

220kV智能变电站

验收评价规程及现场运行规程

主 编 王嘉明 樊晓锋 程 华 季 枫
副主编 雷 敏 周 洲 胡 琳 刘翔宇
郑雨欣 朱 雨 王 熙 廖亮亮
吴伟民 杜 军 王 阳 何小涛



电子科技大学出版社

220kV智能变电站 验收评价规程及现场运行规程

主 编 王嘉明 樊晓锋 程 华 季 枫
副主编 雷 敏 周 洲 胡 琳 刘翔宇
郑雨欣 朱 雨 王 熙 廖亮亮
吴伟民 杜 军 王 阳 何小涛



电子科技大学出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

220kV 智能变电站验收评价规程及现场运行规程/ 王嘉明等
主编. —成都: 电子科技大学出版社, 2014. 3

ISBN 978-7-5647-2175-6

I. ①2… II. ①王… III. ①变电所—规程 IV. ①TM63-65

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2014) 第 009117 号

220kV 智能变电站验收评价规程及现场运行规程

主 编 王嘉明 樊晓锋 程 华 季 枫

副主编 雷 敏 周 洲 胡 琳 刘翔宇

郑雨欣 朱 雨 王 熙 廖亮亮

吴伟民 杜 军 王 阳 何小涛

出 版: 电子科技大学出版社 (成都市一环路东一段 159 号电子信息产业大厦 邮编: 610051)

策划编辑: 周清芳

责任编辑: 周清芳

主 页: www.uestcp.com.cn

电子邮箱: uestcp@uestcp.com.cn

发 行: 新华书店经销

印 刷: 四川永先数码印刷有限公司

成品尺寸: 185mm×260mm 印张 6.5 字数 160 千字

版 次: 2014 年 3 月第一版

印 次: 2014 年 3 月第一次印刷

书 号: ISBN 978-7-5647-2175-6

定 价: 45.00 元

■ 版权所有 侵权必究 ■

- ◆ 本社发行部电话: 028-83202463; 本社邮购电话: 028-83201495。
- ◆ 本书如有缺页、破损、装订错误, 请寄回印刷厂调换。

目 录

第一部分	220kV 智能变电站运维管理规程.....	1
第二部分	220kV 智能变电站继电保护验收规程.....	19
第三部分	220kV 智能变电站测控单元验收规程.....	43
第四部分	20kV 智能变电站电子式互感器验收规程.....	61
第五部分	220kV 智能变电站合并单元验收规程.....	81

第一部分

220kV 智能变电站运维管理规程

前 言

本规程针对220kV智能变电站运维管理编制，规范了220kV智能变电站的日常运维、异常及事故处理、验收、设备管理和技术管理。

本规程由成都供电公司运维检修部提出并解释。

本规程由成都供电公司运维检修部归口。

本规程起草单位：国网四川省电力公司成都供电公司。

本规程主要起草人：季 枫、雷 敏、郑雨欣、吴伟民、徐筱涛、邓强强、谭胜兰、
杜仁杰、郝 锴

目 次

1	范围	5
2	规范性引用文件	5
3	术语和定义	5
4	总则	6
5	运维管理	7
6	异常及事故处理	10
7	验收管理	11
8	设备管理	13
9	技术管理	15

1 范围

本规程规定了智能变电站运维管理工作的内容和方法。

本规程适用于四川省电力公司的智能变电站运维管理工作。

2 规范性引用文件

下列文件对于本规程的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本规程。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本规程。

Q/GDW 383-2010	《智能变电站技术导则》
Q/GDW 393-2010	《110（66）kV~220kV智能变电站设计规范》
Q/GDW 410-2010	《高压设备智能化技术导则》及编制说明
Q/GDW 424-2010	《电子式电流互感器技术规范》及编制说明
Q/GDW 425-2010	《电子式电压互感器技术规范》及编制说明
Q/GDW 426-2010	《智能变电站合并单元技术规范》及编制说明
Q/GDW 427-2010	《智能变电站测控单元技术规范》及编制说明
Q/GDW 428-2010	《智能变电站智能终端技术规范》及编制说明
Q/GDW 429-2010	《智能变电站网络交换机技术规范》及编制说明
Q/GDW 430-2010	《智能变电站智能控制柜技术规范》及编制说明
Q/GDW 431-2010	《智能变电站自动化系统现场调试导则》及编制说明
Q/GDW 441-2010	《智能变电站继电保护技术规范》
Q/GDW 750-2012	《智能变电站运行管理规范》
国家电网生[2006]512号	《变电站运行管理规范》
国家电网生[2008]1256号	《输变电设备在线监测系统管理规范（试行）》

3 术语和定义

3.1 智能变电站

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。

3.2 智能终端

一种智能组件，与一次设备采用电缆连接，与保护、测控等二次设备采用光纤连接，实现对一次设备（如：断路器、刀闸、主变压器等）的测量、控制等功能。

3.3 智能组件

由若干智能电子装置集合组成，承担宿主设备的测量、控制和监测等基本功能；在满足相关标准要求时，智能组件还可承担相关计量、保护等功能。可包括测量、控制、状态监测、计量、保护等全部或部分装置。

3.4 电子式互感器

一种装置，由连接到传输系统和二次转换器的一个或多个电流或电压传感器组成，用于传输正比于被测量的量，以供给测量仪器、仪表和继电保护或控制装置。

3.5 合并单元

用以对来自二次转换器的电流和/或电压数据进行时间相关组合的物理单元。合并单元可以是互感器的一个组成件，也可以是一个分立单元。

3.6 设备在线监测

通过传感器、计算机、通信网络等技术，及时获取设备的各种特征参量并结合一定算法的专家系统软件进行分析处理，可对设备的可靠性作出判断，对设备的剩余寿命作出预测，从而及早发现潜在的故障，提高供电可靠性。

3.7 交换机

一种有源的网络元件。交换机连接两个或多个子网，子网本身可由数个网段通过转发器连接而成。

3.8 IED 能力描述文件（ICD 文件）

由装置厂商提供给系统集成厂商。该文件描述 IED 提供的基本数据模型及服务，但不包含 IED 实例名称和通信参数。

3.9 IED 实例配置文件（CID 文件）

每个装置有一个，由装置厂商根据 SCD 文件中本 IED 相关配置生成。

3.10 全站系统配置文件（SCD 文件）

该文件描述所有 IED 的实例配置和通信参数、IED 之间的通信配置以及变电站一次系统结构，由系统集成厂商完成。SCD 文件应包含版本修改信息，明确描述修改时间、修改版本号等内容。

3.11 系统规格文件（SSD 文件）

该文件描述变电站一次系统结构以及相关逻辑节点，最终包含在 SCD 文件中。

3.12 远程巡视 remoteinspection

在调控中心、集控站等进行的巡视，主要利用主站端监控系统、状态监测系统和视频监控等系统在远方对变电站设备运行状态和运行环境进行的巡视。

3.13 顺序控制

指发出整批指令，由监控系统根据设备状态信息变化情况判断每一步操作是否到位，确认到位后自动执行下一指令，直至执行完所有指令。

4 总则

4.1 本规程依据国家和电力行业的有关法规、规程、制度等，并结合智能变电站管理的实际情况而制定，其他管理要求执行国家电网公司《变电站管理规范》、《国家电网公司无人值守变电站运维管理规定》。

4.2 本规程规定了智能变电站安全管理、运行管理、设备管理、资料管理及培训工作五个方面规范化要求。

5 运维管理

5.1 巡视管理

5.1.1 变电站应根据智能变电站巡视性质编制相应的巡视标准化作业指导书，并严格执行。

5.1.2 设备巡视分为正常巡视、全面巡视、专业巡视、熄灯（夜间）巡视、特殊巡视、远程巡视。

5.1.3 变电站巡视管理应按照相关巡视检查制度执行。

5.1.4 智能设备的正常巡视由运维单位负责，按照一般设备巡视周期开展相应巡视工作。

5.1.5 智能设备的专业巡检由检修维护单位负责，巡检内容按智能变电站检修管理规范要求执行。

5.1.6 电子互感器的巡视项目：

5.1.6.1 设备标识齐全、明确、正确；

5.1.6.2 基础牢固完整，无倾斜、裂纹、变形；

5.1.6.3 内部无异响、无异味；

5.1.6.4 套管、伞裙无裂纹、放电闪络现象；

5.1.6.5 均压环固定良好，无倾斜；

5.1.6.6 各引线导线松紧程度适中，无松脱、断股或变形；

5.1.6.7 前端装置外观正常，指示灯状态正常。

5.1.7 智能组件的巡视项目：

5.1.7.1 检查后台机保护功能压板、出口压板、装置压板投退状态正确，电流、有功、无功显示值正常，与保护装置显示相符，无异常报文；

5.1.7.2 检查智能终端、合并单元、保护装置、网络交换机、自动装置等各种指示灯、通信状态正常；

5.1.7.3 检查室外智能终端箱密封良好，无进水受潮，箱内温湿度控制器工作正常；

5.1.7.4 检查光纤接头可靠连接，光纤无打折、破损现象。备用芯防尘帽无破裂、脱落，密封良好；

5.1.7.5 检查光纤熔接盒稳固，光纤引出、引入口未使光纤外皮受损；

5.1.7.6 检查各交直流空气开关位置正确，装置的回路压板投退状态与运行状态和调度要求相一致；

5.1.7.7 检查装置无其他异常声响及异常气味。

5.1.8 在线监测设备的巡视项目：

5.1.8.1 检查监测单元的外观应无锈蚀、密封良好、连接紧固；

5.1.8.2 检查电（光）缆的连接无松动和断裂；

5.1.8.3 检查油气管路接口无渗漏；

5.1.8.4 检查就地显示面板显示正常；

5.1.8.5 检查数据通信情况正常；

5.1.8.6 检查主站计算机运行正常。

5.2 定期切换、试验管理

5.2.1 变电站常规定期切换、试验工作应按照相关制度执行。

5.2.2 装设避雷器在线监测系统的变电站，可不再抄录避雷器动作次数及泄漏电流，应定

期进行历史数据比较和现场实际数值核对。

5.2.3 蓄电池具有自动采集装置的，可不再测量蓄电池电压，应定期进行历史数据比较和现场实际数值核对。

5.3 红外测温管理

5.3.1 变电站红外测温工作应按照相关红外测温制度执行。

5.3.2 智能组件及现场端子箱应纳入红外普测范围。

5.4 缺陷管理

5.4.1 变电站缺陷管理应按照相关缺陷管理制度执行。

5.4.2 智能设备缺陷分为危急、严重、一般缺陷。

5.4.3 智能设备的危急缺陷有：

5.4.3.1 电子互感器故障；

5.4.3.2 合并单元故障；

5.4.3.3 GOOSE 断链，可能造成保护不正确动作的；

5.4.3.4 保护开入异常变位，可能造成保护不正确动作的；

5.4.3.5 保护装置故障或异常退出；

5.4.3.6 GOOSE 交换机故障；

5.4.3.7 光功率发生变化导致装置闭锁；

5.4.3.8 保护装置接收合并单元数据异常；

5.4.3.9 智能终端故障；

5.4.3.10 其他直接威胁安全运行的情况。

5.4.4 智能设备的严重缺陷有：

5.4.4.1 GOOSE 断链，对保护功能没有影响的；

5.4.4.2 接线端子锈蚀严重；

5.4.4.3 装设智能组件的户外端子箱温控装置故障；

5.4.4.4 测控装置接收合并单元数据异常；

5.4.4.5 装置液晶显示屏异常；

5.4.4.6 其他有可能威胁安全运行的情况。

5.4.5 智能设备的一般缺陷有：

5.4.5.1 除危急、严重缺陷以外的其他缺陷。

5.5 倒闸操作管理

5.5.1 智能变电站倒闸操作应按照相关倒闸操作管理制度执行。

5.5.2 顺序控制操作类型：

5.5.2.1 顺控操作类型包括单一型和综合型两类。

5.5.2.2 单一型顺控操作一般指单一设备在“运行”、“热备用”、“冷备用”状态间转换，或者在“冷备用”、“检修”状态间转换。

5.5.2.3 综合型顺控操作由多项单一型顺控操作组合而成。

5.5.3 倒闸操作票填写要求：

5.5.3.1 顺序控制操作票应严格按照相关要求，根据智能变电站设备现状、接线方式和技术条件进行编制，符合五防逻辑要求。顺序控制操作票的编制要严格履行审批手续，不能随

意修改。当变电站设备及接线方式变化时应及时修订。

5.5.3.2 顺序控制的操作票固化在系统中，执行顺控操作时可不再填写操作票。

5.5.3.3 一个操作任务，既有执行顺控操作的项目，又有执行手动操作的项目时，需填写操作票，在操作票中引用顺序控制程序的操作任务，并填写手动操作项目。执行手动操作的操作术语与常规站相同。

5.5.3.4 执行顺序控制操作前、后，均应检查设备状态与操作任务相符，且无异常告警信息。

5.5.3.5 若顺控程序在执行时能自动闭锁控端操作，则退出开关遥控压板或切换远方就地开关等项目可放在顺控操作执行后操作。若需手动闭锁控端操作，应将闭锁和解除闭锁控端操作的操作项填写入操作票。

5.5.4 顺序控制现场操作管理：

5.5.4.1 顺序控制现场操作时应严格执行关于倒闸操作的相关管理规定。

5.5.4.2 操作前应检查待操作设备运行方式与本操作任务要求的设备初始状态一致，无影响顺序控制的异常信号发生。

5.5.4.3 调用顺序控制操作票时，应严格核对操作指令与设备编号，顺序控制操作应采用“一人操作一人监护”的模式。

5.5.4.4 在顺控控制前，必须进行顺控预演，无误后方可正式操作。

5.5.4.5 进行顺序控制的操作时，继电保护装置应采用软压板控制模式。

5.5.4.6 操作人员检查设备符合操作条件后，在分画面上执行顺序控制命令。操作过程中，操作人员不允许进行其他操作或从事与操作无关的其他工作，密切观察后台机上顺序控制的执行进程以及各项告警信息。发现异常需要急停操作时，选择“暂停”按钮，停止操作。

5.5.4.7 顺序控制结束后，操作人员应检查后台机监控程序发出的“操作完成”提示，同时检查设备确已调整到目标运行方式、设备机械指示、遥测、遥信正常，无异常告警。

5.5.4.8 无论是操作人员发现异常主动中断顺控，还是顺控操作执行不成功、自动中断，运维人员都应立即检查相关设备实际情况，汇报调度和检修人员，查明中断原因并做好操作记录。若设备状态未发生改变，应查明原因并排除故障后继续顺控操作；若无法排除故障，可根据情况改为常规操作。

5.5.4.9 若设备发生故障，应根据调度命令采用手动操作隔离故障设备，紧急情况下可先隔离设备再汇报调度。故障消除后，根据当前的运行方式重新填写操作票进行操作。

5.5.4.10 在顺序控制操作全部结束后，运维人员应检查所有一、二次设备无异常后结束此次操作。

5.5.5 智能变电站的顺序控制功能应能适应不同主接线、不同运行方式。具备顺序控制功能的智能变电站，一般情况下倒闸操作应采用顺控操作方式。

5.5.6 顺控操作的基本条件：

5.5.6.1 符合倒闸操作的基本要求；

5.5.6.2 监控系统（或五防系统）中有合格的顺控票；

5.5.6.3 现场规程、典型操作票有专门的顺控操作要求和内容；

5.5.6.4 监控系统设有设备顺控操作监控分图，顺控监控分图中有设备状态切换关系图、汇控柜、测控装置的远近控方式，联闭锁方式，保护软硬压板对应方式等信息。

5.5.7 固化于系统内的顺控操作票应一年审核一次，由二次专业人员导出，运维单位审核。

5.5.8 智能装置操作

5.5.8.1 压板操作

5.5.8.1.1 运行人员的软压板操作应在监控后台实现，操作前应在监控画面上核对软压板实际状态，操作后应在监控画面及保护装置上核对软压板实际状态；

5.5.8.1.2 正常运行的保护装置远方修改定值压板应在退出状态，远方控制压板应在投入状态，远方切换定值区压板应在投入状态。运维人员不得改变压板状态；

5.5.8.1.3 正常运行的智能组件严禁投入“置检修”压板；

5.5.8.1.4 设备开关检修时，应退出本间隔保护失灵启动压板，退出母差装置本间隔投入压板；

5.5.8.1.5 设备从开关检修改冷备用或保护启用前，应检查间隔中各智能组件的“置检修”压板已取下。

5.5.8.2 定值操作

5.5.8.2.1 运维人员定值区切换操作在监控后台进行。操作前应在监控画面上核对定值实际区号，操作后应在监控画面及保护装置上核对定值实际区号，切换后打印核对正确；

5.5.8.2.2 检修人员修改定值只允许在装置上进行，禁止在监控后台更改。

5.6 现场运行规程管理

5.6.1 变电站现场运行规程，除具备常规站内容外，还应增加以下内容：

5.6.1.1 全站网络结构：站控层、间隔层、过程层的网络结构和传输报文的形式，以及网络出现异常情况时的处理方法，明确公用交换机故障处理时应停用保护的范围和方法。

5.6.1.2 电子互感器：电子互感器的作用及组成、设备技术参数及运行标准、巡视检查维护项目、投运和检修的验收项目、正常运行操作方式及注意事项、异常情况及事故处理方案。

5.6.1.3 智能组件：功能介绍及构成、网络连接方式、各部分功能的使用操作说明、主要技术参数及运行标准、巡视检查维护内容、事故异常及处理方案、保护软硬压板的逻辑关系、正常运行操作方式及注意事项、异常情况及事故处理方案。

5.6.1.4 一体化监控系统：系统介绍及构成、网络连接方案、测控装置作用、顺序控制等高级应用的功能介绍，日常巡视检查维护项目、正常运行操作方式及注意事项、事故及异常处理方法。

5.6.1.5 站用交直流一体化电源：功能介绍及构成、网络连接方案、正常运行操作方式及注意事项、主要技术参数及运行标准、巡视检查维护项目、事故异常及处理方案。

5.6.1.6 智能辅助控制系统：辅助电源、环境智能化监测、智能巡检系统、辅助系统优化控制、安防系统、照明系统、视频监控等系统功能介绍及构成、网络连接方案、主要技术参数及运行标准、巡视检查维护项目、正常运行操作注意事项、异常情况及事故处理运行管理。

5.6.1.7 在线监测系统：功能介绍及构成、网络连接方案、主要技术参数及运行标准、巡视检查维护项目、正常运行操作方式及注意事项、事故异常及处理方案。

5.6.1.8 根据变电站的设备增加和系统功能变化，及时完善变电站现场运行规程。

6 异常及事故处理

6.1 变电站异常及事故处理应按照相关异常及事故处理原则执行。

6.2 对于单套配置的智能设备故障，影响保护正确动作时，应申请退出其对应的运行开关。

6.3 对于双套配置的保护及智能终端装置，在一套装置故障影响保护正确动作时，应退出故障设备。

6.4 对于双套配置的保护装置单套停运操作无法进行时，现场运行人员应按设备所属调度关系上报值班调度员，申请停用对应的母差装置失灵保护，及与该保护装置对应的智能终端。

6.5 对于双套配置的合并单元单套故障时，应申请停用对应的线路（主变）保护、母线保护装置。

6.6 对于双套配置智能终端单套故障可能影响跳合闸回路时，应退出该智能终端出口压板。

6.7 交换机故障

6.7.1 应根据 GOOSE 网络图、MMS 网络图等分析故障交换机可能造成的网络影响；

6.7.2 间隔交换机故障，影响本间隔 GOOSE 链路，应视为失去本间隔保护，等同于智能终端故障处理；

6.7.3 公用交换机故障，根据交换机所处网络位置以及网络结构确定其影响范围，可能影响母线保护、变压器保护、过负荷联切等公用设备，应申请停用相应设备。

7 验收管理

7.1 变电站验收管理应按照相关设备验收管理制度执行。

7.2 新建、修试后的智能设备，应在设备投运前组织资料验收、外观验收、功能验收，验收中发现问题应及时处理。对于暂时无法处理的一般缺陷，急需投运时，必须经设备主管部门批准后方可投运，要求限期整改。

7.3 新建、修试后的在线监测设备，应在设备投运前组织资料验收和外观验收。对于不能在主设备停电时完成的功能验收，在主设备运行、验收条件满足后，立即完成。

7.4 新建及改扩建工程施工完成后，工程施工人员应按文件管理的要求备份全站配置 SCD 文件，各智能电子设备的 CID 文件、ICD 文件，GOOSE 联系表，网络参数表等，记录所有设备版本号和 CRC 码等，并以光盘介质（一式两份）进行备份，在验收时提交运行和维护等专业人员做备份管理。

7.5 顺序控制验收要求：

7.5.1 智能变电站在新建投运及改扩建投运前应完成相应顺序控制功能验收。

7.5.2 实行顺序控制时，顺序控制设备应具备电动操作功能。条件具备时，宜和图像监控系统实现联动。

7.5.3 智能变电站纳入顺序控制的设备包括：开关；GIS 设备刀闸、接地刀闸；常规敞开式电动刀闸、电动接地刀闸；35kV、10kV 电动手车、电动接地刀闸。保护装置定值区切换、软压板投退也应纳入顺序控制。以上操作原则上均可使用顺序控制功能。

7.5.4 使用人工手动操作的设备为：其他所有未纳入顺序控制的设备。

7.5.5 顺序控制应提供操作界面，显示操作内容、步骤及操作过程等信息，应支持开始、终止、暂停、继续等进度控制，并提供操作的全过程记录。对操作中出现的异常情况，应具有急停功能。

7.5.6 顺序控制程序应具有操作预演功能，在预演时程序应检查设备状态是否满足顺控要求，预演通过后方能进入正式操作。

7.5.7 顺序控制程序执行过程中，应能具备闭锁远方遥控操作功能。

- 7.5.8 执行顺序控制任务前需输入操作人和监护人的用户名及密码验证。
- 7.5.9 顺序控制宜通过辅助接点状态、量测值变化、监控图像等信息自动完成每步操作的检查工作，包括设备操作过程、最终状态等。
- 7.5.10 在涉及多项一次设备操作的顺控任务中，在每项一次设备操作后宜间隔 20 秒以上，然后检查被遥控的一次设备相关遥测遥信信号有无异常。
- 7.5.11 对于未与图像监控系统进行联动，无法依靠图像监控系统自动识别一次设备实际分合位置的监控系统，顺控程序应在执行完每一项一次设备遥控操作后自动暂停，操作人员现场检查设备实际分合位置，并确认后方可继续执行。
- 7.5.12 顺序控制应具备信号异常时程序中断并发出相应告警的功能，并在主机上显示具体故障点及故障原因，以便运维人员及时查找故障点。
- 7.5.13 当顺控程序检测到有信号异常并中断时，原则上不允许跳过当前检查项继续执行；如果经查明确为信号误发，且不会影响后面的操作，则应重新输入操作人和监护人用户名及密码验证后方可跳过此步继续执行。
- 7.5.14 顺序控制编制的操作任务应包含全部单一型操作和典型综合型操作。
- 7.5.15 顺序控制的操作流程参照常规手动操作编制。
- 7.5.16 顺控程序对于操作前后的设备检查项和位置确认项目按以下原则执行：
- 7.5.16.1 对每个间隔操作前应检查本间隔内所有待操作的设备具备操作条件：GIS 设备无联锁解除信号，无保护、测控装置断链（GOOSE 或 SV）、闭锁、失电信号、置检修状态信号，无合并单元和智能终端的断链、告警、失电、置检修状态信号，无控制电源消失、控制回路断线信号，无 SF6 气压低报警、气压低闭锁、弹簧未储能、液压机构压力低报警等信号。
- 7.5.16.2 开关合闸后：检查开关无“弹簧未储能”、“液压机构压力低报警”、“电机过流超时告警”、“控制回路断线”、“保护动作跳闸”等信号，检查开关在合位，检查线路有压（大于 70%额定电压），监控机及保护装置电流正常（三相电流均大于等于 4% CT 二次侧额定电流）。
- 7.5.16.3 开关分闸后：检查开关在分位，检查开关无电流（三相电流均小于 4% CT 二次侧额定电流）。
- 7.5.16.4 刀闸分、合闸后：检查刀闸位置正确。对于双母线接线的主变、线路 I、II 号刀闸，还应检查母差保护刀闸位置正确、合并单元电压切换正常。在单间隔倒母线操作完成后应检查无差流告警信号，无开入异常、装置异常告警等信号。
- 7.5.16.5 转线操作中，合上线路开关合环后：检查该开关无“气压低报警”、“低气压闭锁”、“保护闭锁”等各类异常信号、检查监控机及保护装置三相电流正常（大于 4% CT 二次侧额定电流）、检查两台主变保护无异常信号。
- 7.5.16.6 内桥接线的进线、母联开关分合闸操作后：检查对应的主变保护、各自投装置无异常和动作信号。
- 7.5.17 原则上一项调度指令对应一项单一型顺控操作任务。
- 7.5.18 顺序控制典型操作任务和操作票应履行审批手续后方可执行。
- 7.5.19 顺序控制典型操作任务和操作票应备份，由指定专人负责保存。
- 7.5.20 顺序控制典型操作票必须经过现场试验，验证正确后方可使用。

8 设备管理

8.1 智能组件

8.1.1 智能组件适应现场电磁、温度、湿度、沙尘、降雨（雪）、振动等恶劣运行环境。

8.1.2 智能终端、合并单元、保护装置、测控装置、网络交换机、自动装置等智能组件应备份各种参数设置，防止由于设置信息丢失而造成的设备异常。

8.1.3 光纤应有明确、唯一的名称，需注明两端设备、端口名称，光纤敷设时预留的备用光纤芯和备用法兰头应加装保护套。

8.1.4 室外智能终端箱应具备温度控制装置，箱内温度应保持在 5℃~50℃之间、湿度应小于 75%。

8.1.5 光纤接头应可靠连接，尾纤在屏内的弯曲内径大于 10cm（光缆的弯曲内径大于 70cm），光纤应无打折、破损现象。

8.1.6 压板管理

8.1.6.1 所有保护装置、测控装置、合并单元、智能终端上的“置检修”硬压板应根据现场工作需要投退，监控后台应具备监视该压板状态的功能；

8.1.6.2 监控后台应具备监视保护装置软压板状态的功能（远方控制、远方修改定值区、远方修改定值）；

8.1.6.3 监控后台应具备监视和操作保护装置保护软压板状态的功能，保护软压板分为保护功能投入压板（如差动保护软压板、距离保护、零序保护、投互联、投分列等）和保护出口压板（如跳闸出口、失灵启动、重合闸出口）；

8.1.6.4 监控界面中的保护软压板应有明确且本间隔唯一的编号，在后台机操作前，需输入间隔编号及压板编号确认操作无误。

8.2 站端自动化系统

8.2.1 站端自动化系统运行的操作系统、数据库、应用软件等属于变电站内运行设备的一部分，所有人员不得随意进入、退出或者停运监控软件，不得随意拷贝、删除文件，不得在站控层软件系统上从事与后台维护或操作无关的工作。

8.2.2 用户只能在自己的使用权限范围内进行工作，不得越权操作。

8.2.3 用户对密码必须严格保密，防止泄露。

8.2.4 运行中站端自动化系统的实时告警事件、历史事件、报表为设备运行的重要信息记录，所有人员不得随意修改和删除。

8.2.5 停用的站端自动化系统所有服务器、工作站的软驱、光驱及所有未使用的 USB 接口，除系统管理员外，其他用户禁止启用上述设备或接口。

8.2.6 禁止使用非专用计算机对站端自动化系统进行维护。

8.2.7 站端自动化系统软件需修改或升级时，必须经过技术论证，制定实施方案，并经过相关部门确认后方可实施。

8.2.8 智能装置异常信号设置原则

8.2.8.1 智能装置的所有异常报文应归并为装置闭锁、装置告警、通信异常三种报警信号发至监控系统；

8.2.8.2 装置闭锁是指装置发生严重故障，装置已闭锁，应立即汇报调度将装置停用；