

ICS 29.240

P 62

备案号: J2714—2019

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5563 — 2019

换流站监控系统设计规程

**Code for design of converter station
monitoring and control system**

2019-06-04 发布

2019-10-01 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国电力行业标准

换流站监控系统设计规程

Code for design of converter station
monitoring and control system

DL/T 5563—2019

主编部门：电力规划设计总院

批准部门：国 家 能 源 局

施行日期：2019年10月1日

中国计划出版社

2019 北 京

国家能源局 公告

2019 年 第 4 号

国家能源局批准《光伏发电工程电气设计规范》等 297 项行业标准,其中能源标准(NB)105 项、电力标准(DL)168 项、石化标准(NB/SH)24 项,现予以发布。

附件:行业标准目录

国家能源局

2019 年 6 月 4 日

附件:

行业标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	出版机构	批准日期	实施日期
.....							
263	DL/T 5563—2019	换流站监控系统设计规程			中国计划出版社	2019-06-04	2019-10-01
.....							

前 言

根据《国家能源局关于下达 2014 年第一批能源领域行业标准制(修)订计划的通知》(国能科技〔2014〕298 号)的要求,标准编制组经过广泛调查研究,认真总结换流站监控系统的设计工作经验,参考国内有关标准,并在广泛征求意见的基础上,制定本标准。

本标准的主要技术内容是:总则、术语、系统构成、系统功能、系统配置、系统性能指标、电源、场地与环境、防雷与接地、电缆与光缆的选择等。

本标准由国家能源局负责管理,由电力规划设计总院提出,由能源行业电网设计标准化技术委员会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送电力规划设计总院(地址:北京市西城区安德路 65 号,邮编:100120,邮箱:bz_zhongxin@eppei.com)。

本标准主编单位:中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司

本标准主要起草人员:李 倩 张巧玲 梁言桥 邹荣盛
杨金根 曹 亮 肖筱煜 彭 勇
曹俊龙 刘 超 贺 磊 张 勇
崔宗清 孙仁龙 张 瑞 周 政
魏 来 陈 鹏 周欣宇 张先伟

本标准主要审查人员:陈志蓉 钟伟华 张 诚 鲁景星
谷松林 蔡东升 陈 波 李维达
蒲 皓 袁 亮 鲁丽娟 傅 贤
巫怀军 陈 萍 陈晓捷

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	系统构成	(3)
3.1	系统结构	(3)
3.2	网络结构	(3)
4	系统功能	(5)
4.1	总体功能	(5)
4.2	就地层功能	(5)
4.3	控制层功能	(6)
4.4	站控层功能	(7)
5	系统配置	(9)
5.1	站控层设备	(9)
5.2	控制层设备	(9)
5.3	就地层设备	(10)
5.4	网络设备	(11)
5.5	软件系统	(11)
6	系统性能指标	(13)
7	电 源	(15)
8	场地与环境	(16)
9	防雷与接地	(17)
10	电缆与光缆的选择	(18)
附录 A	直流部分模拟量监视信号	(19)
附录 B	直流部分开关量监视信号	(20)
附录 C	直流远动信号	(22)

本标准用词说明	(23)
引用标准名录	(24)
附：条文说明	(25)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	System components	(3)
3.1	System structure	(3)
3.2	Network structure	(3)
4	System function	(5)
4.1	Overall function	(5)
4.2	Local control level function	(5)
4.3	Control level function	(6)
4.4	Station level function	(7)
5	System configuration	(9)
5.1	Station level device	(9)
5.2	Control level device	(9)
5.3	Local control level device	(10)
5.4	Network device	(11)
5.5	Software system	(11)
6	System performance indicators	(13)
7	Power supply	(15)
8	Site and environment	(16)
9	Lightning protection and grounding	(17)
10	Selection of the cable and fibre optic cable	(18)
Appendix A	DC Information list for analog signals	(19)
Appendix B	DC Information list for digital signals	(20)
Appendix C	Information list for HVDC telecontrol	(22)

Explanation of wording in this code	(23)
List of quoted standards	(24)
Addition;Explanation of provisions	(25)

1 总 则

1.0.1 为规范换流站监控系统的设计,满足安全可靠、技术先进、经济适用的要求,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于 $\pm 1100\text{kV}$ 及以下电压等级、采用电流源型换流器技术的换流站新建、扩建或改建工程的监控系统设计。

1.0.3 换流站监控系统的设计应结合工程特点,积极稳妥地采用新技术和新设备。

1.0.4 换流站内交直流系统应采用统一平台的监控系统,设备配置和功能要求宜按有人值班模式设计。

1.0.5 当换流站和变电站合建时,换流站监控系统的设计应统筹考虑变电站的监控功能。当换流站内设置调相机时,换流站监控系统的设计应考虑与其相应监控系统的接口。

1.0.6 换流站监控系统的设计除应符合本标准的规定外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 站控层 station level

由主机、操作员和其他功能工作站以及远动通信装置等构成,面向整个换流站进行运行管理的中心控制层。

2.0.2 控制层 control level

由直流极/阀组控制、交直流站控等控制主机构成,是面向换流站各控制区域实现闭环控制和顺序联锁控制的核心层。

2.0.3 就地层 local control level

由分布式 I/O 设备或测控单元等构成,实现监控信息的采集和处理,以及对设备的控制命令执行操作。

3 系统构成

3.1 系统结构

3.1.1 换流站监控系统宜由站控层、控制层和就地层设备组成,并用分层、分布、开放式的网络系统实现连接。

3.1.2 站控层应由主机、操作员和其他功能工作站以及远动通信装置等构成,实现对全站设备的管理控制,形成全站监控、管理中心,并与调度通信中心及相关运维管理中心通信。

3.1.3 控制层应由直流极/阀组控制、交直流站控等控制主机构成,实现直流输电系统的自动调节及安全稳定运行,并在站控层设备和网络失效时仍能维持当前的运行状态。

3.1.4 就地层应由分布式 I/O 设备或测控单元等构成,实现全站设备的信息采集和控制操作。

3.1.5 站控层设备宜集中设置,控制层设备宜按区域相对集中设置,就地层设备宜按相对集中方式分散设置。

3.2 网络结构

3.2.1 换流站监控系统宜采用分层、分布式的网络结构,站控层、控制层和就地层设备之间的网络连接宜相互独立,减少相互影响。

3.2.2 站控层和控制层设备之间宜采用高速以太网组成,通信规约宜采用现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 系列标准,传输速率不低于 100Mbps。站控层与控制层之间的网络宜采用星型拓扑结构,双重化配置,并具有良好的开放性。

3.2.3 控制层和就地层设备之间的测量数据的传输宜采用总线方式,控制信号数据的传输宜采用高速以太网,也可采用总线方式。控制网络和现场总线宜双重化配置,并具有足够的传输速率

和高可靠性。

3.2.4 控制层的各控制主机之间、控制主机和保护设备之间宜通过冗余的快速控制总线或高速以太网通信。

4 系统功能

4.1 总体功能

4.1.1 换流站监控系统的基本功能应符合现行行业标准《220～500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149 中的相关规定。

4.1.2 换流站监控系统应能实现对换流站可靠、合理、完善的监视、测量、控制,并具备遥测、遥信、遥调、遥控等全部的远动功能,具有与调度通信中心及相关运维管理中心交换信息的能力。

4.1.3 换流站监控系统的信息安全防护设计应按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则,设置相应的隔离、认证设备,同时宜具备网络安全监测的功能。

4.1.4 换流站监控系统应能接收站内统一的时间同步对时信号,对时误差应保持在 1ms 以内。同时,监控系统主机宜具备站内时间同步监测管理的功能。

4.2 就地层功能

4.2.1 监控系统应通过就地层 I/O 实时采集模拟量、开关量等信息量。

4.2.2 监控系统的模拟量采集应包括电流、电压以及温度等信号。直流部分的模拟量信号宜符合本标准附录 A 的要求。

4.2.3 监控系统的开关量采集应包括直流开关、交流断路器、隔离开关以及接地刀闸的位置信号,一、二次设备的告警信号,继电保护和安全自动装置的动作及告警信号,交、直流系统运行监视信号,换流变压器、联络变压器、站用变压器调压分接头位置信号等。直流部分的开关量信号宜符合本标准附录 B 的要求。

4.3 控制层功能

4.3.1 直流控制系统宜配置下列基本控制功能：

1 每极单 12 脉动阀组接线的换流站的基本控制功能宜包括主/从站选择、主导站选择、功率指令及双极功率定值计算、直流功率传输方向选择、双极电流平衡控制、无功功率控制、直流电流控制、直流电压控制、触发角/熄弧角控制、换流阀触发相位控制、换流变压器分接头控制、高压直流系统启动/停运控制、故障策略控制、过负荷控制以及低压限流功能等；

2 每极双 12 脉动阀组串联接线的换流站在每极单 12 脉动阀组接线的换流站基本控制功能的基础上，还应增加阀组间的协调控制功能；

3 背靠背换流站的基本控制功能宜包括功率/电流控制、12 脉动阀组控制、触发角/熄弧角控制、空载加压试验控制、换流变压器分接头控制、过负荷控制、背靠背系统启动/停运控制以及低压限流功能等。

4.3.2 直流控制系统应根据系统要求配置相应的附加控制功能，可包括功率回降、功率提升、阻尼次同步谐振、异常交流电压和频率控制、快速功率翻转、交流系统故障后直流系统的恢复和附加调制信号等。

4.3.3 直流控制系统应根据各种可能的运行方式配置相应的特殊控制功能，如孤岛运行、直流线路融冰、两直流系统共用接地极等运行方式。

4.3.4 控制层设备应具有防误闭锁功能，实现面向各间隔或区域内设备的防误闭锁。防误闭锁宜由软件闭锁逻辑实现。

4.3.5 控制层设备应具有顺序控制功能，包括阀组解锁/闭锁，运行模式转换等操作。

4.3.6 两端直流输电系统应配置完善的直流远动功能。直流远动系统宜采用光纤通信，信号传输延时应满足直流输电系统的动

态响应要求,不应大于 30ms。直流远动的信号内容应符合本标准附录 C 的要求。

4.4 站控层功能

4.4.1 监控系统应具备监视功能,包括对交直流系统的运行状态、站内设备的运行状态以及运行控制命令的监视。

4.4.2 监控系统应具备直流系统的起动/停运控制、直流系统的状态控制、运行人员的正常/运行控制以及站内设备的操作控制等控制调节功能,各调节功能应符合下列规定:

1 直流系统的起动/停运控制包括控制位置的选择、直流系统运行方式的选择、直流控制和附加控制的选择、运行整定值的选择以及直流系统的正常起动和停运;

2 直流系统的状态控制应能实现直流系统在系统自动和运行人员手动操作下,均能达到检修、交流系统隔离(冷备用)、交流系统连接(热备用)、换流阀解锁(运行)、空载加压试验或极线开路的状态;

3 运行人员的正常控制包括直流控制模式、运行方式的在线转换,运行整定值的在线整定,对主、备通道的在线手动切换自检及参数检查和设置,对无功补偿设备的手动投/切。运行人员的故障控制包括报警或保护动作后的手动复归、紧急停运以及控制保护多通道的手动切换。

4.4.3 监控系统应具有远动功能,实现与调度通信中心及相关运维管理中心通信,应能实现远动信息的直采直送。远动功能应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003 的规定。

4.4.4 监控系统应具有文档管理功能,包括文档分区、安全防护、存贮和管理整个换流站的全套设计资料及研究报告、运行手册、维护手册等文件。

4.4.5 监控系统宜具有培训仿真功能,模拟运行人员在正常运行

和故障情况下的操作。培训仿真功能的所有操作不应对换流站内实时运行系统产生任何影响。

4.4.6 监控系统应实现对站内电源、环境、安防和消防等辅助设备的监测,支持对辅助设备的操作与控制。

4.4.7 监控系统应能与其他智能设备接口,包括保护及故障信息管理子站、电能计量系统、阀基电子设备、阀冷系统、站用电源系统、接地极线路故障监测系统、谐波监视系统、安全稳定控制系统。

5 系统配置

5.1 站控层设备

5.1.1 站控层设备应按远景规模配置,宜包括系统服务器、操作员工作站、远动通信设备、工程师工作站、站长工作站、培训工作站等。

5.1.2 系统服务器应双重化配置,应能满足整个系统的功能要求及性能指标要求,服务器容量应与换流站的规划容量相适应,应选用性能优良、符合工业标准的产品。

5.1.3 操作员工作站宜按监视区域冗余配置,应满足运行人员操作时直观、便捷、安全、可靠的要求。

5.1.4 远动通信设备应双重化配置,容量及性能指标应能满足换流站远动功能及规约转换的要求。

5.1.5 系统服务器和远动通信设备宜组屏布置,其余工作站设备应布置于主控制室控制台上。

5.2 控制层设备

5.2.1 控制层设备宜按远景规模双重化配置,应满足各控制区域的系统功能、性能和容量要求,并应具备在站控层设备及网络故障时仍能维持直流系统运行的能力。

5.2.2 每极单 12 脉动阀组接线/每极双 12 脉动阀组串联接线换流站宜包括直流极/阀组控制主机、直流站控主机、交流站控主机、站用电控制主机。

5.2.3 背靠背换流站宜包括背靠背换流单元控制主机、直流站控主机、交流站控主机、站用电控制主机。

5.2.4 极控制主机、阀组控制主机和换流单元控制主机应按套单

独组屏。直流站控主机独立配置时,应按套单独组屏。

5.2.5 交流站控主机宜按区域分别配置。全站统一配置时,宜按套单独组屏;按区域配置时,交流控制主机宜按完整串或交流滤波器大组配置,与就地层设备合一组屏。站用电控制主机宜全站统一配置,宜按套单独组屏。

5.2.6 换流站的直流远动系统应按极双重化配置,冗余的直流远动系统之间的站间通信通道应相互独立。

5.3 就地层设备

5.3.1 就地层设备应按本期规模配置,应采用模块化、标准化配置,且应易于维护、更换,允许带电插拔。

5.3.2 直流场就地层设备应符合下列规定:

1 每极单 12 脉动阀组接线换流站宜按极 1、极 2 和双极区开关场区域双重化配置及组屏;

2 每极双 12 脉动阀组串联接线的换流站宜按极 1 低端阀组、极 1 高端阀组、极 2 低端阀组、极 2 高端阀组、极和双极区开关场区域双重化配置及组屏;

3 背靠背换流站宜按每个背靠背换流单元整流侧、逆变侧双重化配置及组屏。

5.3.3 换流变压器就地层设备应符合下列规定:

1 每极单 12 脉动阀组接线换流站宜按极双重化配置及组屏;

2 每极双 12 脉动阀组串联接线的换流站宜按阀组双重化配置及组屏;

3 背靠背换流站宜按背靠背换流单元整流侧、逆变侧双重化配置及组屏。

5.3.4 交流场就地层设备应符合下列规定:

1 交流滤波器组宜按大组双套配置及组屏;

2 交流场配电装置宜按间隔(交流串)双套配置及组屏;

3 站用电源系统宜按变压器单元双套配置及组屏。

5.3.5 辅助系统就地层设备宜按区域配置,在主控楼、辅控楼和就地继电器小室内分别组屏。

5.4 网 络 设 备

5.4.1 站控层与控制层、控制层与就地层之间的网络设备应双重化配置。

5.4.2 网络设备宜包括网络连接装置、光/电转换装置、接口设备以及网络连接线、电缆、光缆等。

5.5 软 件 系 统

5.5.1 软件系统应采用模块化或面向对象的分层分布式结构,由操作系统、数据库、应用软件及网络通信软件组成。

5.5.2 软件系统的可靠性、兼容性、可移植性、可扩充性及界面友好性应满足换流站本期及远景规划要求。

5.5.3 操作系统应能控制和协调计算机系统的所有硬件设备,并能支持应用软件的开发和运行。系统软件应为成熟的实时多任务操作系统,应包括系统生成包、自诊断系统和各种软件维护工具。站控层系统服务器应采用 Linux 或 Unix 等安全性较高的操作系统。运行人员工作站等人机接口工作站可采用 Linux 操作系统,也可采用 Windows 操作系统。

5.5.4 数据库可分为实时数据库和历史数据库,其规模应能满足监控系统基本功能所需的全部数据的需求,并适合所需的各种数据类型。数据库的各种性能指标应能满足系统功能和性能指标的要求。

5.5.5 应用软件用于完成换流站的各种监控应用,主要包括实时监视、异常报警、控制操作、统计计算、报表打印、网络拓扑着色等。应用软件应采用模块化结构,具有良好的实时响应速度和可扩充性。

5.5.6 网络通信软件应满足计算机网络各节点之间信息的传输、数据共享和分布式处理等要求。全站网络宜统一采用现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 标准通信协议,与调度、生产等主站系统的通信协议宜符合国家现有有关标准的规定。

6 系统性能指标

6.0.1 换流站监控系统的性能指标宜包括可靠性指标和实时性指标。

6.0.2 系统的可靠性指标应符合下列规定：

1 系统平均无故障间隔时间(MTBF) $\geq 20000\text{h}$ ，其中 I/O 单元模件 MTBF $\geq 50000\text{h}$ ；

2 遥信处理正确率 100%；

3 遥控、遥调正确率 100%；

4 网络平均负荷率：正常时(任意 30min 内) $\leq 20\%$ ，电力系统故障(10s 内) $\leq 40\%$ ；

5 各工作站的 CPU 平均负荷率：正常时(任意 30min 内) $\leq 30\%$ ，电力系统故障(10s 内) $\leq 50\%$ 。

6.0.3 系统的实时性指标应符合下列规定：

1 实时数据更新周期：模拟量 $\leq 3\text{s}$ ，开关量 $\leq 2\text{s}$ ；

2 画面调用响应时间：实时画面 $\leq 2\text{s}$ ，其他画面 $\leq 3\text{s}$ ；

3 事件顺序记录分辨率(SOE) $\leq 1\text{ms}$ ；

4 模拟量信息响应时间(从 I/O 输入端至远动通信设备出口) $\leq 3\text{s}$ ；

5 状态量变化响应时间(从 I/O 输入端至远动通信设备出口) $\leq 2\text{s}$ ；

6 控制执行命令从生成到输出的时间 $\leq 1\text{s}$ ；

7 电流量、电压量测量误差 $\leq \pm 0.2\%$ ；

8 有功功率、无功功率计算误差 $\leq \pm 0.5\%$ ；

9 电网频率计算误差 $\leq \pm 0.005\text{Hz}$ ；

- 10 双机系统可用率 $\geq 99.98\%$;
- 11 双机切换时间 $\leq 10\text{s}$;
- 12 系统时钟对时误差 $\leq 1\text{ms}$ 。

7 电 源

7.0.1 站控层设备中除计算机设备必须采用交流电源外,其他设备的工作电源宜优先采用直流供电方式。站控层设备的交流电源应由站内交流不间断电源(UPS)供电,双重化配置的服务器、工作站等设备应由不同馈电母线分别供电。

7.0.2 控制层主机、就地层 I/O 设备以及组网交换机等宜由相应的直流电源系统供电。主机、I/O 设备的装置电源以及组网交换机的电源宜采用双电源供电,两路电源分别由两段直流馈电母线引接。主机及 I/O 接口设备的信号电源宜采用单电源供电。

7.0.3 UPS 电源的设置和供电应符合现行行业标准《电力工程交流不间断电源系统设计技术规程》DL/T 5491 的规定,直流电源的设置和供电应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。

8 场地与环境

8.0.1 控制楼内的主控制室、极控制保护设备室、阀组控制保护设备室等设备房间应符合下列规定：

1 地面宜采用抗静电阻燃材料活动地板或水磨石地面，以满足计算机设备所规定的空气清洁度要求；

2 建筑应考虑防尘、防潮、防噪声、防强电磁干扰和静电干扰的措施，并满足防火标准要求；

3 温度宜在 $19^{\circ}\text{C} \sim 26^{\circ}\text{C}$ 范围内，温度变化率每小时不应超过 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ ，相对湿度宜为 $50\% \sim 70\%$ ，任何情况下无凝露。

8.0.2 继电小室的场地与环境设计，应符合现行行业标准《220～500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149 的规定。

8.0.3 布置监控系统设备的房间应设有适度的工作照明、事故照明，并宜安装有检修用电源插座。照明系统的设计应符合现行行业标准《发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T 5390 的规定。

9 防雷与接地

9.0.1 监控系统应设有防雷和防止过电压的保护措施。

9.0.2 换流站监控系统的接地设计应符合现行行业标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136 的规定。

9.0.3 换流站监控系统设备应具有完备的、良好的抗干扰性能，设备的电磁兼容和抗扰度要求应符合国家现行标准《电磁兼容 试验和测量技术》GB/T 17626 系列标准和《±800kV 特高压直流换流站二次设备抗扰度要求》DL/T 1087 的规定。

10 电缆与光缆的选择

10.0.1 换流站电缆的选择应符合国家现行标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 和《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136 的规定。

10.0.2 换流站二次系统的控制电缆宜采用阻燃电缆。

10.0.3 换流站同一建筑物内设备之间的网络通信和控制总线传输介质宜采用光纤,不同建筑物内设备之间的通信网络连线应采用光纤。需要增强可靠性的冗余网络通信系统之间应采用各自独立的光缆。

10.0.4 室内光缆宜采用尾缆,室外光缆宜采用非金属加强芯光缆或铠装光缆。光缆芯数不宜大于 24 芯,每根光缆或尾缆应留有足够的备用光纤芯。

附录 A 直流部分模拟量监视信号

表 A 直流部分模拟量监视信号表

序号	设备名称	模拟量信号
1	直流控制系统	直流运行电压、电流及功率；直流电流、直流功率及其变化速率或阶跃变化量的整定值；触发角、熄弧角及换相角；阀组吸收的无功功率；换流站与交流系统交换的无功功率；直流线路电压、电流及谐波电压、电流；中性母线电压
2	直流感地极 ^①	引线电流、接地极电流、站内地网电流
3	直流滤波器组 ^①	各小组分支电流和谐波电流
4	平波电抗器	油温、油位(油浸式)，绕组温度
5	换流变压器	网侧有功功率、无功功率、三相电压、三相电流；网侧三相谐波电压及电流；阀侧三相电流；油温、绕组温度；中性点直流偏磁电流(如果有)
6	交流滤波器组	各大组母线三相电压；各小组分支三相电流和谐波电流；各大组无功功率
7	低压无功补偿装置	三相电流、无功功率
8	站用交流电源系统	三相电压、三相电流、有功功率；站用变压器油温、油位(油浸式)，绕组温度
9	站用直流电源系统	直流母线电压、充电装置输入/输出电流和电压、蓄电池组电压和电流等
10	交流不间断电源系统	输出电压、输出频率、输出功率或电流等
11	阀冷却系统	进/出阀水温、流量、水电导率
12	阀厅	温度、湿度
13	其他	各设备房间环境温度、湿度；生活/消防水池水位等
14	对侧换流站 ^①	直流运行电压、电流及功率；触发角、熄弧角；直流线路电压、电流

注：①仅适用于两端直流输电系统的换流站。

附录 B 直流部分开关量监视信号

表 B 直流部分开关量监视信号表

序号	设备名称	开关量信号
1	直流控制系统	直流系统控制模式、紧急闭锁(emergency switch off sequence,ESOF)信号、直流线路再起动作次数等运行信号;直流主/备控制系统、附加控制系统的投切状态;主/备通信通道的运行状况
2	直流系统保护	各冗余直流保护的投切状态;主/备通信通道的运行状况;保护动作及报警
3	阀组	阀组解锁/闭锁状态;晶闸管元件的损坏数量和位置、故障报警及漏水监视
4	直流开关 ^①	分/合闸位置、本体报警信号、远方/就地切换开关位置
5	直流隔离开关 ^①	分/合闸位置、本体报警信号、远方/就地切换开关位置
6	直流接地开关	分/合闸位置、本体报警信号、远方/就地切换开关位置
7	旁路开关 ^②	分/合闸位置、本体报警信号、远方/就地切换开关位置
8	直流滤波器组 ^①	支路投/切状态
9	平波电抗器	运行状态、本体报警信号
10	换流变压器	分接开关位置、本体报警信号
11	交流滤波器组	支路的投/切状态

续表 B

序号	设备名称	开关量信号
12	低压无功补偿装置	支路的投/切状态
13	站用交流电源系统	断路器分/合闸位置、远方/就地切换开关位置
14	站用直流电源系统	直流电源系统接地;充电装置开机/停机、运行方式切换;蓄电池组出口熔断器故障报警;自诊断报警及直流系统主要开关位置状态等
15	交流不间断电源系统	交流输入电压低、直流输入电压低、逆变器输入/输出电压异常;整流器故障、逆变器故障、静态开关故障、风机故障、馈线跳闸;旁路运行、蓄电池放电报警(蓄电池独立配置)等
16	阀冷系统	主备冷却系统的投切状态、漏水监视,各水泵的运行、停止、故障状态及系统其他监视信号
17	对侧换流站 ^①	直流系统 ESOF 信号;阀组解锁、闭锁状态;直流开关、部分隔离开关的投切状态,直流滤波器投切状态;换流变压器网侧断路器的投切状态

注:①仅适用于两端直流输电系统的换流站。

②仅适用于每极双 12 脉动阀组串联接线的换流站。

附录 C 直流远动信号

表 C 直流远动信号表

序号	信号类型	信号内容
1	模拟量信号	直流运行电压、电流及功率；阀组触发角、熄弧角；换流母线三相电压、频率；控制调制命令等
2	开关量信号	极（阀组）解锁/闭锁；功率限制、双极平衡运行、直流线路保护动作、极（阀组）ESOF、直流线路故障恢复次数、故障去游离时间等；换流变压器网侧断路器分/合状态；直流线路隔离开关分/合状态；直流开关（包括中性线、金属大地转换、阀组旁路）分/合状态；交、直流滤波器组投/切状态等

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《电力工程电缆设计标准》GB 50217
《电磁兼容 试验和测量技术》GB/T 17626
《变电站通信网络和系统》DL/T 860
《±800kV 特高压直流换流站二次设备抗扰度要求》DL/T 1087
《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003
《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044
《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136
《220～500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149
《发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T 5390
《电力工程交流不间断电源系统设计技术规程》DL/T 5491

中华人民共和国电力行业标准

换流站监控系统设计规程

DL/T 5563—2019

条文说明

制 定 说 明

《换流站监控系统设计规程》DL/T 5563—2019,经国家能源局 2019 年 6 月 4 日以第 4 号公告批准发布。

本标准的编制以贯彻国家基本建设方针,体现国家经济政策,适应换流站设计国产化的需要为原则,以指导换流站监控系统设计为目的,明确和规范了换流站设计技术标准,使换流站工程设计做到安全可靠、技术先进、经济适用、符合国情。本标准编制过程中,编制组进行了大量的调查研究,广泛征询了设计、运行等有关单位意见,认真总结了已有的高压、特高压及背靠背直流换流站监控系统设计、施工和运行经验。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定,编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明,对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是,本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1	总 则	(31)
3	系统构成	(33)
3.1	系统结构	(33)
3.2	网络结构	(33)
4	系统功能	(35)
4.1	总体功能	(35)
4.3	控制层功能	(36)
5	系统配置	(39)
5.1	站控层设备	(39)
5.2	控制层设备	(39)
5.3	就地层设备	(40)
5.5	软件系统	(40)
6	系统性能指标	(43)
7	电 源	(44)
9	防雷与接地	(45)
10	电缆与光缆的选择	(46)

1 总 则

1.0.1 本条明确本标准制定的目的和共性原则要求。

1.0.2 本条明确本标准的适用范围。另外,本标准适用于常规高压直流输电工程(也称电流源换相高压直流输电,英文简称 LCC-HVDC,换流阀采用晶闸管元件),不适用于柔性高压直流输电工程(也称电压源换相高压直流输电,英文简称 VSC-HVDC,换流阀采用 IGBT、IEGT 等可控关断元件)。

1.0.4 目前,换流站的设计均按有人值班来进行,实际运行中也都配置有足够的运行人员来负责监盘和操作。随着直流输电、通信等相关技术的发展,以及运维管理体制的变革,调控一体化和无人值班的运行模式也逐渐被提上日程。此时,换流站的监控系统后台设备,如操作员工作站可在现有基础上简化为仅配置 1 台,同时可取消文档工作站、站长工作站、保护及故障信息管理子站等人机接口工作站,并将其功能整合在监控系统的站控层设备中。

1.0.5 随着特高压交直流输电技术的快速发展,同时也为了便于工程的运维管理,目前国内陆续出现了几个换流站和变电站合建的工程,如±800kV 泰州换流站和 1000kV 泰州变电站合建工程、±800kV 临沂换流站和 500kV 智圣变电站合建工程、±1100kV 昌吉换流站和 750kV 五彩湾变电站合建工程。上述工程均实现了在换流站可进行对变电站的监控运行的功能,但由于换流站和变电站的建设时序差异,变电站监控系统设备是采用换流站技术路线还是变电站技术路线设备(目前国内换流站和变电站采用的监控系统设备在系统结构、硬件平台和软件功能实现方式上均存在着较大差异,无法兼容通用)以及换流站和变电站监控系统设备是否由同一厂家供货等因素的制约,其实现的方式也有所不同。

对于泰州交直流、昌吉交直流合建工程,由于变电站先于换流站建设,相应的变电站均采用变电站技术路线的监控系统设备,且换流站和变电站监控系统设备采用不同厂家的产品,因而其合建方案为,将变电站的站控层工作站搬迁至换流站的主控室内,通过光纤接入原变电站站控层网络,实现在同一主控室对变电站和换流站的值守。对于临沂交直流合建工程,由于变电站和换流站同期建设,相应的变电站采用了换流站技术路线的监控系统设备,且换流站和变电站监控系统设备采用了同一厂家的产品,因而其合建方案为,变电站监控系统设备直接接入换流站的监控系统,由换流站监控系统实现对变电站的监控。

根据系统方案,目前换流站还有考虑设置调相机,调相机的监控和保护系统通常都由一次设备供货商成套提供。由于调相机系统设备复杂,且其监控采用了 DCS 分散控制系统,若要与换流站监控系统互联还存在较大难度,但其监控系统可接入换流站的远动通信设备,实现远动通信设备和通道的共享。

3 系统构成

3.1 系统结构

3.1.5 “集中”和“分散”是指从系统结构上和从地理位置上的集中和分散,系统结构针对设备设置,地理位置针对设备布置。站控层设备通常包括人机接口设备和服务器等数据处理设备,人机接口设备集中设置并布置于主控制室,数据处理设备集中设置并布置于站公用控制保护设备室。控制层设备为各区域控制主机,通常按区域集中设置,并布置于相应控制保护设备室或继电保护小室。就地层设备为 I/O 设备,通常按间隔集中设置,并按区域分散布置于相应控制保护设备室或继电保护小室。

3.2 网络结构

3.2.1 目前国内采用 ABB 公司技术路线和西门子公司技术路线的换流站监控系统,均采用的是国际标准的通信体系和分层分布式结构。

3.2.2 随着现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 系列标准的逐步推广,目前国内已有制造商在换流站监控系统的站控层网络中采用了现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 系列标准的通信规约,这也是今后换流站监控系统的发展方向。

3.2.3 控制层和就地层设备之间的通信网络,包括控制层设备与现场 I/O 设备和与其测量系统之间的通信两部分。控制层设备与现场 I/O 层设备之间通常采用高速以太网或现场总线通信。由于直流控制保护系统技术路线的差异,目前常用的有: CAN 总线、PROFIBUS 总线和现场层局域网(local area network, LAN)。

控制层设备与测量设备之间通常采用标准的现场总线通信。由于直流控制保护系统技术路线的差异,目前常用的有:时分多路总线(time division multiplex, TDM)和 IEC60044-8 总线。

上述通信网络和现场总线均采用双重化设计、星形拓扑结构,具有足够的传输速率和高可靠性。

3.2.4 控制层设备包括:双极控制、极控制、阀组控制和交直流站控主机设备,各双重化控制主机之间通常采用标准的总线进行通信,以实现热备用系统对运行系统控制状态和控制输出的实时跟随。同时,双重化控制主机之间应具备切换逻辑相关的通信接口,以实现系统切换功能。由于直流控制保护系统技术路线的差异,目前控制层冗余控制主机之间通信采用的总线通常有:高级数据链路控制总线(high level data link control, HDLC)、快速控制总线(insert fast communication, IFC; muti-function interface, MFI)。HDLC 总线是一种高速总线,其通信速率可达 100Mbps,可采用并行接口、电以太网接口和光以太网接口的型式。IFC 和 MFI 总线均是快速控制总线,其通信速率可达 50Mbps,通常采用光纤接口。

双极控制、极控制、阀组控制等不同控制主机之间,控制主机和保护设备之间宜通过快速控制总线或控制 LAN 网通信,以实现各设备之间的实时配合和状态信息交换。由于直流控制保护系统技术路线的差异,目前不同控制主机之间、控制主机和保护设备之间通信采用的网络或总线通常有:控制层局域网(local area network, LAN);MFI 及 IFC 快速控制总线。早期工程中也有采用 CAN 总线实现通信。

上述通信网络和总线均采用双重化设计、星形拓扑结构,具有足够的传输速率和高可靠性。

4 系统功能

4.1 总体功能

4.1.3 针对电力监控系统网络空间巨大、安全管控任务艰巨的实际情况,目前国网公司决定加快建设电力监控系统网络安全管理平台,及早实现网络空间的实时监控和闭环管理,同时已出台了相关文件。根据《国家电网公司关于加快推进电力监控系统网络安全管理平台建设的通知》(国网公司调〔2017〕1084号)的要求,平台的建设需要在站端监控系统的Ⅱ区(或Ⅰ区)部署网络安全监测装置,采集站控层服务器、工作站、网络设备和安防设备自身感知的安全数据及网络安全事件,实现本地监视和管理,同时转发至调控机构的网络安全监管平台。因此本条提出换流站监控系统宜具备站内网络安全监测的功能。

4.1.4 换流站监控系统的时间同步技术要求详见表1。

表1 监控系统设备的时间同步技术要求

二次设备名称	时间同步准确度要求	时间同步信号类型
站控层设备 (操作员工作站等)	1ms	NTP/ SNTP
控制层设备 (控制主机)	1ms	IRIG-B(DC)、1PPM、1PPS、DCF77
就地层设备 (I/O设备)	1ms	IRIG-B(DC)、1PPM、DCF77

其中,DCF77为是一种欧洲标准广播时钟信号,在贵广和云广直流输电工程中用于西门子成套提供的直流控制保护系统主机(TDC)和测控装置(6MD66)等硬件。目前的工程中,换流站监控

系统的控制层、就地层设备均采用 IRIG-B(DC)时间同步信号。

目前,根据《国调中心关于强化电力系统时间同步监测管理工作的通知》(调自〔2014〕53 号)的要求,国家电网公司的工程均要求站内监控系统主机作为站控层时间同步监测管理者,实现时钟装置、测控装置等设备的时间同步监测。当发现被监测设备同步异常时,管理端应生成告警信息,并通过远动通信设备上送相应的调度中心。因此本条提出监控系统主机应具备站内时间同步监测管理的功能。

4.3 控制层功能

4.3.1 直流控制系统宜配置下列基本控制功能:

2 对于每极双 12 脉动阀组串联接线的换流站,可以采用对串联的两个阀组进行统一控制,两个阀组接收相同的触发信号,保持串联阀组的触发角相同,从而保证串联阀组的电压平衡;也可采用对串联的两个阀组进行独立控制,两个阀组独立运行,增加阀组协调控制功能。

对于逆变侧为分层接入方式即接入不同电压等级交流系统的换流站,其分层接入的两个阀组必须独立控制。

4.3.3 根据现有的工程经验,大容量直流输电系统采用送端孤岛运行方式,可减少直流跳闸后潮流转移对交流系统的影响,有效改善远距离送电系统的稳定性。

孤岛方式下,由于送端与交流主网没有电气联系,孤岛系统的短路比和有效惯性时间常数显著低于联网方式,导致交直流相互间的影响更为明显,由此带来频率稳定、过电压抑制和功角稳定等一系列问题。因此对孤岛运行方式下的控制策略的优化包括:附加控制策略、调频控制策略和过电压控制策略。

直流输电线路在冬季覆冰严重时会威胁电力系统的安全运行。因此,对于输电线路穿越覆冰地区的直流输电工程,在直流控制系统中通常需考虑融冰运行模式。融冰方式下的控制策略是利

用阀组在直流线路导体中形成足够的环流来阻止线路结冰,甚至在已经结冰时产生融冰效果,通常包括异向融冰或并联融冰。

为了节省工程用地和工程造价,共用接地极的接线方式在土地资源紧张的地区被广泛应用。从直流控制系统的动作特性分析,共用接地极可能引起接地极电流的越限,对直流控制系统的相关功能有一定的影响,相关的功率协调控制策略需要进行优化调整。

4.3.4 根据换流站的接线和运行特点,换流站设计了一系列特殊的防误闭锁逻辑。阀厅大门与阀厅内接地刀闸的联锁条件为:仅在阀厅内接地刀闸闭合时,才允许打开阀厅大门;仅在阀厅大门关闭后,才允许断开阀厅内接地刀闸。直流滤波器高压侧的隔离开关的联锁条件为:直流滤波器可能会允许带电投切,在带电切除时,因为该隔离开关没有断流能力,需要对滤波器支路电流进行判断以允许分开隔离开关,通常当电流超过 100A 的情况下,不允许隔离开关分闸。交直流滤波器围栏场地的网门与交直流滤波器高压侧的接地刀闸之间的联锁条件为:仅在交直流滤波器高压侧的接地刀闸闭合时,才允许打开网门;仅在网门关闭后,才允许断开交直流滤波器高压侧的接地刀闸。

交流滤波器、直流场和阀厅区域的断路器、隔离开关、接地开关等开关设备,由于要参与换流站的顺序控制,因此其防误闭锁均由软件闭锁逻辑实现,不宜再设计电气硬接线闭锁回路。

4.3.5 为了平稳启动和停运直流输电系统,实现直流输电系统各种运行方式和状态之间的平稳切换,换流站控制系统应设置相关的顺序控制,依次完成一系列操作步骤的自动控制功能。顺序控制通常包括:直流输电系统的正常起停控制、阀组解锁/闭锁控制、金属回线/大地回线转换、直流滤波器连接/隔离和极连接/隔离等。

顺序控制和防误闭锁的设计应保证控制逻辑一致,避免控制操作的不安全、不正常执行。

4.3.6 考虑到光纤通信系统已广泛应用,直流远动系统宜采用光纤通信系统作为信号传输的通道,通信速率宜采用 2Mbit/s,以提高传输的可靠性。根据直流控制保护主流成套供货厂家的动态性能试验结论,综合已投运工程的通信通道传输延时实测值,确定为了满足直流输电系统的动态响应要求,直流远动系统的总体传输延时不应大于 30ms。

5 系统配置

5.1 站控层设备

5.1.3 为了便于运行人员同时查看各不同区域的监视画面,目前国内已投运及在建换流站一般都配置有 4 台~5 台操作员工作站,因此具体工程操作员工作站的数量可根据需要确定。

5.2 控制层设备

5.2.4 直流站控主机可独立配置,也可集成在直流极控设备中。SIEMENS 技术路线一般配置独立的直流站控主机,而 ABB 技术路线一般不配置独立的直流站控主机,将其功能集成在直流极控主机中;交流站控主机可集中配置,也可按间隔分散配置。SIEMENS 技术路线全站一般配置独立的交流站控主机,而 ABB 技术路线将其功能分别集成在交流场各设备间隔的控制主机中;站用电控制主机宜独立配置,也可集成在交流站控主机中。SIEMENS 技术路线全站一般不配置独立的站用电控制主机,将其功能集成在交流站控主机中。由于站用电主机要实现高、低压站用电电源的备自投功能,推荐配置独立的站用电主机。

当背靠背换流站终期建设规模仅为一个背靠背换流单元时,可不独立配置直流站控主机;当终期建设规模为两个及以上背靠背换流单元时,直流站控主机宜独立配置。

5.2.6 本条对两端直流输电换流站的直流远动系统的配置原则进行了规定。每极双 12 脉动阀组串联接线换流站的直流远动系统仍然以极为基础双重化配置,在设备层次结构中仍然属于极控制层,要高于阀组控制层。目前已投运的哈郑、溪浙、酒湖±800kV 特高压直流输电工程中的阀组层的控制保护之间均没有

设独立的站间通信。

本条对两端直流输电换流站换流站的直流远动系统的通道配置进行了规定。直流远动系统的通道配置依赖于直流控制保护系统的分层和冗余结构设计。站间通信通道包括极控、极保护和站间 SCADA,还包括直流线路故障定位装置。ABB 技术路线的直流控制保护系统中极控与极保护一般为共用站间通道,SIEMENS 技术路线的直流控制保护系统中极控、极保护均配置独立的站间通道。当直流控制系统配置有直流站控,且直流站控中含有极/双极层功能时,还可为直流站控配置独立的站间通信通道。冗余的极控、极保护、站控设备之间的站间通信通道应独立,两极之间的站间通信通道应独立。

5.3 就地层设备

5.3.4 早期的直流工程中,监控系统设备通常由国外供货商成套提供,当就地层设备采用独立的测控装置时为了节省投资,一般采用单套配置,如贵广直流输电工程;当就地层设备采用主机加 I/O 板卡方式时,一般采用双套配置,如龙政直流输电工程。近期的直流工程中,监控系统设备通常由国内供货商成套提供,其设备费用大大降低,为提高监控系统的整体可靠性,交流场就地层设备一般按双套配置,其设备费用增加也不多。为了提高换流站监控系统的整体可靠性,本条提出换流站交流场就地层设备宜采用双套配置的规定。

5.5 软件系统

5.5.1 软件分为系统软件、支撑软件和应用软件。系统软件由操作系统、实用程序、编译程序等组成。操作系统实施对各种软硬件资源的管理控制。实用程序是为方便用户所设,如文本编辑等。编译程序的功能是把用户用汇编语言或某种高级语言所编写的程序,翻译成机器可执行的机器语言程序。支撑软件有接口软件、工

具软件、环境数据库等,它能支持用机的环境,提供软件研制工具。支撑软件也可认为是系统软件的一部分。应用软件是用户按其需要自行编写的专用程序,它借助系统软件和支援软件来运行,是软件系统的最外层。一般地,系统软件和支撑软件采用成熟的商业软件,其通用性好、可靠性高。也有部分支撑软件是由供货厂家自行开发的(如网络软件),应用软件则基本上全为供货厂家开发。

5.5.2 本条主要针对工程扩建时,监控系统的软件基本不做变动。就软件容量而言,工程建设初期就应能提供本工程远期规模下使用的软件。所以,软件要按远景规划要求配置。

5.5.3 操作系统是控制和协调计算机系统的所有硬件设备,支持应用软件开发和运行的软件平台。系统软件应为成熟的实时多任务操作系统。

根据不同直流控制保护成套供货厂家的设计理念和采购渠道不同,其站控层设备选用的操作系统也不相同,主要采用了 Unix、Linux 和 Windows 这三种操作系统。其中,Unix、Linux 操作系统较为安全,但操作界面复杂;Windows 操作系统操作界面简捷易用,但安全性较差。为了满足直流输电系统运行既安全可靠又操作简便的要求,目前的工程中,运行人员控制系统通常采用混合的操作系统平台。即换流站内以数据处理工作为主的设备如系统服务器、远动通信设备等一般采用 Unix、Linux 操作系统以保证系统安全,而以人机界面为主的设备如操作员工作站、工程师工作站等则采用 Windows 操作系统。

近年来,随着计算机、网络技术的飞速发展,业主和运维部门对监控系统的安全性要求越来越高,目前南网和国网两大电网公司都提出了希望运行人员工作站等人机接口工作站也采用 Unix、Linux 操作系统的要求。由于 Unix 的源代码是不开放的,且仅与惠普等几家国外的大型服务器制造商合作,而 Linux 的源代码是开放的,且可以由用户自由编写各种各样的驱动程序和应用软件。可以预见,后续的工程中运行人员工作站等人机接口工作站采用

Linux 操作系统将成为一种应用趋势。

5.5.4 数据库的内容包括系统所采集的实时数据、变电站主要电气设备的参数、作为历史资料长期保存的数据、经程序处理和修改的数据等。数据库应用软件应具有实时性,能对数据库进行快速访问,同时具有可维护性及可恢复性。对数据库的修改,应设置操作权限,并记录用户名、修改时间、修改前的内容等详细信息。历史数据库应采用标准的商用数据库软件。在任一工作站上对数据库中的数据修改时,数据库管理系统应自动对所有工作站中的相关数据同时修改,保证数据的一致性。

5.5.5 应用软件系统的性能直接确定监控系统的运行水平,它应满足功能要求和各项技术指标。另外,当用户有自行开发要求时,用户程序中有许多接口是与应用软件系统有关的,因此,应用软件系统还应能提供通用的接口方式,使用户能顺利地自行开发工作。

6 系统性能指标

此性能指标系根据目前换流站主要监控系统设备技术指标的低限值获得,规定了换流站监控系统主要性能指标的一般要求,实际采购监控系统的技术指标不应低于此要求。

7 电 源

7.0.2 目前的工程中,控制主机及 I/O 接口设备的信号电源均为单电源供电。控制主机均为双重化配置;I/O 接口设备多为双重化配置,少数工程也采用了单重化配置。对于双重化配置的控制主机和 I/O 接口设备,其信号电源宜由 A、B 两段直流馈电母线分别供电;对于单重化配置的 I/O 接口设备,其信号电源宜由 A、B 两段直流馈电母线切换后的 C 段馈电母线供电。

9 防雷与接地

9.0.1 此条是对监控系统设备的要求,要求监控系统设备生产厂家采取防止雷电感应等过电压的措施,如对电源输入端进行隔离、信号输入端加防雷器/过电压保护器、采用光纤连接等。

9.0.3 在雷击过电压、一次回路操作、开关场故障、二次回路操作干扰及其他强干扰作用下,监控系统应能保证正常工作及动作正确性,装置不应要求其交直流输入回路外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求。监控系统设备的电磁兼容性能应达到表2的等级要求。

表2 监控系统设备的电磁兼容性能等级要求

序号	电磁干扰项目	依据的标准	等级要求
1	静电放电抗扰度	GB/T 17626.2	Ⅳ级
2	辐射电磁场抗扰度	GB/T 17626.3	Ⅲ级
3	快速瞬变抗扰度	GB/T 17626.4	Ⅳ级
4	浪涌(冲击)抗扰度	GB/T 17626.5	Ⅲ级
5	射频场感应的传导骚扰抗扰度	GB/T 17626.6	Ⅲ级
6	工频磁场抗扰度	GB/T 17626.8	Ⅳ级
7	脉冲磁场抗扰度	GB/T 17626.9	V级
8	阻尼震荡磁场抗扰度	GB/T 17626.10	V级
9	振荡波抗扰度	GB/T 17626.12	Ⅱ级(信号端口)

10 电缆与光缆的选择

10.0.2 换流站控制电缆及其金属屏蔽的选择和要求应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的相关条文规定。

根据已投运直流工程的实践情况,对换流站二次系统的控制电缆进行了阻燃要求规定。为了保证阻燃电缆的品质,避免采购最差的 C 类阻燃电缆,目前南方电网公司换流站工程中已要求采用 B 类阻燃电缆,因此在经济条件允许时,换流站二次系统控制电缆宜采用 B 类阻燃电缆。

10.0.3 换流站同一建筑物内设备之间的网络通信和控制总线可采用超五类屏蔽双绞线或光纤,但对于控制层的控制总线等实时性、可靠性要求较高的信息传输宜采用光纤作为传输介质。

10.0.4 对于室内跨楼层光缆,由于软装光缆或尾缆在穿越电缆竖井时容易损坏,建议也采用非金属加强芯光缆或铠装光缆。同时为方便现场接线的可靠性和快捷性,在条件允许时就地光缆宜尽量采用单端或双端预制光缆的技术或工艺。

每根光缆或尾缆应留有足够的备用光纤芯,换流站中备用光纤芯一般要求不低于在用光纤数量的 100%。