

新型有源配电网保护失配风险定值甄别方法

戴志辉¹, 宁志恒¹, 栾 琨¹, 刘钧溢¹, 丁扬天¹, 刘志仁²

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 保定 071003; 2. 国网江苏省电力有限公司无锡供电分公司, 无锡 214000)

摘 要: 提出一种适用于高比例新能源并网场景的保护失配风险定值甄别方法, 基于含高渗透率分布式新能源典型拓扑结构, 深入剖析保护动作性能劣化机理, 并针对保护误动、拒动根因揭示保护正确动作需遵循的约束条件; 在此基础上, 定量分析分布式电源出力与保护失配风险定值之间的映射关系, 并通过基于骨干粒子群(PSO)算法的双环迭代法进一步明确保护失效动作边界, 最终制定完整的保护失配风险定值甄别流程, 并借助 PSCAD/EMTDC 及 Matlab/Simulink 平台验证所提方案的有效性。

关键词: 配电网; 分布式电源; 继电保护; 风险定值甄别; 电流保护; 不正确动作; 保护失效边界

中图分类号: TM771

文献标志码: A

0 引 言

随着分布式光伏、风电机组等新兴并网主体在配电网中渗透率逐步提高, 配电网从传统无源单向辐射网络向有源双向交互系统转变^[1-2], 新型有源配电网故障场景下短路电流的幅值及分布与传统配电网存在较大差异, 这会导致依靠线路故障特性触发动作的电流保护装置性能劣化、存在不正确动作风险^[3-4]。近年来, 专家学者们针对新型有源配电网电流保护开展的相关研究, 除保护新原理探索外, 主要集中在定值的优化及校核两方面。

1) 在保护定值优化方面, 部分学者对定值自适应调整进行了深入探索, 文献[5-6]通过采集分布式电源的运行数据在线求取短路电流值, 并基于此动态调整各段保护定值, 但文献[5]仅研究了电流速断保护, 文献[6]只涉及单个逆变型分布式电源(inverter-interfaced distributed generation, IIDG)接入场景; 文献[7]引入差分进化算法, 结合配电网当前电气量信息实时更改保护定值, 但未充分考虑分布式电源出力波动的影响; 文献[8-9]根据测量的短路电流序分量识别故障类型, 针对不同故障类型选取相应的保护定值以提高可靠性, 但此类方法对通信装置的速度、精度及同步性有较高要求。

定值自适应调整的核心思想是基于配网实时运行参数动态整定保护定值或切换定值区^[10], 由于缺乏有效的风险定值甄别方法, 在保护定值调整初始时刻无法充分区分当前保护定值是否存在失配风险。现阶段配电网实际运行过程中切换保护定值需经过下达定值单等一系列流程, 频繁更改保护定值影响电力系统安全稳定运行。

2) 在保护定值校核方面, 一些学者致力于优化定值校核

顺序, 将各保护按重要度排序后依次校核定值, 能够保障重要度高的保护得到优先校核。文献[11]利用相对熵组合赋权法将一系列指标进行加权求和得到保护综合重要度指标; 文献[12]运用广度优先搜索算法将风险评估理论和电网连锁故障风险相结合来衡量保护重要度。此外, 也有学者以提高定值校核速度为目标开展研究, 文献[13-14]通过多级图划分法及特征矩阵分区等值法将大规模电网划分为若干子区域, 各区域并行开展校核计算以提升校核速率。

现有保护定值校核方法由于缺乏必要的甄别手段, 无法及时根据分布式电源出力状况筛选出风险定值并进行校核, 导致定值校核过程缺乏针对性, 每次需校核全网定值, 工作量庞大、效率低下。

为此, 提出一种适用于新型有源配电网的保护失配风险定值甄别方法。首先, 针对含高比例新能源的配电网典型场景, 结合分布式电源并网控制策略, 分析分布式电源接入对保护动作性能的影响机理, 明确保护误动、拒动原因; 其次, 联立保护正确动作应满足的约束条件, 构建分布式电源出力与保护失配风险定值之间的定量映射关系; 在此基础上, 通过基于骨干粒子群算法的双环迭代法求解保护失效动作边界; 最后, 制定保护失配风险定值甄别整体流程, 依据当前分布式电源出力状况, 筛选出可能导致保护误动、拒动的风险定值。

1 IIDG 出力与其输出电流的关联规律

以逆变型分布式电源(inverter-interfaced distributed generation, IIDG)为例进行分析, IIDG 输出特性与其逆变器控制策略密切相关, 并网运行时 IIDG 普遍采用正负序双 dq 电

流控制策略^[15],为抑制输出电流中的负序分量,通常将 dq 轴负序电流参考值设置为 0。

根据 IIDG 并网点正序电压 U_{PCC}^+ 与配电网额定电压 U_N 的比值 γ ,可将 IIDG 的运行状态划分为恒功率模式与低压穿越运行(low voltage ride-through, LVRT)模式^[16-17]。IIDG 正常并网运行时处于恒功率模式,采取正序电压分量主导的恒功率控制策略,输出恒定的功率和三相对称电流,如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_{out} = P_{ref} \\ Q_{out} = Q_{ref} \\ i_{d-ref} = \frac{P_{ref}}{1.5U_{PCC-d}^+}, 0.9 < \gamma \leq 1.1 \\ i_{q-ref} = \frac{Q_{ref}}{1.5U_{PCC-d}^+} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_{out} 、 Q_{out} 、 P_{ref} 、 Q_{ref} ——有功(MW)、无功功率(Mvar)的输出值和参考值,MW; i_{d-ref} 、 i_{q-ref} ——工频功率外环输出的 dq 轴正序电流参考值,kA; U_{PCC-d}^+ ——并网点正序电压的 d 轴分量,kV。

配电网发生故障时,IIDG 并网点电压迅速跌落可能造成脱网,影响配电网安全稳定运行,GB/T 37408—2019^[18]指出,IIDG 需具备一定的低电压穿越能力,发生故障时应优先向系统注入无功电流以提供无功支撑,从而抬升并网点电压跌落幅度以维持系统电压稳定。因此,故障时 IIDG 切换为 LVRT 模式,其输出的 dq 轴正序电流参考值如式(2)所示。

$$\begin{cases} i_{q-ref} = \begin{cases} 1.5 \left(0.9 - \frac{U_{PCC}^+}{U_N} \right) \frac{P_{ref}}{\sqrt{3} U_N}, 0.2 \leq \gamma \leq 0.9 \\ 1.05 \frac{P_{ref}}{\sqrt{3} U_N}, \gamma < 0.2 \end{cases} \\ i_{d-ref} = \min \left\{ \sqrt{\left(1.2 \frac{P_{max}}{\sqrt{3} U_N} \right)^2 - i_{q-ref}^2}, \frac{P_{ref}}{1.5U_{PCC-d}^+} \right\} \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_{max} ——IIDG 输出有功功率最大值,MW。

将式(2)代入式(3)求解可得故障期间 IIDG 输出电流的幅值和相角:

$$\begin{cases} I_{out} = \sqrt{i_{q-ref}^2 + i_{d-ref}^2} \\ \varphi = \arctan \frac{i_{q-ref}}{i_{d-ref}} \end{cases} \quad (3)$$

由式(3)可知,IIDG 输出电流幅值与相角均受不同故障工况下 IIDG 运行方式变化的影响,具有典型的非线性受控特征,故在后续分析中将其等效为压控电流源。

2 IIDG 并网引发保护动作性能劣化机理

不失一般性,构建图 1 所示含多 IIDG 的配电网典型拓扑,分析 IIDG 接入配电网引发的保护性能下降机理,并针对保护误动、拒动根因给出新型有源配电网中保护正确动作需

遵循的约束条件。

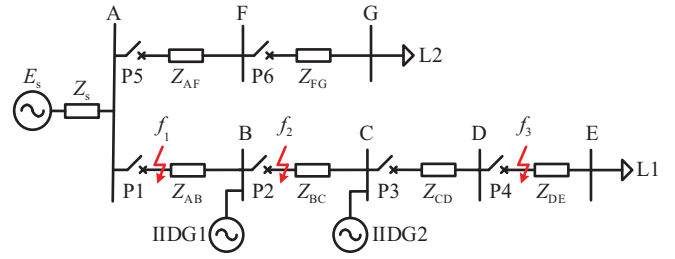


图 1 含多 IIDG 的配电网拓扑图

Fig. 1 Distribution network topology with multiple IIDGs

图 1 中,辐射状配电网包含 L1、L2 两条馈线;IIDG1、IIDG2 分别为光伏电站和永磁直驱风电机组,其并网点分别位于母线 B 和母线 C; E_s 、 Z_s 为系统电源等效电势及等值阻抗;P1~P6 为各保护编号; Z_{AB} ~ Z_{FG} 分别为线路 AB~FG 的阻抗。

DL/T 584—2017^[19]指出,10 kV 配电网线路一般采用三段式电流保护,终端线路可采用两段式电流保护。因此保护 P1、P2、P3、P5 处配置完整的三段式电流保护,保护 P4、P6 处配置 I、Ⅲ段电流保护。此外,为避免 IIDG 输出反向电流过大导致保护误动,保护 P1、P2 处加装方向元件。

参照 IIDG 并网点位置,将配电网馈线划分为 IIDG 上游线路、IIDG 之间线路、IIDG 下游线路及相邻线路,按照故障发生的位置与类型归纳以下场景,以故障情况最为严重的三相短路为例,对不同场景中各保护的動作情况讨论如下。

2.1 IIDG 上游线路 f_i 处发生故障

此时保护 P1、P2 处测得的短路电流分别为:

$$\begin{cases} I_{P1} = \frac{E_s - (I_{IIDG1} + I_{IIDG2})Z_f}{Z_s + \alpha Z_{AB} + Z_f} \\ I_{P2} = -I_{IIDG2} \end{cases} \quad (4)$$

式中: α ——故障点至保护的距離与本級线路长度的比值; Z_f ——故障处过渡电阻, Ω ; I_{IIDG1} 、 I_{IIDG2} ——IIDG1、IIDG2 输出的短路电流,kA。

由式(4)可知:上游线路发生故障时,若故障类型为金属性短路,系统电源与 IIDG1、IIDG2 解耦,保护 P1 处仅流经来自系统电源的短路电流,保护装置能够可靠动作并切除故障线路;若故障类型为非金属性短路且 IIDG 出力较大,由于 IIDG1、IIDG2 与系统电源共同向故障点注入短路电流,将会导致故障点短路电流大幅增加,并伴随短路点电压明显抬升,进而使得流过保护 P1 的短路电流有所减小,其保护范围及灵敏度呈缩减态势,严重时可能引起 P1 的 I、Ⅱ段保护拒动。

三段式电流保护整定原则指出,电流 I 段保护范围应大于被保护线路全长的 15%~20%;电流 II 段保护需能可靠保护本线路全长,其灵敏度应在 1.3 以上,需据此建立电流 I 段保护范围及电流 II 段灵敏度约束。

$$\begin{cases} I_{\text{set1}}^I < I_{k,20\%AB,\min}^{(2)} \\ K_{\text{sen}} = \frac{I_{k,AB,\min}^{(2)}}{I_{\text{set1}}^{\text{II}}} \geq 1.3 \end{cases} \quad (5)$$

式中: I_{set1}^I 、 $I_{\text{set1}}^{\text{II}}$ ——保护 P1 的 I、II 段定值, kA; K_{sen} ——灵敏度系数; $I_{k,20\%AB,\min}^{(2)}$ ——系统最小运行工况下 AB 线路 20% 处两相短路时流过保护 P1 的故障电流值, kA; 下同。

与此同时, 保护 P2 处流过 IIDG2 输出的反向电流, 但由于 IIDG 上游线路保护配置了方向元件, P2 保护装置可靠不动作, IIDG 需依靠自身解列。若保护 P1 跳闸后 IIDG1 仍并网运行则无法与故障点隔离, 其持续输出的短路电流可能导致重合闸失败, 为避免此类状况, IIDG 需配备低压低频自动解列保护和防孤岛保护。

2.2 IIDG1、IIDG2 之间线路 f_2 处发生故障

此时保护 P1、P2 处测得的短路电流分别为:

$$\begin{cases} I_{P1} = \frac{E_s - I_{\text{IIDG1}}(\alpha Z_{BC} + Z_f) - I_{\text{IIDG2}}Z_f}{Z_s + Z_{AB} + \alpha Z_{BC} + Z_f} \\ I_{P2} = \frac{E_s + I_{\text{IIDG1}}(Z_s + Z_{AB}) - I_{\text{IIDG2}}Z_f}{Z_s + Z_{AB} + \alpha Z_{BC} + Z_f} \end{cases} \quad (6)$$

由式(6)可知: 对保护 P1 而言 IIDG 呈现外汲作用, 发生故障时 IIDG 优先向短路点注入无功电流抬升了并网点及故障点电压, 导致流过保护 P1 的短路电流减小, 灵敏度降低, 此时电流 III 段保护作为远后备保护可能因灵敏度不足而拒动。根据三段式电流保护整定原则, 电流 III 段保护需能可靠保护本级线路及下级线路全长, 且作为远后备时其灵敏度应不低于 1.2。

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{k,BC,\min}^{(2)}}{I_{\text{set1}}^{\text{III}}} \geq 1.2 \quad (7)$$

对保护 P2 而言, 当发生金属性故障时, IIDG1 呈现助增作用, 流过保护 P2 的短路电流由大电网与 IIDG1 提供的故障电流叠加而成, 保护灵敏度提升、原有保护范围扩大, 电流 I 段保护范围可能延伸至下级线路, 造成保护越级跳闸, 产生保护失配问题, 因此需建立电流 I 段保护范围约束。

$$I_{\text{set2}}^I > I_{k,BC,\max}^{(3)} \quad (8)$$

电流 II 段保护通过与下级线路 I 段保护配合来整定, 即 $I_{\text{set2}}^{\text{II}} = K_{\text{rel}}^{\text{II}} I_{\text{set3}}^I$, 其中 $K_{\text{rel}}^{\text{II}} = 1.1 \sim 1.2$, 保护 P2 的 II 段动作值始终大于保护 P3 的 I 段动作值, 故而 P2 的 II 段保护范围不会超过 P3 的 I 段保护范围, 电流 II 段保护灵敏度增大而选择性不受影响; 电流 III 段保护作为下级线路远后备保护, 依靠时间级差与下级线路保护相互配合, 虽灵敏度提高但不存在失去选择性的问题。

当发生非金属性故障时, 流经保护 P2 的短路电流变化趋势取决于 IIDG1、IIDG2 的相对出力情况, 存在不确定性。若 $I_{\text{IIDG1}}(Z_s + Z_{AB}) > I_{\text{IIDG2}}Z_f$, 则流过保护 P2 的短路电流增大, 此刻保护 P2 受到的影响与金属性故障情形下的分析结果一致; 若 $I_{\text{IIDG1}}(Z_s + Z_{AB}) < I_{\text{IIDG2}}Z_f$, 则流过保护 P2 的短路

电流减小, 相当于 IIDG1 的出力被完全抵消, 仅由 IIDG2 单独作用, 保护 P2 转变为上游线路保护, 与场景 1) 中保护 P1 的动作情况类似。

2.3 IIDG 下游线路 f_3 处发生故障

此时保护 P1、P2、P3、P4 测得的短路电流分别为:

$$\begin{cases} I_{P1} = \frac{E_s - I_{\text{IIDG1}}(Z_{BC} + Z_{CD} + \alpha Z_{DE} + Z_f)}{Z_s + Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{CD} + \alpha Z_{DE} + Z_f} - \frac{I_{\text{IIDG2}}(Z_{CD} + \alpha Z_{DE} + Z_f)}{Z_s + Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{CD} + \alpha Z_{DE} + Z_f} \\ I_{P2} = I_{P1} + I_{\text{IIDG1}} \\ I_{P3} = I_{P4} = I_{P1} + I_{\text{IIDG1}} + I_{\text{IIDG2}} \end{cases} \quad (9)$$

由式(9)可知: 此时流经保护 P1 的短路电流呈下降态势, 保护设备能够可靠不动作; 流经保护 P2 的短路电流变化趋势难以确定, 与场景 2) 中保护装置响应情况一致; 流经保护 P3、P4 的短路电流因 IIDG1、IIDG2 提供故障电流的叠加作用而增大, P3 电流 I 段保护范围可能拓宽至 DE 线路, 从而失去与下级线路保护的配合, P4 的 I 段保护区域可能覆盖本级线路末端, 故需对电流 I 段保护范围加以约束。

$$\begin{cases} I_{\text{set3}}^I > I_{k,CD,\max}^{(3)} \\ I_{\text{set4}}^I > I_{k,DE,\max}^{(3)} \end{cases} \quad (10)$$

P3 的 II 段保护灵敏度提升, 但其保护范围始终处于 P4 的 I 段保护范围内, III 段保护通过动作时限级差与下级线路保护协调配合, 保护不会误动; P4 的 III 段保护能可靠保护终端线路, 能够满足选择性要求。

2.4 IIDG 相邻线路发生故障

相邻线路发生故障时, 保护 P1、P2 处流过 IIDG 输出的反向短路电流, 由于保护 P1、P2 处加装了方向元件, 所以保护性能不受影响; 而 IIDG1、IIDG2 的助增作用使得流过保护 P5、P6 的短路电流升高, 与场景 3) 中保护 P3、P4 的分析类似, 不再赘述。

3 保护失配风险定值甄别方法

第 2 节探讨了 IIDG 并网后为确保保护正确动作应满足的约束条件, 本节在此基础上定量分析 IIDG 出力与保护失配风险定值之间的映射关系, 并通过基于骨干粒子群算法的双环迭代法明确保护失效动作边界, 最后制定保护失配风险定值甄别流程。

3.1 IIDG 出力与保护失配风险定值的映射关系

以 P3 I 段保护为例, 由第 2 节分析可知 IIDG 并网后要使 P3 I 段保护能够正确动作, 其保护定值 I_{set3}^I 应能躲过 CD 线路末端三相短路时流过保护 P3 的故障电流值, 该值如式(11)所示。

$$I_{k,CD,\max}^{(3)} = \frac{E_s + I_{\text{IIDG1}}(Z_s + Z_{AB})}{Z_s + Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{CD}} + \frac{I_{\text{IIDG2}}(Z_s + Z_{AB} + Z_{BC})}{Z_s + Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{CD}} \quad (11)$$

将 $I_{\text{set3}}^{(1)} > I_{k, \text{CD}, \text{max}}^{(3)}$ 与式(11)联立求解可得保护 P3 正确动作情况下, IIDG 输出电流值与保护定值之间应满足的约束关系:

$$\begin{cases} \mu_1 I_{\text{IIDG1}} + \mu_2 I_{\text{IIDG2}} + C < I_{\text{set3}}^{(1)} \\ \mu_1 = \frac{Z_s + Z_{\text{AB}}}{Z_s + Z_{\text{AB}} + Z_{\text{BC}} + Z_{\text{CD}}} \\ \mu_2 = \frac{Z_s + Z_{\text{AB}} + Z_{\text{BC}}}{Z_s + Z_{\text{AB}} + Z_{\text{BC}} + Z_{\text{CD}}} \\ C = \frac{E_s}{Z_s + Z_{\text{AB}} + Z_{\text{BC}} + Z_{\text{CD}}} \end{cases} \quad (12)$$

依据 IIDG 输出电流值与其出力之间的关联规律将式(3) $I_{\text{IIDG}} = f(P_{\text{IIDG}}, U_{\text{PCC}})$ 代入式(12)可得:

$$\begin{cases} \lambda_1 P_{\text{IIDG1}} + \lambda_2 P_{\text{IIDG2}} + C < I_{\text{set3}}^{(1)} \\ \lambda_1 = f(Z_1, U_{\text{PCC1}}) \\ \lambda_2 = f(Z_2, U_{\text{PCC2}}) \\ C = \frac{E_s}{Z_s + Z_{\text{AB}} + Z_{\text{BC}} + Z_{\text{CD}}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: λ_1 、 λ_2 ——影响因子, kA/MW; 用于量化 IIDG 出力对短路电流的贡献程度, 即 IIDG1、IIDG2 出力各自增加 1 MW 时, 短路电流相应增加 λ_1 、 λ_2 kA。

由式(13)可知, λ_1 、 λ_2 表达式与线路阻抗和 IIDG 并网点电压相关, 具有非线性特性, 为简化求解过程, 本文对其进行线性化等值处理, 将 $\lambda_i P_{\text{IIDGi}, \text{max}} + C = I_{\text{set3}}^{(1)}$ 时相应的各 IIDG 最大出力边界值组成的序列 $P_{\text{lim}, 3}^{(1)} = [P_{\text{IIDG1}, \text{max}}, P_{\text{IIDG2}, \text{max}}]$ 定义为 P3 I 段保护的失效动作边界, 则影响因子的求解公式可表示为 $\lambda_i = \frac{I_{\text{set3}}^{(1)} - C}{P_{\text{IIDGi}, \text{max}}}$, 式(13)可转换为:

$$\begin{cases} \lambda_1 P_{\text{IIDG1}} + \lambda_2 P_{\text{IIDG2}} + C < I_{\text{set3}}^{(1)} \\ \lambda_1 = \frac{I_{\text{set3}}^{(1)} - C}{P_{\text{IIDG1}, \text{max}}} \\ \lambda_2 = \frac{I_{\text{set3}}^{(1)} - C}{P_{\text{IIDG2}, \text{max}}} \\ C = \frac{E_s}{Z_s + Z_{\text{AB}} + Z_{\text{BC}} + Z_{\text{CD}}} \end{cases} \quad (14)$$

至此建立起分布式电源出力与保护 P3 I 段定值之间的定量映射关系, 图 2 中三角形阴影区域表征了 P3 I 段保护正确动作条件下各 IIDG 输出的动态可行域, IIDG1、IIDG2 输出

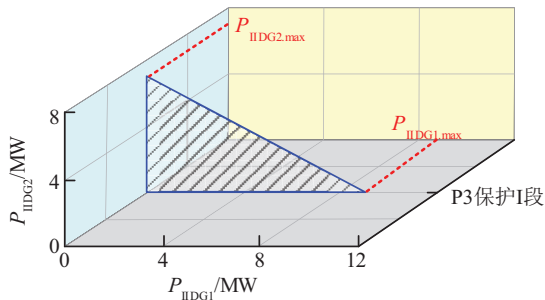


图2 P3 I 段保护正确动作条件下各 IIDG 输出的动态可行域
Fig. 2 Dynamic feasible domain of each IIDG output under condition of correct operation of P3 I segment protection

功率组成的点 $(P_{\text{IIDG1}}, P_{\text{IIDG2}})$ 位于该区域内表明式(14)映射关系成立; 一旦 IIDG1、IIDG2 输出功率组成的点超出该区域, 即表明映射关系不成立, P3 I 段保护存在误动风险, 需触发预警机制, 将 P3 的 I 段定值标记为保护失配风险定值。

3.2 保护失效动作边界求解方法

3.1 节将保护失效动作边界通过公式进行量化表征, 但其求解存在两方面的问题。其一, IIDG 端口电气特性依赖于逆变器控制策略, 其输出电流 I_{IIDG} 与并网点电压 U_{PCC} 强相关, 表现出非线性特征, 基于交流同步电机暂态线性模型及线性网络的传统短路电流求解方法不再适用^[20-21], 需采取迭代方法不断修正并网点电压至其收敛, 进而计算短路电流。

其二, 由式(2)可知, 在不同 IIDG 并网点电压跌落程度下, IIDG 输出电流 I_{IIDG} 与出力 P_{IIDG} 呈现非线性分段函数关系, 不同 P_{IIDG} 可能导致同一个 I_{IIDG} 值^[22]。直接通过式(12)中 I_{IIDG} 求解出力边界值 $P_{\text{IIDG}, \text{max}}$ 存在多解问题且非线性方程求解过程复杂。因此, 可采用智能算法生成 IIDG 出力值, 通过计算约束条件对应的短路电流, 结合迭代优化过程, 不断修正 IIDG 出力状态直至短路电流达到约束条件阈值, 此时 IIDG 出力即为其边界值, 各 IIDG 出力边界值序列构成保护失效动作边界。

综上, 本节建立保护失效动作边界求解模型, 并采用基于骨干粒子群算法的双环迭代法进行求解。

3.2.1 保护失效动作边界求解模型

本文设计优化变量 x_k 为各 IIDG 出力序列, 分别以各 IIDG 出力最大作为目标函数 $f(x_k)$, 变量约束 s.t. 除第 2 节所列约束条件之外还应包括 IIDG 出力的上下限, 如式(15)所示。

$$\begin{cases} x_k = [P_{\text{IIDG1}}, P_{\text{IIDG2}}, \dots, P_{\text{IIDGn}}] \\ f_1(x_k) = \max(P_{\text{IIDG1}}) \\ f_2(x_k) = \max(P_{\text{IIDG2}}) \\ \vdots \\ f_n(x_k) = \max(P_{\text{IIDGn}}) \\ \text{s.t.} \begin{cases} P_{\text{IIDGi}} \in [P_{\text{min}}, P_{\text{max}}] \\ g(I_k, I_{\text{set}}) \end{cases} \end{cases} \quad (15)$$

式中: P_{IIDGi} ——第 i 个 IIDG 的出力值, MW; P_{min} 、 P_{max} ——IIDG 出力的最小、最大界限, MW; $g(I_k, I_{\text{set}})$ ——第 2 节中所列各保护定值相应的约束条件。

3.2.2 模型求解流程

模型求解流程如图 3 所示, 整体上划分为外环迭代与内环迭代两大组成模块。其中, 内环迭代模块的核心功能是求解计及 IIDG 输出电流与其并网点电压非线性耦合关系的节点电压方程, 并进一步计算流过保护的短路电流; 外环迭代模块则将内环迭代模块输出结果作为变量约束条件, 通过骨干粒子群算法寻优求解保护失效动作边界。

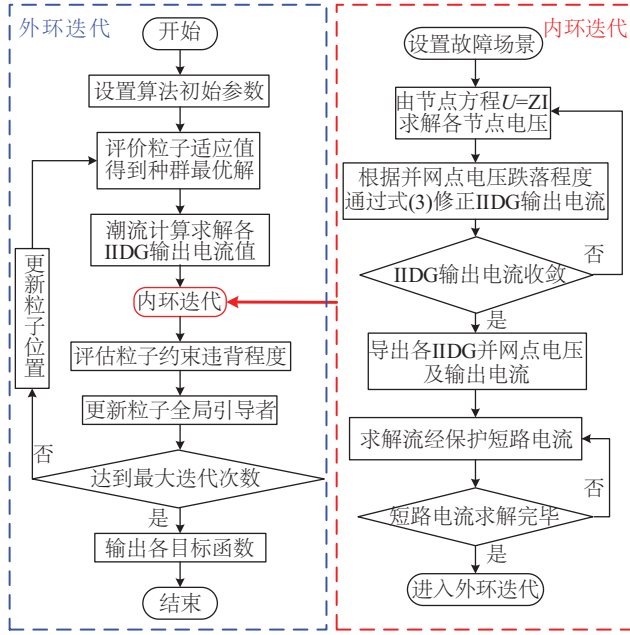


图3 模型求解整体流程

Fig. 3 Overall flowchart for model solving

具体求解步骤如下：

1) 外环迭代初始时刻设置算法初始参数,包括初始粒子群规模 popsize 、最大迭代次数 $T_{\max}$ 、可行储备集 N 和非可行储备集 N^* 容量;继而读取配电网网络架构、线路参数及保护定值;随机生成 IIDG 出力粒子群,每一粒子 x_k 涵盖 n 维 IIDG 出力值 P_{IIDGi} ;算法通过评价每个粒子的适应值找出种群最优解作为起始值,经由潮流计算得到系统正常运行状况下各 IIDG 输出电流值,将其作为内环迭代模块初值 $I_{\text{IIDGi}}^{(0)}$ 。

2) 内环迭代模块根据各保护定值对应的约束条件设置相应的故障场景,包括故障位置、故障类型、系统运行方式,通过节点电压方程 $U = ZI$ 求解各节点电压,并根据并网点电压 U_{PCC} 跌落程度不断修正各 IIDG 输出电流 $I_{\text{IIDGi}}^{(k+1)} = f(U_{\text{PCC}}^{(k)})$,直至输出电流收敛即满足 $|I_{\text{IIDGi}}^{(k+1)} - I_{\text{IIDGi}}^{(k)}| < \varepsilon$,停止迭代,导出此时 IIDG 并网点电压值及输出电流值,并计算流过该保护的短路电流值,结束后返回外环迭代模块。其中: $I_{\text{IIDGi}}^{(k)}$ 、 $I_{\text{IIDGi}}^{(k+1)}$ ——迭代次数为 k 及 $k+1$ 时第 i 个 IIDG 输出电流值, kA; $U_{\text{PCC}}^{(k)}$ ——迭代次数为 k 时第 i 个 IIDG 并网点电压, kV。

3) 外环迭代模块根据内环迭代输出结果通过式(16)计算 $v(x_k)$,评估出力粒子 x_k 的约束违背程度^[23],以此判断该粒子是否满足所有约束支配条件。

$$\begin{cases} v(x) = \frac{1}{K} \sum_j v_j(x) = \frac{1}{K} \sum_j \frac{c_j(x)}{c_j^{\max}} \\ c_j(x) = \begin{cases} \max\{|h_j(x)| - \delta, 0\} & j = 1, 2, \dots, J \\ \max\{g_j(x), 0\} & j = J+1, J+2, \dots, K \end{cases} \\ c_j^{\max} = \max_{x \in S} c_j(x), j = 1, 2, \dots, K \end{cases} \quad (16)$$

式中: $h_j(x)$ 和 $g_j(x)$ ——等式和不等式约束; K ——约束条件的总数; δ ——违背等式约束的容忍系数,通常取 0.001。若 $c_j(x)$ 大于 0,则表示粒子违背第 j 个约束,当 $v(x)$ 等于 0 时粒子满足全部约束条件。

4) 依据步骤 3) 中 $v(x_k)$ 计算结果将出力粒子 x_k 储存至可行储备集 N 或非可行储备集 N^* 中,进一步经由式(17)更新粒子全局引导者。

全局引导者的选取采用动态分配策略^[24]。在算法迭代中,分别以概率 p_{sl} 和 $(1-p_{\text{sl}})$ 从非可行储备集和可行储备集中选择,其选择概率公式为:

$$\begin{cases} p_{\text{sl}} = p_{\text{sl1}} - p_{\text{sl2}} \frac{t}{T_{\max}} \\ \text{其中, } 0 \leq p_{\text{sl2}} < p_{\text{sl1}} \leq 1 \end{cases} \quad (17)$$

式中: t ——当前迭代次数; $T_{\max}$ ——算法终止迭代次数; p_{sl1} 和 p_{sl2} ——常数,文献[24]研究表明 p_{sl1} 和 p_{sl2} 分别取 0.7 和 0.6 时算法具有良好的性能。

5) 判断当前是否达到最大迭代次数 $T_{\max}$,若未达到则结合当前粒子全局引导者通过式(18)更新粒子位置^[25],并跳转至下一轮迭代,持续循环以上过程直至达到最大迭代次数 $T_{\max}$,输出种群最优解 x_k 及相应的各目标函数 $f(x_k)$,即得到该保护定值相应的失效动作边界 $P_{\text{IIDGi,lim}} = [f_1(x_k), f_2(x_k), \dots, f_n(x_k)]$ 。

$$x_{a,b} = \begin{cases} N(A, B) \\ A = \frac{r_3 d_{a,b} + (1-r_3) e_{a,b}}{2}, U(0,1) < 0.5 \\ B = |d_{a,b} - e_{a,b}| \\ e_{a,b}, \text{ 其他} \end{cases} \quad (18)$$

其中: $a \in (1, q)$, $b \in (1, n)$

式中: q ——粒子群规模; $x_{a,b}$ ——第 a 个粒子在第 b 维空间中的位置; $d_{a,b}(t)$ 和 $e_{a,b}(t)$ ——粒子的个体最优解和种群最优解。 $r_3 \sim U(0,1)$, r_3 的引入进一步增大了算法的搜索范围,利于粒子快速构建模块且以 50% 的概率开发全局引导者,保证了粒子群多样性。

3.3 保护失配风险定值甄别流程

基于前文所述内容,制定完整的保护失配风险定值甄别流程,如图 4 所示,具体步骤如下:

1) 明确新型有源配电网拓扑结构、IIDG 及线路参数、保护配置情况后,通过 3.2 节方法求解各保护定值相应的失效动作边界 $P_{\text{lim}} = [P_{\text{IIDG1,max}}, P_{\text{IIDG2,max}}]$,将其存入保护装置并设定为阈值。

2) 构造风险定值甄别触发判据如式(19)所示,实时监测配电网运行过程中各 IIDG 出力序列 $P_{\text{IIDGi}} = [P_{\text{IIDG1}}, P_{\text{IIDG2}}]$,若存在 IIDGi 出力 P_{IIDGi} 呈现连续增大态势,则启动风险定值甄

别,反之直接终止流程。

$$\begin{cases} \Delta P_{\text{IIDGi}-12} > 0 \wedge \Delta P_{\text{IIDGi}-23} > 0 \\ \Delta P_{\text{IIDGi}-12} = P_{\text{IIDGi}}(t_2) - P_{\text{IIDGi}}(t_1) \\ \Delta P_{\text{IIDGi}-23} = P_{\text{IIDGi}}(t_3) - P_{\text{IIDGi}}(t_2) \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{IIDGi}}(t_1)$ 、 $P_{\text{IIDGi}}(t_2)$ 、 $P_{\text{IIDGi}}(t_3)$ —— t_1 、 t_2 、 t_3 时刻测得的 IIDGi 出力值, MW。

3) 逐一比较该 IIDGi 出力 P_{IIDGi} 与各保护定值相应的失效动作边界 $P_{\text{IIDGi,max}}$, 筛选出当前 P_{IIDGi} 超出边界的保护定值, 将其标记为风险定值并进行风险预警; 剩余当前 P_{IIDGi} 未超出边界的保护定值需跳转至步骤 4)。

4) 进一步判断当前各 IIDG 出力与 P_{IIDGi} 未超出边界保护定值之间的映射关系, 若 $\lambda_1 P_{\text{IIDG1}} + \lambda_2 P_{\text{IIDG2}} + C < I_{\text{set}}$ 不成立则将其标记为风险定值, 需即刻触发预警机制; 反之, 则判定该定值无风险。

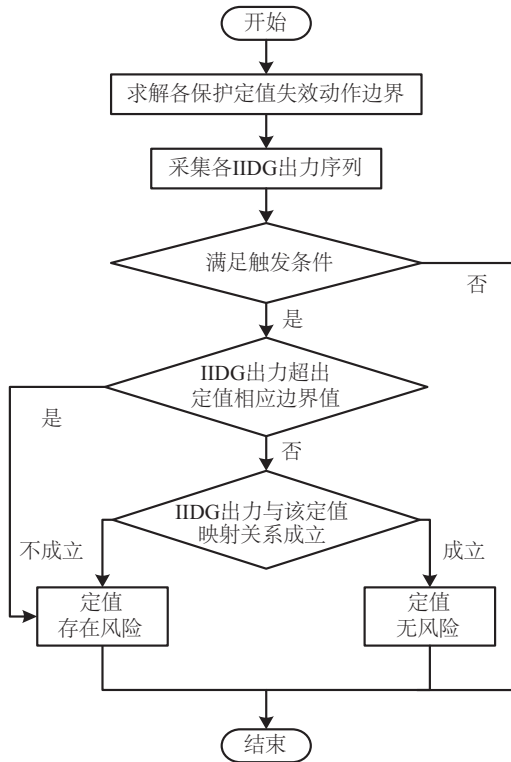


图4 保护失配风险定值甄别流程

Fig. 4 Protection mismatch risk rating screening flowchart

4 仿真验证

4.1 系统参数

基于 PSCAD/EMTDC 仿真平台, 搭建图 1 所示 10 kV 新型有源配电网模型, IIDG1、IIDG2 最大出力均为 20 MW; 配网线路单位长度正序阻抗为 $Z_1=0.069+j0.099 \Omega/\text{km}$, 线路 AB~DE、AF~FG 的长度依次为 6、8、5、5、8、6 km; 馈线 L1、L2

末端负荷容量分别为 5、10 MW。

依据三段式电流保护整定原则, 通过式 (20) 计算各保护定值, 结果如表 1 所示。

$$\begin{cases} I_{\text{set1}}^{\text{I}} = K_{\text{rel}}^{\text{I}} I_{\text{k,max}}^{(3)} \\ I_{\text{set1}}^{\text{II}} = K_{\text{rel}}^{\text{II}} I_{\text{set1}}^{\text{I}} \\ I_{\text{set1}}^{\text{III}} = \frac{K_{\text{rel}}^{\text{III}} K_{\text{ss}}}{K_{\text{re}}} I_{\text{L,max}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $K_{\text{rel}}^{\text{I}}$ 、 $K_{\text{rel}}^{\text{II}}$ 、 $K_{\text{rel}}^{\text{III}}$ ——保护的 I、II、III 段可靠系数, 计及非周期分量影响并留有一定裕度, 本文依次取 1.2、1.1、1.2; K_{ss} 、 K_{re} ——自启动系数和返回系数; $I_{\text{L,max}}$ ——系统正常运行时的最大负荷电流, kA。

表1 保护定值

Table 1 Protection setting values

保护编号	I 段定值/kA	II 段定值/kA	III 段定值/kA
P1	7.006	3.897	0.957
P2	3.543	2.974	0.957
P3	2.704	2.409	0.957
P4	2.190		0.957
P5	5.614	3.893	0.551
P6	3.539		0.551

4.2 保护失效动作边界

以两 IIDG 并网为例模拟新能源渗透率 40% 的新型有源配电网场景, 构建此场景下各段保护失效动作边界求解模型。设置优化变量为 $x_k = [P_{\text{IIDG1}}, P_{\text{IIDG2}}]$, 目标函数为 $f_1(x_k) = \max(P_{\text{IIDG1}})$, $f_2(x_k) = \max(P_{\text{IIDG2}})$, 约束条件除第 2 节列写内容之外还应考虑 IIDG 出力的最大最小界限 $0 \text{ MW} \leq P_{\text{IIDGi}} \leq 20 \text{ MW}$, 借助 Matlab/Simulink 平台编程实现 3.2 节基于骨干粒子群算法的双环迭代法对模型进行求解, 结果如表 2 所示。

由表 2 可知:

1) 对于上游保护 P1, $P_{\text{IIDG1}}=8.01 \text{ MW}$ 或 $P_{\text{IIDG2}}=9.02 \text{ MW}$ 时达到 II 段保护失效动作边界, 此时其灵敏度下降至临界值 1.3; 而对于 I 段和 III 段保护, 其动作失效边界均超出 IIDG 最大出力界限 20 MW, 可知在 IIDG 出力范围内, P1 的 I 段保护范围始终大于 20%AB 线路; III 段保护由于定值较低作为远后备保护时其灵敏度始终在 1.2 以上, 均能克服 IIDG 并网影响。

2) 对于 IIDG2 而言 P2 为上游保护, 此时分析与 1) 类似, $P_{\text{IIDG2}}=2.13 \text{ MW}$ 时达到 P2 II 段保护失效动作边界, 其灵敏度跌落至 1.3 临界值, 保护有拒动风险; 对于 IIDG1 而言 P2 为下游保护, $P_{\text{IIDG1}}=11.96 \text{ MW}$ 时达到 P2 I 段保护失效动作边界, 其保护范围延伸至下级线路, 保护有误动风险。

表2 保护失效动作边界求解结果
Table 2 Protection failure action boundary solving results

保护编号	保护类型	保护失效动作边界	
		P_{IIDG1}/MW	P_{IIDG2}/MW
P1	I 段	>20	>20
	II 段	8.01	9.02
	III 段	>20	>20
P2	I 段	11.96	>20
	II 段		2.13
	III 段		>20
P3	I 段	15.98	3.25
P4	I 段	19.67	4.01
P5	I 段	>20	>20
P6	I 段	>20	>20

表3 不同IIDG出力场景下保护动作情况

Table 3 Protection action for different IIDG output conditions

IIDG1 出力/MW	IIDG2 出力/MW	保护编号	保护类型	保护定值/kA	短路电流/kA	动作情况
4	2	P1	II 段	3.897	5.101(灵敏度1.31)	√
		P3	I 段	2.704	2.682	√
		P4	I 段	2.190	2.143	√
6	3	P1	II 段	3.897	5.027(灵敏度1.29)	×
		P3	I 段	2.704	2.787	×
		P4	I 段	2.190	2.210	×
9	5	P1	II 段	3.897	4.988(灵敏度1.28)	×
		P3	I 段	2.704	2.970	×
		P4	I 段	2.190	2.320	×
20	20	P1	I 段	7.006	10.283	√
			III 段	0.957	2.013(灵敏度2.10)	√
		P5	I 段	5.614	5.114	√
		P6	I 段	3.539	3.220	√

3)对于下游保护 P3、P4,图 1 中 IIDG1、IIDG2 距离保护 P3 较近,而由表 2 可知 P3、P4 的保护失效动作边界分别为 $P_{lim,P3}^I=[15.98\text{ MW}, 3.25\text{ MW}]$ 、 $P_{lim,P4}^I=[19.67\text{ MW}, 4.01\text{ MW}]$, $P_{lim,P3}^I$ 中 IIDG1、IIDG2 最大出力边界值均大于 $P_{lim,P4}^I$,由此可见 IIDG 出力对保护的影响程度与 IIDG 至保护之间的距离有关,随着两者间距逐渐增加,IIDG 单位出力对保护的影响程度持续减小,保护失效动作边界值依次递增。

4)对于相邻线路保护 P5、P6,其动作失效边界均超出 20 MW 最大出力界限,可知在 IIDG 出力范围内,受逆变器限流控制策略及电力电子器件耐过流能力的钳制,IIDG 输出的短路电流呈现弱馈特性,流经相邻线路保护的故障电流仍由大电网主导,故而保护 P5、P6 响应情况基本不受影响。

4.3 不同IIDG出力场景下保护动作情况仿真验证

以 P1 II 段及 P3、P4 I 段保护为例,模拟不同 IIDG 出力场景下各段保护的動作情况,验证所提方法的有效性,仿真结果如表 3 所示。

4.2 节明确了各段保护失效动作边界,在此基础上经由式(14)求解各段保护相应的影响因子 λ_i ,如表 4 所示。

表 4 各段保护相应的影响因子

Table 4 Corresponding impact factor for each protection

保护编号	保护类型	影响因子/(kA/MW)	
		λ_1	λ_2
P1	II 段	-0.0194	-0.0173
P3	I 段	0.0154	0.0757
P4	I 段	0.0101	0.0496

根据表 2、表 4 绘制各段保护正确动作条件下各 IIDG 出力的动态可行域,如图 5 所示。

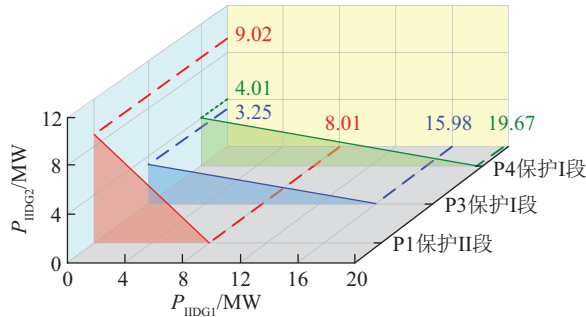


图 5 各段保护正确动作条件下各 IIDG 出力的动态可行域

Fig. 5 Dynamic feasible domain of each IIDG output under condition of correct operation of each segment protection

对比表 3 及图 5 可知:

1) 当 $P_{\text{IIDG1}} = 4 \text{ MW}$ 、 $P_{\text{IIDG2}} = 2 \text{ MW}$ 时,尚未触及各保护装置的失效动作边界;进一步判断 IIDG 出力与各保护定值之间的映射关系,如式(21)所示。

$$\begin{cases} \lambda_{\text{P1.1}}^{\text{II}} P_{\text{IIDG1}} + \lambda_{\text{P1.2}}^{\text{II}} P_{\text{IIDG2}} + C_{\text{P1}}^{\text{II}} > 1.3 I_{\text{set1}}^{\text{II}} \\ \lambda_{\text{P3.1}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG1}} + \lambda_{\text{P3.2}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG2}} + C_{\text{P3}}^{\text{I}} < I_{\text{set3}}^{\text{I}} \\ \lambda_{\text{P4.1}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG1}} + \lambda_{\text{P4.2}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG2}} + C_{\text{P4}}^{\text{I}} < I_{\text{set4}}^{\text{I}} \end{cases} \quad (21)$$

由此可知,此时 P1 II 段保护灵敏度大于 1.3; P3 I 段保护、P4 I 段保护范围皆不超过本级线路,各保护装置均能正常响应;由表 3 数据可知,该理论分析与仿真结果相符。

2) $P_{\text{IIDG1}} = 6 \text{ MW}$ 、 $P_{\text{IIDG2}} = 3 \text{ MW}$ 之际,各保护失效动作边界仍未被突破,此时 IIDG 出力与各保护定值之间的映射关系如式(22)所示。

$$\begin{cases} \lambda_{\text{P1.1}}^{\text{II}} P_{\text{IIDG1}} + \lambda_{\text{P1.2}}^{\text{II}} P_{\text{IIDG2}} + C_{\text{P1}}^{\text{II}} < 1.3 I_{\text{set1}}^{\text{II}} \\ \lambda_{\text{P3.1}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG1}} + \lambda_{\text{P3.2}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG2}} + C_{\text{P3}}^{\text{I}} > I_{\text{set3}}^{\text{I}} \\ \lambda_{\text{P4.1}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG1}} + \lambda_{\text{P4.2}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG2}} + C_{\text{P4}}^{\text{I}} > I_{\text{set4}}^{\text{I}} \end{cases} \quad (22)$$

此时 P1 II 段保护灵敏度跌落至 1.3 以下,已无法满足保护灵敏系数 $K_{\text{sen}} > 1.3$ 的要求,AB 线路末端故障时 P1 II 段保护可能因灵敏性不足而拒动; P3 I 段保护范围延伸至下级线路,DE 线路发生故障时 P3 可能误动作,与 P4 同步跳闸,从而破坏保护之间的协调配合; P4 I 段保护区域拓宽至本级线路末端,保护误动概率增大,表 3 仿真结果与该结论契合。

3) IIDG 出力攀升至 $P_{\text{IIDG1}} = 9 \text{ MW}$ 、 $P_{\text{IIDG2}} = 5 \text{ MW}$ 时, IIDG1 出力超出了 P1 II 段保护失效动作边界,保护有拒动风险; IIDG2 出力打破了 P3 I 段保护、P4 I 段保护失效动作边界,保护有误动风险,与表 3 仿真验证结果一致。

4) 经 4.2 节分析可知,在 IIDG 出力范围内, P1 的 I、III 段保护及相邻线路上 P5、P6 的 I 段保护响应情况不受干扰; 对比表 3 数据可知,两 IIDG 均以最大出力 20 MW 运行时 $I_{\text{set1}}^{\text{I}} < I_{\text{k,20\%AB,min}}^{(2)}$, P1 I 段保护范围在本级线路 20% 以上; P1 III 段保护灵敏度为 2.10,满足远后备保护灵敏度大于 1.2 的要求; $I_{\text{set5}}^{\text{I}} > I_{\text{k,AF,max}}^{(3)}$ 、 $I_{\text{set6}}^{\text{I}} > I_{\text{k,FG,max}}^{(3)}$, P5、P6 的 I 段保护范围均不超过本级线路,不存在失去选择性问题,与前文分析结果相吻合。

4.4 现有方案对比分析

现有 IIDG 出力对保护动作性能影响机理的相关研究通常简单将各 IIDG 出力直接求和,存在明显弊端。分布式光伏、风电机组出力具有间歇性、随机性和波动性,夜间时段伴随着光照强度削弱以及风速加剧, IIDG1 出力相应下降、IIDG2 出力相应上升,此时若 IIDG1 出力减小量 ΔP_{IIDG1} 与 IIDG2 出力增加量 ΔP_{IIDG2} 相等,各 IIDG 出力之和保持不变,意味着 IIDG1、IIDG2 出力波动对保护产生的作用相互“抵消”,从而无法甄别出保护风险定值。

但通过 4.2 节 3) 分析可知,不同位置 IIDG 单位出力对各保护的影响程度不同,上述情况下保护可能存在误动、拒动风险而造成漏检;而本文方法通过影响因子 λ_i 量化了各 IIDG 出力对保护动作性能的影响程度,能有效解决此问题。

以 P3 I 段保护为例,设置系统正常运行时 $P_{\text{IIDG1}} = 5.5 \text{ MW}$ 、 $P_{\text{IIDG2}} = 1.5 \text{ MW}$,出力波动后 $P_{\text{IIDG1}} = 4.5 \text{ MW}$ 、 $P_{\text{IIDG2}} = 2.5 \text{ MW}$,通过仿真验证保护动作情况,如表 5 所示。

表 5 P3 I 段保护动作情况

Table 5 P3 I segment protection action

IIDG1 出力/ MW	IIDG2 出力/ MW	保护 编号	保护 类型	保护 定值/ kA	短路 电流/ kA	动作 情况
5.5	1.5	P3	I 段	2.704	2.669	√
4.5	2.5	P3	I 段	2.704	2.727	×

采用传统方法直接累加各 IIDG 出力时,由于 IIDG1 出力减小量 ΔP_{IIDG1} 与 IIDG2 出力增加量 ΔP_{IIDG2} 均为 1MW, IIDG 出力波动前后各 IIDG 出力之和保持不变,此时保护响应情况应不受影响,而表 5 仿真结果与此相悖,此时出现漏检状况;采用本文方法时, IIDG 出力波动后尚未达到 P3 I 段保护失效动作边界,进一步判断 IIDG 出力与 $I_{\text{set3}}^{\text{I}}$ 之间的映射关系为 $\lambda_{\text{P3.1}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG1}} + \lambda_{\text{P3.2}}^{\text{I}} P_{\text{IIDG2}} + C_{\text{P3}}^{\text{I}} > I_{\text{set3}}^{\text{I}}$,此时保护有误动风险,应立刻启动预警机制并将其标记为风险定值,印证了本方法的优越性。

5 结 论

光伏、风电机组等分布式电源高比例接入配电网导致原有保护存在不正确动作风险, 现有研究缺乏有效甄别风险定值的手段, 无法结合配电网实际运行状态及时洞察风险定值。本文围绕新型有源配电网典型场景, 提出一种保护失配风险定值甄别方法, 主要结论如下:

1) 随着 IIDG 出力的逐步提升, 其外汲、助增效应愈发凸显, 上游线路保护灵敏度减小, 下游及相邻线路保护范围增大, IIDG 之间线路保护动作情况受制于各 IIDG 的相对出力状况, 呈现不确定性, 保护装置误动、拒动风险显著增加。

2) 本文提出的保护失配风险定值甄别流程能够依据新型有源配电网中 IIDG 实时出力状况, 及时甄别出可能导致保护误动、拒动的风险定值, 从而提升配电网原有保护在规模化新能源接入场景下的适应性, 保障电网安全稳定运行。

3) 传统关于 IIDG 出力对保护动作性能影响机理的分析方法通常直接将各 IIDG 出力值求和, 在此情形下, 不同 IIDG 出力的正、负起伏可能引发风险定值漏检现象, 仿真验证结果表明, 所提方法能有效解决此问题。

4) 所提方法能为相关研究提供理论支撑, 在定值自适应调整方面, 可作为定值调整的启动判据, 判定当前定值存在失配风险后再进行切换, 无需频繁更改定值; 在保护定值校核方面, 通过本方法甄别出保护失配风险定值后有针对性地校核风险定值, 能够减小校核工作量、提高校核效率。

[参考文献]

- [1] 王海云, 于希娟, 张雨璇, 等. 大型城市电网下分布式光伏承载力评估分析[J]. 太阳能学报, 2023, 44(6): 260-264.
WANG H Y, YU X J, ZHANG Y X, et al. Evaluation and analysis of distributed photovoltaic carrying capacity in large urban power grid [J]. Acta energiae solaris sinica, 2023, 44(6): 260-264.
- [2] 刘科研, 盛万兴, 马晓晨, 等. 基于多种群遗传算法的分布式光伏接入配电网规划研究[J]. 太阳能学报, 2021, 42(6): 146-155.
LIU K Y, SHENG W X, MA X C, et al. Planning research of distributed photovoltaic source access distribution network based on multi-population genetic algorithm [J]. Acta energiae solaris sinica, 2021, 42(6): 146-155.
- [3] 李练兵, 张凯宁, 曾四鸣, 等. 基于 APDE 算法的配电网分布式电源承载力评估[J]. 太阳能学报, 2023, 44(11): 55-63.
LI L B, ZHANG K N, ZENG S M, et al. Distributed generation hosting capacity evaluation in distribution network based on adaptive perturbation differential evolution algorithm [J]. Acta energiae solaris sinica, 2023, 44(11): 55-63.
- [4] ZAREI S F, KHANKALANTARY S. Protection of active distribution networks with conventional and inverter-based distributed generators [J]. International journal of electrical power & energy systems, 2021, 129: 106746.
- [5] 曾德辉, 王钢, 郭敬梅, 等. 含逆变型分布式电源配电网自适应电流速断保护方案[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(12): 86-92.
ZENG D H, WANG G, GUO J M, et al. Adaptive current protection scheme for distribution network with inverter-interfaced distributed generators [J]. Automation of electric power systems, 2017, 41(12): 86-92.
- [6] 袁智勇, 徐全, 徐刚, 等. 含大容量分布式电源接入的配电网电流保护优化方案[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1862-1868.
YUAN Z Y, XU Q, XU G, et al. Current protection optimization scheme in distribution network with large capacity distributed generators [J]. Power system technology, 2021, 45(5): 1862-1868.
- [7] SHIH M Y, CONDE A, LEONOWICZ Z, et al. An adaptive overcurrent coordination scheme to improve relay sensitivity and overcome drawbacks due to distributed generation in smart grids [J]. IEEE transactions on industry applications, 2017, 53(6): 5217-5228.
- [8] 高生凯, 曹炜, 张旭航, 等. 一种改进型配电网自适应过流保护方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(7): 110-119.
GAO S K, CAO W, ZHANG X H, et al. A novel adaptive overcurrent protection method for a distribution network [J]. Power system protection and control, 2021, 49(7): 110-119.
- [9] 全蕾, 詹红霞, 张勇, 等. 考虑多 DG 接入的配电网自适应电流主保护方案[J]. 智慧电力, 2021, 49(8): 63-69.
QUAN L, ZHAN H X, ZHANG Y, et al. Adaptive current main protection scheme of distribution network accessed with multiple distributed generations [J]. Smart power, 2021, 49(8): 63-69.
- [10] 戴志辉, 张艺宏, 于礼瑞, 等. 适用于新型配电网的改进型电流保护[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2024, 51(1): 1-9, 19.
DAI Z H, ZHANG Y H, YU L R, et al. Improved current protection suitable for new distribution network [J]. Journal of North China Electric Power University (natural science edition), 2024, 51(1): 1-9, 19.
- [11] 蒋红亮, 吕飞鹏. 基于相对熵组合赋权法的继电保护定值在线校核顺序研究[J]. 电测与仪表, 2018, 55(6): 82-88.
JIANG H L, LYU F P. Study on on-line verification sequence for relay protection setting based on combinational weighting method of relative entropy [J].

- Electrical measurement & instrumentation, 2018, 55(6): 82-88.
- [12] 张立, 阎彬. 基于广度优先搜索的继电保护定值联系校核研究[J]. 自动化技术与应用, 2022, 41(6): 95-98.
ZHANG L, YAN B. Research on connection checking of relay protection fixed value based on breadth first search [J]. Techniques of automation and applications, 2022, 41(6): 95-98.
- [13] 刘源. 基于 Web 的电力系统继电保护定值在线校核系统研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2021.
LIU Y. Research on web-based power system relay protection settings online verification system [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2021.
- [14] 楼冠男, 蒋啸宇, 杨志淳, 等. 基于特征矩阵分区等值和自适应插值切换的有源配电网多速率并行仿真方法[J]. 电工技术学报, 2024, 39(11): 3353-3366.
LOU G N, JIANG X Y, YANG Z C, et al. A multi-rate parallel simulation method for active distribution network based on characteristic matrix partition equivalence and adaptive interpolation switching [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(11): 3353-3366.
- [15] SHI X H, ZHANG H X, WEI C Z, et al. Fault modeling of IIDG considering inverter's detailed characteristics [J]. IEEE access, 2020, 8: 183401-183410.
- [16] 乔一达, 吴红斌, 吴通华, 等. 含逆变型分布式电源的配电网分区域电流保护[J]. 电工技术学报, 2022, 37(S1): 134-144.
QIAO Y D, WU H B, WU T H, et al. A partitioned current protection scheme of distribution network with inverter interfaced distributed generator [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(S1): 134-144.
- [17] JIA K, YANG Z, FANG Y, et al. Influence of inverter-interfaced renewable energy generators on directional relay and an improved scheme [J]. IEEE transactions on power electronics, 2019, 34(12): 11843-11855.
- [18] GB/T 37408—2019, 光伏发电并网逆变器技术要求[S].
GB/T 37408—2019, Technical requirements for photovoltaic grid-connected inverter[S].
- [19] DL/T 584—2017, 3 kV~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程[S].
DL/T 584—2017, Setting guide for 3 kV-110 kV power system protection equipment[S].
- [20] 吴成国, 肖仕武. 高比例分布式电源接入电网短路电流的拟牛顿迭代计算方法[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4581-4590.
WU C G, XIAO S W. Quasi-Newton iterative calculation method for short circuit current of high proportion distributed generation connected to power grid [J]. Power system technology, 2022, 46(12): 4581-4590.
- [21] LI J, FENG J T, BAI H, et al. An adaptive protection scheme for multiple single-phase grounding faults in radial distribution networks with inverter-interfaced distributed generators [J]. International journal of electrical power & energy systems, 2023, 152: 109221.
- [22] 张惠智. 逆变型分布式电源接入配电网的故障分析及保护原理的研究[D]. 天津: 天津大学, 2015.
ZHANG H Z. Fault analysis and protection principle research of inverter distributed power supply connected to distribution network [D]. Tianjin: Tianjin University, 2015.
- [23] ZHOU J L, ZOU J, ZHENG J H, et al. An infeasible solutions diversity maintenance epsilon constraint handling method for evolutionary constrained multiobjective optimization [J]. Soft computing, 2021, 25(13): 8051-8062.
- [24] NIU Q, WANG H, SUN Z Y, et al. An improved bare bone multi-objective particle swarm optimization algorithm for solar thermal power plants [J]. Energies, 2019, 12(23): 1-22.
- [25] TANG M N, 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(1): 44.

RISK VALUATION IDENTIFICATION METHOD OF PROTECTION MISMATCH FOR NEW ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS

Dai Zhihui¹, Ning Zhiheng¹, Luan Kun¹, Liu Junyi¹, Ding Yangtian¹, Liu Zhiren²

(1. School of Electric and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. State Grid Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214000, China)

Abstract: This paper proposes a detection method for protection mismatch risk settings tailored for high-penetration renewable energy integration scenarios. Using a typical topology of high-penetration distributed renewable energy systems, the degradation mechanism of protection performance is analyzed in depth. Furthermore, the constraints on correct protection operation are revealed by investigating the root causes of protection misoperation and failure to trip. Based on this analysis, the mapping relationship between DG output and protection mismatch risk settings is quantitatively examined. The boundary of protection failure is further determined using a dual-loop iteration method based on the backbone particle swarm optimization (PSO) algorithm. Finally, a comprehensive identification procedure for protection mismatch risk settings is developed. The effectiveness of the proposed approach is validated through simulations using the PSCAD/EMTDC and Matlab/Simulink platforms.

Keywords: distribution network; distributed generator; relay protection; risk valuation identification; current protection; incorrect action; protection failure boundary