



江苏在智能变电站建设过程中坚持遵循“直采直跳”原则，所有保护设备的 SV 采样均直接取自于合并单元，不经过交换机，避免了交换机环节带来的延时不确定性，解决了采样同步可靠性问题，同时也避免了交换机异常带来的采样可靠性问题。保护设备的 GOOSE 跳闸信号均直接接至智能终端，避免了交换机异常带来保护出口可靠性降低的问题，而且运行维护过程中，便于设备间的安全、可靠隔离。保护设备之间的闭锁、启动失灵、联跳等信号采用网络方式传输，最大程度减少了设备的端口，简化系统接线。对于测控、计量、故录等应用而言，可靠性要求相对不高，SV 采样和 GOOSE 跳闸可采用网络方式实现，实现信息的共享。对于间隔层与站控层的信息交互，所有设备都接入同一个站控层网络。

这一“直采直跳”方案被国网公司企标 Q/GDW 441 所采纳，并在国网系统内推广应用。

## 1.2 电子式互感器

电子式互感器采用新型原理和数字量输出，解决了常规互感器绝缘成本高、易饱和、易出现铁磁谐振、电流二次回路开路危险、电压二次回路短路危险等问题，在智能变电站得到了一定的应用。全光纤电流互感器采用法拉第磁光效应，动态范围大、精度高，其典型结构如图 2 所示。全光纤电流互感器由光纤环、采集模块、合并单元三大部分组成，各部分之间采用光纤连接，相互之间通过光信号交互。

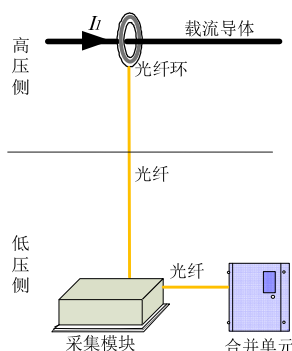


图 2 全光纤电流互感器结构示意图

光纤环作为传感元件将一次电流信号转换为光信号，采用光纤绕组而成，不含电子器件；采集模块内还有大量电子器件，主要采集光纤环输出的光信号进行数据采集，并形成数字量；合并单元对采集模块输出的数字量进行处理后输出标准格式的

SV 报文。光纤环与采集模块之间交互光信号，其传输性能不受距离影响，因此，采集模块可以安装于低电位处，甚至安装于距离一次设备较远的汇控柜内，避免采集模块内的电子器件或光学器件受一次强电磁场的干扰，提高了互感器整体抗干扰性能。而且，采集模块位于地电位处，便于维护和异常处理。因此，江苏智能变电站建设初期选用全光纤电流互感器，在西泾变、广汇变、常熟变等智能变电站得到大范围应用。变电站运行期间，在全光纤电流互感器维护过程中，曾在不停电的情况下对采集模块进行了处理或更换，提高了供电可靠性。西泾变 220kV 部分全光纤电流互感器的光纤环采用了 GIS 壳体外安装，有利于对光纤环的检修、处理，提高了全光纤电流互感器运维的灵活性。

电子式互感器应用后，为防止电子式互感器采样异常而导致继电保护不正确动作，必须对 SV 采样值进行一定的防误处理。因此，与保护相关的电子式互感器均采用双 AD 配置，如图 3 所示。电子式互感器采集模块中具有两路 AD 采样回路，分别对同一传感元件输出的信号进行数据采集，然后经过数据转换、处理后形成双 AD 数据，两路数据经过同一数据包输入同一个合并单元，然后在一个 SV 报文中传输给保护设备。保护设备对双 AD 数据进行判别，若双 AD 数据不一致出现异常，则保护应采用适当措施防止不正确动作。

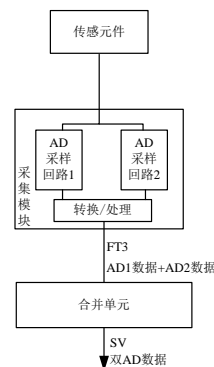


图 3 电子式互感器双 AD 结构示意图

当电子式互感器应用于 220kV 级以上的保护时，电子式互感器必须双重化配置。两套电子式互感器之间完成独立，都必须采用双 AD 配置。

## 1.3 模拟量输入合并单元

电子式互感器原理上具有一定的优势，但由于工程应用时间短，应用还不成熟，运维经验不足。

2012 年后，江苏智能变电站建设过程中广泛应用了模拟量输入合并单元，既保证了互感器应用性能稳定、可靠，又实现采样数据的数字化、网络化、共享化，提高了电压、电流量长距离传输的抗干扰能力。模拟量输入合并单元应用的采样系统如下图 4 所示。

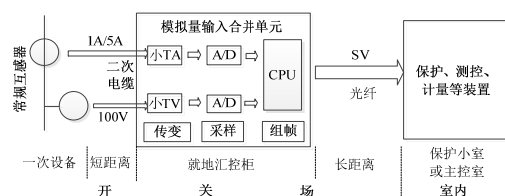


图 4 模拟量输入合并单元采样系统示意图

模拟量输入合并单元安装于常规互感器附近的汇控柜内，通过短电缆接入常规互感器二次电压、电流量，进行数字化采样后形成标准格式的 SV 报文，通过长光纤传输至室内的保护、测控、计量等装置。因此，模拟量输入合并单元就地实现了数字化采样，避免模拟量的长距离传输带来的隐患。常规互感器为了满足保护、测控、计量等装置的不同应用需求，具有多个不同准确级的二次绕组。模拟量输入合并单元应用时，必须根据应用需求同时接入所有准确级的二次绕组，分为不同的通道进行采样。数字化采样可以实现数据共享，因此，模拟量输入合并单元的应用可以减少常规互感器二次绕组配置数量。

模拟量输入合并单元安装于开关场就地，对装置的抗干扰性能提出了很高的要求，在整体设计、器件性能、生产工艺、施工安装等多个方面都必须采取必要的措施提高装置的电磁兼容性能。同时，为保证数字化采样的可靠性，合并单元对接入的保护用二次绕组必须进行双 AD 采样，并将双 AD 数据同时传输给保护装置，为保护装置判断采样数据是否正常提供条件。

#### 1.4 二次设备状态监视技术

智能变电站基于 IEC61850 标准实现二次系统功能，设备之间通过以太网交互信息，常规的电缆回路被数字化网络所取代，保护设备的硬压板功能也由软压板完成。因此，二次设备的运行状态以及二次回路状态完全抽象化、虚拟化，给运维和调试带来了极大的挑战。

智能变电站中二次设备基于 IEC61850 建模，设备的运行状态信息、自检信息、动作情况等都可以通过 MMS 报告服务进行发布。因此，江苏智能变电站建设过程中，基于丰富的 MMS 信息，对二次设备状态进行在线监视，包括通信链路、数据有效性、压板状态等，并以图形或表格的形式进行统一的可视化展示。图 5 为线路保护与相关设备的二次回路状态监视图，从图中可以清晰看出线路保护与其他设备的连接关系、回路中的压板状态以及设备的检修状态等。

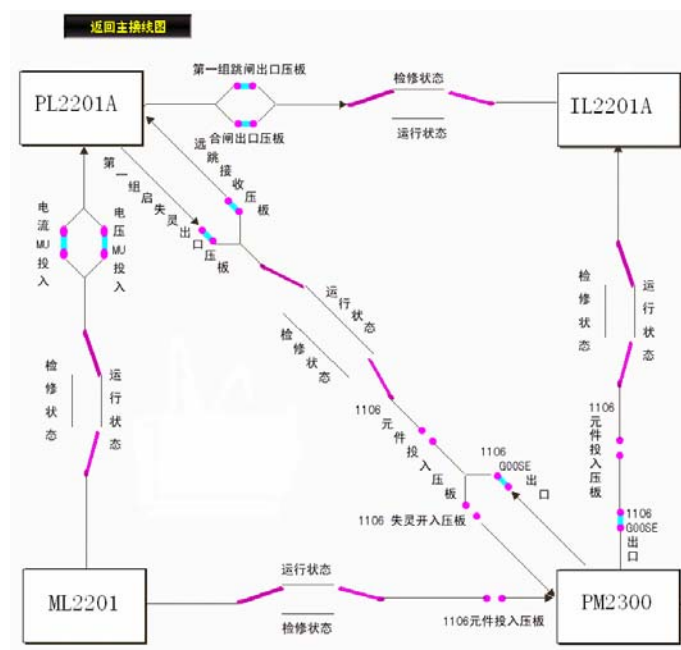


图 5 二次设备回路监视图



江苏智能变电站建设的调试阶段就将二次设备的通信链路状态、数据有效性、软压板状态及回路状态等信息在监控后台统一展现,进行实时动态监视。智能变电站调试阶段,利用该状态监视功能可对二次设备状态和网络状态进行巡查,提高调试效率;运行过程中,利用该状态监视功能进行异常情况的查找,提高故障定位准确率。

### 1.5 集成试验技术

智能变电站中信息交互方式的改变以及新设备、新技术的应用,使得试验重点和方法与常规变电站完全不同。智能变电站试验侧重于虚端子检查、互通性试验和一些专项性能的试验等,而这部分重点工作可以在厂内或实验室开展。按照实际工程情况,将二次设备进行系统组态配置,并充分利用实验室或厂内环境,核查系统配置的正确性,完成设备间的互联、互通,验证新设备、新技术的专项性能,保证系统功能的正确性和完整性。这种试验模式即为系统集成试验,为后续现场调试工作和运行维护工作提供技术保障。

智能变电站集成试验流程如图 6 所示,可分为组态配置、单体试验、专项性能试验、系统试验 4 个阶段。组态配置主要是按照设计要求,将各独立设备的能力描述文件 ICD 有机的组合成系统的配置文件 SCD,完成系统功能,然后再导出各设备的实例配置文件 CID,下装到设备中运行。

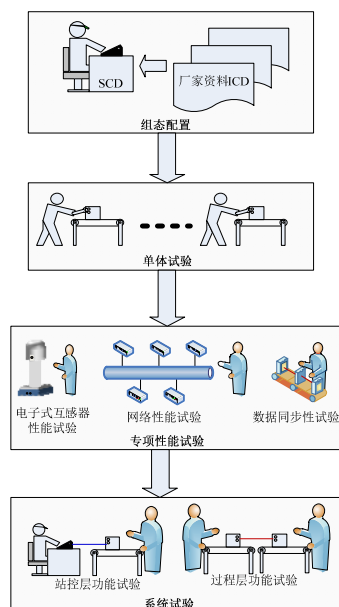


图 6 集成试验流程

单体试验主要是对单体设备的配置正确性、采

样功能、开入开出功能、逻辑功能进行检查,确保独立设备功能的完好。

专项性能试验是针对智能变电站应用的电子式互感器、网络等新设备、新技术的功能和性能,开展全面、深入的试验,确保其功能和性能满足设计要求。

系统试验是在单体试验和专项性能试验完成的基础上,按照现场配置构建成二次系统,验证整个系统功能的完整性,主要是设备之间的联动性能。

## 2 工程应用介绍

### 2.1 220kV 西泾变

220kV 西泾变电站是国家电网公司首批智能化变电站试点项目,是一座完整意义上的智能化变电站,采用大量新技术、新设备、新材料,从主系统到辅助系统全面实现智能化,是建设坚强智能电网的一次新的探索和尝试。

西泾变 220kV 线路和母联保护过程层采用直采直跳方式,保证继电保护功能的可靠;220kV 母线保护和主变保护过程层采用直采网跳方式,保证采样可靠的同时,实现了 GOOSE 数据的共享;110kV 过程层采用 SV、GOOSE、IEEE 1588“三网合一”方式。西泾变电站控层采用双星型拓扑结构,MMS、GOOSE、SNTP 共网传输,MMS 传输保护测控动作信息、告警信息、一次设备状态信息、后台操控命令等,GOOSE 用于传输五防联锁信息,SNTP 用于给站控层设备对时。

西泾变首次全站范围大规模采用全光纤型电流互感器,提供双 A/D 采样数据,保证数据可靠性。220kV 所有间隔、110kV 所有间隔和主变高、中、低压侧配置了全光纤型电流互感器。10kV 各间隔和主变公共绕组配置了传统电流互感器。220kV 线路、220kV 母线、主变 220kV 侧和 110kV 母线配置了三相电容分压型电压互感器,110kV 有源线路配置了单相电容分压型电压互感器,10kV 母线配置了传统电压互感器。

西泾变 220kV 利港电厂电源线在采用电子式互感器的同时还配置了常规 TA/TV 对线路进行电能计算。西泾变在国内首次建立数字式计量系统与常规计量系统的对比分析系统,如图 7 所示,在实际工况中验证两者间长期运行中各种外部条件下的精度实时偏差以及长时间两个系统的累计误差,为

电子式互感器的计量应用提供指导数据。

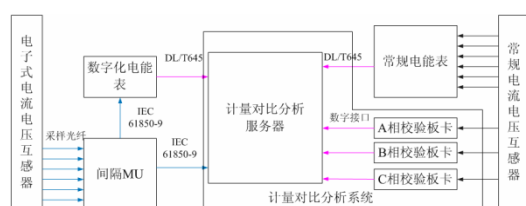


图7 西泾变计量比对分析系统

西泾变工程调试中首创了集中集成试验模式。

图8为西泾变建设流程示意图，在变电站土建施工的同时，并行开展集中集成试验，大大节约了现场调试的时间，同时也保证了变电站的安全可靠性。

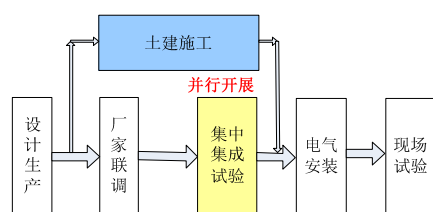


图8 西泾变工程建设流程示意图

## 2.2 500kV 天目湖变

500kV 天目湖变二次系统按照国网公司智能变电站相关标准要求设计，全站采用常规互感器+模拟量输入合并单元的就地数字化方案，过程层采用

合并单元和智能终端一体化装置，间隔层设备采用了保护和测控一体化装置，继电保护采用“直采直跳”模式，监控系统按“一体化监控系统”模式设计。

天目湖变网络结构采用典型的三层两网设计。站控层配置全站统一的双重化星型网络，各电压等级的间隔层保护装置、保护测控装置、测控装置、故障录波器和站控层监控后台、远动装置、一体化平台都同时接入双重化的站控层网络中，双网络冗余工作，保证网络的可靠性。

500kV 过程层网络按 GOOSE 网、SV 网独立双重化设计，220kV 过程层网络按 GOOSE、SV 共网双重化设计，站控层网络采用 MMS、GOOSE、SNTP 时间同步三网合一、双网设计。全站二次系统结构关系图如图9所示。

天目湖变 500kV 开关和 220kV 线路、母联、分段采用保护、测控一体化装置。由于 500kV 开关保护和 220kV 线路保护、母联保护、分段保护都是双重化配置，因此测控功能也随着保护实现了双重化。保护测控一体化应用后，二次系统减少了测控装置的配置，简化了二次系统的设计。

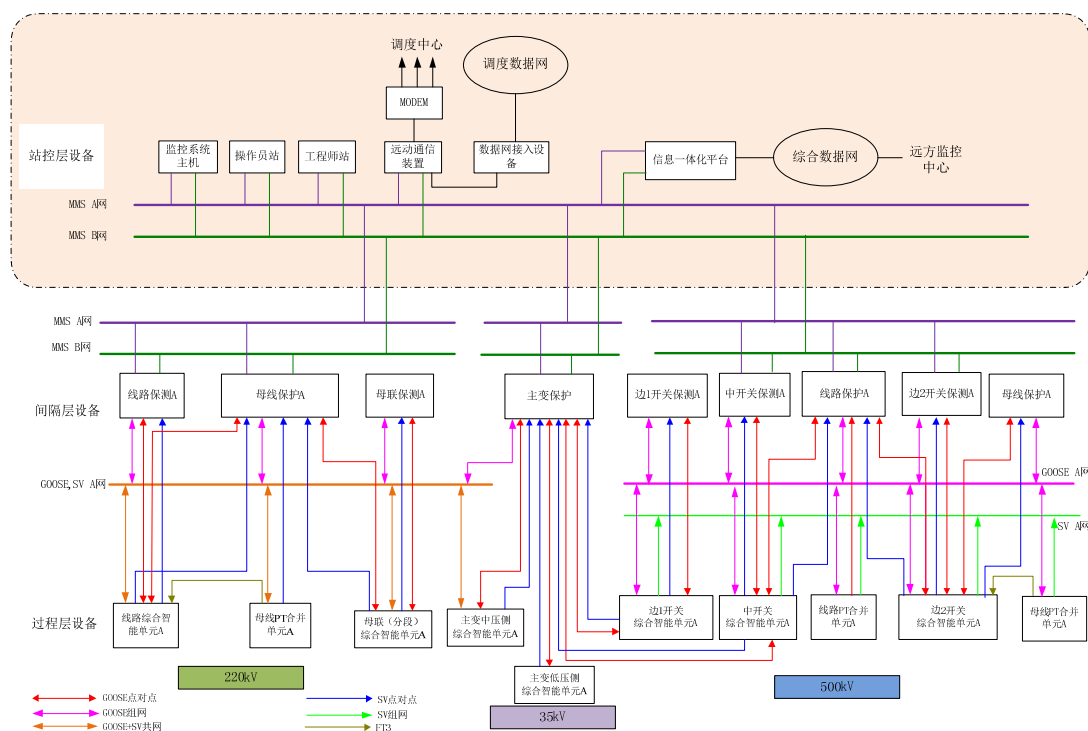


图9 天目湖变二次系统结构图

## 3 结束语

基于 IEC61850 标准的智能变电站将变革传统

变电站的一、二次设备,高度集成化、智能化设备提高了变电站运行效率,缩短设备停电维护时间,促进电网向调控集中化,设备维护向集约化发展。文章介绍了智能变电站关键技术江苏电网的应用情况,对智能变电站建设和运维具有重要借鉴意义,促进国家电网公司智能电网建设进入了全面加快发展的新阶段。

#### 参考文献:

- [1] 李孟超,王允平,李献伟,等.智能变电站及技术特点分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(18): 59-62.
- [2] 易永辉,王雷涛,陶永健.智能变电站过程层应用技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(21): 1-5.
- [3] 李瑞生,李燕斌,周逢权.智能变电站功能架构及设计原则[J].电力系统保护与控制, 2010, 38(21): 24-27.
- [4] 胡长金.智能变电站通信网络可靠性研究[J]. 电气应用, 2011, 30(17): 32-34, 45.
- [5] 白小会,方培培,高鑫,等. 500 kV 智能变电站二次

系统优化配置[J]. 电气应用, 2011, 30(13): 88-92.

- [6] 徐敏,鲍有理,李宝伟,等.智能变电站中点对点传输采样值延迟及延迟校验方法[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40 (17): 145-149.
- [7] 林呈辉,肖永,陈建国,等.新型传感器在智能变电站中的应用[J]. 电气应用, 2013, 32(22): 54-56, 84.
- [8] 曹楠,李刚,王冬青.智能变电站关键技术及其构建方式的探讨[J].电力系统保护与控制,2011, 39(5): 63-68.

#### 作者简介:

- 刘 巧 (1987-), 女, 江苏南京人, 助理工程师, 研究方向为电力系统及其自动化;
- 卜强生 (1983-), 男, 江苏江阴人, 工程师, 研究方向为电力系统及其自动化;
- 袁宇波 (1975-), 男, 江苏丹阳人, 高级工程师, 研究方向为电力系统及其自动化;
- 宋亮亮 (1985-), 男, 江苏如东人, 工程师, 研究方向为电力系统及其自动化。