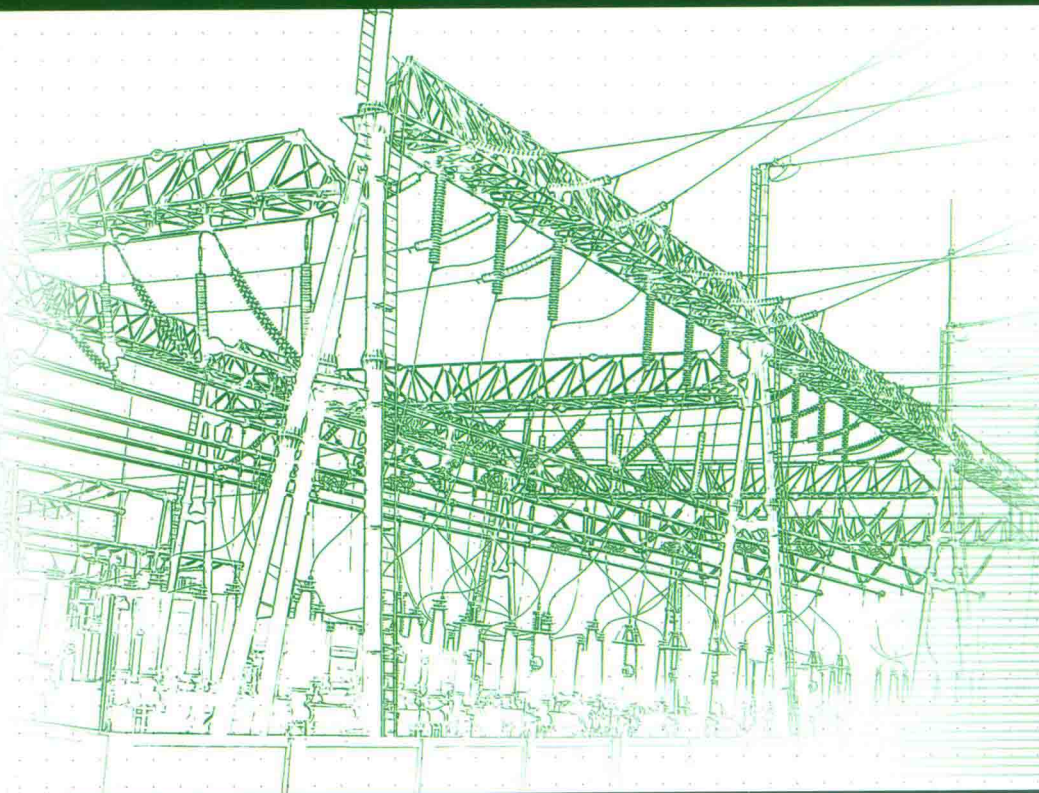




ZHINENG BIANDIANZHAN
ERCI XITONG YUNWEI JISHU

智能变电站 二次系统运维技术

国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

ZHINENG BIANDIANZHAN
ERCI XITONG YUNWEI JISHU

智能变电站 二次系统运维技术

国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书总结了国网辽宁省电力有限公司多年来在智能变电站建设、运维、科技发展和新技术应用等多方面的实践成果,详细阐述了不同阶段、不同建设模式的智能变电站的技术特点、运维策略和典型问题的处理方法,同时集中了多位专家、学者和现场技术人员的集体智慧,对未来智能变电站技术的发展方向进行了展望。本书通过理论联系实际的方式,针对国内在智能变电站建设及运行过程中二次系统曾经发生的典型问题进行详细描述和原因分析,总结整理了一批一线技术人员长期困惑的问题,结合相关规程内容进行对比解析和详细解答,对提高智能变电站二次系统现场运维人员的专业水平和解决问题的能力具有重要的借鉴和指导意义。

全书共分为六章,主要内容有智能变电站概述,智能变电站运行维护管理,智能变电站 SCD 管控原则,智能变电站模型及 SCD 解读,智能变电站常用运维工具简介,二次系统异常、故障及分析实例。附录中列出了智能变电站典型配置文件结构和典型报文范例。

本书内容全面丰富,紧密联系实际,实用性强,适合从事智能变电站运行管理、调试、设计、施工及制造等部门的专业技术人员使用,也可作为智能变电站管理人员的培训教材。

图书在版编目(CIP)数据

智能变电站二次系统运维技术 / 国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院编. —北京: 中国电力出版社, 2017. 12

ISBN 978-7-5198-1426-7

I. ①智… II. ①国… III. ①智能系统—变电所—二次系统—运行②智能系统—变电所—二次系统—维修 IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 293145 号

出版发行: 中国电力出版社

地 址: 北京市东城区北京站西街 19 号 (邮政编码 100005)

网 址: <http://www.cepp.sgcc.com.cn>

责任编辑: 薛 红

责任校对: 王开云

装帧设计: 王英磊 赵姗姗

责任印制: 邹树群

印 刷: 北京大学印刷厂

版 次: 2017 年 12 月第一版

印 次: 2017 年 12 月北京第一次印刷

开 本: 787 毫米 × 1092 毫米 16 开本

印 张: 12.5

字 数: 311 千字

印 数: 0001—2000 册

定 价: 49.00 元

版权专有 侵权必究

本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换

编 委 会

主 编 隋玉秋

副 主 编 高 凯 张武洋 陈 伟 罗桓桓 张军阳

于同伟 刘劲松 吴兴林

参编人员 孙 峰 李 伟 于永良 张 涛 李 健

李家珏 李雍睿 田丰源 郝建成 刘 扬

张 强 杨东升 戈阳阳 李胜辉 禹 加

程绪可 谢赐戩 张冠峰 张 钊 赵清松

王 超 曾 辉 董鹤楠 张潇桐 陈得丰

王 敏 李 欢 杜凌艳 吴 枫 赵 铁

殷 鹏 李胜川 王成华 曲 妍 钱 海

张永辉 宋保泉 史松杰



前言

近年来我国智能电网建设的不断深化和推广，进一步提升了我国电网信息化、自动化和互动化的水平，实现了电网发展方式的转变。同时也对智能电网重要支撑环节的智能变电站的运维方式提出了新的挑战，面对快速发展的技术变革智能变电站运行维护人员亟需了解智能变电站技术发展和应用情况并掌握相关的实用运维技术，提升智能变电站的运维水平。

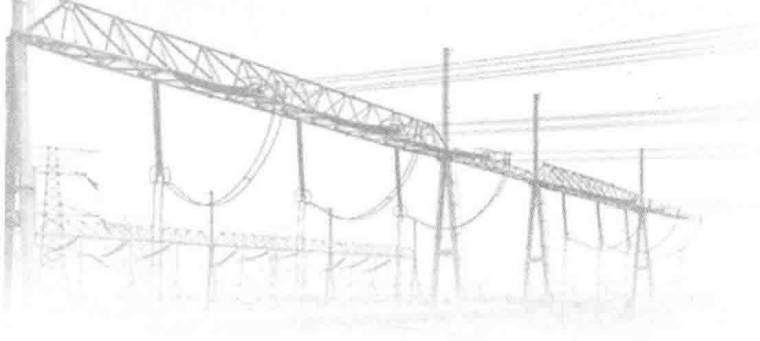
本书紧密结合国家电网公司和国网辽宁省电力有限公司智能变电站建设、运维和技术发展情况，以服务于智能变电站运维实践为目的，从国内外智能变电站的发展现状及技术特点、智能变电站运行维护管理、智能变电站SCD管控原则、智能变电站模型及SCD解读、智能变电站常用运维工具简介和二次系统异常、故障及分析实例几方面详细介绍了智能变电站运维工作涉及的问题及解决方案。

本书总结、整理了国内智能变电站在建设及运行过程中二次系统曾经发生的典型问题，同时结合相关技术人员在智能变电站工程试验和研究过程中的工作经历，列举了一批长期困惑智能变电站一线运维技术人员的问题，结合相关规程内容进行对比解析和详细解答。本书内容全面丰富，紧密联系实际，实用性强，可操作性强，适合智能变电站相关技术、管理人员阅读。

本书是对智能变电站建设、运维实践的总结。希望本书的出版能为从事智能变电站运行管理、调试、设计、施工及制造等部门的专业技术人员提供参考依据。本书编写过程中得到了国网辽宁省电力有限公司科信部、运检部、基建部、调控中心和辽宁东科电力有限公司、设备厂商、武汉凯默等公司的大力支持与帮助。由于编者水平及阅历有限，不当之处还请各位读者不吝指正。

作者

2017.11



目 录

前言

1	智能变电站概述	1
1.1	智能变电站发展现状	1
1.2	智能变电站基本概念及特点	2
1.3	智能变电站中的主要技术发展趋势	3
2	智能变电站的运行维护管理	5
2.1	运行维护职责分工	5
2.2	运行管理工作	7
2.3	维护管理工作	11
2.4	设备厂商工作	14
3	智能变电站 SCD 管控原则	17
3.1	SCD 管控方法	17
3.2	SCD 文件全过程管控平台	21
4	智能变电站模型及 SCD 解读	39
4.1	IEC 61850 标准体系	39
4.2	模型规范解析	59
4.3	典型 IED 设备模型	71
4.4	SCD 文件配置及文件解析	78
4.5	SCD 文件配置实例	84

5	智能变电站常用运维工具简介	101
5.1	虚端子可视化检查工具	101
5.2	数字化继电保护测试仪	105
5.3	手持式光数字测试仪	105
5.4	电子式互感器校验仪	107
5.5	网络性能测试仪	110
5.6	精密时间测试仪	111
5.7	合并单元测试仪	115
6	智能变电站二次系统异常及运维分析实例	119
6.1	某 110kV 变电站主变压器保护动作分析	119
6.2	GOOSE 问题实例	124
6.3	GPS 不同扩展装置时钟输出不一致	126
6.4	MU 点对点口使用交换芯片	128
6.5	MU 失步	130
6.6	交换机端口映射功能缺陷	131
6.7	MU 额定延时不准确	132
6.8	交换机 VLAN 划分不当	133
6.9	IED 配置冲突	134
6.10	GOOSE 报文中的值类型与 SCD 配置不一致	135
6.11	SV 规律性角度突变	136
6.12	某地区全停事故	138
6.13	智能变电站运维问题、危险点分析及解决方案	139
	附录 A 配置文件结构	143
A.1	ICD 典型文件结构	143
A.2	CID 典型文件结构	145
A.3	SCD 典型文件结构	150

A.4	CCD 典型文件结构	151
附录 B	典型报文范例	162
B.1	GOOSE 报文	162
B.2	SV 报文	166
附录 C	光数字继电保护测试仪应用举例	168
附录 D	网络测试仪应用示例	175
D.1	交换机 VLAN 测试	175
D.2	交换机基本性能测试	176
D.3	继电保护装置 GOOSE 跳闸压力测试	176
D.4	智能终端 GOOSE 端口独立性测试	176
附录 E	合并单元测试仪应用举例	178
E.1	合并单元现场测试流程	178
E.2	合并单元现场电压输出精度测试	178
E.3	采样离散度测试	183
E.4	试品延时测试	184
E.5	对时 & 守时误差测试	184
	参考文献	187

智能变电站概述

1.1 智能变电站发展现状

1.1.1 国外发展现状

国外厂商和研究机构已经开发了符合 IEC 61850 标准要求的智能电子设备, 包含保护装置、通信规约、测试工具、符合标准的过程层设备(电子式互感器、智能断路器、合并单元、智能终端等)。ABB、siemens 以及三菱电机等公司, 已推出具有数字化接口的断路器智能产品。澳大利亚的 powerlink 公司采用了智能式即插即用系统, 是一种把智能单元植入断路器的户外智能开关的解决方案, 其开关控制、电流\电压采样均通过电子模块与过程层网络进行接口。

国外在智能变电站测试工具的研发与制造方面具有较高水平, 全世界第一套 IEC 61850 专用测试装置——omicon 公司的 MC850 已经得到了应用, 而在网络交换机制造方面, Ruggedcom、Hirschmann 等公司生产的适用于最严酷环境中使用的工业型以太网交换机已在国内的智能变电站工程中得到了广泛的使用。

2004 年底, 国外第一个应用 IEC 61850 标准的变电站在瑞士投运, 目前国外主要厂家如 ABB、siemens、GE、areva 等均已有了成熟的工程建设经验。由于国外几个主要厂家如 ABB、siemens、GE、areva 等均参与了 IEC 61850 标准的制定, 因此该标准就成为实际工程建设的指导的唯一标准和规范。目前, 由于 IEC 61850 第二版已有部分内容发布, 在 IEC 61850 第一版的基础上进行了修改完善, 同时也将其应用领域扩展到变电站之外, 涉及水电厂、分布式能源、站间、变电站和控制中心之间, 因此, IEC 61850 第二版标题名称已经从“Communication networks and systems in substations (变电站通信网络和系统)”变成为: “Communication networks and systems for power utility automation (公用电力事业自动化的通信网络和系统)”。可以预见, 国外变电站未来发展仍然将是以 IEC 61850 标准为基础, 并将其应用于电网建设的各个领域。

1.1.2 国内发展现状

我国变电站自动化技术的研究与应用始于 20 世纪 80 年代, 经过 30 多年发展已取得了显著的效果, 基本实现了间隔层和站控层设备的微机化, 实现了间隔层设备与站控层设备通信的数字化, 已经成为我国电网建设的必选手段, 但也存在一些问题, 例如变电站存在多套系统、信息共享困难、设备之间互操作性差、系统可扩展性差、系统可靠性受二次电缆的影响、厂站设计复杂等诸多不足, 严重制约了变电站可靠性、实时性、经济性的进一步提升。大电网安全稳定运行也对变电站向电网高级功能应用提供数据的支撑能力提出了更高的要

求。传统变电站已越来越不能满足当前的发展需求，迫切需要对其进行改进完善，以满足我国电力行业的发展。

随着智能电网技术的发展，国家电网公司提出了新型智能变电站的概念和建设思路，按照“统筹规划、统一标准、试点先行、整体推进”的原则，逐步制定我国智能变电站建设的进度安排。实际工程的建设过程中，在技术上全面执行 Q/GDW 383—2009《智能变电站技术导则》以及其他相关标准规范，重点在一次设备智能化、电子式互感器、一次设备状态监测、高级应用、一体化电源、辅助系统智能化等几个方面进行建设。

围绕智能变电站工程建设，我国在智能电网变电环节取得重大突破，在核心技术、关键设备研制、标准制定、工程建设、运行维护等方面取得重大进展，经济与社会效益显著。

智能变电站建设实现了变电站核心技术的重大突破，提升了关键设备（系统）研制和应用水平，初步建立了智能变电站技术体系，为智能电网节点支撑奠定了良好基础。试点站建设过程中涌现出的新技术、新应用、新标准引领了该行业在世界范围内的发展方向，使得我国变电站自动化技术处于世界领先水平，理念、产品、技术都走向国际化舞台。

1.2 智能变电站基本概念及特点

1.2.1 智能变电站的基本概念

智能变电站是数字化变电站发展的延伸和必然成果，以数字化变电站为基础和依托。Q/GDW 383—2009《智能变电站技术导则》中提出了智能变电站概念的详解，即智能变电站是采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能，并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能的变电站。

智能变电站是以一次设备参量数字化、标准化和规范化信息平台为基础，以设备间一致性和互操作性为目标，解决常规变电站的各个子系统信息孤岛和缺乏相互联系的问题，最终实现全站信息化、自动化和互动化的新一代变电站。随着各种先进技术的发展和 IEC 61850 标准的广泛应用，实现了变电站内各种应用以统一的规约通信方式交互的统一的信息平台，为变电站内信息资源的共享奠定了基础。因此智能变电站的技术特征包括了统一的信息存取平台、统一的信息传输规约，将一、二次设备状态信息统一应用到统一的一体化信息平台中去，实现变电站全站信息的信息化、自动化和互动化。

1.2.2 智能变电站的特点

智能变电站作为智能电网的重要支撑节点，智能变电站是以变电站一、二次设备为数字化对象和建模对象，以高速网络通信平台为基础，以规范统一变电站内数字化信息为途径，实现变电站内外信息的共享和互操作，实现一次、二次设备的测量监视、控制保护、信息管理、智能状态监测等功能的变电站。智能变电站应是坚强可靠的变电站，且具有“一次设备智能化、全站信息数字化、信息共享标准化、高级应用互动化”等重要特征。

(1) 坚强可靠的变电站。智能变电站提出了变电站设备自诊断和自愈功能的概念，以期

实现设备故障的提前预防、预警和功能自恢复，从而实现在故障发生时自动将设备故障带来的供电损失降至最低。

(2) 一次设备智能化。一次设备智能化主要包含电子式互感器、开关状态可视化和传感器或执行器与一次设备集成化设计等方面的内容，逐步实现数字信号和光纤传输代替常规模拟信号和控制电缆，二次设备的输入输出实现数字通信，变电站通信网络由站控层网络进一步向开关场的延伸，实现电气量采样数据、一次设备状态信息能在全站甚至全网范围内共享。

(3) 全站信息数字化。变电站信息数字化主要分为电气量信息数字化和一次设备状态信息化两个方面的内容，电气量信息数字化目前主要是通过常规互感器+合并单元或电子式互感器+前端采集模块的方式实现；一次设备状态信息化目前主要是通过智能终端和传感器的方式实现。

(4) 信息共享标准化。IEC 61850 标准的推出为电力系统设备建模和信息传输的标准化提供了依据，实现了变电站内设备通信的“普通话”。通过统一标准、统一建模实现了变电站内信息交互和信息共享，解决了常规变电站设备间互操作性差、多套孤立系统难以实现信息共享，系统复杂的问题。

(5) 高级应用互动化。实现了各种站内外高级应用系统相关对象间的互动，满足智能电网互动化的要求，实现变电站与控制中心之间、变电站与用户之间和变电站与其他应用需求之间的互联、互通和互动。

1.3 智能变电站中的主要技术发展趋势

随着信息技术、电力电子技术和设备供应商生产水平的不断提高，智能变电站的技术也不断的发展，智能变电站的稳定运行水平也一定会不断提高。随着智能断路器、光原理互感器、一次设备运行状态在线监测、二次设备整合技术的日趋成熟和逐步推广应用，实现变电站从源头的信息数字化已经成为现实，且变电站无论设备功能，还是系统功能逐渐向融合共享的方向发展。

目前来看，智能变电站的技术发展趋势将主要体现在以下几个方面：

(1) 一次设备方面。

1) 电气量采集方面：如何提高电子式互感器的工程应用可靠性，将成为制约智能变电站能否从根本上解决数字化采样的因素。

2) 一次设备状态监测：随着传感技术和计算机技术的发展，如何可靠地实现一次设备的自动测量、自动调节、自身状态监测及预警、标准化通信等功能，从而实现一次设备的灵活控制，提升一次设备的自愈能力将是未来一次设备智能化发展的趋势。

(2) 二次设备方面。

1) 功能集成：目前智能变电站中二次设备形式复杂，融合设计能力不够，片面追求短期智能化，存在性价比不高、优化不够等重要问题，急需研制功能集成程度高、实用性强和可靠性高的新型智能变电站二次设备，实现全站设备的高度整合以及信息流的统一，解决目前智能变电站试点工程中存在的设备功能单一、集成度低、电子式互感器等新技术实用化程度低、变电站对主站支撑有待提高等问题。

2) 自检功能：目前智能变电站的二次设备普遍缺乏状态监测功能，不能实时监测设备自身的运行状态，缺乏自诊断、自预警能力，对于如何增强设备的自监测能力也是提升智能变电站设备坚强性的必由之路。

(3) 变电站系统可靠性方面。

在智能变电站一体化平台的基础上，智能变电站实现了各子系统的功能整合，简化了变电站的网络结构，降低了变电站系统的复杂性，但是对于系统的坚强性研究还处于起步阶段，系统的“自愈”能力是智能变电站系统坚强的重要指标之一，如何判别、隔离和恢复系统的功能仍是智能变电站技术研究的重要方向之一。

(4) 检验检测技术方面。智能变电站设备的技术实现方式是伴随信息技术、电力电子技术和计算机技术不断发展的，也造成了智能变电站设备的实现方式和应用方式千差万别，这就对智能变电站设备的检验检测提出了新的要求，而智能变电站设备的可靠性对整个变电站乃至整个电网的安全稳定性是至关重要的，随着智能变电站技术的推进，单个设备与其他设备的关联性日益紧密，因此，迫切需要探索对设备的系统及测试手段以及相应的测试方法，并建立对智能变电站设备的科学评价体系。目前对智能变电站系统测试的主要有辽宁电科院的基于实时数字仿真系统（real time digital power system simulator, RTDS）的智能变电站全站动模试验平台。

(5) 建设方面。

1) 技术路线：采用 IEC 61850 标准建模的智能变电站将逐步向结构紧凑化、功能集成化、设计模块化方向发展。

2) 设备更替：电子式互感器和智能断路器将逐渐替代常规电磁型互感器和常规断路器。

3) 建设模式：“工程厂化预制，现场标准化安装”。

(6) 运行维护方面。

1) 智能化一、二次设备具备的易扩展、易升级、易改造和易维护特性将使智能变电站的运行管理更为简化和便捷。

2) 针对智能变电站设备的可视化运维工具的研发和应用。

3) 包含新技术长期运行的实践经验的智能变电站运维技术标准体系。

智能变电站的运行维护管理

2.1 运行维护职责分工

变电站的运行维护涉及的主要部门或单位包括调控部门、运维单位、建设单位、设计单位、安装调试单位、技术支撑单位等。

2.1.1 调控部门的职责

(1) 对智能变电站继电保护系统的配置、选型及设备入网进行统一管理。

- 1) 制定智能变电站继电保护系统的技术原则，并监督各方执行；
- 2) 监督相关方采用成熟、可靠、标准化的技术方案和装置；
- 3) 对继电保护新设备、新装置、新材料进行归口管理；
- 4) 对影响继电保护系统安全运行的软件、配置文件等归口管理；
- 5) 推进继电保护设备标准化，推动相关设备的集成，提高变电站继电保护系统整体性能。

(2) 严格执行继电保护定值计算、校核、审批及定值单制度。定值单宜包括装置的所有可整定项及必要的说明。实行在线、远方改定值的，应采取技术措施和管理措施保证定值的可靠性。

(3) 按有关评价规程进行评价、统计、分析。每年应对系统配置、装置硬件、软件功能、输入输出回路、保护通道、信息回路、直流电源回路、运行环境、继电保护动作、缺陷及异常、继电保护现场运行等情况进行分析评价，编制设备分析报告。

(4) 按照标准要求，对调度管辖和调度许可范围内的设备制订命名规范。

(5) 值班调控员（调度员、监控员）的运行职责：

- 1) 掌握调度管辖及调度许可范围内与电力系统运行方式有关或直接影响电力系统安全运行的智能变电站继电保护运行规定；
- 2) 指挥电力系统操作时，对继电保护运行方式作出相应变更；
- 3) 调度管辖范围内继电保护更改定值或新继电保护系统（装置）投入运行前，与现场运维人员核对定值；
- 4) 继电保护异常或动作后，指挥、组织和协调相关处理工作；
- 5) 监视智能变电站继电保护系统运行状态，进行继电保护系统远程巡视，记录、分析相关信息。

2.1.2 运维单位的职责

(1) 编写智能变电站现场运行规程，确认顺序控制中继电保护与一次设备的操作配合。

(2) 根据调度指令及现场运行规程的要求,对继电保护系统的各设备、功能进行投入、退出、改变方式等操作。

(3) 负责与值班调度员、继电保护工作负责人核对定值。

(4) 按照安全工作的有关规定,审查维护人员的工作票和安全措施,履行开竣工手续。

(5) 对继电保护系统的各设备、回路进行巡视检查。

(6) 继电保护系统异常、动作后,详细收集记录各种信息,及时汇报并采取相应对策。

(7) 制定智能变电站继电保护系统文件管理制度,负责验收、管理包括 SCD、ICD、CID 等文件在内的配置文件、配置工具和分析软件等,并向技术支撑单位(电科院等)备案。

(8) 建立健全继电保护系统的运行维护档案,记录系统中各设备及回路服役的全过程。

(9) 编制智能变电站继电保护系统维护手册,指导继电保护系统的各类作业。

(10) 参加智能变电站继电保护系统的出厂验收、现场验收及投运,完成日常维护、检修检验等工作,对继电保护异常、动作进行分析诊断和处理,贯彻执行反事故措施,按时完成定值更改及设备升级等工作。

2.1.3 建设单位的职责

(1) 组织协调运维单位、设计单位、安装调试单位、继电保护设备制造商、系统集成商等共同进行智能变电站继电保护系统的出厂验收工作。

(2) 组织协调安装调试单位、设计单位、继电保护设备制造商、系统集成商等进行智能变电站继电保护系统的现场安装、试验及生产验收配合等工作。

(3) 负责向各级继电保护专业管理部门提供继电保护整定计算、运维管理等所需的资料。

2.1.4 设计单位的职责

(1) 负责智能变电站二次系统的完整方案设计,设计内容应符合相关标准要求,符合现场实际,满足运行、维护要求。

(2) 负责全站系统规范文件(system specification description, SSD)、全站系统配置文件(substation configuration description, SCD)的生成和最终确认,设计结果应包括 SCD 配置、网络通信配置、采样值(sampled value, SV)及面向通用对象的变电站事件(generic object oriented substation event, GOOSE)关系表、虚端子图等配置信息资料。

(3) 设计资料及配置文件内的设备、回路、压板等命名应规范统一,命名应遵循调度命名规则并经运维单位确认。

(4) 在出厂验收前、安装调试前,向参加的安装调试单位、运维单位、继电保护专业管理部门的专业人员进行详细的技术交底。负责出厂验收、安装调试过程中的 SCD 文件更改,下发变更的 SCD 文档时应给出修改说明。负责投运前确认全站 SCD 文件。

(5) 投运后,在合同规定时间内,向项目建设单位提交完整的竣工图(含电子版)。

2.1.5 安装调试单位的职责

(1) 依据图纸、设备实际、现场情况编制切实可行的作业指导书,按图安装调试,负责 SCD 文件、IED 实例配置文件(configured IED description, CID)的现场验证。进行接入

或影响在运系统的工作时，应获得运行、维护单位的许可。

(2) 在施工过程中，接受运维单位专业人员的随工检查，对运维单位提出的合理试验要求，安装调试单位应予以采纳。

(3) 严格执行新安装检验规定，据实、及时编写试验报告，在生产验收前提供试验报告初稿。投运后，在合同规定时间内提供正式试验报告。

(4) 投运前，向运维单位提供由设计单位确认的全站继电保护系统的配置文件备份及软件版本、运行说明等技术交底资料，对运维单位进行现场技术交底。向设计单位、运维单位提供竣工图。

2.1.6 技术支撑单位的职责

(1) 协助调度机构对智能变电站继电保护系统进行建设过程监督，开展入网检测、出厂验收、现场验收等工作。

(2) 按调度管辖和许可范围，对影响继电保护系统安全运行的软件、配置文件、参数文件等进行备案，至少包括：

1) 全站 SCD 文件及全站虚端子配置循环冗余校验 (cyclic redundancy check, CRC) 校验码；

2) 继电保护专业管理范围内各智能电子设备的 IED 能力描述文件 (IED capability description, ICD)、CID 等配置文件；

3) 继电保护专业管理范围内各智能电子设备的程序版本信息；

4) 全站过程层网络 (含交换机) 配置图、参数表、配置文件；

5) 全站 SV、GOOSE 关系表 (虚端子图)。

(3) 监督维护单位建立并及时更新智能变电站继电保护系统运行维护档案。

(4) 协助调度机构对智能变电站继电保护系统开展运行监督工作，对智能变电站继电保护系统进行故障诊断、运行分析。

(5) 对智能变电站继电保护系统运行维护提供技术支持。

2.2 运行管理工作

智能变电站的继电保护系统，应符合 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》、Q/GDW 441—2010《智能变电站继电保护技术规范》等标准的要求。运行管理工作依据上述标准，结合智能变电站特点，根据各专业分工，制定适合的运行管理规定。

原则上，智能变电站继电保护系统的运行管理实行统一领导、分级管理。调度、运行、维护、建设、设计、制造、集成、安装调试、技术支撑等单位、部门应协调配合，承担相应的职责，确保智能变电站继电保护系统的安全运行。

运行管理主要分为两部分工作：调度运行和现场运行的管理。

2.2.1 调度运行

1. 调度管辖范围

各级调度机构，应按照一次设备的调度管辖范围，将智能变电站继电保护和安全自动装

置及其相关设备纳入调度管辖范围。调度管辖设备的相关操作、工作应履行调度手续。

含有继电保护功能模块的智能电子设备，按继电保护设备进行调度管辖。

过程层网络及其交换机、合并单元、智能终端，按对应间隔、对应设备的调度关系进行调度管辖。过程层公用设备，由其所接设备的最高调度机构进行调度管辖。

纵联通道（含通道接口设备、通道加工设备、光端机等）按相应纵联保护进行调度管辖。

2. 运行原则

继电保护和安全自动装置应按规定正常投运。一次设备不允许无主保护运行，特殊情况下停用主保护，应按规定处理。

电力系统一次运行方式变更，或在继电保护及相关系统、设备上工作时，应按需变更继电保护的运行方式。

电网实际运行方式超出继电保护运行规定允许的预定方式时，应及时采取措施防止继电保护的不正确动作。

3. 运行状态划分

继电保护的运行状态可分为投入、退出等状态。

投入指继电保护功能压板、出口压板（包括跳各断路器的跳闸压板、合闸压板及起动重合闸、起动失灵保护、起动远跳的压板）等按正常方式投入，继电保护正常发挥作用；退出指继电保护出口压板退出。

合并单元、过程层网络交换机一般不单独投退。必要时，根据影响程度确定相应继电保护投退。

智能终端可单独投退，也可根据影响程度投退相应继电保护。

纵联通道接口设备一般不单独投退。进行通道维护工作时，应退出相应的线路保护或线路保护的纵联功能。

故障录波器、过程层网络记录分析仪、继电保护信息管理系统子站的投入指其采集、存储、远传等功能正常运行；退出指其采集、存储、远传等功能全部或部分不再正常运行。

4. 操作原则

继电保护装置的投入、退出、改变运行方式以及其他影响继电保护系统正常发挥作用的均应得到相应值班调度员的指令或许可。

继电保护的运行方式仅由本站的运行方式决定时，其运行方式规定及相应操作应纳入现场运行规程，值班调度员可不单独下令。

在继电保护方式和系统一次方式的操作配合上，要尽量缩短不对应时间。

5. 调度术语运用

继电保护系统中的各装置、回路、压板等应采用规范的命名。

调度令、操作票、继电保护定值等均应采用标准术语和规范的命名。

6. 异常及动作处理原则

继电保护系统异常或继电保护动作后，值班调度员应通过调度技术支持系统（监控系统、继电保护信息管理系统等）及现场检查情况，判断异常影响范围，判断故障性质，采取合理的处理措施。防止异常造成继电保护误动，同时应兼顾继电保护的运行可靠性。

根据继电保护缺陷的划分，设备缺陷按严重程度和对安全运行造成的威胁大小，分为危

急、严重、一般三个等级。对危急缺陷，应立即采取变更运行方式、停运相关一次设备、投退相关继电保护等应急措施，做好事故预想；对严重缺陷，应做好缺陷处理准备工作。

继电保护装置、合并单元、智能终端等双重化配置时，当单套异常时，可不停运相关一次设备；对于单套配置的情况，如装置发生异常，则相应被保护的一次设备应退出运行。

母线电压互感器合并单元异常，按母线电压异常处理。

过程层网络异常，根据异常情况以及过程层网络结构确定其影响范围，相应变更相关继电保护运行状态。

7. 新设备投运

新设备投运过程中，宜在电源侧设置可靠的辅助保护，保证新设备及系统运行的安全。

新投的继电保护，未经向量检查，不视为有效的继电保护。

应尽量缩短新设备投运进程，尤其是临时方式、特殊方式运行的时间。

新设备及其保护正常投入运行后，各种临时保护应退出，并恢复为正常定值。

8. 定值核对

调度管辖范围内继电保护更改定值或新继电保护系统（装置）投入运行前，值班调度员应与现场运维人员核对定值，并签字确认。

核对定值时至少应包括定值单的厂站名称、被保护设备名称、保护装置名称、定值单编号等信息。

签字执行后的定值单，应妥善存档备查。

9. 设备监控

调控机构监控员的监控职能应与运维人员明确划分，保证继电保护系统运行状态被完整监视。

值班监控员负责通过调度技术支持系统（监控系统、继电保护信息管理系统等）监视智能变电站继电保护系统运行状态。

继电保护系统异常或动作后，值班监控员应收集、整理、分析异常及动作信息，汇报相关调度员，通知现场运维人员检查处理，对相关设备加强监视，记录相关信息。

2.2.2 现场运行

1. 现场运行规程

继电保护系统、设备、功能投入运行前，运维单位应修编现场运行规程中的相关内容。

现场运行规程的继电保护部分至少应包括如下内容：

（1）对继电保护系统内的各设备、回路进行监视及操作的通用条款，如继电保护装置软、硬压板的操作规定；继电保护在不同运行方式下的投退规定；投退保护、切换定值区、切换远方/就地操作模式、复归保护信号等的操作流程。

（2）以被保护的一次设备为单位，编写继电保护配置、组屏方式、需要现场运维人员监视及操作的设备情况等。

（3）一次设备操作过程中各继电保护装置、回路的操作规定。

（4）继电保护系统各设备、回路异常影响范围表及对应的处理方法。

（5）实现顺序控制的，应在正式使用前，实际验证顺序控制中继电保护的操作无误，与一次设备的操作配合正确。