

含T接IIDG的新型配电系统故障计算方法

张元波^{1,2}, 吉伟^{1,2}, 张赟^{1,2}, 戴志辉³, 何静远³

(1. 国网保定供电公司, 河北 保定 071000;

2. 保定吉达电力设计有限公司, 河北 保定 071000;

3. 华北电力大学(保定) 河北省分布式储能与微网重点实验室, 河北 保定 071003)

摘要:传统配网故障计算方法在逆变型分布式电源(IIDG)多点T接于配网场景下存在计算过程复杂、计算量大的问题。为此,提出一种适用于含T接IIDG新型配电系统的故障计算方法。首先,根据电源类型,将配网故障复合序网分为由传统机组单独作用的子网与含IIDG的支路子网;其次,为避免系统内非线性元件参与计算时带来的庞大计算量,采用虚拟电压源等效法对支路子网进行区域迭代计算以确定IIDG的输出情况;最后,将配网故障复合序网内的IIDG由等值恒流源代替,用线性变化法求解得到满足精度要求的系统故障特征量。仿真结果表明,所提方法正确、有效,且在保证计算精确性的前提下简化了含IIDG新型配电系统的故障特征量求解过程,大幅缩短了求解时间。

关键词:新型配电系统;逆变型分布式电源;故障特征;虚拟电压源;等值恒流源;区域迭代

中图分类号:TM771 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed26094

Fault Calculation Method of New Distribution Network with T-connected IIDG

ZHANG Yuanbo^{1,2}, JI Wei^{1,2}, ZHANG Yun^{1,2}, DAI Zhihui³, HE Jingyuan³

(1. State Grid Baoding Electric Power Company, Baoding 071000, Hebei, China; 2. Jida Power Engineering Design Company, Baoding 071000, Hebei, China; 3. Hebei Key Laboratory of Distributed Energy Storage and Microgrid, North China Electric Power University, Baoding 071003, Hebei, China)

Abstract: The traditional fault calculation method in the case of distribution network with multi-point T-connected inverter interfaced distributed generator (IIDG) has the problems of complicated calculation process and large calculation amount. Therefore, a fault calculation method for new distribution systems with T-connected IIDG was proposed. Firstly, according to the type of power supply, the fault network of distribution network was divided into two types: the subnets with traditional units and the branch subnets with IIDG. Secondly, in order to avoid the huge amount of calculation caused by the nonlinear components in the system, the virtual voltage source method was used to perform regional iterative calculation on the branch subnet to determine the output of IIDG. Finally, the IIDG in the distribution network was replaced by the equivalent constant current source, and the system fault characteristic values satisfying the accuracy requirement was obtained by linear variation method. The simulation results show that the proposed method is correct and effective, and it simplifies the solution process of fault characteristics quantity in the new distribution system with IIDG under the premise of ensuring the calculation accuracy, and greatly shortens the solution time.

Key words: new distribution system; inverter interfaced distributed generator (IIDG); fault characteristics; virtual voltage source; equivalent constant current source; region iteration

逆变型分布式电源(inverter interfaced distributed generator, IIDG)一般通过电压源换流器与电网相连,其输出特性主要由换流器控制策略和外部环境决定,具有很强的非线性^[1-4],传统基于

线性叠加原理的故障分析方法不再适用。为满足中小容量IIDG接入位置相对分散的特点,并节约投资和建设成本,实际应用中常以T接形式将IIDG接入配网^[5]。因此研究适用于含T接IIDG新

基金项目:国家电网有限公司科技资助项目(含高渗透率分布式新能源和储能装置的有源配电网控制策略及保护装置研究)

作者简介:张元波(1984—),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化,Email:1877014263@qq.com

型配电系统的故障分析计算方法,对配电网保护分析、配置与设备选型具有重要的现实意义。

针对含IIDG配网的故障分析计算方法已有大量研究^[6-12]。文献[6]通过将叠加定理和迭代法相结合来确定总故障电流,但该方法在配网支路存在大量IIDG的工况下迭代过程复杂,不具优势。文献[7-9]考虑低压穿越控制策略的影响,以全局迭代法求解计算短路电流分布。该方法虽精度较高,但在大量IIDG多点接入配网的大型网络中,迭代过程计算量相对较大。为解决此问题,文献[10]提出了基于故障区域局部迭代的短路电流计算方法,该方法避免了全局迭代可能带来的收敛性问题,但仍未解决IIDG多点T接于配网支路时,节点阻抗矩阵过于庞大且需反复修改,导致计算量和计算复杂度增加的问题。

上述研究均采用了迭代法来求解非线性方程组。然而,无论是全局迭代法还是局部迭代法,都不可避免地存在需要修改节点导纳矩阵以及反复迭代机组并网电源的问题。因此,文献[11]针对小容量高密度的分布式电源接入配网提出了短路电流快速计算方法,该方法可避免系统无源网络节点导纳矩阵的维数变化,但在计算过程中未考虑IIDG功率的变化。文献[12]提出了一种基于节点电压方程的相序混合通用计算方法。但该方法只适用于电阻参数远小于电抗参数的高压配网,在IIDG多点T接于配网场景下的适用性有待验证。

针对已有故障分析计算方法在面对大量IIDG多点T接于配网支路工况时计算过程复杂、运算量大的问题,本文基于IIDG计算等值模型提出了一种实用化的含T接IIDG配电系统的故障特征计算方法。该方法首先分析了传统配网故障分析中存在的问题;其次,在保证计算精确性的前提下,以简化计算过程、提高计算速度为目标改进了新型配网故障特征量的计算方法;最后,通过PSCAD/EMTDC对所提方法的有效性进行了分析、验证。

1 IIDG故障计算等值模型及传统配网故障分析方法

1.1 IIDG故障计算等值模型

为使IIDG输出功率能实时跟踪参考功率,且抑制输出电流中可能含有的负序分量,常采用正、负序双dq电流控制策略,并设置其负序d,q

轴电流参考值 i_d^*, i_q^* 均为0^[13]。本节根据IIDG并网正序电压,将IIDG的运行状态分为正常运行、低压穿越(low voltage ride through, LVRT)运行、脱网运行三类,并分别建立相应的计算等值模型^[14]。

1.1.1 正常运行

此时IIDG并网点电压大于配网线路额定电压的90%,IIDG由正序电压分量控制且保持正常运行时的单位功率因数输出,输出的电流始终为三相对称电流^[8]。其输出电流 I_{out} 与并网点正序电压 U_T^+ 的关系如下式所示:

$$I_{out} = S_n^*/(3U_T^+) \quad (1)$$

式中: S_n 为IIDG正常运行时在某一环境下的最大输出功率; S_n^* 与 S_n 互为共轭。

1.1.2 低压穿越运行

根据相关规定^[15],此运行状态下IIDG的d,q轴电流参考值与并网点正序电压之间的关系以及输出电流 I_{out} 如下式所示:

$$\begin{cases} i_q^* \geq 1.5 \times (0.9 - U_T^+/U_N) I_N \\ i_d^* = \min \{ \sqrt{I_{max}^2 - (i_q^*)^2}, i_{d0}^* \} \end{cases} \quad 0.2 < U_T^+/U_N \leq 0.9 \quad (2)$$

$$\begin{cases} i_q^* = 1.05 I_N \\ i_d^* = 0 \end{cases} \quad U_T^+/U_N < 0.2 \quad (3)$$

$$I_{out} = (i_d^* \cos\theta + i_q^* \sin\theta) + j(i_d^* \sin\theta - i_q^* \cos\theta) \quad (4)$$

式中: i_d^*, i_q^* 分别为IIDG输出有功及无功电流参考值; U_T^+, U_N 分别为IIDG并网点正序电压以及电网额定电压幅值; I_N 为IIDG输出的额定电流; I_{max} 为逆变器允许通过的最大电流幅值; i_{d0}^* 为故障前IIDG的d轴电流参考值,可由式(1)计算; θ 为IIDG并网点正序电压 U_T^+ 的相角。

1.1.3 脱网运行

当IIDG脱网时,其不再向配网注入电流,输出电流为0,即

$$I_{out} = 0 \quad (5)$$

在后续配网故障特征量求解计算中通常将IIDG等效成受并网点电压控制的压控电流源。而式(1)~式(5)作为分布式电源故障等值模型,详细描述了IIDG在各运行方式下输出电流与并网点电压之间的关系。从中可知IIDG的并网点正序电压与其输出的正序电流呈非线性关系。相较于配网线路阻抗,中小容量的IIDG其出口滤波装置及与并网点之间的线路阻抗较小,后续不再考虑。

1.2 传统配网故障分析方法存在的问题

配电网中,“T接”指的是一种接线方式,其特点为从一条主干线上引出多条分支线路,形成类似字母T形状^[16],其拓扑结构如图1所示。

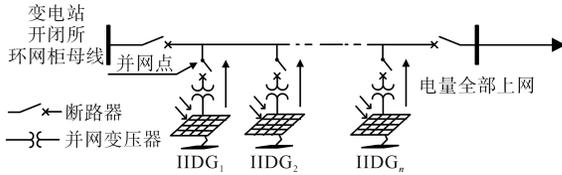


图1 IIDG T接配电网线路拓扑结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of topology structure of distribution line with T-connected IIDGs

传统含IIDG的配网故障分析方法常采用对称分量法,通过建立、求解故障复合序网节点电压方程组,获得配网故障特征量^[17-18]。

IIDG多点T接于配网后,一方面,由于IIDG输出电流具有非线性的特点,常规线性变化法求解故障复合序网对应的节点电压方程组时误差较大。另一方面,针对一个含有 N 个节点的配网系统,若在其不同支路处通过T接方式接入 n 台IIDG,采用迭代修正法^[19-20]进行求解时,配网节点导纳矩阵将为 $N+n$ 维,节点电压方程中的电压列向量及电流列向量维数也将相应增加 n 个。节点导纳矩阵规模的扩大必然导致迭代计算过程中迭代次数与计算量的增加,进而对计算机的存储与计算能力提出了较高要求。

综上所述,已有的故障分析计算方法在面对大量IIDG多点T接于配网支路工况时,存在计算过程复杂、运算量大的问题。

2 新型配网故障特征量计算方法

2.1 基本原理

故障特征量源于传统电源与IIDG,为分别计算两者对故障量的贡献,简化故障网络以及消除IIDG输出的非线性导致无法采用线性变化法求解的制约,按电源类型不同,对图2a故障后的配网建立故障复合序网并分为两类,分别如图2b传统电源子网与图2c含IIDG的支路子网所示。图中, $E_{sx}(X=1,2,\dots,N)$ 表示传统电源机组; $I_{DGx}(x=1,2,\dots,N)$ 表示T接于配网的IIDG; Z_f, I_f 分别为配网第 f 个节点故障时的过渡阻抗及故障电流。

传统电源子网仅需对图2a含IIDG的节点做开路处理即可,其数量为1;支路子网的个数与图2a中含IIDG的支路数相等。由于图2a中支路 L_{i-j} 与支路 L_{l-m} 均含IIDG,因此图2a中支路子网

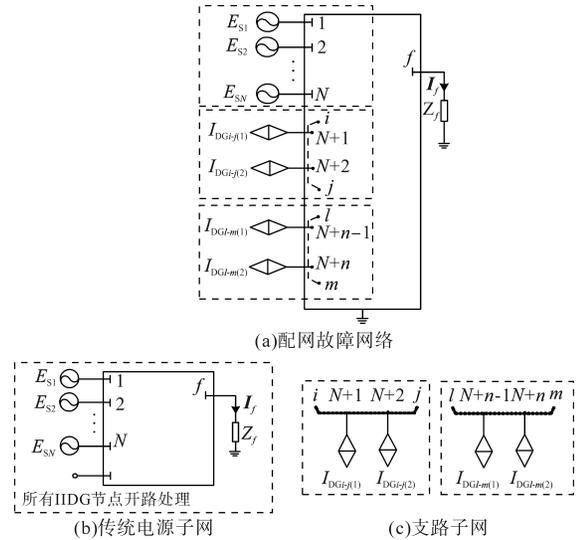


图2 含T接IIDG配网系统

Fig.2 IIDG distribution network system with T connection 的个数为2。

步骤1:传统电源子网故障电压求解。

由于传统电源子网不含非线性元件,可采用叠加定理求解故障特征量,如图3所示。图中, $U_{f(0)}$ 表示故障前传统电源子网中节点 f 的电压; I_f 表示故障之后从节点 f 流入短路点的短路电流。根据叠加定理,传统电源子网可看成一个含源网络与另一个无源网络的叠加,二者分别如图3a、图3b所示。

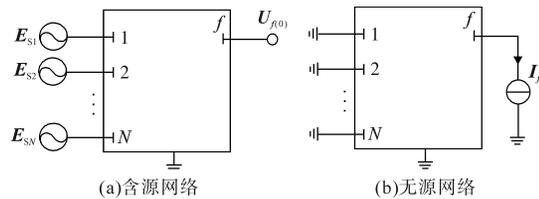


图3 传统电源子网叠加定理分解示意图

Fig.3 Decomposition diagram of traditional power subnetwork superposition theorem

当节点 f 发生故障时,对于传统电源子网的任意节点 k ,其故障后的电压 $U_{f(k)}$ 如下式所示:

$$U_{f(k)} = U_{k(0)} - Z_{kf} I_f \quad (6)$$

式中: $U_{k(0)}, U_{f(k)}$ 分别为传统电源子网中节点 k 故障前、后的电压; Z_{kf} 为图3b所示配网线性无源网络节点阻抗矩阵 Z 中第 k 行 f 列元素。

根据式(6),节点 f 故障前的电压 $U_{f(0)}$ 与故障后流入短路点的短路电流 I_f 两者满足:

$$I_f = U_{f(0)} / (Z_{ff} + Z_{ff}) \quad (7)$$

式中: Z_{ff} 为配网阻抗矩阵 Z 中第 f 行 f 列的元素。

通常情况下,式(6)、式(7)中的 $U_{k(0)}$ 与 $U_{f(0)}$ 由潮流方程的解给出。在短路电流实用计算中,由于系统负荷电流对短路电流计算影响很小,可认

为故障前系统处于空载状态^[7,10],因此用标么值表示时 $U_{k(0)}$ 与 $U_{f(0)}$ 可视为1。

将式(7)代入式(6)可得传统电源子网中任一节点 k 的故障电压 $U_{f(k)}$,如下式所示:

$$U_{f(k)} \approx 1 - \frac{Z_{kf}}{Z_f + Z_{ff}} \quad (8)$$

步骤2:支路子网故障电压求解。

由于支路子网中网络的个数取决于原网络中含 IIDG 的支路数,为便于分析,下面定义含 IIDG 的支路集 S_B , S_B 中元素的个数即为原配电网网络中含 IIDG 的支路数。图2中,支路 L_{i-j} 与 L_{l-m} 分别连接有 M_1 台与 M_2 台 IIDG,则支路集 S_B 的表示方法如下式所示:

$$S_B = [L_{i-j}^{M_1}, L_{l-m}^{M_2}] \quad (9)$$

式中: $i-j, l-m$ 分别为支路编号; M_1, M_2 为支路所连 IIDG 台数, $M_1 = M_2 = 2$ 。

针对支路子网故障特征量的求解,提出基于区域迭代的虚拟电压源等效法。由式(8)可得支路集 S_B 各支路端点故障电压,以支路 L_{i-j} 为例,其通过式(8)求解得 i, j 端点电压为 $U_{f(i)}, U_{f(j)}$ 。图4为 L_{i-j} 支路子网故障特征量求解等效图。图中,在 L_{i-j} 支路子网端点 i, j 处设立虚拟电压源 E_{vi}, E_{vj} ,其值分别等于 $U_{f(i)}, U_{f(j)}$ 。

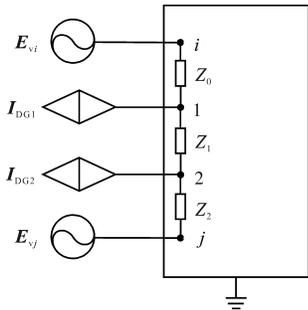


图4 L_{i-j} 支路子网故障特征量求解等效图

Fig.4 Equivalent diagram for solving fault eigenvalues of L_{i-j} branch subnetwork

对 L_{i-j} 支路子网列写节点电压方程并进行迭代计算,约束条件与节点电压方程组分别如下式所示:

$$\begin{cases} E_{vi} = U_{f(i)} \\ E_{vj} = U_{f(j)} \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} (\frac{1}{Z_0} + \frac{1}{Z_1})U_{DG1} - \frac{1}{Z_1}U_{DG2} = I_{DG1} \\ -\frac{1}{Z_1}U_{DG1} - (\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2})U_{DG2} = I_{DG2} \end{cases} \quad (11)$$

其中
46

$$I_{DG} = \begin{bmatrix} I_{DG1} \\ I_{DG2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F(U_{DG1}) \\ F(U_{DG2}) \end{bmatrix} \quad (12)$$

式中: $U_{DGs}(s=1,2)$ 为支路 L_{i-j} 各 IIDG 并网点电压; Z_0, Z_2 为支路 L_{i-j} 端点与其相邻 IIDG 并网点之间的线路阻抗; Z_1 为 IIDG 并网点之间的线路阻抗; $I_{DGs}(s=1,2)$ 为各 IIDG 的输出电流。

由 1.1 节可知, IIDG 根据其并网点电压执行相应的控制策略并按要求输出电流,故 IIDG 可等效为压控电流源,即 $I_{DG} = F(U_{DG})$, IIDG 输出电流的求解可参照 1.1 节式(1)~式(5)。

考虑到故障瞬间 IIDG 内部电流跟踪响应延时及出口滤波电路的迟滞作用,可认为故障发生前后 IIDG 输出的电流大小不变。因此在迭代计算过程开始时将系统正常运行状态下 IIDG 的输出电流作为迭代计算的初值 $I_{DGs}^{(0)}(s=1,2)$ 代入式(11),求解得 IIDG 并网点电压 $U_{DGs}^{(1)}(s=1,2)$ 。再将 $U_{DGs}^{(1)}$ 代入式(12)得 $I_{DGs}^{(1)}(s=1,2)$,重复上述计算过程,直至并网点电压迭代差值满足 $|U_{DGs}^{(n)} - U_{DGs}^{(n-1)}| < \epsilon_1$, 停止迭代。根据最终得到的支路 L_{i-j} 中的 IIDG 并网点电压大小,确定各 IIDG 输出的电流情况。由于 S_B 中含有其它元素,即配网中还存在其它含 T 接 IIDG 的支路子网,还需分别计算其余支路网络并网点电压及输出电流,求解方法与支路 L_{i-j} 一致,不再赘述。

该步骤仅对含 IIDG 支路进行迭代计算,迭代过程中由于节点数减少,计算规模与时间减少。而对于配网中其他节点故障特征量的求解则通过步骤3不断更新。

步骤3:含 IIDG 配网故障电压求解。

由于式(10)~式(12)迭代计算通过求解支路子网故障电压确定了子网集 S_B 中各支路 IIDG 的输出电流,图2a所示配网系统含 IIDG 的支路可用输出电流相等的等值恒流源替换,如图5所示。

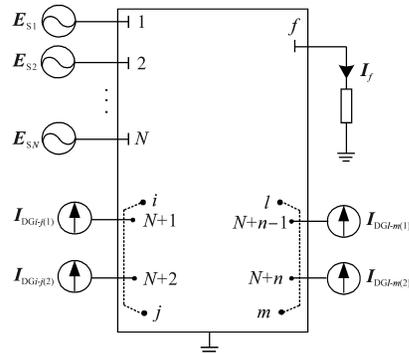


图5 等值恒流源替代后的配网系统

Fig.5 Distribution network system after equivalent constant current source replacement

对图5所示系统列写节点电压方程,如下式所示:

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ \vdots \\ U_N \\ U_{N+1} \\ \vdots \\ U_{N+n} \end{bmatrix} = Z_{eq} \begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_N \\ I_{N+1} \\ \vdots \\ I_{N+n} \end{bmatrix} \quad (13)$$

式中:节点1~ N 为不含IIDG的原配网节点;节点 $N+1$ ~ $N+n$ 为接入IIDG后的新增节点; Z_{eq} 为含IIDG配网的节点阻抗矩阵。

需补充说明的是,由于IIDG计算等值模型中未考虑其出口滤波阻抗及送出线路阻抗,采用恒流源代替IIDG后 Z_{eq} 不发生变化。

通过确定IIDG电流输出情况并将原网络IIDG替换成等值电流源的方式,消除了IIDG非线性输出导致故障计算无法采用线性变化法的影响。式(13)可求解得网络中非IIDG节点的电压,即节点1~ N 的电压 $U_x^{(1)}$ ($x=1,2,\dots,N$),将 $U_x^{(1)}$ 代入式(10)~式(12)更新各IIDG电流输出情况及对应恒流源大小得 $I_{DGx}^{(1)}$ ($x=1,2,\dots,n$),将 $I_{DGx}^{(1)}$ 代入式(13)进行重复计算,直至 $|U_z^{(n)} - U_z^{(n-1)}| < \varepsilon_2$ 。最终得到配网系统节点电压 $U_z^{(n)}$ ($z=1,2,\dots,N+n$)以及IIDG输出电流 $I_{DGx}^{(n)}$ 。

2.2 计算流程

配网故障特征量计算流程如下所述:

1) 根据故障类型及故障位置,构建配网故障复合序网;

2) 建立含IIDG的支路集 S_B (假设含 e 个元素);

3) 根据电源类型及支路集 S_B 中元素的个数将原配网分为不含IIDG的传统电源子网与仅含IIDG的 e 个支路子网;

4) 执行2.1节步骤1,计算不含IIDG的传统电源子网中各节点电压,获得支路集 S_B 中各条支路端点电压;

5) 执行2.1节步骤2,获取当前环境条件下IIDG输出的最大功率并采用迭代计算法求解各支路子网中IIDG的输出电流大小;

6) 执行2.1节步骤3,将IIDG替换为等值恒流源后,采用线性变化法求解配网故障电压,并判断当前所求电压是否满足精度要求;

7) 若满足精度要求,则根据配网故障节点电压以及IIDG输出电流得到最终配网故障特征量;

若不满足精度要求,依据当前求得的节点电压更新IIDG输出电流状态,再次执行流程5)~6),直至 $|U_z^{(n)} - U_z^{(n-1)}| < \varepsilon_2$ 。

所提含IIDG配网的故障特征量计算方法流程图如图6所示。

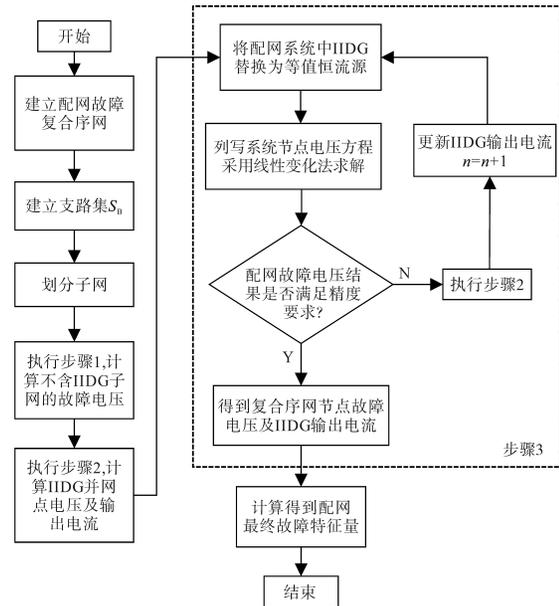


图6 含IIDG配网的故障特征量计算方法流程图

Fig.6 Flow chart of fault feature quantity calculation method for IIDG distribution network

2.3 对比分析

对于含 m 个IIDG的配电网,以文献[7]采用的现有常规方法,即对称分量法为对比算例,根据下式完成电网的故障分析与计算:

$$\begin{cases} I_1^k + \sum_{i \in [1,m]} G_{1i} F(U_{DGi}^k) = \sum_{i \in [1,n]} Y_{1i} F(U_i^{k+1}) \\ \vdots \\ I_n^k + \sum_{i \in [1,m]} G_{ni} F(U_{DGi}^k) = \sum_{i \in [1,n]} Y_{ni} F(U_i^{k+1}) \\ \Delta U_i^k = U_i^{k+1} - U_i^k \end{cases} \quad (14)$$

式中: I_i ($i=1,2,\dots,n$)为系统中主电源对节点 i 的注入电流,当节点 i 为主电源节点时, I_i 等于由主电源提供的节点注入电流,当节点 i 为非主电源节点时, $I_i=0$; U_{DGi} 为第 i 个分布式电源并网点电压; G_{nm} 为 m 个DG与 n 个节点的关联矩阵的元素; Y_{nm} 为节点导纳矩阵的元素;上标 k 为迭代次数。

常规方法在根据式(14)迭代的过程中,不仅需要由网络中的全部节点生成的导纳矩阵和关联矩阵的相关元素进行反复计算,而且每次迭代都需要更新IIDG的故障电流函数表达式,在大量IIDG接入配网、节点数目多的情况下,计算量大、

运算过程复杂。

而本文所提的故障特征量计算方法,一方面是对由传统机组单独作用的子网和含IIDG的支路子网进行分别求解;另一方面,在迭代求解过程中,传统电源子网中的任一节点电压可直接根据式(8)计算,而支路子网中的IIDG并网电压和输出电流可采用基于区域迭代的虚拟电压源等效法计算。由于参与含IIDG支路迭代计算的网路结构简单,节点数目大大减少,运算量极大降低,且按照式(13)进行最终迭代的计算方程简单,迭代过程得以简化,因此本文所提出的新型配网故障特征量计算方法相比于文献[7]对全局网络进行迭代计算的常规方法具有显著优势。

3 实验结果与分析

为了验证上述配网故障特征量计算方法的正确性,在PSCAD/EMTDC中搭建含T接IIDG的10 kV配网模型。图7为配网局部线路模型,图中, G_1 为电网侧等效电源;考虑到有源配电网背景下配网为多电源拓扑结构,局部配网下游区域仍可能接入其他类型的电源,下游区域电源均等效为 G_2, G_3 所示电压源,电压幅值为系统额定电压。支路 $L_{2-3}, L_{4-5}, L_{6-7}$ 分别接入2台IIDG。由于IIDG仅存在于正序网络中,仿真实验在线路发生三相对称短路故障下进行,此时配网故障复合序网与正序网络相同,后续仿真结果不再区分正序分量。配网线路参数如表1所示。

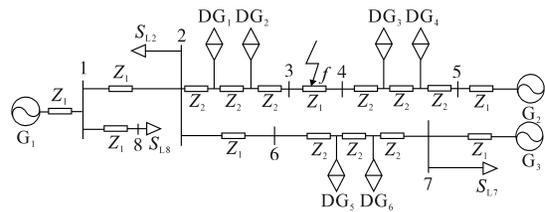


图7 含IIDG的配网接线图

Fig.7 Distribution network wiring diagram including IIDG

表1 配网线路仿真参数

Tab.1 Distribution network circuit simulation parameter

系统参数	数值	系统参数	数值
线路阻抗 Z_1	$0.69+j0.54 \Omega$	负荷功率 $S_{1,2}$	$2+j1 \text{ MV} \cdot \text{A}$
线路阻抗 Z_2	$1.03+j0.81 \Omega$	负荷功率 $S_{1,7}$	$2+j1 \text{ MV} \cdot \text{A}$
系统额定电压 V	10.5 kV	负荷功率 $S_{1,8}$	$1.6+j0.8 \text{ MV} \cdot \text{A}$
电网等效电源电抗 X_{eq}	$j0.416 \Omega$	故障过渡电阻 Z_f	5 Ω
IIDG 出口滤波电抗 X_L	0.24 mH	故障点与类型	L_{3-4} 中点三相短路
IIDG 单体容量 S_{DC}	0.06 $\text{MV} \cdot \text{A}$		

3.1 计算流程

在此工况下,采用故障特征量计算方法计算流程得出的实验结果如表2~表7所示。表中, h 为节点编号; f 为故障点,设置三相短路故障; G_2, G_3 分别为配网下游支路等效电压源; l 为支路编号。

系统支路集 $S_B = [L_{2-3}, L_{4-5}, L_{6-7}]$, 含3个元素。其分解所得的传统电源子网与含3个独立网络的支路子网分别如图8a、图8b所示。

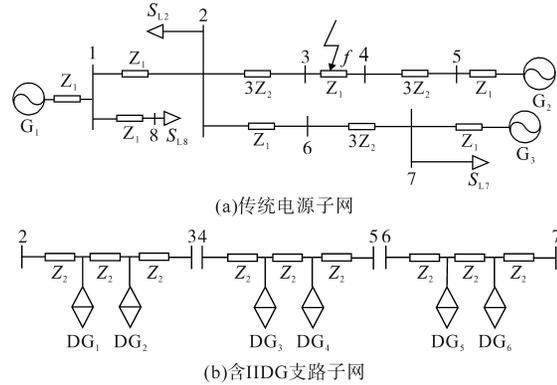


图8 子网分解示意图

Fig.8 Subnet decomposition diagram

执行步骤1,计算传统电源子网各节点电压如表2所示, $U_{f(l,h)}$ 为传统电源子网各节点电压。

表2 传统电源子网各节点电压计算结果

Tab.2 Voltage calculation results of each node in the traditional power subnet

节点编号 h	节点电压 $U_{f(l,h)}/\text{kV}$	节点编号 h	节点电压 $U_{f(l,h)}/\text{kV}$
1	$6.26 \angle -0.64^\circ$	5	$5.48 \angle -3.29^\circ$
2	$3.86 \angle -3.99^\circ$	6	$4.52 \angle -1.99^\circ$
3	$2.80 \angle -13.59^\circ$	7	$5.16 \angle -1.81^\circ$
4	$3.34 \angle -10.52^\circ$		

由表3可得连接于支路子网各网络端点的虚拟电压源电压,其取值分别对应传统电源子网中的节点电压,即 $E_{vh} = U_{f(l,h)}$ 。执行步骤2,采用迭代计算法求解IIDG输出电流, ε_1 取1%。

表3 各支路子网IIDG输出电流计算结果

Tab.3 Calculation result of the IIDG output current of each branch subnet

IIDG 编号	$I_{DC}^{(0)}/\text{A}$	IIDG 编号	$I_{DC}^{(0)}/\text{A}$
1	$2.97 \angle -6.54^\circ$	4	$2.72 \angle -4.98^\circ$
2	$3.05 \angle -9.68^\circ$	5	$2.73 \angle -1.93^\circ$
3	$2.86 \angle -7.27^\circ$	6	$2.69 \angle -1.86^\circ$

表5中,节点2,3,4,6误差不满足精度要求,需进行第三次计算,如表6所示。

表6中系统各节点电压均满足精度要求,不再继续进行计算。配网节点电压理论值与实际

值比较如表7所示。

表4 故障网络节点电压及计算误差

Tab.4 Voltage of faulty network node and calculation error

节点编号 h	节点电压 $U_z^{(1)}/\text{kV}$	误差 $\delta^{(1)} = U_z^{(1)} - U_z^{(0)} /\text{kV}$
1	6.231∠-0.02°	0.078
2	3.78∠-1.54°	0.182
3	2.85∠-3.95°	0.479
4	3.47∠-2.51°	0.493
5	5.28∠-1.61°	0.256
6	4.56∠-0.74°	0.109
7	5.10∠-1.42°	0.066

表5 配网各节点电压第二次计算仿真结果

Tab.5 Simulation results of the second calculation of the voltage of each node in the distribution network

IIDG 编号	$I_{DG}^{(1)}/\text{A}$	h	$U_z^{(2)}/\text{kV}$	$\delta^{(2)}$
1	2.98∠-2.21°	1	6.23∠-0.02°	1.85×10^{-4}
2	3.04∠-3.00°	2	3.78∠-1.55°	1.24×10^{-3}
3	2.85∠-8.13°	3	2.86∠-3.94°	7.02×10^{-3}
4	2.74∠-1.84°	4	3.47∠-2.50°	5.04×10^{-3}
5	2.73∠-0.99°	5	5.28∠-1.61°	1.84×10^{-4}
6	2.69∠-1.21°	6	4.56∠-0.72°	3.40×10^{-3}
		7	5.10∠-1.42°	7.12×10^{-4}

表6 配网各节点电压第三次计算仿真结果

Tab.6 Simulation results of the third calculation of the voltage of each node in the distribution network

IIDG 编号	$I_{DG}^{(2)}/\text{A}$	h	$U_z^{(3)}/\text{kV}$	$\delta^{(3)}$
1	2.97∠-2.22°	1	6.23∠-0.02°	3.26×10^{-5}
2	3.04∠-3.00°	2	3.78∠-1.55°	6.60×10^{-5}
3	2.85∠-2.13°	3	2.86∠-3.93°	4.99×10^{-4}
4	2.74∠-1.84°	4	3.47∠-2.50°	1.21×10^{-4}
5	2.73∠-0.97°	5	5.28∠-1.61°	2.76×10^{-4}
6	2.69∠-1.21°	6	4.56∠-0.72°	7.96×10^{-5}
		7	5.10∠-1.42°	9.79×10^{-4}

表7 配网故障节点电压计算理论值与实际测量值

Tab.7 Theoretical value and actual measured value of voltage at fault nodes in distribution network

h	计算理论值/kA	实际测量值/kA
1	6.23∠-0.02°	6.23∠-0.02°
2	3.78∠-1.55°	3.78∠-1.55°
3	2.86∠-3.93°	2.86∠-3.93°
4	3.47∠-2.50°	3.47∠-2.50°
5	5.28∠-1.61°	5.28∠-1.61°
6	4.56∠-0.72°	4.56∠-0.72°
7	5.10∠-1.42°	5.10∠-1.42°

配网内原有线路因IIDG的接入而被划分为若干区域,根据表7故障配网节点电压可计算得到配网故障电流。为了便于分析且不失典型性,对各段支路A相故障电流的仿真数据进行记录分

析,如表8所示。

表8 配网支路故障电流计算理论值与实际测量值

Tab.8 Theoretical value and actual measured value of fault current in distribution network branch

l	故障电流理论值/kA	故障电流实际值/kA
1-2	0.16∠-110.89°	0.16∠-109.69°
1-8	0.12∠-116.07°	0.12∠-115.04°
2-6	0.05∠-85.43°	0.05∠-71.10°
3-f	0.08∠-95.13°	0.08∠-96.40°
f-4	0.16∠-77.80°	0.16∠-78.58°
5-G ₂	0.34∠-70.55°	0.34∠-69.60°
7-G ₃	0.36∠-70.66°	0.36∠-69.52°

综合上述计算过程以及表7、表8结果可知,运用本文所提方法计算得到的配网故障电流与实际值误差极小。

电压幅值误差随迭代计算次数的变化如图9所示。由图9可得:随着迭代次数的增加,各节点电压幅值误差均在第3次计算后落到 10^{-3} kV的范围内,收敛速度快。

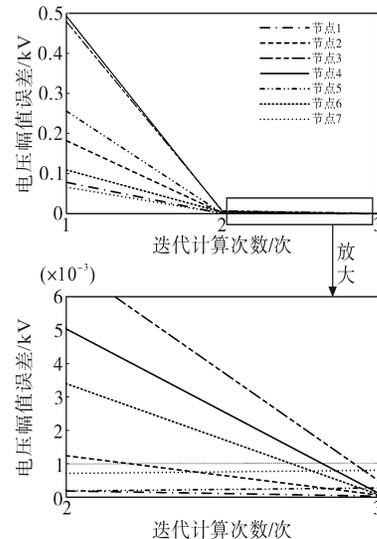


图9 电压幅值误差随迭代计算次数的变化

Fig.9 The variation of voltage amplitude error with the number of iterations

3.2 算例对比

在上述仿真实验的基础上,对相同工况下采用常规方法^[7]与本文方法分别计算故障电流时的所用时间进行对比,结果如表9所示。

从表9结果可得:由于本文方法将故障配网

表9 常规方法与新型方法故障电流计算时间对比

Tab.9 Comparison of fault current calculation time between conventional method and new method

项目	线性变化计算时间/s	迭代法计算时间/s	总计算耗时/s
常规方法	—	226.36	226.36
本文方法	1.74	75.35	77.09

分为若干个子网,迭代算法只需在支路子网的各独立网络中进行,参与迭代计算的网路结构显著简化,所涉及的网络节点数也大大减小,因此迭代计算环节相比于对全局网路进行迭代计算的常规方法耗时更少。

4 结论

针对已有故障分析计算方法在面对 IIDG 大量 T 接于配网支路时存在的计算过程复杂、运算量大的问题,提出了一种含 T 接 IIDG 的新型配电系统故障特征量实用化求解方法。结论如下:

1) 将配网故障网络分为由传统机组与 IIDG 单独作用的两类子网,简化了网络的规模。

2) 通过基于虚拟电压源的区域迭代法确定 T 接于配网支路 IIDG 的输出状态,迭代运算过程中无需全局求解,简化了计算过程。通过建立 IIDG 故障等值模型参与计算,考虑了 IIDG 输出的波动性,确保了计算的精确度。

3) 用等值恒流源替代网络中非线性输出的 IIDG,解除了非线性元件导致无法采用线性变换法求解故障特征量的制约,减少了计算量,缩短了计算时间。

参考文献

- [1] 张铭路, 刘海涛, 王新宝. 光伏逆变器对称短路电流特性及等效模型研究[J]. 电气传动, 2016, 46(9): 16-20, 43.
ZHANG Minglu, LIU Haitao, WANG Xinbao. Research on the characteristics of symmetrical short-circuit current and equivalent model for the photovoltaic inverter[J]. Electric Drive, 2016, 46(9): 16-20, 43.
- [2] 王德明, 李英量, 贾俊辉, 等. 考虑逆变型 DG 故障穿越的交流微网反时限保护[J]. 电气传动, 2022, 52(24): 58-66.
WANG Deming, LI Yingliang, JIA Junhui, et al. Inverse-time distance protection for AC microgrids considering fault ride-through of inverter-interfaced distribution generation[J]. Electric Drive, 2022, 52(24): 58-66.
- [3] 徐展策, 许巍. 光伏并网系统直流母线自抗扰稳压控制[J]. 电气传动, 2025, 55(4): 48-55.
XU Zhance, XU Wei. ADRC-based stabilization control for DC bus of PV grid-connected system[J]. Electric Drive, 2025, 55(4): 48-55.
- [4] 康涛, 翁汉琰, 林湘宁, 等. 考虑储能系统控保协同体系的光伏场站送出线路突变量选相能力恢复策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(11): 4273-4285.
KANG Tao, WENG Hanli, LIN Xiangning, et al. Phase selection capacity recovery strategy for transmission line of photovoltaic station based on the control and insurance cooperative of energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(11): 4273-4285.
- [5] 温志文, 贾科, 余磊, 等. 基于时频特性相似度的新能源场站 T 接型送出线路高速保护[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(4): 1-11.
WEN Zhiwen, JIA Ke, YU Lei, et al. High speed protection based on time-frequency characteristic similarity for a Teed transmission line connected to renewable energy power plants[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(4): 1-11.
- [6] 董张卓, 刘魁, 张倍倍. 含分布式电源配电网通用故障电流计算方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(18): 161-168.
DONG Zhangzhuo, LIU Kui, ZHANG Beibei. A general fault current calculation method for distribution network with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(18): 161-168.
- [7] 戴志辉, 李川, 焦彦军. IIDG 低压穿越模型及其在配网故障分析中的应用[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(7): 16-23.
DAI Zhihui, LI Chuan, JIAO Yanjun. Low-voltage ride through model of inverter-interfaced distributed generator and its application to fault analysis of distribution network[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2018, 30(7): 16-23.
- [8] 尹项根, 张哲, 肖繁, 等. 分布式电源短路计算模型及电网故障计算方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 1-9.
YIN Xianggen, ZHANG Zhe, XIAO Fan, et al. Study on short-circuit calculation model of distributed generators and fault analysis method of power system with distributed generators[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 1-9.
- [9] 邓成江, 李海锋, 曾德辉, 等. 含逆变型分布式电源的不平衡配电网短路电流计算方法研究[J]. 智慧电力, 2021, 49(2): 39-46.
DENG Chengjiang, LI Haifeng, ZENG Dehui, et al. Calculation method of short-circuit current in unbalanced distribution network with inverter-based distributed generation[J]. Smart Power, 2021, 49(2): 39-46.
- [10] 贾科, 侯来运, 毕天姝, 等. 基于故障区域局部迭代的工程实用化新能源短路电流计算[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(13): 151-158.
JIA Ke, HOU Laiyun, BI Tianshu, et al. Practical engineering calculation of short-circuit current for renewable energy based on local iteration of fault area[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13): 151-158.
- [11] 孙毅卫, 王志文, 汪雨辰, 等. 含高密度分布式电源的配电网短路电流快速计算方法[J]. 电力建设, 2016, 37(5): 118-124.
SUN Yiwei, WANG Zhiwen, WANG Yuchen, et al. A fast calculation method for short circuit current of distribution network with numerous distributed resources[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(5): 118-124.
- [12] 张林利, 彭克, 苏建军, 等. 含逆变型分布式电源的配电网故障分析通用计算方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(7): 75-80.

- ZHANG Linli, PENG Ke, SU Jianjun, et al. Study on short-circuit calculation model of distributed generators and fault analysis method of power system with distributed generators[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2017, 29(7): 75-80.
- [13] 杨超颖,王金浩,杨赟磊,等. 不对称故障条件下并网光伏逆变器峰值电流抑制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(16): 103-111.
- YANG Chaoying, WANG Jinhao, YANG Yunlei, et al. Control strategy to suppress peak current for grid-connected photovoltaic inverter under unbalanced voltage sags[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16): 103-111.
- [14] 戴志辉,何静远,王文卓,等. 适用于逆变型分布式电源T接的配电网线路纵联保护方案[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(5): 88-94, 119.
- DAI Zhihui, HE Jingyuan, WANG Wenzhuo, et al. Pilot protection scheme for distribution network with inverter-interfaced distributed generators in T-connection mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(5): 88-94, 119.
- [15] 中国电力科学研究院有限公司. NB/T 32004—2018. 光伏并网逆变器技术规范[S]. 北京: 中国标准出版社, 2018.
- China Electric Power Research Institute. NB/T 32004—2018. Technical specification of PV grid-connected inverter[S]. Beijing: China Quality and Standards Publishing, 2018.
- [16] 中国电力科学研究院. GB/T 33593—2017. 分布式电源并网技术要求[S]. 北京: 中国标准出版社, 2017.
- China Electric Power Research Institute. GB/T 33593—2017. Technical requirements for grid connection of distributed resources[S]. Beijing: China Quality and Standards Publishing, 2017.
- [17] 房大中. 电力系统分析[M]. 北京: 科学出版社, 2009.
- FANG Dazhong. Power system analysis[M]. Beijing: China Science Publishing, 2009.
- [18] 韩祯祥. 电力系统分析[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 2010.
- HAN Zhenxiang. Power system analysis[M]. Hangzhou: Zhejiang University Press, 2010.
- [19] 潘国清,曾德辉,王钢,等. 含PQ控制逆变型分布式电源的配电网故障分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(4): 555-561.
- PAN Guoqing, ZENG Dehui, WANG Gang, et al. Fault analysis on distribution network with inverter interfaced distributed generations based on PQ control strategy[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(4): 555-561.
- [20] 焦彦军,梁宵,蒋晨阳. 计及LVRT控制策略的光伏电站并网配电网故障分析方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(20): 92-99.
- JIAO Yanjun, LIANG Xiao, JIANG Chenyang. Failure analysis method in distribution network considering LVRT control strategy of grid-connected photovoltaic station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(20): 92-99.

收稿日期: 2024-08-04

修改稿日期: 2024-12-26