 113-119.

### 引用格式:

中文: 王桥梅, 吴浩, 杨杰, 等. 基于曼哈顿距离的HVDC输电线路故障识别新方法[J]. 四川轻化工大学学报(自然科学版), 2022, 35

(4):75-84.

英文:WANG Q M,WU H,YANG J,et al.A novel fault identification method for HVDC transmission lines based on Manhattan distance[J].

Journal of Sichuan University of Science & Engineering(Natural Science Edition),2022,35(4):75-84.

## A Novel Fault Identification Method for HVDC Transmission Lines Based on Manhattan Distance

WANG Qiaomei<sup>1,2</sup>, WU Hao<sup>1,2</sup>, YANG Jie<sup>1</sup>, LI Dong<sup>1</sup>, LIU Yicen<sup>3</sup>

(1. School of Automation and Information Engineering, Sichuan University of Science & Engineering, Yibin 644000, China; 2. Artificial Intelligence Key Laboratory of Sichuan Province, Yibin 644000, China; 3. State Grid Sichuan Electric Power Company Electric Power Research Institute, Chengdu 610000, China)

**Abstract:** Aiming at the problems of poor tolerance to transition resistance and high sampling frequency of protection devices, a new method of fault identification for high voltage direct current (HVDC) transmission lines based on Manhattan distance has been proposed in the present study. With analyzing the characteristics of the traveling wave distribution of HVDC transmission lines during internal and external faults, it is found that the similarity of the current traveling waves on the rectifier side and the inverter side is higher when the external fault occurs, while the similarity of the current traveling waves on both sides is low when the internal fault occurs. Therefore, the Manhattan distance is introduced to measure the similarity of the waveforms on both sides, and a protection criterion for HVDC transmission lines based on the Manhattan distance is proposed. Simulation results show that the protection criterion is simple, basically not affected by factors such as fault type and fault distance, exhibiting strong resistance to transition resistance and strong anti-noise ability.

**Key words:** high voltage direct current; transmission line; S-transform; Manhattan distance; fault identification