基于分布式馈线自动化的配电信息物理系统可靠性评估

曾广璇,余 涛,林 丹,王梓耀 (华南理工大学 电力学院,广东 广州 510640)

摘要:对采用分布式馈线自动化的配电信息物理系统进行了可靠性评估。基于分布式馈线自动化的故障自愈实现原理,在传统物理系统两状态元件模型中考虑信息系统的影响,通过建立信息系统的元件和网络模型描述分布式馈线自动化的终端功能和邻域局部信息的交互过程,并由故障元件的位置定量描述在配电网发生故障时信息系统元件失效对物理系统可靠性的影响。利用序贯蒙特卡罗方法抽样,对系统进行仿真以获得计及信息系统故障的可靠性指标,对信息系统通信网络和终端2类元件进行失效分析,并探究断路器的重合闸功能在纠正故障上游因信息系统故障导致的误停电情况的可靠性影响。算例分析结果验证了所提方法的有效性。

关键词:配电网;信息物理系统;分布式馈线自动化;自动重合闸;可靠性评估 中图分类号:TM 761 文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202010001

0 引言

随着信息通信网络与电力网络的高度耦合,原 有的配电网逐渐演变成为一个典型的配电信息物理 系统 CPDS(Cyber Physical Distribution System)^[1-2]。 但是,在提高配电网可视化程度和管理效率的同时, 信息通信故障也成为威胁电网可靠运行的潜在影响 因素之一^[3],因此准确反映当前配电系统可靠性的 真实情况需要计及配电网信息系统的影响。

物理系统的可靠运行直接反映了用户的供电情况,因此CPDS的可靠性评估需要明确信息系统对 物理系统可靠性的影响。文献[4]指出典型的电力 物理信息系统是控制中心应用,物理系统和信息系 统分别对应电力系统的一次系统和二次系统。根据 信息、物理系统的元件和功能,文献[5-6]将信息系 统对物理系统的影响分为直接影响和间接影响对智 能电网进行可靠性评估。具体地,信息网络失效将 导致工作人员在监测运行中对电网状态的感知与实 际情况存在差距^[7-9],而信息系统故障引起的断路器 误动或微电网控制失效也将造成用户供电在非故障 情况下受到影响^[10-12]。因此,分析信息系统失效是 否影响物理侧的用户供电是CPDS可靠性评估的关 键所在。

馈线自动化FA(Feeder Automation)利用终端 设备对配电线路进行监测和控制,是实现CPDS的 重要手段。现有针对CPDS可靠性评估的研究大多 基于集中监控的FA保护模式^[13-14],对采用分布式 FA的CPDS可靠性的讨论较少。在集中式FA保护

收稿日期:2020-01-29;修回日期:2020-08-04 基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777078)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777078)

模式下,主站需要收集馈线所有的终端信息并做出 决策,然后对相应终端及开关下达动作指令。而与 集中式FA主站掌握馈线全局信息的情况不同,分布 式FA对决策逻辑进行了简化,馈线上的智能终端只 需根据就地位置及其相邻区域的局部故障信息就能 实现故障判断处理^[15]。因此相比于集中式FA,分布 式FA终端由于在故障处理中的决策判据来源单一, 对故障信息的准确性要求更高,错漏个别故障信息 都可能影响信息系统对故障区域的准确判断和正确 隔离,从而导致分布式FA模式下的CPDS可靠性对 信息侧的故障更为敏感,信息错漏造成的可靠性影 响也更为明显,所以现有基于集中式FA的CPDS的 可靠性评估方法不能直接套用于分布式FA模式。 此外,由于分布式FA很好地克服了集中式FA和传 统就地式FA的缺点,不依赖主站,从而降低了通信 带宽,在将停电时间缩短至秒级的同时,有效地避免 了集中式FA的通信延时,并对配电线路拓扑变化具 有更强的适应性,在实际工程如东莞松山湖智能电 网示范区等得到了广泛的应用[16],所以基于分布式 FA的故障自愈实现原理对CPDS进行可靠性评估是 很有必要的。

为此,本文针对分布式FA的应用场景对CPDS 进行可靠性研究。首先,基于分布式FA的故障自愈 实现原理,建立信息系统的元件和网络模型,描述分 布式FA模式的智能终端设备功能和邻域局部信息 的交互过程;然后,以区域决策关联矩阵分析不同类 型信息元件故障在配电网故障处理过程中的可靠性 影响;最后,通过序贯蒙特卡罗方法仿真获得计及信 息系统故障的系统可靠性指标,从而实现对基于分 布式FA的CPDS的可靠性评估,并探究了断路器的 重合闸功能对系统可靠性的影响。

1 CPDS结构及信息-物理可靠性作用分析

1.1 CPDS结构

CPDS由物理配电系统和信息系统组成,其中物 理配电系统包括传统的一次设备,如电缆、断路器等 开关设备,信息系统指的是信息通信设备及其组成 的网络、路由协议等,CPDS的结构如图1所示。



Fig.1 Structure diagram of CPDS

配电网的故障处理全过程高度依赖于信息系统,依据集中式或就地式FA的故障处理策略实现故障定位、隔离及供电恢复^[17]。智能分布式FA系统采用就地式FA的故障处理策略,不依赖于主站或子站的全局信息,一次性处理故障,被广泛应用于现有的配电网。智能分布式FA系统在配电网发生故障时,配置在一次系统开关的智能终端单元STU(Smart Terminal Unit)利用终端对等通信系统,交换故障检测信息进而快速实现故障定位和故障隔离,恢复非故障区域供电,最后向主站上报处理过程及结果^[17]。智能分布式FA系统的结构及功能如图2所示。





1.2 信息-物理可靠性作用分析

信息系统通过控制开关设备实现物理系统的故障定位、隔离和供电恢复,因此信息系统失效可能导致故障处理不当,降低系统的供电可靠性。在故障处理过程中,区域是配电网中所能隔离的最小单位,由开关、电源和末梢围成,其中不再包含开关^[16]。分

布式FA主干线的区域划分示意图如图3所示。图中,S₁、S₂为电源开关;B₁一B₅为线路开关。





根据所处的位置,馈线开关可分为干线开关和 支线开关^[17],其中干线开关位于主干线且其两侧均 可获得电源,支线开关位于分支线且只有一侧可以 获得电源。比如图3中的B₃为支线开关,B₁、B₂、B₄、 B₅为干线开关,其中B₄也是联络开关。当配电网发 生故障时,位于开关的智能终端设备如果检测到故 障电流,将向其相邻开关的智能终端设备发送故障 信息,本文认为隔离某一区域需要同时动作的开关 之间具有相邻关系。如图3所示,电源开关S₁的相 邻开关只有干线开关B₁,当隔离区域位于S₁和B₁之 间时,二者需要同时动作;此外,干线开关B₁还能隔 离发生在开关B₁—B₃围成区域内的故障,所以B₁的 相邻开关还包括干线开关B,和支线开关B₃。

当定位隔离故障时,对于干线配电区域而言,若 单个区域内有且只有1个终端上报故障信息,则可 判断故障发生在该配电区域内部,该配电区域的开 关动作;若单个区域内有1个以上的终端上报故障 信息,则表示故障不发生在该配电区域内,终端即便 检测到故障电流,所在开关也不应动作。所以对于 单个干线开关而言,当其终端检测到故障电流但没 收到所在区域相邻开关终端的故障信息或未检测到 故障电流但收到所在区域相邻开关终端的故障信息 时,其应该动作;但对于支线开关而言,其终端只要 检测到故障电流,则判定故障发生在支线开关下游, 开关直接跳闸。

如图3所示,当故障位于主干线区域的开关B₂、 B₄之间,开关B₁、B₂流过故障电流,由此判断故障不 发生在开关B₁与B₂之间的区域;开关B₂与B₄构成的 配电区域中只有B₂的智能终端设备发送了故障电流 信息,因此可定位故障位于开关B₂与B₄之间,所以 B₂、B₄动作以隔离故障。

若故障发生在支线区域,如图4所示,支线开关 B₃的下游区域发生故障,智能终端检测到故障电流 后无需接收其他终端的信息,而是直接控制支线开 关B₃动作,从而迅速隔离故障。

依据馈线开关的2种故障判断逻辑,按照物理



图4 分布式FA支线发生故障的示意图

Fig.4 Schematic diagram of fault in branch line of distributed FA

系统故障发生的位置可将信息-物理可靠性作用分 为故障发生在主干线区域以及故障发生在支线区域 两大类,其中每一类可根据信息系统失效元件的不 同划分为终端故障、通信故障2种情况。特别地,当 开关为具备重合闸功能的断路器时,系统的可靠性 将更高。具体场景分析如下。

(1)故障发生在主干线区域。

a. 信息系统终端故障导致检测有误。

结合开关与故障的位置信息,终端故障导致检 测有误的表现可分为以下2种情况。

情况1是当开关位于故障区域上游,终端溃漏 所在开关的故障电流信息,导致故障上游区域的开 关误动。当开关B1、B2、B3之间的区域发生故障时, 故障示意图如附录中图A1所示,如果开关B,的终端 遗漏了自身的故障电流信息,那么它只收到S₁的故 障信息,而S,的终端除了检测到自身的故障电流信 息,没有收到开关B,的故障信息,因此信息系统将故 障定位于S₁与B₁之间的区域,控制S₁和B₁动作,导致 二者之间的区域发生误停电。一定延时之后故障下 游区域通过转供电恢复供电,由于上述开关动作未 能有效地隔离故障,所以闭合联络开关之后仍出现 故障电流,此时B₁与B₂之间的区域隔离不需要B₁发 送故障电流信息,因此开关B₁终端的检测故障不影 响开关B₁、B₂的动作,最后停电范围从原有的开关B₁ 与B,之间的区域及其支线区域扩大到S,与B,之间 的区域及其支线区域。

情况2是当开关位于故障区域下游,终端错误 认为所在开关流过故障电流并向相邻终端发送故障 信息,导致故障区域开关拒动。假设开关B₂的终端 错误判断有流经故障电流且上报故障信息,此时的 故障示意图如附录中图A2所示,开关B₁的终端由于 同时收到所有相邻开关S₁和B₂的故障信息,认为故 障不发生在其所在区域,故不动作;开关B₂的终端根 据自身的故障信息将故障定位于开关B₂与B₄之间 而动作。此时故障隔离失败,一定的延时之后出线 开关的总后备保护启动,电源开关S₁跳闸,馈线全线 失电。

b. 信息系统终端之间的通信发生中断。 终端通信中断表现为终端能够正确检测到所在 开关的故障电流,但无法将自身的故障电流信息发送给相邻开关的终端,造成相邻终端在进行故障定 位判断时缺失故障信息,从而导致故障上游区域的 开关误动。开关B2与B4之间发生故障,故障示意图 如附录中图A3所示,假设开关B1、B2的终端通信中 断,即开关B1、B2的终端无法收到对方的故障信息, 因此开关B1、B2的终端各自根据自身的故障电流信 息错误判断故障发生在开关B1、B2、B3之间,从而开 关B1、B2动作,停电范围由B2与B4之间的故障区域延 伸至上游开关B1与B2之间的区域及其支线区域。

由于智能终端只有在检测到故障电流的情况下 才需要利用通信与相邻智能终端交换信息,对于未 流经故障电流的开关而言,其终端无需发送故障信 息,因此在故障隔离过程中,故障下游区域未流经故 障电流的开关终端之间发生通信故障不会影响开关 的动作状态。当主干线末端存在联络开关时,故障 下游区域可通过转供电恢复供电,如果上述的故障 定位隔离过程未能有效地隔离故障,关闭联络开关 之后仍出现故障电流,系统将重新进行故障定位隔 离。此时终端之间通信中断的影响与之前类似,不 再赘述。

(2)故障发生在支线区域。

a. 信息系统终端故障导致检测有误。

支线开关是否动作仅取决于其终端自身是否检 测到故障电流,当故障发生在支线区域时,终端检测 有误表现为支线开关的终端遗漏自身的故障电流信 息,故障区域的开关拒动。支线发生故障时的故障 示意图如附录中图A4所示,若支线开关B₃没有检测 到故障电流,开关B₁、B₂的终端根据开关B₁的故障电 流信息错误将开关B₁、B₂、B₃之间的区域判断为故障 区域,开关B₁、B₂、B₃跳闸,导致停电范围由支线扩大 到与其连接的上游主干线开关B₁、B₂之间的区域。

特别地,如果支线没有发生故障,终端故障误认 为流过故障电流,支线区域则被直接定位为故障区 域,导致支线开关误动,从而发生误停电。

b. 信息系统终端之间的通信发生中断。

由于支线开关跳闸不依赖于相邻开关终端的故障信息,通信中断不影响支线开关自身的动作情况, 但会影响支线上游的主干线区域的开关终端对本区域的判断,导致故障上游区域的开关误动。如附录中图 A5 所示,开关 B₁和开关 B₃的终端通信中断,开关 B₁的终端除了自身检测到的故障电流之外,仅收到 S₁的故障信息,因此开关 B₁的终端判断开关 B₁、 B₂、B₃之间的主干线区域为故障区域,从而下达动作指令,导致开关 B₁至开关 B₄之间的区域发生暂时误停电,但由于该区域可通过联络开关自动合闸迅速恢复供电,所以系统的可靠性不受影响。

上述2种情况中的开关属于负荷开关,由于断

路器在流过故障电流且跳闸开关一侧带电时具有一次快速重合功能^[15],在上述信息系统故障导致误停 电的场景下,采用断路器可以快速实现部分误停电 区域的供电恢复。断路器自动重合闸示意图如图5 所示。满足通过重合闸纠正故障隔离错误的情况有 以下2种:①故障上游开关的终端由于通信中断无 法收到下游开关的故障信息,导致故障上游区域误 停电;②支线开关的终端误认为支线区域为故障 区域。



如图5所示,当开关B₂与B₄之间发生故障时,开 关B₁与B₂由于通信故障判断错误而跳闸。若开关 B₁为断路器,由于其流过故障电流且跳闸之后靠近 电源开关S₁一侧依然带电,开关B₁经过一定的延时 启动重合闸,从而恢复开关B₁、B₂、B₃之间区域及其 支线区域的供电,而开关B₂重合闸失败后闭锁在分 闸状态,因此可实现误停电区域的迅速复电,系统的 可靠性不受影响。

2 CPDS的可靠性模型

2.1 信息系统的可靠性模型

智能分布式FA系统中,主站只接受故障处理结 果而不直接处理故障,信息系统中主要由智能终端 设备和对等通信网络参与故障处理过程,下文对信 息系统的这两部分进行元件和网络建模。

2.1.1 元件模型

对于智能终端设备而言,其主要功能包括正常 运行状态下的数据采集与监视控制以及电力系统发 生故障时的短路故障检测、分布式智能控制等。从 影响系统可靠性出发,本文只考虑智能终端设备的 短路故障检测和分布式智能控制功能。由于发生故 障时,任何一项功能失效将导致智能终端设备无法 正常工作,因此单个智能终端设备的可用度A_{sru}为:

$$A_{\rm STU} = A_{\rm STUd} A_{\rm STUc} \tag{1}$$

其中,A_{STUd}、A_{STUe}分别为智能终端设备短路故障检测、分布式智能控制功能的可用度,当相应功能正常时取值为1,功能失效时取值为0。分布式智能控制功能主要取决于预定逻辑判断算法的执行,由于算法都经过准确校验^[12],且算法失效导致的故障

统计数据较少^[16],本文暂不考虑其失效情况,因此 设A_{srue}=1。

通信网络中的通信链路应同时满足连通性、及时性与准确性这3个要求^[13],本文采用串联模型,则终端p与q之间的通信链路可用度A_{p-q}为:

$$A_{p-q} = C_{p-q} T_{p-q} E_{p-q}$$
(2)

其中, C_{p-q} 、 T_{p-q} 、 E_{p-q} 分别为终端p与q之间的通信链路的拓扑可靠性、延时可靠性、数据误码可靠性,与通信方式密切相关,当通信链路满足相应的要求时,对应的可靠性取值为1,否则取值为0。在分布式FA的对等通信网络中,一般采用光纤通信方式^[17],路径相对固定^[18],在实际应用中通常满足系统的延时和数据误码可靠性要求,因此设 $T_{p-q}=1$ 、 $E_{p-q}=1$ 。2.1.2 网络模型

假设智能终端的控制逻辑判断算法可靠,本文 根据功能作用的不同将信息系统中涉及的元件模块 划分为检测和通信两大类,其中检测类元件模块包 括智能终端设备的故障检测模块,主要用于判断是 否存在故障电流情况,通信类元件模块包括对等通 信网络中的通信链路。由于每个配电区域中相邻终 端之间存在通信关系,因此可用邻接矩阵描述终端 间的信息交互关系^[14]。

将智能终端设备的故障检测模块看作信息 节点,将对等通信网络的通信链路看作连接信 息节点的边。用无向图表示信息系统,设为G = $(V, E),其中V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$ 为信息节点的集合,E = $\{e_1, e_2, \dots, e_m\}$ 为信息节点间通信关系边的集合,定 义信息系统的邻接矩阵 $M = [m_{ij}]_{n \times n}$,其元素 m_{ij} 如式 (3)所示。

$$m_{ij} = \begin{cases} 1 & \forall \perp v_i \leq v_j \\ 0 & \downarrow \ell \ell \end{pmatrix}$$
(3)

根据邻接矩阵的元素*m*_{ij}是否为1可判断终端之间是否存在相邻关系,即是否位于同一区域,由此判断终端之间是否存在通信关系。

在故障处理过程中,智能终端需要上报检测的 故障信息同时采集相邻终端的故障信息,因此定义 上报矩阵 $B = [b_{ij}]_{n \times n}$ 和采集矩阵 $S = [s_{ij}]_{n \times n}$ 描述信息 系统中智能终端的信息交互过程,元素 b_{ij} 和 s_{ij} 分别 如式(4)和式(5)所示。

$$b_{ij} = \begin{cases} 1 & v_i \cap v_j \perp \mathcal{R} \text{tr} \mathcal{R} \\ 0 & \mathcal{I} \text{tr} \end{cases}$$

$$\tag{4}$$

$$s_{ij} = \begin{cases} 1 & v_i \not\in \# y_j \perp \# y_j$$

根据上报矩阵的元素 b_{ij}是否为1,可判断对应 终端是否将故障信息上报给具有相邻关系的其他终 端;同样地,根据采集矩阵的元素 s_{ij}是否为1,可以判 断终端是否采集到相邻终端上报的故障信息。可见 B=S^T。本文设故障处理过程中信息系统完全可靠 情况下的上报矩阵和采集矩阵分别为初始上报矩阵 B₀和初始采集矩阵S₀。

定义矩阵 $P = \text{diag}(a_1, a_2, \dots, a_n)$ 为故障发生时 故障电流流经开关的情况,元素 $a_i(i=1, 2, \dots, n)$ 如 式(6)所示。

因此,可得 $PM = B, MP = S_{\circ}$

2.1.3 信息故障建模

由1.2节可知,信息系统故障分为检测故障和通 信故障,检测故障表现为智能终端向相邻终端上报 错误的故障信息,通信故障则用目标终端无法采集 到上报终端的故障信息表示,因此信息系统的故障 可通过修改初始上报矩阵*B*。和初始采集矩阵*S*。 描述。

检测故障表示智能终端无法正确实现故障电流 的检测,可分为漏判和误判2种情况。当配电网开 关设备的下游区域发生故障时,故障电流流经开关, 但对应智能终端没有上报故障信息,这是漏判情况; 当配电网开关设备的上游区域发生故障时,故障电 流没有流经开关,对应智能终端却向相邻终端上报 故障信息,这是误判情况。

对于漏判而言,由于初始上报矩阵 B_0 的第*i*行 表示智能终端节点 v_i 向相邻终端发送故障信息的情 况,当智能终端节点 v_i 漏判时,第*i*行元素应为0,即 令初始上报矩阵 B_0 中 $b_{ij}=0(j=1,2,...,n)$,得到修 正后的实际上报矩阵B,修正后的实际采集矩阵S= B^{T} 。若智能终端节点 v_i 发生误判,则令初始上报矩 阵 B_0 中 $b_{ij}=m_{ij}(j=1,2,...,n)$,修正之后得到实际 的上报矩阵B,表示 v_i 向其相邻终端节点 v_j 错误发送 故障信息,修正后的实际采集矩阵 $S=B^{T}$ 。

通信故障表示2个智能终端节点之间无法相互 交换故障信息,若智能终端节点 $v_i \Lambda v_j \beta N h d w_j$ 到 故障电流,但是由于通信故障 $v_i \Re x \ \pi \Lambda v_j h d w_j$ 的故障 信息, $v_j \Re x \ \pi \Lambda y_i$ 的故障信息,修改初始采集矩阵 $S_0, \Leftrightarrow s_{ij} = 0$ 即可得到考虑通信故障之后的实 际采集矩阵 S_0

2.2 考虑信息系统影响的物理系统可靠性模型

开关元件是信息系统与物理系统的耦合点,信息系统故障是否影响CPDS的可靠性取决于开关元件在配电网发生故障时是否正确实现故障处理过程,因此考虑信息系统影响的物理系统开关元件的可靠性模型如图6所示,箭头表示状态的转移。

由1.2节可知,开关的正常动作依赖于信息系统 智能终端设备和通信链路的可靠运行,因此考虑信



图 6 考虑信息系统影响的开关元件的可靠性模型 Fig.6 Reliability model of switching elements

considering influence of cyber system

息系统功能作用后的开关可用度A'switch为:

$$A'_{\text{switch}} = A_{\text{switch}} A_{\text{STU}} \prod_{i=1}^{k} A_{\text{STU}i} \prod_{i=1}^{k} A_{\text{li}}$$
(7)

其中, A_{switch} 为不考虑信息系统功能作用的开关可用 度; A_{srui} 为与所考虑的开关具有相邻关系的第i个开 关的智能终端可用度; $\prod_{i=1}^{k} A_{srui}$ 为当所考虑的开关有 k个相邻开关时,所有相邻开关的智能终端可用度; A_{ii} 为与所考虑的开关具有相邻关系的第i个开关的 智能终端之间的通信链路可用度; $\prod_{i=1}^{k} A_{ii}$ 为与所考虑 的开关具有相邻关系的k个开关终端之间的通信链 路可用度。

为了判断区域开关的动作状态,本文定义区域的决策关联矩阵 **D**₁、**D**₂,**D**₁为实际上报矩阵 **B**的子矩阵,由区域开关对应的实际上报矩阵 **B**中的元素组成,代表区域开关自身检测的故障信息情况;类似地,**D**₂为实际采集矩阵 **S**的子矩阵,由区域开关对应的实际采集矩阵 **S**中的元素组成,代表区域开关从相邻终端获取的故障信息情况。因此矩阵 **D**₁、**D**₂的行数与列数由区域开关的个数决定,比如附录中图A1所示开关 **B**₁、**B**₂、**B**₃之间的区域内端点开关的个数为3,则该区域的**D**₁和**D**₂都为3×3阶矩阵。

对于一个开关个数为5的CPDS而言,设其实际 上报矩阵B和实际采集矩阵S分别为:

$$\boldsymbol{B} = \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & b_{13} & b_{14} & b_{15} \\ b_{21} & b_{22} & b_{23} & b_{24} & b_{25} \\ b_{31} & b_{32} & b_{33} & b_{34} & b_{35} \\ b_{41} & b_{42} & b_{43} & b_{44} & b_{45} \\ b_{51} & b_{52} & b_{53} & b_{54} & b_{55} \end{bmatrix}$$

$$\boldsymbol{S} = \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} & s_{13} & s_{14} & s_{15} \\ s_{21} & s_{22} & s_{23} & s_{24} & s_{25} \\ s_{31} & s_{32} & s_{33} & s_{34} & s_{35} \\ s_{41} & s_{42} & s_{43} & s_{44} & s_{45} \\ s_{51} & s_{52} & s_{53} & s_{54} & s_{55} \end{bmatrix}$$

$$(8)$$

假设区域开关为B₂、B₄,由此可得该区域的决策 关联矩阵为:

$$\boldsymbol{D}_{1} = \begin{bmatrix} b_{22} & b_{24} \\ b_{42} & b_{44} \end{bmatrix}$$
(10)

$$\boldsymbol{D}_2 = \begin{bmatrix} \boldsymbol{s}_{22} & \boldsymbol{s}_{24} \\ \boldsymbol{s}_{42} & \boldsymbol{s}_{44} \end{bmatrix} \tag{11}$$

智能终端向开关设备下达动作指令主要可以分 为以下3种情况:

(1)当**D**₁中只有1个元素时,表示该开关为支路 开关,若元素不为0,则说明有故障电流通过,开关 应动作;

(2)当**D**₁的某一行元素全为0,而**D**₂对应行中 仅有1个元素为1时,说明该行对应开关终端仅收集 到来自其他相邻终端的1条故障电流信息,开关应 动作;

(3)当**D**₁的某一行元素不全为0,而**D**₂对应行 中除了对角元素外其他元素均为0时,说明该行对 应开关终端仅收集到自身的故障电流信息,开关应 动作。

若开关两侧连接的任一区域判断为故障区域, 则该开关都应跳闸,综合开关设备的不可靠开断率, 可以获得开关动作的实际情况。特别地,对于故障 区域上游处于跳闸状态的断路器而言,如果其位于 故障区域的供电路径上且不是故障区域开关,则符 合重合闸成功条件,需对其开关状态进行修正;否则,应保持其原来跳闸状态。

2.3 CPDS的故障后果分析

基于分布式FA的故障处理过程主要包括故障 定位隔离及供电恢复2个阶段,当信息系统发生故 障无法正常实现故障自动处理过程时,需要检修人 员到现场操作。隔离故障后自动恢复供电区域可近 似认为不受故障的影响。

根据配电网的故障区域位置,负荷点的停电时 间可分为以下4类:

(1)信息系统正常时的非故障区域和信息系统 发生故障时的非故障且非误判区域不受故障影响;

(2)当信息系统正常时,故障区域的停电时间为 故障修复时间;

(3)当信息系统发生故障时,误停电区域的停电 时间为人工排查故障和手动操作倒闸时间;

(4)当信息系统发生故障时,故障区域的停电时 间为故障修复时间加上人工排查故障和手动操作倒 闸时间。

需要注意的是,当配电网故障发生在主干线上 时,若有分支线的首开关为主干线误停电区域或故 障区域开关,则分支线所在的配电区域也为误停电 区域或故障区域,其停电时间与主干线连接区域的 停电时间相同。

3 基于分布式FA的CPDS可靠性评估

在 CPDS 中,为了保证评估的准确性且鉴于故 障处理过程具有时序性,本文采用序贯蒙特卡罗模 拟法进行可靠性评估,具体步骤如下。

(1)输入配电网和信息系统的元件参数,建立配 电网络和信息系统的邻接矩阵。

(2)利用序贯蒙特卡罗法分别对物理元件和信息元件的故障持续时间进行抽样,获得当前时刻 T 下 CPDS 的元件状态及故障持续时间 t。

(3)由物理故障元件确定故障区域,形成未计及 信息元件故障的初始上报矩阵和初始采集矩阵。如 果信息系统发生故障,则根据信息元件的元件类型 及故障位置,修改初始上报矩阵和初始采集矩阵,得 到计及信息元件故障后的实际上报矩阵和实际采集 矩阵;如果信息系统正常,则实际的上报矩阵和采集 矩阵分别与初始上报矩阵和初始采集矩阵保持 一致。

(4)根据实际上报矩阵和实际采集矩阵获得决 策关联矩阵,判断每个配电区域中开关的动作指令 下达状态,每个开关结合相邻区域的动作指令下达 状态及开关自身的不可靠开断率确定开关的真实动 作状态。若开关为断路器,则需对符合自动重合闸 条件的开关状态进行修改。

(5)比较动作开关与故障区域开关状态是否一 致,判断是否存在误停电情况,确定各负荷点受故障 影响的程度。

(6)判断T+t是否达到预定的仿真时间,若未达 到,则令T=T+t,重复步骤(2)—(5);若达到,则计 算计及信息系统故障可靠性指标的系统平均停电 频率指标 SAIFI(System Average Interruption Frequency Index)、系统平均停电持续时间指标 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)、平均 供电可用率指标 ASAI(Average Service Availability Index)、缺供电量期望 EENS(Expected Energy Not Supplied)。

4 算例分析

4.1 仿真系统及结果分析

本文采用IEEE RBTS 母线6的主馈线4作为算 例搭建 CPDS, 拓扑结构如附录中图 A6 所示。信 息系统采用高速光纤以太网作为通信网络, 通信光 纤沿主干线铺设。物理系统的可靠性参数详见文 献[19], 信息通信元件的可靠性参数来源于文献 [20]。为了分析 CPDS 的可靠性, 分以下4种情况进 行研究。

场景1:假设信息系统完全可靠,自动实现故障 处理自愈过程。

场景2:信息系统的故障可能影响故障处理自 愈过程。

场景3:信息系统不完全可靠,信息系统中通信 链路的失效可能影响故障处理自愈过程。 场景4:信息系统不完全可靠,信息系统中终端 设备的失效可能影响故障处理自愈过程。

仿真时间设为10000 a。负荷点的可靠性指标 统计结果见附录中表A1,系统可靠性指标计算结果 见表1。

表1 系统可靠性指标计算结果 Table 1 Calculative results of system reliability indexes

			5	5
场景	SAIFI / (次・a ⁻¹)	$\begin{array}{c} \text{SAIDI} / \\ (h \! \cdot \! a^{\! - \! 1}) \end{array}$	ASAI / %	EENS / (MW • h • a ⁻¹)
1	0.8895	3.5524	99.9594	19.1185
2	1.3898	4.6242	99.9472	24.8356
3	1.0896	3.8912	99.9556	20.7844
4	1.1842	4.2214	99.9518	22.8469

对比分析负荷点的可靠性指标可见,相比于场 景1,场景2考虑了信息系统的故障,负荷点的故障 率和年平均停电时间大幅增加,说明信息系统故障 对负荷点的可靠性有较大的影响。值得注意的是, 场景2中大部分负荷点的平均停电持续时间较场景 1有所减少,这是因为误停电区域的停电时间远小 于物理系统元件的故障修复时间,当信息系统完全 可靠时,场景2就减少了大量的短时停电,此时负荷 停电主要是由物理系统元件故障造成,导致大部分 负荷点的每次平均停电持续时间反而升高。

由表1可知,相比于场景1,场景2考虑信息系 统故障后SAIFI、SAIDI、EENS分别提高了56.25%、 30.17%、29.90%,ASAI下降了0.012%,说明信息系统 故障对配电网的系统可靠性有显著的影响。对比场 景3、场景4与场景1的各项指标可知,信息系统的部 分功能元件失效也会使CPDS的可靠性降低。相比 于同时考虑终端设备和信息链路故障的场景,当终 端设备完全可靠时,SAIFI、SAIDI、EENS分别降低了 0.3002次/a、0.7330h/a、4.0512MW·h/a,ASAI 上升了0.0084%;当信息链路完全可靠时,SAIFI、 SAIDI、EENS分别降低了0.2056次/a、0.4028h/a、 1.9887MW·h/a,ASAI上升了0.0046%。

可见,在基于分布式FA的CPDS中,相比于信息 链路的信息传输作用,智能终端设备可靠性的提升 对系统整体的可靠性影响更大,一方面是因为在分 布式FA中通信链路存在于区域相邻的开关之间,通 信链路较短、通信设备较少,整体上通信故障率较 低;另一方面,终端设备在故障处理过程中智能终端 设备是通信的发起者,是通信的前提,其故障情况对 系统的通信状态有直接影响,因此降低智能终端设 备的故障率对提高系统整体可靠性的作用更为 明显。

此外,根据2.1.3节中智能终端检测故障可分为 漏判和误判2种情况,场景4下2种终端检测故障对 系统可靠性指标影响的统计结果如表2所示。由表 2可知,当终端发生检测故障时,发生误判的情况高 于漏判,其对可靠性指标的贡献量也高于漏判。可 见,在本文算例中,终端的检测故障主要来源于误 判,特别是当故障发生在主干线区域时,终端检测的 误判情况将导致故障隔离失败,最终启动总后备保 护,从而造成馈线全线失电,严重影响系统的供电可 靠性。

表2 场景4下终端检测故障对系统可靠性指标的影响

Table 2 Influence of terminal detection failure on

system reliability indexes under Scer	ne 4	Scene	under	indexes	reliability	system
---------------------------------------	------	-------	-------	---------	-------------	--------

检测故障 类型	故障 概率 / %	SAIFI 占比 / %	SAIDI 占比 / %	EENS 占比 / %
漏判	30.31	21.98	13.33	13.63
误判	69.69	32.65	36.79	36.42

4.2 信息系统故障下重合闸功能的可靠性评估影响

配电网的分段开关分为负荷开关和断路器 2 种,在故障处理过程中,负荷开关依赖电源开关跳闸 切断故障电流,而断路器可以直接切除故障而不影 响其他区域供电。如1.2节所述,当开关为断路器 时,对于流过故障电流且跳闸开关一侧带电的情况, 开放其一次重合闸功能,在一定的程度上能够自动 恢复故障上游由信息系统故障造成误停电区域的供 电。因此故障处理中具备自动重合闸功能的断路器 可以提高 CPDS 的自愈能力。

将图 A6 中原有的负荷开关 K₂、K₃、K₄、K₅ 替换为 断路器,计及断路器的一次自动重合闸功能,可得平 均可靠性指标如表3 所示。

表3 计及断路器自动重合闸功能的平均可靠性 指标结果

Table 3 Average reliability index results considering auto-reclosing function of circuit breaker

断路器配置 位置	SAIFI / (次・a ⁻¹)	$\begin{array}{c} {\rm SAIDI}/\\ ({\rm h}\!\cdot\!{\rm a}^{-1}) \end{array}$	ASAI / %	$\frac{\text{EENS /}}{(\text{MW} \cdot \mathbf{h} \cdot \mathbf{a}^{-1})}$
原系统	1.3898	4.6242	99.9472	24.8356
K_2	1.0982	4.3772	99.9500	23.9806
K ₃	1.0379	4.3196	99.9507	23.7170
K_4	1.0986	4.4120	99.9496	24.2210
K ₅	1.1005	4.3849	99.9499	24.0874
$K_2 - K_5$	1.0247	4.2816	99.9511	23.4063

由表3可知,相比于原负荷开关的配置,将K₃替 换为断路器所获得的可靠性指标提高最为明显, 其次依次为K₂、K₅、K₄;当所有负荷开关均替换为 断路器时,SAIFI、SAIDI、EENS分别比原系统降 低了26.27%、7.41%、5.76%,ASAI比原系统提高了 0.0039%,有效提高了原系统的可靠性。可见,在一 定的经济成本限制下,将配电网的原有负荷开关替 换为断路器的过程中,应用CPDS的可靠性评估可 以为断路器的阶段性配置位置提供一种参考,以取 得阶段性的最高可靠性。

5 结论

本文基于分布式FA对CPDS进行可靠性评估, 本文的主要贡献可以总结如下。

(1)本文针对分布式FA的应用场景对CPDS进行可靠性研究,以区域决策关联矩阵分析信息元件故障在配电网故障处理过程中的可靠性影响,对系统进行可靠性评估。

(2)基于功能分类探究信息系统中通信和终端 2类元件对CPDS可靠性的影响,相比于信息链路的 通信设备,智能终端设备对系统可靠性的影响更大, 所以降低智能终端设备的故障率对提高系统整体可 靠性的作用更为明显。

(3)断路器的重合闸功能能够在一定程度上纠 正配电网故障区域上游因信息系统故障导致的误停 电情况,可有效地提高 CPDS 的整体可靠性。由于 不同位置的断路器对提高系统可靠性的影响程度不 同,在经济成本的约束下,CPDS 的可靠性评估可以 为断路器的阶段性配置位置提供一种参考方案。

本文研究过程中对信息系统的分析主要是从信息系统设备性能出发,并未考虑网络攻击等互联网 层次的特性,在后续的研究中需对这部分影响进一 步细化,更深入全面地评估信息系统对 CPDS 可靠 性的影响。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 蒋卓臻,刘俊勇,向月. 配电网信息物理系统可靠性评估关键 技术探讨[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):30-42.
 JIANG Zhuozhen,LIU Junyong,XIANG Yue. Key technologies for reliability assessment of distribution network cyber physical system[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37 (12):30-42.
- [2]李培恺,曹勇,辛焕海,等. 配电网信息物理系统协同控制架构 探讨[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):2-7,15.
 LI Peikai,CAO Yong,XIN Huanhai,et al. Discussion on cooperative control architecture of cyber-physical distribution network system[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(12): 2-7,15.
- [3] 阳育德,蓝水岚,覃智君,等.电力信息物理融合系统的网络-物理协同攻击[J].电力自动化设备,2020,40(2):97-103.
 YANG Yude,LAN Shuilan,QIN Zhijun,et al. Coordinated cyber-physical attacks of cyber-physical power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(2):97-103.
- [4] 郭庆来,辛蜀骏,孙宏斌,等. 电力系统信息物理融合建模与综合安全评估:驱动力与研究构想[J]. 中国电机工程学报,2016,36(6):1481-1489.
 GUO Qinglai,XIN Shujun,SUN Hongbin, et al. Power system cyber-physical modelling and security assessment: motivation and ideas[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(6):1481-1489.
- [5] FALAHATI B, FU Y, WU L. Reliability assessment of smart grid considering direct cyber-power interdependencies[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(3):1515-1524.
- [6] FALAHATI B, FU Y. Reliability assessment of smart grids

considering indirect cyber-power interdependencies[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(4):1677-1685.

- [7] PANTELI M, KIRSCHEN D S. Assessing the effect of failures in the information and communication infrastructure on power system reliability[C]//2011 IEEE / PES Power Systems Conference and Exposition. Phoenix, AZ, USA: IEEE, 2011:1-7.
- [8] BESSANI M, MACIEL C D, FANUCCHI R Z, et al. Impact of operators' performance in the reliability of cyber-physical power distribution systems[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(11):2640-2646.
- [9] LI Z Y, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Bilevel model for analyzing coordinated cyber-physical attacks on power systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(5):2260-2272.
- [10] 郭嘉,韩宇奇,郭创新,等.考虑监视与控制功能的电网信息物 理系统可靠性评估[J].中国电机工程学报,2016,36(8):2123-2130.

GUO Jia, HAN Yuqi, GUO Chuangxin, et al. Reliability assessment of cyber physical power system considering monitoring function and control function[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(8):2123-2130.

- [11] 张天宇,罗凤章,王成山,等.信息系统对微电网运行可靠性的 影响分析[J].电力系统自动化,2016,40(23):28-35.
 ZHANG Tianyu,LUO Fengzhang,WANG Chengshan, et al. Influence of information system on microgrid operation reliability
 [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40 (23): 28-35.
- [12] 王振刚,陈渊睿,曾君,等.面向完全分布式控制的微电网信息物理系统建模与可靠性评估[J].电网技术,2019,43(7):2413-2421.
 WANG Zhengang, CHEN Yuanrui, ZENG Jun, et al. Modeling

and reliability assessment of completely distributed microgrid cyber physical system[J]. Power System Technology, 2019, 43 (7):2413-2421.

[13] 刘文霞,宫琦,郭经,等. 基于混合通信网的主动配电信息物 理系统可靠性评价[J]. 中国电机工程学报,2018,38(6):1706-1718,1907.

LIU Wenxia, GONG Qi, GUO Jing, et al. Reliability simulation of ADN cyber-physical system based on hybrid communication network[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6):1706-1718, 1907.

[14] 邓良辰,刘艳丽,余贻鑫,等.考虑故障处理全过程的配电网信 息物理系统可靠性评估[J].电力自动化设备,2017,37(12): 22-29.

DENG Liangchen, LIU Yanli, YU Yixin, et al. Reliability assessment of distribution network CPS considering whole fault processing[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37 (12):22-29.

- [15] 刘健,董新洲,陈星莺. 配电网故障定位与供电恢复[M]. 北 京:中国电力出版社,2012:42-50.
- [16] 朱正谊,徐丙垠, Tony YIP,等. IEC 61850应用于分布式馈 线自动化系统的模型[J]. 电力系统自动化,2018,42(23): 148-156.
 ZHU Zhengyi, XU Bingyin, YIP T, et al. IEC 61850 based mo-

dels for distributed feeder automation system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(23): 148-156.

[17] 高孟友. 智能配电网分布式馈线自动化技术[D]. 济南:山东 大学,2016.

GAO Mengyou. Distributed feeder automation technology for smart distribution network[D]. Jinan:Shandong University,2016.

[18] XIN S J, GUO Q L, SUN H B, et al. Cyber-physical mode-

ling and cyber-contingency assessment of hierarchical control systems [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2375-2385.

- [19] BILLINTON R, JONNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(4):1670-1676.
- [20] SYRRI A L A, MANCARELLA P. Reliability evaluation of demand response to increase distribution network utilisation[C]// 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems(PMAPS). Durham, UK: IEEE, 2014: 1-6.

作者简介:



曾广璇(1995—),女,广东阳江人,硕 士研究生,主要研究方向为配电信息物理 系统可靠性评估(E-mail:zdecember@sina. com):

余 涛(1974—),男,浙江宁波人,教 授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方 向为复杂电力系统的非线性控制理论与仿 真(**E-mail**:taoyu1@scut.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Reliability assessment of cyber physical distribution system based on distributed feeder automation

ZENG Guangxuan, YU Tao, LIN Dan, WANG Ziyao

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: The reliability of cyber physical distribution system with distributed FA (Feeder Automation) is evaluated. Based on the fault self-healing implementation principle of distributed FA, the influence of cyber system is considered in the traditional two-state element model of physical system, the terminal function of distributed FA and the interactive process of neighborhood local information are described by establishing the component and network model of cyber system, and the influence of component failure of cyber system on the reliability of physical system is quantitatively described by the location of fault components. The system is simulated by sequential Monte Carlo sampling method to obtain the reliability indexes taking into account the fault of cyber system. The failure analysis of communication network and terminal components in cyber system is carried out, and the reliability influence of circuit breaker's reclosing function in correcting the power outage of fault upstream caused by the fault of cyber system is explored. The analysis results of an example verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: distribution network; cyber physical system; distributed feeder automation; auto-reclosing; reliability assessment

(上接第56页 continued from page 56)

Distributed generator planning method in distribution network based on clustering network topology and source-load correlation scenarios

WANG Yang, XIANG Yue, LIU Junyong

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Under the diversified distribution network topology structure, a distributed generator planning method in distribution network based on clustering network topology is proposed, which could estimate the cost of incentives for distributed generator planning quickly and effectively. Meanwhile, the correlation between load and distributed generator is fully considered in the planning stage, and the source-load correlation scenario planning method based on Copula theory is proposed. Firstly, by using SimRank++ algorithm to calculate the similarity between different feeder topologies, the hierarchical clustering algorithm is used to obtain different feeder clusters of distribution network, and the cluster centers are taken as typical network topologies. According to each typical network topology, a distributed generator planning model is established with the goal of economy, and the model is optimized by simulated annealing particle swarm optimization algorithm. The analysis of the actual urban distribution network, which could provide a reference basis for the strategic planning of renewable energy sources and distribution network.

Key words: distributed power generation; distribution network; planning; SimRank++ algorithm; typical network topology; clustering algorithm; typical scenario; correlation



附

录

图 A1 主干线区域终端检测故障后果示意图

Fig.A1 Schematic diagram of main line terminal units with detected fault



图 A2 主干线区域终端检测故障后果示意图 Fig.A2 Schematic diagram of main line terminal units with detected fault



Fig.A3 Schematic diagram of main line terminal units with communication failure





■ 丌 只 的 占 , □ 丌 只 例 丌 , □ 」 区 或 图 A5 支线区域终端通信故障后果示意图

Fig.A5 Schematic diagram of branch line terminal units with communication failure



Fig.A6 Test system structure

负荷点	故障	故障率/(次·a-1)		平均停电持续时间/(h·次-1)		年平均停电时间/(h·a ⁻¹)	
	场景1	场景 2	场景1	场景 2	场景1	场景 2	
LP ₁	0.8084	1.3665	4.0199	3.0827	3.2496	4.2124	
LP ₂	0.8083	1.3648	4.0227	3.0860	3.2514	4.2117	
LP ₃	0.8088	1.3648	4.0174	3.0855	3.2491	4.2109	
LP ₄	0.8084	1.3651	4.0197	3.0836	3.2494	4.2093	
LP ₅	0.8088	1.3666	4.0202	3.0823	3.2514	4.2122	
LP ₆	0.8059	1.3661	4.0322	3.0823	3.2494	4.2106	
LP ₇	0.8087	1.3627	4.0202	3.0900	3.2510	4.2106	
LP ₈	0.6027	1.3080	3.9684	2.7986	2.3917	3.6604	
LP9	0.6039	1.3084	3.9656	2.7962	2.3947	3.6584	
LP_{10}	0.6023	1.3078	3.9754	2.8011	2.3943	3.6631	
LP_{11}	0.4333	0.4419	4.0152	4.5183	1.7397	1.9966	
LP_{12}	0.4346	0.4407	4.0045	4.5286	1.7403	1.9957	
LP ₁₃	0.4331	0.4408	4.0217	4.5280	1.7417	1.9959	
LP_{14}	1.5148	2.0126	3.9754	3.6860	6.0220	7.4186	
LP_{15}	1.5152	2.0107	3.9747	3.6889	6.0226	7.4173	
LP_{16}	1.5161	2.0118	3.9725	3.6859	6.0228	7.4154	
LP_{17}	1.5148	2.0144	3.9740	3.6836	6.0199	7.4205	
LP_{18}	1.5151	2.0124	3.9746	3.6861	6.0221	7.4181	
LP19	1.2835	1.8690	3.9548	3.6521	5.0762	6.8259	
LP20	1.2844	1.8673	3.9549	3.6550	5.0798	6.8251	
LP ₂₁	1.2837	1.8652	3.9557	3.6576	5.0782	6.8223	
LP ₂₂	1.2843	1.8680	3.9538	3.6537	5.0781	6.8253	
LP ₂₃	1.2827	1.8669	3.9573	3.6563	5.0762	6.8261	

表 A1 负荷点的可靠性指标 Table A1 Reliability indexes of load nodes