

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241442

含高比例新能源配电网的改进重合闸方案

戴志辉¹, 张宇¹, 吴桐², 许东瑞¹, 柳梅元¹, 李恒泽¹, 石浚阳¹

(1. 河北省微网与分布式储能重点实验室(华北电力大学), 河北 保定 071003;

2. 广东电网有限责任公司佛山供电局, 广东 佛山 528322)

摘要: 针对逆变型分布式电源(inverter-interfaced distributed generation, IIDG)低电压穿越运行时向故障点持续注入电流导致自动重合闸重合失败的问题, 提出一种主动隔离 IIDG 与故障点的重合闸改进方案。根据 IIDG 的低电压穿越运行策略分析其对自动重合闸的影响。线路断路器配置合理的谐波电流保护, 将重合闸因低电压穿越运行而重合失败的必要条件作为 IIDG 注入谐波电流的启动条件。在此基础上, IIDG 在满足启动判据时注入谐波电流, 谐波电流保护跳开 IIDG 与故障点间的断路器, IIDG 不再向故障点注入电流, 故障点自熄弧且自动重合闸重合成功。该方法不需要安装检无压装置或延长重合闸时间, 不依赖于通信网络, 在高比例新能源接入场景下有很好的适应性。仿真结果验证了所提方法的有效性。

关键词: 重合闸; 逆变型分布式电源; 谐波电流保护; 有源配电网; 低电压穿越

An improved reclosing scheme for active distribution networks with high proportion of new energy

DAI Zhihui¹, ZHANG Yu¹, WU Tong², XU Dongrui¹, LIU Meiyuan¹, LI Hengze¹, SHI Junyang¹

(1. Hebei Laboratory of Distributed Energy Storage and Microgrid (North China Electric Power University), Baoding 071003, China;

2. Foshan Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Foshan 528322, China)

Abstract: To address the issue of automatic reclosing failure caused by continuous current injection to the fault point during low voltage ride-through (LVRT) operation of inverter-interfaced distributed generation (IIDG), an improved reclosing scheme for actively isolating the IIDG and the fault point is proposed. The impact of IIDG's LVRT operation strategy on automatic reclosing is analyzed. Circuit breakers are equipped with appropriate harmonic current protection, while the necessary condition for reclosing failure due to LVRT operation is used as the triggering condition for IIDG to inject harmonic current. On this basis, IIDG injects harmonic current when the starting criterion is met, and the harmonic current protection opens the circuit breaker between the IIDG and the fault point, thereby stopping the IIDG from injecting current into the fault point. As a result, the fault point self-extinguishes the arc and automatic reclosing succeeds. This method does not require the installation of a voltage absence detection device or extending the reclosing time, nor does it rely on a communication network. It has good adaptability in scenarios with a high proportion of new energy. Simulation results verify the effectiveness of the proposed method.

This work is supported by the Science and Technology Project of the Headquarters of State Grid Corporation of China (No. 5400-202340556A-3-2-ZN).

Key words: reclosing; inverter distributed power generation; harmonic current protection; active distribution network; low voltage ride-through (LVRT)

0 引言

随着新能源技术的发展, 逆变型分布式电源

(inverter-interfaced distributed generation, IIDG)作为现代电网中重要的新能源设备, 其在配电网内的渗透率逐年增加^[1-3], 增加了配电网结构的复杂性与多样性, 对配电网故障处理与供电恢复提出了更大挑战^[4-6]。配电网架空线路瞬时性故障频发^[7-8], 故配电网广泛采用自动重合闸^[9]实现瞬时性故障下快速

基金项目: 国家电网公司总部科技项目资助(5400-202340556A-3-2-ZN)

恢复正常供电^[10-11], 受限于成本与变电站内空间, 大部分地区(尤其是农村和偏远地区)一般仍采用前加速无检自动重合闸^[12-13]。瞬时性故障时, IIDG 向故障点持续注入故障电流可能导致其发展成永久性故障, 导致自动重合闸重合失败, 供电恢复时间延长^[14-16]。

针对这一问题, 在分布式能源接入配电网前期, 控制装置在故障发生时主动切除所有 IIDG, 使配电网恢复原先无源网络, 避免了 IIDG 向故障点注入短路电流导致瞬时性故障发展为永久性故障的问题^[17]。但随着新能源在配电网内渗透率不断提升, IIDG 全部退出无法发挥其电压支撑作用, 还会进一步加剧电网的功率失衡, 影响电网稳定^[18]。

目前, 针对瞬时性故障时 IIDG 向故障点注入电流, 导致自动重合闸重合失败的问题, 主要的解决办法有: 限制 IIDG 容量以确保故障点自熄弧^[19]和改进重合闸策略^[20]等。改进重合闸策略常通过增设检无压环节或根据 IIDG 低电压穿越策略延长重合时间等, 以确保 IIDG 完全退出运行再重合, 避免因 IIDG 向故障点注入电流而导致的重合失败。文献[21]提出限制 IIDG 故障电流大小、接入位置和容量以维持原有保护有效性。文献[22]给出了限制 IIDG 容量并配合防孤岛保护延长重合闸时间, 使得原有保护不受 IIDG 接入的影响。文献[23]通过加装检无压设备, 延长重合闸时间, 确保 IIDG 退出运行后再重合, 解决了由于 IIDG 向故障点注入电流, 瞬时性故障发展为永久性故障的问题。上述方法都避免了 IIDG 向故障点注入电流导致的重合失败, 但限制 IIDG 容量难以适应配电网新能源渗透率不断提高的现状, 加装检无压设备会增加设备成本, 延长重合闸时间导致恢复供电时间延长。

针对上述问题, 提出一种隔离 IIDG 与故障点, 增设故障点自熄弧环节的改进重合闸方案, 既避免了 IIDG 向故障点注入电流导致的重合失败, 又克服了上述方法的缺点。首先结合 IIDG 的控制策略分析其对重合闸的影响; 接着对谐波电流的注入方式、类型与谐波电流保护的配置进行了分析; 在以上分析的基础上, 提出一种基于谐波电流保护隔离 IIDG 与故障点、增设故障点自熄弧环节的改进重合闸方案; 最后, 通过仿真验证了所提方法的有效性。

1 IIDG 低电压穿越控制策略及其对重合闸的影响分析

1.1 IIDG 低电压穿越控制策略

IIDG 的输出特性主要由逆变器的控制策略和接入处的电网电压决定, 为提高对电网电压的支撑作用, IIDG 常具备闭锁电压外环且根据电网电压跌

落程度给定 q 轴电流参考值 i_q^* 的低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)控制模式。主要分析 LVRT 参考电网电压跌落程度给定 q 轴电流参考值和限制 IIDG 输出电流幅值的两个关键环节。

1.1.1 q 轴电流参考值的给定

为了给电网提供一定的电压支撑, 国家标准 GB/T 19964-2012 关于分布式并网中 LVRT 的要求如下^[24](以下简称规范): 当分布式电源的电压跌落至 $0.9U_N$ 时, 电压每跌落 1%, 至少要提供 2% 的无功电流, 且规定 DG 须保持与电网至少 0.15 s 的连接。逆变型分布式能源低电压穿越特性如图 1 所示。

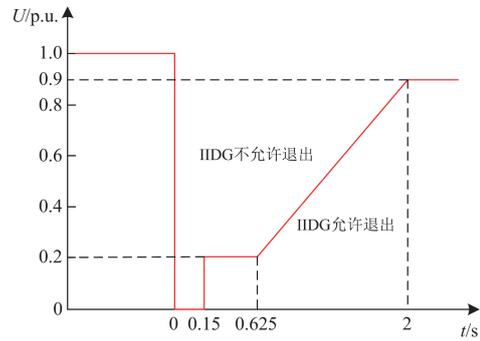


图 1 逆变型分布式能源低电压穿越特性

Fig. 1 Low-voltage ride-through characteristics of inverter-interfaced distributed generator resources

参考图 1, q 轴电流参考值 i_q^* 和电网正序电压跌落幅值的关系如式(1)所示。

$$i_q^* = K \left(0.9 - \frac{U_{gf}}{U_N} \right) I_N \quad 0.3 < \frac{U_{gf}}{U_N} \leq 0.9 \quad (1)$$

式中: U_{gf} 为故障后公共连接点(point of common coupling, PCC)处电网正序电压幅值; U_N 为 PCC 处电网正序电压的额定值; I_N 为 IIDG 的额定输出电流; K 为 IIDG 的无功支撑比例系数。

根据式(1)可知, IIDG 低电压穿越控制的无功控制环节如图 2 所示。

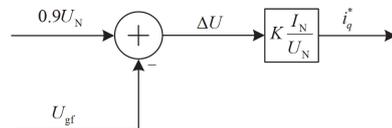


图 2 LVRT 的无功控制环节

Fig. 2 Reactive power control of LVRT

1.1.2 IIDG 的限流环节

IIDG 接入处电网电压跌落, dq 轴电流参考值 i_d^* 、 i_q^* 增加, 从而导致 IIDG 输出功率增加。但由于 IGBT 器件的擎住效应和 IIDG 短路容量限制,

IIDG 允许流过的最大电流不能像同步发电设备一样远超额定电流。为此, IIDG 采用限制 dq 轴电流参考值 i_d^* 、 i_q^* 以限制短路电流的方法, 且故障期间 IIDG 优先输出无功电流以支撑电网电压, 所以限流环节主要是限制 d 轴电流参考值 i_d^* , 其限流环节如式(2)所示。

$$\begin{cases} i_d^* = \min\{\sqrt{I_{\max}^2 - (i_q^*)^2}, i_{d0}^*\} & 0 < \frac{U_{\text{gf}}}{U_N} \leq 0.9 \\ i_q^* = \min\left\{K\left(0.9 - \frac{U_{\text{gf}}}{U_N}\right)I_N, I_{\max}\right\} & 0 < \frac{U_{\text{gf}}}{U_N} \leq 0.9 \end{cases} \quad (2)$$

式中: I_{\max} 为 IIDG 允许输出的最大短路电流; i_{d0}^* 为正常运行时 IIDG 的 d 轴电流参考值。

1.1.3 本文采用的低电压穿越控制模式

IIDG 的 LVRT 模式性能除受自身容量影响外, 主要受其无功支撑比例系数 K 与允许输出的最大短路电流 I_{\max} 影响。本文根据规范^[24], 将 IIDG 的无功支撑比例系数 K 取 2, 其允许输出的最大短路电流 I_{\max} 取 $1.2I_N$ 。综上, IIDG 的 LVRT 控制模式中 dq 电流参考值的计算公式如式(3)所示。

$$\begin{cases} i_q^* = \begin{cases} 2\left(0.9 - \frac{U_{\text{gf}}}{U_N}\right)I_N & 0.3 \leq \frac{U_{\text{gf}}}{U_N} \leq 0.9 \\ 1.2I_N & 0 \leq \frac{U_{\text{gf}}}{U_N} < 0.3 \end{cases} \\ i_d^* = \min\{\sqrt{(1.2I_N)^2 - (i_q^*)^2}, i_{d0}^*\} & 0 \leq \frac{U_{\text{gf}}}{U_N} \leq 0.9 \\ i_L = \sqrt{(i_d^*)^2 + (i_q^*)^2} \angle \arctan \frac{i_q^*}{i_d^*} \end{cases} \quad (3)$$

式中: i_L 为故障期间 IIDG 输出的电流。

1.2 IIDG 对重合闸的影响分析

1.2.1 配电网的自动重合闸配置

以图 3 为例, 分析 10 kV 线路自动重合闸(auto-reclosing, AR)现状。35 kV 及以下线路自动重合闸的配备主要为前加速无检重合, 即重合前不进行检检测直接重合。保护 1 和保护 4 处断路器均为馈线出口断路器, 配置有前加速无检重合闸; 线路 AD 分

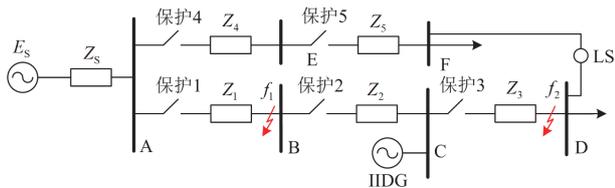


图 3 有源配电网自动重合闸配置图

Fig. 3 Configuration diagram of automatic reclosing in active distribution network

为三段, 保护 1、保护 2、保护 3 处断路器均配置电流三段式保护, 线路 AF 同理, IIDG 采用 1.1 节的控制策略。

保护 1 配置前加速无检重合闸, 其重合闸策略为: 当线路 AD 上任意位置发生故障时, 保护 1 断路器立即跳闸, 切断整条线路; 经过一定延时而后再进行重合。若故障为瞬时性故障, 则该次重合后线路恢复供电; 若故障为永久性故障, 则该次重合后线路仍处于故障状态, 需等待电流三段式保护来清除故障。保护 4 的自动重合闸策略同理。前加速重合闸重合前, IIDG 可能处于低电压穿越运行模式, 重合过程会受到其影响。

1.2.2 IIDG 对重合闸的影响分析

为了全面分析 IIDG 对重合闸的影响, 将按照故障发生在 IIDG 上游、IIDG 下游和 IIDG 相邻馈线 3 种情况进行分析。

1) 当 IIDG 所接入线路上游 f_1 处发生故障时, 流过保护 1 的电流增大, 母线 C 电压跌落, 在前加速的作用下保护 1 处断路器跳闸, 受并网点电压跌落影响 IIDG 进入 LVRT 模式。此时, IIDG 和故障点相连, 持续向故障点注入短路电流, 可能导致瞬时性故障发展成永久性故障, 保护 1 处重合闸 1.2 s 延时后重合, 合于永久性故障; 保护 1 处断路器跳开, 下游负荷失电。

2) 当 IIDG 所接入线路下游 f_2 处发生故障时, 流过保护 1 的电流增大, 母线 C 电压跌落, 在前加速的作用下保护 1 处断路器跳闸, 受并网点电压跌落影响 IIDG 进入 LVRT 模式。此时, IIDG 和故障点相连, 持续向故障点注入短路电流, 可能导致瞬时性故障发展为永久性故障, 保护 1 处重合闸 1.2 s 延时后合闸, 合于永久性故障; 保护 3 处断路器跳开, 下游负荷失电。

3) 当 IIDG 相邻馈线于线路 AE 末端发生故障时, 流过保护 4 的电流增大, 母线 A 电压跌落。由于母线 A 电压跌落, IIDG 将进入 LVRT 模式。在前加速的作用下保护 4 处断路器跳闸, 母线电压恢复, IIDG 恢复至恒功率运行, 保护 4 处重合闸 1.2 s 延时后合闸, 若为瞬时性故障, 则该次重合恢复线路供电; 若为永久性故障, 此时线路为故障状态, IIDG 进入 LVRT 模式; 需保护 4 处断路器清除故障, 相邻馈线下游失电, IIDG 恢复至恒功率运行。

当故障发生在 IIDG 上游或下游时, 瞬时故障可能由于 IIDG 向故障点持续注入电流发展为永久性故障, 导致重合闸重合失败, 恢复供电时间延长。

1.2.3 防孤岛保护与重合闸的配合

由于 IIDG 的故障电流有限, 电流保护不能可

靠动作，所以其配备防孤岛保护避免产生非计划孤岛。自动重合闸重合前，防孤岛保护切除 IIDG，能避免故障点电弧不熄灭，自动重合闸重合成功。

根据规范，为了防止 IIDG 脱网进一步加剧电网功率失衡，需要 IIDG 继续不脱网运行并提供无功支持，由图 1 可知，故障时 IIDG 最大脱网时间为 2 s。因此，现有 10 kV 前加速无检重合闸可通过整定方案的动作时间与防孤岛保护配合，在 2 s 的基础上增加一个熄弧时间，确保重合前故障处电弧熄灭，自动重合闸重合成功。

根据 IIDG 最大脱网时间延长重合闸方案的动作时间或者设置检无压环节，确保重合前 IIDG 全部脱网，其实质是在重合前隔离 IIDG 与故障点，留给故障点自熄弧时间。为此，提出在重合前控制 IIDG 主动向线路注入谐波电流，同时线路断路器配置谐波电流保护，可主动隔离 IIDG 与故障点。下面首先对谐波电流的选取原则及控制方案进行说明论证。

2 谐波电流的选择与控制方案

2.1 谐波电流注入的启动判据

2.1.1 故障点不熄弧场景分析

重合前，如果由于 IIDG 向故障点注入电流导致的故障点不熄弧场景成立，则需满足两个条件：IIDG 的 LVRT 运行时间超过重合闸的 1.2 s 延时和 IIDG 向故障点注入的电流能维持故障点不熄弧。

采集 IIDG 并网点电压，计算其 LVRT 运行时间，如式(4)所示。

$$t_{LVRT} = \begin{cases} 1.96 \frac{U_{gf}}{U_N} + 0.23 & 0.2 \leq \frac{U_{gf}}{U_N} < 0.9 \\ 0.15 & \frac{U_{gf}}{U_N} < 0.2 \end{cases} \quad (4)$$

式中： t_{LVRT} 为 IIDG 的 LVRT 运行时间。

重合闸时延为 1.2 s，重合前 IIDG 不脱网，其并网点电压根据式(4)至少不低于 $0.49U_N$ 。因此，线路发生两相短路比三相短路容易出现由于 IIDG 向故障点注入电流导致的瞬时性故障发展为永久性故障，自动重合闸重合失败的问题。

2.1.2 注入电流维持故障点不熄弧的分析

配电网发生故障，在前加速作用下出口断路器跳闸，IIDG 持续向故障点注入电流，关于 IIDG 向故障点注入的短路电流能否维持故障点不熄弧，一些重合闸方案是根据 IIDG 向故障点注入电流的大小来判断，若注入的故障电流超过 15 A，则认为故障点不熄弧，若注入的故障电流不超过 15 A，则认

为故障点自熄弧。

该方法仅根据注入的故障电流大小来判断 IIDG 向故障点注入的短路电流能否维持故障点不熄弧，虽然有一定合理性，但是并不能彻底解决这个问题。为此，提出根据故障点熄弧与不熄弧不同的拓扑结构来判断 IIDG 向故障点注入的短路电流能否维持故障点不熄弧。

以图 3 线路 CD 末端发生三相短路为例，对比分析重合前故障点不熄弧和故障点熄弧两种不同拓扑对 IIDG 的影响，两种拓扑结构如图 4 所示。图中： Z_3 为线路 CD 的阻抗； Z_T 为配电网变压器阻抗； Z_L 为负荷阻抗； I_f 为 IIDG 输出的故障电流。

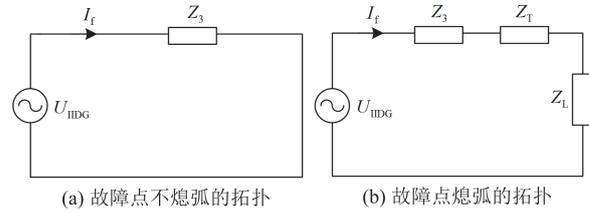


图 4 线路 AB 末端三相短路等值电路图

Fig. 4 Equivalent circuit diagram of three-phase short circuit at the end of line AB

根据图 4(a)，故障点不熄弧时，IIDG 的输出功率 S 如式(5)所示。

$$S = 3Z_3 I_f^2 \quad (5)$$

由于 IIDG 的限流环节， I_f 不超过 $1.2I_N$ ，所以 IIDG 在额定功率 S_N 条件下全输出时的阻抗 $|Z_{max}|$ 如式(6)所示。

$$|Z_{max}| = \frac{S_N}{3I_f^2} = \frac{S_N}{3(1.2I_N)^2} \quad (6)$$

因为线路阻抗 $|Z_3|$ 远小于阻抗 $|Z_{max}|$ ，此时 S 的视在功率小于 S_N ，所以 IIDG 未传输所有功率，IIDG 限流环节处于工作模式。

根据图 4(b)，故障点熄弧时，IIDG 端口等效阻抗 Z_{eq} 与输出功率如式(7)所示。

$$\begin{cases} Z_{eq} = Z_3 + Z_T + Z_L \\ S = 3Z_{eq} I_f^2 \end{cases} \quad (7)$$

因为负载阻抗 $|Z_L|$ 远大于阻抗 $|Z_{max}|$ ，IIDG 端口等效阻抗 $|Z_{eq}|$ 也大于阻抗 $|Z_{max}|$ ，所以 IIDG 传输所有功率，但由于功率不匹配，孤岛电压仍低于 $0.9U_N$ ，IIDG 处于 LVRT 模式，等待防孤岛保护的切除，上述现象如图 5 所示。综上，故障点自熄弧后 IIDG 传输所有功率，限流环节未工作。

故障点不熄弧和故障点熄弧，IIDG 的限流环节

会有不同工作状态。因此,重合前,可根据限流环节是否工作来判断 IIDG 向故障点注入的短路电流能否维持故障点不熄弧。

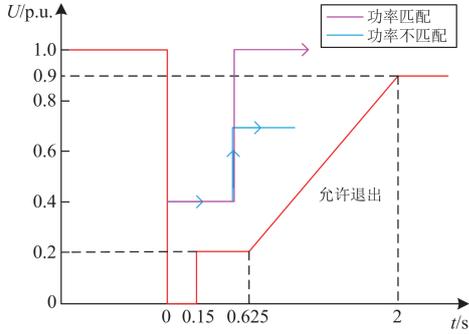


图5 故障消失后低压穿越特性

Fig. 5 Low-voltage ride-through characteristics after the fault disappears

2.1.3 谐波电流注入的启动判据

针对由于 IIDG 持续向故障点注入电流导致的瞬时性故障发展为永久性故障的场景, IIDG 要注入谐波电流。由于 IIDG 的 LVRT 运行时间超过重合闸时延,且 IIDG 注入的电流能维持故障点不熄弧是造成该问题的主要原因,所以两者就是谐波电流注入的启动判据。

因为重合前 IIDG 仍 LVRT 运行是该问题出现的首要条件,所以根据式(4), IIDG 并网点电压超过 $0.49U_N$ 时,才需考虑是否注入谐波电流的问题。同时,考虑到存在 IIDG 向故障点持续注入短路电流,故障点自熄弧的情况。根据故障点不熄弧与熄弧两种不同拓扑结构时 IIDG 限流环节的不同状态,来判断 IIDG 向故障点注入的短路电流能否维持故障点不熄弧。由于最大电弧的去游离时间为 0.3 s,如果故障点能自熄弧,则故障发生 0.3 s 后已经消失,所以选择在 LVRT 运行 0.3 s 后检测限流环节是否工作,来判断 IIDG 向故障点注入的短路电流能否维持故障点不熄弧。若限流环节处于工作模式,则故障点不熄弧,需要 IIDG 注入谐波电流,谐波电流保护跳开断路器,隔离了 IIDG 与故障,故障点电弧能在重合前自熄,自动重合闸重合成功,恢复线路供电;若限流环节处于不工作模式,则故障点自熄弧,自动重合闸 1.2 s 时延后重合成功,恢复线路供电。IIDG 谐波电流注入的启动流程如图 6 所示。

2.2 谐波电流的注入方式

谐波电流同工频电流都为 IIDG 的输出电流,其输出特性受 IIDG 控制策略的影响。IIDG 的控制策略有恒功率控制、下垂控制和虚拟同步机等,但底层控制器基本采用比例积分控制器(proportional-

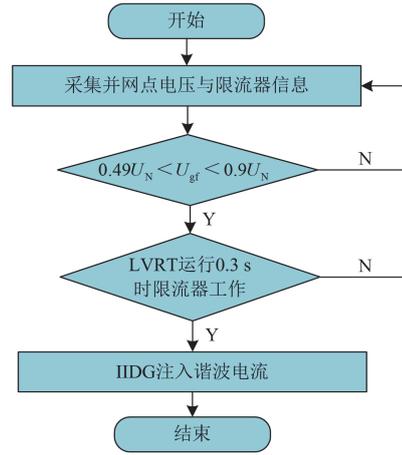


图6 谐波电流注入的启动流程图

Fig. 6 Flowchart of the start-up of harmonic current injection

integral, PI)或比例谐振控制器((proportional-resonant, PR), PI、PR 及准 PR 控制器的传递函数如式(8)所示。

$$\begin{cases} G_{PI}(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \\ G_{PR}(s) = K_p + \frac{K_r s}{s^2 + \omega^2} \\ G_{quasi-PR}(s) = K_p + \frac{2K_r \omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega^2} \end{cases} \quad (8)$$

式中: K_p 为 PI 控制器和 PR 控制器的比例系数; K_i 为 PI 控制器的积分系数; K_r 为 PR 控制器的谐振系数; ω_c 和 ω 分别为 PR 控制器的截止频率和工作频率。

由于 PI 控制器仅对直流信号有较高增益,无法有效控制谐波分量,且 PR 控制器(及准 PR 控制器)仅对其工作频率附近的信号增益较大,故本文选用比例谐振控制器(PR)作为谐波电流注入环节的底层控制器,式(9)为其传递函数, IIDG 特征信号注入控制结构图如图 7 所示,图中: $i_{dq_ref}^+$ 表示正序工频分量的有功电流和无功电流参考值; $i_{dq_ref}^-$ 表示负序工频分量的有功电流和无功电流参考值。

$$u_h = \left[K_p + \frac{K_r s}{s^2 + \omega^2} \right] (i_h^* - i_h) \quad (9)$$

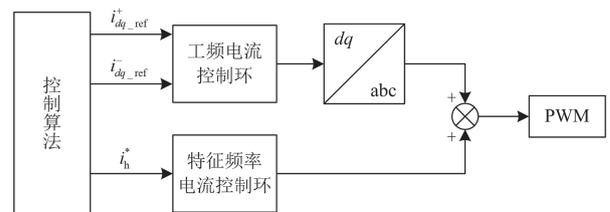


图7 IIDG 特征信号注入控制结构图

Fig. 7 Diagram of IIDG characteristic signal injection control structure

式中： u_h 为特征信号的电压值； i_h^* 和 i_h 分别为谐波电流的参考值和实际值。

2.3 注入信号的选择

2.3.1 注入信号频率的选择

IIDG 的谐波电流注入环节可以通过调整 PR 控制的工作频率与参考值实现任意整数次谐波信号的注入，但谐波电流的频率应合理选取，还需考虑其可以在电网内流通且可被继电保护装置精确测量的要求。

1) IIDG 出口处滤波器的截止频率一般设置在 10 倍工频到 1/2 载波频率之间，为避免谐振和衰减，谐波电流的注入频率须小于滤波器的截止频率，所以谐波电流频率应小于 10 倍工频。

2) 谐波电流的频率应远离工频，不仅可以使电流互感器工作于线性区域，避免发生饱和现象，也减少了电网自身谐波对谐波电流的干扰。

3) 逆变器正常运行时因调制产生奇次谐波，电网背景谐波以奇次为主，为强化系统故障特征宜选偶次谐波作为系统故障特征谐波。

综上，考虑到检测成本，本文选择 8 倍频电流 (400 Hz) 作为 IIDG 注入的电流。

2.3.2 谐波电流幅值的选择

谐波电流幅值选择需考虑被继电保护装置精确测量与 IIDG 不能过流两个因素。正常运行时 3~11 次之间的奇次谐波电流不超过基波电流的 4%，谐波电流幅值应大于 4% 以区分于固有谐波信号，限于 IIDG 过流能力有限，谐波电流幅值不应过大。综上，将谐波电流幅值取 IIDG 输出电流的 10%。

3 谐波电流保护与改进重合闸方案

3.1 谐波电流保护

3.1.1 谐波电流保护的要求

IIDG 的 LVRT 运行时间超过自动重合闸时延，且其向故障点注入的短路电流能维持故障点不熄弧，此时，IIDG 的注入判据启动，IIDG 向故障点注入 8 倍频的谐波电流，为了满足保护的选择性要求，谐波电流保护应跳开离故障点最近的断路器。

以图 8 中故障处发生三相短路为例，分析谐波电流保护应采用的方案，如果采用谐波电流速断保护方案，给保护 2 和保护 3 整定不同的谐波电流阈

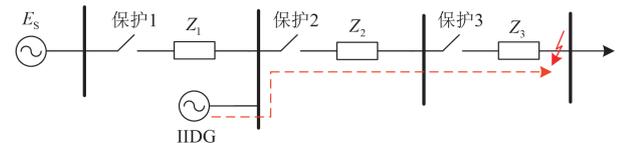


图 8 IIDG 孤岛特征信号分布

Fig. 8 Characteristic signal distribution of IIDG islands

值，不设置动作时限，则由于 IIDG 输出的谐波电流幅值有限，难以区分故障发生区段，所以谐波电流速断保护方案不满足选择性要求。为此，提出定时谐波过电流保护方案，在时间上保证选择性。

3.1.2 定时限谐波过电流保护动作电流的整定

1) 定时限谐波过电流保护电流定值的配置

为了保证在 IIDG 不注入谐波电流的情况下谐波过电流保护不动作，保护的启动电流整定值须大于线路上可能出现的最大谐波电流。

电网谐波为谐波次数在 3~11 之间的奇次谐波，且其电流分量不应超过 4%，所以线路上可能出现的最大谐波电流为额定电流的 4%。

过电流保护的过电流保护的动作电流如式(10)所示。

$$I_{set} = \frac{K_{rel}}{K_{re}} (4\% I_N) \tag{10}$$

式中： I_{set} 为定时限谐波过电流保护的过电流保护的动作电流；

K_{rel} 为可靠系数； K_{re} 为电流元件的返回系数。

2) 定时限谐波过电流保护动作时间的整定

为保证保护的选择性，过电流保护的过电流保护的动作时限必须按阶梯原则选择。越靠近电源侧，则过电流保护动作时限就越长，所以谐波过电流保护的过电流保护的时间要配置 IIDG 上游、下游两套时间定值，上游时间定值从电网侧向 IIDG 侧阶梯递增一个时间级差，下游时间定值从负荷侧向 IIDG 侧阶梯递增一个时间级差。

以图 8 为例配置过电流保护的动作时间，时间级差设置为 0.2 s，IIDG 上游保护的时间定值：保护 1 的时间定值为 0 s，保护 2 的时间定值为 0.2 s；IIDG 下游保护的时间定值：保护 3 的时间定值为 0 s。同时，针对故障发生在 IIDG 上游，但 IIDG 与故障点间没有配置断路器的情况，可在 IIDG 上游附近加装一个线路断路器，其保护配置方法同上。

3.2 改进重合闸方案

相比于原来的前加速无检重合闸方案，改进方案增加了一个针对由 IIDG 向故障点持续注入短路电流导致重合闸重合失败场景的改进措施，通过隔离 IIDG 与故障点，提供了一个故障点自熄弧环节。

以图 3 中线路 AB 末端发生 BC 两相短路为例说明故障恢复方案的流程图，如图 9 所示。当线路 AB 末端发生 BC 两相短路时，流过保护 1 的电流增大，母线 C 电压跌落，在前加速的作用下保护 1 处断路器跳闸，受并网点电压跌落影响 IIDG 进入 LVRT 模式。IIDG 的 LVRT 运行时间超过重合闸时延，其向故障点注入的短路电流能维持故障点电弧不熄灭，满足谐波电流注入的启动判据，IIDG 向故

障点注入谐波电流, 定时限谐波过电流保护跳开 IIDG 与故障点间的断路器, IIDG 不再向故障点注入电流。考虑到最大电弧熄灭时间为 0.3 s, 所以隔离 IIDG 与故障点 0.4 s, 让故障点自熄弧, 然后谐波电流保护跳开的断路器合闸; 自动重合闸跳开断路器 1.2 s 延时后重合成功, 恢复负荷供电。如果是其他原因导致的故障点不熄弧, 隔断 IIDG 与故障点后故障点仍不熄弧, 等待电流三段式保护清除故障, 下游负荷失电。

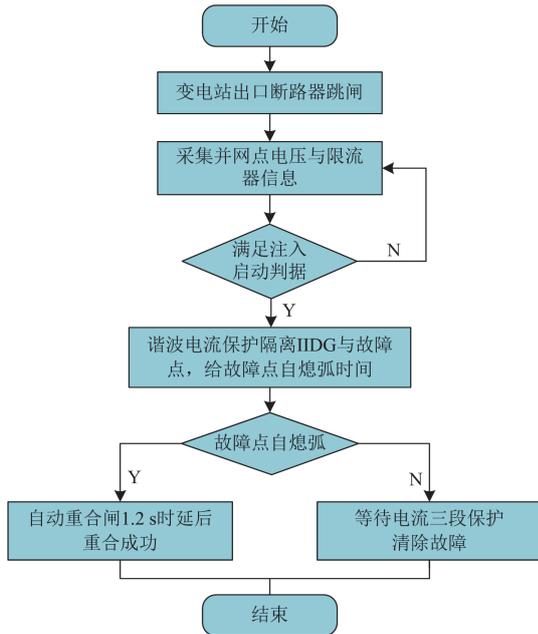


图9 故障恢复方案的流程图

Fig. 9 Flow diagram of a fallback scenario

3.3 IIDG 接入数量与容量对改进重合闸方案的影响

本节以图 10 为例分析多 IIDG 接入对该改进重合闸方案的影响。

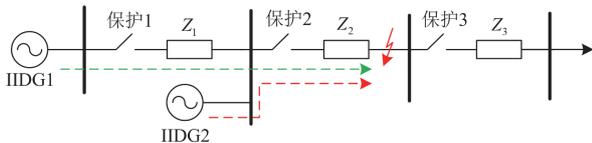


图10 多 IIDG 孤岛特征信号分布图

Fig. 10 Characteristic signal distribution of multiple IIDG islands

多 IIDG 接入有源配电网场景, 流向故障点的电流是由所有 IIDG 提供, 由于 IIDG 接入容量、数量与位置的不同, 会影响流过保护处谐波电流的幅值和相位大小。

定时限谐波过电流保护的動作电流整定是躲过 IIDG 未注入谐波电流时线路上可能出现的最大谐波电流, IIDG 注入的谐波电流为其输出电流的 10%, 所以尽管保护处流过的谐波电流不相同, 但

IIDG 与故障点间的谐波过电流保护都会启动, 保护的動作时限满足选择性要求, 跳开离故障最近的断路器, 使故障点自熄弧, 自动重合闸重合成功。IIDG 接入数量与容量对重合闸改进方案没有影响, 其重合过程与单 IIDG 接入的情况类似。

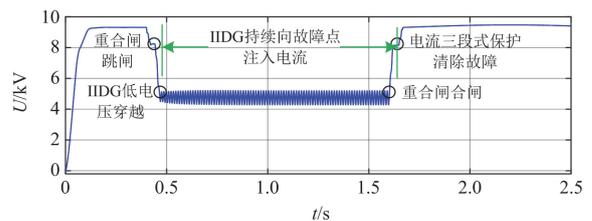
4 仿真验证

为了验证所提整定方案的正确性, 基于 PSCAD 搭建了如图 3 所示的动态仿真模型。系统侧额定电压为 10.5 kV, 系统阻抗为 $j0.5 \Omega$, 线路单位长度阻抗为 $0.27 + j0.365 \Omega/\text{km}$, 线路 AB、BC、CD 长度分别为 4 km、5 km、3 km, 变电站出口断路器配置前加速无检自动重合闸, 线路断路器配置电流三段式保护和定时限谐波过电流保护。IIDG 的容量为 6 MW, 采取 1.1 节的控制参数和限制负序的控制策略。

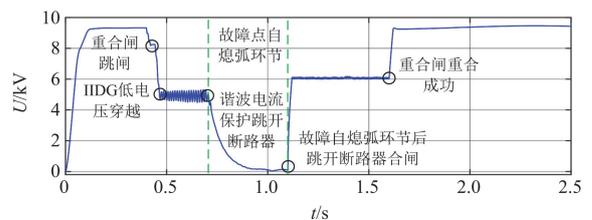
4.1 IIDG 低电压穿越引发的故障点不熄弧场景

当图 3 中线路 AB 末端发生故障, 故障类型为 BC 两相瞬时性故障, 故障发生时刻为 0.4 s。为了消除 IIDG 在低电压穿越(LVRT)运行时持续向故障点注入电流, 导致故障点电弧无法熄灭、瞬时性故障发展为永久性故障的风险, 需采用主动隔离 IIDG 与故障点的重合闸改进方案。以下将对比传统前加速检无压重合闸方案、主动隔离 IIDG 与故障点的重合闸改进方案, 出口断路器处检测的线路电压、故障处检测的 B 相电流和 IIDG 并网点电压分别如图 11—图 13 所示。

从图 11—图 13 可知, 当瞬时性故障发生后, 在前加速重合闸作用下出口断路器无选择性跳闸, 由于 IIDG 和故障点相连且处于 LVRT 模式, 所以



(a) 传统重合闸方案



(b) 注入式重合闸方案

图11 出口断路器处检测的线路电压

Fig. 11 Line voltage detected at the outlet circuit breaker

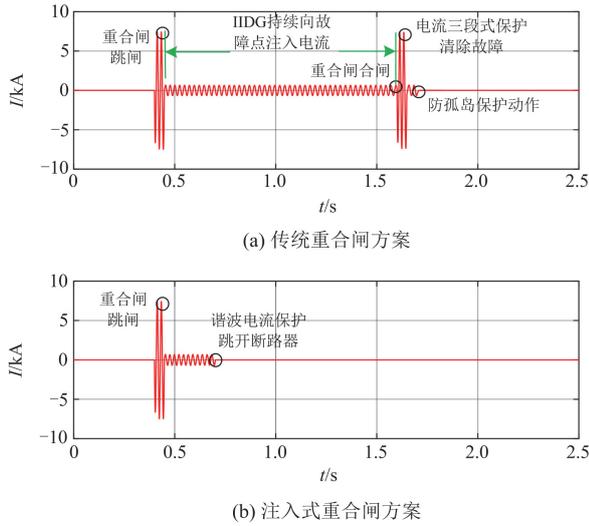


图 12 故障处检测的 B 相电流
Fig. 12 Phase B current detected at the fault

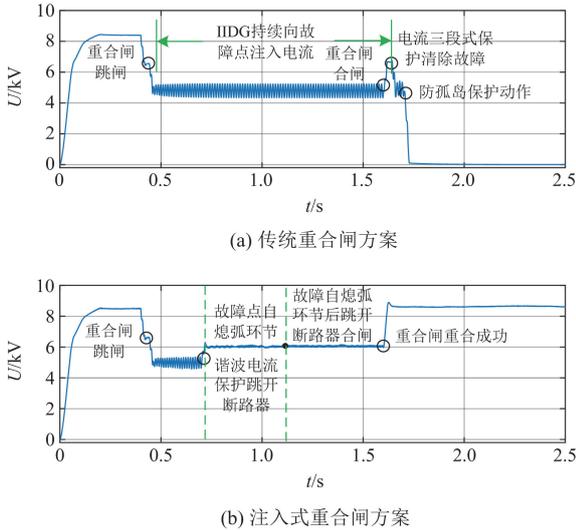


图 13 IIDG 并网点电压
Fig. 13 IIDG grid-tied point voltage

IIDG 向故障点持续注入短路电流，导致故障处电弧不能熄灭，自动重合闸 1.2 s 延时后重合失败，等待电流三段式保护清除故障，下游负荷失电。改进重合闸方案会主动隔离 IIDG 与故障点，留给故障点自熄弧时间。满足注入启动判据，IIDG 向故障点注入谐波电流，谐波电流保护跳开 IIDG 与故障点间的断路器，为故障自熄弧提供充足时间，故障点自熄弧后该断路器合闸，重合闸 1.2 s 延时后重合成功，恢复整条馈线供电。

4.2 其他原因的故障点不熄弧场景

当图 3 中线路 AB 末端发生故障，故障类型为 BC 两相永久性故障，故障发生时刻为 0.4 s，为了

验证其他原因导致的故障点不熄弧，改进重合闸方案不影响电流三段式保护清除故障，出口断路器处检测的线路电压、故障处检测的 B 相电流分别如图 14、图 15 所示。

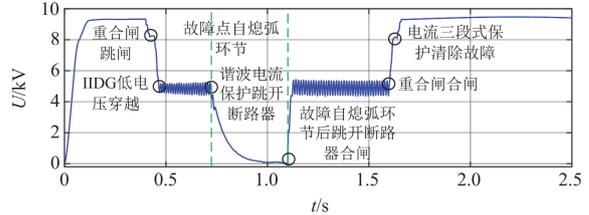


图 14 出口断路器处检测的线路电压
Fig. 14 Line voltage detected at the outlet circuit breaker

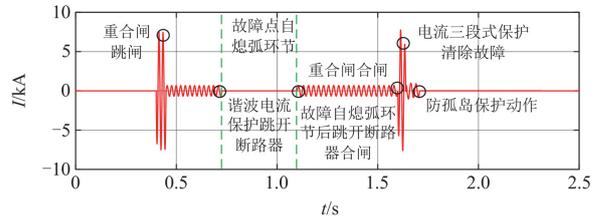


图 15 故障处检测的 B 相电流
Fig. 15 Phase B current detected at the fault

从图 14、图 15 可知，通过加装谐波电流保护，增设一个重合前的故障点自熄弧环节，如果故障点不熄弧是其他原因导致的，则仍可以通过电流三段式保护来清除故障，即改进重合闸方案不影响电流三段式保护清除永久性故障。

4.3 与现有重合闸方案的比较

1) 技术性分析

所提方法和现有重合闸方案的技术性对比如表 1 所示。针对由于 IIDG 向故障点持续注入电流，可能导致瞬时性故障发展为永久性故障的问题，现有方法主要包括限制 IIDG 容量、使其向故障点注入的电流不能维持故障点不熄弧和延长重合闸时间两种。其中，延长重合闸时间有两种思路，一种是考虑增设检无压环节，一种是根据防孤岛保护动作时间延长重合闸时间。相比之下，所提方法主动隔离 IIDG 与故障点，留给故障点自熄弧时间，不需限制 IIDG 接入容量，也不需增设检无压环节和延长重合闸时间。

表 1 不同重合闸方案的技术性对比

重合闸方案	故障点不熄弧场景 (由于 LVRT 运行)	重合 时间	IIDG 接入 限制
传统重合闸方案	重合失败	时间短	无限制
限制 IIDG 容量方案	不存在	时间短	有限制
延长重合闸时间方案	重合成功	时间长	无限制
本文方案	重合成功	时间短	无限制

2) 经济性分析

重合闸方案不仅要考虑技术性, 还需考虑经济性。由于方案首先要满足技术性, 故仅对比分析所提方法与目前常见的增设检无压方案、根据 IIDG 低电压穿越策略延长重合时间方案的经济性, 如表 2 所示。

表 2 不同重合闸方案的经济性对比

Table 2 Economical comparison of different reclosing schemes

重合闸方案	硬件投资成本	停电损失成本
增设检无压方案	线路侧加装电压互感器	较高
根据 IIDG 低电压穿越策略延长重合时间方案	加装通信设备以获得 IIDG 并网点电压	较高
本文方案	无	较低

由于增设检无压环节需在线路侧装设电压互感器, 根据 IIDG 低电压穿越策略延长重合时间需要加装通信设备以获得 IIDG 并网点电压信息, 所以延长重合闸时间方案的投资成本较高。延长重合闸时间方案需确保重合前 IIDG 全部脱网。根据规范^[24], IIDG 最大脱网时间为 2 s, 再考虑到故障点绝缘强度恢复时间(最大电弧熄灭时间为 0.3 s), 延长重合闸时间方案的重合时间至少为 2.3 s。

相比之下, 所提方案不需额外增加硬件投资, 也不需要延长重合闸时间(所提方案同无检重合闸延时时间一样, 设置为 1 s 左右), 整体经济性更好。

5 结论

本文提出了一种主动隔离 IIDG 与故障点的改进重合闸方案。针对自动重合闸因 LVRT 运行而重合失败的场景, 控制 IIDG 向故障点注入谐波电流, 谐波电流保护跳开 IIDG 与故障点间的断路器, 隔离 IIDG 与故障点, 留给故障点自熄弧时间, 确保重合前故障点电弧消失。所提方案有以下优点。

1) 无需延长重合闸时间定值, 或加装检无压装置, 可主动隔离 IIDG 与故障点, 给故障点自熄弧时间, 避免了因瞬时性故障发展为永久性故障导致的自动重合闸重合失败。

2) 不受 IIDG 接入容量和接入数量变化的影响, 对新能源高渗透率场景有很好的适应性。

3) 不需增加额外的测量和通信设备, 经济性好。

参考文献

[1] 王增平, 林一峰, 王彤, 等. 电力系统继电保护与安全控制面临的挑战与应对措施[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 10-20.
WANG Zengping, LIN Yifeng, WANG Tong, et al. Challenges and countermeasures to power system relay

protection and safety control[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 10-20.

[2] 栾琨, 戴志辉, 史琛. 应对 10 kV 配电网电流保护失配问题的整定优化方案[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 155-166.
LUAN Kun, DAI Zhihui, SHI Chen. A setting optimization scheme to address current protection mismatch in a 10 kV distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 155-166.

[3] 罗美玲, 马英, 黄伟兵, 等. 计及电压幅值检测延时及相位跳变的 IIDG 故障电流解析计算[J]. 中国电力, 2024, 57(2): 72-81.
LUO Meiling, MA Ying, HUANG Weibing, et al. IIDG fault current analysis and calculation considering voltage amplitude detection delay and phase jump[J]. Electric Power, 2024, 57(2): 72-81.

[4] 闫明, 郭文豪, 胡永乐, 等. 基于 5G 的配电网智能故障诊断方法[J]. 电测与仪表, 2024, 61(4): 15-20.
YAN Ming, GUO Wenhao, HU Yongle, et al. Intelligent fault diagnosis method of distribution network based on 5G[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(4): 15-20.

[5] 戴志辉, 柳梅元, 韦舒清, 等. 基于超导磁储能的光伏场站送出线路距离保护[J]. 中国电力, 2024, 57(10): 102-114.
DAI Zhihui, LIU Meiyuan, WEI Shuqing, et al. Distance protection for outgoing line of photovoltaic station based on superconducting magnetic energy storage[J]. Electric Power, 2024, 57(10): 102-114.

[6] 戴志辉, 吴桐, 何静远, 等. 基于控保协同的有源配网主动注入式保护方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(3): 94-103.
DAI Zhihui, WU Tong, HE Jingyuan, et al. An active distribution network active injection protection method based on control-protection coordination[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(3): 94-103.

[7] 杨彬, 贾科, 李俊涛, 等. 基于电压上升限时检测的含新能源配电网自适应重合闸[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(22): 66-74.
YANG Bin, JIA Ke, LI Juntao, et al. Adaptive reclosing of distribution network with renewable energy based on voltage rise time limit detection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(22): 66-74.

[8] 许守东, 王建, 李铭益, 等. 极端气象灾害下考虑 MESS 主动调控的配电网故障恢复策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(12): 45-57.
XU Shoudong, WANG Jian, LI Mingyi, et al. Distribution network fault recovery strategy considering active control of an MESS in extreme weather[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(12): 45-57.

[9] 邵文权, 刘一璇, 关欣, 等. 一种主动探测式的配电网相间重合前永久性故障判别方案[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 96-103.
SHAO Wenquan, LIU Yixuan, GUAN Xin, et al. An active

- detection scheme for permanent fault identification before phase-to-phase reclosing in a distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 96-103.
- [10] TANG M, LU H, LI B. Fault location of untransposed double-circuit transmission lines based on an improved Karrenbauer matrix and the QPSO algorithm[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(3): 1-14.
- [11] 郑涛, 王赞鹏, 马家璇, 等. 基于特征电压注入的 UPFC 接入线路三相自适应重合闸方案[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(5): 152-158.
ZHENG Tao, WANG Yunpeng, MA Jiaxuan, et al. Three phase adaptive reclosure scheme based on characteristic voltage injection for transmission line equipped with unified power flow controller[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(5): 152-158.
- [12] 武岳, 范开俊, 徐丙垠, 等. 配合防孤岛保护的配电网时限自适应重合闸方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(3): 122-132.
WU Yue, FAN Kaijun, XU Bingyin, et al. Time-limited adaptive reclosing method for distribution networks in coordination with anti-islanding protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(3): 122-132.
- [13] 戴志辉, 于礼瑞, 何静远, 等. 适应 IIDG 接入的就地馈线自动化改进策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(10): 184-191.
DAI Zhihui, YU Lirui, HE Jingyuan, et al. Improvement strategy of in-situ feeder automation adapting to IIDG access[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(10): 184-191.
- [14] 刘健, 王毅钊, 张小庆, 等. 配电网单相接地故障处理保护化关键技术[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(22): 18-23.
LIU Jian, WANG Yizhao, ZHANG Xiaoqing, et al. Key technologies on single-phase earthed fault protection for a distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(22): 18-23.
- [15] 王志涛, 武志刚, 高厚磊, 等. 重合闸与低电压穿越相配合的有源配电网故障恢复方案[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(3): 81-87.
WANG Zhitao, WU Zhigang, GAO Houlei, et al. A fault recovery scheme cooperating with reclosing and LVRT for active distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3): 81-87.
- [16] 胡雪凯, 张乾, 胡文平, 等. 分布式光伏对线路自动重合闸的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(17): 75-82.
HU Xuekai, ZHANG Qian, HU Wenping, et al. Analysis of the influence of distributed photovoltaic on automatic reclosing[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(17): 75-82.
- [17] 马伟明. 关于电工学科前沿技术发展的若干思考[J]. 电工技术学报, 2021, 36(22): 4627-4636.
MA Weiming. Thoughts on the development of frontier technology in electrical engineering[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(22): 4627-4636.
- [18] 高亮, 郎陈杰, 夏能弘. 分布式电源并网条件下配电网继电保护方案设计[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(18): 143-149.
GAO Liang, LANG Chenjie, XIA Nenghong. Design of relay protection scheme of distribution network with DG[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(18): 143-149.
- [19] 缪希仁, 赵丹, 刘晓明, 等. 含分布式电源配电网短路保护研究综述[J]. 高电压技术, 2023, 49(7): 3006-3019.
MIAO Xiren, ZHAO Dan, LIU Xiaoming, et al. A research review of short-circuit protection in distribution networks with distributed generators[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 3006-3019.
- [20] 温智平, 梁振锋, 彭书涛, 等. 分布式电源接入对操作型自动装置影响研究综述[J]. 电网与清洁能源, 2017, 33(12): 123-128.
WEN Zhiping, LIANG Zhenfeng, PENG Shutao, et al. An overview of researches of the influence of distributed resources on the operation-type automatic device[J]. Power System and Clean Energy, 2017, 33(12): 123-128.
- [21] 王江海, 邵能灵, 宋凯, 等. 考虑继电保护动作的分布式电源在配电网中的准入容量研究[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(22): 37-43.
WANG Jianghai, TAI Nengling, SONG Kai, et al. Penetration level permission of for DG in distributed network considering relay protection[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(22): 37-43.
- [22] 郑晨玲, 朱革兰, 兰金晨, 等. 逆变型分布式电源接入对电压时间型馈线自动化的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(1): 112-116.
ZHENG Chenling, ZHU Gelan, LAN Jinchun, et al. Analysis on the influence of inverter distributed generation access on voltage time feeder automation[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 112-116.
- [23] 李育强, 王志文, 王维庆, 等. 具备 LVRT 能力的光伏接入配网对重合闸的影响及对策[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(15): 61-67.
LI Yuqiang, WANG Zhiwen, WANG Weiqing, et al. Influence and countermeasures of photovoltaic access and distribution network with LVRT capability on reclosing[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(15): 61-67.
- [24] 国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 光伏发电站接入电力系统技术规定: GB/T 19964—2012[S]. 北京: 中国标准出版社, 2013.

收稿日期: 2024-10-28; 修回日期: 2025-01-12

作者简介:

戴志辉(1980—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统保护与控制; E-mail: daihuadian@163.com

张宇(2001—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统保护与控制。

(编辑 许威)