

# 考虑故障处理全过程的配电网信息物理系统可靠性评估

邓良辰, 刘艳丽, 余贻鑫, 柏天缘

(天津大学 智能电网教育部重点实验室, 天津 300072)

**摘要:** 提出一种考虑故障处理全过程的配电网信息物理系统可靠性评估方法。建立表征信息系统支撑作用的网络连通性模型和信息传输时延模型, 在此基础上研究故障定位、隔离和供电恢复各阶段的可靠性模型, 并进行故障后果分析。利用事件树分析故障处理的时序过程, 定量描述信息系统失效对物理系统故障处理结果的影响。利用序贯蒙特卡洛方法模拟信息物理系统的时序状态序列和故障处理的动态过程, 并计算系统可靠性指标。最后, 针对影响信息系统功能的 2 个主要因素: 信息元件自检率和信息传输时延, 进行灵敏度分析。算例结果验证了所提方法的可行性和有效性。

**关键词:** 配电网; 信息物理系统; 可靠性评估; 故障处理

**中图分类号:** TM 73

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.12.004

## 0 引言

智能电网作为电网的第二次智能化, 其核心体现之一就在于完善输电智能化(电网的第一次智能化引入了数据采集与监视控制(SCADA)系统和能量管理系统(EMS))的同时, 把输电网的运行模式和能量控制手段推广到配用电层。依托先进的智能设备、信息通信技术、传感技术、分布式计算等, 配电网从设备到系统都将形成“物理电网-状态量测-信息传输-分析并生成控制决策-控制信息传输-执行控制决策”的典型控制闭环, 信息通信系统与物理系统深度融合, 配电网将成为典型的信息物理系统 CPS (Cyber-Physical System)<sup>[1-4]</sup>, 其安全可靠运行高度依赖信息系统。研究考虑信息系统影响的配电网 CPS 可靠性评估, 有助于辨识集成的能量与通信基础设施中的薄弱环节, 辅助配电网 CPS 综合运行及规划有效决策, 以满足日益突出的高可靠性供电需求<sup>[5-6]</sup>。

与传统电网可靠性评估相比, 电网 CPS 可靠性评估的关键在于有效计及信息系统对物理电网的影响, 这需要明确信息系统对电网的支撑作用, 明晰信息系统失效与物理电网状态的映射关系。目前, 电网 CPS 可靠性评估主要包括两大类。一类是基于信息系统和物理系统间相互作用的定性分析, 解析修正电网元件可用率等参数, 采用常用电力系统分析方法对电网元件故障进行后果分析, 获取系统可靠性评估指标; 文献[7-8]探讨了信息-物理元件间的作用

关系, 通过修正元件可用率进而计算系统状态概率; 文献[9-10]针对故障定位、隔离和供电恢复 FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration) 过程研究了信息系统失效对负荷点的影响, 利用解析法重构负荷点故障率表达式。另一类是以信息系统支持的具体功能或业务场景为切入点, 建立信息系统失效与功能或场景失效的映射模型, 获取系统可靠性指标; 文献[11-12]建立了信息系统监视与控制失效模型, 具体地, 监视功能失效对应线路潮流无限值, 控制失效则通过修正断路器可用率进行模拟; 文献[13-15]针对微网、变电站自动化、配电管理系统等具体业务场景研究信息系统的支撑作用, 明确信息-物理跨空间故障状态映射, 通过状态抽样评估系统可靠性。

然而, 目前关于配电网 CPS 可靠性评估的研究仍处于起步阶段, 而且现有电网 CPS 可靠性评估方法存在以下问题: 对于电网元件可用率而言, 传统的电网元件可靠性参数已是计及含信息系统等多种因素影响的统计结果, 结合信息元件可靠性参数对其进行解析运算求解修正的元件可靠性参数无法保证评估结果的可信度; 对于故障后果分析而言, 针对既定故障, 配电网故障处理包括故障定位、隔离、供电恢复 3 个阶段, 故障后果由 3 个阶段的处理结果共同决定, 且故障处理全过程中的 3 个阶段是一个时序过程。作为高级配电运行的核心功能之一, 配电网故障处理是保障配电网可靠供电和自愈功能实现的关键<sup>[15]</sup>, 故障处理全过程(即 FLISR 过程)高度依赖可靠的信息系统, 信息系统失效可能造成故障定位不准确、馈线开关不可控等, 这将直接影响故障处理后果。在配电网 CPS 可靠性评估中, 故障后果分析环节需要考虑故障处理过程中信息系统失效的影响且要考虑不同阶段的时序过程。

收稿日期: 2017-04-14; 修回日期: 2017-10-10

基金项目: 国家重点研发计划项目(2017YFB0903000); 国家自然科学基金资助项目(51407126); 天津市应用基础与前沿技术研究计划项目(15JCQNJC07000)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2017YFB0903000), the National Natural Science Foundation of China(51407126) and the Tianjin Research Program of Application Foundation and Advanced Technology(15JCQNJC07000)

为此,针对配电网 CPS 可靠性评估现有研究的不足,本文提出考虑故障处理全过程的配电网 CPS 可靠性评估方法。考虑到 FLISR 过程的实现需高度依赖信息网络拓扑结构和网络性能,引入网络连通性和信息时延模型评估信息系统的支撑作用,进而构建 FLISR 过程 3 个阶段的可靠性模型;在此基础上,基于事件树按时序顺序模拟得 3 个阶段状态组合后的故障处理结果;通过序贯蒙特卡洛方法模拟配电网 CPS 物理系统和信息系统的运行,建立了考虑信息系统失效的可靠性评估流程,基于系统平均停电频率指标(SAIFI)、系统平均停电持续时间指标(SAIDI)、期望失负荷量(EENS)等可靠性指标对 RBTS Bus6 系统进行了可靠性评估。

### 1 信息系统架构及可靠性建模

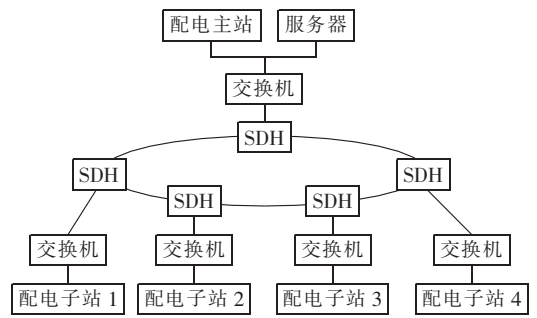
故障处理的实现主要依赖于信息设备、设备间通信以及功能软件(本文指 FLISR 算法程序)<sup>[16]</sup>。故障处理策略分为集中式和就地式 2 种<sup>[17]</sup>。集中式故障处理策略将配电终端单元的信息统一汇集到配电主站,主站制定并下达决策指令;就地式故障处理策略不需主站参与,通过终端间对等通信、保护配合进行故障处理<sup>[18]</sup>。2 种策略均能实现 FLISR,但就地式策略既无法实现全局优化,也难以验证本文方法的可行性和有效性。因此,本文以集中式策略为例构建配电网 CPS 故障处理模型。

故障处理的一般原则<sup>[17]</sup>如下:发生故障时,变电站出口断路器保护动作,配电终端将采集的故障检测信息发送到配电主站,主站确定故障区域后启动故障隔离和供电恢复过程,控制相应开关分、合。信息流通过通信网络在 2 个目标节点(发送端和接收端)间传递,以支撑 FLISR 过程。信息网络拓扑和网络性能可靠是实现有效故障处理的基础,本文在配电网 CPS 信息系统结构的基础上对网络连通性和表征网络性能的关键指标——信息传输时延进行建模。

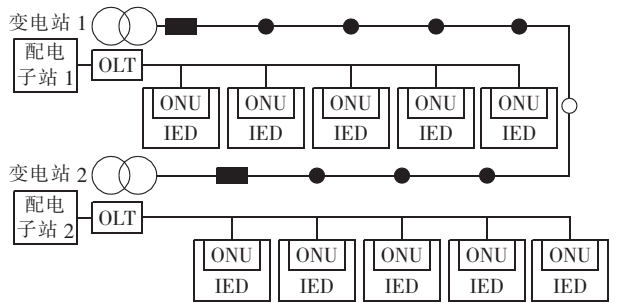
#### 1.1 信息系统结构

根据所连接信息设备不同,可将通信网分为骨干层和接入层,在此基础上构建如图 1 所示的配电网信息系统结构示意图<sup>[18]</sup>。骨干层采用同步数字体系 SDH(Synchronous Digital Hierarchy)光通信技术连接配电主站与子站;接入层采用以太网无源光网络(EPON)组网形式连接配电子站与终端<sup>[17,19]</sup>。

配电网 CPS 信息系统由智能电子设备 IED(Intelligent Electronic Devices)、通信线路、交换机、服务器、控制决策主站等设备构成。IED 作为连接信息系统和物理系统的接口设备,包含故障监测类单元、继电保护类单元和控制类单元。IED 模型示意图如图 2 所示<sup>[20-21]</sup>。



(a) 骨干层结构示意图

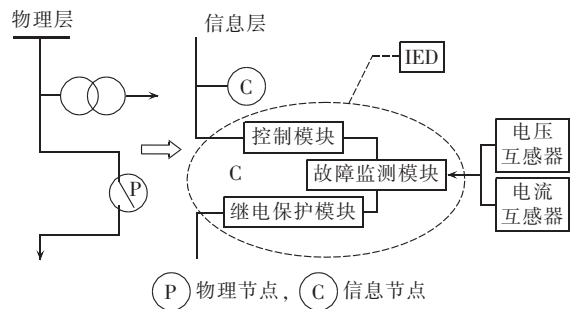


■ 变电站出线断路器, ● 合闸状态分断开关  
○ 分闸状态联络开关, OLT 光线路终端, ONU 光网络单元

(b) 接入层结构示意图

图 1 配电网信息系统结构示意图

Fig.1 Structure diagram of distribution network cyber system



(P) 物理节点, (C) 信息节点

图 2 IED 模型示意图

Fig.2 Schematic diagram of IED model

#### 1.2 信息系统可靠性模型

##### 1.2.1 信息系统网络连通性

将信息系统所有设备均看作节点(包括通信线路),节点间的连接关系为边,若网络中 2 个节点间存在任一路径使二者相连,则两节点连通。本文将信息系统拓扑抽象为图,用邻接矩阵描述节点间连接关系,利用可达性矩阵<sup>[22]</sup>分析网络连通性。该方法基于以下 3 条假设:仅考虑物理故障;故障间相互独立;不考虑人为因素。

将信息系统用一个无向连通图表示,设为  $G = (V, E)$ ,其中  $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$  为信息节点的集合,  $E = \{e_1, e_2, \dots, e_m\}$  为边的集合。同时,定义信息系统的邻接矩阵  $A(G) = [a_{ij}]_{(n \times n)}$ ,其中元素  $a_{ij}$  定义如下:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{节点 } v_i \text{ 到 } v_j \text{ 直接相连且 } i \neq j \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (1)$$

可达性矩阵是邻接矩阵的幂指数函数,用以描述网络拓扑中任意 2 个节点是否连通。定义可达性矩阵  $\mathbf{P}=[p_{ij}]_{(n \times n)}$ ,元素  $p_{ij}$  定义如下:

$$p_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{节点 } v_i \text{ 到 } v_j \text{ 可达} \\ 0 & \text{节点 } v_i \text{ 到 } v_j \text{ 不可达} \end{cases} \quad (2)$$

由邻接矩阵计算  $k$  步可达矩阵:

$$\mathbf{M} = \mathbf{I} + \mathbf{A} + \mathbf{A}^2 + \dots + \mathbf{A}^k \quad (3)$$

将矩阵  $\mathbf{M}$  中非零元素置 1 即得可达性矩阵  $\mathbf{P}$ 。

本文研究信息系统连通性时仅关注配电终端和主站间的连通性,先依据信息网络拓扑结构建立邻接矩阵,再针对当前信息系统状态更新邻接矩阵,从邻接矩阵中剔除失效信息节点,将失效节点所在行与列的元素置 0<sup>[13]</sup>,利用更新后的邻接矩阵计算可达性矩阵,根据矩阵  $\mathbf{M}$  中相应元素是否为 0 判断节点间的连通性。

### 1.2.2 信息传输时延模型

网络性能包括时延、数据丢包、误码等评价指标。在端到端通信传输完成后,接收端会返回一个响应数据包以确认信息是否可靠传输,通过数据重发可有效避免数据包丢失或数据偏差造成的影响。因此,本文只计及网络时延约束。

故障处理过程中,信息传输一次需要经过多个信息节点、多次数据转发。假设信息端-端传输需转发  $M$  次,实测数据显示<sup>[23]</sup>,每一次转发的时延服从均值  $\mu$  为 68.35 ms、方差  $\sigma^2$  为 11 ms<sup>2</sup> 的正态分布,阈值为  $\mu + 3\sigma$  (多数情况下每一次转发的时延小于阈值)。生成  $M$  个正态分布随机数作为每一次的延时,若延时超过阈值,则传输不成功。

需要注意的是,信息流的传输路径由信息系统状态决定。最短传输路径上的信息元件失效将导致当前路径不可用,而非传输路径上信息元件失效则不影响当前信息流的传输。可见,信息转发次数将随信息系统状态变化而变化。

## 2 信息系统在 FLISR 中的应用及影响

本节利用故障树方法系统地梳理 FLISR 这 3 个阶段的失效原因,依据 1.2 节信息系统可靠性模型建立如图 3 所示的故障定位/故障隔离/供电恢复故障树

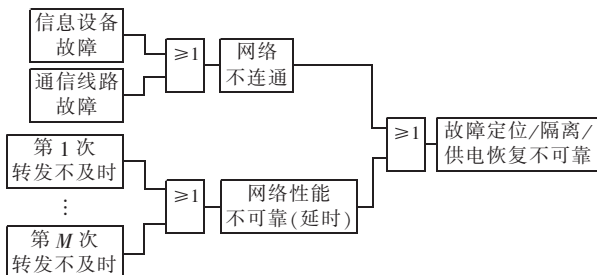


图 3 故障定位/故障隔离/供电恢复故障树模型

Fig.3 Fault tree model of fault location/fault isolation/service restoration

树模型。由于 FLISR 是一个动态过程,不同阶段需更新故障树的事件。在此基础上构建故障处理事件树,得到处理后的电力系统状态。

### 2.1 故障定位

采用差动分析法进行故障定位,依据故障电流的分布确定故障区域。若一个区域内只有故障电流流入却没有电流流出,则判定故障位于该区域。故障电流从电源端沿馈线流向故障点,IED 检测到故障信息并通过图 1 所示信息系统结构上报配电主站,未检测到故障信息的 IED 则不上报,主站依据故障信息确定故障区域。当 IED 与主站间通信失效时,主站采集的信息不全面,可能将故障定位在错误区域。

如图 4 所示,当开关 3 和 4 之间区域发生故障时,开关 1—3 流过故障电流,此时若 IED<sub>3</sub> 与主站间发生通信障碍或 IED<sub>3</sub> 自身失效未采集到故障信息,主站仅接收到 IED<sub>1</sub> 和 IED<sub>2</sub> 上报的故障信息。这种情况下,主站将给出错误决策,判定故障点位于开关 2 和 3 之间,此故障状态的故障树模型见图 5。

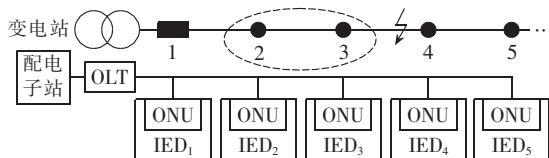


图 4 故障定位失效示意图

Fig.4 Schematic diagram of fault location failure

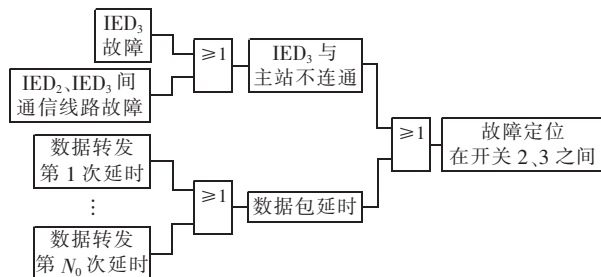


图 5 故障定位于开关 2 与 3 之间故障树模型

Fig.5 Fault tree model of fault location between Switch 2 and 3

### 2.2 故障隔离

发生故障时,故障点上游断路器首先跳闸<sup>[24]</sup>,主站定位故障区域后,搜索附近开关位置隔离故障。信息流由主站流向目标配电终端,配电终端遵循指令控制开关分断。

故障隔离阶段是以故障定位区域为前提的。若故障定位准确,此时故障隔离结果取决于开关是否受主站远程控制,若开关可控,能自动隔离故障,那么位于非故障区域负荷的停电时间为自动隔离故障时间;若开关不可控,则停电时间为检修人员手动隔离故障时间。若故障定位错误,如图 6(a)所示,将开关 3、4 间的故障错误定位在开关 2 和 3 之间。按照故障定位区域断开开关 2、3,由于故障未有效隔离,



在闭合联络开关 6 以恢复非故障区域供电时,故障电流触发断路器 10 跳闸。此时依据故障检测信息,断开开关 4,将故障隔离在开关 2 和 4 之间,故障隔离区域扩大,结果如图 6(b)所示。

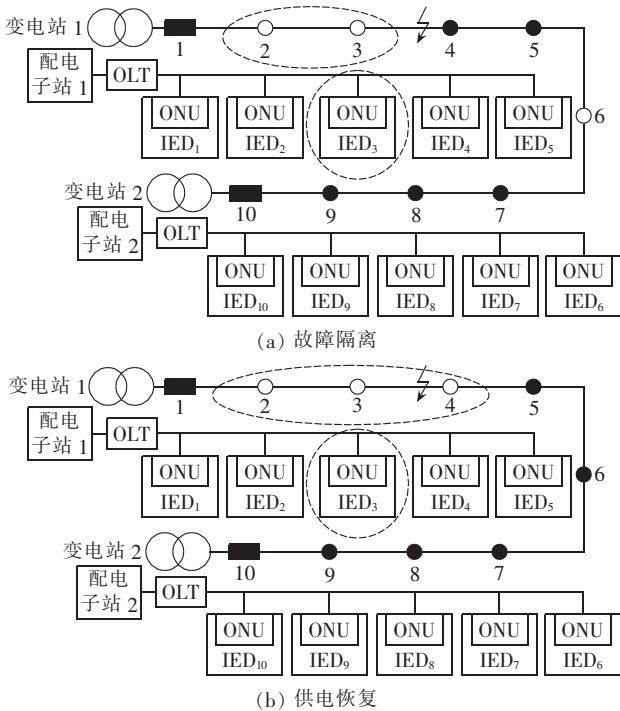


图 6 故障定位错误情况下的故障隔离和供电恢复  
Fig.6 Fault isolation and service restoration with fault location failure

2.3 供电恢复

供电恢复阶段,若故障下游含分段开关和联络开关,则可恢复下游非故障区域供电。信息系统正常时,联络开关由主站远程控制,故障区域下游负荷点停电时间为开关自动倒闸操作时间。当联络开关或分段开关不可控时,需检修人员现场操作,则下游负荷点停电时间为手动倒闸操作时间。

2.4 考虑信息系统的 FLISR 可靠性模型

故障处理分为 3 个阶段,相应的故障处理时间也可分为 3 个部分<sup>[25]</sup>:故障定位时间、故障隔离时间以及故障修复时间(恢复故障区域供电的时间),如式(4)所示。

$$T_r = t_1 + t_2 + t_3 \quad (4)$$

其中,  $t_1$  为故障定位时间;  $t_2$  为故障隔离时间;  $t_3$  为故障修复时间。信息系统完全可靠时,可认为  $t_1=0$ ,  $t_2=0$ 。

故障处理过程对不同位置的负荷点影响不同,相同区域内负荷点由于故障处理方式(是否自动控制)不同停电时间也会不同。依据故障后停电时间的不同,将负荷点分为 6 类,如表 1 所示,表中  $t_1$ 、 $t_2$  为非自动控制情况下的故障定位、隔离时间。本文手动操作开关的时间均设为 1 h。

表 1 负荷点分类

Table 1 Classification of load nodes

负荷类型	停电时间	负荷类型	停电时间
A	0	D	$t_1+t_2+t_3$
B	$t_3$	E	$t_1+t_2$
C	$t_2+t_3$	F	$t_2$

2.1、2.2、2.3 节分别介绍了信息系统失效对故障定位、故障隔离和供电恢复 3 个阶段的影响,而 3 个阶段状态组合决定故障处理后系统的状态。因此,按照事件发生的时间顺序构建故障处理事件树模型,如图 7 所示,图中 S 表示正常状态,  $F_i$  表示失效状态,  $R_1-R_9$  表示考虑信息系统影响的 9 种故障处理结果。本文假设从配电系统发生故障到恢复正常运行,信息系统元件状态不改变。此外,由于配电主站是信息系统的核心,其性能直接影响信息系统是否有效运行,因此将其作为事件树的初始事件。基于当前信息系统状态,依据故障树模型分别判断故障定位、隔离、供电恢复是否失效,从而得到故障处理结果,用停电时间表征负荷点受影响程度。

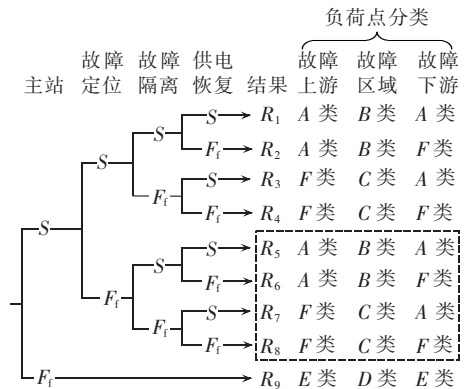


图 7 故障处理事件树模型

Fig.7 Event tree model of fault processing

需要注意的是,故障处理结果  $R_5-R_8$  中,虽然不同区域的负荷点停电时间与  $R_1-R_4$  一致,但由于故障区域定位错误,导致故障未隔离在最小范围内,故障区域上游本不该停电的负荷也被迫失电。恢复故障下游健全区域供电、闭合联络开关时,甚至会引起备用供电线路上负荷的短时停运,需断开联络开关,重新隔离故障后再恢复故障下游区域供电。而联络开关的闭合-断开-再闭合是在短时间内发生,为了简化分析,备用供电线上负荷失电情况忽略不计,故障下游负荷停电时间近似记为故障定位时间与开关切换时间之和。

3 考虑 FLISR 的配电网 CPS 可靠性评估

3.1 可靠性指标

本文以 SAIFI、SAIDI、平均供电可用率指标(SAIFI)以及 EENS 为系统指标评估电网可靠性,计算式如式

(5) — (8) 所示。

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (5)$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i \in R} T_{Ui} N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (6)$$

$$\text{ASAI} = \frac{\sum_{i \in R} 8760 N_i - \sum_{i \in R} T_{Ui} N_i}{\sum_{i \in R} 8760 N_i} \quad (7)$$

$$\text{EENS} = \sum_{i \in S_s} p_i C_i \quad (8)$$

其中,  $\lambda_i$  和  $N_i$  分别为负荷点  $i$  的故障率和用户数;  $T_{Ui}$  为负荷点  $i$  的年平均停电时间;  $R$  为系统所有负荷点的集合;  $S_s$  为系统所有状态的集合;  $p_i$  为系统在状态  $i$  的概率;  $C_i$  为系统在状态  $i$  的负荷削减量。

### 3.2 基于序贯蒙特卡洛方法的可靠性评估步骤

为了在评估中有效计及故障处理各个阶段的时序过程, 本文采用序贯蒙特卡洛方法进行可靠性评估, 评估流程如图 8 所示。具体步骤如下。

**a.** 确定物理元件和信息元件的初始状态, 假设所有元件处于运行状态, 初始化模拟时钟  $T=0$ 。

**b.** 在  $0 \sim 1$  之间抽取随机数, 根据物理元件故障率计算每个元件停留在当前状态的持续时间  $t_{\text{TF}}$ 。找到物理系统中最小无故障工作时间  $t_{\text{TFmin}}$  对应的物理元件  $i$ , 同时推进系统时钟至  $t_{\text{TFmin}}$ 。产生随机数, 根据该物理元件修复率计算故障修复时间。同理, 根据故障率和修复率抽取信息元件的无故障工作时间和故障修复时间, 模拟信息元件运行状态序列。

假设信息元件和物理元件的无故障工作时间和

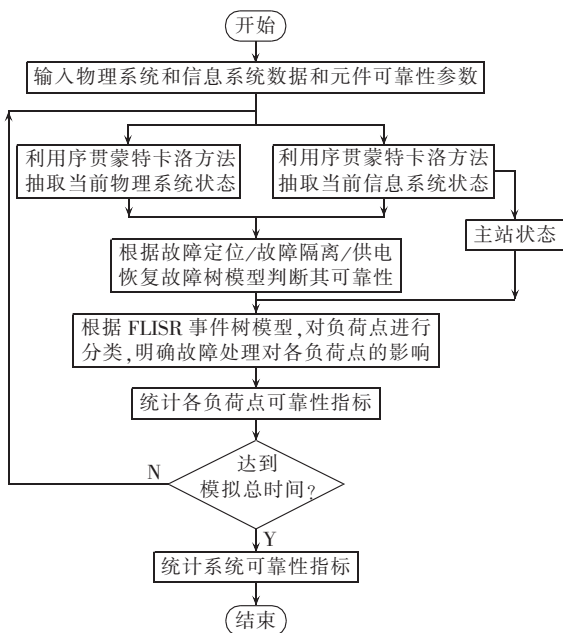


图 8 考虑故障处理全过程的配电网 CPS 可靠性评估流程  
Fig.8 Reliability assessment process of distribution network CPS considering whole fault processing

故障修复时间均服从指数分布<sup>[26]</sup>, 同时考虑信息元件的自检功能, 设配电终端、配电子站和主站的失效自检率  $c=1$ , 其余信息元件不具备自检功能<sup>[9]</sup>。

**c.** 确定当前系统时钟下信息元件状态, 更新信息系统邻接矩阵, 依据故障树模型分析 FLISR 过程 3 个阶段的可靠性。

FLISR 过程由于涉及不同的配电终端, 依据该时刻信息元件状态, 分别判断 3 个阶段的端-端连通性。此外, 3 个阶段涉及 3 次信息流的传输, 按照时延模型判断 3 次信息流传输的可靠性。

**d.** 基于 FLISR 事件树模型, 确定隔离区域以及各区域负荷点受故障的影响程度。

**e.** 统计各负荷点的可靠性指标。

**f.** 判断是否达到总模拟时间, 若达到, 则转步骤 **g**; 若未达到, 则重复步骤 **b—e**。

**g.** 计算系统可靠性指标。

不难发现, 上述配电网 CPS 可靠性评估从故障处理的整体角度反映了信息失效对故障后系统状态的影响, 充分考虑了 FLISR 的时序过程。

## 4 算例分析

### 4.1 仿真系统及结果分析

本文以 RBTS Bus6 系统的  $F_1$ 、 $F_2$  为例构建配电网 CPS, 见图 9。信息系统骨干层为环形结构、接入层为链形结构。物理系统的结构和可靠性参数取自文献<sup>[27]</sup>。信息元件可靠性参数见表 2, 可靠性参数包括平均无故障时间 MTTF (Mean Time To Failure) 和平均故障修复时间 MTTR (Mean Time To Repair), 均来源于文献<sup>[12, 20]</sup>。依据 3.2 节可靠性评估流程对以下 2 种情景进行分析。

Case1: 考虑信息系统失效对故障处理过程的影响, 对配电网 CPS 进行可靠性评估。

Case2: 假设信息系统完全可靠, 配电网运行时, 故障处理过程均可以快速准确地完成。

仿真时设置模拟时长 1000 a (若模拟时间过短, 一些系统状态可能未计及, 影响仿真结果; 本文取 1000 a, 可靠性评估结果已趋于稳定), 仿真结果见表 3—5。表 3 为各负荷点的可靠性指标统计结果, 其中  $\lambda$  为负荷点故障率,  $r$  为负荷点平均停电持续时间,  $T_U$  为负荷点年平均停电时间。由表 3 可对 Case1 与 Case2 进行对比分析: 考虑信息系统失效情况下各负荷点故障率、年平均停电时间均大幅增加, 而负荷点平均停电持续时间有所减少, 这是因为该指标等于年平均停电时间与故障率之比, 信息系统故障时, 造成故障区域外负荷因故障处理不及时而短时失电, 此时停电时间远小于一般物理元件的故障修复时间, 负荷点短时停电次数增多导致平均停电时

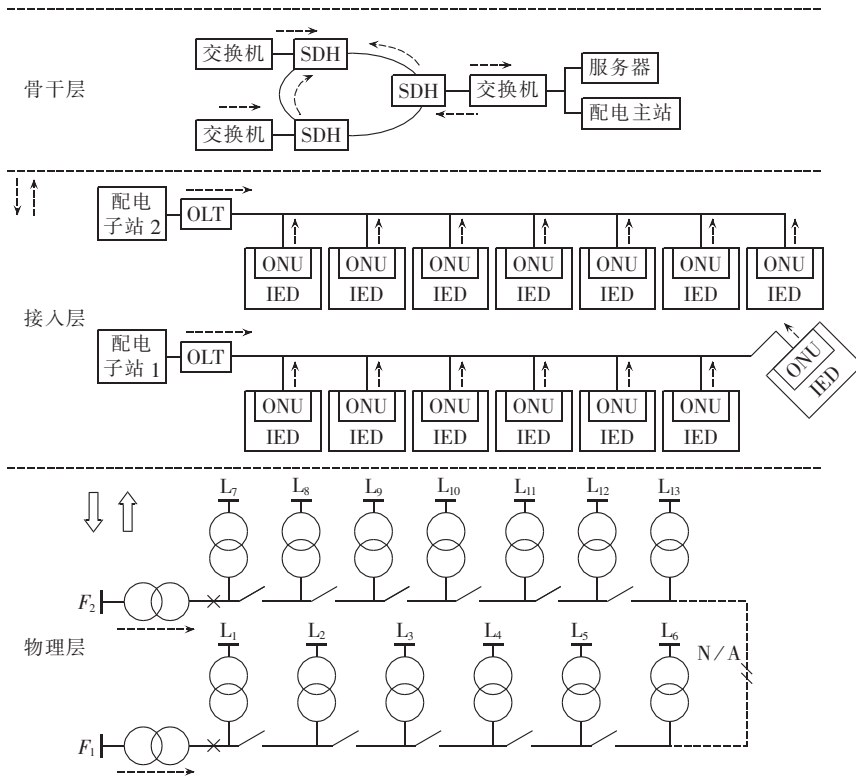


图 9 仿真系统配电网 CPS 结构

Fig.9 Structure of distribution network CPS in simulation system

表 2 信息设备可靠性参数

Table 2 Reliability parameters of cyber equipment  $h$

通信设备	MTTF	MTTR	通信设备	MTTF	MTTR
服务器	125 000	48	通信线路	11 750 000	48
交换机	438 000	48	OLT	87 600	4
IED	168 000	48			

表 3 负荷点可靠性指标对比

Table 3 Comparison of reliability indexes among load nodes

负荷点	$\lambda/(次 \cdot a^{-1})$		$r/(h \cdot 次^{-1})$		$T_U/(h \cdot a^{-1})$	
	Case1	Case2	Case1	Case2	Case1	Case2
L <sub>1</sub>	0.508	0.203	4.048	4.119	2.056	0.836
L <sub>2</sub>	0.536	0.206	3.851	4.265	2.064	0.879
L <sub>3</sub>	0.528	0.221	3.127	3.708	1.651	0.819
L <sub>4</sub>	0.523	0.214	3.282	4.441	1.716	0.950
L <sub>5</sub>	0.507	0.225	2.586	3.676	1.311	0.827
L <sub>6</sub>	0.509	0.194	2.233	4.709	1.137	0.913
L <sub>7</sub>	0.557	0.198	4.424	4.794	2.464	0.949
L <sub>8</sub>	0.595	0.268	3.875	4.125	2.305	1.106
L <sub>9</sub>	0.608	0.241	3.250	3.954	1.976	0.953
L <sub>10</sub>	0.632	0.223	3.088	3.976	1.951	0.887
L <sub>11</sub>	0.648	0.247	2.682	4.140	1.738	1.023
L <sub>12</sub>	0.672	0.211	2.150	3.970	1.445	0.838
L <sub>13</sub>	0.698	0.185	1.918	4.125	1.339	0.763

间减少。表 4 为系统可靠性指标对比结果,可以看出信息系统失效对系统可靠性的影响十分显著,SAIFI、SAIDI 以及 EENS 都有很大程度的上升,ASAI 降低了 0.01%。可见,分析信息系统在故障处理过程中的作用十分有必要。表 5 为考虑信息系统影响下各故障处理情况的统计结果。对 Case1 仿真 1000 a

表 4 系统可靠性指标对比

Table 4 Comparison of system reliability indexes

情景	SAIFI/ [次·(用户·a) <sup>-1</sup> ]	SAIDI/ [h·(用户·a) <sup>-1</sup> ]	ASAI	EENS/ (MW·h·a <sup>-1</sup> )
Case1	0.579 879	1.802 515	0.999 794	0.184 955
Case2	0.218 586	0.904 996	0.999 897	0.064 019
指标 增幅/%	165.29	99.17	-0.01	188.91

表 5 Case1 下故障处理对系统可靠性指标的影响

Table 5 Influence of fault processing on system reliability index in Case1

结果	各情况出现次数	占比/%	EENS/(MW·h·a <sup>-1</sup> )	占比/%
R <sub>1</sub>	1630	62.98	0.042 557	23.01
R <sub>2</sub>	184	7.11	0.022 315	12.06
R <sub>3</sub>	88	3.40	0.011 805	6.38
R <sub>4</sub>	87	3.36	0.012 717	6.88
R <sub>5</sub>	22	0.85	0.001 282	0.69
R <sub>6</sub>	3	0.12	0.000 538	0.29
R <sub>7</sub>	209	8.08	0.033 063	17.88
R <sub>8</sub>	364	14.06	0.060 462	32.69
R <sub>9</sub>	1	0.04	0.000 216	0.12

共模拟系统状态 2588 次,各故障处理结果发生的次数及其对系统 EENS 的贡献均在表中列出。R<sub>1</sub> 为信息系统可以支撑故障处理全过程的情况,占总模拟次数的 62.98%,且对 EENS 贡献量仅占 23.01%。虽然信息元件自身以及信息传输过程具有较高可靠性,但信息系统整体对故障处理过程的支撑程度并不算高,而且信息系统失效使物理系统的可靠性恶化程度加深。R<sub>9</sub> 为配电主站失效的情景,从仿真结果可知,作为信息系统的核心,主站具有很高的可靠

性。 $R_5—R_8$  为故障定位阶段失效的情况, 占总模拟次数的 23.11%, 对 EENS 的贡献量却占 51.55%。故障定位不准确导致故障隔离区域扩大, 停电用户增多, 直接影响对非故障区域负荷的供电能力。可见, 加强故障定位的精准性有助于改善配电网可靠性。

#### 4.2 灵敏度分析

信息系统对故障处理过程的支撑作用主要依赖于信息元件和网络传输性能, 因此对这两方面进行灵敏度分析。在 4.1 节仿真分析中, 对配电终端、配电子站和主站的自检率程序做出了完美假设, 设  $c=1$ , 但实际应用中, 自检程序会出现故障, 从而影响系统可靠性。图 10、图 11 分别给出了不同自检成功率和不同传输延时下系统 EENS 指标的变化情况。图 10 将自检成功率由 50% 依次提高到 100%, 结果显示自检成功率越高, 系统可靠性越好; 图 11 将信息传输时延均值由 50 ms 依次提高到 90 ms, 阈值不变, 可见随着延时的增加, 系统可靠性越差。

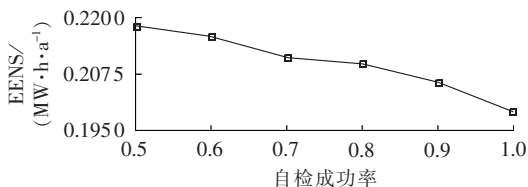


图 10 信息元件自检率对 EENS 指标的影响

Fig.10 Influence of self-check ratio of information equipment on EENS

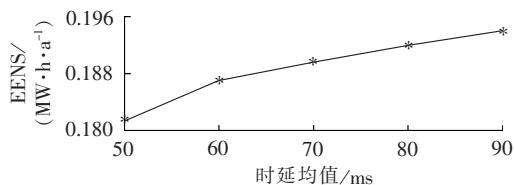


图 11 时延均值对 EENS 指标的影响

Fig.11 Influence of mean delay value on EENS

## 5 结论

本文基于配电网信息系统结构, 针对故障处理过程中信息系统的支撑作用, 构建了信息网络连通性模型和网络时延模型, 以此为基础获得 FLISR 3 个阶段的可靠性模型, 并根据故障处理的时序过程建立事件树, 分析考虑信息系统失效后的故障处理结果, 提出了基于序贯蒙特卡洛模拟的配电网 CPS 可靠性评估方法。通过仿真分析, 得到如下结论。

a. 与物理元件相比, 信息元件本身具备较高可靠性, 但由于信息元件众多, 会影响信息系统功能的实现, 有必要从信息系统整体角度分析其对电网可靠性的影响。

b. 信息传输的时延概率较低, 但通信线路很长, 信息传输经过多个信息元件, 需进行多次数据转发, 使得通信时延也对电网可靠性造成较大影响。

c. 故障处理过程中, 故障定位出错会造成停电

区域扩大, 严重影响对负荷点的供电能力; 故障隔离和供电恢复不可靠致使隔离、恢复阶段需要进行手动倒闸操作, 造成负荷点停电时间增长。

本文是以故障处理策略中的集中式策略为基础进行研究分析, 但所提方法同样适用于就地式策略。此外, 本文只采用了一种信息系统结构, 在之后的研究中将针对不同信息架构进行分析, 寻求最优高可靠性信息系统拓扑结构。

#### 参考文献:

- [1] 中国信息物理系统发展论坛. 信息物理系统白皮书(2017)[R]. 北京: 中国信息物理系统发展论坛, 2017.
- [2] WANG Q, PIPATTANASOMPORN M, KUZLU M, et al. Framework for vulnerability assessment of communication systems for electric power grids[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2016, 10(2):477-486.
- [3] MATHAIOS P, PETER A C, DANIEL S K, et al. Assessing the impact of insufficient situation awareness on power system operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2967-2977.
- [4] YY X, XUE Y. Smart grids: a cyber-physical systems perspective [J]. Proceedings of the IEEE, 2016, 104(5):1058-1070.
- [5] 赵俊华, 文福栓, 薛禹胜, 等. 电力 CPS 的架构及其实现技术与挑战[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(16):1-7.  
ZHAO Junhua, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Cyber physical power systems: architecture, implementation techniques and challenges[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(16): 1-7.
- [6] 赵俊华, 文福栓, 薛禹胜, 等. 电力信息物理融合系统的建模分析与控制研究框架[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(16):1-8.  
ZHAO Junhua, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Modeling analysis and control research framework of cyber physical power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(16): 1-8.
- [7] 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.
- [8] FALAHATI B, FU Y. Reliability assessment of smart grid considering indirect cyber-power interdependencies[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(4):1677-1685.
- [9] CHAUDONNERET T, DECROIX H, MCDONALD J D F. Representation of the influence of telecommunications on electrical distribution network reliability[C]//2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications. Tainan, Taiwan: IEEE, 2012:258-263.
- [10] KAPOURCHALI M H, SEPEHRY M, ARAVINTHAN V. Fault detector and switch placement in cyber-enabled power distribution network[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, PP(99):1.
- [11] 俞斌, 郭创新, 王越, 等. 考虑信息系统作用的电力系统可靠性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(7):7-13.  
YU Bin, GUO Chuangxin, WANG Yue, et al. Research on the reliability of the power system considering impacts of the information system[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(7):7-13.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] LEI H,SINGH C,SPRINTSON A. Reliability modeling and analysis of IEC61850 based substation protection systems [J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2014,5(5):2194-2202.
- [15] KAZEMI S,MILLAR R J,LEHTONEN M. Criticality analysis of failure to communicate in automate fault-management schemes[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2014,29(3): 1083-1091.
- [16] 韩宇奇,郭嘉,郭创新,等. 考虑软件失效的信息物理融合电力系统智能变电站安全风险评估[J]. 中国电机工程学报,2016, 36(6):1500-1508.  
HAN Yuqi,GUO Jia,GUO Chuangxin,et al. Intelligent substation security risk assessment of cyber physical power systems incorporating software failures [J]. Proceedings of the CSEE, 2016,36(6):1500-1508.
- [17] 董张卓,王清亮,黄国兵. 配电网和配电自动化系统[M]. 北京: 机械工业出版社,2014:193-208,266-273.
- [18] 凌万水,刘东,陆一鸣. 基于 IEC61850 的智能分布式馈线自动化模型[J]. 电力系统自动化,2012,36(6):90-95.  
LING Wanshui,LIU Dong,LU Yiming. Model of intelligent distributed feeder automation based on IEC61850[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(6):90-95.
- [19] 鲍兴川. 配电网接入层 EPON 保护组网可靠性与性价比分析[J]. 电力系统自动化,2013,37(8):96-101.  
BAO Xingchuan. Reliability and cost performance ratio analysis on EPON protection networking of power distribution communication network access layer [J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(8):96-101.
- [20] GUO R,QU C,VANKAYALA V,et al. Implementing self-healing distribution systems via fault location, isolation and service restoration [C]//2016 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE). Vancouver, BC, Canada; IEEE,2016:1-4.
- [21] FALAHATI B,FU Y. A study on interdependencies of cyber-power networks in smart grid applications [C]//2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT). Washington DC, USA; IEEE,2012:1-8.
- [22] OHUCHI A,KURIHARA M,KAJI I. Implication theory and algorithm for reachability matrix model[J]. Electronics & Communications in Japan,1989,16(4):610-616.
- [23] WAN Yuxin,CAO Junwei,ZHANG Shuqing,et al. An integrated cyber-physical simulation environment for smart grid applications[J]. Tsinghua Science and Technology,2014,19(2): 133-143.
- [24] CONTI S,RIZZO S A,EL-SAADANY E F,et al. Reliability assessment of distribution systems considering telecontrolled switches and microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2014,29(2):598-607.
- [25] KAZEMI S,LEHTONEN M,FOTUHI-FIRUZABAD M. Impacts of fault diagnosis schemes on distribution system reliability[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2012,3(2):720-727.
- [26] HAJIAN-HOSEINABADI H,GOLSHAN M E H. Availability, reliability, and component importance evaluation of various repairable substation automation systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2012,27(3):1358-1367.
- [27] 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.

#### 作者简介:



邓良辰

邓良辰(1993—),女,北京人,硕士研究生,研究方向为电网信息物理系统(**E-mail**: denglc@tju.edu.cn);

刘艳丽(1985—),女,黑龙江齐齐哈尔人,讲师,博士,通信作者,研究方向为电力系统安全性与稳定性、电网信息物理系统等(**E-mail**: yanliliu@tju.edu.cn);

余贻鑫(1936—),男,北京人,教授,博士研究生导师,研究方向为电力系统安全性与稳定性、配电网规划、智能电网等(**E-mail**: yixinyu@tju.edu.cn);

柏天缘(1992—),男,辽宁鞍山人,硕士研究生,研究方向为电动汽车、电网信息物理系统(**E-mail**: bty0701@163.com)。

## Reliability assessment of distribution network CPS considering whole fault processing

DENG Liangchen, LIU Yanli, YU Yixin, BAI Tianyuan

(Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

**Abstract:** A reliability assessment method of distribution network cyber-physical system considering the whole fault processing is proposed. The network connectivity model and the time-delay model of information transmission are established to respect the supporting role of the information system, based on which, the reliability model of each period of fault location, isolation and service restoration is studied and the failure effects are analyzed. The time series processes of fault processing are analyzed by event tree method to quantitatively describe the effects of information system failure on the fault processing of physical system. The state sequence of cyber-physical system and the dynamic process of fault processing are simulated by sequential Monte Carlo method and then the reliability indexes are calculated. Finally, the sensitivity analysis of self-check ratio of information equipment and information transmission time-delay, two principal factors influencing the functions of information system, is carried out. Simulative results of case studies verify the feasibility and effectiveness of the proposed method.

**Key words:** distribution network; cyber-physical system; reliability assessment; fault processing