

适应逆变电源并网的工频变化量距离保护动作优化策略

翁汉琰¹, 蒋秋雨², 高靖怡³, 李振兴¹

(1. 新能源微电网湖北省协同创新中心(三峡大学), 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 3. 湖北省十堰市供电公司, 湖北 十堰 442005)

摘要: 逆变电源(inverter interfaced distributed generation, IIDG)受并网要求控制策略影响对外可等效为受控电流源, 导致其故障后内阻抗不稳定, 令工频变化量距离保护在IIDG并网环境下适应性差。为解决该问题, 深入分析了工频变化量距离保护在IIDG并网侧适应性差的原因, 并基于控保协同的理念, 提出了一种正序故障分量电流抑制策略, 短时将IIDG并网工况下的故障分量网络恢复至近似于同步发电机作用下的无源网络。PSCAD/EMTDC仿真结果表明该策略能够令工频变化量距离保护可靠区分区内、区外故障并提高其抗过渡电阻能力, 极大地提升了工频变化量距离保护在IIDG并网工况下的动作可靠性, 且能在很短的时间窗内实现控制目标, 保护达到出口条件即可恢复常规的IIDG故障穿越控制, 不影响其故障期间的并网能力。

关键词: 控保协同; 工频变化量距离保护; 正序故障分量电流抑制; 逆变电源; 综合序分量

Optimization Strategy for Power Frequency Variation Distance Protection Adapted to Grid-Connected IIDG

WENG Hanli¹, JIANG Qiuyu², GAO Jingyi³, LI Zhenxing¹

(1. Hubei Provincial Collaborative Innovation Center for New Energy Microgrid, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China; 2. College of Electrical Engineering & New Energy, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China; 3. Shiyan of Hubei Power Supply Company, Shiyan, Hubei 442005, China)

Abstract: Inverter interfaced distributed generation (IIDG), influenced by grid connection requirements and control strategies, can be equivalently represented as a controlled current source externally, leading to unstable internal impedance after faults and resulting in poor adaptability of power-frequency variation distance protection in IIDG grid-connected environments. To address this issue, the reasons for the poor adaptability of power-frequency variation distance protection on the IIDG grid side are thoroughly analyzed. Based on the concept of coordinated control and protection, a positive-sequence fault component current suppression strategy is proposed. This strategy temporarily restores the fault component network under IIDG grid-connected conditions to a passive network similar to that under the influence of synchronous generators. PSCAD/EMTDC simulation results demonstrate that the proposed Strategy enables power-frequency variation distance protection to reliably distinguish between internal and external faults while improving its tolerance to fault resistance. This significantly enhances the operational reliability of power-frequency variation distance protection in IIDG grid-connected scenarios. Moreover, the control objective can be achieved within a very short time window. Once the protection meets the tripping conditions, the conventional IIDG fault ride-through control can be restored, ensuring no impact on its grid-connected capability during faults.

Key words: collaboration between control and protection; power-frequency variation distance protection; positive sequence fault component current suppression; IIDG; comprehensive sequence component

0 引言

“加快建设新型能源体系”^[1-6]已成为我国能源高质量发展的根本途径。由于新能源电源一般直接或间接通过电力电子装置并网,电网电力电子化的特征随新能源发电占比的攀升而愈发凸显,其复杂的短路故障特征显著影响到各类工频量继电保护的正常动作,其中,又以距离类保护受到的影响为甚。

工频变化量距离保护继承了传统距离保护优良的动作性能,又凭借其判据简单、自身具有明确方向性、速动性好等优点在超特高压输电线路中得到了广泛应用^[7-9]。但由于IIDG受控制策略影响呈现出弱馈性、短路电流幅值受限、相角受控以及内阻抗不恒定等故障新特性,导致该保护在新能源电源占主导的场景下的拒动概率显著升高。众多国内外学者针对工频变化量距离保护在IIDG并网环境下的适应性开展了多角度研究。文献[10]针对双馈风机及直驱风机导致的弱馈现象,分析了区内故障时工频变化量距离保护拒动的原因。文献[11]基于逆变型电源内阻抗恒定的假设,指出由于受短路电流限幅及过渡电阻的影响,保护测量附加阻抗的增加导致场站侧工频变化量距离保护拒动。然而上述文献的分析结论尚无法很好地解释金属性接地故障下工频变化量距离保护有效范围严重缩减的问题,尚未揭示保护性能劣化的根本原因。文献[12-13]指出,新能源电源无法保持故障前后内阻抗恒定是导致工频变化量距离保护不适用于高比例新能源电源电网的主要原因,即新能源电源内阻抗不恒定导致系统网络不再是线性系统,使工频变化量距离保护失去其成立的理论基础。但文献[12-13]仅指出故障前后内阻抗不相等导致保护不能在最佳条件下运行,未精确揭示新能源系统内阻抗不相等的内在原因。

综上,针对工频变化量距离保护的适应性分析虽已开展了诸多工作,但在新能源并网背景下提升工频变化量距离保护性能的研究较少。

为解决以上问题,本文深入分析了IIDG并网工况下工频变化量距离保护在IIDG并网侧适应性欠佳的原因,并提出了基于控保协同的工频变化量距离保护优化方案。首先,本文研究得出受控制策略影响,工频变化量距离保护受不稳定的IIDG内

阻抗影响,使保护的動作存在不确定性;进而提出一种控保协同对策:正序故障分量电流抑制策略,使IIDG并网工况下故障分量网络基本恢复至仅由传统电源作用的状态,为保护正确动作创造前提条件。保护在极短的时间窗内做出决策后,可立即切换至低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)及负序电流抑制控制策略,以尽快恢复IIDG故障穿越能力并抵御负序分量导致的不利影响;最后,在PSCAD/EMTDC仿真平台上验证了所提方案的有效性。

1 工频变化量距离保护在IIDG接入下的适应性分析

1.1 传统电源作用下工频变化量距离保护的工作原理

工频变化量距离保护判据^[14]表示为:

$$|\Delta \dot{U}_{op}| \geq \Delta \dot{E}_f \quad (1)$$

式中: $|\Delta \dot{U}_{op}|$ 为保护范围末端补偿电压整定值; $\Delta \dot{E}_f$ 为故障前短路点电压,由于故障前短路点电压与线路的额定电压相差不大,通常取 $k_{rel} U_N$ 代替 $\Delta \dot{E}_f$ 作为整定门槛值,其中 k_{rel} 为可靠系数,取 1.05~1.2^[15], U_N 为系统额定电压。

对于接地故障,补偿电压 $\Delta \dot{U}_{opi}$ 为:

$$\Delta \dot{U}_{opi} = \Delta \dot{U}_i - (\Delta \dot{I}_i + K3\dot{I}_0)Z_{zd}, i = a, b, c \quad (2)$$

式中: Z_{zd} 为整定阻抗,一般取线路正序阻抗的 80%~85%; K 为零序补偿系数, $K = (z_0 - z_1)/(3z_1)$, z_1 、 z_0 分别为线路单位长度的正序、零序阻抗; $\Delta \dot{U}_i$ 、 $\Delta \dot{I}_i$ 分别为保护安装处的故障相 i 的分量电压和分量电流。

对于相间故障,补偿电压 $\Delta \dot{U}_{opij}$ 为:

$$\Delta \dot{U}_{opij} = \Delta \dot{U}_{ij} - \Delta \dot{I}_{ij}Z_{zd}, ij = ab, bc, ca \quad (3)$$

式中: $\Delta \dot{U}_{ij}$ 、 $\Delta \dot{I}_{ij}$ 分别为保护安装处的故障分量电压和故障分量电流; ij 为发生相间故障的两相。

1.2 IIDG 并网下的运行控制策略及对应的故障分量网络

IIDG 接入电网的典型结构如图 1 所示,根据该结构分析 IIDG 接入对工频变化量距离保护的影响,图 1 中 M 侧为 IIDG 侧(IIDG 出口母线处接有本地负荷),N 侧为系统侧。

并网运行时,采用 PQ 控制策略的 IIDG 通过控制有功电流和无功电流跟踪参考值变化,输出参考

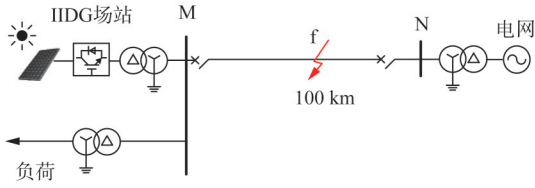


图 1 II DG 接入电网示意图

Fig. 1 Schematic diagram of IIDG connecting to the power grid

功率^[16-17]。IIDG 并网下发生线路故障时, 为避免因电网故障离网对系统功率造成过大的不平衡, 常采用 LVRT 控制策略^[18], 当并网点电压因故障发生跌落时, 无功电流将根据实际电压跌落幅度抬升^[19], 提供稳定的无功功率支撑, 并将总输出电流限制在 $I_{\max}$ 内, 最大可以达到 $I_{\max}=2 \text{ p. u.}$ ^[20-21]。故障发生时, 根据上述 IIDG 并网的故障电流特性, 基于图 1 所示并网结构图应用叠加原理将电力系统分解成如图 2 所示的正常运行网络和故障网络的叠加^[22-23]。在不对称故障情况下, 不同于传统电源 (N 侧) 作用下故障前后电源暂态电势均保持不变, IIDG (M 侧) 馈出故障电流 $i_{\text{IIDG}, f}$ 受并网点电压及并网导则约束^[24-25]随故障工况即刻发生变化, 无法保持与故障前电流 $i_{\text{IIDG}}^{[0]}$ 相等, 因此保护动作分析所用正序故障分量网络 IIDG 侧以受控电流源形式存在。

而当电网发生不对称故障时, 为保证三相电流

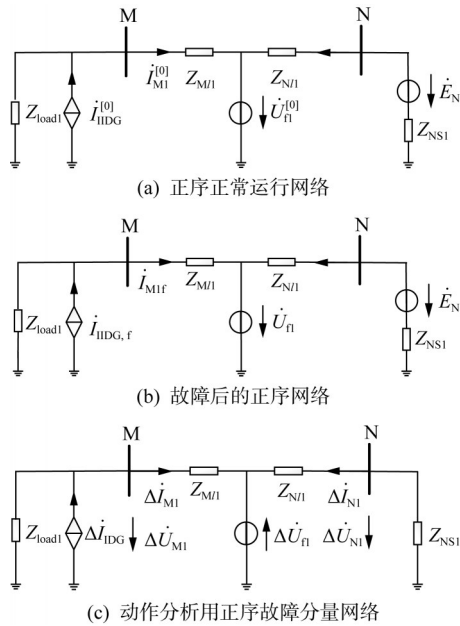
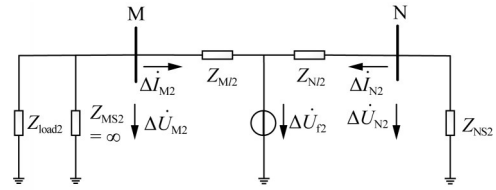


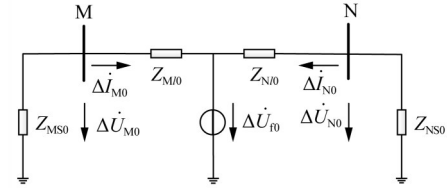
图 2 IIDG 侧系统等值正序网络

Fig. 2 Equivalent positive sequence network of IIDG side system

对称, 缓解 IIDG 性能变差、器件过热等问题, IIDG 通常还投入负序电流抑制策略^[26-28], 从而抑制不对称故障期间的故障分量负序电流。投入负序电流抑制策略后, 负序故障分量网络中 IIDG (M 侧) 支路将近似为开路, 如图 3(a) 所示。而零序故障分量网络不受控制策略影响可以维持传统电源下的形式不变, 在此不再赘述负序、零序故障前后系统网络。



(a) 动作分析用负序故障分量网络



(b) 动作分析用零序故障分量网络

图 3 IIDG 侧系统负序、零序故障分量网络

Fig. 3 Negative sequence and zero sequence fault component network for IIDG side system

图 2—3 中: IIDG 侧系统序阻抗为电源等效序阻抗 $Z_{\text{MS}\varphi}$ (其中 $Z_{\text{MS}\varphi}$ 仅表示变压器高压侧阻抗) 并联负荷序阻抗 $Z_{\text{load}\varphi}$; $Z_{\text{NS}\varphi}$ 为系统侧电源序阻抗; $Z_{\text{Ml}\varphi}$ 、 $Z_{\text{Nl}\varphi}$ 分别为故障左右两侧的线路阻抗; $\Delta \dot{U}_{\text{N}\varphi}$ 、 $\Delta \dot{U}_{\text{M}\varphi}$ 分别为两侧保护安装处故障分量序电压; $\Delta \dot{i}_{\text{N}\varphi}$ 、 $\Delta \dot{i}_{\text{M}\varphi}$ 分别为两侧保护安装处故障分量序电流; $\Delta \dot{U}_{\text{f}\varphi}$ 为故障点故障分量序电压, 其中 φ 取值为 1、2、0, 分别表示正、负、零序; $\dot{E}_{\text{N}}$ 为电网稳态电动势; $\dot{U}_{\text{f}}^{[0]}$ 为故障点故障前稳态正序电压; $\dot{U}_{\text{f}}$ 为故障点故障后正序电压; $\Delta \dot{U}_{\text{f}}$ 为故障点正序故障分量电压; $i_{\text{Ml}}^{[0]}$ 为保护安装处故障前稳态电流; $i_{\text{Ml}, f}$ 为保护安装处故障电流; $\Delta \dot{i}_{\text{IIDG}}$ 为 IIDG 侧馈出正序故障分量电流。

1.3 IIDG 并网下的传统运行控制策略及对应的故障分量网络

工频变化量距离保护依据故障分量网络进行机理分析, 传统电源作用下, 正方向发生故障时, N 侧保护公式 (1) 可以改写成式 (4)。

$$|Z_{NS} + Z'_{zd}| > |Z_{NS} + Z_{N1}| \quad (4)$$

式中: Z_{N1} 为故障线路N侧的线路阻抗; Z_{NS} 为系统侧内阻抗; Z'_{zd} 为等效测量阻抗, Z'_{zd} 的表达式如式(5)所示。

$$Z'_{zd} = \frac{1}{p} Z_{zd} + \left(\frac{1}{p} - 1 \right) Z_{NS}, p = k_{rel} \dot{U}_N / \dot{U}_f^{[0]} \quad (5)$$

式中: p 为动态电压修正系数; $\dot{U}_f^{[0]}$ 为故障点故障前稳态电压。

对于接地故障, 其系统侧内阻抗 Z_{NS} 为:

$$Z_{NS} = \frac{\Delta \dot{I}_{N1} Z_{NS1} + \Delta \dot{I}_{N2} Z_{NS2} + \Delta \dot{I}_{N0} Z_{NS0}}{\Delta \dot{I}_{N1} + \Delta \dot{I}_{N2} + \Delta \dot{I}_{N0}} \quad (6)$$

对于相间故障, 其系统侧内阻抗 Z_{NS} 为:

$$Z_{NS} = \frac{\Delta \dot{I}_{N1} Z_{NS1} + \Delta \dot{I}_{N2} Z_{NS2}}{\Delta \dot{I}_{N1} + \Delta \dot{I}_{N2}} \quad (7)$$

N侧传统电源作用下系统侧内阻抗 Z_{NS} 稳定。

当IIDG侧工频变化量距离保护正方向发生区内故障时, 有 $\Delta \dot{E}_f = \Delta \dot{U}_{Mf} - \dot{I}_{Mf} Z_{M1}$, 其中 Z_{M1} 为测量点到故障点的测量阻抗, 将其代入式(1)中, 整理可得:

$$|-Z_{MS} - Z_{zd}| > |Z_{M1} - (-Z_{MS})| \quad (8)$$

依据故障分量网络, IIDG侧故障分量电压 $\Delta \dot{U}_{Mi}$ 可表示为:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{Mi} = & -Z_{MS1} (\Delta \dot{I}_{M1} + \frac{Z_{MS2} - Z_{MS1}}{Z_{MS1}} \Delta \dot{I}_{M2} + \\ & \frac{Z_{MS0} - Z_{MS1}}{Z_{MS1}} \Delta \dot{I}_{M0}) \end{aligned} \quad (9)$$

其中正序、负序、零序故障分量电压 $\Delta \dot{U}_{M1}$ 、 $\Delta \dot{U}_{M2}$ 、 $\Delta \dot{U}_{M0}$ 表示如下。

$$\begin{cases} \Delta \dot{U}_{M1} = -Z_{MS1} \Delta \dot{I}_{M1} \\ \Delta \dot{U}_{M2} = -Z_{MS2} \Delta \dot{I}_{M2} \\ \Delta \dot{U}_{M0} = -Z_{MS0} \Delta \dot{I}_{M0} \end{cases} \quad (10)$$

将式(9)进一步整理, 可得IIDG侧内阻抗 Z_{MS} 为:

$$\begin{aligned} Z_{MS} = & \frac{\Delta \dot{U}_{M\varphi}}{-\left(\Delta \dot{I}_{M\varphi} + \frac{Z_{MS0} - Z_{MS1}}{Z_{MS1}} \Delta \dot{I}_{M0} \right)} \\ = & Z_{MS1} + (Z_{MS2} - Z_{MS1}) \frac{\Delta \dot{I}_{M2}}{\Delta \dot{I}_{M\varphi} + \frac{Z_{MS0} - Z_{MS1}}{Z_{MS1}} \Delta \dot{I}_{M0}} \end{aligned} \quad (11)$$

因零序阻抗仅为变压器零序电抗, 远小于IIDG侧正序、负序电源等值阻抗, 则 Z_{MS} 可进一步

化简为:

$$Z_{MS} = Z_{MS1} + (Z_{MS2} - Z_{MS1}) \frac{\Delta \dot{I}_{M2}}{\Delta \dot{I}_{M1} + \Delta \dot{I}_{M2}} \quad (12)$$

其中负序内阻抗 Z_{MS2} 等效为一无穷大阻抗, 即 $\Delta \dot{I}_{M2}=0$, 从而计算可得逆变电源内阻抗 Z_{MS} 仅与系统背侧正序阻抗 Z_{MS1} 有关。

由图2(c)知, IIDG侧(M侧)内阻抗以受控电流源与负荷阻抗并联形式存在, 则有:

$$\Delta \dot{U}_{M1} = Z_{load1} (\dot{I}_{M1f} - \dot{I}_{IIDG.f}) - Z_{load1} (\dot{I}_{M1}^{[0]} - \dot{I}_{IIDG}^{[0]}) \quad (13)$$

$$Z_{MS1} = -\frac{\Delta \dot{U}_{M1}}{\Delta \dot{I}_{M1}} = Z_{load1} + \frac{Z_{load1} (\dot{I}_{IIDG.f} - \dot{I}_{IIDG}^{[0]})}{(\dot{I}_{M1f} - \dot{I}_{M1}^{[0]})} \quad (14)$$

式中: $\dot{I}_{M1}^{[0]}$ 为故障前分量电流; $\dot{I}_{IIDG}^{[0]}$ 为故障前馈出电流; Z_{load1} 为稳定负荷阻抗;

由式(14)可以看出, IIDG侧保护安装处测量所得的背侧阻抗为 Z_{load1} , 再加上控制作用下馈出正序电流 $\Delta \dot{I}_{IIDG.f}$ 流经负荷阻抗而产生的附加电动势与正序故障分量电流 $\Delta \dot{I}_{M1}$ 共同形成的附加阻抗。故障发生时, 为满足无功支撑需求, 受控电流源馈出电流 $\dot{I}_{IIDG.f}$ 持续抬升直至稳态, 即IIDG并网下该侧系统背侧正序阻抗在故障暂态过程中呈现不稳定特征。且其馈出电流 $\dot{I}_{IIDG.f}$ 从0~1 p. u. 的正常负荷电流突增为1.3~2 p. u. 的故障电流, 无法维持数值相等于 $\dot{I}_{IIDG}^{[0]}$, 即故障稳态后正序阻抗数值也将随着故障类型、故障距离、IIDG装机容量等场景的改变而变化, 无法统一量化各工况下内阻抗的具体数值。

利用阻抗平面进行分析, 如图4所示。当发生区内故障时, IIDG侧工频变化量距离保护第I象限保护覆盖区域(耐受过渡电阻能力)将跟随内阻抗 Z_{MS1} 的变化而变化, 导致该区域不固定。大部分情况下, 这种变化会收缩阻抗圆在第I象限的面积, 这意味着保护抗过渡电阻能力下降, 保护性能劣化。

为验证上述结论, 下面基于图4分类讨论不同情形下阻抗圆的变化情况。图4中 Z_{ad} 为附加阻抗。

假定 Z_{MS1} 为传统同步机电源的内阻抗(绝大多数情况下为一个阻值很小的纯电抗), 以 $|-Z_{MS1} - Z_{ad}|$ 为半径, $-Z_{MS1}$ 为圆心作蓝色阻抗圆, 落在第I象限的部分表示其可覆盖的经不同过渡电阻故障的情况。从图4可见, 这种情况下, 保护具有良好的耐受过渡电阻能力, 而且越是近区故障耐受过渡电

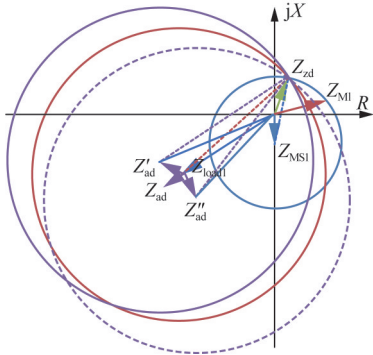


图 4 区内故障阻抗圆特性

Fig. 4 Characteristics of fault impedance circle in the area

阻能力越强。在新能源控制作用下 Z_{MS1} 变化为与本地所接负荷 Z_{load1} 成正比的阻抗。由于逆变电源侧本地负荷较轻，一般情形下 $Z_{load1} \gg Z_{MS1}$ 。首先以 $-Z_{load1}$ 为圆心， $|-Z_{load1} - Z_{zd}|$ 为半径作红色阻抗圆，考察判据的动作性能变化情况。由图 4 可知，这种情况下，虽然总体动作圆面积大大增加，但增加部分主要是在保护不可能动作的 I、II、III、IV 象限，在第 I 象限内，所覆盖的面积反而有明显减少，即保护的耐受过渡电阻能力有所下降。

由于实际系统等值阻抗为负荷阻抗 Z_{load1} 再加上一个附加阻抗，进一步分析附加阻抗作用下的判据动作行为。由图 4 可见，附加阻抗的加入会使得 Z'_{MS1} 幅值与相位变化具有不确定性。以 $-Z'_{MS1}$ 为圆心， $Z'_{MS1} = Z_{load1} + Z_{ad}$ ， $|-Z'_{MS1} - Z_{zd}|$ 为半径作紫色阻抗圆。取决于不同的影响方向，相比于红色阻抗圆区域，其第 I 象限内的覆盖面积可能进一步缩小，也可能略有增加，但一般都比内阻抗为同步发电机等值电抗的情况小。由此可见，一般情况下，新能源暂态控制所致的附加阻抗使得工频变化量距离保护的过渡电阻耐受能力有所下降，极端情形下，甚至会严重牺牲出口故障的耐受过渡电阻能力，这一问题必须得到重视和解决。

综合上述分析，逆变电源等效阻抗不稳定，工频变化量保护无法工作在最佳工作状态，保护范围不断波动，难以保证该保护的可靠性。可考虑采用自适应阈值或降低 k_{rel} ，但这大幅收窄了保护范围，且繁化了保护判据，从而劣化保护速动性。因此需要寻找合适的解决方案，从根源上解决工频变化量距离保护性能不稳定问题，恢复其优异的故障响应能力。

2 基于控保协同的新型工频变化量距离保护优化方案

本节提出一种面向工频变化量距离保护动作能力恢复的优化方案，在故障发生后瞬间及其后的很短时间窗内，以正序故障分量电流抑制控制策略短暂取代无功支撑控制策略，并同时延后负序电流抑制策略的投入时间。这种做法消除了 IIDG 馈出的正序故障分量电流所引入的附加阻抗对故障判别的不利影响，借助负序分量的作用恢复保护的故障辨识能力。在此期间，可利用面向快速保护的短窗算法计算相关的特征量，完成故障识别并迅速完成保护出口；其后，立刻恢复 IIDG 原有控制策略，满足其对自身及所接入电网安全性和稳定性的需求。

最为典型的短窗算法为 GE 公司提出的小矢量 (Phaselet (小矢量)) 算法，Phaselet 具有可变数据窗的特点，数据窗最短可达 1/4 周期，符合本文保护的需求。但是，当有效数据窗长不足 1 个工频周期时，Phaselet 不具有真实的物理意义，当窗长增加为一个工频周期后，其才成为真正意义上的相量。研究表明，短窗 Phaselet 算法对高次谐波具有明显的放大作用，在故障后暂态过程中，各种非工频自由分量将对相量计算造成较大误差。为此，文献 [29] 提出了结合窄带滤波器的 NBDF-Phaselet 算法。该算法充分结合了窄带滤波器的优良频率选择性和 Phaselet 的可变短数据窗特性，最快响应时间只有 1/4 周期加 2 个采样间隔，适用于作为本文保护判据的相量提取算法。

2.1 IIDG 侧正序故障分量电流抑制策略

本节以 IIDG 馈出正序电流为控制对象，通过对保护安装处正序阻抗角进行控制，控制馈出故障电流的幅值及相位与稳态期间逆变器馈出的稳态电流幅值及相位保持一致，实现馈出的正序故障分量电流为 0，从而消除正序故障分量网络中受控电流源的不利影响。

并网运行中，采用 PQ 控制策略的 IIDG，通常将 d 轴定向于逆变型电源并网点电压矢量，如图 5 所示。

图 5 中： I_f^+ 为正序故障电流； $I_{f[0]}^+$ 为故障前稳态正序电流； $I_{d,f[0]}^+$ 和 $I_{q,f[0]}^+$ 分别为逆变型电源侧稳态电流的有功及无功分量； $I_{d,f}^+$ 和 $I_{q,f}^+$ 分别为逆变型电源侧故障后电流的有功及无功分量； U_f^+ 为故障

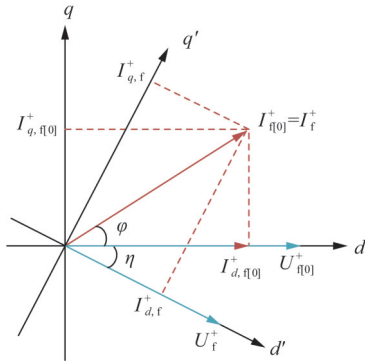


图5 IIDG故障前后电压电流相量图

Fig. 5 Voltage and current phasors before and after IIDG fault

后并网点电压; $U_{f[0]}^+$ 为故障前稳态并网点电压; η 为故障前后并网点电压相位差; φ 为故障前正序电压与正序电流相位差; 上述参数均为标么值。

由图5知, 故障前正序阻抗角 φ 可由故障前输出的正序无功参考电流 $I_{q,f[0]}^+$ 和正序有功参考电流 $I_{p,f[0]}^+$ 计算求得, 如式(15)所示。

$$\varphi = \arctan \left(\frac{I_{q,f[0]}^+}{I_{p,f[0]}^+} \right) \quad (15)$$

由式(15)可知, 通过控制 $I_{q,f[0]}^+$ 与 $I_{p,f[0]}^+$ 的比值可以间接控制并网点正序电压与正序故障电流的相位差, 本文据此调整故障后正序电流相位, 使其与故障前相位保持一致。

故障发生后, 并网点电压的相位重新达到新的稳态值, 为了保证故障后输出的正序电流相位与故障前稳态正序电流相位保持一致, 就需使故障后正序阻抗角随电压相位变化, 且其值等于故障后并网点正序电压相位变化值与故障前正序阻抗角之和, 由图5可知, 该值为 $\varphi + \eta$, 所以应控制故障后 $I_{q,f}^+$ 与 $I_{p,f}^+$ 的比值如式(16)所示。

$$\frac{I_{p,f}^+}{I_{q,f}^+} = \cot(\varphi + \eta) \quad (16)$$

另外, 由图5可知, 电流 dq 变换遵循直角三角形法则, 稳态电流可表示为式(17)。

$$I_{f[0]}^+ = \sqrt{(I_{q,f[0]}^+)^2 + (I_{p,f[0]}^+)^2} \quad (17)$$

因此可通过限制根号下故障后正序电流无功分量 $I_{q,f}^+$ 与故障后正序电流有功分量 $I_{p,f}^+$ 的平方和大小控制输出正序故障电流的幅值, 为保证故障后正序电流幅值等于故障前正序电流幅值, 即 $I_f^+ = I_{f[0]}^+$, 所以联立式(16)和式(17), 应控制故障后正序电流无功分量 $I_{q,f}^+$ 表示为式(18)。

$$I_{q,f}^+ = \frac{\sqrt{(I_{q,f[0]}^+)^2 + (I_{p,f[0]}^+)^2 - (I_{p,f}^+)^2}}{\cot(\varphi + \eta)} \quad (18)$$

如式(18)所示, $I_{q,f[0]}^+$ 、 $I_{p,f[0]}^+$ 、 $\cot(\varphi + \eta)$ 均为已知量, 则可求出采取正序故障分量电流抑制控制策略所需要输入电流内环的 q 轴参考值 $I_{q,f}^+$ 命名为 $I_{q,fref}^+$, 将 $I_{q,f}^+$ 代入式(11)中可求出采取正序电流工频变化量抑制控制策略所需要输入电流内环的 d 轴参考值 $I_{d,f}^+$ 命名为 $I_{d,fref}^+$ 。

所提控制框图如图6所示: 检测到故障时切除功率外环并立即投入正序故障分量电流抑制策略, 实现馈出正序故障分量为0, 使保护正常动作, 切除故障后即刻投入LVRT控制, 保证电压迅速恢复至稳态。

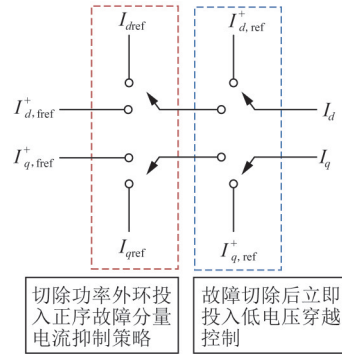


图6 更改控制策略后电流内环参考值的变化

Fig. 6 Changes of current inner loop reference values after control strategy change

图6中: I_{dref}^+ 、 I_{qref}^+ 分别为故障前由功率外环提供的电流有功分量和无功分量的参考值; $I_{d,ref}^+$ 、 $I_{q,ref}^+$ 分别为由LVRT控制策略提供的电流有功、无功分量的参考值; I_d 、 I_q 分别为输入电流内环的参考值。

2.2 本文所提工频变化量距离保护新方案的性能分析

图7优化方案下的阻抗圆特性。投入正序故障分量电流抑制策略后, IIDG侧的正序故障分量电流被控制为0, 电源支路等效为开路, 故此时该侧系统等值阻抗为恒定值, 由式(14)可知, 该阻抗等于本地负荷正序阻抗。且由于延迟了负序电流抑制策略的投入时间, 在此期间逆变电源负序内阻抗可近似维持自身数值不变, 且该阻抗远小于负荷阻抗, 代入式(12)可得此时IIDG侧内阻抗近似等于逆变电源的负序内阻抗。

正序故障分量电流抑制策略的目的在于消除

IIDG 侧馈出的正序电流对保护的影响,恢复负序网络允许本侧电流流通这一有利于故障分量依赖类保护特征再现的基本状态,从而解决内阻抗不稳定问题,使得 IIDG 侧保护动作区域相对稳定,且由于内阻抗整体呈感性,从而显著恢复了 IIDG 侧保护的抗过渡电阻能力。

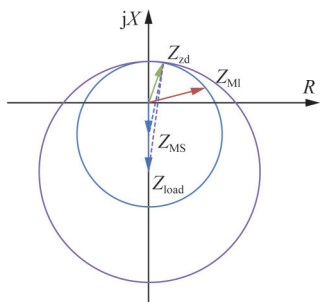


图 7 优化方案下的阻抗圆特性

Fig. 7 Impedance circle characteristics under the optimized scheme

由于本文提出的控保协同思路无需修改传统判据,可沿用额定电压作为门槛值,即保护范围可整定至线路全长的 80%~85%。但考虑到 NBDF-Phaselet 算法^[26]仍不可避免地受到故障暂态期间各种故障自由分量的影响,使得补偿电压的计算值存在误差,保护范围末端附近的区外故障情形下,可能会出现因附加测量误差导致的误动现象,因此,需适当缩小保护范围,即减小整定阻抗值 Z_{zd} ,以规避补偿电压计算误差所造成的影响。虽然这种做法牺牲了一部分保护范围,但可以规避由算法计算误差导致的误动风险。具体整定见仿真部分。

2.3 IIDG 侧工频变化量距离保护新方案

1) 变电站处保护启动判据

启动判据采用文献[21]所提故障时电压跌落所产生的电压故障分量启动判据,即当保护端检测到电压跌落大小 ΔU 超过整定值 ε 时,保护启动,如式(19)所示。

$$\Delta U > \varepsilon \quad (19)$$

整定值 ε 同样取 0.15 kV。实际工程应用中可根据电压等级、测量装置误差和可靠性要求调整。

2) IIDG 场站控制策略投入条件及出口条件

IIDG 场站处控制策略启动判据采用故障时产生的电流故障分量启动判据,如式(20)所示,即当检测到故障分量电流超过整定值时应立即启动正序故障分量电流抑制策略,同时闭锁 LVRT 控制及负

序电流抑制策略启动判据。

$$|\Delta \dot{I}_{M1}| > n_{\Delta} \quad (20)$$

式中 n_{Δ} 为 IIDG 侧正序故障分量电流门槛值下限,本文暂将其整定为 0.01 kA。

控制策略投入后,为保证正序工频变化量距离保护能正确动作, IIDG 侧工频变化量继电器要在本侧 IIDG 将正序故障分量电流控制在足够小时,才可启动保护。考虑到投入控制策略后正序故障分量电流可直接测量计算,故设置出口条件如式(21)所示。

$$|\Delta \dot{I}_{M1}| < k_{\Delta} \quad (21)$$

式中 k_{Δ} 为 IIDG 侧正序故障分量电流门槛值上限,考虑到保护速动性与工程实际,不宜将“足够小”的门槛值设置得过低,本文暂将其整定为 0.02 kA。IIDG 侧保护安装处测量计算所得正序故障分量电流小于门槛值时,即认为控制策略投入成功。

3) 控制投入时间与动作时间

考虑到实际工程中变流器检测故障后切换控制策略存在 0.5~20 ms 的延时(在此期间变流器依旧维持正常运行 PQ 控制策略),因此设定正序故障分量电流抑制策略在故障发生后立即投入,且在故障后内持续保持正序故障分量电流在门槛值之下,但实际工程中正序故障分量电流抑制策略稳定投入运行的时间区间为 $[\Delta t_0, \Delta t_s]$ (Δt_0 、 Δt_s 分别为抑制策略投入和退出的时刻)。同样考虑到实际工程中变流器检测故障后负序电流抑制策略投入可能会存在一定时间延时(在此期间负序故障分量网络仍然维系传统电源作用下的状态)而各变流器切换时间无法统一,若不加以约束,将会导致线路中负序故障分量电流未知,降低工频变化量距离保护的故障辨识能力,因此需人为设定一个延时门槛值 Δt_s ($\Delta t_s > \Delta t_1$) (Δt_1 为变流器切换时间),可使该保护可靠性无需依赖特定场景而存在。实际工程中负序故障分量网络能够恢复至传统电源状态的时间区间为 $[0, \Delta t_1 + \Delta t_s]$ 。则工频变化量距离保护能够正确动作的时间区间为

$$[\Delta t_0, \Delta t_s][0, \Delta t_1 + \Delta t_s] = [\Delta t_0, \Delta t_s]。$$

正序故障分量电流抑制控制策略的本质是改变故障前由功率外环提供的电流无功、有功分量的参考值,仅需进行式(16)~(18)的计算,即可得到正序故障分量电流抑制策略下新的电流无功、有功分

量参考值。该计算过程几乎瞬时完成,且无需等待电流值爬升至新的稳态值,仅是维持故障前稳态值不变,在 Δt_0 之后,IIDG侧几乎可以无延时地达到控制目标。考虑工程实际一般存在0.5~20 ms延时,且兼顾保护速动性与可靠性,控保协同的时间不宜过长,本文设置保护达到正确出口条件后,在5 ms内持续保持保护安装处补偿电压模值大于门槛值时,断路器切除故障。

4) 逆变型电源场站侧保护方案流程

为兼顾保护速动性与可靠性,设定IIDG场站侧保护出口动作条件为:当IIDG场站检测到并网点电压跌落到整定值时,即刻投入正序故障分量电流抑制策略,同时延后负序电流抑制策略的投入时间,使负序故障分量网络恢复为传统电源状态。

综上,所提的基于控保协同的工频变化量保护方案总流程如图8所示。

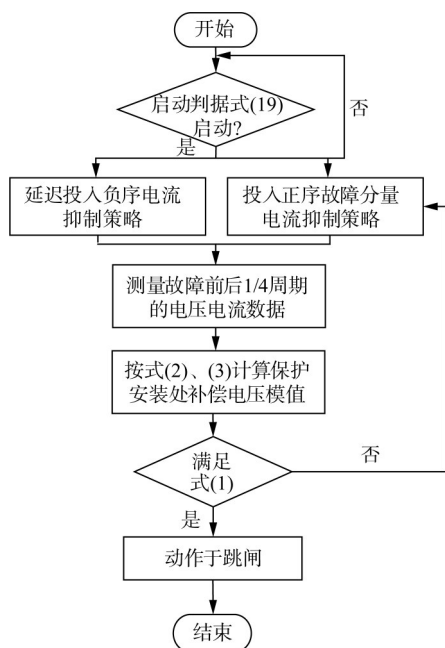


图8 基于控保协同的工频变化量保护方案总流程

Fig. 8 General flowchart of power frequency variation protection scheme based on control and protection coordination

3 仿真验证

基于PSCAD/EMTDC平台搭建如图1所示的仿真模型,与当前的主流保护保持一致,保护采样频率为2 kHz。IIDG系统容量设为100 MVA,有功功率输出为90 MW,无功功率输出为20 Mvar。变压器额定容量为150 MVA,变比为110 kV/35 kV。

3.1 NBDF-Phaselet算法与其他算法误差的对比分析

由于新能源电源故障附加控制对电压、电流信号的叠加,使得在此期间工频相量也会发生持续不断的变化,若应用该工况进行误差对比分析,无法厘清误差究竟是算法造成还是新能源电源控制作用所致,为避免上述困境,运用控制变量法,将IIDG替换为同步电机,并设距该侧50 %处经50 Ω 过渡电阻发生单相接地故障,故障持续时间为0.5 s。在该故障案例下分别采用全周傅里叶算法、Phaselet算法与NBDF-Phaselet算法提取相应的补偿电压值,其中,暂态数据由PSCAD仿真模型生成。具体计算得到的补偿电压幅值随时间的变化如图9所示。

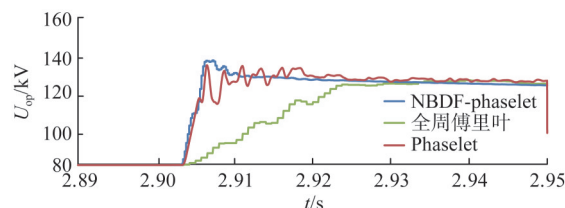


图9 不同算法下补偿电压计算值

Fig. 9 Calculated value of compensation voltage under different algorithms

由图9可知,Phaselet算法与NBDF-Phaselet算法均在四分之一周波左右正确提取信号,协助保护完成判断并正确出口,与全周傅里叶算法相比,Phaselet算法响应速度更快,但由于其更易受故障谐波影响,导致在其初始起效阶段提取信号数据误差较大,而NBDF-Phaselet算法在保持响应速度快的优点的同时较大程度上克服了上述缺点,是一种性能更优的短窗算法。同时,从图9也可以看出,两种短窗算法均存在一定程度的超调和振荡现象,进一步分析可知,对于该故障,利用NBDF-Phaselet算法计算补偿电压的误差在5 %左右,小于Phaselet算法的12 %。

通过改变各种仿真参数,形成充分的典型算例,全面测试NBDF-Phaselet算法的精度,结果表明,在计算补偿电压时计算误差均不超过6 %。参考当前传变环节(互感器)误差不超过10 %的情况下工频变化量距离保护将整定范围设置为线路全长的80 %~85 %,在本判据中,按16 %的传变总误差考虑,将保护范围相应调整为68 %~76 %,本文

暂将判据的整定范围设为线路全长的 75 %。

3.2 既有控制策略下 IIDG 背侧正序阻抗变化情况

以距 IIDG 侧线路全长 40 % 处 2.9 s 发生单相接地故障为例, 观察 IIDG 侧背侧正序阻抗幅值和相位变化情况, 如图 10 所示。

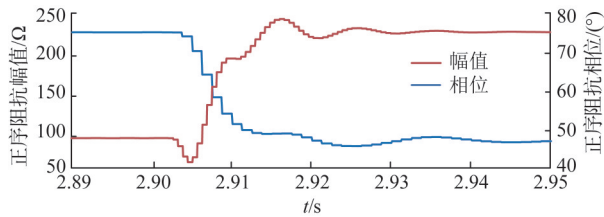


图 10 IIDG 背侧正序阻抗值

Fig. 10 Dorsal positive sequence impedance values of the IIDG

由图 10 可知, 故障发生后 IIDG 侧正序阻抗幅值及相位在暂态期间不断变化, 直至无功支撑策略投入稳定, 达到稳态后故障后测量阻抗值与故障前幅值、相位均不相等。同时, 分别在 A 相故障、BC 相间故障及 BC 相间接地故障等不同故障类型下及在同一故障下, 故障点位置距 IIDG 侧保护安装处 10 %、40 %、60 %、80 % 处, 仿真验证各故障工况下稳定后正序阻抗幅值大小, 如表 1 所示。

表 1 不同故障工况下的正序阻抗数值

Tab. 1 Positive sequence impedance values under different fault conditions

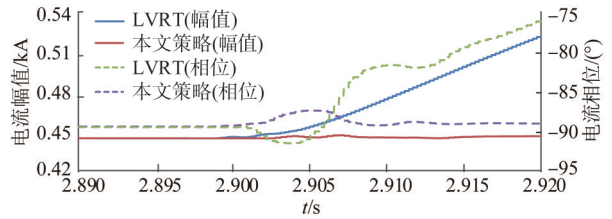
故障距离/%	A 相故障/ Ω	BC 相间故障/ Ω	BC 相间接地/ Ω
40	80	88	53
60	104	92	66
80	109	115	79

由表 1 可知, 正序阻抗值在不同工况下相对偏差在 16 %~24 % 之间, 较为离散, 不能认为故障后正序阻抗值恒定。

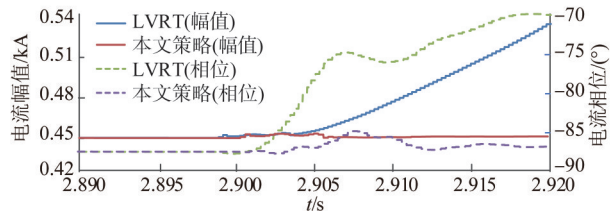
3.3 逆变型电源侧正序故障分量电流抑制效果

为验证本文所提正序故障分量电流抑制策略的有效性, 以距离 IIDG 侧 60 km 处发生故障为例, 故障于第 2.9 s 发生, 启动判据启动后立即投入控制策略, 并在第 2.91 s 左右基本完成响应。分别在不同故障类型下与 LVRT 策略进行对比验证。接地故障过渡电阻为 50 Ω , 相间故障过渡电阻为 5 Ω 。

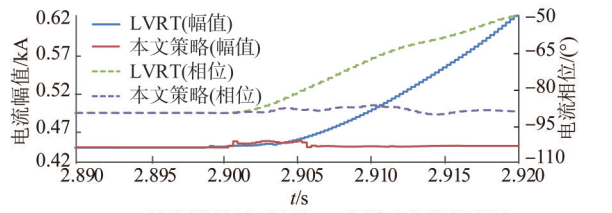
在 LVRT 与本文所提正序故障分量电流抑制策略下逆变型电源出口处正序电流幅值和相位波形如图 11 所示。



(a) 单相接地短路下电流 IM1 幅值和相位波形图



(b) 两相短路下电流 IM1 幅值和相位波形图



(c) 两相短路接地下电流 IM1 幅值和相位波形图

图 11 更改故障类型 IIDG 侧正序电流波形

Fig. 11 Positive sequence current waveforms at IIDG side under different fault types

由图 11 可知, 故障发生后, LVRT 下电流在 10 ms 后电流幅值及相位仍呈上升趋势, 尚未达到稳定状态。而投入正序电流抑制策略后不同工况下均能在 5 ms 内使得保护安装处测量故障后电流相位、幅值恢复至并维持与故障前数值相同。

更改过渡电阻大小及故障距离等故障条件进行更加全面的考察可知, 随着过渡电阻及故障距离的增大, 电流的变化将更小, 因此故障条件更改并不影响策略成功实施, 即便是出口处故障, 正序电流幅值和相位都能有效控制在可行范围内。因此, 在此期间, 正序故障分量电流均可视为 0。

进一步验证正序故障分量电流抑制策略投入后, IIDG 侧正序内阻抗幅值与相位是否与理论分析保持一致。仿真设置负荷阻抗为 200 Ω 。图 12 为 IIDG 背侧正序阻抗值。

由图 12 可知, 正序电流抑制策略完全投入之后, IIDG 支路正序故障分量电流为 0, IIDG 侧正序内阻抗能够维持与负荷阻抗幅值相位相等的阻抗特性, 算例表明, 该方案可使 IIDG 侧正序内阻抗值不受故障工况影响, 回归至等于负荷阻抗, 本文所

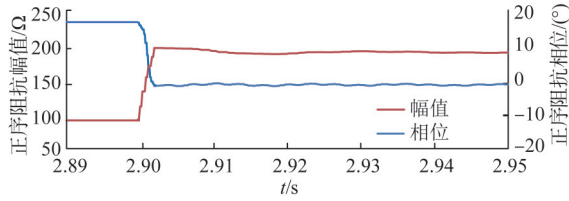


图 12 IIDG 背侧正序阻抗值

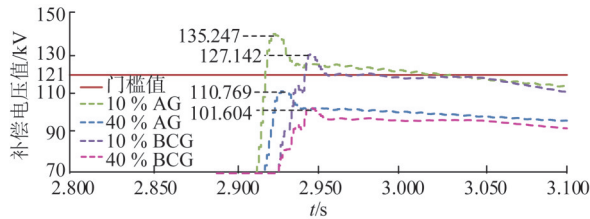
Fig. 12 Dorsal positive sequence impedance values of the IIDG

提策略能够达成系统等值阻抗稳定的特性。

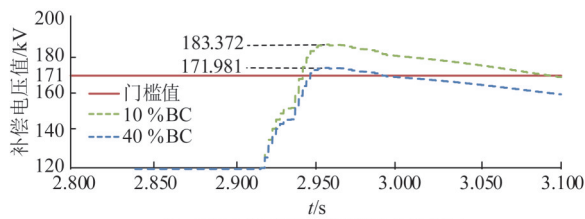
3.4 不同故障场景下的保护方案考察

3.4.1 LVRT/负序电流抑制策略下保护动作情况

分别设置距 IIDG 侧线路全长的 10 %、40 % 处发生短路故障, 对于接地故障, 设置接地过渡电阻为 20Ω , 对于相间故障, 设置弧光过渡电阻为 5Ω 。所提保护动作情况如图 13 所示(仿真设置中不考虑工程实际延时), k_{rel} 取 1.1, Z_{zd} 取值为线路正序阻抗的 75%, 接地故障阈值整定为 121 kV, 相间故障阈值整定为 171 kV。



(a) LVRT 下接地故障保护动作情况



(b) LVRT 下相间故障保护动作情况

图 13 LVRT/负序电流抑制策略下保护动作情况

Fig. 13 Protection actions under LVRT/negative sequence current suppression strategy

由图 13 可知, LVRT/负序电流抑制策略下, 当故障发生在近区(距保护安装处 10 %)时, 工频变化量距离保护仍然能够维持一定的抗过渡电阻能力, 而随着故障距离增大, 保护抗过渡电阻能力下降, 当故障发生在距保护安装处 40 % 处时, 不论是对于单相接地还是相间接地故障, 判据的补偿电压 $\Delta \dot{U}_{\text{op}}$ 均下降至阈值以下, 保护拒动。

3.4.2 本文控制方案下接地故障保护动作情况

在 3.4.1 节相同工况下(接地故障过渡电阻为 20Ω , 相间故障过渡电阻为 5Ω), 分别设置距 IIDG 侧线路全长的 10 %、40 %、60 % 和 80 % 处经过渡电阻发生单相接地短路故障, 所提保护动作情况如图 14 所示。

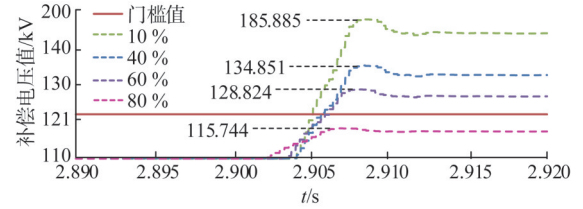


图 14 本文策略下单相接地故障保护动作情况

Fig. 14 Protection actions for single-phase ground fault under proposed strategy

分别设置在距 IIDG 侧线路全长的 10 %、40 %、60 % 和 80 % 处, 经不同过渡电阻发生两相接地短路故障, 所提保护动作情况如图 15 所示。

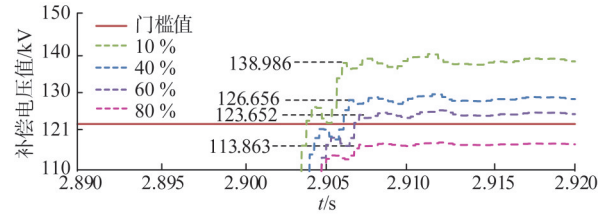


图 15 本文策略下两相接地故障保护动作情况

Fig. 15 Protection actions for two-phase ground fault under proposed strategy

由图 14—15 可知, 对于所考察的接地故障, 整体补偿电压计算值均大于 LVRT/负序电流抑制策略下的情况, 即便故障点距 IIDG 侧达到线路全长 60 %, 判据仍能对带 20Ω 过渡电阻的接地故障做出正确响应, 表明本文所提策略能够显著恢复工频变化量距离保护的耐受过渡电阻能力, 提高了保护的可靠性。此外, 对比图 13(a) 和图 14、图 15, 可以发现: LVRT 接地故障情况下, 保护动作时间在 5 ms 以内, 而采用本方法, 保护动作时间在 7 ms 以内, 对保护速动性影响不大。

3.4.3 本文控制方案下相间故障保护动作情况

分别设置距 IIDG 侧线路全长的 10 %、40 %、60 % 和 80 % 处发生两相短路故障, 所提保护动作情况如图 16 所示。

由图 16 可知, 采用控保协同策略后, 工频变

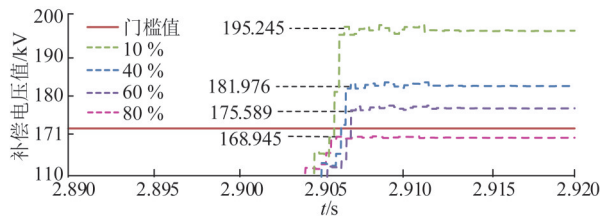


图 16 本文策略下两相短路故障保护动作情况

Fig. 16 Protection action conditions for two-phase short-circuit fault under proposed strategy

化量距离保护在经一定过渡电阻的情况下,能够正确区分区内外故障,对比于 3.4.1 节 LVRT/负序电流抑制策略作用下的保护能力,本方案提高了该保护抗过渡电阻能力,使得该保护在第一象限的覆盖范围增大,提高了保护的可靠性,与理论分析一致。且采用本方案后,保护动作时间在 7ms 以内,保留了保护的速动性。

3.4.4 各种故障场景下仿真结果汇总

进一步地,考察各种不对称短路工况发生在距 IIDG 侧不同位置时,工频变化量距离保护极限耐受过渡电阻能力(两相接地故障仅设置接地过渡电阻),将本文所提控制方案结果与 IIDG 原采用的 LVRT 及负序电流抑制方案结果进行对比,汇总于表 2。

以 IIDG 侧线路全长 5 % 处发生单相接地故障为例:LVRT 及负序电流抑制方案作用下工频变化量距离保护极限耐受过渡电阻为 28 Ω ,当过渡电阻超过 28 Ω 时保护将无法正确动作;采用本文所提控制策略优化方案后,当过渡电阻为 83 Ω 时,保护依然能够正确动作。

从表 2 可见,工频变化量距离保护在采用本文所提控制策略优化方案后,在不同的故障发生位置判据的极限耐受过渡电阻能力均显著提高,且保护均能正确动作,验证了所提方法的有效性和优越性。

综上分析可知,本文所提方案可以有效解决 IIDG 并网下工频变化量距离保护性能不稳定问题,保留了该类保护速动性好、能耐受一定过渡电阻的优点,可广泛应用于各类 IIDG 送出线路。

4 结论

基于控保协同的思路,本文所提工频变化量距离保护方案解决了传统工频变化量距离保护因逆变

表 2 其他场景下故障仿真结果

Tab. 2 Simulation results for faults in other scenarios

故障类型	故障距离/%	场景工况	极限耐受过渡电阻/ Ω	补偿电压/kV	动作情况
单相接地故障	5	LVRT	27	121.788 1	动作
	5	本文策略	83	121.629 7	动作
	40	LVRT	15	121.571 9	动作
	40	本文策略	39	121.782 8	动作
	60	LVRT	4	121.633 0	动作
	60	本文策略	27	121.728 5	动作
两相接地故障	5	LVRT	25	121.456 3	动作
	5	本文策略	63	121.565 5	动作
	40	LVRT	18	122.321 7	动作
	40	本文策略	30	121.127 9	动作
	60	LVRT	5	121.387 5	动作
	60	本文策略	24	121.045 8	动作
两相故障	5	LVRT	8	171.373 6	动作
	5	本文策略	21	171.322 4	动作
	40	LVRT	4	171.946 1	动作
	40	本文策略	14	171.337 6	动作
	60	LVRT	2	172.894 2	动作
	60	本文策略	6	171.879 0	动作

型电源接入导致动作可信赖性显著下降的问题。本文得出结论如下。

1) 分析得出 IIDG 背侧正序阻抗受控制策略影响呈现不稳定的故障特征,变化的内阻抗导致区内故障时,保护的动域发生不同程度的收缩,使得工频变化量距离保护在 IIDG 并网下的抗过渡电阻能力降低;

2) 提出了基于正序故障分量电流抑制的工频变化量距离保护动作优化方案,通过将正序故障分量电流控制至接近 0,从而消除了 IIDG 馈出正序故障分量电流对保护动作带来的不确定负面影响;

3) 所提方案能有效区分区内外故障,并显著提升了工频变化量距离保护的耐受过渡电阻能力。

参考文献

- [1] 张旭,李阳,刘晓,等.含高渗透率新能源的新型交直流储能系统的配电网规划[J].南方电网技术,2022,16(4):60-67.
ZHANG Xu, LI Yang, LIU Xiao, et al. Distribution network planning of new AC/DC energy storage system with high penetration new energy [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(4): 60-67.
- [2] 陈洪涛,郭艳春.“双碳”背景下吉林省能源消耗水平评估与电能替代潜力分析[J].电工技术,2023(14):214-216.

- CHEN Hongtao, GUO Yanchun. Energy consumption level assessment and electric energy substitution analysis of Jilin province based on "carbon peaking" and "carbon neutrality" goals[J]. *Electric Engineering*, 2023(14): 214–216.
- [3] 谢明磊, 罗威, 曹德发, 等. 基于改进直流潮流的柔性互联配电网新能源承载力快速评估方法[J]. *南方电网技术*, 2026, 20(5): 103–110.
- XIE Minglei, LUO Wei, CAO Defa, et al. Fast evaluation method for new energy capacity of flexible interconnected distribution network based on improved DC power flow[J]. *Southern Power System Technology*, 2026, 20(5): 103–110.
- [4] 苏寅生, 刘蔚, 张野, 等. 面向高比例新能源并网的多智能体协同自动发电控制算法[J]. *高压电器*, 2025, 61(5): 80–92.
- SU Yinsheng, LIU Wei, ZHANG Ye, et al. Multi-agent cooperative automatic power generation control algorithm for high proportion of new energy grid connection[J]. *High Voltage Apparatus*, 2025, 61(5): 80–92.
- [5] 李岩, 仲思为, 曹润彬, 等. 柔直电网的100%新能源基地送出线路的故障特性重塑策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2026, 54(11): 1–13.
- LI Yan, ZHONG Siwei, CAO Runbin, et al. Fault characteristics reshaping strategy for outgoing lines of 100% renewable energy bases grid-formed by MMC-HVDC[J]. *Power System Protection and Control*, 2026, 54(11): 1–13.
- [6] 胡烨, 武彦婷, 熊娜, 等. 新型能源体系研究[J]. *电力勘测设计*, 2024(4): 1–6, 23.
- HU Ye, WU Yanting, XIONG Na, et al. Research of system for new energy sources[J]. *Electric Power Survey & Design*, 2024(4): 1–6, 23.
- [7] 雷霆, 赖真良, 朱家龙, 等. 工频变化量距离继电器耐受过渡电阻性能分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(17): 26–33.
- LEI Lin, LAI Zhenliang, ZHU Jialong, et al. Performance analysis of endure transition resistance of distance relay based on the power-frequency voltage and current variation[J]. *Power System Protection and Control*, 2017, 45(17): 26–33.
- [8] 刘建勋, 李凤婷, 解超, 等. 工频变化量距离保护在交直流混联系统中的动作特性分析及改进措施[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(1): 88–96.
- LIU Jianxun, LI Fengting, XIE Chao, et al. Action characteristic analysis and improvement measures of the distance protection using power frequency variable components in AC/DC hybrid system[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(1): 88–96.
- [9] 徐妍, 陆广香, 徐晓敏, 等. 关于工频变化量距离保护可靠性的研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(20): 51–57.
- XU Yan, LU Guangxiang, XU Xiaomin, et al. Research on the reliability of the distance protection using power frequency variable components[J]. *Power System Protection and Control*, 2015, 43(20): 51–57.
- [10] 王晨清, 宋国兵, 汤海雁, 等. 距离保护在风电接入系统中的适应性分析[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(22): 10–15.
- WANG Chenqing, SONG Guobing, TANG Haiyan, et al. Adaptability analysis of distance protection in power system integration with wind farms[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(22): 10–15.
- [11] 李彦宾, 贾科, 毕天姝, 等. 逆变型电源对距离保护的影响机理分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(16): 54–59.
- LI Yanbin, JIA Ke, BI Tianshu, et al. Impact of inverter-interfaced renewable energy generators on distance protection[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(16): 54–59.
- [12] 王晨清, 宋国兵, 刘凯, 等. 突变量保护对风电接入系统的适应性分析[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(31): 5485–5492.
- WANG Chenqing, SONG Guobing, LIU Kai, et al. Adaptability analysis of fault component protection of power systems with wind farms[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(31): 5485–5492.
- [13] 卜强生, 高磊, 宋亮亮, 等. 风电场短路电压电流频率不一致对距离保护及测试的影响[J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(8): 21–27.
- BU Qiangsheng, GAO Lei, SONG Liangliang, et al. Short circuit current and voltage frequency inconsistency in wind farm and its effect on distance protection and relay protection test[J]. *Power System Protection and Control*, 2015, 43(8): 21–27.
- [14] 索南加乐, 何方明, 焦在滨, 等. 工频变化量距离元件特性的研究[J]. *中国电机工程学报*, 2010, 30(28): 59–65.
- SUONAN Jiale, HE Fangming, JIAO Zaibin, et al. Research on the characteristics of distance element based on the power-frequency voltage and current variation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2010, 30(28): 59–65.
- [15] 韩海娟, 牟龙华, 张凡, 等. 考虑IIDG低电压穿越时的微电网保护[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(1): 110–120.
- HAN Haijuan, MU Longhua, ZHANG Fan, et al. Microgrid protection considering low voltage ride-through of IIDG[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(1): 110–120.
- [16] 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.
- [17] 赵化宾, 吴娜, 樊淑娴, 等. 逆变型分布式电源的低电压穿越控制策略研究[J]. *电子质量*, 2018(5): 1–4.
- ZHAO Huabin, WU Na, FAN Shuxian, et al. Research on low-voltage ride-through control strategy of inverter-interfaced distributed generation[J]. *Electronics Quality*, 2018(5): 1–4.
- [18] 吴争荣, 王钢, 李海峰, 等. 含分布式电源配电网的相间短路故障分析[J]. *中国电机工程学报*, 2013, 33(1): 130–136.
- WU Zhengrong, WANG Gang, LI Haifeng, et al. Analysis on the distribution network with distributed generators under phase-to-phase short-circuit faults[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2013, 33(1): 130–136.
- [19] 景柳铭, 王一博, 赵通, 等. 考虑光伏低电压穿越特性的交流微电网保护方法[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(5): 54–60.
- JING Liuming, WANG Yibo, ZHAO Tong, et al. AC microgrid protection method considering photovoltaic low voltage ride through characteristics[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(5): 54–60.
- [20] 韩海娟, 牟龙华, 张凡, 等. 考虑IIDG低电压穿越时的微电网保护[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(1): 110–120.
- HAN Haijuan, MU Longhua, ZHANG Fan, et al. Microgrid protection considering low voltage ride-through of IIDG[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(1): 110–120.

- [21] 刘正富, 王朋, 郭敬梅, 等. 基于 MMC 的风电机组低电压穿越测试装置控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(19): 38 – 47.
LIU Zhengfu, WANG Peng, GUO Jingmei, et al. Control strategy of wind turbine LVRT test equipment based on MMC [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(19): 38 – 47.
- [22] 马静, 刘青, 吴佳芳, 等. 高比例变流型电源并网的输电系统三相短路电流计算[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 83 – 91, 113.
MA Jing, LIU Qing, WU Jiafang, et al. Three-phase short-circuit current calculation for power transmission system with high penetration of converter-type sources [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 83 – 91, 113.
- [23] 李海锋, 张正刚, 梁远升, 等. 基于工频变化量的含逆变器分布式电源不平衡配电网故障分析方法[J]. 广东电力, 2023, 36(5): 27 – 38.
LI Haifeng, ZHANG Zhenggang, LIANG Yuansheng, et al. Fault analysis method based on power frequency variation for unbalanced distribution network with IIDGs [J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(5): 27 – 38.
- [24] 陈实, 邵能灵, 范春菊, 等. 逆变型电源接入对选相元件的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(12): 106 – 112, 187.
CHEN Shi, TAI Nengling, FAN Chunju, et al. Influence of inverter-interfaced generator on element of phase selectors [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(12): 106 – 112, 187.
- [25] 晁晨翔, 郑晓冬, 高飘, 等. 针对光伏场站送出线路不对称短路故障的自适应距离保护原理[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(18): 6681 – 6693.
CHAO Chenxu, ZHENG Xiaodong, GAO Piao, et al. Adaptive distance protection for transmission line of photovoltaic station during asymmetric short circuit [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6681 – 6693.
- [26] 黎钊, 吴宇奇, 郑宇超, 等. 基于控保结合的适配孤岛场景单相接地故障的新型距离保护方案[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(24): 9509 – 9523.
LI Zhao, WU Yuqi, ZHENG Yuchao, et al. A novel distance protection scheme for island grid based on control combined with protection under single-phase ground fault [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(24): 9509 – 9523.
- [27] 姜卫东, 吴志清, 李王敏, 等. 电网不对称时抑制负序电流并网逆变器的控制策略[J]. 电工技术学报, 2015, 30(16): 77 – 84.
JIANG Weidong, WU Zhiqing, LI Wangmin, et al. Control strategy of suppressing negative sequence current of grid-connected inverter base on asymmetric grid [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(16): 77 – 84.
- [28] 桂小智, 蒙天赐, 潘本仁, 等. 基于综合阻抗的光伏发电并网联络线纵联保护[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(8): 139 – 144, 154.
GUI Xiaozhi, MENG Tianci, PAN Benren, et al. The pilot protection of grid connection lines for photovoltaic power generation based on integrated impedance [J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(8): 139 – 144, 154.
- [29] 刘益青. 智能变电站站域后备保护原理及实现技术研究[D]. 济南: 山东大学, 2012.

收稿日期: 2024-06-17; 网络首发日期: 2024-12-10

作者简介:

翁汉琰(1980), 女, 教授, 博士生导师, 博士, 研究方向为电力系统继电保护与控制, honey_weng@163.com;

蒋秋雨(2001), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统继电保护与控制, 1030882360@qq.com;

高靖怡(1999), 女, 硕士, 研究方向为新型电力系统保护与控制, 983523792@qq.com。