

数字化变电站标准对继电保护的影响

文/贵州电网有限责任公司贵安供电局 宗志亚

在数字化变电站系统中，要想促使控制功能、检测功能和保护功能得到完善，就必须实现生产商家之间的信息共享，提高操作的方便性。为此，国际电工委员会出台了关于变电站的通信网络标准，也就是IEC 61850标准。本文根据IEC 61850数字化变电站的实际情况，分析了其对继电保护所产生的影响，以及使用IEC 61850标准后所产生的机遇和挑战。

什么是IEC 61850数字化变电站

所谓IEC 61850，指的是全面规范变电站自动化通信体系中的全新电工委员会标准。其以完善的分层通信体系，通过面向对象的模式，建立一个完善的综合自动化系统。同时，IEC 61850也是迄今为止最完善的一种变电站自动化通信标准，代表了变电站综合自动化系统的发展方向。建立在IEC 61850基础上的数字化变电站，整个过程层设备都实现了数字化、智能化的技术，而且信息的传递和开关设备也是智能化的。

如今，随着光电式电流电压互感器、智能化开关和一次设备在线状态检测技术的不断完善，以及在继电保护方面采用了自适应技术之后，IEC 61850数字化变电站的建设也越来越多，从而提高了技术先进性，保证了电网运行的安全性。但在推广IEC 61850的过程中，也遇到了很多挑战，IEC 61850标准对变电站的设计、安装和调试均产生了一定的影响。所以，在建设IEC 61850数字化变电站时，要针对这项技术进行深入研究。这对于推动变电站自动化技术而言，起着非常重要的作用。

关于IEC 61850标准

1. IEC 61850标准的构成

国际电工委员会在2004年的技术委员会上，

制定出了IEC 61850标准，并且进行了公布和推广。其实早在2000年时，相关领域的专家就开始关注IEC 61850，甚至开展了深入的研究工作，促使IEC 61850标准得到了一定的发展。国内相关的标准是《DL/T 860变电站通信网络与系统》，其由我国电力系统控制和通信标准化技术委员会进行制定。这个标准与IEC 61850标准进行结合，形成了一个大型标准。

IEC 61850标准的第六部分中，涵盖了和变电站相关的IED通信配置描述语言，而且通过了我国电力部门的审核与批准。在第五部分中，则定义了报文传输延时，具体如图1所示。

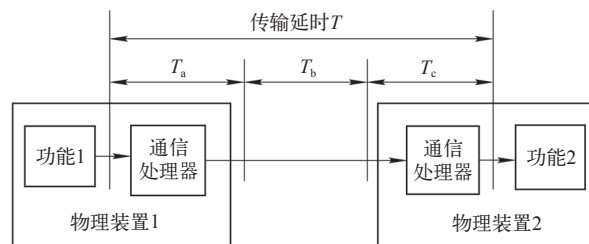


图1 传输时间定义

T_a —报文发送延时 T_b —网络传输延时 T_c —报文接收延时

2. IEC 61850的数据模型

IEC 61850-7-3公用数据种类是IEC 61850-7-4，兼容逻辑节点类与数据类提供了需要

的数据种类，对数据模型进行了规范。其属于IEC 61850的操作基础，但在应用时，发现一些数据种类不合理。比如IEC 61850-7-4故障定位逻辑节点RFLO里的故障回路FILoop中的数据类型是整型，详情如表1所示。在所提供的不同种类中，没有区分AB相故障属于相间故障还是两相接地故障，更没有描述ABC三相故障。但IEC 61850-7-3里却有完整的数据结构，所有的故障回路都能借助四个布尔类型的数据neut、phsA、phsB和phsC。

表1 FILoop的数据描述

故障回路	FILoop的值
A相接地	1
B相接地	2
C相接地	3
AB相	4
BA相	5
CA相	6
其他	7

不仅如此，在时间数据属性里，其种类是整型。该单位在IEC 61850-7-4里的第四部分中有规定，需通过各种数据属性名称后缀来阐述时间单位。比如Tms表示秒，Tmm表示分钟等。在距离逻辑节点PDIS中，多相故障动作时间延时数据属性是PHD 1 Tmms，而单相接地故障动作时间延时数据属性则是GndD 1 Tmms。如果拥有时间数据属性，那么则非常难处理数据。在建模过程中，与时间没有关系的数据属性名称，均不能带一些后缀，比如Tmh、Tmm和Tmms等。在处理数据属性的过程中，也要查看数据对象的数据属性名称，如果其带有Tmh、Tmm和Tmms等数据，那么则增加了复杂性。但在IEC 61850-7-3中，却拥有非常好的数据结构，也就是ASG。该结构里所包含的两种数据属性seMag、units，能表达所有和时间相关的数据属性。调试过程中，调试机构和使用单位进行了协商，在实施IEC 61850标准的时候，要根据实际情况来进行操作。

IEC 61850数字化变电站对继电保护专业的影响

1. 继电保护面临的挑战

建立在IEC 61850基础上的数字化变电站，将对一般的变电站一次、二次设备进行变革，其特点是采用了分层分布的结构体系，并且根据数据的实际情况来建模。数据自描述，使用抽象通信服务结构，以及特殊通信服务映射技术，从而促

使设备达到智能化、先进化的程度。而且其结构是开放性的，这给变电站的设计、安装、调试、验收和运行带来了一些挑战。

1) IEC 61850数字化变电站的二次系统设计，必须打破过去的设计方案，设计出结构合理、达到要求的可靠系统。所以必须要了解各种不同IEC 61850设备的功能逻辑节点，从而促使物理设备借助逻辑节点连接来实现各种不同的功能。

2) 数字化变电站信号回路与控制驱动回路，均使用微处理器、光电技术设计，数字程控器和数字公共信号网络来代替过去的导线连接。继电保护测试是建立在网络基础上的测试模式，必须要了解保护配置的情况，通过IEC 61850规约的特性，对测试方法进行优化，设计出更加科学合理的测试模式。而且也要对通信功能、同步功能和信息传递功能进行测试，使测试更加全面，效果更好。

3) 数字化变电站的安装、调试过程属于系统网络化、智能化的过程。所使用的IEC 61850标准为这些过程赋予了全新的内容，必须要针对IEC 61850的实际情况来进行调整和修改，从而适应新的系统。在这个过程中，必须注重交接性试验，其属于数字化变电站的实现基础，同时也属于保证变电站实现安全性、稳定性的前提。

4) 数字化变电站的建设为现场验收工作带来了一些挑战。必须按照IEC 61850标准来进行操作，不但要验收系统里的软硬件，也要对系统里的说明文档、参数文档、系统参数、信息模式文档和设备配置文件等进行检验。

5) 将IEC 61850标准作为核心的新设备，其功能更加强大。设备借助多元化的配置，能产生不同的新功能，所以配置信息需要得到一定的保护。若是管理不到位、不合理，那么就on容易给后面的维护工作带来一些问题。

6) 在过去，SCADA与另外的控制系统相互独立，其属于制造商所开发出来的产品，安全性来自自身的硬件结构，和外界的逻辑结构有差别。数字化变电站综合自动化系统是开放和完善的网络技术，生产商能开发出建立在网络基础上的应用程序，从而进行远程的监控和诊断。然而却可能导致计算机控制系统产生安全问题，这不利于电力系统的稳定发展。

7) 朝着网络化、智能化的方向发展，是数字

化变电站的基础。变电站间隔层程序化控制模式能提高相应的速度,使操作更加方便。然而必须保证程序控制的稳定性、安全性。

8) 变电站的运行管理系统内部,有着非常多的内容。其中包括了状态记录分析、电力生产运行系统、数据信息分层和分流交换的自动化等。这样一来,变电站才能在产生故障时进行自动分析,促使一般设备的“定期检修”转变为“状态检修”。

因为目前缺乏相关的技术标准、规范,而且我国所出台的《线路保护及辅助装置标准化设计规范》《高压并联电抗器与母线保护、辅助装置的设计标准》中,均没有涉及关于IEC 61850的内容。所以对于电力企业而言,必须要跟上时代步伐,制定出相关的规则和管理制度,和数字化变电站的发展同步。

2. 继电保护革新

和综合自动化变电站比起来,数字化变电站的差别较大。二次回路里常规继电器和自身的逻辑回路,会被编程软件所替代。一般的控制电缆会被光缆所替代,模拟信号则被数字化信号替代。而且目前的设计、施工和试验方法也不再适用,继电保护专业会从装置型转变为系统型,这属于继电保护领域的巨大变革。

经过几十年的发展,我国的微机保护技术也越来越先进,国产的微机线路保护已经领先世界。而且在这几年,我国的继电保护技术得到了改进,国内110 kV及以上的系统完全实现了数字化,继电保护动作正确率也得到了明显提升。

(1) 数字化变电站消除了制约继电保护稳定性的因素

第一,在采用了基于IEC 61850标准的数字化变电站技术之后,减少了二次电缆的使用。在没有增加硬件软件的情况下,将相关的功能分散到不同的间隔保护单元中。促使网络化母线保护、网络化备自投和网络化低频低压减载功能得以实现,同时消除限制继电保护运行水平提升的因素。对定值、压板进行保护,减少按钮和把手,避免维护人员产生操作失误的情况。第二,在装置缺陷方面,因为直接使用数字量,反而能真实体现一次电气量信息。装置需要采用更加先进的核算方法,这样一来集成度也更高,同时提高了抗干扰能力。而且增加了在线监测功能、在线检修自动化功能,所以也能更好地抵抗干扰,增强

稳定性。第三,在通道设备故障中,若是100 m²的铜电缆没有进行敷设,或者偏远地区变电站100 m²的铜电缆被盗窃,产生了高频保护误动的现象,均需要借助光纤通道来解决。

(2) 数字化变电站变革了传统的测试方法

1) 数字化变电站过程层和综合自动化变电站有极大的差别,智能化电气设备包括了数字式互感器、智能断路器和断路器智能单元,其和二次系统的联系非常紧密,必须要对二次系统进行测试。

2) ECT和EPT准确度、同步性方面的检测。检测的目标在于消除传统特性对于继电保护可靠性产生的影响,维持跨间隔的数字式电流、电压信号同步,对继电进行保护。尤其是要实现母差保护、变压器差动保护等不同的功能,这非常重要。

3) 网络性能方面的检测。其中包括了光纤以太网、GOOSE网络测试等,这项检测主要是为了检验网络的传输衰耗、误码率。通过对保护装置、测控装置接收采样值等进行检测,能够保障内容的合理性、正确性。

和一般的变电站工程项目比起来,IEC 61850数字化变电站工程调试减少了很多电缆接线、现场调试方面的工作,然而却增添了一些测试工作、系统集成等。因为系统集成与测试工作需要使用专业的检测设备、检测技术,所以也对相关工作人员的能力、经验提出了更高的要求。

结束语

综上所述,目前使用IEC 61850标准所构建的数字化变电站,还存在诸多的问题和不足,同时继电保护的管理也必须和变电站技术同步。在上面的内容中,笔者根据数字化变电站的实际情况,初步分析了IEC 61850标准所带来的优势,但也有一些问题需得到解决,比如数字化变电站里,继电保护的技术标准、检验标准和设计标准均不合理。为此,可借助IEC 61850标准来实现自动化的检测工作,同时检测不同的保护装置,并完成整组试验工作。为了适应IEC 61850标准,也要对继电检测设备进行开发,提高人员的操作技能。随着数字化变电站的进一步使用,上面所说的诸多问题都会得到解决,而且也会促使继电保护装置和回路检验的方法、手段更加先进。相信在未来,数字化变电站的发展速度会越来越快。EA