

基于IIDG电流相位控制的配电网故障电流抑制方法

李 桓¹, 彭 克¹, 张新慧¹, 柳劲松², 徐丙垠¹, 赵艳雷¹

(1. 山东理工大学 电气与电子工程学院, 山东 淄博 255000; 2. 国网上海市电力科学研究院, 上海 200437)

摘要:我国配电网正面临着高渗透率分布式电源接入的挑战,配电网的拓扑结构与潮流方向发生了本质改变,易导致继电保护装置产生拒动或者误动。针对分布式电源大多通过电压源型逆变器并网这一现状,提出了基于逆变器电流相位控制的故障电流抑制方法,在 dq 坐标系下对逆变器输出电流相位进行控制,使得流过继电保护装置的故障电流幅值近似等于电网侧的短路电流,消除逆变型分布式电源提供的短路电流对继电保护装置的影响,减少继电保护装置的升级需求。在DIGSILENT/PowerFactory仿真软件中搭建IEEE 13节点系统,仿真结果验证了所提控制策略的正确性及有效性。

关键词:逆变型分布式电源;故障电流抑制;电流相位控制;同步相量测量;继电保护

中图分类号:TM 77

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201909030

0 引言

随着能源危机和环境恶化的加剧,新能源的开发和应用日益受到重视,分布式电源DG(Distributed Generation)得到了广泛的应用和发展。大多数分布式电源需通过逆变器接入中压或低压配电网,这类分布式电源可简称为逆变型分布式电源IIDG(Inverter Interfaced Distributed Generation)^[1]。IIDG并网后,会改变传统配电网的拓扑结构,使无源网络变为有源网络^[2],增加继电保护装置整定值设定难度,尤其是农村配电网的35 kV/10 kV馈线,其短路电流水平较低,大量的扶贫光伏电源可能会给继电保护带来较大的影响。为减小分布式电源并网对系统继电保护装置的影响,可以对故障电流进行抑制,使得保护装置能够正常动作避免保护误动或拒动。

目前,配电网的故障电流限制方法大多采用故障电流限制器的方法^[3-5],虽然能够对故障电流进行限制,但会大幅增加一次设备的投资。文献[6-7]提出基于低电压穿越LVRT(Low Voltage Ride Through)下的正负序电流分离控制方法,分别控制正负序参考电流的 d 轴和 q 轴分量幅值达到限流目的;文献[8]提出了发生不对称故障时的故障穿越控制策略,以查表的方式对IIDG的输出电流峰值进行限制,但该方法不能够完全消除IIDG输出电流对继电保护装置的影响,仍然需要对继电保护装置定值重新整定。文献[9-10]提出的限流优化方法考虑了多目标

优化方案来限制短路电流,但只考虑了传统电网且计算比较复杂。

电力系统同步相量测量单元PMU(Phasor Measurement Unit)^[11]的研究及其在配电网中的应用为故障电流相位的测量提供了良好的条件。例如,国外有学者提出 μ PMU(micro-Phasor Measurement Unit)技术,其相位测量误差在 $(-0.01^\circ, 0.01^\circ)$ 的范围内,为配电网的保护、逆变器控制等提供了精确的测量数据^[12]。

根据我国分布式电源并网标准要求^[13],中低压配电网的分布式电源在发生故障时需具有故障穿越能力,但并未要求提供动态无功补偿,因此在故障时会以恒功率控制方式提供短路电流。长距离线路末端故障电流较小,接近负荷电流,分布式电源并网后提供的短路电流会对保护造成影响,尤其会对电流保护II段、III段造成影响^[14]。本文在保证IIDG故障前后电流幅值保持不变的前提下,提出了基于IIDG电流相位控制的配电网故障电流抑制方法,通过控制IIDG的电流相位使得流过保护装置的故障电流幅值近似等于电网提供的故障电流幅值,从而有效解决IIDG对故障电流的影响,克服继电保护装置的II段、III段保护定值整定难题。本文首先分析了IIDG对短路电流的影响,然后阐述了提出的IIDG电流相位控制模型及方法,最后采用IEEE 13节点系统进行测试,仿真结果验证了所提控制方法的正确性和有效性。

1 IIDG对故障电流的影响

IIDG并网后对流过保护装置的故障电流产生的影响如图1所示。

由图1可知,当 F_1 处发生故障,且没有IIDG并入系统时,流过保护 R_1 和保护 R_2 的故障电流为电网提供的故障电流,即如式(1)所示。

收稿日期:2019-01-04;修回日期:2019-08-07

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0902800);山东省自然科学基金资助项目(ZR2017LEE022)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2017YFB0902800) and the Natural Science Foundation of Shandong Province(ZR2017LEE022)

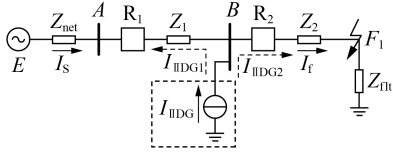


图1 流过继电保护装置的故障电流等效模型

Fig.1 Equivalent model of fault current flowing through relay protection device

$$I_{R1} = I_{R2} = I_S = \frac{E}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} \quad (1)$$

其中, I_{R1} 为流过保护 R_1 的故障电流; I_{R2} 为流过保护 R_2 的故障电流; I_S 为电网提供的故障电流; E 为电网电势; Z_1 和 Z_2 分别为点 B 到母线 A 与故障点 F_1 的等效阻抗; Z_{net} 为变电站上游网络的等效阻抗; Z_{ft} 为短路阻抗。

当 IIDG 并入配电网时(图1中虚线框部分), 它会影响流过保护 R_1 和保护 R_2 的故障电流。在故障条件下, IIDG 等效为恒流源。根据 IIDG 的位置以及电网电源的位置可知, IIDG 提供的总故障电流 I_{IIDG} 有一部分流入系统的其他部分, 另一部分流向故障点:

$$I_{IIDG1} = I_{IIDG} \frac{Z_2 + Z_{ft}}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} = I_{IIDG} Z_{eq} \quad (2)$$

$$I_{IIDG2} = I_{IIDG} \frac{Z_1 + Z_{net}}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} = I_{IIDG} (1 - Z_{eq}) \quad (3)$$

$$Z_{eq} = \frac{Z_2 + Z_{ft}}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}}$$

其中, I_{IIDG1} 为 I_{IIDG} 中流入系统其他部分的电流; I_{IIDG2} 为 I_{IIDG} 中流向故障点的电流。

因此, 流过保护 R_1 和保护 R_2 的故障电流分别如式(4)和式(5)所示。

$$I_{R1} = I_S - I_{IIDG1} = \frac{E}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} - I_{IIDG} \frac{Z_2 + Z_{ft}}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} \quad (4)$$

$$I_{R2} = I_S + I_{IIDG2} = \frac{E}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} + I_{IIDG} \frac{Z_1 + Z_{net}}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} \quad (5)$$

从式(4)、(5)可以看出, 流过保护 R_1 和保护 R_2 的故障电流的变化取决于 Z_{net} 、 Z_1 、 Z_2 以及 Z_{ft} 。当故障点离 IIDG 较近时, 有 $Z_2 + Z_{ft} \ll Z_{net} + Z_1$, Z_{eq} 是一个很小的值, 那么就可以将 I_{IIDG1} 忽略。在这种情况下, 流过保护 R_1 和保护 R_2 的故障电流分别如式(6)和式(7)所示。

$$I_{R1} \approx I_S = \frac{E}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} \quad (6)$$

$$I_{R2} \approx I_S + I_{IIDG} = \frac{E}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} + I_{IIDG} \quad (7)$$

另一方面, 当 IIDG 距离故障点较远时, 点 B 到故障点 F_1 的等效阻抗 Z_2 很大, 有 $Z_{net} + Z_1 \ll Z_2 + Z_{ft}$ 。此时, 流过保护 R_1 和 R_2 的故障电流分别如式(8)和式(9)所示。

$$I_{R1} \approx I_S - I_{IIDG} = \frac{E}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} - I_{IIDG} \quad (8)$$

$$I_{R2} \approx I_S = \frac{E}{Z_{net} + Z_1 + Z_2 + Z_{ft}} \quad (9)$$

当 IIDG 距离故障点的位置处于上述2种情况之间时, 流过保护 R_1 和保护 R_2 的故障电流值在上述2种情况下的电流幅值之间。

通过上述分析可以看出, IIDG 并入电网后会对故障电流造成影响, 可能导致继电保护装置拒动或者误动, 而配电网的复杂性以及分布式电源渗透率的不断提高, 导致继电保护整定计算较为困难, 需要通过 IIDG 的控制策略解决其对故障电流的影响。

2 IIDG 电流的相位控制策略与模型

2.1 IIDG 控制系统模型

以 L 型逆变器为例, 给出其等效电路如图2所示。

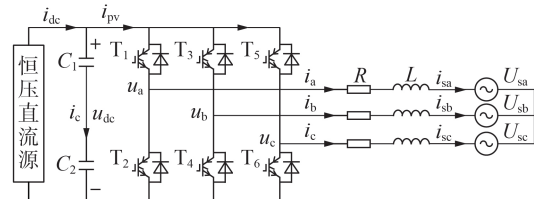


图2 并网逆变器电路图

Fig.2 Circuit diagram of grid connected inverter

三相全桥逆变器的 d 轴电流 i_d 和 q 轴电流 i_q 的微分方程为:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R/L & \omega \\ -\omega & -R/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} e_d - u_q \\ e_q - u_d \end{bmatrix} \quad (10)$$

其中, R 为逆变器出口处交流电阻; L 为逆变器出口处交流电感; ω 为交流侧系统角频率; e_d 、 e_q 分别为网侧电压 d 轴和 q 轴分量; u_d 、 u_q 分别为逆变器侧电压 d 轴和 q 轴分量。

采用电流的内环控制来实现 dq 轴的解耦控制, 其最终公式为^[1]:

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \frac{R - \left(k_{ip} + \frac{k_{il}}{s}\right)(i_d^* - i_d)}{L} i_d + \frac{k_{ip} + \frac{k_{il}}{s}}{L} i_d^* \\ \frac{di_q}{dt} = \frac{R - \left(k_{ip} + \frac{k_{il}}{s}\right)(i_q^* - i_q)}{L} i_q + \frac{k_{ip} + \frac{k_{il}}{s}}{L} i_q^* \end{cases} \quad (11)$$

其中, k_{ip} 、 k_{il} 为 PI 调节器的系数; i_d^* 、 i_q^* 分别为 d 轴和 q 轴参考电流。

将网侧逆变器出口的电压 U 固定在 d 轴上, 有功功率只与电流 d 轴分量有关, 无功功率只与电流 q 轴分量有关, 通过对电流的 d 轴、 q 轴分量进行控制可以实现有功和无功功率之间的解耦^[15]。

2.2 IIDG 电流相位控制策略

逆变器的可控参数为电流幅值和相位, 降低逆变器输出电流的幅值固然可以达到降低其对故障电流贡献的目的, 当 IIDG 对故障电流的贡献为 0 时, 此时的逆变器相当于脱网运行, 显然是不可行的。因此, 可以考虑对逆变器电流相位进行控制。

假设 IIDG 的电流幅值恒定, 那么它对流过继电保护装置电流的贡献取决于它的相位, 当 IIDG 提供的电流与电网提供电流同相时, 流过继电保护装置的电流最大。在不改变 IIDG 提供电流幅值的情况下, 通过改变逆变器输出电流相位 θ_{IIDG} , 从而使流过继电保护装置的电流 I_f 与电网提供的故障电流 I_s 幅值相等, 具体相位关系如图 3 所示。图中, θ_s 为电网提供的故障电流相位; θ_f 为流过继电保护装置的电流相位; I_s 为电网提供的故障电流相量; I_f 为流过继电保护装置的电流相量; $I_{f\text{-new}}$ 为控制后流过继电保护装置的电流; S 为以 I_s 幅值为半径的圆弧; $I_{\text{IIDG-new}}$ 、 θ_{IIDG} 分别为 IIDG 电流及其相位角边界条件值。

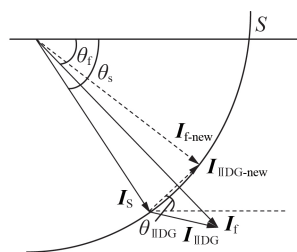


图3 IIDG 电流相位控制原理图

Fig.3 Schematic diagram of phase control based on IIDG current

如图 3 所示, θ_{IIDG} 为 IIDG 相位控制的边界条件。当故障发生时, 通过控制 IIDG 电流相位 θ_{IIDG} 使其输出电流为图 3 中的 $I_{\text{IIDG-new}}$, 此时, 流过继电保护装置的电流相量末端位于圆弧 S 上, 其幅值等于电网提供的故障电流幅值。增大或减小 θ_{IIDG} 都会导致流过继电保护装置的电流幅值小于或大于电网提供的故障电流幅值。若 IIDG 输出电流相位大于 θ_{IIDG} , 则流过继电保护装置电流的幅值小于电网提供电流幅值; 若 IIDG 输出电流相位小于 θ_{IIDG} , 则流过继电保护装置电流的幅值大于电网提供电流幅值。

由图 3 可知, 当 $0^\circ < \theta_{\text{IIDG}} < 90^\circ$ 时, IIDG 的输出有功功率为正, 不会从电网倒吸功率。若逆变器未达到限流状态, 则 IIDG 的电流按实际值输出; 若逆变器达到限流状态, 则 IIDG 的电流按 1.2 倍的额定值

输出。上述 2 种情况均能够保证 IIDG 输出功率不超过 IIDG 额定容量。

根据求解时采集电气量的不同, 本文提出 2 种不同方法求解 θ_{IIDG} , 并应用于 IIDG 电流相位控制中。

2.2.1 近似控制策略

由图 3 可以得到 θ_{IIDG} 和电网提供的故障电流相位 θ_s 以及流过继电保护装置的电流相位 θ_f 的数学关系, 如图 4 所示。

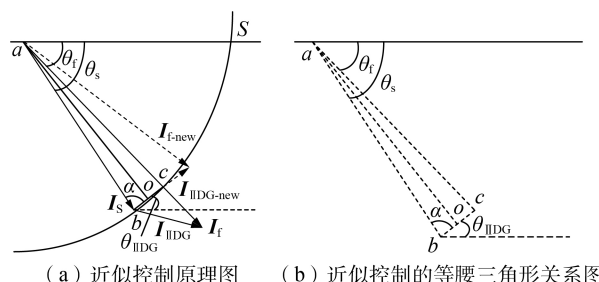


图4 基于近似原理的等腰三角形关系

Fig.4 Isosceles triangle relationship based on approximate principle

由图 4(a) 可以看出, 当 IIDG 并入电网后, 流过继电保护装置的电流幅值大于电网提供的故障电流幅值, 通过将 IIDG 的电流相位控制到图 4(a) 中的 θ_{IIDG} 后可以实现流过继电保护装置的电流幅值和电网提供的故障电流幅值近似相等, 图中, I_f 和圆弧 S 的交点即表示两者幅值相等。由于 IIDG 提供的故障电流幅值远小于电网提供的故障电流幅值, 将 I_s 末端与 I_f 和圆弧 S 的交点连接作为新的 IIDG 电流相量 $I_{\text{IIDG-new}}$, 此时, 流过继电保护装置电流的末端位于圆弧 S 外, 其幅值略大于电网提供的故障电流幅值, 在求解 θ_{IIDG} 时, 只需要测得 θ_s 与 θ_f 。

由图 4(b) 的等腰三角形关系可得:

$$|\theta_s| + \alpha + \theta_{\text{IIDG}} = 180^\circ \quad (12)$$

$$\alpha = \frac{180^\circ - |\theta_s - \theta_f|}{2} \quad (13)$$

其中, α 为 I_s 与 $I_{\text{IIDG-new}}$ 的夹角。

由式 (12)、(13) 可得系统只含 1 个 IIDG 时其电流相位的近似求解公式为:

$$\theta_{\text{IIDG}} = 180^\circ - \frac{180^\circ - |\theta_s - \theta_f|}{2} - |\theta_s| \quad (14)$$

2.2.2 精确控制策略

根据图 4 可以得到近似 IIDG 电流相位求解公式, 但其未考虑故障时由并网点电压跌落引起的 IIDG 输出电流幅值增大这一因素, 进一步可以根据图 5(a) 所示的等腰三角形关系求解 IIDG 电流相位的精确公式。

由图 5(b) 所示的等腰三角形关系可以求得 α 的精确公式如下:

$$\cos \alpha = \frac{ob}{ab} = \frac{I_{\text{IIDG}}}{2I_s} \quad (15)$$

$$\alpha = \arccos \frac{I_{\text{IIDG}}}{2I_s} \quad (16)$$

由式(16)和(12)可得,当系统只含1个IIDG时,其电流相位的精确表达式为:

$$\theta_{\text{IIDG}} = 180^\circ - \alpha - |\theta_s| = 180^\circ - |\theta_s| - \arccos \frac{I_{\text{IIDG}}}{2I_s} \quad (17)$$

此时流过继电保护装置的电流末端位于圆弧S上,其幅值等于电网提供的故障电流幅值,如图5(a)所示。

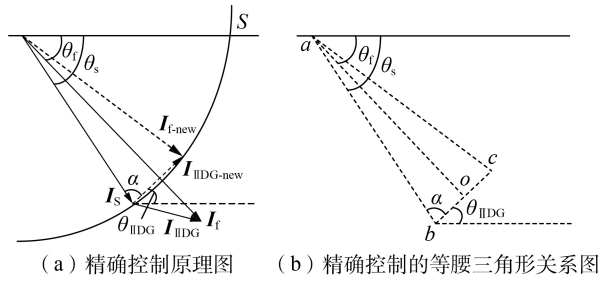


图5 基于精确原理的等腰三角形关系

Fig.5 Isosceles triangle relationship based on exact principle

本文提出的故障电流抑制方法同样适用于多个IIDG并入电网时的情况,在配电网发生短路故障时,可以根据电气距离将不同的IIDG进行分组,同一组IIDG采用统一的控制角度。此时需要通过控制 θ_{IIDG} 使得流入网侧继电保护装置电流的幅值等于流出电流幅值,将式(14)、(17)中的 θ_f 、 θ_s 和 I_s 分别用流出网侧继电保护装置电流相位 θ_{out} 、流入网侧继电保护装置电流相位 θ_{in} 和幅值 I_{in} 替换,如式(18)、(19)所示。

$$\theta_{\text{IIDG}} = 180^\circ - \alpha - |\theta_{\text{in}}| = 180^\circ - |\theta_{\text{in}}| - \arccos \frac{I_{\text{IIDG}}}{2I_{\text{in}}} \quad (18)$$

$$\theta_{\text{IIDG}} = 180^\circ - \frac{180^\circ - |\theta_{\text{in}} - \theta_{\text{out}}|}{2} - |\theta_{\text{in}}| \quad (19)$$

上述提出的IIDG电流相位求解方法中,在求解 θ_{IIDG} 近似值时只需要使用 θ_s 与 θ_f ,计算公式较为简单,可以采用故障前的潮流值进行计算,但将IIDG输出电流幅值近似为恒定值,未考虑故障时并网点电压跌落引起的IIDG输出电流幅值增大对控制造成的影响;采用精确公式求解 θ_{IIDG} 时,计算公式较近似方法复杂,将多个IIDG作为1组进行统一控制时,增加的测量的电气量的数量会造成计算公式复杂化,但该方法在求解 θ_{IIDG} 时,考虑了IIDG输出电流幅

值变化对控制的影响,可以采用在线量测数据进行计算,控制效果较为精确。

本文提出的控制策略根据测量电气量的不同分别适用于2种不同场景。当配电网中采用 μPMU 技术时,由于其测量相位等电气量精确度高,IIDG控制方式可以采用精确控制,确保流过继电保护装置电流的幅值等于电网提供的故障电流的幅值;当 θ_s 与 θ_f 通过离线潮流计算获得时,IIDG控制方式采用近似控制。本文所提2种控制方式的控制框图详见附录A中的图A1和图A2。

此外,本文提出的策略主要用于并网状态IIDG的故障电流抑制,在配电网继电保护隔离故障后,非故障区域可以按照原来的运行方式继续运行,而故障区域则需通过反孤岛保护跳开IIDG。

3 算例分析

本文使用DIgSILENT / PowerFactory仿真软件搭建电压等级为10.5 kV的IEEE 13节点系统验证本文方法的正确性以及有效性,IEEE 13节点系统如图6所示。图中,系统短路容量为25.4 MV·A,IIDG容量均为2 MV·A,各线路具体参数见附录A中的表A1。分别将1个和多个IIDG并入到IEEE 13节点系统中,对IIDG分别采用PQ控制策略^[15]和基于IIDG电流相位控制策略,通过仿真比较改变控制方式前后流过继电保护装置的故障电流的幅值和电网提供故障电流的幅值的差值,从而达到验证本文提出方法的正确性和有效性的目的。同时,本文对于所提精确控制方式也进行了上述仿真,进而比较本文近似控制与精确控制的效果。

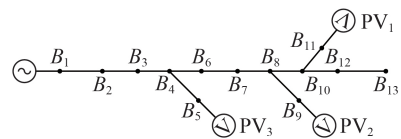


图6 含IIDG的IEEE 13节点系统示意图

Fig.6 Schematic diagram of IEEE 13-bus system with IIDG

本文首先对不含IIDG时的IEEE 13节点系统进行短路故障仿真,短路点为 B_{13} ,仿真结果为:配电网单独提供的故障电流幅值为1.396 7 kA。

3.1 只含有1个IIDG

IIDG并网点为 B_4 ,短路点为 B_{13} ,进行三相短路仿真,短路电流仿真波形图如图7所示,波形放大图见附录B中的图B1,仿真数据见附录B中的表B1。

3.2 含有多个IIDG

IIDG并网点为 B_{10} 、 B_8 、 B_4 ,根据电气距离以接入DG的节点以及相邻的节点划分为1组,以图6中 PV_1 与 PV_2 为1组, PV_3 为1组,短路点为 B_{13} ,进行三相短路仿真,短路电流仿真波形图如图8所示,仿真数据见

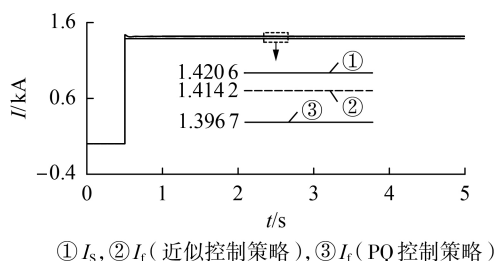


图 7 只含有 1 个 IIDG 时短路电流仿真波形

Fig.7 Simulative waveforms of short circuit current when an IIDG is incorporated into system

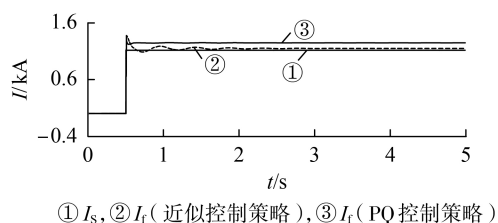


图 8 含有多个 IIDG 时短路电流仿真波形

Fig.8 Simulative waveforms of short circuit current when multiple IIDGs are incorporated into system

附录 B 中的表 B2。

图 7、8 及表 B1、B2 中的数据表明,当系统中只含有 1 个 IIDG 时,PQ 控制策略下和本文提出的近似控制策略下的短路点故障电流幅值相差不大,本文提出的近似控制策略作用不是很明显。随着并入系统的 IIDG 数量的增多,PQ 控制策略下流过继电保护装置的电流幅值增大幅度明显高于采用本文提出的近似控制策略时流过继电保护装置的电流幅值增大幅度,即本文提出的近似控制策略在多个 IIDG 并入系统的情况下能够明显地降低流过继电保护装置的短路电流幅值,使其接近配电网电源单独提供的故障电流幅值。

3.3 精确控制策略仿真测试

本节通过分别将 1 个和多个 IIDG 并入到 IEEE 13 节点系统中,并对 IIDG 采用基于 IIDG 电流相位精确控制方式的控制策略来比较其与近似控制方式的效果,仿真波形图如图 9 所示,仿真数据见附录 B 中的表 B3、B4。

图 9 及表 B3、B4 的仿真结果表明,采用精确计算得到的 θ_{indg} 对 IIDG 进行相位控制能够达到将流过继电保护装置的电流幅值降低到配电网电源单独提供的故障电流幅值的目的。

3.4 IIDG 不同接入位置仿真测试

IIDG 并网点分别为 B_3 和 B_6 ,短路点为 B_{13} ,进行三相短路仿真。IIDG 接入点为 B_3 时,采用近似控制策略和精确控制策略的短路电流仿真波形图分别如图 10 和图 11 所示,其放大图分别见附录 B 中的图 B2 和图 B3。IIDG 接入点为 B_6 时,采用近似控制策

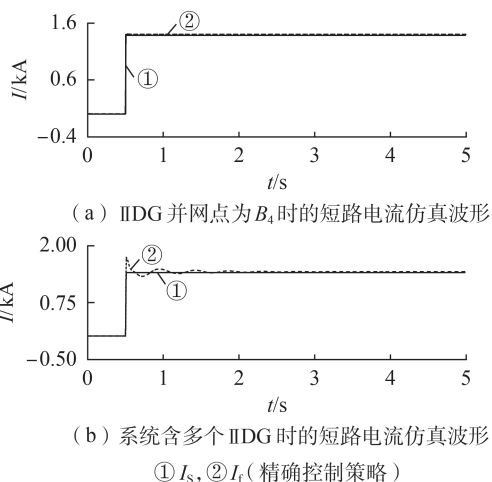


图 9 采用精确控制策略时短路电流仿真波形

Fig.9 Simulative waveforms of short circuit current when accurate control strategy is adopted

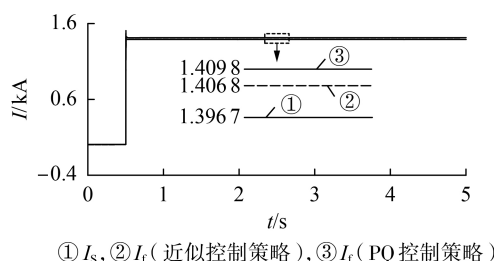


图 10 近似控制策略下 IIDG 接入点为 B_3 时的短路电流仿真波形

Fig.10 Simulative waveforms of short circuit current when IIDG is connected to B_3 under approximate control strategy

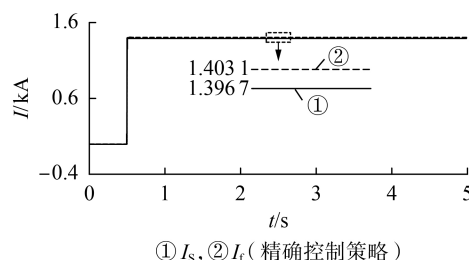


图 11 精确控制策略下 IIDG 接入点为 B_3 的短路电流仿真波形

Fig.11 Simulative waveforms of short circuit current when IIDG is connected to B_3 under precise control strategy

略和精确控制策略的短路电流仿真波形图分别见附录 B 中的图 B3、B4。仿真数据见附录 B 中的表 B5、B6。

由图 10 和表 B5 可见,在近似控制策略下,本文提出的控制方法能够对不同接入位置的 IIDG 输出电流进行控制,从而消除 IIDG 对继电保护装置的影响。

图 11 及表 B6 结果表明,在精确控制模式下,本文所提控制策略同样能够实现 IIDG 不同接入位置

时的控制目标。

3.5 不同短路点下仿真测试

IIDG并网点为 B_{10} 、 B_8 、 B_4 ,短路点由 B_{13} 变为 B_7 ,进行三相短路仿真,短路电流仿真波形图如图12、13所示,仿真数据见附录中的表B7和表B8。

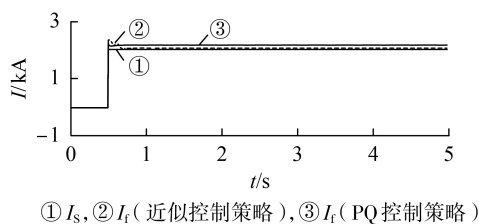


图12 短路点为 B_7 时的短路电流仿真波形

Fig.12 Simulative waveforms of short circuit current when short circuit point is B_7

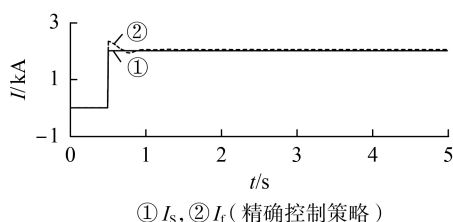


图13 短路点为 B_7 时精确控制策略下的短路电流仿真波形

Fig.13 Simulative waveforms of short circuit current when short circuit point is B_7 , under precise control strategy

图12、13及表B7、B8表明,本文所提出控制策略能够满足不同故障位置时IIDG电流的控制。

4 结论

本文利用IIDG电流相位可控性这一因素,推导建立了一种新的控制策略,通过控制IIDG电流相位来实现系统故障时流过继电保护装置的故障电流幅值近似等于电网电流幅值这一目标。仿真结果表明,与PQ控制策略相比较,文中提出的基于IIDG电流相位的故障电流抑制方法能够改变流过继电保护装置的短路电流幅值,使其基本等于电网提供的故障电流的幅值。该方法同样适用于含同步发电机的配电网故障电流抑制,在下一步的研究过程中进一步考虑与同步发电机协调的控制策略。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 孔祥平,张哲,尹项根,等.含逆变型分布式电源的电网故障电流特性与故障分析方法研究[J].中国电机工程学报,2013,33(34):65-74.
KONG Xiangping,ZHANG Zhe,YIN Xianggen,et al. Study on fault current characteristics and fault analysis method of power grid with inverter interfaced distributed generation[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(34):65-74.

[2] 王薪苹,卫志农,孙国强,等.计及分布式电源和负荷不确定性的多目标配网重构[J].电力自动化设备,2016,36(6):116-121.
WANG Xinping,WEI Zhinong,SUN Guoqiang,et al. Multi-objective distribution network reconfiguration considering uncertainties of distributed generation and load[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(6):116-121.
[3] 杨尚瑾,许海,赵波,等.新型桥式固态故障电流限制器[J].电力系统自动化,2017,41(1):128-133.
YANG Shangjin,XU Hai,ZHAO Bo,et al. A novel bridge type solid state fault current limiter[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(1):128-133.
[4] 缪希仁,李飙,吴晓梅,等.基于短路早期检测的中压故障电流快速限制技术[J].电力自动化设备,2014,34(11):75-81.
MIAO Xiren,LI Biao,WU Xiaomei,et al. Short circuit current limiting technology based on early detection for mid-voltage system[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(11):75-81.
[5] 刘凯,陈红坤,林军,等.故障限流器在电力系统中应用研究现状[J].电力系统保护与控制,2010,38(7):147-151.
LIU Kai,CHEN Hongkun,LIN Jun,et al. Study situation of applications of fault current limiter in power system[J]. Power System Protection and Control,2010,38(7):147-151.
[6] EBRAHIMI E,SANJARI M J,GHAREHPETIAN G B. Control of three-phase inverter-based DG system during fault condition without changing protection coordination[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2014,63:814-823.
[7] LEE C T,HSU C W,CHENG P T. A low-voltage ride-through technique for grid-connected converters of distributed energy resources[J]. IEEE Transactions on Industry Applications,2011,47(4):1821-1832.
[8] MIRET J,CASTILLA M,CAMACHO A,et al. Control scheme for photovoltaic three-phase inverters to minimize peak currents during unbalanced grid-voltage sags[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2012,27(10):4262-4271.
[9] 杨冬,周勤勇,刘玉田.基于灵敏度分析的限流方案优化决策方法[J].电力自动化设备,2015,35(5):111-118.
YANG Dong,ZHOU Qinyong,LIU Yutian. Short circuit current limiting strategy optimization based on sensitivity analysis[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(5):111-118.
[10] 叶承晋,黄民翔,陈丽莉,等.基于并行非支配排序遗传算法的限流措施多目标优化[J].电力系统自动化,2013,37(2):49-55.
YE Chengjin,HUANG Minxiang,CHEN Lili,et al. Multi-objective current limiters configuration based on parallel fast and elitist non-dominated sorting genetic algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(2):49-55.
[11] 王继豪,裴茂林,熊茹,等.同步相量测量技术在配电网中的应用[J].电测与仪表,2017,54(17):1-6.
WANG Jihao,PEI Maolin,XIONG Ru,et al. Application of synchronized phasor measurement technology in distribution system[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2017,54(17):1-6.
[12] VON MEIER A,CULLER D,MCEACHERN A,et al. Micro-synchrophasors for distribution systems[C]//Innovative Smart Grid Technologies Conference. [S.l.]:IEEE,2014:1-5.
[13] 中国国家标准化管理委员会.分布式电源并网技术要求:GB/T 33593—2017[S].北京:中国标准出版社,2017.

- [14] 徐丙垠,李天友,薛永端. 配电网继电保护与自动化[M]. 北京:中国电力出版社,2017:212-218.
- [15] 王成山,彭克,孙绪江,等. 分布式发电系统电力电子控制器通用建模方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(18):122-127.
WANG Chengshan, PENG Ke, SUN Xujiang, et al. Universal modeling method of power electronics controller for distributed generation system[J]. Automation of Electric Power System, 2012, 36(18): 122-127.
- [16] DENG C, SHU Z, XIA Y, et al. Three-phase photovoltaic grid-connected inverter with LCL based on current deadbeat control and PI control[C]//International Conference on Power System Technology. Chengdu, China: IEEE, 2014: 2864-2870.
- [17] ZHENG T Q. Synchronous PI control for three-phase grid-connected photovoltaic inverter [C] //Control and Decision

Conference. Xuzhou, China: IEEE, 2010: 2302-2307.

作者简介:



李 桓

李 桓(1994—),男,山西大同人,硕士研究生,主要研究方向为含分布式电源的配电网故障特性(**E-mail**:lhsdut17@163.com);

彭 克(1983—),男,山东淄博人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为分布式发电系统,交直流配电网(**E-mail**:pengke@sdu.edu.cn);

张新慧(1971—),女,山东莱阳人,教授,博士,主要研究方向为电力系统继电保护(**E-mail**:zhxh626@126.com)。

Fault current suppression method for distribution network by controlling IIDG current phase

LI Huan¹, PENG Ke¹, ZHANG Xinhui¹, LIU Jingsong², XU Bingyin¹, ZHAO Yanlei¹

(1. College of Electrical and Electronic Engineering, Shandong University of Technology, Zibo 255000, China;

2. State Grid Electric Power Research Institute, SMEPC, Shanghai 200437, China)

Abstract: The distribution network in China is facing the challenge of high penetration of distributed generation integrated. As a result, the topology and power flow direction of the distribution network have been changed, which easily causes misoperation or maloperation of the relay protection devices. The distributed generations are mostly connected to the distribution network by voltage sources inverters, so a fault current suppression method based on the inverter current phase control is proposed. The phase of the inverter output current is controlled in the dq reference frame, which makes the fault current amplitude of the relay protection device approximate to the short circuit current of the grid side. By this way, the influence of short circuit current supplied by IIDG (Inverter Interfaced Distributed Generation) on relay protection devices is eliminated, therefore, the demands for the upgrade of the relay protection devices can be reduced. The correctness and effectiveness of the proposed control strategy is verified by the IEEE 13-bus system in DIgSILENT / PowerFactory.

Key words: inverter interfaced distributed generation; fault current suppression; current phase control; synchronous phasor measurement; relay protection

附录 A

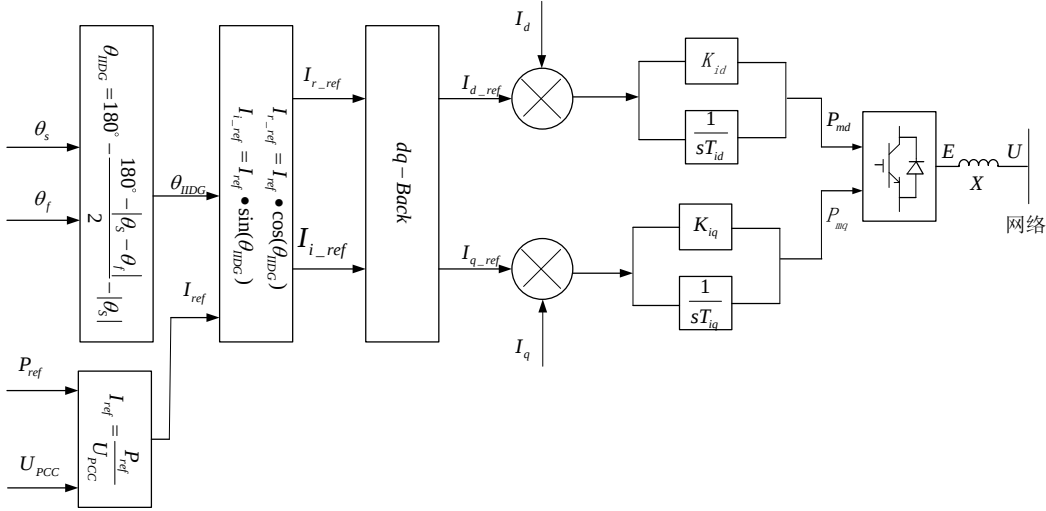


图 A1 近似控制策略框图

Fig.A1 Block diagram of approximate control strategy

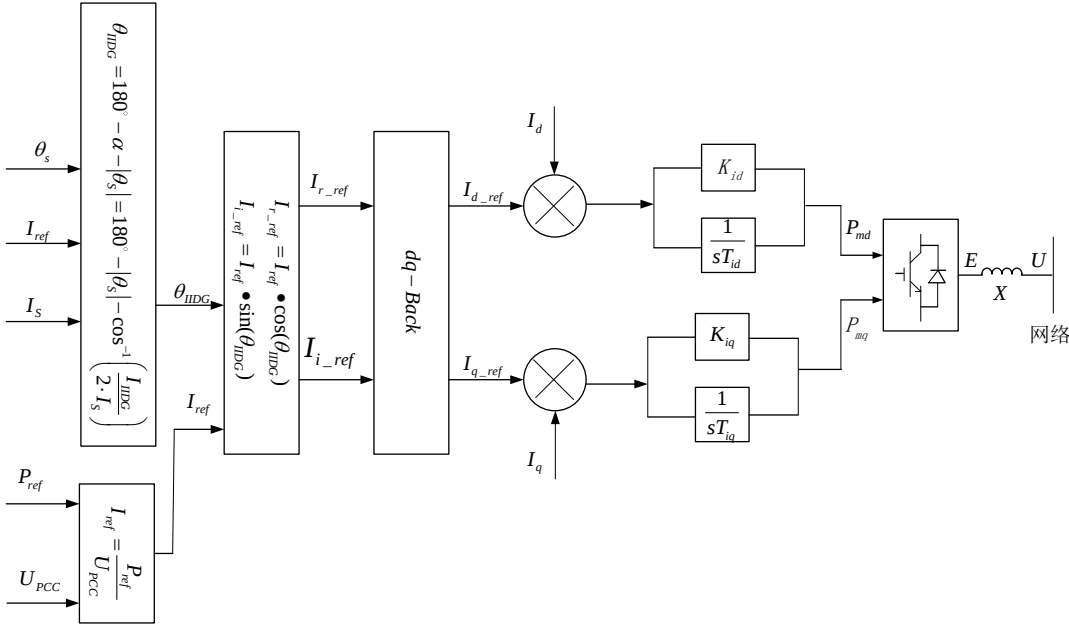


图 A2 精确控制策略框图

Fig.A2 Block diagram of precise control strategy

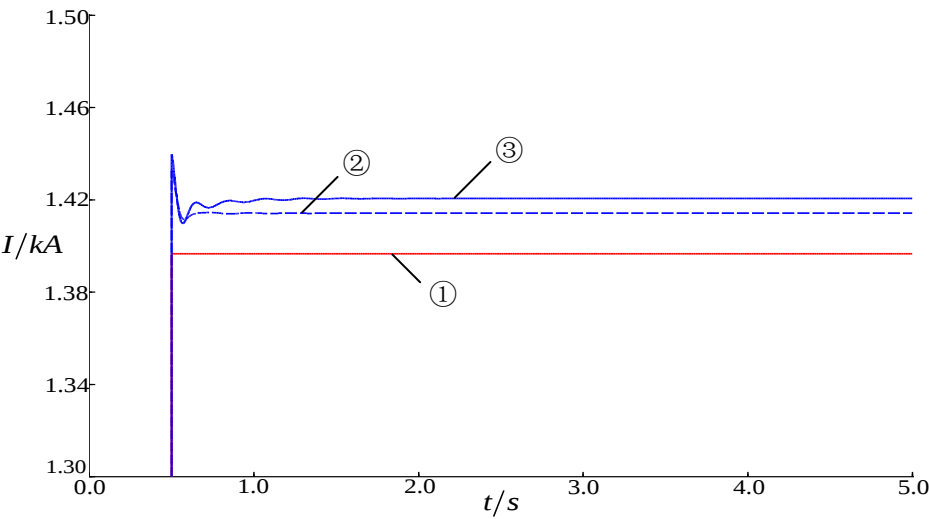
表 A1 线路参数

Table A1 Line parameters

线路	R	X	线路	R	X
L ₁₋₂	0.0922	0.0477	L ₇₋₈	0.7114	0.2351
L ₂₋₃	0.4930	0.2511	L ₈₋₁₀	0.7030	0.3400
L ₃₋₄	0.3660	0.1864	L ₁₀₋₁₂	0.3744	0.1238
L ₄₋₆	0.3811	0.1941	L ₁₂₋₁₃	0.4680	0.1550
L ₆₋₇	0.3190	0.1070	L ₄₋₅ 、L ₈₋₉ 、L ₁₀₋₁₁	0.0112	0.0086

注：L_{i-j} 为节点 B_i 到 B_j 间的线路；R、X 均为标么值。

附录 B



① I_S , ② I_f (近似控制策略), ③ I_f (PQ 控制策略)

图 B1 图 7 放大图

Fig.B1 Enlargement diagram of Fig.7

表 B1 系统只含有 1 个 IIDG 时 2 种控制策略下的短路电流仿真数据

Table B1 Simulative data of short circuit current for system with one IIDG under different control strategies

控制方法	流过继电保护装置	与配电网电源单独提供的
	置电流/kA	故障电流幅值之差/A
PQ 控制	1.4206	23.9
近似控制方法	1.4142	17.5
2 种控制方法差值	0.0064	6.4

表 B2 系统含有多个 IIDG 时 2 种控制策略下的短路电流仿真数据

Table B2 Simulative data of short circuit current for system with multiple IIDGs under different control strategies

控制方法	流过继电保护装置	与配电网电源单独提供的
	置电流/kA	故障电流幅值之差/A
PQ 控制	1.5602	163.5
近似控制方法	1.4381	41.4
2 种控制方法差值	0.1221	122.1

表 B3 系统只含有 1 个 IIDG 时采用本文提出控制策略的短路电流仿真数据

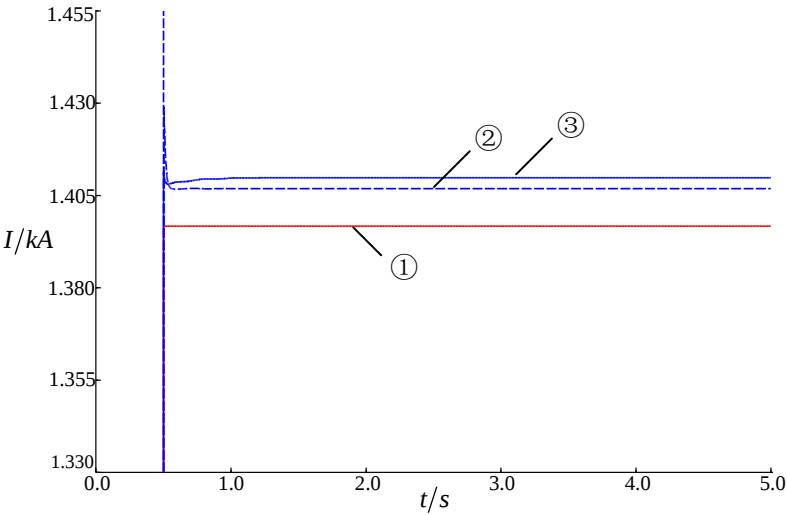
Table B3 Simulative data of short circuit current for system with one IIDG under proposed control strategies

控制方法	流过继电保护装置	与配电网电源单独提供的
	置电流/kA	故障电流幅值之差/A
近似控制方法	1.4142	17.5
精确控制方法	1.4026	5.9
2 种控制方法差值	0.0116	11.6

表 B4 系统含有多个 IIDG 时采用本文提出控制策略的短路电流仿真数据

Table B3 Simulative data of short circuit current for system with multiple IIDGs under proposed control strategies

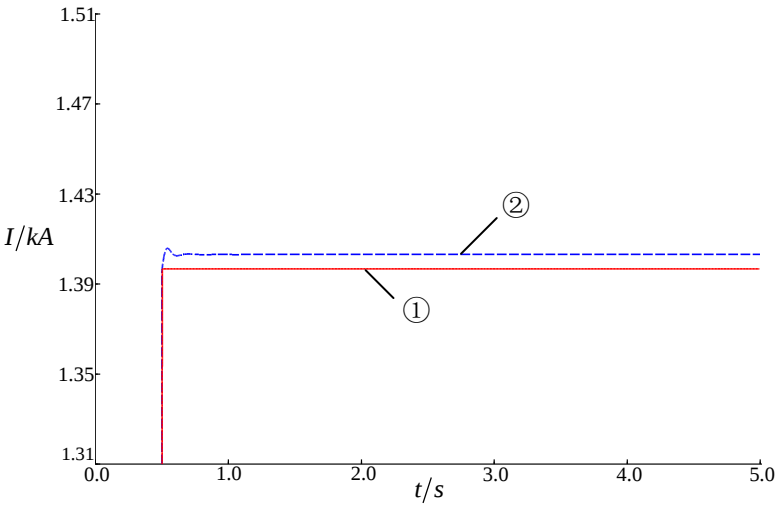
控制方法	流过继电保护装置	与配电网电源单独提供的
	置电流/kA	故障电流幅值之差/A
近似控制方法	1.4381	41.4
精确控制方法	1.4059	9.2
2 种控制方法差值	0.0322	32.2



① I_S , ② I_f (近似控制策略), ③ I_f (PQ 控制策略)

图 B2 图 10 放大图

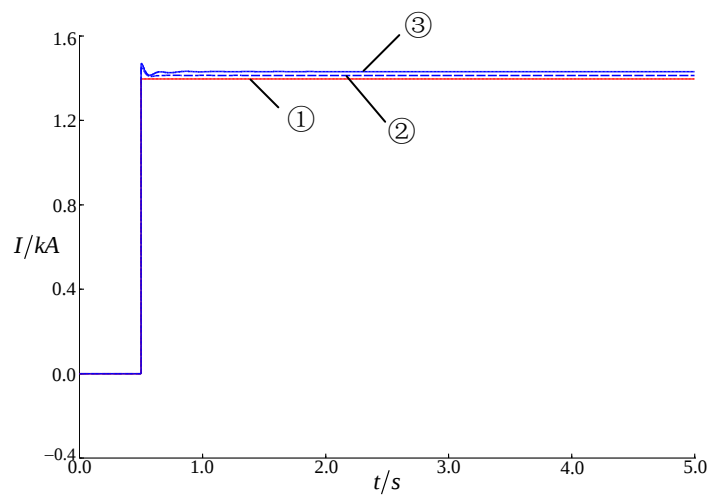
Fig.B2 Enlargement of Fig.10



① I_S , ② I_f (精确控制策略)

图 B3 图 11 放大图

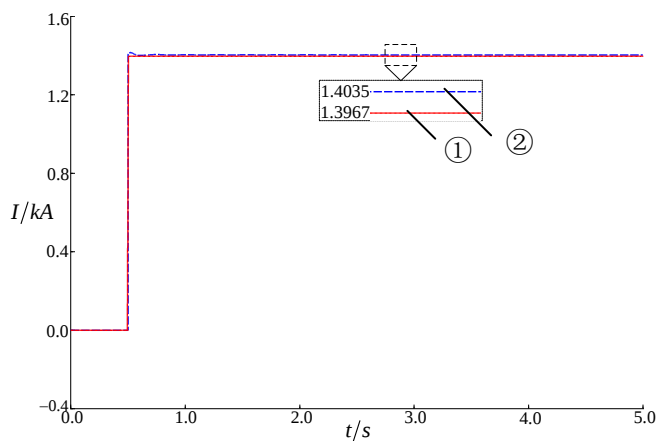
Fig.B3 Enlargement of Fig.11



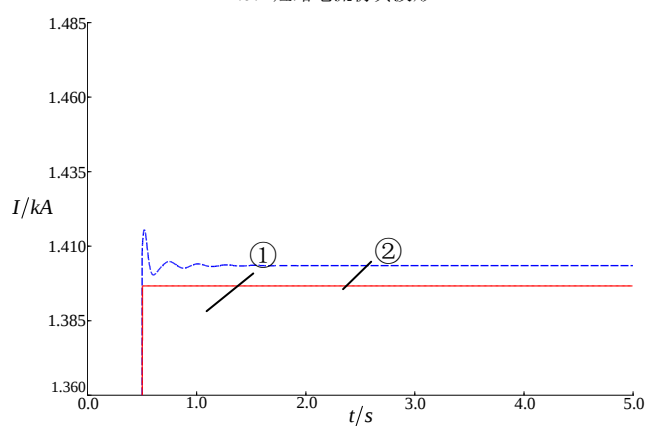
① I_S , ② I_f (近似控制策略), ③ I_f (PQ 控制策略)

图 B4 近似控制策略下 IIDG 接入点为 B_6 的短路电流仿真波形

Fig.B4 Simulative waveforms of short circuit current with IIDG is connected to B_6 under approximate control strategy



(a) 短路电流仿真波形



(b) 放大图

① I_S , ② I_f (精确控制策略)

图 B5 精确控制策略下 IIDG 接入点为 B_6 的短路电流仿真波形

Fig.B5 Simulative waveforms of short circuit current with IIDG is connected to B_6 under precise control strategy

表 B5 近似控制策略下不同 IIDG 接入点的仿真结果

Table B5 Simulative results of different IIDG access points under approximate control strategy

并网点	控制方法	流过继电保	与配电网电源单
		护装置电流	独提供的故障电
		/kA	流幅值之差/A
B_3	PQ 控制	1.4098	13.1
	近似控制方法	1.4068	10.1
	2 种控制方法差值	0.003	3
B_6	PQ 控制	1.4351	38.4
	近似控制方法	1.4172	20.5
	2 种控制方法差值	0.0179	17.9

表 B6 精确控制策略下不同 IIDG 接入点的仿真结果

Table B6 Simulative results of different IIDG access points under precise control strategy

并网点	控制方法	流过继电保	与配电网电源单
		护装置电流	独提供的故障电
		/kA	流幅值之差/A
B ₃	近似控制方法	1.4068	13.1
	精确控制方法	1.4031	6.4
	2 种控制方法差值	0.0067	6.7
B ₆	近似控制方法	1.4172	20.5
	精确控制方法	1.4035	6.8
	2 种控制方法差值	0.0137	13.7

表 B7 短路点为 B_7 时近似控制策略下的仿真结果

Table B7 Simulative results of approximate control strategy when short circuit point is B_7

控制方法	流过继电保护装	与配电网电源单独提供的
	置电流/kA	故障电流幅值之差/A
PQ 控制	2.2092	156.5
近似控制方法	2.1016	48.9
2 种控制方法差值	0.1076	107.6

表 B8 短路点为 B_7 时精确控制策略下仿真结果

Table B8 Simulative results of precise control strategy when short circuit point is B_7

控制方法	流过继电保护装	与配电网电源单独提供的
	置电流/kA	故障电流幅值之差/A
近似控制方法	2.1016	48.9
精确控制方法	2.0584	5.7
2 种控制方法差值	0.0432	43.2