

「变电站」

智能变电站保护检修策略探讨

文/国网江苏省电力公司检修分公司 姜宁 刘孝刚 郝宝欣 张帆
上海毅昊自动化有限公司 高翔
国网江苏省电力公司 崔玉

为适应基于全寿命周期管理的继电保护状态检修策略，探索智能变电站继电保护状态检修运维技术，研究了基于SCD全模型建模技术。通过智能变电站保护系统“图实相符”应用机制，推演了保护检修策略的应用模式，并在典型500 kV智能变电站验证了技术方案的有效性。所提出的技术方案为推进基于智能变电站保护系统状态评估的检修策略，提供了可借鉴的技术路径。

IEC 61850标准的应用对于国网公司智能电网的战略推进起到了重要技术支撑作用，基于的IEC 61850标准的智能变电站工程应用自2009年以来获得了快速发展，随着新一代智能变电站的扩大试点及就地化智能变电站技术的应用推进，预计“十三五”期末智能变电站总量将达到8 000座，我国已成为智能变电站建设和投运数量最多的国家。

本文针对智能变电站应用技术特征，结合国网公司智能变电站精益化评价的要求，针对智能变电站配置文件SCD的特点，及SCD工程应用模式。提出了基于“图实相符”验证机制的继电保护状态检修技术方案。本文提出的方法有助于提升智能变电站继电保护精益化评价的深度，为解决智能变电站继电保护检修困难和检修深度不足的问题提供可借鉴的技术思路。

继电保护检修模式探研

1. 《保护状态检修导则》思考

设备状态检修作为一种先进的检修管理方式能有效地克服定期检修造成设备过修或失修的问题，提高设备的可用率。状态检修属于预知性检修，以设备状态为基础，以预测设备状态发展趋势为依据的检修方式，是未来设备运行维护管理的发展方向。

在具有自检功能的微机保护大量应用基础

上，2013年国网公司下达了国网企标《继电保护状态检修导则》（以下简称《导则》），《导则》中明确提出“基于设备状态水平制定检修策略，以提高检修质量和效率”的要求，希望通过《导则》相关规定的落实，逐步推进继电保护状态策略的应用与实施。

《导则》提出对于状态评价主要基于自检信息、巡视信息、试验信息，并结合环境信息和家族性缺陷信息等。保护系统状态信息的收集每月一次，主要基于人工收集和巡检结果收集。状态评估报告每年一次，评估结果分为“正常”“注意”“异常”“严重”四种状态。提出继电保护状态检修工作，分停电检修和不停电检修，停电检修分为A类检修、B类检修、C类检修，不停电检修为D类检修。

由此可见，《导则》所要求完成的继电保护系统状态评估工作基本由人工实现，评估所依赖的数据具有很大的离散性和离线特征，不具备客观评估保护系统运行性能的统计模型或机理模型所需要的数据特征要求。《导则》着重提出了“继电保护状态评价应完善先进、成熟检（监）测装备配置，提升设备运维现代化水平，进一步提高设备状态可控、能控、在控水平”的要求，这为继电保护状态检修技术的推进提出了明确的方向。

2. 继电保护精益化评价启示

为进一步推进继电保护状态检修策略的应

用,落实继电保护专业技术监督工作和重点反事故措施,有效控制电网运行风险,保障并持续提升继电保护设备运行可靠性。2015年国网公司下达了《国家电网公司继电保护专业精益化管理评价规范》(以下简称《评价规范》)。

《评价规范》核心思想是通过对于继电保护基础资料、反措执行情况、外观、保护运行状态等方面的检查,判断变电站继电保护系统所存在的安全薄弱环节。

鉴于常规站和智能站在继电保护技术实现方案上具有巨大的差异,因此,《评价规范》的实施细则按照常规站和智能站区分。智能变电站基于IEC 61850标准,通过变电站配置文件SCD实现整个二次系统的工程配置,采用光缆代替电缆整个二次系统变成了“黑匣子”,给运行维护带来很大困难。因此,对于智能变电站保护系统的精益化评价提出了:①SCD在线管理。②可视化运维。③检修安措可视化等方面的要求。然而,目前智能变电站保护系统的精益化评价所采用的方式还是采用专家人工检查评审方式。

3. 继电保护检修现状分析

随着变电站无人值守管理模式的推进,变电站保护设备的运行状况主要依靠一年两次的专业巡检,及每月一次的运行检查靠人工完成。随着变电站建设的快速发展,及“减人增效”管理要求的实施,基于现有保护定期检修模式,检修深度不足已经成为一个普遍现象。

近年来,一次设备状态检修模式已经呈现全方位推进态势,一次设备停电概率大大下降,因此,在一次设备停役状态进行保护系统检修的时间越来越短,继电保护现场检修压力进一步增加。由此,推进有助于提高检修效率的状态检修

机制成为一种必然的选择。

如前分析,现阶段基于导则或评价规程对于保护系统的运行状态评估并不能有效支撑保护状态检修所需要的基本数据样本要求。随着智能变电站技术应用推广,继电保护运行状态信息具备了实时获取的可能,国网企标《继电保护信息规范》的发布,为智能变电站保护运行状态评估提供了规范化的实时数据源基础。

智能变电站特征分析

1. 变电站配置文件SCD特征

智能变电站采用了SCD文件描述:①变电站一次设备模型与电气拓扑信息。②功能视图:自动化功能在各间隔内的分配。③IED视图:IED能力描述。④通信视图:通信配置信息。⑤产品视图:IED视图中的LN与功能视图中的LN的映射。⑥数据流:IED之间的水平通信与垂直通信,参见图1。

从某种意义上讲SCD等同于智能变电站的设计要求,或可称之为“图”。然后通过集成商的配置工具,将设计要求配置至具体的IED装置中,或可称之为“实”,参见图2。

不难看出,对于SCD的应用构成了智能变电站运行维护的关键,“图实相符”就是指SCD与IED工程配置的一致性,这是智能变电站保护系统可靠运行的重要基础。

2. 信息交互模式

IEC 61850采用采用SV、GOOSE、MMS通信机制实现过程层IED之间的信息交互,及IED与站控层之间的信息交互。

SV描述电流、电压模拟量,每个以太网数据

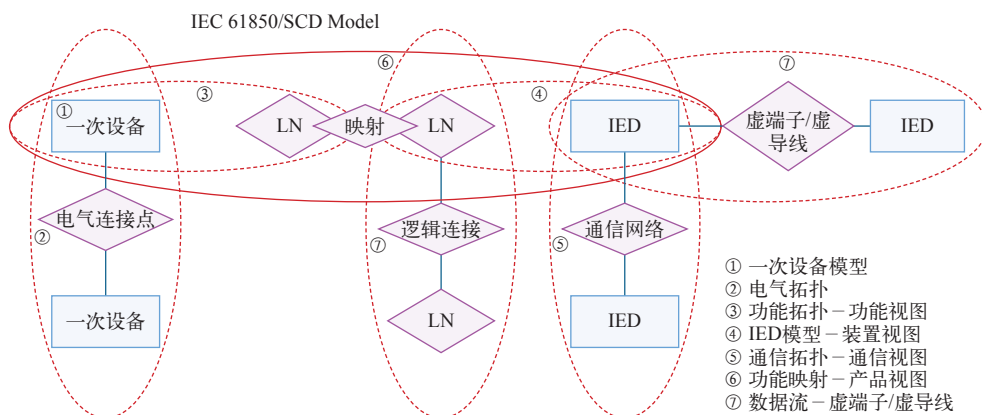


图1 SCD信息示意图

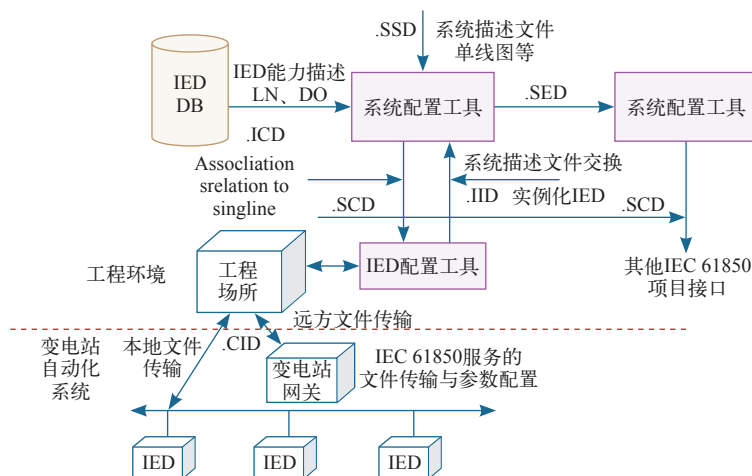


图2 IEC 61850工程配置过程示意图

帧前面都有用于同步的“前导字节”，每两个以太网数据帧之间还会插入“间隙字节”，带/不带VLAN标记等。

GOOSE具有优先级控制特征，属于链路层协议，报文属于事件驱动型，有异步传输和随机性特征，用于实现IED之间的联闭锁、跳闸控制命令等。GOOSE采取多播模式，通过发布/订阅机制实现IED之间的对等通信，参见图3。

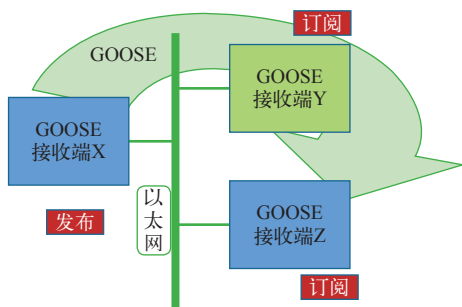


图3 发布订阅机制示意图

MMS属于应用层协议，通过采取客户-服务器（Client-Server）方式实现数据通信，体现为逻辑层面的对等通信机制（Peer to peer, P2P）。MMS中的虚拟制造设备VMD可抽象描述一个实际制造设备的外部可见行为，使MMS与具体设备的内部特性无关。MMS主要描述告警、动作事件、支持定值、故障简报及录波文件的调用。

由此可见，基于IEC 61850标准的智能变电站保护系统具备了以实时通信报文方式送出保护系统运行状态的可能，为基于保护系统实时状态自动评估的状态检修策略推进奠定了信息源基础。

3. 保护系统在线监测分析

智能变电站二次系统的联接用光缆代替电缆，用配置文件SCD描述设备之间的关联关系，整个二次系统成为了“黑匣子”，为有效控制智能变电站继电保护运行风险，国家电力调度中心2014年下达了80号文，明确提出智能变电站需要配置“保护在线监测与智能诊断设备”，以期通过基于SCD的图模映射技术，实现二次系统可视化运维，参见图4。

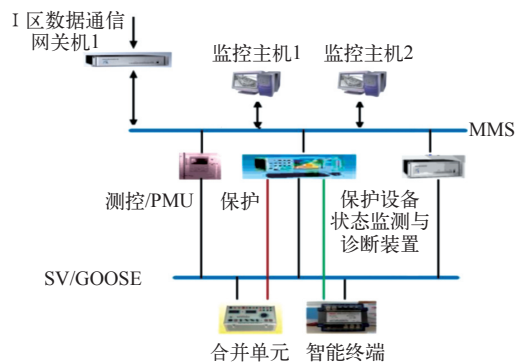


图4 保护在线监测设备示意图

为了80号文要求的实施提供技术依据，以有效落实国家电力调度中心80号文的要求，国网公司提出了《智能变电站二次设备在线监视和智能诊断技术规范》。同时，为智能变电站继电保护状态检修策略的推进提供了基础前提，目前已经有不少变电站试点实施了80号文的要求。

依据国家电力调度中心80号文要求所配置的“保护在线监测与智能诊断设备”，具备了进行保护运行状态实时评估的可能，这将有助于推进智能变电站保护状态检修的进程。

继电保护状态评估需要解决的问题

1. SCD在线管理关键问题

如前所述，智能变电站的设计结果体现为SCD文件，可称之为“图”，通过配置工具将SCD文件的要求配置至保护等IED装置，可称之为“实”。由于IEC 61850标准体系的复杂性，在实际工程应用中各制造厂家对于标准的理解差异，造成了实际工程应用SCD文件管理和工程配置的一致性存在诸多问题。

需要注意的是SCD仅仅是二次系统的功能载体，其体现“变电站二次系统设计”的规范设计

要求，由此，规定了二次系统的配置和应用原则，并最终体现为SCD所包含的二次虚回路的联接要求。

因此，对于SCD管理的关键问题不是仅仅停留在将XML格式的文件转化为虚回路的可视化层面，核心应该是二次系统功能回路正确性自动核对。如：①IED之间的功能回路连接是否完整。②功能回路的网络路由是否存在网络寄生回路。③二次虚回路组网方案的“直采直跳”或“直采网跳”，是否符合规范要求等。

在落实国家电力调度中心80号文的实际工程中发现有SCD文件存在回路缺失问题，参见图5。

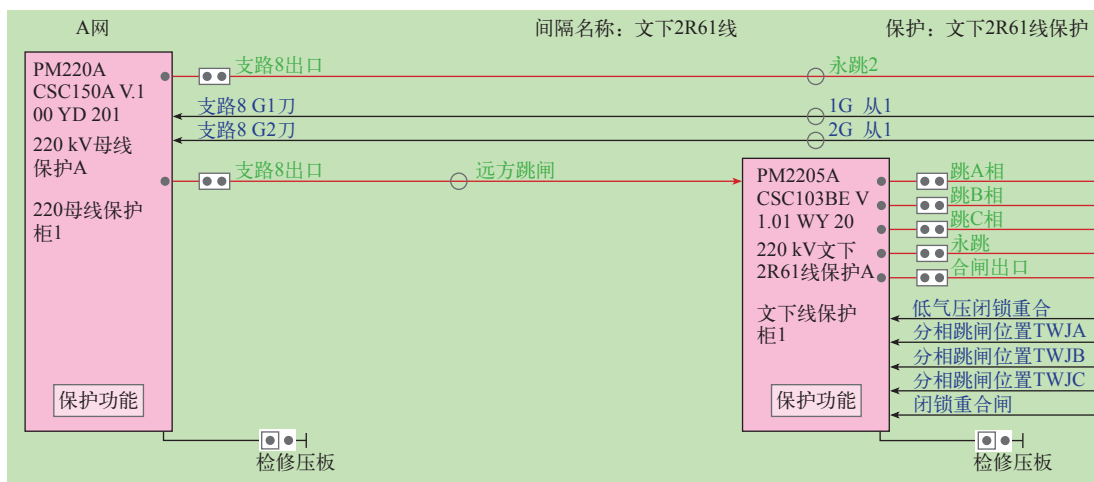


图5 失灵回路缺失示意图

主要原因是该变电站扩建时，扩建间隔由手工完成装置配置，没有采用工具配置。由此，造成了“图实不符”，在SCD全生命周期管理过程中会出现信号检查核对困难，检修安措缺乏正确参照回路等问题。

2. SCD与IED一致性问题

“图实相符”的另一个层面需要考虑SCD与IED工程配置的一致性，需要从两个层面考虑，①过程层的一致性。②站控层的一致性。SCD文件以XML格式描述了保护二次回路之间的关联关系，因此，常规综自系统基于端子的边界消失。针对IEC 61850标准工程应用问题，国网公司组织编写了企标《IEC 61850工程继电保护应用模型》，提出了“虚端子”建模，“虚端子”通过GGIO中DO的描述和dU来说明输入信号的含义和要求，且以“GOIN”为GGIO实例前缀隐含规定该信号来源于GOOSE。在此基础上，可以采用“虚回路”描述IED装置之间的二次回路关联关系。

目前保护装置不支持输出CID，因此，过程层一致性验证只能通过CRC验证，即经MMS在线读取每个保护装置的CRC码，经GOOSE网获取每个合并单元、智能终端的CRC码。通过比较配置工具生成的CRC码与装置CRC码的一致性，给出不一致报警提示信息。

站控层一致性主要是确保对于信息描述的规范性，以确保运行状态的判别，SCD与装置功能压板、SV接收压板、GOOSE接收/发送压板名称的一致性；SCD与装置IP的一致性；SCD与装置MMS报告控制块一致性；及SCD与装置RptID一致性等。

某工程中曾发现SCD文件中北永一线的第二套线路保护是PL2201B；但在监控后台中，北永一线的第二套线路保护是PL2202B。如SCD内定义。

监控后台定义。

原因是现场线路保护装置配置文件与模型文件不一致。这样，会发生运行中装置异常会误

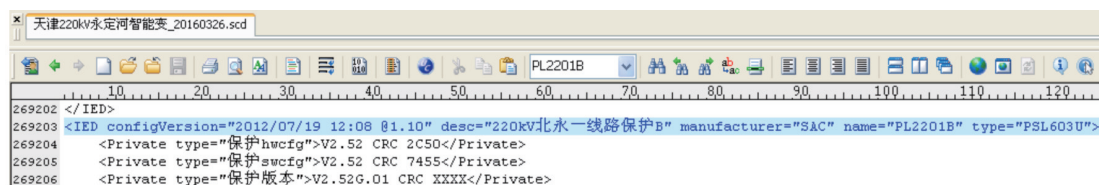


图6 SCD定义

220kV北永—线2212保护A PCS-931	PL2201A	单点通信	8网使用(自检码=152)
220kV北永—线2212保护B PCS-931	PL2201B	单点通信	8网使用(自检码=153)
220kV北永—线2212保护C PCS-931	PL2201C	单点通信	8网使用(自检码=154)
220kV北永—线2212保护D PCS-931	PL2201D	单点通信	8网使用(自检码=155)
220kV北永—线2212保护E PCS-931	PL2201E	单点通信	8网使用(自检码=156)
220kV北永—线2212保护F PCS-931	PL2201F	单点通信	8网使用(自检码=157)
220kV北永—线2212保护G PCS-931	PL2201G	单点通信	8网使用(自检码=158)
220kV北永—线2212保护H PCS-931	PL2201H	单点通信	8网使用(自检码=159)
220kV北永—线2212保护I PCS-931	PL2201I	单点通信	8网使用(自检码=160)
220kV北永—线2212保护J PCS-931	PL2201J	单点通信	8网使用(自检码=161)
220kV北永—线2212保护K PCS-931	PL2201K	单点通信	8网使用(自检码=162)
220kV北永—线2212保护L PCS-931	PL2201L	单点通信	8网使用(自检码=163)
220kV北永—线2212保护M PCS-931	PL2201M	单点通信	8网使用(自检码=164)
220kV北永—线2212保护N PCS-931	PL2201N	单点通信	8网使用(自检码=165)
220kV北永—线2212保护O PCS-931	PL2201O	单点通信	8网使用(自检码=166)
220kV北永—线2212保护P PCS-931	PL2201P	单点通信	8网使用(自检码=167)
220kV北永—线2212保护Q PCS-931	PL2201Q	单点通信	8网使用(自检码=168)
220kV北永—线2212保护R PCS-931	PL2201R	单点通信	8网使用(自检码=169)
220kV北永—线2212保护S PCS-931	PL2201S	单点通信	8网使用(自检码=170)
220kV北永—线2212保护T PCS-931	PL2201T	单点通信	8网使用(自检码=171)
220kV北永—线2212保护U PCS-931	PL2201U	单点通信	8网使用(自检码=172)
220kV北永—线2212保护V PCS-931	PL2201V	单点通信	8网使用(自检码=173)
220kV北永—线2212保护W PCS-931	PL2201W	单点通信	8网使用(自检码=174)
220kV北永—线2212保护X PCS-931	PL2201X	单点通信	8网使用(自检码=175)
220kV北永—线2212保护Y PCS-931	PL2201Y	单点通信	8网使用(自检码=176)
220kV北永—线2212保护Z PCS-931	PL2201Z	单点通信	8网使用(自检码=177)

图7 监控系统信息描述

判,检修状态无法获取等。

3. 保护运行状态评估分析

对于保护的运行状态评价需要从三个方面考虑:①装置性能评价,如运行温度、电源电压、差流异常等。②二次回路性能评价,如SV链路中断率、SV报文数据异常率、GOOSE链路中断率、GOOSE报文数据异常、光纤回路过度衰减、链路发送功率越限、链路接收功率越限、过程层交换机装置告警等。③数据通信性能评价,如保护通信告警、保护通道告警、保护通道误码率等。

上述异常事件的记录是保护系统状态评估的基础,在此基础上通过一定时间的异常事件可以评价保护运行性能指标,给出异常、告警、故障等提示信息。

保护系统运行状态的评估需要结合统计模型和机理模型。统计模型属于非因果模型,易于利用大数据手段得到,但解释性不强,且当样本不充分时,统计结果的偶然性和离散性很大;机理模型属于因果模型,需要依据保护厂家所设计的板卡和元件的物理特性。两者相互结合,能降低状态监测的盲目性、提高状态估计的有效性和科学性。

智能变电站检修策略思考

1. 状态检修机理分析

保护系统在线状态监测构成了状态评估的基础,需要研究状态评估的粒度精细化,从装置细化到板卡和元件级。针对智能变电站保护系统的特点进行失效模式和后果分析,选择关键的装置、板卡和元件。

目前对于二次系统的状态监测和状态评估,仍基于延迟时间理论或P-F模型,即假定设备或元件在失效前,能够根据某些特征量提前预判。

但该理论是否完全适应于二次系统,尚需要做进一步的深入研究。

基于延迟时间理论或P-F模型属于统计模型属于非因果模型,易于利用大数据手段得到,但解释性不强,且当样本不充分时,统计结果的偶然性和离散性很大。因此,需要研究保护的机理模型,即结合不同保护厂家的板卡和元件的物理特性进行深入研究。

状态间隙策略的推进若能结合统计模型和机理模型,则可降低状态监测的盲目性、提高状态估计的有效性和科学性。例如:统计模型可以发现初步规律,然后由机理模型做出解释;或者由机理模型形成参数或半参数模型,然后由统计模型进行参数辨识。

2. 继电保护状态检修需要考虑的问题

继电保护系统由交流输入、保护装置、操作控制回路等构成,其中任何一个环节出现故障都将导致整个系统失去其应有的保护功能。因此,保护系统状态检修应涵盖:交流回路,装置、控制回路等。

作为电网“静静的哨兵”保护系统的作用是服务于电网一次设备故障安全隔离,因此,考虑保护状态检修策略时需要与一次系统检修周期衔接,即在一次设备停电检修时,完成对保护系统的功能及回路通电检查。以实现一次设备完成检修的同时,完成保护系统的各项性能和回路测试检查。

实现保护状态检修的基础在于能在线获取保护正常运行、异常停役、事故跳闸、检修等一系列反映保护状态的关键信息,通过对于这些信息的分析,为保护设备生命周期管理提供可靠的可靠性指标数据,由此,可以客观评价不同保护装置运行性能。

因此,实现保护状态检修必须重点关注以下问题:①划分保护系统的各个环节,确保没有监视上的“盲点”。②建立保护在电网事故中的动作响应作为验证保护特性的理念。③明确保护运行性能评价立足于交流输入的稳定性、定值的一

致性、回路的可靠性等环节。④基于自动测试手段结合断路器检修时实现保护检验。状态检修技术的实现应以不影响保护的基本应用为基础前提。

3. 保护运行性能评价的检修策略

保护运行性能评价取决于三个方面：①SCD（图）正确性，必须有技术手段能协助专业技术人员判断递交运行的SCD模型文件的规范性、正确性，确保保护运行评价的基础是正确的。②SCD（图）与IED（实）工程配置的一致性，包含过程层一致性与站控层一致性，以确保“图实相符”。③运行状态评估的完整性，如装置、通信、二次回路等。

依据国家电力调度中心80号文部署的“保护在线监测与智能诊断装置”可以通过获取过程层SV、GOOSE，及站控层MMS，实现保护运行状态在线监测。在此基础上，基于实时获取的异常事件依据用户的评价时段要求，实现运行性能评价，为基于状态评价的检修策略提供决策依据。

在实时获取保护在线监测信息后，可根据异常信息造成的后果，给出：①保护异常，即暂不影响保护功能实现，如时钟异常、MMS通信异常、过负荷告警等。②保护告警，即部分保护功能失却，如纵联通道异常等，需要消缺。③保护故障，不能正常，需要紧急停役。

对于上述信息的判断需要综合保护定值单、过程层链路状况、站控层告警等信息。在此基础上，确定检修任务，启动检修安措策略。

典型工程应用分析

1. 某500 kV变工程简介

某500 kV变是500 kV基建站，交流采样采用常规互感器电缆直联方案；保护跳闸采用：保护装置与智能终端“点对点”方案；失灵保护及测控采用“网络”方案。全站没有SV网和SV报文，参见图8。

因此在线监测只接入GOOSE和MMS，实现运行性能评价，为基于状态评价的检修策略提供决策依据。

2. 基于在线状态评估技术应用方案

本工程采用了保护在线监测装置RSS-501，工程应用基本分为如下几个环节：①首先实现SCD全模型建模，补充压板、联接光缆、过程层交换机等模型。②采用SCD正确性检查软件，

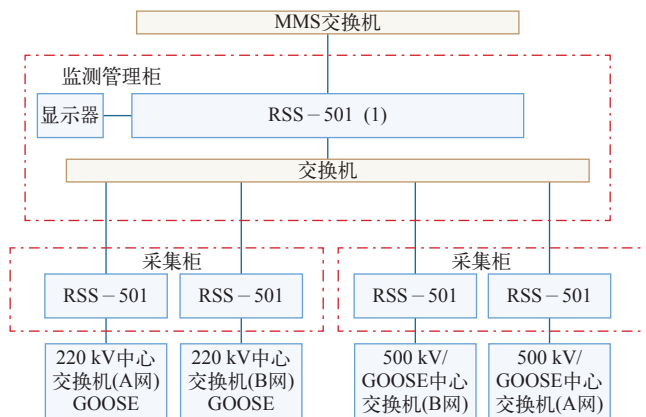


图8 某500 kV变电站项目实施示意图

检查SCD的正确性。③基于GOOSE中心交换机和MMS中心交换机，获取GOOSE实时报文和MMS报文。比对SCD与装置配置的一致性，如AppID、报告控制块、Rpt等一致性，确保在线监测和评估信息具有“图实相符”的基础

在获取保护状态评估结果，如异常、告警、故障时，将直接启动检修策略模块，依据国家电力调度中心92号文的原则，提供检修安措票。由此，为智能变电站保护系统检修运行提供了可靠的技术支撑。

3. 工程实践对于推进精益化评价的价值

项目应用成果体现了三个方面的成效：

①SCD正确性，及SCD与装置的一致性构成保护运行状况在线分析的基本前提。②保护运行状态监视，需要综合SCD文件、保护定值、装置压板投退状态、链路报文工作状态等因素。③对于保护异常信息需要根据对于保护功能的影响程度，区分为异常（观察）、告警（消缺）、故障（停役），由此，作为检修策略的依据。

在此基础上，需要根据检修任务产生检修操作票，通过基于模型的可视化安措技术，实现检修安全把关。

结束语

本文分析了继电保护检修模式，并针对智能变电站技术特点，提出了智能变电站保护状态检修需要考虑的问题。结合某500 kV变的工程应用，探索了基于状态评估的检修策略，为未来继电保护精益化评价和状态检修策略的推进进行了有益的探索。EA

（收稿日期：2017.08.30）

（编辑：白文亭）