

配电网馈线故障仿真系统的研究和实现

李俊达

(南京国电南自电网自动化有限公司,南京 211100)

摘 要:为了保证配网自动化系统上线运行后能够正确可靠地进行故障处理,需要对配网自动化系统的馈线自动化功能进行测试。传统的馈线自动化功能的测试存在较多的问题和不足,此次研究的目的是提供一种纯软件的配网故障仿真系统,作为对配网自动化系统馈线自动化这一功能的测试系统。

关键词:配电网;馈线自动化;故障仿真

中图分类号:TM 76 **文献标志码:**A **文章编号:**1674 - 1951 (2017) 12 - 0024 - 03

0 引言

在现代电力系统中,大型的发电厂往往远离负荷中心,发电厂发出的电能,一般要通过高压或超高压输电网络送到负荷中心,然后在负荷中心由电压等级较低的网络把电能分配到不同电压等级的用户。这种在电力网中主要起分配电能作用的网络就称为配电网。它由架空线路、电缆配电线路、配电所、柱上降压变压器和直接接入用户的设备所构成。

配电自动化系统(DAS)是一种可以使供电企业在远方以实时方式监控、协调和操作配电设备的自动化系统,本文简称为配网主站^[1]。

按照国际电气电子工程师学会(IEEE)对配电自动化的定义,馈线自动化系统是对配电线路上的设备进行远方实时监控、协调及控制的一个集成系统。在正常情况下,远方实时监控馈线开关的状态和馈线电流电压情况,实现线路开关的远方合闸和分闸操作。在负荷不均匀时,通过负荷均衡化达到优化运行方式的目的;在故障时获取故障记录,并自动判别和隔离馈线故障区段以及恢复对非故障区域供电^[2]。

目前馈线自动化包括 2 类:一种是采用配电自动化开关设备相互配合的馈线自动化;另一种是基于计算机、通信网络和馈线终端设备(FTU)馈线自动化。本文研究的是第 2 种馈线自动化的故障数据仿真技术。传统的馈线自动化功能的测试主要有实验室实时仿真测试和现场测试,需要使用测试仪、模拟断路器等多种设备。以上方法测试成本高,测试周期长,只能进行很有限的故障测试^[3]。为了解决以上的问题,本研究提供了一种纯软件实现的配网故障仿真系统。

1 仿真系统介绍

配网自动化系统在二、三十年来的研究和应用中,逐步形成了如图 1 所示的功能分层图,主要包括 3 层:终端层,子站层,主站层。

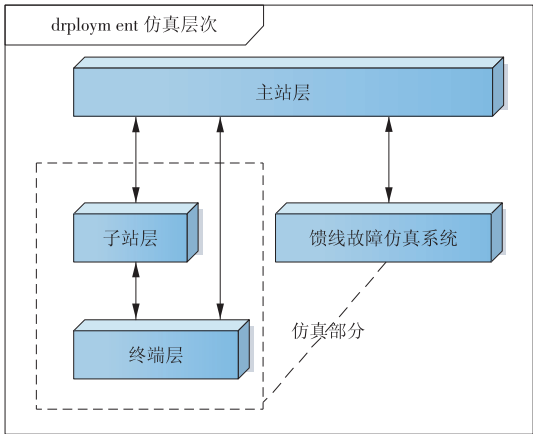


图 1 仿真层次

终端主要负责对配电网的一次设备三遥(遥测、遥信、遥控)。子站作为域内的各馈线终端设备(FTU)与主站的通讯网关,负责区域内 FTU 信息的汇总和控制。主站处于最上层,获得子站和终端的三遥信号,负责对数据进行分析 and 处理,对整个配电网进行监视和控制。

本仿真系统主要模拟其中的子站层和终端层。本仿真系统根据配电网运行现状,模拟真实配电网拓扑环境,对配电网中任意线路设定故障,仿真模块会设定故障开关的状态及电流、电压、有功等时序信息并将数据发送给终端模拟器,终端模拟器通过标准通信规约发送给配网自动化系统。配网自动化系统接收到信息后,馈线自动化功能开始处理故障。

2 仿真系统的模块划分

配电网馈线故障仿真系统由绘图工具、故障仿

真模块、终端模拟器、配置数据库、实时数据库构成,如图 2 所示。

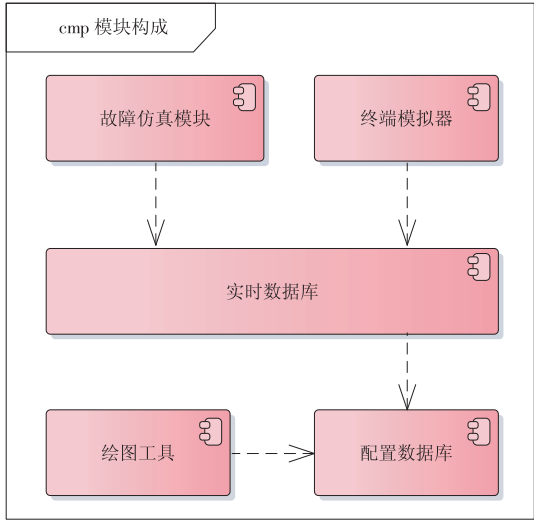


图 2 仿真系统模块划分

绘图工具软件用于绘制配电网各个开关的电气连接关系,并且关联开关所属终端量测信息,将绘制好的图形和参数保存到配置数据库,保存的图形可以直接导出为公共信息模型文件(CIM)和可伸缩矢量图形(SVG),对于支持图模导入的配网自动化系统可以直接进行导入而无需再次绘制。

配置数据库使用关系型数据库进行数据存储,为了适应配电网的一体化建模,数据库采用面向对象建模,提供统一的设备创建接口,灵活构建各种应用系统数据对象。创建的数据模型具有动态特性,具备基本的数据交互能力,简化了仿真系统的开发。

故障仿真模块启动时从数据库读取绘制好的图形信息和配置参数信息并生成实时数据库,进行电网故障位置和各个故障开关电流时序配置。开始仿真后自动进行故障模拟,把故障信息写入实时数据库。

终端模拟用于模拟真实配电终端,具备配电终端基本功能。可配置模拟遥测的初始值和变化步长,遥测,遥信变化时间。支持查看通道报文,查看遥信、遥测、遥控数据。支持模拟多个遥测、遥信、遥控和电度量。支持单点遥控和双点遥控,支持 IEC104、IEC101 等通讯规约。终端模拟软件通过注册实时数据库的变化通知方式接收故障仿真模块中开关量测信息,将信息进行处理并且使用标准规约将数据发送到配网自动化系统。接收下发的隔离和恢复遥控命令,将命令发送给故障仿真模块。

3 仿真系统的关键软件设计

由于绘图工具、配置数据库、实时数据库属于较通用功能,本文不详细描述。本文只描述终端模拟器和故障仿真模块的设计。

3.1 终端模拟器软件设计

终端模拟器负责仿真数据的发送,是仿真软件的主要模块之一。终端模拟器的操作流程如图 3 所示。

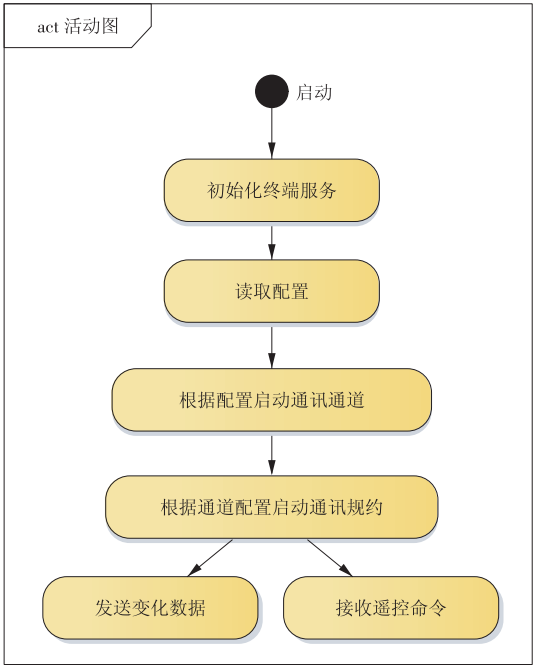


图 3 终端模拟器活动

终端模拟器启动后首先从数据库读取多个终端的配置,包括终端的地址,端口,所用规约,遥信、遥测、遥控的容量等信息。每个终端对应 1 个通讯通道,每个通道可配置 1 种通讯规约。启动后每个终端可以接受配网自动化系统的连接并发送实时数据,接受遥控命令并根据遥控的开关更新开关的状态信息。

终端模拟器采用面向对象设计,依赖通讯通道类和配置读写类,其类图如图 4 所示。

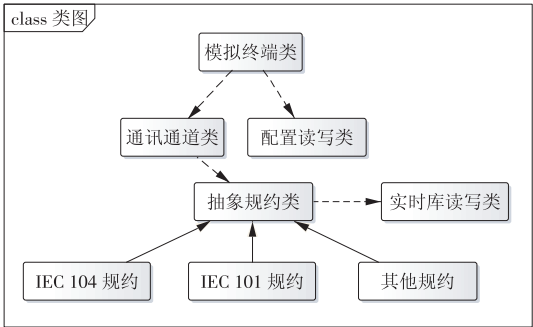


图 4 终端模拟器

由于模拟终端设计支持多种通讯规约,而这些规约都有共同的特性,本设计采用通用的规约类作为父类,负责实现所有规约所需的实时数据的读写等通用功能,所有的具体规约都继承自该父类,便于模块的维护和扩展。

3.2 故障仿真模块设计

故障仿真模块负责故障信息的产生和更新,也

是故障仿真系统的关键模块,其工作流程如图 5 所示。

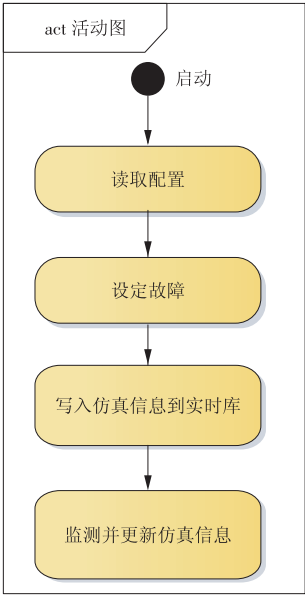


图 5 故障仿真模块活动

启动时需要根据绘图工具配置的配电网拓扑信息和终端信息显示初始化状态的配电网,用户在预配置的故障点选择启动故障后,顺序写入该故障发生后的开关信息、保护动作和警告信息到实时库。模拟终端实时接收到该信息后发送给配网自动化系统。其馈线故障处理程序运行后会进行开关的遥控操作,模拟终端会接收到该信息并接受遥控操作。故障仿真模块根据遥控结果设置该开关的量测信息仿真相应的电流、电压、开关状态。

4 系统验证和测试

根据 Q/GDW 513—2010《配电自动化系统主站功能规范》,本仿真系统主要对以下几种典型的馈线故障进行了模拟。

4.1 简单架空线故障仿真

简单的带分支的馈线,如图 6 所示,在本场景下配置 4 个模拟终端,分别用于发送 S₁ 出口开关,B,C,N 开关的量测信息。

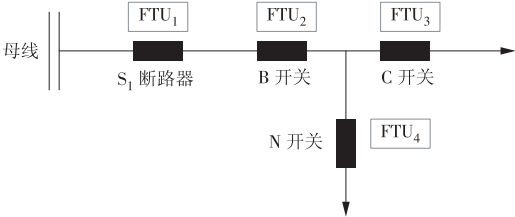


图 6 简单架空线路故障仿真场景

重合闸故障仿真:启动仿真后,终端发送 S₁ 断路器开关分、过流保护动作信号,B 断路器过流报警信号,随后发送 S₁ 断路器开关合信号。配网主站收

集一系列信号后应判断为重合闸故障。
馈线支路故障仿真:启动仿真后,终端发送 S₁ 断路器开关分、过流保护动作信号,B、N 断路器过流报警信号。配网主站应判断为在 FTU₂ 处发生支路故障,并发遥控命令断开 N 开关,合 S₁ 开关。仿真系统接收到遥控命令后发送相应开关的分合状态和量测信息。

开关拒动仿真:开关拒动仿真时需要设置隔离遥控分的开关,允许遥控但状态闭锁,即使遥控成功了也不发送开关的分位信息,当主站遥控操作时会发生遥控超时。以图 6 为例,在 FTU₂ 位置处仿真故障,开关 N 拒动,主站扩大范围隔离,遥控开关 B,C 分,切除故障区域。

故障信息漏报仿真:故障信息的漏报将导致馈线故障处理的误判,仿真时需要设置某开关的过流信号闭锁,不发送到主站。本测试案例中在 FTU₂ 位置处仿真故障,闭锁发送 N 开关的过流报警信号,则主站系统判断为 FTU₁ 处支路故障,遥控分 B,C 开关,仿真系统接收到遥控命令后发送相应开关的分合状态和量测信息。

4.2 电缆线路多重故障仿真

对于较复杂的手拉手环网线路,在本场景下模拟 4 个 FTU,2 个 DTU,分别发送 3 个出口断路器的信息和 2 个环网柜的开关信息。在此场景下可进行多重故障的仿真。

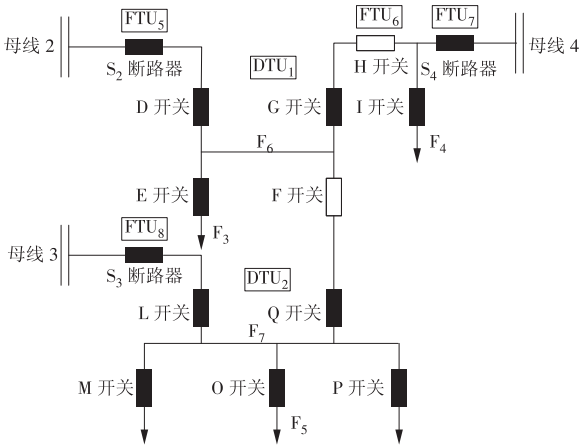


图 7 电缆线路故障仿真场景

模拟 F₃,F₄,F₅ 三处的馈线故障,发送 S₂,S₃,S₄ 开关的跳闸信号以及到故障点沿路开关的过流告警信号,配网主站收集一系列信号后应判断到多处故障,并遥控分 E,I,O 开关,故障切除后合 S₂,S₃ 和 S₄ 开关,恢复非故障区域的供电。

5 结束语

在配网主站系统测试中需要对其馈线自动化功能进行测试,本系统能通过 IEC104、(下转第 45 页)

2 常规处理方法

为保证热网加热器设备安全运行,目前常用措施是:初始系统设计时考虑在蒸汽抽汽管上增加减压器,将抽汽压力由 0.80 MPa 减至 0.30 MPa 左右,然后再进入热网加热器设备;在系统及设备设计时,按低压考虑,加大蒸汽管道口径,增加热网加热器的面积及设备的外形尺寸。这样处理虽然基本可以保证热网加热器安全运行,但极大地增加了热网加热器系统及设备的成本。

(1)系统中需增加减压器,减压器噪声较大,还需配消音器,增加设备投资且使系统复杂化。

(2)系统中蒸汽管道口径加大。按理想气体方程,在蒸汽流量不变的情况下 pV 为定值,蒸汽压力由 0.80 MPa 减至 0.30 MPa,可使蒸汽管道口径增加约 1 倍,系统中阀门及相关配件成本均大幅增加。

(3)热网加热器面积加大。例如,在热负荷不变的情况下,热网循环水的设计参数为进口温度 70℃、出口温度 130℃。蒸汽工作压力为 0.80 MPa 时热网加热器的 Δt_m 为 65.9℃;蒸汽工作压力为 0.30 MPa 时热网加热器的 Δt_m 为 20.7℃;蒸汽压力为 0.80 MPa 时比 0.30 MPa 时传热系数稍高:综合考虑蒸汽压力由 0.80 MPa 减至 0.30 MPa,热网加热器面积将增加约 70%,设备成本将增加约 71%,按这种方式处理显然是不经济的。

3 建议处理方法

供热时热力公司要求电厂要达到一定的循环水量及循环水温度,所以电厂运行时往往不控制热网加热器的循环水量,只保证循环水出口温度达到热力公司要求即可,导致热网循环水量偏大,出水温度偏低,直接造成壳侧蒸汽压力较低,使壳侧蒸汽流速过高,缩短热网加热器的使用寿命。

针对此种情况,建议对多台并联的热网加热器系统减少热网加热器运行台数,对单台或 2 台并联的热网加热器系统减少通过热网加热器的循环水量,以提高热网加热器循环水出口温度,保证热网加

热器的壳侧蒸汽压力。

(1)理论分析减少水量的可行性。在保证热负荷不变的情况下,还用上例的参数来分析,当实际运行时循环水回水温度为 50℃,可求出 t_0 为 139℃,即循环水出口温度达 139℃时,可保证热网加热器设备汽侧在设计压力下运行。因此,在保证热负荷不变的情况下,减少通过热网加热器的循环水量,提高热网加热器循环水出口温度,以保证热网加热器的壳侧蒸汽压力是可行的。

(2)运行的可行性。循环水系统设计时均设有旁路系统,为保证总循环水量,实际运行时可打开旁路,使部出分水走旁路,最终高温水(热网加热器出水)及低温水(走旁路的水)在循环水总管道中混合,保证最终用户所需的水温及水量。此种运行方式建议在旁路管道上增加可调节流量的阀门,以方便调节水量。

4 结束语

冬季供热为民生工程,热网加热器的安全运行至关重要,同时也备受关注。通过调整热网加热器的水量,使热网加热器的蒸汽压力在接近设计值下运行,是保证热网加热器安全运行简单、有效、可行的办法,此调节方法已在多家热电厂中应用,效果良好。

参考文献:

[1]中国动力工程学会. 火力发电设备技术手册[M]. 北京:机械工业出版社,1998.
[2]能源部西安热工研究所. 热工技术手册[M]. 北京:水利电力出版社,1991.
[3]董卫国,徐则民. 火电厂给水加热器的运行、维护和检修[M]. 北京:中国电力出版,1997.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

王予川(1970—),男,河南灵宝人,工程师,从事压力容器质量管理及营销工作(E-mail:13949766112@139.com)。
杨智峰(1970—),男,陕西兴平人,高级工程师,从事电厂生产管理工作。

(上接第 26 页) IEC101 等通信规约和主站进行通信,将人工设定故障生成开关分合信息和保护动作告警信息发送到主站。对主站的馈线自动化测试提供可靠的测试数据,保证了主站系统上线运行馈线自动化功能的可靠性和稳定性。

参考文献:

[1]于力. 基于 RTDS 的有源配电网暂态实时仿真与分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2015,27(4):18-24.

[2]姜映辉. 基于 PSCAD 的架空馈线自动化系统仿真分析平台研究[D]. 淄博:山东理工大学,2014.
[3]许琪. 基于配电网的馈线自动化算法及仿真研究[D]. 江苏:江苏科技大学,2012.

(本文责编:齐琳)

作者简介:

李俊达(1984—),男,江苏南京人,工程师,从事电力系统通讯、调度及配网自动化系统研发方面的工作(E-mail:ljdsml@sina.com)。