

DOI: 10.7500/AEPS201208181

含分布式电源配电网的故障定位

刘 健¹, 张小庆¹, 同向前², 张志华¹, 杜红卫³, 陈宜凯¹

(1. 陕西电力科学研究院, 陕西省西安市 710054; 2. 西安理工大学自动化与信息工程学院, 陕西省西安市 710048;
3. 南瑞集团公司, 江苏省南京市 210003)

摘要:为解决含分布式电源配电网的故障定位问题,对分布式电源的故障电流特性和含分布式电源配电网的短路电流进行了分析,探讨了根据故障电流信息和传统故障定位规则,对含分布式电源配电网进行故障定位的可行性分析。文中提出一种针对架空配电网且根据故障电流信息的改进故障定位策略,利用重合闸与分布式电源脱网的配合,解决含分布式电源架空配电网故障定位难题。研究表明:对于分布式电源接入母线的情形,可以根据故障电流信息,依靠传统的故障定位规则进行故障定位;在适当限制分布式电源接入馈线容量比例的条件下,对电缆配电网和供电距离较短的架空配电网,根据故障电流信息采用传统故障定位规则基本上都能正确进行故障定位,而对于供电距离较长、接纳电机类分布式电源容量偏高的架空配电网,需采用根据故障电流信息的改进故障定位策略。

关键词:配电网; 配电自动化; 分布式电源; 短路电流; 故障定位

0 引言

配电自动化是提高供电可靠性、扩大供电能力和实现配电网高效、经济运行的重要手段^[1]。配电网故障定位是配电自动化的基本功能之一,长期以来,国内外学者围绕配电网故障定位问题开展了大量研究,取得了许多成果^[2-4],但较少讨论分布式电源(DG)分散接入配电网时对配电自动化系统故障定位的影响。

文献[5-6]研究了 DG 对配电网馈线继电保护配合的影响。文献[7-11]研究了同步发电机、鼠笼异步感应发电机(SCIG)、双馈异步感应发电机(DFIG)和直接或间接电流控制型逆变器类 DG 接入配电网后的短路电流分析问题。

上述研究表明,故障时由 DG 提供的短路电流会对配电网继电保护配合产生一定影响,并且一些 DG 的故障电流特性较为复杂,且易受自然条件的影响,这些都会给配电网故障处理带来一定困难。

本文旨在分析 DG 对配电自动化系统故障定位的影响,探索含 DG 配电网故障定位的解决策略。

1 DG 的故障电流特性

DG 包括热电联产(CHP)发电、微型燃气轮机发电、小型水力发电、风力发电、光伏发电、太阳能发

电、生物质能发电、燃料电池等。

按照 DG 与配电网的接口方式不同,DG 可分为变流器类电源和电机类电源。本节主要讨论 DG 的最大短路电流,即 DG 在自然资源充足情况下提供的短路电流。

1.1 电机类 DG

通过同步发电机或异步发电机直接连接到配电网的 DG 属于电机类 DG。通常,CHP 发电和小型水力发电等采用同步发电机直接并网,而风力发电一般采用 SCIG 或 DFIG 直接并网。

根据文献[7-8],在并网点发生短路时,同步发电机输出的起始短路电流可达额定电流的 7 倍左右。如果短路点距离 DG 安装点较远,考虑到线路阻抗和非理想金属性短路,实际短路电流会小一些。

根据文献[7,9],在并网点发生短路时,SCIG 提供的起始短路电流约为额定电流的 5~7 倍,此后经过约 3~10 个周期逐渐衰减到零。

根据文献[7,10-11],在并网点发生短路时,DFIG 会产生 8~10 倍于额定电流的起始短路电流,然后逐渐衰减。若在短路期间,DFIG 的转子功率控制器仍维持有效,则 DFIG 会提供持续的短路电流,但其值会限制在略高于负荷电流。但若发生短路时,Crowbar 电路起作用,将转子绕组短接,则 DFIG 的短路电流特性与 SCIG 类似,稳态短路电流趋于零。

收稿日期: 2012-08-21; 修回日期: 2012-11-06。

国家电网公司科技项目。

1.2 变流器类 DG

通常,燃料电池、光伏电池、直驱式风力发电、微型燃气轮机和储能装置等都是通过变流器并网的。变流器类 DG 的限流特性取决于变流器的控制与保护策略。

接入到配电网运行的变流器类电源基本上采用三相电压源变流器(VSC),其直流母线接收来自 DG 或储能装置的直流电,由 VSC 将直流电逆变为与电网电压同步的交流电,经过连接电抗器的缓冲和滤波后接入配电网中。

VSC 存在直接电流控制和间接电流控制 2 种基本控制策略,其短路电流特性显著不同。

直接电流控制方式可以实时控制交流电流的瞬时值^[7,12]。在并网点发生短路时,DG 向短路点提供的短路电流始终可以控制在设定的允许过电流范围(一般为 1.2~1.5 倍的额定电流)之内。

对于间接电流控制,由于存在调节过程,在配电网发生短路时,将会出现一个暂态过程。次暂态短路电流的大小取决于变流器的电路参数,一般不超过 4 倍额定电流,稳态短路电流将限制在过电流设定值范围(一般为 1.2~1.5 倍的额定电流)之内。

2 含 DG 配电网的短路电流计算

含 DG 配电网的短路电流计算依赖于配电网结构、DG 接入位置,以及所有无源和有源元件的等值模型。配电网的短路电流在短路期间是一个动态变化过程,要求一个模型能够反映短路全电流的变化过程非常困难,因此,短路电流特性常用一个最大的次暂态短路电流(起始短路电流)和一个最小的稳态短路电流来表征。而对配电自动化系统故障定位影响较大的主要是次暂态短路电流。

含 DG 配电网的短路电流计算一般遵循以下步骤:首先建立 DG 的等效电路,电机类和采用间接电流控制的变流器类 DG 等效为电压源和次暂态电抗的串联形式,而采用直接电流控制策略的变流器类 DG 等效为电流源;之后将 DG 的等效模型、配电网各元件以及系统侧等效电源按照元件之间的电路连接关系连接起来,形成配电网的短路分析模型;再根据电路连接关系,求取各电源点(包括配电网的系统等效电源)单独在网络中引起的短路电流,即该电源对短路电流的贡献;所有电源产生的短路电流之和即为系统的总短路电流。

上述短路电流没有包含非周期分量,馈线终端、配电终端中故障电流检测虽然采用傅里叶算法,但由于存在互感器和采样误差,以及非周期分量影响难以完全排除,在设置电流定值时需采取乘系数的方式加以考虑。

3 DG 对传统故障定位策略的影响及解决方案

DG 接入配电网后,会改变配电网的短路电流水平和方向。由于 DG 容量一般较小,提供的短路电流也较小,而且短路电流会受到光照和风速等自然因素影响,因此,增加了继电保护配合的困难。但也由于 DG 提供的短路电流较小,对配电自动化系统的故障定位一般不会造成较大影响,利用这个特点,完全有可能采用附录 A 所述的基于故障电流的传统故障定位规则或者是对其稍加改进就能实现故障定位。

3.1 DG 接入的相关限制

为了减少 DG 对配电网的影响,对 DG 的接入一般有以下限制。

1) 国家电网公司标准 Q/GDW480—2010《分布式电源接入电网技术规定》要求,DG 总容量原则上不超过上一级变压器所供区域负荷的 25%。

2) IEEE 起草的 DG 并网标准 Std 1547.2 中,定义了刚性系数(SR)的概念。SR 定义为公共连接点(PCC)含 DG 的配电网短路容量与 DG 短路容量之比,并要求 SR 不能低于 20。SR 反映了 DG 对 PCC 处短路电流的贡献。

3.2 DG 接入上游母线的情形

对于 DG 接入上游母线的情形,无论接入数量多少,在 SR 满足 Std 1547.2 标准要求的条件下,根据故障电流信息,采用基于故障电流的传统故障定位规则(见附录 A)就能实现故障定位。但是,需要将 DG 接入点开关和 DG 出口断路器处的配电终端的故障电流信息上报阈值均根据主电源的短路电流设置,使流过主电源所提供的短路电流时超过该阈值而上报故障电流信息,但流过 DG 所提供的短路电流时不超过该阈值而不上报故障电流信息。

例如:对图 1 所示的情形,开关 S1,S2,A,B,C,D,E 上报故障电流信息的电流阈值均根据主电源的短路电流设置,DG 接入点开关 S3 和 DG 出口开关 G 上报故障电流信息的电流阈值也根据主电源的短路电流设置。

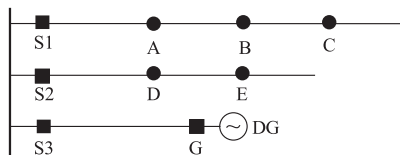


图 1 DG 接入母线的情形

Fig. 1 Diagram of a DG connected to bus

当 DG 发生故障时,开关 S3 和 G 均上报故障电流信息,因此,依据传统故障定位规则可判定是

DG 故障。

当开关 G 与 S3 之间的线路上发生故障时,只有 S3 上报故障电流信息,这是因为开关 G 的电流阈值根据主电源的短路电流设置,而 G 只流过 DG 所提供的短路电流。因此,依据传统故障定位规则可以判定是 G 与 S3 之间馈线故障。

当母线所带某条馈线上,如开关 E 下游区域故障时,此时只有 S2, D 和 E 上报故障电流信息,因此,依据传统故障定位规则可以判定是 E 下游区域故障。

对于多个 DG 接入母线的情形,由于非故障 DG 支路与来自主电源的短路电流相叠加,因此上述选择性更容易满足。

对于由于光照和风速等自然因素导致 DG 出力严重减少的情形,故障时流过 DG 出口断路器的短路电流可能很小而使其过电流保护不能启动,此时可依靠 DG 的“反孤岛”保护动作使得 DG 从电网脱离(对于 DG 接入馈线的情形也是如此)。在这种情况下,不会影响依据传统故障定位规则进行故障定位的准确性。

3.3 DG 接入馈线的情形

对于 DG 接入馈线的情形,当某个区域发生故障时,除了该区域的主电源侧端点会流过主电源所提供的短路电流以外,对于该区域与 DG 连接的端点也会流过相应 DG 提供的短路电流。若主电源提供的短路电流与 DG 提供的短路电流相差较大时,可以设置故障电流上报阈值,当流过主电源所提供的短路电流时超过该阈值而上报故障电流信息,而流过 DG 提供的短路电流时未超过该阈值而不上报故障电流信息,从而根据故障电流信息依靠传统故障定位规则就可以进行故障定位。但是,若主电源所提供的短路电流与 DG 提供的短路电流相差不大时,则难以使设置故障电流上报阈值达到上述目的,根据故障电流信息依靠传统故障定位规则进行故障定位会发生误判。

例如,对于图 2 所示的情形,开关 A, B, C 包含的区域内部故障时,开关 S 和 A 流过主电源所提供的短路电流,开关 B, E 和 G 流过 DG 所提供的短路电流,若两者差别较大,则只有 S 和 A 上报故障电流,依据传统故障定位规则可以正确判断出故障发生在开关 A, B, C 包含的区域内。若主电源所提供的短路电流与 DG 提供的短路电流差别不大,则可能造成开关 S, A, B, E 和 G 均上报故障电流信息,依据传统故障定位规则无法判断出故障区域。

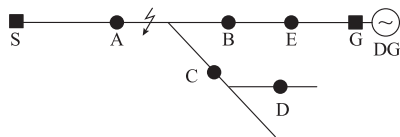


图 2 DG 接入馈线的情形

Fig. 2 Diagram of a DG connected to feeder

显然,故障区域距离主电源越远则其提供的短路电流越小,故障区域对侧的 DG 容量越大、距故障点越近则其提供的短路电流越大。

设馈线的额定载流量为 I_c ,无论何种类型的配电网架,在满足 $N-1$ 准则情况下,对于一条馈线转带对侧馈线的部分(对于多分段多连接、多供一备网)或全部(对于“手拉手”环状网)负荷的最严酷情形,所提供的负荷电流最大不能超过 I_c 。

参照 Q/GDW480—2010 要求,DG 总容量原则上不超过上一级变压器所供区域负荷的 25%,规定分散接入每条馈线的 DG 总容量不超过该馈线最严酷情形下所带负荷的 25%,则在最严酷情形下每条馈线上的 DG 总额定电流不超过 $I_c/4$ 。

由第 1 节可知,电机类 DG 和间接电流控制的变流器类 DG 的短路电流最大不超过 DG 额定电流的 10 倍,直接电流控制的变流器类 DG 的短路电流最大不超过 DG 额定电流的 1.5 倍。

因此,若全部采用电机类 DG 和间接电流控制的变流器类 DG,则在最不利情形下,2 条馈线上 DG 提供的短路电流最大不超过 $10I_c/4$,再考虑 1.5 倍的可靠系数,将各个开关处的配电终端的故障电流信息上报阈值整定为不低于 $15I_c/4$ 。此时只要能够保证在负荷转带情况下,线路末端短路时主电源所提供的最小短路电流不低于故障电流信息上报阈值,就可使各个开关处的配电终端在流过主电源提供的短路电流时上报故障电流信息,而流过 DG 提供的短路电流时不上报故障电流信息,即可确保故障电流信息上报具有选择性,从而根据故障电流信息依靠传统故障定位规则就能进行故障定位。

若全部采用直接电流控制的变流器类 DG,则在最不利情形下,2 条馈线上 DG 提供的短路电流最大不超过 $3I_c/8$,再考虑 1.5 倍的可靠系数,将各个开关处的配电终端的故障电流信息上报阈值整定为不低于 $9I_c/16$ 。此时只要能够保证在负荷转带情况下,线路末端短路时主电源所提供的最小短路电流不低于故障电流信息上报阈值,即可确保故障电流信息上报具有选择性,从而根据故障电流信息依靠传统故障定位规则就能进行故障定位。

但是考虑到 DG 接入以后,当在 DG 接入点下游发生故障时,会导致流过其上游开关的短路电流

减小,因此,在确定负荷转带情况下线路末端短路主电源所提供的最小短路电流时,需要计入这种影响。图3所示为一个典型的含DG馈线的短路简化分析电路。

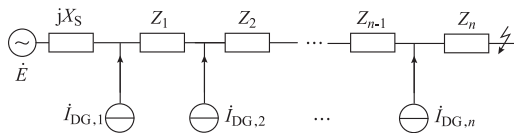


图3 含DG馈线的短路简化分析电路

Fig.3 Simplified circuit of a feeder with distributed generations for short-circuit analysis

图中: $\dot{E}$ 为系统侧电源等效电势; X_s 为系统侧电源等效电抗; $Z_1, Z_2, \dots, Z_n$ 为各段线路的阻抗;为了确定最严重的情况并便于分析,将DG按照其出口短路时所能提供的最大短路电流近似等效为电流源,即认为DG提供的短路电流不受线路阻抗的影响, $i_{DG,1}, i_{DG,2}, \dots, i_{DG,n}$ 为各DG的等效短路电流,并假设 $i_{DG,1}, i_{DG,2}, \dots, i_{DG,n}$ 的相角相同,均为 α ,上述假设比实际情况更加严酷。

由图3可以看出,DG接入以前,线路末端短路时主电源提供的短路电流为:

$$i_{sc} = \frac{\dot{E}}{jX_s + \sum_{i=1}^n Z_i} \quad (1)$$

DG接入以后,线路末端短路时主电源提供的最小短路电流,即离电源点最近的DG接入点上游的短路电流为:

$$i_{sc}' = \frac{\dot{E}}{jX_s + \sum_{i=1}^n Z_i} - \frac{i_{DG,1} \sum_{i=1}^n Z_i + i_{DG,2} \sum_{i=2}^n Z_i + \dots + i_{DG,n} Z_n}{jX_s + \sum_{i=1}^n Z_i} \quad (2)$$

对比式(1)和式(2)可以发现,DG接入后造成线路末端短路时,流过其上游开关的短路电流减小的部分为:

$$\Delta i_{sc} = \frac{i_{DG,1} \sum_{i=1}^n Z_i + i_{DG,2} \sum_{i=2}^n Z_i + \dots + i_{DG,n} Z_n}{jX_s + \sum_{i=1}^n Z_i} \quad (3)$$

一般情况下,对于某条给定的馈线应有 $Z_1, Z_2, \dots, Z_n$ 的阻抗角相等,假设线路的阻抗角为 φ_L ,同时令

$$jX_s + \sum_{i=1}^n Z_i = Z \angle \varphi \quad (4)$$

则式(3)可以转化为:

$$\Delta i_{sc} = \frac{1}{Z} \left(I_{DG,1} \sum_{i=1}^n |Z_i| + I_{DG,2} \sum_{i=2}^n |Z_i| + \dots + I_{DG,n} |Z_n| \right) \angle (\alpha + \varphi_L - \varphi) \quad (5)$$

Δi_{sc} 的有效值为:

$$\Delta I_{sc} = \frac{1}{Z} \left(I_{DG,1} \sum_{i=1}^n |Z_i| + I_{DG,2} \sum_{i=2}^n |Z_i| + \dots + I_{DG,n} |Z_n| \right) \quad (6)$$

将式(6)作为目标函数,约束条件为:

$$\sum_{i=1}^n |Z_i| = Z_L \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^n I_{DG,i} = I \quad (8)$$

式中: Z_L 为线路总阻抗,为常数; I 为DG总等效短路电流,为常数。

运用拉格朗日数乘法求解,可得当 $I_{DG,1} = I$ 且 $I_{DG,2} = I_{DG,3} = \dots = I_{DG,n} = 0$ 时, ΔI_{sc} 取得极大值且极大值为 $Z_L I / Z$ 。由于 $Z_L \leq Z$,因此 ΔI_{sc} 最大不超过 I 。即当DG全部由首端集中接入时,对线路末端短路主电源提供的最小短路电流影响最严重,并且减小的短路电流最大不超过DG的总等效短路电流,当全部采用电机类DG和间接电流控制变流器类DG时, ΔI_{sc} 最大不超过 $10I_c / 4$;当全部采用直接电流控制的变流器类DG时, ΔI_{sc} 最大不超过 $3I_c / 8$ 。

上述分析针对的是三相短路的情况,而主电源提供的最小短路电流一般出现在两相相间短路时。不考虑DG影响时,两相相间短路电流近似为三相短路电流的 $\sqrt{3}/2$ 倍。

因此,计入DG对负荷转带情况下主电源所提供的最小短路电流的影响以后,在全部采用电机类DG和间接电流控制变流器类DG时,要使故障电流信息上报具有选择性,应满足

$$\frac{\sqrt{3}}{2} |i_{sc}| - \frac{10}{4} I_c \geq \frac{15}{4} I_c \quad (9)$$

即

$$|i_{sc}| \geq \frac{25\sqrt{3}}{6} I_c \quad (10)$$

在全部采用直接电流控制变流器类DG时,要使故障电流信息上报具有选择性,应满足

$$\frac{\sqrt{3}}{2} |i_{sc}| - \frac{3}{8} I_c \geq \frac{9}{16} I_c \quad (11)$$

即

$$|i_{sc}| \geq \frac{15\sqrt{3}}{24} I_c \quad (12)$$

式(12)对于正常设计的配电网一般总是成立

的,因此,对于全部采用直接电流控制变流器类 DG 的配电网,只要 DG 接入容量不超过该馈线正常情况下所带负荷的 25%,均可采用传统故障定位规则进行故障定位。对于全部采用电机类 DG 或间接电流控制变流器类 DG 的配电网,显然不能确保式(10)总是成立。

根据式(10)和式(12)可以在已知某个配电网主电源短路容量的条件下,计算得出对于不同类型和截面导线,在接入不同类型 DG 时,能够满足故障电流信息上报选择性要求的供电距离。几种典型类型和截面导线的载流量和阻抗参数如表 1 所示,当主电源短路容量分别为 100 MVA,200 MVA 和 500 MVA 时,相应的各种类型和截面导线满足故障电流信息上报选择性要求的供电距离如表 2 所示。

表 1 几种典型类型和截面的导线载流量和阻抗参数
Table 1 Ampacity and impedance parameters of several typical conductors with different types and sections

线型	载流量/A	正序电阻/ ($\Omega \cdot \text{km}^{-1}$)	正序电抗/ ($\Omega \cdot \text{km}^{-1}$)
LGJ-150	445	0.221	0.384
LGJ-185	515	0.181	0.378
LGJ-240	610	0.138	0.369
YJV-150	420	0.159	0.105
YJV-185	465	0.128	0.101
YJV-240	530	0.098	0.098
YJV-300	580	0.079	0.095

表 2 不同导线满足故障信息上报选择性要求的供电距离
Table 2 Supply distance of different conductors to suffice selective requirement of fault information report

线型	主电源短路 容量/MVA	供电距离/km	
		电机类 DG	直接电流控制逆变器类 DG
LGJ-150	500	3.7	19.3
	200	3.0	18.7
	100	1.9	17.7
LGJ-185	500	3.3	20.4
	200	2.6	19.7
	100	1.4	18.6
LGJ-240	500	2.8	21.7
	200	2.1	20.9
	100	0.8	19.7
YJV-150	500	9.4	52.2
	200	8.3	51.3
	100	6.1	49.7
YJV-185	500	9.7	60.9
	200	8.4	59.7
	100	5.6	57.7
YJV-240	500	9.8	71.3
	200	8.0	69.7
	100	4.5	67.1
YJV-300	500	9.9	80.1
	200	7.7	78.2
	100	3.7	75.0

由表 2 可见,当全部采用电机类 DG 或间接电流控制变流器类 DG,且限制分散接入每条馈线的 DG 总容量不超过该馈线最严酷情形下所带负荷的 25%时,对于城市电缆配电网或供电半径较短的城市架空配电网,一般能够保证主电源提供的短路电流显著高于 DG 提供的最大短路电流,使各个开关的配电终端的故障电流信息上报具有选择性,从而依靠故障电流信息就能进行故障定位。但是对于供电距离较长的架空配电网(尤其是农村配电网),有可能不能满足上述要求。

表 3 反映了在最不利情形下,当主电源短路容量分别为 100 MVA,200 MVA,500 MVA 时,采用 LGJ-240 架空线或 YJV-240 电缆供电,在不同供电距离下,若要根据故障电流信息利用传统故障定位规则就能进行故障定位,对于馈线上电机类 DG 接入容量比例的上限要求。

表 3 2 种典型导线在不同供电距离下的电机类 DG 接入比例上限
Table 3 DG connected proportion limit of two typical conductors according to different supply distances

供电距离/km	DG 允许接入比例上限/%					
	LGJ-240 导线			YJV-240 导线		
	S ₃	S ₂	S ₁	S ₃	S ₂	S ₁
5	15.1	13.4	11.2	44.5	34.1	24.0
6	12.8	11.6	10.0	38.3	30.5	22.3
7	11.1	10.1	8.8	33.6	27.5	20.7
8	9.8	9.0	8.0	30.0	25.0	19.3
9	8.7	8.1	7.3	27.0	23.0	18.1
10	7.9	7.4	6.7	24.5	21.2	17.1
15	5.3	5.1	4.8	16.9	15.3	13.1
20	4.0	3.9	3.7	12.9	12.0	10.6
25	3.2	3.1	3.0	10.4	9.8	8.9
30	2.7	2.6	2.6	8.8	8.3	7.7

注: S₁, S₂, S₃ 分别表示主电源短路容量为 100 MVA,200 MVA, 500 MVA。

当然,由于上述结论都是针对最不利情况的,所以得出的结论比较苛刻。实际应用中,如果 DG 分布比较分散或电机类 DG 的比例较小,则更加有利,供电距离也可以更长些,或者接入容量比例可以更大些。

3.4 架空配电网的改进故障定位策略

由上文分析可见,对于城市电缆配电网而言,在其供电距离范围内,根据故障电流信息依靠传统故障定位规则基本上都能正确进行故障定位。

对于架空配电网,其能够满足 DG 与主电源短路电流水平差异性要求的供电距离偏短,尤其是以架空线为主的农村配电网的供电半径一般都较长,接纳 DG 尤其是电机类 DG 的容量也偏高,根据故障电流依靠传统故障定位规则进行全范围故障定位

比较困难。

但是,架空配电网一般需要根据重合闸来判断永久性故障和瞬时性故障,而根据 Q/GDW480—2010 规定,非有意识孤岛的 DG 必须在馈线故障后 2 s 内从电网脱离。利用上述特点,可以对根据故障电流信息的传统故障定位策略作如下改进。

1) 馈线开关采用负荷开关,只有变电站出线断路器具备过流保护和一次快速重合闸功能,重合闸延时时间为 2.5~3.5 s。

2) 故障发生后,变电站出线断路器过流保护动作跳闸。

3) 2 s 后,该馈线上的 DG 全部从电网脱离。

4) 变电站出线断路器跳闸后经 2.5~3.5 s 延时进行重合,若是瞬时性故障则恢复全馈线供电;若是永久性故障,则变电站出线断路器再次跳闸,此时配电自动化系统采集到的故障信息就排除了 DG 的影响,可以根据故障电流依靠传统故障定位规则进行全范围故障定位。

上述改进策略对于接入任意容量 DG 的情形均适用。对于因系统短路容量较小(即短路电流水平较低)导致超出选择性适应范围的电缆馈线也可参照。

3.5 选择故障定位策略的一般原则

根据上文论述,对于含 DG 配电网的配电自动化系统在选择故障定位策略时,一般可以遵循如下原则。

1) 若 DG 是从母线接入配电网,则无论是架空线还是电缆配电网,都可以依据故障电流信息采用传统故障定位规则进行故障定位。

2) 对于 DG 接入馈线的情形,若 DG 类型均为直接电流控制变流器类 DG,则当限制分散接入每条馈线的 DG 总容量不超过该馈线最严酷情形下所带负荷的 25% 时,可以依据故障电流信息采用传统故障定位规则进行故障定位。

3) 对于 DG 接入馈线的情形,若 DG 类型全部为电机类 DG 或间接电流控制变流器类 DG,当限制分散接入每条馈线的 DG 总容量不超过该馈线最严酷情形下所带负荷的 25% 时,只要供电距离在满足表 2 所示的 DG 与主电源短路电流水平差异性要求的范围之内,或者是当供电距离一定时,只要 DG 接入容量在表 3 所示的范围之内,则都可以根据故障电流信息采用传统故障定位规则进行故障定位;若供电距离或 DG 接入容量超出表 2 和表 3 所示的范围,则需要按照第 2 节的方法对各区域故障后流经各开关的短路电流进行计算,如果可以找到一个阈值,能可靠地将来自主电源的短路电流和 DG 提供

的最大短路电流区分开,只有流过主电源提供的短路电流时配电自动化终端才上报故障电流信息,则仍可以根据故障电流信息采用传统故障定位规则进行故障定位。

4) 对于不能根据故障电流信息依靠传统故障定位规则进行故障定位的架空配电网,需要采用 3.4 节所述的改进故障定位策略。

4 实例分析

图 4 所示为一个典型的 DG 从馈线接入“手拉手”环状架空配电网的算例,图 4(a) 为其正常运行时的状态。图中: S1 和 S2 为变电站出线开关; A, B, C, E, F 为线路分段开关; D 为联络开关; G 和 H 为 DG 出口断路器。线路导线型号均为 LGJ-240 钢芯铝绞线,括号内的数字分别代表各馈线段的长度。DG1 为 DFIG 型 DG, DG2 为间接电流控制变流器类 DG, DG1 和 DG2 的额定容量均为 1.25 MVA。S1 和 S2 系统侧电源的短路容量分别为 500 MVA 和 250 MVA。

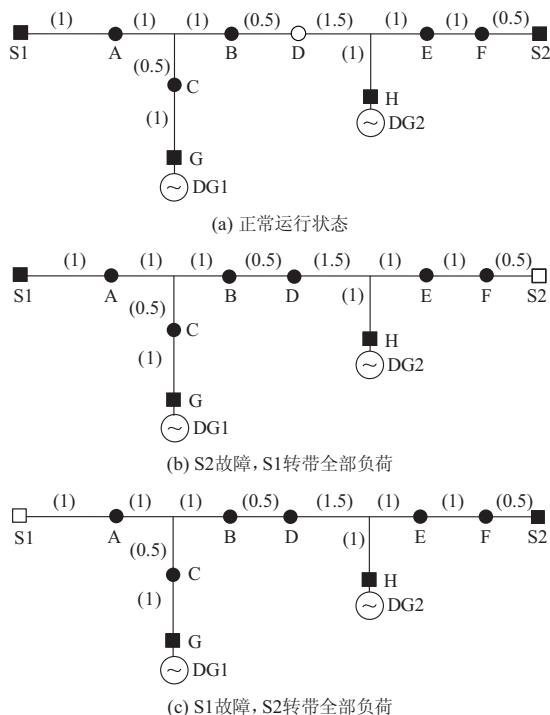


图 4 DG 从馈线接入配电网的示例
Fig. 4 An example of “hand-in-hand” distribution system with DGs connected into feeder

根据表 2、表 3 的计算结果,该“手拉手”环状配电网的 DG 接入容量比例约为馈线载流量的 25%,主电源的短路容量较小的一侧为 250 MVA,但是供电距离已经达到 7.5 km,超出了最不利情形下 LGJ-240 导线能够确保故障电流信息上报选择性要

求的供电距离范围,因此,无法直接按 $15I_C/4$ 整定各个开关的故障电流信息上报阈值。但此时由于 DG1 和 DG2 之间线路阻抗影响的存在,再加上 DG2 为间接电流控制变流器类 DG,实际上 DG1 和 DG2 提供的最大短路电流应达不到最不利情况下的 $10I_C/4$,因此,可以按照第 2 节的方法进行短路电流计算,尝试能否找到一个阈值将来自电源的短路电流和 DG 所能提供的最大短路电流区分开。计算中 DG1 的次暂态电抗标幺值取 0.1, DG2 的次暂态电抗标幺值取 0.167。

图 4(b)所示为该配电网在 S2 侧电源发生故障后由 S1 侧电源转带全部负荷的情形,通过对其在各个区域的端点处发生故障时的短路电流进行计算可得。该情形下由主电源提供的流经各个开关的最小两相相间短路电流为 1.62 kA,而由 DG 单独提供的流经各个开关的最大短路电流为 0.93 kA。

图 4(c)所示为该配电网在 S1 侧电源发生故障后由 S2 侧电源转带全部负荷的情形,通过对其在各个区域的端点处发生故障时的短路电流进行计算可得。该情形下由主电源提供的流经各个开关的最小两相相间短路电流为 1.52 kA,而由 DG 单独提供的流经各个开关的最大短路电流为 0.89 kA。

由以上计算结果可以看出,对于该含 DG 的“手拉手”环状配电网, DG 提供的最大短路电流为 0.93 kA,而主电源提供的最小短路电流为 1.52 kA。虽然不能直接按 $15I_C/4$ 整定各个开关的故障电流信息上报阈值,但考虑 1.5 倍的可靠性系数,可将各开关的故障电流信息上报阈值整定为 1.35 kA,即可确保故障信息上报的选择性,从而仍可以根据故障电流信息采用传统故障定位规则进行故障定位。

5 结论

1)选择含 DG 配电网的配电自动化系统故障定位策略的一般原则是:如果可以找到一个阈值,能可靠地将来自电源的短路电流和来自 DG 的短路电流区分开来,只有流过来自电源的短路电流时配电自动化终端才上报故障电流信息,则可以根据故障电流信息采用传统故障定位规则进行故障定位。

2)在满足 IEEE Std 1547.2 规定的 SR 要求的条件下,对于 DG 接入母线的情形,配电自动化系统可以采用传统故障定位规则进行故障定位。

3)当限制分散接入每条馈线的 DG 总容量不超过该馈线最严酷情形下所带负荷的 25%时,城市电缆配电网根据故障电流信息依靠传统故障定位规则基本上都能正确进行故障定位,对于架空配电网在

供电距离较短时,也可以根据故障电流信息依靠传统故障定位规则进行故障定位,在供电距离较长、接纳 DG 尤其是电机类 DG 的容量偏高时,则须采用改进的故障定位策略。

附录见本刊网络版(<http://aeprs.sgepri.sgcc.com.cn/aeprs/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 陈堂,赵祖康,陈星莺,等. 配电系统及其自动化技术[M]. 北京:中国电力出版社,2002.
- [2] 刘健,倪建立,杜宇. 配电网故障区段判断和隔离的统一矩阵算法[J]. 电力系统自动化,1999,23(1):31-33.
LIU Jian, NI Jianli, DU Yu. A unified matrix algorithm for fault section detection and isolation in distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(1): 31-33.
- [3] 王英英,罗毅,涂光瑜. 基于贝叶斯公式的似然比形式的配电网故障定位方法[J]. 电力系统自动化,2005,29(19):54-57.
WANG Yingying, LUO Yi, TU Guangyu. Fault location based on Bayes probability likelihood ratio for distribution networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 54-57.
- [4] KLEINBERG M R, MIU K, CHIANG H D, et al. Improving service restoration of power distribution systems through load curtailment of in-service customers[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(3): 1110-1117.
- [5] 孙景钊,李永丽,李盛伟,等. 含分布式电源配电网保护方案[J]. 电力系统自动化,2009,33(1):81-84.
SUN Jingliao, LI Yongli, LI Shengwei, et al. A protection scheme for distribution system with distributed generations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(1): 81-84.
- [6] 黄伟,雷金勇,夏翔,等. 分布式电源对配电网相间短路保护的影响[J]. 电力系统自动化,2008,32(1):93-97.
HUANG Wei, LEI Jinyong, XIA Xiang, et al. Influence of distributed generation on phase-to-phase short circuit protection in distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(1): 93-97.
- [7] 刘健,董新洲,陈星莺,等. 配电网故障定位与供电恢复[M]. 北京:中国电力出版社,2012.
- [8] 韩祯祥. 电力系统分析[M]. 3 版. 杭州:浙江大学出版社,2005.
- [9] MORREN J, de HAAN S W H. Short-circuit current of wind turbines with doubly fed induction generator[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2007, 22(1): 174-180.
- [10] 撤奥洋,张哲,尹项根. 双馈风力发电机故障电流特性的仿真研究[J]. 华中科技大学学报,2009,37(9):105-108.
HAN Aoyang, ZHANG Zhe, YIN Xianggen. The simulation research on the characteristic of fault current of doubly-fed induction generator [J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology, 2009, 37(9): 105-108.
- [11] 欧阳金鑫,熊小伏. 接入配电网的双馈风力发电机短路电流特性及影响[J]. 电力系统自动化,2010,34(23):106-110.
OUYANG Jinxin, XIONG Xiaofu. Characteristics of short-circuit current of wind turbine driven DFIG and its impacts on grid-connected distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(23): 106-110.

(下转第 48 页 continued on page 48)

[12] 刘健,程红丽,董海鹏,等. 配电网故障判断与负荷均衡化[J]. 电力系统自动化,2002,26(22):34-38.

LIU Jian, CHENG Hongli, DONG Haipeng, et al. Fault section identification and load balancing of distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(22): 34-38.

刘 健(1967—),男,通信作者,博士,教授,博士生导师,总工程师,百千万人才工程国家级人选,国家电网公司优

秀工程技术专家,主要研究方向:配电网及其自动化技术。

E-mail: powersys@263.net

张小庆(1971—),男,硕士,高级工程师,主要研究方向:电力系统自动化。

同向前(1961—),男,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:分布式发电及微电网技术。

(编辑 章黎)

Fault Location for Distribution Systems with Distributed Generations

LIU Jian¹, ZHANG Xiaoqing¹, TONG Xiangqian², ZHANG Zhihua¹, DU Hongwei³, CHEN Yikai¹

(1. Shaanxi Electric Power Research Institute, Xi'an 710054, China;

2. School of Automation and Information Engineering, Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China;

3. NARI Group Corporation, Nanjing 210003, China)

Abstract: In order to solve the problem of fault location for distribution systems with distributed generation (DG), the fault current behavior of various DGs and the short-circuit current of the distribution systems with DGs are analyzed. The feasibility of the traditional fault location approach based on the information of overcurrent for distribution systems with DGs is investigated. An improved fault location process is proposed for overhead line based feeders, in which the reclosing procedure and the escape of DGs in case of fault situation are coordinated. Conclusions are drawn on DG connected to the bus and DG connected to the feeders based on cables with an appropriate limit to the total capacity, the fault can be identified with the traditional overcurrent based criteria. As for the case of DG connected to the overhead line based feeder of a rather long distance, it is necessary to utilize the improved fault location process proposed.

This work is supported by State Grid Corporation of China.

Key words: distribution network; distribution automation; distributed generator; short-circuit current; fault location

附录 A 传统的故障定位策略

配电自动化系统的传统故障定位策略是依靠故障电流信息的定位方法，其具有简单可靠的优点，已经建成的配电自动化系统几乎都采用这个策略，而较少采用依靠故障功率方向的定位方法。

在文献[12]中，将由开关围成的其中不再包含开关的子图称作最小配电区域（简称“区域”），将围成区域的开关称为其端点。最小配电区域是配电网中所能隔离的最小单元。

依靠故障电流信息定位可遵循下面的规则。

传统故障定位规则：如果一个区域的一个端点上报了故障电流信息，并且该区域的其他所有端点均未上报故障电流信息，则故障在该区域内；若其他端点中至少有一个也上报了故障电流信息，则故障不在该区域内。

例如对于图 A1 所示的配电网，S 是变电站出线开关，A、B、C、D、E 是分段开关。当开关 C、D、E 所围的区域 $\lambda(C,D,E)$ 内发生故障时，开关 S、A 和 C 会经历故障电流并上报故障电流信息，其余节点不经历故障电流。对于区域 $\lambda(S,A)$ ，其端点(S、A)都上报了故障电流信息，因此依据传统故障定位规则，故障不在该区域中。对于区域 $\lambda(A,B,C)$ ，其有两个端点(A、C) 上报了故障电流信息，因此依据传统故障定位规则，故障不在该区域中。对于区域 $\lambda(C,D,E)$ ，其端点 C 上报了故障电流信息，而所有其他端点均未上报故障电流信息，因此依据传统故障定位规则，故障就在该区域中。

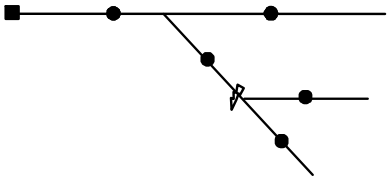


图 A1 一个单电源点开环配电网

Fig. A1 A single-supply open-loop distribution network

S A