

# 含逆变型分布式电源花瓣式配电网 单相接地故障特性分析

陈晓龙<sup>1</sup>,袁 姝<sup>1</sup>,李永丽<sup>1</sup>,李仲青<sup>2</sup>,王 强<sup>3</sup>,耿少博<sup>3</sup>

(1. 天津大学 智能电网教育部重点实验室,天津 300072;

2. 中国电力科学研究院,北京 100192;3. 国网河北省电力有限公司,河北 石家庄 050000)

**摘要:**花瓣式配电网具有高供电可靠性,但闭环运行模式和逆变型分布式电源接入使其故障特性变得更加复杂。针对含逆变型分布式电源花瓣式配电网的单相接地故障,利用对称分量法推导了故障点接地电流、故障相电流及线路各序电流的公式,并揭示了各电流的变化规律,然后通过仿真对分析结果的正确性进行了验证。结果表明,随故障点按顺时针方向沿花瓣式环网移动,故障点上游侧线路的各序电流及故障相电流幅值呈减小趋势,故障点下游侧线路的各序电流及故障相电流幅值呈增大趋势;逆变型分布式电源并网点与变电站母线之间非故障线路上的负序电流幅值单调递增、相位基本不变,而该线路上的正序电流、零序电流及故障点所在相的相电流则由于相位发生约 $180^\circ$ 的改变导致其幅值呈现先减小后增大的趋势。在此基础上,对基于幅值或相位的电流差动保护和零序方向过电流保护在花瓣式配电网中的适用性进行探讨,并给出了相应改进建议。

**关键词:**花瓣式配电网;逆变型分布式电源;单相接地故障;故障特性分析;保护适用性

**中图分类号:**TM 711

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202112026

## 0 引言

我国配电网通常采用“闭环设计、开环运行”的辐射式网架结构(下文简称为辐射网),但这种网架结构存在故障影响范围大、停电时间长等问题,难以满足日益提高的供电需求。与开环运行的辐射网相比,闭环运行的花瓣式配电网(下文简称为花瓣网)具有检修不断电、运行控制策略灵活多样、经济效益高等优点<sup>[1]</sup>。自20世纪80年代新加坡建成世界首个花瓣网后,我国也开始积极推进花瓣网的建设。目前,我国的江苏、广东、北京等地区分别于2015年、2016年、2019年完成了花瓣网的建设,并且雄安新区的“双花瓣”配电网也正在有序建设中。然而,花瓣网主干线两端连接在同一母线上,使其在故障时表现出故障线路两端均有电源提供故障电流的特点,并且故障点两侧电流存在关联关系,令花瓣网保护配置面临挑战<sup>[2]</sup>。此外,单相接地故障占配电网总故障的80%以上,而花瓣网通常采用中性点经小电阻接地方式,在发生单相接地故障时存在较大的接地电流,需快速识别并切除故障线路。因此,有必要对花瓣网的单相接地故障特性进行研究,为保

护配置提供理论依据。

另外,随着光伏电机等逆变型分布式电源IIDG(Inverter-Interfaced Distributed Generator)迅速发展,大量IIDG连接到配电网,使配电网呈现出更加复杂的故障特性。为分析含IIDG配电网的故障特性,很多学者对配电网发生故障时IIDG的输出特性进行了研究<sup>[3-5]</sup>。对于恒功率控制的IIDG,文献[3]根据IIDG变流器电流指令跟踪能力,研究了IIDG的三相短路故障等值模型;文献[4]考虑到IIDG的低电压穿越能力,将IIDG等效为由IIDG并网点正序电压控制的电流源;文献[5]结合IIDG并网标准和IIDG生产企业实地调研,利用分段函数表示IIDG的3种运行状态和输出电流,能够更清晰地表征IIDG的运行特性。现有关于IIDG输出特性的研究,在含IIDG辐射网故障特性分析与保护方法设计中的应用已较为成熟,对含IIDG花瓣网的故障特性分析具有重要参考价值。

在故障特性分析方面,目前相关研究大多将辐射网作为研究对象,鲜有以花瓣网作为研究对象。由于辐射网通常为有效接地系统,现有针对含IIDG辐射网的故障特性研究大多未考虑IIDG并网变压器阻抗影响或默认并网变压器中性点不接地,直接将IIDG支路等效为电流源支路<sup>[3-5]</sup>。然而,在含IIDG小电阻接地系统的单相接地故障特性研究中,并网变压器的中性点接地方式应予以考虑<sup>[6]</sup>。文献[6]针对并网变压器采用3种不同接地方式的情况,分别分析了小电阻接地辐射网的单相接地故障电流

**收稿日期:**2021-04-30;**修回日期:**2021-11-01

**基金项目:**国家电网有限公司总部科技项目(适应灵活可控源荷接入的新型城市电网继电保护关键技术研究及应用)

Project supported by the Science and Technology Project of Headquarters of State Grid Corporation of China(Research on Key Protection Technologies for New-type Urban Distribution Network with Controllable Sources and Loads)

特性,探讨了并网变压器对接地故障特性的影响。实际上,Q/GDW 480—2010《分布式电源接入电网技术规定》指出分布式电源的接地方式应与电网侧保持一致<sup>[7]</sup>。因此,对于采用小电阻接地方式的花瓣网,接入其中的IIDG的并网变压器也将采用中性点经小电阻接地方式。

在保护方法设计和方案配置方面,花瓣网通常采用基于瞬时值的电流差动保护作为主保护,并采用零序方向过电流保护作为应对单相接地故障的后备保护<sup>[8-10]</sup>。在主保护方面,为降低通信数据的同步性要求,已有成果研究了适用于有源辐射网的基于幅值或相位差的电流差动保护。然而,基于幅值的差动保护方法在花瓣网中存在死区,当花瓣环网中点发生故障时可能发生拒动<sup>[11-12]</sup>;基于相位差的电流差动保护在故障电流较小时可能出现电流相位测量不准的情况,导致保护误动<sup>[13]</sup>。在后备保护方面,文献[9]指出方向过电流保护在花瓣网中存在切除故障时间较长的问题。此外,IIDG接入花瓣网后,其输出电流可能导致非故障线路上的零序方向过电流保护误动,扩大停电范围。可见,电流差动保护、零序方向过电流保护等保护方法在含IIDG花瓣网中仍存在问题,需根据故障特性对各保护方案的适用性进行分析并提出改进建议,进而为研究适用于花瓣网的保护方法奠定基础。

本文主要研究了含IIDG花瓣网的单相接地故障特性,能够为保护配置、故障定位等研究提供理论依据。首先,本文分析了无IIDG接入的花瓣网在发生单相接地故障时的电流特性,为后续含IIDG花瓣网的单相接地故障特性分析及对比奠定基础;然后,结合现有IIDG研究成果,在考虑并网变压器中性点接地方式的情况下,建立了含IIDG花瓣网的等值模型,进而对花瓣网主干线上发生单相接地故障时故障点接地电流、线路各序电流以及故障相电流的变化规律进行理论分析,指出了IIDG接入对花瓣网单相接地故障特性的影响,并利用PSCAD/EMTDC平台进行了仿真验证;最后,根据分析结果,探讨了基于幅值或相位方向的电流差动保护和零序方向过电流保护在花瓣网中的适用性,并给出了改进建议。

## 1 不含IIDG的花瓣网单相接地故障分析模型及特性分析

10 kV花瓣网拓扑如图1所示。其中,系统基准容量为100 MV·A,基准电压为10.5 kV,主干线包括5条线路,按照顺时针方向依次编号为 $L_1$ — $L_5$ ;  $T_1$ 为主变压器,其变比为110 kV/10 kV;  $T_2$ 为系统接地变压器;  $R_s$ 为接地电阻,取为6  $\Omega$ ;花瓣网通常采用电流差动保护作为主保护,故各线路两端均配置有保护装置,依次编号为保护1—10;对于某编号保护

所在线路,定义编号较小的保护装置所在的线路为上游线路,反之则为下游线路。

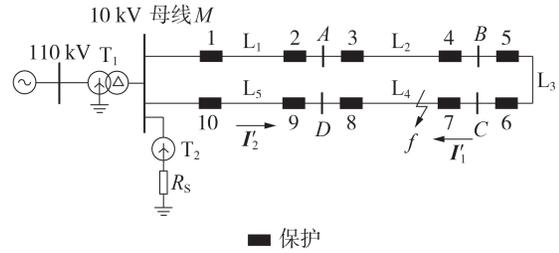


图1 10 kV花瓣网拓扑图

Fig.1 Topology of 10 kV petal-shaped distribution network

当图1中点 $f$ 处发生单相(A相)接地故障时,根据其边界条件可得复合序网图如附录A图A1所示。

线路的正序阻抗和负序阻抗通常近似相等,零序阻抗通常为正序阻抗的若干倍(超过2.5倍)<sup>[14]</sup>,将该倍数记为 $n$ 。令 $Z'_1=Z'_{1(0)}=Z'_{1(2)}=Z'_{1(0)}/n$ , $Z'_2=Z'_{2(0)}=Z'_{2(2)}=Z'_{2(0)}/n$ ,其中 $Z'_1$ 为变电站母线 $M$ 沿顺时针方向到故障点 $f$ ( $M$ - $f$ 段)的线路阻抗, $Z'_2$ 为故障点 $f$ 经下游线路到变电站母线 $M$ ( $f$ - $M$ 段)的线路阻抗,下标(1)、(2)、(0)分别表示正、负、零序分量,后同。根据复合序网图可得故障点接地电流、各序电流及故障相电流的表达式分别为:

$$I_f = \frac{3E_s}{2Z_{S(1)} + Z_{T2(0)} + (2+n)(Z'_1 // Z'_2) + 3R_s + 3R_f} \quad (1)$$

$$I'_{1(1)} = I'_{1(2)} = I'_{1(0)} = \frac{1}{3} I_f = \frac{Z'_2}{Z'_1 + Z'_2} I_f \quad (2)$$

$$I'_{2(1)} = I'_{2(2)} = I'_{2(0)} = \frac{1}{3} I_f = \frac{Z'_1}{Z'_1 + Z'_2} I_f \quad (3)$$

式中: $E_s$ 为系统等值电势; $Z_s$ 为系统等值阻抗,且 $Z_{S(1)}=Z_{S(2)}$ ;  $Z_{T2(0)}$ 为系统接地变压器 $T_2$ 的等值零序阻抗; $R_f$ 为接地故障点过渡电阻; $I'_1$ 、 $I'_2$ 分别为流过 $M$ - $f$ 段和 $f$ - $M$ 段线路的故障相电流,根据对称分量法可得 $I'_1=I'_{1(1)}+I'_{1(2)}+I'_{1(0)}$ 、 $I'_2=I'_{2(1)}+I'_{2(2)}+I'_{2(0)}$ ;  $I_f$ 为故障点接地电流的序电流,结合单相接地故障的边界条件可知,故障点接地电流 $I_f=3I$ 。上述各电流以图A1中所示方向为正方向。

由式(1)易知,当故障发生在主干线中点位置(即 $Z'_1=Z'_2$ )时, $I_f$ 幅值最小。然而,由于花瓣网主干线通常较短(如本文示例中为5 km),线路阻抗远小于 $3R_s$ ,因此故障位置变化对 $I_f$ 的影响较小。另外,对比式(2)、(3)可知,忽略负载阻抗时,故障点上、下游的各序电流及故障相电流相位基本一致,幅值大小主要由故障位置决定:当故障点沿顺时针方向变化时,故障点上游线路阻抗模值 $|Z'_1|$ 增大,故障点下游线路阻抗模值 $|Z'_2|$ 减小,则故障点上游侧的各序电流及故障相电流随 $|Z'_2|$ 减小,而故障点下游侧各序电流及故障相电流随 $|Z'_1|$ 增大。以图1所示的花



$$\begin{cases} Z_a = \frac{Z_{3(0)}(3R_s + Z_{T2})}{Z_{3(0)} + 3R_s + 3R_{DG} + Z_{T2} + Z_{T3}} \\ Z_b = \frac{Z_{3(0)}(3R_{DG} + Z_{T3})}{Z_{3(0)} + 3R_s + 3R_{DG} + Z_{T2} + Z_{T3}} \\ Z_c = \frac{(3R_s + Z_{T2(0)})(3R_{DG} + Z_{T3})}{Z_{3(0)} + 3R_s + 3R_{DG} + Z_{T2} + Z_{T3}} \end{cases} \quad (8)$$

$3R_s$  与  $3R_{DG}$  远大于线路零序阻抗,因此可将式(8)简化为: $Z_a \approx Z_{3(0)}/2$ ,  $Z_b \approx Z_{3(0)}/2$ ,  $Z_c \approx (3R_s + Z_{T2(0)})/2 \approx (3R_{DG} + Z_{T3})/2$ , 即式(7)可近似为:

$$Z_{\Sigma(0)} \approx \left( Z_{1(0)} + \frac{Z_{3(0)}}{2} \right) // \left( Z_{2(0)} + \frac{Z_{3(0)}}{2} \right) + \frac{3R_s + Z_{T2(0)}}{2} \quad (9)$$

对比式(6)和式(9)可知,IIDG并网后的零序综合阻抗近似为IIDG并网前的1/2。分析式(5)和式(9)可知,IIDG并网后:当故障发生在花瓣网主干线中点(即 $Z_1=Z_2+Z_3$ )时,负序综合阻抗取最大值;当点 $f$ 在 $M-f-D$ 段线路中点(即 $Z_1=Z_2$ )附近时,零序综合阻抗取得最大值。由于花瓣网和IIDG并网变压器均采用中性点经6Ω电阻接地方式,因此零序综合阻抗值通常远大于负序综合阻抗。

### 3 含IIDG花瓣网单相接地故障特性分析

#### 3.1 故障点接地电流特性分析

根据图A2所示的复合序网图,利用回路电流法可求得故障点接地电流量 $I_f$ ,其表达式为:

$$I_f = \frac{E_s + I_{DC}(Z_{S(1)} + Z_{1(1)}Z_{3(1)}/Z_L)}{3R_f + 2Z_{\Sigma(2)} + Z_{\Sigma(0)}} \quad (10)$$

由2.1节可知,式(10)中的 $I_{DC}$ 由 $U_{PCC(1)}$ 决定。由于零序网络的压降远高于正序和负序网络的压降,所以即使在 $R_f=0$ 的情况下,并网点电压也通常高于 $0.9U_N$ ,即IIDG通常处于恒功率态,并且 $U_{PCC(1)}$ 基本不随故障位置变化,因此 $I_{DC}$ 随故障位置变化的幅度也很小,IIDG可近似为恒流源。

用 $U_{PCC(1)}$ 表示 $I_{DC}$ ,则可进一步得到故障点接地电流,如式(11)所示。

$$I_f = 3I = \frac{3}{K_1} E_s + \frac{K_2}{K_1} \frac{P}{U_{PCC(1)}^2} U_{PCC(1)} \quad (11)$$

$$\begin{cases} K_1 = 3R_f + 2Z_{\Sigma(2)} + Z_{\Sigma(0)} \\ K_2 = Z_{S(1)} + Z_{1(1)}Z_{3(1)}/Z_L \end{cases} \quad (12)$$

式(11)中第2个等号右侧2项分别表示系统电源和IIDG提供的接地电流。由于负序综合阻抗可表示为 $Z_{\Sigma(2)} = K_2 + Z_{1(1)}Z_{2(1)}/Z_L$ ,而 $Z_{\Sigma(2)}$ 远小于 $Z_{\Sigma(0)}$ ,因此 $K_2$ 的幅值远小于 $K_1$ 的幅值。同时,根据相关规定对IIDG并网容量的限制,花瓣网中单个花瓣环网主干线上并网的IIDG容量较小<sup>[7]</sup>,所以IIDG提供的电流对故障点接地电流的影响很小,可近似忽略(以IIDG最大并网容量为5MW为例,IIDG提供的电流对 $I_f$ 的影响小于5%)。故障点接地电流可近似表示为:

$$I_f \approx 3E_s/K_1 \quad (13)$$

由式(13)可知,故障点接地电流 $I_f$ 的幅值 $I_f$ 随故障位置的变化规律主要与 $K_1$ 相关。当花瓣网发生金属性单相接地故障时,随着故障点 $f$ 在主干线上沿顺时针方向变化, $I_f$ 的变化趋势如图4所示,图中 $x=4$ km表示单相接地故障发生于IIDG并网点。

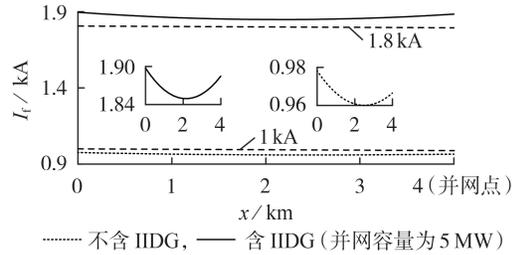


图4 故障点接地电流幅值随故障位置的变化趋势

Fig.4 Variation trend of grounding current amplitude at fault point along with fault location

由图4可见,IIDG并网前后花瓣网发生单相接地故障时的 $I_f$ 存在如下规律。

1) IIDG的接入对花瓣网发生单相接地故障时的 $I_f$ 起助增作用。通过对比式(1)和式(13)可知,由于IIDG的并网使零序综合阻抗近似减少到其并网前的1/2,因此同一位置发生单相接地故障时的 $I_f$ 比IIDG并网前增大了近1倍。

2) 随着故障点 $f$ 沿上游线路到变电站母线的距离 $x$ 增大, $I_f$ 呈先减小后增大的变化规律,但变化幅度较小。由第1节分析可知,IIDG并网前,由于花瓣网主干线两端接于同一母线,随着 $x$ 的增大, $I_f$ 先减小后增大,即故障点越靠近变电站母线则 $I_f$ 越大,且故障点位于主干线中点时 $I_f$ 最小。IIDG并网后, $I_f$ 变化趋势与IIDG并网前相同,但由于花瓣网的正序和零序网络拓扑结构发生了改变, $I_f$ 取得最小值的位置不再位于主干线中点,而是取决于 $K_1$ 幅值取最大值的位置。

#### 3.2 线路序电流特性分析

##### 3.2.1 线路正序电流特性分析

由图A2中的正序网络部分可推导出花瓣网各段线路上流过的正序电流表达式为:

$$\begin{cases} I_{1(1)} = \frac{Z_{2(1)} + Z_{3(1)}}{Z_L} I - \frac{Z_{3(1)}}{Z_L} I_{DC} \\ I_{2(1)} = \frac{Z_{1(1)}}{Z_L} I + \frac{Z_{3(1)}}{Z_L} I_{DC} \\ I_{3(1)} = \frac{Z_{1(1)}}{Z_L} I - \frac{Z_{1(1)} + Z_{2(1)}}{Z_L} I_{DC} \end{cases} \quad (14)$$

在图3所示的含IIDG花瓣网中,以IIDG并网容量为5MW时并网点上游主干线路发生金属性单相接地故障为例,各段线路正序电流幅值随故障位置的变化趋势如图5所示。图中,①—③的坐标分别为(1.78 km, 0)、(2.05 km, 0)、(2.50 km, 0)。

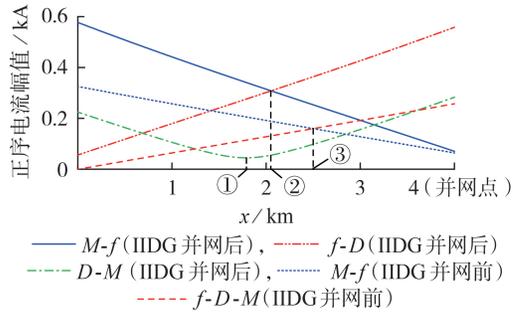


图5 正序电流幅值随故障位置的变化趋势

Fig.5 Variation trend of positive-sequence current amplitude along with fault location

对于IIDG并网点上游的M-f段线路与f-D段线路上流过的正序电流 $I_{1(1)}$ 和 $I_{2(1)}$ ,随着故障点由变电站母线M沿顺时针逐渐靠近IIDG并网点, $|Z_{1(1)}|$ 从0开始逐渐增大, $|Z_{2(1)}|$ 则逐渐减小到0, $|Z_{3(1)}|$ 保持不变,因此 $I_{1(1)}$ 呈减小趋势而 $I_{2(1)}$ 呈增大趋势。由图5可知,IIDG并网后,故障发生在主干线中点时,故障线路两端测得的正序电流不再相等。通过式(14)可知,使两者幅值相等的故障位置将取决于IIDG的并网位置和并网容量。

对于由IIDG并网点到变电站母线的D-M段线路上流过的正序电流 $I_{3(1)}$ ,根据图5可知,该正序电流随x增大呈现先减小后增大的“对勾”趋势。为深入探究其原因,本文进一步对IIDG并网后的正序有功功率进行分析。

D-M段线路上的正序有功功率 $P_{3(1)}$ 表达式为:

$$P_{3(1)} = U_{S(1)} I_{3(1)} \cos(\arg(U_{S(1)}/I_{3(1)}) - \varphi_{\text{sen,max}10(1)}) \quad (15)$$

式中: $U_{S(1)}$ 为保护10处测得的正序电压相量 $U_{S(1)}$ 的模值, $U_{S(1)} = E_s - (I_{1(1)} + I_{3(1)})Z_{S(1)}$ ;  $\varphi_{\text{sen,max}10(1)}$ 为保护10处的正序功率方向元件的最大灵敏角,取为保护9处发生金属性单相接地故障时保护10处测得的正序电压与正序电流的相位差<sup>[16]</sup>。

同理可求M-f段和f-D段线路上的正序有功功率表达式,则各线路上正序有功功率如图6所示。

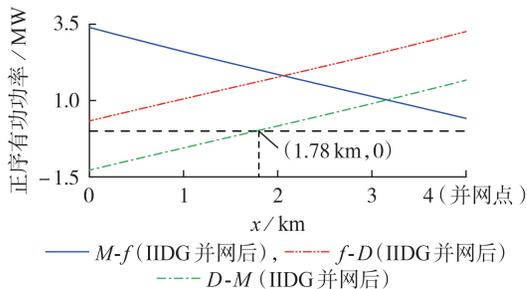


图6 正序有功功率随故障位置的变化趋势

Fig.6 Variation trend of positive-sequence active power along with fault location

由图6可知,IIDG并网后各段线路上正序有功功率具有如下特点。

1)M-f段和f-D段线路上正序有功功率大小为正值,即正序有功功率方向均与相应正序电流正方向一致。

2)D-M段正序有功功率在故障点较靠近变电站母线M时反方向流动,即从IIDG并网点D流向变电站母线M,而当故障点更靠近IIDG并网点D时,正序有功功率方向与该线路正序电流正方向一致,即从变电站母线M流向IIDG并网点D。由式(15)可知,D-M段正序有功功率的正负性主要由 $U_{S(1)}$ 与 $I_{3(1)}$ 的相位差决定。 $U_{S(1)}$ 的幅值、相位基本不随故障位置变化,因此结合图5可知在故障位置变化的过程中, $I_{3(1)}$ 以先反向减小后正向增大的规律进行变化。

### 3.2.2 线路负序电流特性分析

根据图A2中的负序网络可知,基于正序电压控制的IIDG在发生对称和不对称故障时均只输出三相对称电流,因此在负序网络中IIDG支路开路,故障点下游各线路的负序电流相等。各线路负序电流的表达式为:

$$\begin{cases} I_{1(2)} = (Z_{2(1)} + Z_{3(1)})I/Z_L \\ I_{2(2)} = I_{3(2)} = Z_{1(1)}I/Z_L \end{cases} \quad (16)$$

IIDG的接入对负序网络的拓扑结构不产生影响,因此负序电流在各线路上的分布与IIDG接入前的情况相同。随着故障位置远离母线,故障点上游线路负序电流幅值减小,故障点下游线路负序电流幅值增大,各负序电流的相位均与I一致。当故障发生在主干线中点处时,故障点两侧负序电流幅值相等。各段线路负序电流幅值随故障位置的变化规律如图7所示。图中,①的坐标为(2.50 km, 0)。

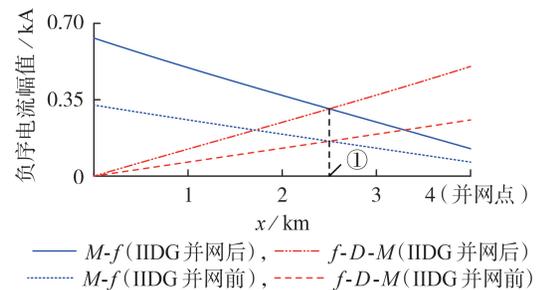


图7 负序电流幅值随故障位置的变化趋势

Fig.7 Variation trend of negative-sequence current amplitude along with fault location

由图7可知,IIDG的接入虽不改变负序电流的变化规律,但会导致负序电流的幅值增大。根据3.1节的分析,IIDG的接入会使I增大近1倍,结合式(16)易得,IIDG的接入也会使流过花瓣网各线路的负序电流增大近1倍。

### 3.2.3 线路零序电流特性分析

根据第1节分析可知,不含IIDG花瓣网的零序电流分布规律与图7所示的负序电流分布规律一致。IIDG接入后,主干线上零序电流的分布情况和

变化规律均发生了改变。考虑到IIDG对花瓣网零序网络拓扑结构的影响,可推导出各线路零序电流表达式,如式(17)所示。

$$\begin{cases} I_{1(0)} \approx (2Z_{2(1)} + Z_{3(1)})I / (2Z_L) \\ I_{2(0)} \approx (2Z_{1(1)} + Z_{3(1)})I / (2Z_L) \\ I_{3(0)} \approx (Z_{1(1)} - Z_{2(1)})I / (2Z_L) \end{cases} \quad (17)$$

由式(17)可知,随着故障位置沿顺时针方向变化,  $I_{1(0)}$  幅值呈减小趋势,  $I_{2(0)}$  幅值呈增大趋势,两者在  $Z_1 \approx Z_2$  时取得相同幅值,相位与  $I$  一致。另外,由于故障发生在变电站母线附近时  $Z_{1(1)}$  近似为0,此时  $I_{3(0)}$  的实际流向与正方向相反,随着故障位置逐渐靠近IIDG并网点,  $|Z_{1(1)}|$  增大,  $|Z_{2(1)}|$  减小,  $I_{3(0)}$  幅值逐渐减小,并在  $Z_1 \approx Z_2$  时降至最小值,随后  $I_{3(0)}$  幅值逐渐增大,此时  $I_{3(0)}$  实际流向与正方向相同。各位置零序电流幅值随故障位置的变化规律如图8所示。图中,①的坐标为(2.50 km, 0)。

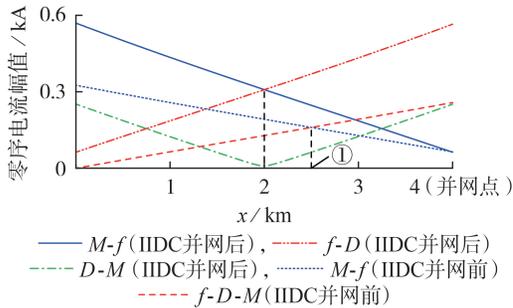


图8 零序电流幅值随故障位置的变化趋势

Fig.8 Variation trend of zero-sequence current amplitude along with fault location

与3.2.1节中的分析思路相同,通过分析  $D-M$  段线路上零序有功功率的正负性研究该线路上零序电流方向随故障位置的变化规律。各段线路上零序有功功率随故障位置的变化趋势如图9所示。

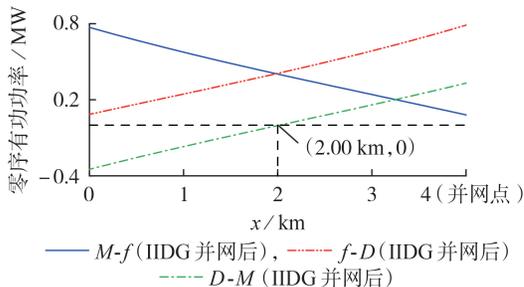


图9 零序有功功率随故障位置的变化趋势

Fig.9 Variation trend of zero-sequence active power along with fault location

由图9可知,  $D-M$  段零序有功功率、零序电流与该段正序有功功率、正序电流具有类似的性质:随着故障位置变化,当零序有功功率的正负性发生突变时,零序有功功率方向由反向流动变为正向流动,零

序电流幅值则由原来的减小趋势转变为增大趋势。

### 3.3 线路故障相电流特性分析

根据序分量法,可由各序电流公式推出花瓣网各段线路的故障相电流表达式为:

$$\begin{cases} I_{1a} = I_{1(1)} + I_{1(2)} + I_{1(0)} \approx \frac{6Z_2 + 5Z_3}{2Z_L} I - \frac{Z_3}{Z_L} I_{DG} \\ I_{2a} = I_{2(1)} + I_{2(2)} + I_{2(0)} \approx \frac{6Z_1 + Z_3}{2Z_L} I + \frac{Z_3}{Z_L} I_{DG} \\ I_{3a} = I_{3(1)} + I_{3(2)} + I_{3(0)} \approx \frac{5Z_1 - Z_2}{2Z_L} I - \frac{Z_1 + Z_2}{Z_L} I_{DG} \end{cases} \quad (18)$$

主干线各线路故障相电流和功率随故障位置的变化趋势分别见附录A图A3。由图可知:随着故障位置在主干线上沿顺时针方向变化,  $M-f$  段线路上的故障相电流幅值  $I_{1a}$  呈单调递减趋势,  $f-D$  段线路上的故障相电流幅值  $I_{2a}$  呈单调递增趋势,两电流方向均与正方向一致;  $D-M$  段线路上的故障相电流幅值  $I_{3a}$  与  $I_{1a}$ 、 $I_{2a}$  的变化趋势不同,随着  $x$  增大,  $I_{3a}$  存在先减小后增大的现象,由功率曲线可知,这是因为有功功率方向发生变化,即实际电流方向发生变化,在幅值上升、下降部分  $D-M$  段线路故障相功率的实际流向分别与正方向相同、相反。

综上所述,当花瓣网中IIDG并网点上游线路发生单相接地故障时,花瓣网主干线上的故障电流有以下特征。

1) 对于IIDG并网点上游线路 ( $M-f$  段、 $f-D$  段) 上流过的故障电流,随着故障位置沿顺时针方向变化,  $M-f$  段线路上的各序电流和故障相电流均呈减小趋势,  $f-D$  段线路上的各序电流和故障相电流均呈增大趋势。IIDG的接入对上述电流均有不同程度的助增作用,但不改变各电流的变化趋势。当故障发生于变电站母线附近时,故障线路两端的各序电流及故障相电流均呈现弱馈特性。

2) IIDG并网点下游线路 ( $D-M$  段) 上流过的负序电流随故障位置沿顺时针方向变化呈增大趋势, IIDG的接入对其有助增作用。

3) IIDG并网点下游线路 ( $D-M$  段) 上流过的正序电流、零序电流及故障相电流幅值随故障位置沿顺时针方向变化而呈现先减小后增大的“对勾”趋势。由于该段线路上的正序有功功率、零序有功功率及故障相有功功率存在方向不确定的特性,当故障点靠近变电站母线时,上述各有功功率会由IIDG并网点流向变电站母线,而当故障点靠近IIDG并网点时,上述各有功功率则变化为由变电站母线流向IIDG并网点,导致该线路相应的电流呈“对勾”趋势。

### 3.4 仿真实验

为验证上述理论分析,在PSCAD/EMTDC平台中搭建了如图3所示的含IIDG花瓣网仿真模型。所搭建的模型中,系统等值容量为100 MV·A,等值阻

抗为  $0.294+j0.282 \Omega$ ; 系统中性点接地阻抗和 IIDG 并网升压变压器中性点接地阻抗均为  $6 \Omega$ ; 模型中主干线包含 5 条线路, 每条线路的长度均为 1 km, 单位正序阻抗为  $0.047+j0.062 \Omega / \text{km}$ , 单位零序阻抗为  $0.141+j0.186 \Omega / \text{km}$ ; IIDG 并网总容量为 5 MW。

本文利用 MATLAB 编写了前文的故障电流计算公式, 通过对比 MATLAB 程序计算得到的理论值与 PSCAD 仿真值对分析结果的准确性进行验证。设含 IIDG 花瓣网的主干线上不同位置发生过渡电阻为  $2 \Omega$  的单相接地故障, 则接地电流幅值的理论计算值和仿真实测值的对比如表 1 所示, 各序电流幅值如附录 A 表 A1 所示。

表 1 故障位置接地电流幅值及故障相电流幅值

Table 1 Amplitudes of grounding current at fault location and fault phase current

$x / \text{km}$	$I_f / \text{kA}$		$I_{1a} / \text{kA}$		$I_{2a} / \text{kA}$		$I_{3a} / \text{kA}$	
	理论值	仿真值	理论值	仿真值	理论值	仿真值	理论值	仿真值
0.5	1.649	1.645	1.352	1.348	0.297	0.297	0.366	0.366
1.5	1.638	1.632	1.014	1.011	0.624	0.621	0.055	0.059
2.0	1.635	1.631	0.850	0.847	0.786	0.783	0.133	0.134
2.5	1.636	1.632	0.686	0.684	0.950	0.948	0.293	0.293
3.5	1.646	1.640	0.361	0.361	1.284	1.281	0.622	0.621

通过横向对比表 1、纵向对比表 A1 中的理论值与仿真值可知, 各电流仿真值与理论值的最大误差为 7 A, 理论计算值与仿真实测值基本一致。可见, 本文的花瓣网故障电流公式具有较高的准确性。

通过纵向对比表 1、横向对比表 A1 中不同位置发生单相接地故障时各电流幅值的变化趋势易知, 随着  $x$  增大, 故障点接地电流幅值  $I_f$  先减小后增大, 故障点上游线路的故障相电流和各序电流的幅值均逐渐减小, 故障点下游的故障相电流及各序电流的幅值均逐渐增大, IIDG 并网点下游线路的负序电流幅值逐渐增大, 该处的故障相电流、正序电流及零序电流的幅值则呈现先减小后增大的“对勾”趋势。可见, 仿真结果与前文所述的故障电流幅值特性一致。

对于含 IIDG 的花瓣网, 当故障发生在不同位置时, IIDG 并网点下游线路的故障相有功功率、正序有功功率和零序有功功率的方向可能不同, 导致相应电流随着故障位置与母线的距离增大而呈现先减小后增大的趋势, 影响继电保护的性能。为验证此结论, 本文对单相接地故障分别发生于线路  $L_1$  中点 ( $x=0.5 \text{ km}$ ) 和线路  $L_4$  中点 ( $x=3.5 \text{ km}$ ) 的情况进行仿真, 对比保护 10 处测得的故障相电压、相电流及各序分量的相位, 如表 2 所示。

由表 2 可以看出, 当故障发生在表中 2 处不同的位置时, 保护 10 处测得的电压相位和负序电流相位基本不变, 而故障相电流、正序电流及零序电流的相位基本反相。根据功率计算公式可知, IIDG 并网点

表 2 保护 10 处测得的电压、电流相位

Table 2 Phase of voltage and current measured at Protection 10

电压	相位 / ( $^\circ$ )		电流	相位 / ( $^\circ$ )	
	$x=0.5 \text{ km}$	$x=3.5 \text{ km}$		$x=0.5 \text{ km}$	$x=3.5 \text{ km}$
$U_{\text{Sa}}$	-2.86	-2.10	$I_{3a}$	-176.60	-8.65
$U_{\text{S}(2)}$	-141.44	-141.61	$I_{3(2)}$	-4.11	-4.23
$U_{\text{S}(1)}$	-0.08	-0.07	$I_{3(1)}$	-170.13	-4.52
$U_{\text{S}(0)}$	-179.81	179.71	$I_{3(0)}$	170.69	0.54

下游线路的故障相有功功率、正序有功功率及零序有功功率的方向也会随着相应电流相位的变化而变化, 而负序功率方向基本不变。结合表 A1 和表 2 可知, 随着故障位置在主干线上沿顺时针方向变化, IIDG 并网点下游线路的故障相、正序及零序电流幅值存在递减与递增 2 个阶段, 在这 2 个阶段中, 相应功率具有相反的方向, 与前文理论分析结果一致。

## 4 继电保护的适用性分析

### 4.1 电流差动保护

现有花瓣网通常采用电流差动保护作为主干线各线路的主保护。该保护原理具有良好的选择性, 能够灵敏快速地切除区内的故障。由于传统电流差动保护对数据同步性要求较高, 现有研究成果提出了基于幅值或相位差的电流差动保护方法<sup>[11-13]</sup>。

基于幅值的电流差动保护无需考虑电流相位的影响, 仅依据线路两端电流的幅值来判断区内外故障, 对数据同步性要求低, 在含 IIDG 辐射网中性能良好<sup>[11]</sup>。由前述花瓣网故障特性分析可知, 花瓣网中总存在某一位置, 使得当该处发生单相接地故障时故障线路两端保护处测得故障电流幅值相等, 而非故障线路两端保护处测得的故障电流幅值也相等, 此时基于幅值的电流差动保护会发生拒动。考虑到当主干线上发生单相接地故障时, 故障线路两端保护处测得的各序电流及故障相电流均具有相位相同的特性, 而非故障线路两端保护处的上述各电流则具有相位相反的特性, 可在基于幅值的电流差动保护的基础上增加基于电流相位的辅助判据, 无需增加通信成本和提高同步性要求即可解决上述问题。

基于相位差的电流差动保护能够在电流较大时正确切除故障线路, 但在电流过小时可能由于设备无法测出电流相位而出现保护拒动或误动的情况。例如, 当故障发生在变电站母线附近时, 故障线路一端故障电流较大, 而另一端故障电流较小, 呈现弱馈特性, 若此时弱馈侧保护无法准确测量电流相位, 则可能造成故障线路上的保护拒动; 同时, 由于故障点弱馈侧的其他非故障线路上流过的电流也很小, 也可能出现电流相位测量不准的情况, 造成非故障线路保护误动。由前文故障特性分析可知, 当花瓣网中出现上述情况时, 故障线路两端故障电流幅值通

常相差较大,因此针对上述问题,可以通过增加基于电流幅值的辅助判据来解决,即若某线路一端保护电流超过启动值时则启动该线路的两端保护的幅值比较判据,根据幅值差判断是否应该动作。

另外,传统电流差动保护不受上述问题的影响,在故障线路两端幅值相等或一端电流过小导致相位测量不准时仍可准确。但是,当发生“弱馈”现象导致弱馈侧保护测得电流低于启动值时,传统电流差动保护会由于无法启动而出现拒动的情况。针对这种情况,可以在非弱馈侧保护启动后,向弱馈侧保护发送允许跳闸信号,两侧保护通过对比电流幅值决定是否动作,进而解决“弱馈”现象带来的问题。

#### 4.2 零序方向过电流保护

电流差动保护的正确动作依赖于完善的通信系统,当通信系统发生故障或数据同步出现问题时,电流差动保护可能出现误动或拒动的情况。因此,在花瓣网中,通常借助基于本地信息的零序方向过电流保护作为单相接地故障的后备保护。

零序方向过电流保护通常安装于花瓣网主干线各线路的两端。以图1为例,保护1、3、5、7、9为一组零序过电流保护,保护2、4、6、8、10为一组零序过电流保护,各保护正方向均为其相邻开关站母线或变电站母线流向线路。2组保护通常均按照相同的整定规则整定,即保护1和保护10的整定启动值和动作时限相同且保护2和保护9的整定启动值和动作时限相同,保护1、3、5、7、9的动作时限依次减少,保护10、8、6、4、2的动作时限依次减少。文献[9]指出在闭环网络中配置此类定时限过电流保护存在故障清除时间过长的问题。例如,图1中线路 $L_1$ 发生单相接地故障时,测得故障电流较小的保护2会快速动作,但测得故障电流较大的保护1的动作时限却很长。在花瓣网中,由于故障点一侧保护动作后该线路另一侧保护处测得的电流会发生突变,因此可利用此突变量对动作较慢的保护进行加速<sup>[10]</sup>。

另一方面,由花瓣网故障特性可知,在含IIDG花瓣网中,当IIDG并网点某一侧主干线上发生单相接地故障时,并网点另一侧主干线上流过的零序电流随故障位置变化呈现先增大后减小的趋势,并且具有方向变化的特性,这将导致零序过电流保护的整定更加复杂。以图3中线路 $L_1$ 上保护1出口处发生故障为例进行说明,根据上述规则进行整定,此时保护9处测得的零序电流方向为正方向。若此时保护9处测得的零序电流超过其整定值,或保护2处测得的零序电流小于启动值,则可能出现保护9与保护2同时动作或保护9动作而保护2拒动的情况,导致花瓣网主干线上所有负荷失电和IIDG离网。针对上述情况,可通过提高整定值来避免误动,同时通过反时限曲线的应用来减少后备保护动作时间<sup>[17]</sup>。

上述继电保护适应性分析的仿真验证见附录

B。鉴于篇幅所限,此处不再展开说明。

## 5 结论

闭环运行的花瓣网可靠性较高,能够满足配电网对供电可靠性的要求。研究含IIDG花瓣网的单相接地故障特性对花瓣网的发展与建设具有重要意义,能够为含IIDG花瓣网的保护方法设计及配置提供理论依据。本文结合现有IIDG故障等值模型,对不含IIDG的花瓣网和含有单个IIDG的花瓣网的单相接地故障特性进行了分析,得到以下基本结论:

1)不含IIDG花瓣网的主干线发生单相接地故障时,故障点两侧电流具有对称性和关联性,即随着故障点按顺时针方向变化,故障点上游线路的电流幅值减小、故障点下游线路的电流幅值增大,而故障点两侧电流相位一致并且基本不变;

2)IIDG的接入对故障点两侧的故障电流均有助增作用,并且会改变花瓣网的正序网络和零序网络,导致IIDG并网点下游线路的正序电流、零序电流和故障相电流随故障位置变化呈“对勾”趋势,使得花瓣网的单相接地故障电流特性更加复杂;

3)根据含IIDG花瓣网的故障特性,花瓣网不同位置发生故障时可能出现“弱馈”或非故障线路电流反向流动等现象,进而造成保护拒动或误动,需根据故障特性对现有保护方法设计进行完善。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

- [1] 黄伟军,钱远驰,吕志来. 闭环运行方式城市配电网接线模式的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(24): 123-127.  
HUANG Weijun, QIAN Yuanchi, LÜ Zhilai. Research of city distribution network layouts for closed-loop system[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(24): 123-127.
- [2] BILLER M, JAEGER J. Voltage-free distance protection method for closed loop structures[C]//2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. Sarajevo, Bosnia and Herzegovina: IEEE, 2018: 1-6.
- [3] 魏传芝,施啸寒,张恒旭,等. 考虑电流指令跟踪能力的PQ控制逆变器分布式电源故障模型[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(1): 59-65, 72.  
WEI Chuazhi, SHI Xiaohan, ZHANG Hengxu, et al. Fault model of IIDG with PQ control considering tracking capability of current command[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(1): 59-65, 72.
- [4] 杨伟涛,曾德辉,汪隆君,等. 逆变器分布式电源接入对小电阻接地系统馈线零序电流保护的影响[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(9): 162-168.  
YANG Weitao, ZENG Dehui, WANG Longjun, et al. Influence of inverter interfaced distributed generators on zero-sequence current protection for feeder of low resistance grounding system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(9): 162-168.
- [5] 谭会征,李永丽,陈晓龙,等. 带低电压穿越特性的逆变器分布式电源对配电网短路电流的影响[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(8): 31-37, 52.

- TAN Huizheng, LI Yongli, CHEN Xiaolong, et al. Influence of inverter-interfaced distributed generator with low-voltage ride-through capability on short circuit current of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(8): 31-37, 52.
- [6] 徐玉琴, 杨浩, 李鹏. 含逆变型分布式电源的小电阻接地方式配电网单相接地故障分析[J]. 电测与仪表, 2018, 55(16): 57-63.
- XU Yuqin, YANG Hao, LI Peng. Earth fault analysis on low resistance grounded distribution network with inverter interfaced distribution generation[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2018, 55(16): 57-63.
- [7] 国家电网公司. 分布式电源接入电网技术规定: Q/GDW 480—2010[S]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [8] 蔡燕春, 张少凡, 杨咏梅, 等. 20 kV 环网继电保护整定与运行分析[J]. 广东电力, 2016, 29(2): 64-69.
- CAI Yanchun, ZHANG Shaofan, YANG Yongmei, et al. Analysis on relay protection setting and operation of 20 kV loop network[J]. Guangdong Electric Power, 2016, 29(2): 64-69.
- [9] LI Bin, YU Xuan, BO Zhiqian, et al. Investigation of protection schemes for closed loop distribution network with distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(7): 79-84.
- [10] ZHANG Yagu, KONG Bo. Research on methods of non-communication protection for 20 kV closed-loop distribution network[C] // 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI<sup>2</sup>). Beijing, China: IEEE, 2017: 1-5.
- [11] 许德轩, 陆于平. 含 DG 配电网电流幅值差异化保护方案[J]. 电工技术学报, 2015, 30(18): 164-170.
- XU Sixuan, LU Yuping. Current amplitude differential protection for distribution system with DG[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(18): 164-170.
- [12] 张雪松, 马啸, 章雷其, 等. 有源配电网含不可测分支线路新型电流幅值差动保护判据[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(2): 76-84.
- ZHANG Xuesong, MA Xiao, ZHANG Lei, et al. Novel current amplitude differential protection criterion for line with unmeasurable branch in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(2): 76-84.
- [13] 许德轩, 陆于平. 电流相位变化量纵联保护方案[J]. 电工技术学报, 2016, 31(16): 198-206.
- XU Sixuan, LU Yuping. The current phase variation pilot protection method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(16): 198-206.
- [14] 李林川, 肖峻, 张艳霞. 电力系统基础[M]. 北京: 科学出版社, 2009: 162.
- [15] 王祖莲, 许晋奎. 继电保护与自动装置的相量分析[M]. 北京: 水利电力出版社, 1994: 84-90.
- [16] 卢继平, 肖知昊, 张紫鹤. 功率方向继电器的教学探讨与分析[J]. 电气电子教学学报, 2019, 41(5): 110-113.
- LU Jiping, XIAO Zhihao, ZHANG Zihao. Discussion and research on the power directional relay[J]. Journal of Electrical & Electronic Education, 2019, 41(5): 110-113.
- [17] 杨克杰, 黄纯. 配电网反时限过电流保护优化整定方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3): 163-168.
- YANG Kejie, HUANG Chun. Optimal setting method of inverse time over-current protection for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 163-168.

#### 作者简介:



陈晓龙

陈晓龙(1985—),男,副教授,博士,主要研究方向为电力系统故障分析、保护与控制(E-mail: xiaolong.chen@tju.edu.cn);

袁 姝(1997—),女,硕士研究生,主要研究方向为花瓣式配电网的故障分析、保护与控制(E-mail: yuanshu97\_@tju.edu.cn)。

(编辑 任思思)

## Analysis of single-phase grounding fault characteristics in petal-shaped distribution network with inverter-interfaced distributed generator

CHEN Xiaolong<sup>1</sup>, YUAN Shu<sup>1</sup>, LI Yongli<sup>1</sup>, LI Zhongqing<sup>2</sup>, WANG Qiang<sup>3</sup>, GENG Shaobo<sup>3</sup>

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

3. State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050000, China)

**Abstract:** The petal-shaped distribution network has high power supply reliability. However, the closed-loop operation mode and the access of IIDG (Inverter-Interfaced Distributed Generator) makes the distribution network has more complex fault characteristics. In order to study the characteristics of single-phase grounding fault in petal-shaped distribution network with IIDG, the formulas for grounding current at fault location, fault phase current and sequence current are derived by using the symmetrical component method, and the variation trends of the above currents are analyzed. The analytical results are verified by simulation. The results show that as the fault location move clockwise along the petal-shaped loop line, the amplitude of sequence currents and fault phase current on the upstream side of the fault location decrease and those on the downstream side increase. For the non-faulty line between the PCC (Point of Common Coupling) of IIDG and the substation busbar, the amplitude of the negative-sequence current increases monotonously, while that of the positive-sequence current, zero-sequence current and fault phase current all show a trend of decreasing first and then increasing due to a phase change of about 180°. On this basis, the applicability of current differential protection based on amplitude or phase and zero-sequence direction over-current protection in petal-shaped distribution network is discussed, and some suggestions for improvement are given.

**Key words:** petal-shaped distribution network; inverter-interfaced distributed generator; single-phase grounding fault; fault characteristic analysis; applicability of protection

# 附录 A

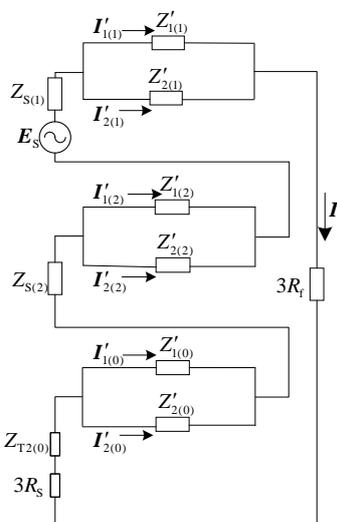


图 A1 不含 IIDG 的花瓣网单相接地故障复合序网图

Fig.A1 Compound sequence network of petal-shaped distribution network without IIDG when single-phase grounding fault occurs

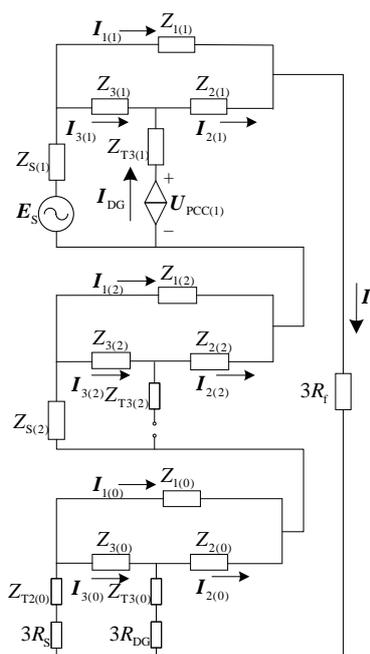


图 A2 含 IIDG 花瓣网单相接地故障复合序网图

Fig.A2 Compound sequence network of petal-shaped distribution network with an IIDG when single-phase grounding fault occurs

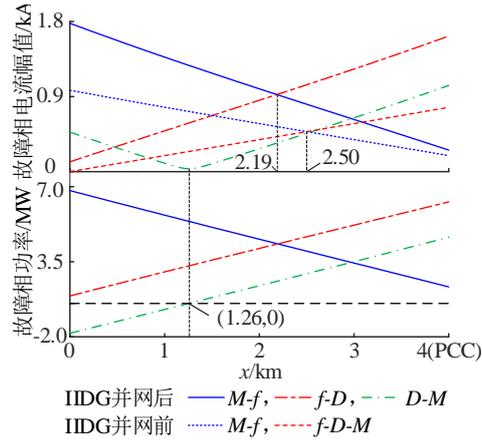


图 A3 故障相电流幅值及有功功率随故障位置变化趋势

Fig.A3 Variation trends of fault phase current amplitude and active power

表 A1 各序电流幅值

TableA1 Amplitudes of sequence currents

参数		参数值				
		x=0.5km	x=1.5km	x=2.0km	x=2.5km	x=3.5km
$I_{1(1)}/kA$	理论值	0.417	0.305	0.250	0.195	0.088
	仿真值	0.416	0.304	0.249	0.195	0.088
$I_{2(1)}/kA$	理论值	0.133	0.242	0.296	0.351	0.462
	仿真值	0.133	0.242	0.296	0.349	0.461
$I_{3(1)}/kA$	理论值	0.260	0.154	0.105	0.062	0.091
	仿真值	0.262	0.158	0.112	0.065	0.093
$I_{1(2)}/kA$	理论值	0.495	0.382	0.327	0.273	0.164
	仿真值	0.494	0.380	0.327	0.272	0.164
$I_{2(2)}/kA$	理论值	0.055	0.164	0.218	0.273	0.382
	仿真值	0.055	0.163	0.218	0.272	0.383
$I_{3(2)}/kA$	理论值	0.055	0.164	0.218	0.273	0.383
	仿真值	0.055	0.163	0.218	0.272	0.383
$I_{1(0)}/kA$	理论值	0.440	0.328	0.273	0.218	0.110
	仿真值	0.438	0.327	0.272	0.218	0.109
$I_{2(0)}/kA$	理论值	0.110	0.218	0.273	0.327	0.438
	仿真值	0.109	0.218	0.272	0.327	0.437
$I_{3(0)}/kA$	理论值	0.164	0.055	0.008	0.055	0.164
	仿真值	0.164	0.055	0.014	0.057	0.165

## 附录 B

### 1 电流差动保护适用性分析仿真验证

利用文献[11]中提出的判据对基于幅值的电流差动保护的适应性进行仿真验证。该判据如下式所示：

$$I_{1a}\sqrt{\sin\theta} - I_{2a}\sqrt{\sin\theta} > 0.2\sqrt{I_{1a}I_{2a}\cos\theta} \quad (\text{B1})$$

$$\theta = \arccos\left(\frac{I_{2a} - I_{2\text{apre}}}{I_{1a} - I_{1\text{apre}}}\right) \quad (\text{B2})$$

式中： $I_{1a}$ 和 $I_{2a}$ 分别为故障后的故障线路两端保护处测得的相电流幅值； $I_{1\text{apre}}$ 和 $I_{2\text{apre}}$ 分别为正常运行时的线路两端的相电流幅值。

令花瓣网中各母线均接入功率因数为 0.9 的 1MW 负荷，在不含 IIDG 花瓣网的主干线中点处( $x=2.5\text{km}$ )设置金属性单相接地故障，则保护 1、2、5、6 处在故障前后测得的 A 相电流幅值和相应的保护动作量和制动量如表 B1 所示。其中，保护 1、2 分别位于非故障线路  $L_1$  两端，保护 5、6 分别位于故障线路  $L_3$  两端。

表 B1 电流幅值差动保护的相关电流幅值

TableB1 Relative current amplitude of current amplitude differential protection

保护编号	1	2	5	6
故障前电流/kA	0.173	0.173	0.000	0.000
故障后电流/kA	0.827	0.827	0.675	0.675
动作量/kA	0	0	0	0
制动量/kA	0.165	0.165	0.135	0.135

由于花瓣网拓扑对称，因此故障前线路  $L_3$  上负荷电流极小。当线路  $L_3$  中点发生故障时，故障线路和非故障线路均具有两侧电流幅值相等的特点，基于幅值的电流差动保护难以区分区内故障，导致拒动。含 IIDG 的花瓣网也存在类似的情况，只是令故障线路两端电流幅值相等的故障点已不再位于主干线中点处。

利用文献[13]中提出的判据对基于相位差的电流差动保护在花瓣网中的适应性进行仿真验证。对应判据为：

$$\sqrt{I_{1a}^2 + I_{2a}^2 - 2I_{1a}I_{2a}\cos(180^\circ - \theta_p)} > K\sqrt{I_{1a}^2 + I_{2a}^2 - 2I_{1a}I_{2a}\cos\theta_p} \quad (\text{B3})$$

式中： $\theta_p = 180^\circ - |\Delta\theta_{1a} - \Delta\theta_{2a}|$ ， $\Delta\theta_{1a}$ 、 $\Delta\theta_{2a}$ 分别为故障线路两端保护在故障前、后测得的电流相位突变量； $K$ 为制动系数，取 0.5。

在不含 IIDG 花瓣网中的保护 1 出口处( $x=0\text{km}$ )设置金属性单相接地故障。故障线路  $L_1$  两端的保护 1、2 和非故障线路  $L_3$  两侧的保护 5、6 处测得的 A 相电流幅值、相位突变量( $\Delta\theta_{1a}$ 、 $\Delta\theta_{2a}$ )以及保护的動作量和制动量如表 B2 所示。

表 B2 电流相位差动保护的相关电流数据

TableB2 Relative current data of current phase differential protection

被保护线路	$L_1$ (故障)	$L_3$ (非故障)
$I_{1a}/\text{kA}$	1.380	0
$I_{2a}/\text{kA}$	0	0
$\Delta\theta_{1a}/(^\circ)$	23	—
$\Delta\theta_{2a}/(^\circ)$	—	—
动作量	1.380	0
制动量	0.690	0

由表 B2 可知，当保护 1 出口处故障时，非故障线路  $L_3$  和故障线路  $L_1$  一侧保护处测得的电流非常小，其相位测量具有极大的不准确性。若以过电流元件作为启动元件，则存在故障线路保护拒动的风险。若不考虑保护启动问题，而仅依据电流相位差判别区内故障，则可能会

出现非故障线路保护误动的问题。在这种故障情况下，故障线路与非故障线路的电流幅值差有较大差异，引入幅值比较判据可以有效区分两者能够避免保护误动的问题，利用幅值差异启动保护则能够降低保护拒动的风险。在含 IIDG 的花瓣网中，当变电站母线附近发生金属性单相接地故障时，也会出现类似的“弱馈”现象。但是，若 IIDG 的并网容量较高，则其输出电流会使得“弱馈”侧也存在较大的故障电流，这对基于相位差的电流差动保护是有利的。

## 2 零序方向过电流保护适用性分析仿真验证

在广州中新知识城 20kV 花瓣网工程中，零序方向过电流保护设置的定值  $60\text{A}^{[8]}$ 。为验证零序方向过电流保护在 10kV 花瓣网中的适用性，将各保护的定值设为 30A，保护的选择性主要由方向元件和动作时限保证。动作时限如表 B3 所示。

表 B3 零序方向过电流保护的定值

TableB3 Operating time limits of directional zero-sequence-current protection

保护	动作时限	保护	动作时限
1	$t_0+4\Delta t$	2	$t_0$
3	$t_0+3\Delta t$	4	$t_0+\Delta t$
5	$t_0+2\Delta t$	6	$t_0+2\Delta t$
7	$t_0+\Delta t$	8	$t_0+3\Delta t$
9	$t_0$	10	$t_0+4\Delta t$

在含 IIDG 花瓣网中的线路  $L_1$  中点处设置金属性单相接地故障，则各保护处测得的三倍零序电流和动作时间如表 B4 所示。

表 B4 零序方向过电流保护的仿真结果

TableB4 Operating state of directional zero-sequence-current protection

保护	$3I_{(0)}/\text{kA}$	功率方向	是否动作	动作时间
1	2.100	正	是	$t_0+4\Delta t$
2	0.522	正	是	$t_0$
3	0.522	反	否	/
4	0.522	正	否	/
9	0.781	正	是	$t_0$
10	0.781	反	否	/

表 B4 所示的仿真结果与正文中理论分析结果一致。对于故障线路  $L_1$ ，保护 2 会以较短的时间动作，而保护 1 则需经过较长时间 ( $t_0+4\Delta t$ ) 才能动作。对于 IIDG 并网点故障侧的非故障线路  $L_2$ ，保护 3、4 能够保证正确不动作。对于 IIDG 并网点非故障侧的线路  $L_5$ ，与“对勾”特性分析结果一致，当故障发生于线路  $L_1$  上并且在变电站母线附近时，线路  $L_5$  上的零序电流反向流动，导致保护 9 处测得的零序功率方向与其规定的正方向相同，因此保护 9 会与保护 2 同时动作，导致该花瓣主干线上所有负荷失电和 IIDG 离网。