



220kV 环西变电站综合改造项目施工总承包技术规范书

广东电网有限责任公司广州供电局

2026年2月



目录

第一部分 总则	7
第二部分 技术要求	10
2.1 被改造设备型号及技术参数	10
2.1.1 外部条件	10
2.1.2 220kV 变电站继保自动化需“置换式”原屏改造设备参数清单	10
2.1.3 220kV 变电站 220kV GIS 设备一、二次融合设备参数清单	12
2.1.4 220kV 变电站“移动主控室”间隔代运行设备代运行间隔参数清单	12
2.2 改造设计要求	14
2.2.1 总体设计要求	14
2.2.1.1 承包人应提供的服务内容	14
2.2.1.2 设计规范	14
2.2.1.3 设计文件交付	14
2.2.1.4 专项设计方案	15
2.2.2 “置换式”原屏改造设计要求	15
2.2.2.1 继保自动化设备“置换式”原屏改造模式	15
2.2.2.2 “置换式”改造费用项目	15
2.2.2.3 置换式改造设计方案要求	15
2.2.3 GIS 设备一、二次融合改造方案要求	15
2.2.3.1 GIS 设备一、二次融合改造模式	15
2.2.3.2 GIS 设备一、二次融合改造费用项目	16
2.2.3.3 GIS 设备一、二次融合改造设计方案要求	16
2.2.4 “移动主控室”间隔代运行改造设计要求	16
2.2.4.1 继保自动化设备“移动主控室”间隔代运行改造模式	16
2.2.4.2 “移动主控室”间隔代运行改造费用项目	16
2.2.4.3 “移动主控室”间隔代运行改造设计方案要求	17
2.3 改造施工要求	17
2.3.1 施工组织方案	17
2.3.1.1 施工组织机构	17
2.3.1.2 综合计划和工期保证措施	18
2.3.1.3 施工方案	18
2.3.2 安全生产、文明施工要求	18
2.3.3 技术要求	18
2.3.3.1 总的技术要求	18
2.3.3.2 置换式改造实施流程	19
2.3.3.3 “移动主控室”改造实施流程	19
2.3.3.4 涉及土建部分的一般技术要求	20
2.3.3.5 安装工程的一般技术要求	20
2.3.3.6 其他施工要求	21
2.4 改造采用的二次设备及材料的技术要求	21
2.4.1 220kV 智能变电站自动化系统（包括五防系统）	21
2.4.1.1 “置换式”原屏改造技术要求	21
2.4.1.2 GIS 设备一、二次融合技术要求	21
2.4.1.3 “移动主控室”间隔代运行改造方案技术要求	22
2.4.1.4 智能变电站自动化系统额定电气参数	25
2.4.1.5 自动化系统技术性能	25
2.4.1.6 制造工艺的一般要求	30
2.4.1.7 功能要求	32
2.4.1.8 试验	51
2.4.2 变电站站控层以太网交换机	52
2.4.2.1 技术要求	52
2.4.2.2 功能要求	54
2.4.2.3 绝缘性能	55

2.4.2.4	电磁兼容	56
2.4.2.5	结构和外观	56
2.4.2.6	试验与检验	56
2.4.2.7	现场验收	58
2.4.3	安全可控过程层以太网交换机	59
2.4.3.1	技术要求	59
2.4.3.2	功能要求	62
2.4.3.3	绝缘性能	67
2.4.3.4	电磁兼容	67
2.4.3.5	结构和外观	68
2.4.3.6	屏柜要求	68
2.4.3.7	试验与检验	70
2.4.3.8	现场验收	72
2.4.4	安全可控智能录波器屏	72
2.4.4.1	基本要求	72
2.4.4.2	管理单元通信能力	73
2.4.4.3	采集单元	74
2.4.4.4	网络通信接口	76
2.4.4.5	设备硬件要求	78
2.4.4.6	屏柜要求	79
2.4.4.7	功能要求	83
2.4.4.8	网络安全要求	97
2.4.4.9	试验	97
2.4.5	变电站站时间同步系统	98
2.4.5.1	技术要求	98
2.4.5.2	制造工艺的一般要求	106
2.4.5.3	试验和验收	107
2.4.6	安全稳定控制	108
2.4.6.1	额定电气参数	108
2.4.6.2	机械性能	109
2.4.6.3	技术性能	109
2.4.6.4	各品类装置的关键功能技术要求	110
2.4.6.5	制造工艺的一般要求	110
2.4.6.6	试验	112
2.4.7	220kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏	113
2.4.7.1	额定电气参数	113
2.4.7.2	技术性能要求	113
2.4.7.3	电磁兼容性能	114
2.4.7.4	绝缘性能	114
2.4.7.5	耐湿热性能	114
2.4.7.6	机械性能	114
2.4.7.7	连续通电	115
2.4.7.8	安全要求	115
2.4.7.9	继电器设计要求	115
2.4.7.10	屏柜改造要求	115
2.4.7.11	安全可控装置相关技术要求	119
2.4.7.12	功能要求	119
2.4.7.13	试验	133
2.4.8	110kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏	135
2.4.8.1	额定电气参数	135
2.4.8.2	技术性能要求	135
2.4.8.3	电磁兼容性能	136
2.4.8.4	绝缘性能	136

2.4.8.5	耐湿热性能	136
2.4.8.6	机械性能	136
2.4.8.7	连续通电	136
2.4.8.8	安全要求	137
2.4.8.9	继电器设计要求	137
2.4.8.10	屏柜改造要求	137
2.4.8.11	安全可控装置相关技术要求	141
2.4.8.12	功能要求	141
2.4.8.13	试验	156
2.4.9	220kV 安全可控光缆跳闸主变保护屏	157
2.4.9.1	额定电气参数	157
2.4.9.2	技术性能要求	158
2.4.9.3	电磁兼容性能	159
2.4.9.4	绝缘性能	159
2.4.9.5	耐湿热性能	159
2.4.9.6	机械性能	159
2.4.9.7	连续通电	159
2.4.9.8	安全要求	159
2.4.9.9	继电器设计要求	159
2.4.9.10	屏柜改造要求	160
2.4.9.11	安全可控装置相关技术要求	164
2.4.9.12	功能要求	164
2.4.9.13	试验	182
2.4.10	220kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏	184
2.4.10.1	额定电气参数	184
2.4.10.2	技术性能要求	184
2.4.10.3	电磁兼容性能	185
2.4.10.4	绝缘性能	185
2.4.10.5	耐湿热性能	185
2.4.10.6	机械性能	185
2.4.10.7	连续通电	186
2.4.10.8	安全要求	186
2.4.10.9	继电器设计要求	186
2.4.10.10	屏柜要求	187
2.4.10.11	安全可控装置相关技术要求	190
2.4.10.12	功能要求	191
2.4.10.13	试验	206
2.4.11	110kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏	208
2.4.11.1	额定电气参数	208
2.4.11.2	技术性能要求	208
2.4.11.3	电磁兼容性能	209
2.4.11.4	绝缘性能	209
2.4.11.5	耐湿热性能	210
2.4.11.6	机械性能	210
2.4.11.7	连续通电	210
2.4.11.8	安全要求	210
2.4.11.9	继电器设计要求	211
2.4.11.10	屏柜要求	211
2.4.11.11	安全可控装置相关技术要求	215
2.4.11.12	功能要求	215
2.4.11.13	试验	230
2.4.12	10kV 备自投装置	231
2.4.12.1	技术要求	231

2.4.12.2	技术性能	232
2.4.12.3	装置的功能要求	233
2.4.12.4	试验	233
2.4.13	智能控制柜	234
2.4.13.1	技术要求	234
2.4.13.2	智能终端功能要求	248
2.4.13.3	环境适应性要求	250
2.4.13.4	电气要求	251
2.4.13.5	试验要求	251
2.4.14	220kV 变电站交流不间断电源系统 (UPS)	254
2.4.14.1	技术要求	254
2.4.14.2	试验	260
2.4.15	直流系统	261
2.4.15.1	高频开关电源模块	262
2.4.15.2	DC/DC 模块	262
2.4.15.3	监控装置	263
2.4.15.4	绝缘监测装置	267
2.4.15.5	蓄电池电压巡检装置	271
2.4.15.6	保护电器	272
2.4.15.7	降压硅链	273
2.4.15.8	防雷器	273
2.4.15.9	测量表计	273
2.4.15.10	屏体、母线排及内部元器件	274
2.4.15.11	设计结构与原材料要求	274
2.4.15.12	质量追溯	274
2.4.15.13	关于对检修的要求	274
2.4.15.14	试验	275
2.4.16	控制电缆	283
2.4.16.1	额定电气参数	283
2.4.16.2	技术性能要求	283
2.4.16.3	试验	284
2.4.16.4	包装、运输、贮存和质量保证	285
第三部分	标准与规范	286
3.1	二次系统设计应遵循的现行标准	286
3.2	二次系统设备应遵循的现行标准	286
3.3	设备安装部分应遵循的现行标准	288
第四部分	供货范围及设备材料响应	290
4.1	工程概况	290
	本技术规范书采购的设备适用的工程概况	290
4.2	设备详细技术要求	290
4.2.1	标准技术特性参数表	290
4.2.1.1	智能变电站自动化标准技术特性参数表 (投标方填写)	290
4.2.1.2	变电站站控层以太网交换机标准技术参数表 (投标方填写)	293
4.2.1.3	安全可控过程层以太网交换机标准技术参数表 (投标方填写)	293
4.2.1.4	安全可控智能录波器屏标准技术参数表 (投标方填写)	294
4.2.1.5	变电站站时间同步系统标准技术参数表 (投标方填写)	295
4.2.1.6	安全稳定控制标准技术参数表 (投标方填写)	298
4.2.1.7	220kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏标准技术参数表 (投标方填写)	300
4.2.1.8	110kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏标准技术参数表 (投标方填写)	301
4.2.1.9	220kV 安全可控光缆跳闸主变保护屏标准技术参数表 (投标方填写)	302

4.2.1.10	220kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏标准技术参数表（投标方填写）	304
4.2.1.11	110kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏标准技术参数表（投标方填写）	305
4.2.1.12	10kV 备自投装置标准技术参数表（投标方填写）	307
4.2.1.13	220kV 变电站交流不间断电源系统（UPS）标准技术参数表（投标方填写）	308
4.2.1.14	移动主控室标准技术参数表（投标方填写）	310
4.2.1.15	220kV 直流系统技术参数和性能要求响应表（投标方填写）	311
4.2.1.16	二次控制电缆标准技术参数（投标方填写）	313
4.2.2	主要元器件来源	314
4.2.2.1	智能变电站自动化设备主要元器件来源一览表（投标方填写）	314
4.2.2.2	变电站站控层以太网交换机货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	320
4.2.2.3	安全可控过程层以太网交换机货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	321
4.2.2.4	安全可控智能录波器屏货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	323
4.2.2.5	变电站站时间同步系统货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	324
4.2.2.6	安全稳定控制货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	325
4.2.2.7	220kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	326
4.2.2.8	110kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	327
4.2.2.9	220kV 安全可控光缆跳闸主变保护屏货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	328
4.2.2.10	220kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	329
4.2.2.11	110kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	330
4.2.2.12	智能控制柜货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	331
4.2.2.13	220kV 变电站交流不间断电源系统（UPS）货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	334
4.2.2.14	移动主控室货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	337
4.2.2.15	监测系统货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	339
4.2.2.16	电缆其他货物需求及供货范围一览表（投标方填写）	339
4.2.2.17	拆除施工内容一览表（投标方填写）	341
4.2.2.18	对侧工程需求及供货范围一览表（投标方填写）	343
4.2.2.19	一次电气货物需求及供货范围一览表（需配套提供）	348
4.3	实施单位响应	350
4.3.1	勘察设计单位响应（投标单位填写）	350
4.3.2	施工单位响应（投标单位填写）	350
4.4	投标方技术偏差	352
4.4.1	投标方技术偏差	352
4.3.2	投标方需说明的其他问题	352

第一部分 总则

1.1 本技术规范书适用于广东电网有限责任公司 220kV 变电站全站综自改造项目设计、采购、施工总承包工程。

1.2 投标方成套供货的设备与材料应是全新的、先进的、成熟的、完整的和安全可靠的。属于本项目特有的设备和材料，投标方应按本技术规范书要求提供。

1.3 投标方应充分理解“置换式”原屏改造、220kV GIS 设备一、二次融合、“移动主控室”间隔代运行改造的定义，并在改造方案中阐述执行过程。

本规范书提出的是最低限度的技术要求，并未对一切技术细节做出详细规定，也未充分引述有关标准和规范的条文，投标方应保证提供符合本规范书和相关的国际国内标准要求的优质产品及相应服务。投标方应在投标文件中，对于招标文件进行逐段应答，表明是否接受和同意本招标文件的要求，如接受或同意招标文件某条款的要求，则在该条款后注明“理解并承诺完全响应上述条款的要求”；投标期间，投标方所发澄清答复，须经过认真、慎重考虑，对于同一澄清，所做的多次答复，均以首次答复为准，其余澄清答复均不作为以后签订技术协议的依据。由于投标方勘查不细出现的一切偏差，都有投标方承担。若针对某条款，投标方有特别的建议、方案、技术特点或差异，请在该条款下加以描述和说明。同时应清楚的表示在“差异表”中。如投标方未对本规范书提出书面异议，招标方则可认为投标方提供的产品完全满足本规范书的要求。如投标方有超出本技术规范书以外的其他要求，应在投标书后附说明。

1.4 如投标方有超出本技术规范书以外的其他要求，应在投标书后附说明。

1.5 设备及技术采用的专利涉及到的全部费用均被认为已包含在投标报价中，投标方应保证招标方不承担有关专利、专有技术的一切责任。

1.6 本技术规范书经招、投标双方共同确认和签字后作为订货合同的技术附件，与定货合同正文具有同等效力。

1.7 在合同签订后，招标方有权因规范、标准、规程、电网结构发生变化而提出一些补充要求，具体内容双方共同商定。

1.8 投标方中标后提供的分系统设计资料要经过招标方组织的设计审查会，审查通过后进行后续工程施工。设计资料要与招标文件、招标方前期委托单位所做的可研和初步设计一致，并且设计资料取得可研和设计单位认可。审查会费用由投标方负责。如有差异由招标方确定，再由设计院根据工程总体提出整改要求，投标方应无条件服从。

1.9 投标方所采用的工艺技术成熟可靠，技术先进的产品，有电网的相关案例或业绩。投标方选用或推荐的机械设备、电气仪表、材料等除了能满足工艺性能要求外，应做到质量优良，设备结构简单，易于维修。投标方应提供高质量的设备。投标方考虑装置在 XX 地区气候条件下，装置的满负荷、长周期、安全、稳定运行的可靠性。

1.10 本招标文件提出的是最低限度的技术要求，并未规定所有的技术要求和适用的标准，投标方应提供一套满足本招标文件和所列标准要求的高质量产品及其相应服务。对国家有关安全、环保等强制性标准，必须满足其要求。

1.11 合同签订后，投标方立即来现场进行核实数据勘查现场。合同签订后两周内，按本招标文件的要求，投标方提出合同设备的设计、制造、检验/试验、装配、安装、调试、试运、验收、运行和维护等标准清单给招标方，由招标方确认。

1.12 投标方须执行本招标文件所列标准，有矛盾时，按较高标准执行。投标方在设备设计和制造中所涉及的各项规程、规范和标准必须遵循现行最新版本的标准。

1.13 投标方应提供高质量的设备。这些设备应是成熟可靠、技术先进的产品。设备采用的专利涉及到的全部费用均被认为已包含在设备报价中，投标方应保证招标方不承担有关设备专利的一切责任。

1.14 对分包商的招标工作，招标方必须参加，并予以认可，否则无效。分包商资格应由招标方书面认可，且不允许分包商再分包。

1.15 进口设备采用原装进口，必须提供原产地证明材料(原件)和海关报关及商检证明，产品说明书(原件)，如在使用过程中发现有虚假行为，免费进行更换，并承担相应的损失。

1.16 若本规范书所有条款兼容性解释权属于招标方。

1.17 规范书未尽事宜，由投标方解决。

1.18 投标方提供的文件，包括图纸、计算、说明、使用手册等，均应使用国际单位制(SI)。所有文件、工程图纸及相互通讯，均应使用中文。不论在合同谈判还是签约后的工程建设期间，中文是主要的工作语言。若文件为英文，应同时附中文说明。

1.19 投标书使用语言为中文。投标方应在投标书技术部分的首页,简要说明投标设备的名称、型号、特点。

1.20 投标商应对本招标书进行逐条应答。应答为“满足”，则不应与招标书有任何差异，否则即应详细说明。

1.21 投标方提供型式和例行试验报告及产品鉴定报告。

1.22 投标文件要求：投标方在投标时，提供以下技术文件供招标方审查：

- (1) 220kV 变电站综合改造项目总体设计方案；
- (2) 220kV 变电站综合改造项目总体施工方案；
- (3) 继保自动化设备“置换式”原屏改造实现方式介绍及应用案例；
- (4) GIS 设备一、二次融合改造方案介绍；
- (5) 继保自动化设备“移动主控室”间隔代运行改造实现方式介绍；
- (6) 供货范围内设备的相关材料和有关图纸资料等。

1.23 工程概况

本技术规范书采购的设备适用的工程概况如下：

表 1.1 工程概况一览表

序号	名 称	项目单位填写
1	工程名称	220kV 环西变电站全站综自改造（到期）
2	工程建设单位	中国南方电网有限责任公司广州供电局
3	工程规模	220kV 环西站全站改造为智能变电站，采用安全可控二次设备，实施“置换式”原屏改造技术；实施 220kV GIS 设备一、二次融合；“移动主控室”间隔代运行改造等技术完成本次改造。 具体改造范围如下： （1）更换监控后台主机/操作员工作站；更换设备上的五防锁具，调试原五防系统； （2）更换直流电源系统、UPS 交流不间断电源系统； （3）更换智能远动装置、规约转换装置、公用测控装置；更换主控室交换机屏、高压室交换机屏；更换#1、#2、#3 主变测控屏；更换 220kV 电压等级测控；更换 110kV 电压等级测控；更换 10kV 电压等级测控；更换 10kV 备自投装置；更换 10kV 开关柜面版；更换 220kV、110kV、10kV 的所有电压并列装置； （4）新增过程层设备；新增主变各侧智能终端；新增 220kV、110kV 各间隔智能终端；220kV 和 110kV 母线保护改造期间，临时新增 220kV

		和 110kV 母差保护智能接口屏用于新旧母差屏的配合；增加“移动主控室”设备； （5）更换#1、#2、#3 主变保护；更换 220kV 线路保护、110kV 线路保护、110kV 分段保护、110kV 母联保护、220kV 母线差动保护、110kV 母线差动保护；110kV 侧保护需双套配置；更换故障录波系统，新增双套主机的智能录波管理机屏及相应故障录波采集屏；更换安稳系统；拆除继电保护故障及信息管理子站； （6）更换主控室同步时钟对时系统及 10kV 高压室同步对时扩展装置； （7）更换#1、#2、#3 主变端子箱；更换#1、#2、#3 高压室交、直流端子箱；更换#1、#2、#3 铁芯接地监测装置；迁移 220kV、110kV 及 10kV 电压监测装置至对应电压等级新 PT 并列屏； （8）更换相应的二次电缆及完成防火封堵；更换 220kV、110kV 及 10kVPT 柜内的三相联动空开为单相 PT 专用空开； （9）在主控室前部扩建二次屏位 20 个；迁移并更换主控台；拆除更换掉的旧设备；配合二次改造，完成新增设备的接地、电缆敷设及防火封堵工作；对侧站相应改造及配合工作；考虑 10kV 馈线进行保护改造时的负荷转移（需要配套电缆分支箱、一次线缆等）。
4	工程地址	广东省广州市荔湾区 220kV 环西变电站
5	运输条件	陆运

注：用于专项招标时，项目单位根据工程实际情况填写 1.1 各项内容。

第二部分 技术要求

2.1 被改造设备型号及技术参数

2.1.1 外部条件

本技术规范书采购的设备适用的外部条件如下：

表 2.1 设备外部条件一览表

序号	名 称	单位	招标人要求值	投标人保证值
1	环境温度	℃	-25℃～+55℃	(投标人填写)
2	大气压力	kPa	80kPa～106kPa	(投标人填写)
3	相对湿度	%	5%~95%（产品内部既不应凝露，也不应结冰）	(投标人填写)
4	周围环境		使用地点不出现超过 GB/T 11287 规定的严酷等级为 I 级的振动	(投标人填写)
5	设备运输条件		(1). 装置在运输中允许的环境温度-40℃～+70℃，相对湿度不大于 85%； (2). 在贮存中允许的环境温度-25℃～+55℃，相对湿度不大于 85%，在不施加任何激励量的条件下，装置不出现不可逆变化	(投标人填写)

注：项目单位根据实际使用条件，需要变更使用条件要求时，可在表 2.2 标准技术特性参数表的项目单位需求差异表中给出，投标人应对该差异表响应。差异表与使用条件表不同时，以差异表给出的参数为准。

2.1.2 220kV 变电站继保自动化需“置换式”原屏改造设备参数清单

表 2.2 “置换式”原屏改造设备表

序号	电压等级	间隔	设备名称	设备类型	设备型号	技术参数	投运日期
1	220kV	#1 主变	#1 主变保护屏一	主变保护	WBH-801A/P/2F	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。尺寸：19/2 英寸 6U	2014.01
2	220kV	#1 主变	#1 主变保护屏二	主变保护	WBH-801A/P/2F	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014.01

						尺寸：19/2 英寸 6U	
3	220kV	#2 主变	#2 主变保护屏一	主变保护	WBH-801A/P/2F	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。 尺寸：19/2 英寸 6U	2014. 01
4	220kV	#2 主变	#2 主变保护屏二	主变保护	WBH-801A/P/2F	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。 尺寸：19/2 英寸 6U	2014. 01
5	220kV	#3 主变	#3 主变保护屏一	主变保护	WBH-801A/P/2F	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。 尺寸：19/2 英寸 6U	2015. 01
6	220kV	#3 主变	#3 主变保护屏二	主变保护	WBH-801A/P/2F	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。 尺寸：19/2 英寸 6U	2015. 01
7	220kV	石环甲线	220kV 石环甲线保护屏 I	线路保护	PRS-753AM-NW	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2021. 11
8	220kV	石环甲线	220kV 石环甲线保护屏 II	线路保护	PCS-931N2-1A	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2021. 11
9	220kV	石环乙线	220kV 石环乙线保护屏 I	线路保护	PRS-753AM-NW	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2021. 11
10	220kV	石环乙线	220kV 石环乙线保护屏 II	线路保护	PCS-931N2-1A	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2021. 11
11	220kV	环京线	220kV 环京线保护屏 I	线路保护	CSC-103A2-N	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2023. 11
12	220kV	环京线	220kV 环京线保护屏 II	线路保护	PCS-931A2-N-Z	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2023. 11
13	10kV	馈线	10kV 线路保测装置	保测装置	NSR-612RF	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014. 01
14	10kV	电容器	10kV 电容器保测装置	保测装置	NSR-621RF	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014. 01
15	10kV	电抗器	10kV 电抗器保测装置	保测装置	NSR-668RF	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014. 01
16	10kV	接地变	10kV 接地变保测装置	保测装置	NSR-631RF	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014. 01
17	10kV	站用变	10kV 站用变保测装置	保测装置	NSR-631RF	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014. 01

18	10kV	分段	10kV 分段保护测控装置	保测装置	NSR-612RF	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014.01
----	------	----	---------------	------	-----------	--	---------

2.1.3 220kV 变电站 220kV GIS 设备一、二次融合设备参数清单

表 2.3 一、二次融合设备表

序号	电压等级	间隔	设备名称	设备类型	设备型号	技术参数	投运日期
1	220kV	#1 主变	#1 主变高压侧智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
2	220kV	#2 主变	#2 主变高压侧智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
3	220kV	#3 主变	#3 主变高压侧智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
4	220kV	线路	罗涌甲线智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
5	220kV	线路	罗涌乙线智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
6	220kV	线路	石环甲线智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
7	220kV	线路	石环乙线智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
8	220kV	线路	环京线智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
9	220kV	母联	220kV 母联智能终端	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
10	220kV	母设	220kV PT 智能终端 1	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增
11	220kV	母设	220kV PT 智能终端 2	终端设备	\	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	新增

2.1.4 220kV 变电站“移动主控室”间隔代运行设备代运行间隔参数清单

表 2.4 代运行间隔设备表（含拆退间隔，如需更换保留，需特别提出）

序号	电压等级	间隔	设备名称	设备类型	设备型号	技术参数	投运日期
1	110kV	环彩甲线	环彩甲线保护	线路保护	CSC-163A-N	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，	2024.08

						额定交流电压 57.73V。	
2	110kV	环彩甲线	环彩甲线测控	线路测控	NSD500M4C	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2024
3	110kV	环彩乙线	环彩乙线保护	线路保护	CSC-163A-N	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2024. 08
4	110kV	环彩乙线	环彩乙线测控	线路测控	NSD500M4C	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2024
5	110kV	环三甲线	环三甲线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2014. 01
6	110kV	环三甲线	环三甲线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2013. 11
7	110kV	环三乙线	环三乙线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2014. 01
8	110kV	环三乙线	环三乙线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2013. 11
9	110kV	环涌甲线	环涌甲线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2014. 01
10	110kV	环涌甲线	环涌甲线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2013. 11
11	110kV	环涌乙线	环涌乙线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2014. 01
12	110kV	环涌乙线	环涌乙线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2013. 11
13	110kV	环大德线	环大德线保护	线路保护	CSC-163A-N	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2024. 05
14	110kV	环大德线	环大德线测控	线路测控	NSD500M4C	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2024. 05
15	110kV	环水线	环水线保护	线路保护	WXH-813A-N	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2022. 09
16	110kV	环水线	环水线测控	线路测控	WXH-813A-N	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2022. 09
17	110kV	西村水厂线	西村水厂线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A, 额定交流电压 57.73V。	2014. 01 直接拆除
18	110kV	西村水厂线	西村水厂线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V,额定交流电流 1A,	2013. 11

						额定交流电压 57.73V。	
19	110kV	鹿鸣线	鹿鸣线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014.01 直接拆除
20	110kV	鹿鸣线	鹿鸣线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2013.11
21	110kV	罗涌线	罗涌线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014.01 直接拆除
22	110kV	罗涌线	罗涌线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2013.11
23	110kV	泮塘线	泮塘线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014.01 直接拆除
24	110kV	泮塘线	泮塘线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2013.11
25	110kV	五仙门线	五仙门线保护	线路保护	WXH-811AG	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2014.01 直接拆除
26	110kV	五仙门线	五仙门线测控	线路测控	NSD500	微机型，直流电源电压 220V，额定交流电流 1A，额定交流电压 57.73V。	2013.11

2.2 改造设计要求

2.2.1 总体设计要求

2.2.1.1 承包人应提供的服务内容

- (1) 工程项目的现场勘查、调研；
- (2) 工程图纸的设计，包括初步设计、施工图设计以及竣工图编制；
- (3) 参与项目设计文件的评审，并按照评审意见完善设计文件修改。

2.2.1.2 设计规范

- (1) 承包人采用的主要技术标准是国家现行规程规范、电力行业规程规范和合同约定的技术规范、标准开展勘查设计工作，包括但不限于以下规范：
- (2) 《电力系统设计技术规程（试行）》SDJ161-85；
- (3) 《电力系统设计内容深度规定》SDGJ60-88；
- (4) 广东电网有限责任公司有关规划文件；
- (5) 国家、行业及网省公司相关反措、规定等。

2.2.1.3 设计文件交付

承包人按规定的內容、時間、及份數向發包人交付設計文件，對提交的涉及文件的質量負責，並協助發包人取得設計文件的批復意見。

2.2.1.4 专项设计方案

提供工程范围内的专项设计方案，分析各类设备的特点，综合考虑技术先进性、安全性、时效性、经济性等因素，有针对性地制定总体技术改造方案。方案应明确改造整体目标和预期效果。

2.2.2 “置换式”原屏改造设计要求

2.2.2.1 继保自动化设备“置换式”原屏改造模式

“置换式”改造是指在二次屏体、外回路控制电缆等利旧的前提下，对保护装置、自动化装置、屏内配线及其附属件根据实际情况进行整体预制并在现场进行原屏置换的改造方式。

2.2.2.2 “置换式”改造费用项目

（1）设备供应商“置换式”改造方案制定费：包含现场勘测收资差旅费、现场勘测收资人工费、现场实施方案编制人工费、反配线白图设计人工费等。

（2）生产预制费：不同于整屏产品的批量生产，继保自动化设备“置换式”改造需要按照现场情况，对所有设备、线缆进行定制，生产预制费主要包含以下几部分：

- 1）柜内的线缆材料及线束加工费用；
- 2）柜内空开、压板、按钮、把手、端子、线槽、继电器等辅材费用；
- 3）屏柜改造用结构件费用；
- 4）预制线缆加工所需工装材料、工装调整的费用；
- 5）预制线缆的生产、测试、调试、包装、发货等人工费用。

（3）现场配线费：现场配线费包含保护装置、自动化装置及其附属件的拆装费和屏内配线的拆接费。

2.2.2.3 置换式改造设计方案要求

提供继电保护和自动化设备“置换式”原屏改造方案，即在尽量满足屏柜利旧、电缆利旧的前提下保障二次回路功能完善，实现超期服役设备的快速更新和二次设备产品生命周期技术升级。方案须分析针对原设备特点、工程特殊技术问题，提出解决方案并由此制定“置换式”原屏改造技术方案，提供必要的图文说明。

（1）现场勘测收资：现场勘测主要针对被改造屏柜、开关柜进行现场勘察，勘察内容主要包含：原组屏配置、原设备型号配置、原设备所属间隔、原柜体元器件配置情况、原柜体结构参数、原柜内外回路情况等。资料及需求收集主要包含：改造目标要求、改造过程要求、前期图纸资料。

（2）制定“置换式”改造方案：根据前期勘测情况，对被改造对象进行“置换式”改造方案编制，主要涉及“置换式”改造的可行性说明、改造差异比对、限制条件论述等。

（3）屏柜内部回路设计：依据前期图纸资料和现场勘测数据，进行原屏柜的内部回路设计，即在保障原电缆回路功能不做改变、原电缆和端子排不做变动的前提下，对屏柜内部设备、元器件进行更换，并进行相关反措调整等。同时，设备厂家给出屏柜内部设计图纸。

（4）根据设计白图生产置换式改造设备及其配件。

（5）变电站现场进行配件安装，配合施工单位进行设备调试，确保设备正常投产使用。

2.2.3 GIS 设备一、二次融合改造方案要求

2.2.3.1 GIS 设备一、二次融合改造模式

GIS 设备一、二次融合打破了传统变电站中一次设备（高压、强电流）和二次设备（控

制、保护、测量、监测)之间的物理和功能界限,在断路器、刀闸本体及其机械部分保持不变,通过在断路器、刀闸机构箱就地集成即插即用智能控制模块,将跳合闸控制、压力闭锁、防跳、信号采集、监测等进行集成化、模块化设计,取消了大量分立元件,打破一二次设备的界限,在可靠、保证电网安全稳定运行情况下,实现一二次设备的深度融合,形成一个统一的智能设备系统,提高变电站的可靠性和运维效率。

2.2.3.2 GIS 设备一、二次融合改造费用项目

新增设备, 主要涉及费用:生产制造费用, 现场人工费用等。

2.2.3.3 GIS 设备一、二次融合改造设计方案要求

改造时一次设备本体及其机械部分不做改变, 只针对二次回路进行改造将机构内跳合闸控制、压力闭锁、防跳、信号采集、监测等进行集成化、模块化设计, 取消大量分立元件。采用高度集成的免配置智能控制模块, 插拔式更换。改造完成后使用一根光缆取代常规变电站大量的外部长电缆, 同时使用光缆也使得通信网络简单可靠, 不受电磁干扰。

GIS 一、二次融合改造前后对比, 如图 2.1:

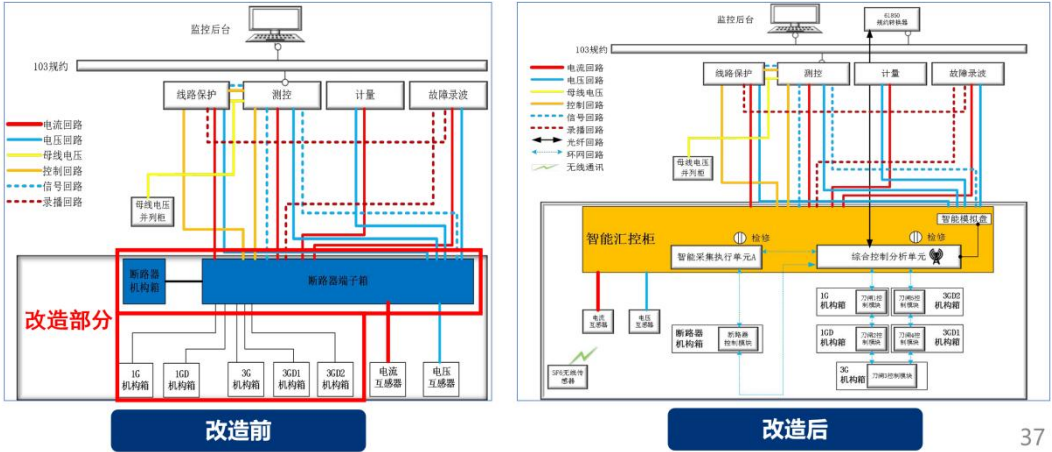


图 2.1 GIS 一、二次融合改造前后对比

2.2.4 “移动主控室” 间隔代运行改造设计要求

2.2.4.1 继保自动化设备“移动主控室” 间隔代运行改造模式

“移动主控室” 间隔代运行改造方案是指将变电站的二次设备临时迁移到一个可移动的控制室中, 确保在站内主控室改造期间, 变电站的二次设备(如保护装置、监控系统、通信设备等)需要进行升级和改造能正常运行不受影响, 提高系统的可靠性、安全性。传统的改造方式通常需要停电作业, 影响供电可靠性, 且施工周期长、成本高。移动主控室作为一种新型的改造方案, 可以在不停电的情况下进行二次设备的升级和改造, 大大提高了改造的效率和安全性。

由于不需要停电作业, 减少了因停电带来的经济损失, 同时移动主控室可以重复使用, 降低了改造成本。其次, 移动主控室的模块化设计和热切换技术, 显著缩短了改造周期, 提高了施工效率。减少了施工人员在高风险环境中的作业时间, 提高了施工的安全性。

2.2.4.2 “移动主控室” 间隔代运行改造费用项目

(1) “移动主控室” 间隔代运行改造方案制定费: 包含现场勘测收资差旅费、现场勘测收资人工费、现场实施方案编制人工费、“移动主控室” 设计人工费等。

(2) 生产预制费: 不同于整屏产品的批量生产, “移动主控室” 间隔代运行改造方

案属于完整的配套系统设备。生产预制费主要包含以下几部分：

- a. 移动主控室设备费用；
- b. 室内间隔代运行设备、间隔通讯设备、间隔监控系统及运动传输设备、**信息转换设备等费用**；
- c. 室内空调、风机、照明、配电箱、辅助设备、消防设备等费用；
- d. 现场配套用于实现“移动主控室”设备带电、“移动主控室”与变电站进行信息交换、间隔代运行设备与间隔接入位置之间的柔性线缆、临时敷设线缆的保护材料、安全标志、标识等材料费用；
- e. 移动主控室（含内部设备等）整体的生产、测试、调试、包装、发货等人工费用。

（3）现场调试配合及配线费：现场一次移动主控室间隔代运设备的投入、退出调试配合含费用、一次代运行间隔的移动主控室线缆的拆接费。

2.2.4.3 “移动主控室”间隔代运行改造设计方案要求

提供继电保护和自动化设备“移动主控室”间隔代运行改造方案，实现在间隔设备退出、移动主控室间隔设备投入代运行期间，保证代运行间隔二次回路功能完善，一次设备安全、可靠运行，降低改造对间隔停电时间及影响，提升间隔改造过程中的安全性、高效性，实现社会效益的最大化、电站影响的最小化。

方案需针对间隔设备与“移动主控室”间隔代运行设备进行切换过程中、设备间信息交换的关键问题，提出解决方案并由此制定“移动主控室”间隔代运行改造技术方案，提供必要的图文说明。

（1）现场勘测收资：现场勘测主要针对现场空间布局，移动主控室大小设计、就地布置、进出现场通道、“移动主控室”线缆出线方向、远期可能出现的改造间隔扩展、线缆接入通道信息等实施勘察，同时针对待改造间隔设备的信息、设备切换接入点信息、电站电源接入点位置、“移动主控室”信息电站接入点位置等信息。

（2）资料及需求收集主要包含：收资内容相关的图纸资料、待改造间隔二次设备的名称、定值及其他间隔特有信息、改造计划安排、改造过程要求等。

（3）“移动主控室”间隔代运行改造方案制定：根据前期勘测情况及改造计划安排，对待改造间隔进行“移动主控室”间隔代运行改造方案编制，主要涉及“移动主控室”间隔代运行设备的代运行间隔方案、相关线缆接入方案、及间隔代运行设备的预整定、预调试及与运行方案及可能发生情况的应急方案进行论述等。

（4）移动主控室要求：提供移动主控室布置、布局及设计信息图纸，满足现场空间布置，提供室内间隔代运行设备屏、通讯设备、监控系统设备及室内辅助系统该设备信息设计图纸及说明文档。根据预进行改造站的改造内容进行每个改造间隔的技术实施方案编制，实现一间隔一方案。

（5）可能需要提供的信息交互设备：在常改智过程中，可能存在信息交互的问题，需要提供相关常规与智能设备间的信息转换设备（数量在供货范围中明确）。

（6）需要配合完成的工作：变电站现场进行首次移动主控室代运行方案执行，配合施工单位进行设备调试，确保设备正常投产使用。

2.3 改造施工要求

2.3.1 施工组织方案

投标方应编制针对本工程特点定制的《工程施工方案》文档，文档应包括施工组织方案及其他必须的图表、文字说明书等资料。

2.3.1.1 施工组织机构

投标方应结合本工程具体情况，在《工程施工方案》文档中阐述施工组织机构有关问题。

2.3.1.2 综合计划和工期保证措施

投标方提出合理的设备需求计划

投标方应按招标文件要求的工期提交细化的施工网络进度计划及工期保证措施。施工网络进度应编制一、二级网络进度计划，并说明各分项工程项目、各阶段的最早最迟开工和完工日期。施工进度计划应与施工方案或施工组织设计相适应。

2.3.1.3 施工方案

投标方应在提交《工程施工方案》。方案应针对本工程特点，就如何组织施工进行重点论述。

2.3.2 安全生产、文明施工要求

有关施工过程中的安全管理工作，应严格执行南方电网《电网建设工程安全和管理设施规范应用手册》的有关要求文件执行。投标方应根据招标方制定的安全文明施工总体策划做好二次策划，由此产生的费用应在报价中考虑。投标方应对 220kV 变电站“置换式”改造项目、GIS 设备一、二次融合项目、“移动式主控室”间隔代运行改造项目做出安全文明施工承诺，并由投标单位总经理和项目经理在承诺书上签字。

投标方在签订合同前必须与招标方签订安全协议。

2.3.3 技术要求

2.3.3.1 总的技术要求

(1) 在本工程的施工安装全过程中，投标方应遵守合同及技术协议提出的各项技术要求、相关设计文件规定的技术要求(包括现场设计变更)及本工程采用的各相关规范和标准所规定的技术要求。

(2) 凡是需防潮湿、防腐蚀的设备或材料均应采取防护措施，保证设备不发生损坏事件。

(3) 现场接卸和安装使用的起重、运输机械、仓库等应由投标方负责提供，费用应包括在总价内。

(4) 投标方在施工过程中，应遵循《电力建设施工及验收技术规范》及《电力建设安全工作规程》。在工程施工前应严格执行施工图纸会审制度。

(5) 投标方应根据施工条件，遵守先土建后安装，先地下后地上的施工顺序，严格执行土建工程与安装工程的交接制度，禁止有危险的土建与安装交叉施工。

(6) 投标方应配合招标方完成工程竣工验收，提交招标方要求的竣工验收资料。

(7) 投标方为满足招标方所提的技术要求，而采取的一切措施及由此产生的费用，均认为已包含在投标报价中，将来不得以此为由要求招标方额外付款。

(8) 招标方成立此项目的组织机构，委托相关人员对本项目全过程管理，招标方主要负责控制本工程建设工期、工程质量和现场安全文明施工管理，但无权免除合同规定的投标方的任何义务。投标方则应按招标方批准的施工组织设计和招标方依据合同发出的指令、要求组织施工。

(9) 提供工程范围内的总体施工方案，分析各类设备的特点，综合考虑先进性、安全性、时效性、经济性等因素，需对各类设备施工内容的特点制定方案，包括施工流程步骤、工期计划、安全风险评估及措施、应急预案、施工组织措施等。

(10) 提供继电保护和自动化设备“置换式”原屏改造施工方案。分析“置换式”原屏改造的工艺特点、重点、难点，并提出投标方的解决方法；分析“置换式”原屏改造施工的危险点，执行应对的施工安全措施；提供“置换式”原屏改造的工期评估，对前期准备、停电施工等时间要求作出评估。

(11) 提供 GIS 设备一、二次融合改造施工方案。分析一、二次融合改造的工艺特点、重点、难点，并提出投标方的解决方法；分析 GIS 设备一、二次融合改造施工的危险点，执行应对的施工安全措施；提供 GIS 设备一、二次融合改造的工期评估，对前期准备、停电施工等时间要求作出评估。

(12) 提供继电保护和自动化设备“移动主控室”间隔代运行改造施工方案。分析

“移动主控室”间隔代运行改造的工艺特点、重点、难点，并提出投标方的解决方法；分析“移动主控室”间隔代运行改造施工的危险点，执行应对的施工安全措施；提供“移动主控室”间隔代运行改造的工期评估，对前期准备、停电施工等时间要求作出评估。

(11) 提供除继保自动化设备外设备改造的施工方案，包括直流系统、智能录波器、安稳系统、10kV 备自投、二次回路辅助设备，施工方案需包括各类设备更换的施工流程步骤、工期评估、安全措施要求等。

2.3.3.2 置换式改造实施流程

(1) 现场勘测收资：现场勘测主要针对被改造屏柜、开关柜进行现场勘察，勘察内容主要包含：原组屏配置、原设备型号配置、原设备所属间隔、原柜体元器件配置情况、原柜体结构参数、原柜内外回路情况等。资料及需求收集主要包含：改造目标要求、改造过程要求、前期图纸资料。

(2) 制定“置换式”改造方案：根据前期勘测情况，对被改造对象进行“置换式”改造方案编制，主要涉及“置换式”改造的可行性说明、改造差异比对、限制条件论述等。

(3) 屏柜反配线设计：依据前期图纸资料和现场勘测数据，进行原屏柜的反配线设计，即在保障原电缆回路功能不做改变、原电缆和端子排不做变动的前提下，对屏柜内部设备、元器件进行更换，并进行相关反措调整等。同时，设备厂家给出屏柜内部设计图纸。

(4) 根据设计白图生产置换式改造设备及其配件。

(5) 变电站现场进行配件安装，配合施工单位进行设备调试，确保设备正常投产使用。

2.3.3.3 “移动主控室”改造实施流程

(1) 现场勘测收资：现场勘测主要针对“移动主控室”就位位置，待改造代运行间隔位置；接入线缆接入位置的图纸资料；移动主控室变电站接入点相关图纸资料；待改造间隔二次设备的设计图纸、定值清单、通讯设置等信息。

勘察内容主要包含：现场“移动主控室”就位位置的可行性，现场线缆走向勘察，“移动主控室”外接电站线缆路径勘察、移动主控室进出现场路径勘察、现场模拟移动主控室就位后对改造的影响考虑等。

(2) 制定“移动主控室”间隔代运行改造方案：根据前期勘测情况，对待改造间隔进行“移动主控室”间隔代运行改造方案编制，主要涉及“移动主控室”间隔代运行设备的代运行间隔方案、相关线缆接入方案、及间隔代运行设备的预整定、预调试及与运行方案及可能发生情况的应急方案、间隔间代运行方案的差异比对、限制条件论述等。

(3) “移动主控室”间隔代运行方案设计、编制：依据前期图纸资料和现场勘测数据，进行间隔代运行方案设计，了解到方案中每个端子的用途，将技术方案细化、具体到端子间隔、位置，提高在停电进行间隔设备切换过程中的线缆退、接入的准确、可靠。一间隔一方案，每个间隔技术条目条表化设计，关键点需带信息标识、注解。避免在执行间隔代运行方案是的工作遗漏；通过改造前的预接入、预调试、预试运，亦可在条件允许情况下，在间隔设备每次投入前，进行模拟故障联动测试（可最远到操作机构前，进行合、跳接点状态验证），验证间隔回路完整性，提高代运行期间一次设备的安全、可靠。

同时，考虑在间隔代运行改造方案实施过程中可能发生的关键问题，进行应急方案设计。

(4) “移动主控室”间隔代运行改造方案的应急方案：考虑在间隔代运行改造方案实施过程中可能发生的关键问题，进行应急方案设计。如：采用柔性线缆敷设，考虑备用芯线，就是为了避免可能发生的线缆的转弯半径及出线断线的可能情况。

(5) “移动主控室”间隔代运行改造方案的现场实施：在间隔二次电气设备（保护、测控等）退出间隔运行状态进行升级改造期间，通过短暂的间隔停电，采用快速切换方式，由“移动主控室”间隔代运行设备代替已退出二次电气设备运行，保证改造间隔二次电气回路的可靠性、完整性（需要注意，在常改智过程中，存在的常规设备和智能设

备间信息交换的问题，特别是跨间隔设备，如母线保护）；

在间隔设备改造完成后，通过间隔的再次短暂停电，快速切回，退出“移动主控室”间隔代运行设备，接入改造后间隔设备，从而实现改造对电站的高质量运行，降低改造对电站的影响，提升改造安全性、高效性。

通过对现场待改造间隔情况的查勘，基于整体改造计划，改造能力，制定改造方案，逐批逐间隔按计划实施改造。

配合施工单位进行设备调试，保证每次进行间隔代运行切换运行前，再次核准对应间隔信息正确、间隔设备二次回路的完整、代运行间隔信息转发的准确、畅通，并在条件允许下，进行测试验证其回路的完整性。确保在每次间隔代运行期间，代运行间隔一次设备的安全、可靠、高效运行。

2.3.3.4 涉及土建部分的一般技术要求

(1) 投标方全面负责所有有权留在现场上人员的安全，保持其管辖范围内的现场、尚未完工的和招标方尚未占用的工程处于有条不紊的状态，以免发生人身事故。

(2) 在需要的时间和地点，或根据有关方面要求，自费提供和维持所有灯光、护板、栅栏、警告信号和值班守卫，以及对工程进行保护或为公众提供安全和方便。

(3) 投标方应并做设置临时围挡，防止对周围生产设施产生影响。

(4) 本着文明施工的要求，投标方在施工中应做到“工完料净场地清”，施工垃圾由投标方运到指定的地点。

2.3.3.5 安装工程的一般技术要求

(1) 投标方应按设备制造厂商的要求对所有设备进行维护、保管和保养。直至移交为止。

(2) 当安装高中低压配电设备和控制柜类等，必须按电气设备制造厂的要求，严格地对上述电气设备进行设备的防潮和保养。例如在上述电气设备就位后必须马上接通加热器等的临时电源对其进行干燥，并定期测量记录绝缘情况，直至移交为止。对于仪表罩壳等易损坏部件，应在施工中采取措施以防止损坏。

上述的电气设备防潮和保养措施的施工文件必须在设备到达现场一月前移交招标方备案。在招标方认为有必要时，将对部分投标方编制的“电气设备防潮和保养措施的施工文件”进行审查。

上述电气设备的绝缘防潮和保养措施是非常重要的，由于投标方的管理漏洞而造成的电气设备损坏，招标方有权拒绝上述已经损坏的电气设备的移交，并有权要求投标方作出赔偿。

(3) 电缆在做头之前必须用塑料薄膜或其它优质材料密封，以避免电缆受潮和受到外伤；仪表柜、就地动力箱必须采取遮盖或防雨和防尘措施，防止碰坏损伤和受潮；各种容器不准许脚手架与外壁接触，也不准在其部件上吊挂钢丝绳。

(4) 电缆敷设必须遵守规定的施工要求；电缆敷设时的排列必须按照设计的要求从上到下为高压动力电力电缆；低压动力电力电缆；控制电缆和通讯电缆等。通讯电缆的敷设应根据有关设计规程和施工规范的要求与动力电缆的敷设保持距离，以免动力电缆影响通讯电缆的正常工作，或造成干扰和产生危害。

(5) 所有的电缆敷设必须在电缆的起点、终点和沿途设置可以长期识别的电缆标识。

(6) 所有电缆的敷设应严格按设计的路径进行。电缆的充裕度必须符合设计的要求，如发现充裕度超过规定，投标方有责任向招标方工程师提出。

(7) 应按照设计的要求和有关规定，进行电缆的防火封堵，电缆防火封堵的主要部位包括所有的电缆进出口和孔洞(穿越楼板或建筑物墙体或设备的所有孔洞)、每隔 40m 长度段的电缆桥架或电缆沟道也必须进行防火封堵。

(8) 对于仪表罩壳等易损坏部件，应在施工中采取措施以防止损坏。

(9) 在设备安装前，必须严格按照制造厂商的安装要求编写施工作业指导书，并按作业指导书进行施工。投标方编制的施工作业指导书必须在施工前一个月提交招标方工程师进行审核。

(10) 未经招标方许可、签字同意，仪控电缆不应中间转接。

- (11) 电缆屏蔽层必须保留到接线端子处，严禁进入机柜（控制箱）后就剥除。
- (12) 电缆清单必须与实际相符。
- (13) 验收移交时，把施工蓝图、设备供应商提供的资料、调试设备、专用工具、随机备品备件完整的移交作为验收签字的一个条件。

2.3.3.6 其他施工要求

对施工工艺、标签张贴、方案编写、台账移交、二次安全措施单填写的详细要求，以工程实施单位的专业管理部门规定为准。

2.4 改造采用的二次设备及材料的技术要求

2.4.1 220kV 智能变电站自动化系统（包括五防系统）

2.4.1.1 “置换式”原屏改造技术要求

2.4.1.1.1 “置换式”原屏改造范围包括远动装置（可选）、交换机（可选）、测控装置、保护测控装置、备自投装置、PT 并列装置。优先采用电缆利旧的“置换式”原屏改造方式。

2.4.1.1.2 “置换式”原屏改造方式

2.4.1.1.2.1 二次回路预接线方式

不改变原屏柜外部二次电缆接线位置及功能，厂家在设备出厂前预先完成装置侧配线，现场将原屏柜旧设备拆除后换上新装置并进行接线。适合厂家设备与旧设备尺寸规格不一致，例如 10kV 需更换开关柜面板工程。

2.4.1.1.2.2 二次回路利旧，现场配线方式

不改变原屏外部二次电缆接线位置及功能，厂家设备与旧设备尺寸相同，不用更换屏柜面板或重新开孔，现场配线。新旧设备背板端子布置差异较小，原二次回路可以实现利旧或仅需改动少量回路。

2.4.1.1.2.3 把座利旧方式

不改变原屏外部二次电缆接线位置及功能，厂家设备与旧设备尺寸、接口规格相同，直接利用原屏柜面板上已安装的功能把座，不需重新配置及安装新的功能把座。

2.4.1.1.3 “置换式”原屏改造宜不更换屏柜屏体及外回路控制电缆和辅助设备，采用“置换式”原屏改造的装置、屏内配线、把座及其附属件由设备供应商整体预制提供，现场直接置换。

2.4.1.1.4 由厂家负责敷设新上设备的屏内配线，所有配线应整齐，走向合理、布线美观；

2.4.1.2 GIS 设备一、二次融合技术要求

2.4.1.2.1 GIS 设备一、二次融合改造范围主要包括 1#（2#、3#）主变高压侧智能终端、220kV 线路智能终端（5 面）、220kV 母联智能终端（1 面）、220kV PT 智能终端（2 面）。

2.4.1.2.2 GIS 设备一、二次融合改造方式

保持原有的断路器、刀闸本体及其机械部分不变。通过在断路器、刀闸机构箱就地集成即插即用智能控制模块，将跳合闸控制、压力闭锁、防跳、信号采集、监测等进行集成化、模块化设计，取消了大量分立元件；采用分域布置的光纤环网通信，承载内部控制、监测等内部交互信息，在提高可靠性的同时取代传统断路器、刀闸间的大量电缆连接，打破一二次设备的界限，实现一二次设备的深度融合。

通过一、二次融合，实现提升运维效率和电网智能化水平的目的。

2.4.1.2.3 GIS 设备一、二次融合改造要求

2.4.1.2.3.1 模块化集成式智能组件

单个控制模块集成控制、采集、智能分析功能；

断路器智能控制模块、角度传感器、无线 SF6 气体传感器三个元件即完成断路器控制、状态感知功能；

刀闸智能控制模块、角度传感器、两个元件即完成刀闸控制和状态感知。

2.4.1.2.3.2 测量数字化、状态透明化

实现多参量测量及多源数据融合的分析；

能够监测断路器机械特性、储能特性、SF6 气体泄漏速率、内部绝缘异常、接触异常等关键信息；

能够监测刀闸机械特性、阻尼特性、触头到位情况、接触异常等关键信息；

2.4.1.2.3.3 状态感知

采集断路器触头行程、跳合圈电压电流、储能电机电压电流、一次开断电流、气体密度微水等状态量，实现了机械特性、绝缘特性、触头电寿命、储能电机及各种回路的状态监测和分析；

采集刀闸动作行程、电机电压电流、触头姿态温度（AIS），实现了刀闸动作过程、阻尼特性、电机、触头的状态监测和分析；

支持一键顺控、刀闸位置双确认；

支持跳合闸接点和跳合闸出口压板的在线检测，实现控制回路无盲区监测；

智能模块大量内置传感器，就近接入少量传感器即实现开关的状态感知。

要求：传感器应小型化、低功耗、高可靠性，并能适应 GIS 内部的强电磁场、高温高压等恶劣环境。

2.4.1.2.3.4 信息标准化

严格遵循 IEC 61850 标准，确保设备的互操作性。

2.4.1.2.3.4 接口标准化

采用“模块化设计”和“即插即用”的理念。一次设备和二次设备之间通过标准化的航空插头或光纤接口进行连接，极大简化现场接线和调试工作。

2.4.1.3 “移动主控室”间隔代运行改造方案技术要求

2.4.1.3.1 “移动主控室”间隔代运行改造方案改造范围包括 110kV 电压等级出线间隔继电保护设备、测量及通信。采用“移动主控室”间隔代运行改造方式。

2.4.1.3.2 “移动主控室”间隔代运行改造方式

2.4.1.3.2.1 “移动主控室”间隔代运行设备预调试方式

根据间隔改造计划，确定改造间隔对应代运行间隔设备，提前完成设备参数整定，预调试，通信预接入电站系统工作，做好“移动主控室”间隔代运行设备的代运行准备工作。

基于 220kV 环西变电站 110kV 线路间隔改造需求，移动主控室需完成 4 个 110kV 线路间隔代运行设备的保护（采用智能非光差保护）、测控、及就地监控功能，能够实现室内所有设备信息接入电站监控系统及调度数据网；“移动主控室”通讯网络采用三型两网方式布置；鉴于在改造过程中可能存在的常规与智能设备间的信息交互问题，配套 2 台常规与智能设备间的信息交互设备。

2.4.1.3.2.2 “移动主控室”间隔代运行设备二次回路预接入方式

“移动主控室”室内设备间线缆（电缆、通讯线缆）在工厂已完成连接，完成外接线缆室内设备侧预接入，并在两端做好标记标识，有防误处理。与外部变电站的通信接入已完成。

完成“移动主控室”间隔代运行设备至对应改造间隔的线缆预敷设工作，做好线缆待接入准备。（线缆长度满足现场需求，中间不能有断点）

“移动主控室”设备完成代运行工作退出后，线缆可收纳于移动主控室内。

“移动主控室”向外引出的任何一根线缆，起始端及线芯上必需标明线缆信息（起点信息、功能、线芯编号、用途等）；“移动主控室”，外部电源引入与信息上送线缆回路需满足移动主控室安全运行需求，并保证有一定的裕量；“移动主控室”间隔代运行设备和接入间隔之间的线缆连接，应牢靠，走向合理、不限美观，沿途做好线缆的安全、防护工作，并在线缆敷设路径的转弯、交叉等关键点设置安全标志标识。

线缆的选择与检验：根据用电设备类型、敷设环境及使用要求选择适合的线缆类型；根据用电设备的功率、电压等级、敷设长度等因素，选择线缆的截面积，满足载流量、电压降等要求，并留有一定裕量；线缆应无破损、变形等现象，并检测线缆线芯的绝缘、导电性能。

线缆敷设要求：尽量选择不影响其他施工的路径或区域，避免相互影响，水平敷设时，尽量沿墙边敷设；线缆外部敷设保护槽盒，以防外力损伤，固定槽盒，避免受外力来回移动；垂直敷设时，注意线缆固定；线缆铺设应单层敷设，保持水平，不得有交叉，拐弯处以最大截面电缆允许弯曲半径施工（沿槽盒外侧转弯）；强弱电在放线时把线缆分开、分隔敷设，电力线缆放在一侧，视频线、控制、信号线在一侧；线缆分类捆扎，避免干扰。捆扎距离不宜大于 1.5 米。

线缆保护措施：在线缆路径上设置明显的标志或标识牌，安全标识应清晰、醒目、持久，方便施工人员识别，提醒施工人员注意保护线缆；线缆进行盖板或槽盒保护，金属材料，壁厚不应小于 1.5mm。

2.4.1.3.2.3 “移动主控室”完整运行系统方式

“移动主控室”设备，完成继电保护、测量、通讯、监控、上传等整个系统运行需求，仅通过简单的向上信息连通，向下实现快速数据（模拟量、开关量等）接入即能完成代运行准备。

2.4.1.3.3 “移动主控室”独立环控管理方式

“移动主控室”独自配备环控及其他辅助设备，具备长短期代运行工作能力。具备优良的环境适应能力，体形小，易于转运等功能。

2.4.1.3.4 “移动主控室”技术指标

投标人具备“移动主控室”生产相适应的生产设备及车间，防腐、焊接等产线齐全，生产设备及车间环境较好；“移动主控室”自主研发设计生产能力，设计研发实力较强，并取得过预制舱产品的相关专利；具有“移动主控室”设备集成能力较强，拥有与二次继电保护等电气设备的配套生产产线。

“移动主控室”室体主要技术指标应满足以下要求：

（1）使用寿命：满足室体在 C5 环境下达到 15 年不锈蚀，定期维护的情况下 40 年不锈蚀；

（2）耐火极限 3h，室体壁板结构耐火至少 3 小时，3 小时内室体外壳具有完整性及防火性，并能提供由专业第三方机构出具预制舱壁板防火试验报告；

（3）荷载能力：地面荷载 $\geq 4\text{kN/m}^2$ ，不上人屋面荷载 0.5kN/m^2 ，上人屋面荷载 2.0kN/m^2 。

（4）防腐蚀要求：室体适用环境条件应满足 C5 及以上腐蚀环境，并提供第三方检测报告；耐中性盐雾时间 1000 小时以上、水冷凝试验 720h、交变盐雾时间 336 小时以上、55℃交变湿热循环 6 次无金属基体腐蚀现象，并提供相应的专业机构检测报告；

（5）隔热保温性能：具备在 $\pm 50^\circ\text{C}$ 环境下，舱内温度满足 10-30℃温度要求（可环控 10℃~30℃（无人时）、18℃~25℃（有人时）），并提供第三方检测报告；

（6）整体防护等级不低于 IP55，具备保温、防尘、防潮、防凝露的效果，并提供第三方检测报告；

（7）相对湿度：不大于 75%，任何情况下无凝露；

（8）舱内空调噪音： $< 70\text{dB}$ ；舱外噪音： $< 55\text{dB}$ 。

2.4.1.3.5 “移动主控室”关键技术要求

（1）主控室强度：主控室具备承载设备的底座，由型钢焊接而成，骨架主体结构 with 底座为焊接一体式结构，主要钢材材质应选用屈服强度不小于 235MPa 的优质碳素结构钢，保证足够的机械强度和刚度；室体采用高耐候双层防火保温壁板。不允许使用彩钢板拼装式舱体，外部围护结构不应采用 GRC、金邦板材料。

在起吊、运输和安装时不会变形或损伤，不会因起吊、运输对舱体内设备造成影响；满足 GB17467《高压/低压预装舱式变电站》防冲击试验要求，并耐受以下的负荷和撞击：

外壳能耐受不小于 2500N/m^2 的顶部负荷；

在面板、门和通风口上的外部机械撞击：外部机械撞击的撞击能量为 20J，对应的防护等级为 GB/T20138 的 IK10；

具备良好的抗震性能和抗风性能。

运输与现场安装均采用吊装方式，以舱底部吊件为起吊点，起吊应保证箱体两端平

衡，不得倾斜。舱体吊点宜为抽拉式活动吊点，视具体情况也可采用定吊点方式；起吊应采用专用吊具，吊具宽度应超过舱顶宽度，保证吊绳不对舱顶造成破坏性的影响。

(2) 防腐性能：“移动主控室”防腐处理应遵循 GB/T 30790.1-2014《色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第1部分：总则》、GB/T 30790.4-2014《色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第4部分：表面类型和表面处理》标准，采用多道防腐工艺，包括前处理、锌层、中间层、面层等多重处理工艺，前处理需保证钢板表面足够的粗糙度，漆层总厚度不应小于 $320\mu\text{m}$ ，保证舱体在 C4 环境下 15 年不锈蚀，定期维护的情况下 40 年不锈蚀。

(3) 保温、密封性能：室体采用双层夹心保温结构，（内部填充物采用建设部许可聚氨酯防火保温材料，确保整个主控室的保温和防火性能）+环保防火装修层，保证保温功效。

室内设置自动温控系统，装设空调设备，以保证舱体内的运行环境的稳定性，不因外界环境温度变化大范围浮动。

室体密封需采用硅橡胶或三元乙丙材料密封条，并制定合理的更换方案，提供相应的备品备件。

(4) 防火性能：保证内部或者外部着火时的最低性能水平为耐火 3 小时以上、3 小时内舱体外壳具有完整性及防火性；其余舱体壁板需保证 2 小时以上、2 小时内舱体外壳具有完整性及防火性。

(5) 室内的通风设计应符 DL/T 5035《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》等相关标准的要求。风机需采用优质、长寿命、免维护轴流式风机；风机的数量应满足排风和除湿的要求，进、排风要进行多道防尘处理，防尘网应方便拆装和清洗；进、排风处需设置风阀等结构，保证主控室的整体防护等级。

(6) 主控室内火灾探测及报警系统的设计和消防控制设备及其功能符合现行国家标准 GB50116《火灾自动报警系统设计规范》等相关标准的要求。室内应配置不少于 2 个火灾报警烟感探测装置，采用吸顶布置，一旦有火灾事故发生，将烟雾信号上传；室内摄像机安装应采用壁挂式安装；

(7) 主控室的接地系统符合 GB/T 50065《交流电气装置的接地设计规范》等相关标准的要求。室内二次屏柜、箱、汇控柜内设置二次专用等电位接地铜排，在室内互相连通，并在末端设置接地端子，铜排截面不小于 100mm^2 ；在室内防静电地板下，按机柜布置的方向敷设 120mm^2 首末端连接的专用铜排，形成室内二次等电位接地网，二次等电位接地网应与室体绝缘，二次屏柜内部接地铜排采用 120mm^2 的铜带（缆）与二次等电位接地网连接，连接点处需设置明显的二次标识；室内二次等电位接地网采用 4 根以上截面积不小于 50mm^2 的铜带（缆）与舱外主地网一点连接。

室体底架外侧应设不少于 4 个专用接地端子，均匀分布，并应有明显的接地标志，各接地端子应与室体内的环形接地母线可靠连接，室体安装就位后还应将此端子与变电站主接地网可靠相连。

(8) 主控室内的照明设计应符合 GB50054《低压配电设计规范》、GB50229《火力发电厂与变电站设计防火标准》、GB51309《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》、GB17945《消防应急照明和疏散指示系统》、GB50034《建筑照明设计标准》、DL/T 5390《发电厂和变电站照明设计技术规定》等相关标准的要求。

室内通道上方应设置正常的通道照明灯，保证足够的照度，方便箱体内部的检修和试验。灯具采用嵌入式 LED 灯，均匀布置在通道顶部；室内应设置应急照明，通道及出口设置醒目的安全出口指示，疏散照明及指示灯均应自带蓄电池作为备用电源，以保证其可靠工作；照明开关安装在预装舱出口内侧，开关边缘距门框边缘约 0.2m，安装高度为距室内地面 1.3m；电源箱（盒）底部距舱内地面高度为 1.3m，插座底边距舱内地面高度 0.5m。

(9) 主控室设计应不易积尘、积水，宜采用双坡屋顶结构，顶盖有明显散水坡度，不应小于 5%，顶盖边沿应设有滴水沿，防止雨水回流。室面应采用有组织排水，排水槽及落水管应明敷，与主控室配套供货。

室内部的操作通道的宽度应适于进行任何操作和维护。该通道的宽度应为 800mm 或更大。主控室间隔代运行设备屏前后在主控室设门，门板上需设置“推杠式”紧急逃生门锁，满足人员紧急逃生要求。门锁需满足防火要求。

门前配套设计有方便人员进出室内的活动台阶。

(10)为方便主控室内部设备的线缆引出,室内舱设不小于 250mm 高二次线缆夹层。满足室内屏柜设备的外接线缆出线灵活,至少在屏柜左、右、后三个不同方向设置线缆进出口,方便现场外接线缆需求。室内设备至舱内设备间的连接在厂内完成。

2.4.1.4 智能变电站自动化系统额定电气参数

2.4.1.4.1 交流工频电量测量应采用交流采样方式。

(1)额定交流输入:电流 1A (5A), 电压 100V(线电压);(相电压); 频率 50Hz;

(2)输入回路应有电气隔离;

(3)电压互感器回路应有快速小开关保护;

(4)电流、功率满量程应有 200%的裕度,电压满量程应有线电压的 120%的裕度,频率采样范围为 45~55Hz,满量程后数据不能归零,以带溢出品质标志的满量程值送出;

(5)在谐波干扰条件下测量功能应满足 GB/T13729 要求。

2.4.1.4.2 非电气量直流输入回路

非电气量信号宜采用直流采样。

模拟量输入:4~20mA/0~20mA/1~5V/0~5V 和 0~220V;可通过插件内部跳线设置。

2.4.1.4.3 开关量(包括 BCD 码)输入回路

(1)输入方式:无源空接点,并经光电隔离;

(2)输入回路应有防抖动的滤波回路,除特殊需求外防抖时间默认设置为 10ms; ;

(3)户外开关量的工作输入电压为 220V DC。

2.4.1.4.4 开关量输出回路

(1)输出方式:空接点、配置遥控出口硬压板。

(2)断路器、隔离开关等电气设备控制出口回路均应经硬压板才连至端子排上,以方便运行人员投退;断路器分、合出口分别设置出口压板;隔离开关分、合出口共用出口压板,当刀闸遥控回路串接逻辑闭锁节点时,出口压板应设置在逻辑闭锁节点前,即遥控正电先经出口压板再经逻辑闭锁等节点最后到机构。

(3)压板应采用普通分立式。连接片的开口端应装在上方,并满足以下要求:连接片在落下过程中必须和相邻连接片有足够的距离,保证在操作连接片时不会碰到相邻的连接片;连接片在扭紧螺栓后能可靠地接通回路;穿过测控屏的连接片导电杆必须有绝缘套,并距屏孔有明显距离;连接片在拧紧后不会接地。

2.4.1.4.5 每套测控(装置)交流电压回路功耗:不大于 1VA/相(保护)

2.4.1.4.6 每套测控(装置)交流电流回路功耗:不大于 0.75VA/相(保护) $I_n=1A$

2.4.1.4.7 设备工频耐压

交流回路对地 2kV/分

直流回路对地 1.5kV/分

交流回路对直流回路 2kV/分

浪涌电压冲击试验 5kV 1.2/50s

2.4.1.5 自动化系统技术性能

2.4.1.5.1 系统结构

2.4.1.5.1.1 变电站计算机监控系统由站控层和间隔层两部分组成,并用分层、分布、开放式网络系统实现连接。本招标技术文件要求投标方按 IEC61850(DL/T860)方案投标。

2.4.1.5.1.2 系统结构的分布性必须满足系统中任一装置故障或退出都不应影响系统的正常运行;站控层设备及网络发生故障而停运时,不能影响间隔层的正常运行。

2.4.1.5.2 网络结构

2.4.1.5.2.1 监控系统的站控层和主控楼间隔层设备应采用以太网方式组网,高压室的监控设备宜采用以太网方式组网,也可采用 1Mbps 及以上传输速率的现场总线组网,并采用冗余通信网络结构。冗余组网方式宜采用双星型网方式,双网均应同时进行数据通信,能实现网络无缝切换;继电保护信息系统独立组网,不与监控系统共网传输。

2.4.1.5.2.2 应具备合理网络架构和信息处理机制,保证在正常运行状态及事故状态下均不会出现因为网络负荷过重而导致系统死机或严重影响系统运行速度的情况。

2.4.1.5.2.3 变电站计算机监控系统必须具有与电力调度数据网连接的能力，按要求实现站内调度自动化、保护、管理等多种信息的远程传送。

2.4.1.5.3 硬件设备

变电站计算机监控系统的硬件设备由站控层设备、间隔层设备两部分组成。

2.4.1.5.3.1 硬件设备总体要求：

(1)硬件设备应采用模块化结构和选用方便扩展、配套、运行维护的标准化、系列化产品，并应具有较强的适应能力。

(2)硬件设备必须具备抗强电场、强磁场、静电干扰的能力，并应有防止雷电冲击和系统过电压措施。

(3)硬件系统应配有必要的备品备件及专用维修仪器和工具。

(4)自动化装置应有明确标识以表明其运行状态。

(5)冗余配置的远动装置、监控后台服务器主机应采用辐射供电方式（具备条件的宜采用直流供电），当采用直流供电时，其直流供电电源应分别取自不同段直流母线；规约转换器交换机等网络设备采用直流供电电源时，按 A、B 网应分别采用辐射供电方式。A、B 双网的交换机等冗余配置的网络设备应取自不同段直流母线。

(6)后台监控系统宜支持交、直流电源。

2.4.1.5.3.2 站控层设备

本招标技术文件中所指的站控层设备包括主机/操作员/五防工作站、智能远动机、打印机等。

(1)主机/操作员/五防工作站

主机具有主处理器及服务器的功能，为站控层数据收集、处理、存储及发送的中心，管理和显示有关的运行信息，供运行人员对变电站的运行情况进行监视和控制。操作员工作站是站内计算机监控系统的主要人机界面，用于图形及报表显示、事件记录及报警状态显示和查询，设备状态和参数的查询，操作指导，操作控制命令的解释和下达等。主机/操作员/五防工作站采用冗余配置，操作员站与#1 主机、五防工作站与#2 主机在计算机硬件上合并设置。主机应选择成熟、稳定的并在国内电力系统有工程应用业绩的产品。

主要技术性能：PC 服务器采用安全可控品牌

处理器：≥2 颗，2.0GHz，8 核

内存：≥16GB DDR-3 ECC 或 DDR-4 ECC

企业级固态硬盘：≥500 GB

RAID：支持 RAID0、1、10、5

网卡：10/100/1000M

操作系统：采用 LINUX 安全可控操作系统

每套主机/操作员/五防工作站至少应包括：1 台 PC 服务器，含 2 个网络接口、2 个串口、1 台显示器，1 个键盘，1 个鼠标、1 台音响等。

(2)智能远动装置

智能远动机的硬件元器件及操作系统、数据库等核心软件应满足安全可控要求，并提供装置采用的硬件元器件及软件清单，以信息共享方式与监控系统进行数据交换，实现变电站的数据综合采集、数据处理、数据统一远方交换等远动通信功能，智能远动机通信接口的配置必须满足调度、集控对电网运行监视控制的需求。

接入智能远动机的业务，如远动、保信，应从软件结构、硬盘分区上合理分配，适当增加空间裕度，优化存储上送以及判别告警机制，避免因保信相关数据饱和造成智能远动装置异常等情况。

每台智能远动机至少包括：1 台工作站（采用嵌入式装置）、10 个 10M/100M 网络接口、6 个串口。并配置 6 个远动通信防雷保护器、MODEM 3 只（内置、外置可选）。

(3)五防子系统

五防子系统主要包含五防软件、电脑钥匙、充电通信控制器、编码锁具等，实现面向全站设备的综合操作闭锁功能。五防子系统宜与变电站计算机监控系统一体化配置，五防软件应是变电站计算机监控系统后台软件的一个有机组成部分。五防工作站与主机/操作员工作站合并配置。

(4)打印机

网络激光打印机：1 台，A3、A4 幅面任选，分辨率≥600bpi。

(5)KVM 延长器(选配)

监控主机在继电器室组屏安装，键盘、鼠标及显示器放置于监控台上，通过 KVM 延长器进行连接。主要技术参数：

输入接口：1 路

输出接口：≥1 路

有效传输距离：≥20 米

支持分辨率：≥1920*1200

音频传输：支持

服务器接口类型：PS-2、USB

抗压差：发射端使用 UPS 机柜用电，接收端使用市电时不出现黑屏

操作系统：支持 LINUX 系统

(6)插座

监控台上布置 2 个交流防雷插座，技术参数为：

额定电流：≥10A

标称放电电流：≥10kA (8/20μs)

保护电压：≤1.4kV

插孔数量：≥5，插孔形式须与设备兼容

防雷保护模式：要求采用相线对地 (L-PE)、相线对中性线 (L-N)、中性线对地 (N-PE) 全保护模式

2.4.1.5.3.3 间隔层设备

2.4.1.5.3.3.1 测控装置

间隔层的测控单元硬件元器件及操作系统、数据库等核心软件应满足安全可控要求，并提供装置采用的硬件元器件及软件清单，应面向对象设计，采用统一的软硬件平台，实现多态数据的统一采集。采用可靠性高、抗干扰强的安全可控嵌入式实时软件操作系统。测控单元应按电气单元独立配置，母线设备和站用电设备的测控单元应单独配置。线路测控单元按线路配置；主变测控单元按侧分别配置。

应满足以下基本要求：

(1) 各间隔测控单元的 I/O 回路数量应满足本间隔信号数量的要求，并预留备用。

(2) 测控单元应是模块化、标准化的，易维护和更换的。除电源模块和 CPU 模块外的任何一个模块故障，应不影响其它模块的正常工作。测控单元应配备诊断、维护、编程接口。

(3) 测控单元应选用强电 I/O 模块，能在静电、高频、强磁场干扰的环境中正常工作而不降低精度和处理能力，抗干扰能力满足变电站运行环境要求。

(4) 应保证在接点抖动(单点防抖时间可设置)以及存在外部干扰情况下不误发信号、遥控命令。

(5) 测控单元应具备断路器合闸同期检测功能和“捕捉”同期功能，并支持通过监控主机、智能远动机遥控改变同期方式，支持监控主机、智能远动机带同期方式合闸指令，具备检测 PT 二次回路断线能力，PT 二次回路断线时，不能造成非同期合闸；间隔层设备的五防闭锁功能应不依赖于站控层设备，当站控层发生故障而停运时（交换机除外），不能影响间隔层设备的正常五防闭锁控制操作。测控单元应能实时反映本间隔一次设备的分、合状态，宜有该电气单元的实时模拟接线状态图。

(6) 测控单元应具备相互间通信功能，实现状态信息共享和五防联锁功能。测控单元应能记录各种操作命令的源地址、时间等信息。

(7) 测控单元应具备记录详细 SOE 的功能，包括值的变位信息和变位的时间，记录的条数应不少于 256 条，应具备防存储溢出机制。

(8) 测控单元控制回路应采用控制操作电源出口回路和出口接点回路两级开放式抗干扰回路。

(9) 间隔层设备人机界面友好，装置面板具备 LED、液晶、按键，全部菜单支持中文显示。

(10) 具有 IRIG-B 对时接口，装置的实时时钟具有掉电不丢失功能。

(11) 测控单元在进行遥控操作或传动试验时，必须进行密码确认，不允许密码缺省。

(12) 如果在测控屏内二次回路布置端子排式光隔，开入动作电压不小于 70%额定值，遥信状态位逻辑“1”，开入电压小于 55%额定值，遥信状态位逻辑“0”，持续时间约

300ms。

(13)测控装置遥信防抖时间设置必须满足保护装置合闸不成功跳闸的全过程，遥信防抖时间要求可调，功能开入如检修、就地、解锁、手合同期等默认为1s，其余遥信出厂默认设置为10ms，应支持一键式修改防抖时间设置。

(14)测控装置同期软压板、同期量测上送监控中心，满足调控一体化远方遥控操作同期方式选择需求。

(15)测控装置运维配置应参数统一、功能统一、界面统一和流程统一。测控装置应具备以下运维配置功能：

a)测控装置应开放运维配置参数的液晶修改权限和远程召唤、修改权限。

b)测控装置运维配置模型应写入装置能力描述（ICD）文件中。

c)测控装置硬接点的信号名称应写入装置能力描述（ICD）文件中。

d)硬接点信号名称应在测控装置液晶界面的遥信、遥控、遥测监视菜单中显示，实例化的信号描述应能够通过CID文件配置。

e)测控装置液晶界面应具备独立的运维配置菜单，运维配置菜单下应含且仅含有一体化运维配置参数，其它配置参数应放置于厂商私有配置菜单下。运维配置菜单应含有装置参数、同期参数、遥信参数、遥控参数、遥测参数5个子菜单。

(16)测控装置应具备内存软错误检查及纠正机制，内存发生单Bit位翻转时能够可靠防止装置误动。

2.4.1.5.3.3.2 备自投装置

备用电源自动投入装置应采用微机型装置，装置硬件元器件及操作系统、数据库等核心软件应满足安全可控要求，并提供装置采用的硬件元器件及软件清单，根据一次接线的方式划分如下：分段断路器备用电源自动投入装置、变压器备用电源自动投入装置、进线备用电源自动投入装置及桥断路器备用电源自动投入装置。

微机型备用电源自动投入装置应满足以下要求：

(1)有自检功能，当自检到异常时，应发信号，并有防止误出口措施。

(2)具备以太网或RS485接口与监控系统实现通信，规约应采用DL/T667-1999或DL/T860规约。可以实现SOE的上传以及定值、软压板的召唤与修改等功能。

(3)具备自动保存至少10条最新事件顺序记录的功能，并具备掉电不丢失功能，需要时可重新调出查看。

(4)具有IRIG-B对时接口，装置的实时时钟具有掉电不丢失功能。

(5)应具备就地手动投退和远方遥控投退软压板的功能，并可将软压板状态信号通过遥信方式上送当地监控后台和调度自动化系统。

(6)应具备充电已满和放电的遥信信号，且应上送当地监控后台及调度自动化系统，宜以硬接点形式输出。

2.4.1.5.3.3.3 网络设备

包括规约转换器、协议转换器及网络敷设材料等，装置硬件元器件及操作系统、数据库等核心软件应满足安全可控要求，并提供装置采用的硬件元器件及软件清单。

(1) 规约转换器

计算机监控系统的规约转换器的硬件元器件及操作系统、数据库等核心软件应满足安全可控要求，并提供装置采用的硬件元器件及软件清单，采用数据通信方式收集各类信息，负责直流电源系统、交流不停电系统、火灾报警装置及主要设备在线监测系统等子系统的接入，其容量及接口数量应满足以上所有设备的接入，并留有一定的余度，具备可扩充性以满足终期要求。规约转换器应能实现双机自动切换功能。

(2) 协议转换器

协议转换器负责将智能远动机RS232串口转换成E1接口，将远动信息通过2M专线送相关调度。RS232转E1协议转换器应具备“装置异常”、“装置故障”发信硬接点。协议转换器应满足E1通道冗余配置要求，并预留备用。

(3) 路由器

路由器负责将智能远动机RJ45网口转换成E1接口并进行通道切换，将远动信息通过2M专线送相关调度。

2.4.1.5.3.3.4 温度变送器

采用直流供电，将主变本体测得的绕组温度、油温等电阻值或4~20mA电流值转换为4~20mA、0~5V或1~5V后，接入测控装置。

2.4.1.5.4 软件系统

2.4.1.5.4.1 软件总体要求：

(1)系统的开发应遵循软件工程的方法，经过充分测试，程序运行稳定可靠，系统软件平台应选择可靠和安全的版本；

(2)系统应能够隔离故障，切除故障应不影响其它各节点的正常运行，并保证故障恢复过程快速而平稳；

(3)系统应遵循共同的国际或国内标准，以保证不同产品组合一起能可靠地协调工作；

(4)系统使用的全部软件为安全可控正版软件，提供全套使用授权。

(5)系统应遵循国际标准，满足开放性要求，选用通用的或者标准化的软硬件产品，包括计算机产品、网络设备、操作系统、网络协议、商用数据库等均遵循国际标准和电力工业标准。

(6)系统应采用开放式体系结构，提供开放式环境，能支持多种硬件平台，支撑平台应采用国际标准开发，所有功能模块之间的接口标准应统一，支持用户应用软件程序的开发，保证能和其它系统互联和集成一体，或者很方便的实现与其他系统间的接口；

(7)系统具有良好的可扩展性，可以逐步建设、逐步扩充、逐步升级，以满足电网监控与运行管理不断发展的要求；

(8)系统应具备图模库一体化技术，方便系统维护人员画图、建模、建库，保证三者数据的同步性和一致性；

系统的管理上应采取各种措施防止内部人员对系统软、硬件资源、数据的非法利用，严格控制各种计算机病毒的侵入与扩散，当入侵发生时系统能及时报告、检查与处理，系统万一被入侵成功或发生其它情况导致数据服务崩溃时要能有良好的恢复机制。

2.4.1.5.4.2 系统软件宜以中间件为系统集成框架，采用开放式体系结构，可分为操作系统层、支撑平台层和应用层共三个层次(具体产品可根据设计需要和技术的发展，细分为更多的层次)。

(1)操作系统层：采用安全可控操作系统。

(2)支撑平台层：是整个体系结构的核心，应满足安全可控要求，一般情况可将其分类为集成总线层、数据总线层、公共服务层等三层，集成总线层提供各公共服务元素、各应用系统以及第三方软件之间规范化的交互机制，数据总线层为它们提供适当的数据访问服务，公共服务层为各应用系统实现其应用功能提供各种服务，比如图形界面、告警服务、网络管理监视等。

(3)应用层：为各应用系统实现其应用功能提供各种服务，应满足安全可控要求，包括图模库一体化的图形管理工具、系统管理、报表管理、权限管理、告警服务、数据通信服务、网络管理监视等。

2.4.1.5.5 系统性能指标

(1)模拟量综合误差 $\leq 1.0\%$

(2)电网频率测量误差 $\pm 0.005\text{Hz}$

(3)站内事件顺序记录分辨率(SOE) $\leq 2\text{ms}$

(4)遥测信息响应时间

从遥测量越死区至智能远动机向远方调度发出报文的延迟时间 $\leq 4\text{s}$

总召唤时通信装置向远方调度发出报文的延迟时间 $\leq 2\text{s}$

从遥测量越死区至站控层显示的延迟时间 $\leq 2\text{s}$

(5)遥信变化响应时间

从遥信变位至智能远动机向远方调度发出报文的延迟时间 $\leq 4\text{s}$

从遥信变位至站控层显示的延迟时间 $\leq 2\text{s}$

(6)从操作员工作站发出操作指令到现场变位信号返回总的时间响应 $\leq 4\text{s}$ (扣除回路和设备的动作时间)

(7)画面实时数据更新周期模拟量 $\leq 3\text{s}$

(8)控制操作正确率 100%

(9)遥控动作成功率 $\geq 99.99\%$

(10)遥测合格率 $\geq 98\%$

(11)事故时遥信年正确动作率 $\geq 99\%$

(12)系统可用率 $\geq 99.9\%$

(13) 系统平均故障间隔时间 (MTBF)	$\geq 20000\text{h}$
(14) 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)	$\leq 50\%$
(15) 监控系统网络平均负荷率:	
正常时 (任意 30min 内)	$\leq 20\%$
电力系统故障 (10s 内)	$\leq 40\%$
(16) 模数转换分辨率	≥ 14 位
(17) 测控装置对时精度	$\leq 1\text{ms}$
(18) 事故追忆	
事故前: 1min	
事故后: 2min	
(19) 模拟输入信号容量	≥ 10000
(20) 开关量输入信号容量	≥ 32768
(21) 开关量输出信号容量	≥ 1024
(22) 主机及智能远动机双机切换时间	$\leq 30\text{s}$
(23) 动态画面响应时间	$\leq 2\text{s}$

2.4.1.5.6 间隔层性能指标

- 1) 间隔层测控单元平均无故障间隔时间 $\geq 30000\text{h}$
- 2) 监控单元的 CPU 负荷率: 正常时 $\leq 30\%$; 故障时 $\leq 50\%$ 。
- 3) 交流采样测量误差 $\leq 0.2\% (U、I)$; $0.5\% (P、Q、\cos\theta)$ 其中母线电压 $\leq 0.1\%$

- 4) 采样模数转换分辨率 ≥ 14 位 (带 1 位符号位)

- 5) 实时数据扫描周期 $\leq 2\text{s}$
- 6) 实时数据循环上送周期 ≤ 5 分钟
- 7) 模拟量死区整定值 $\leq 0.2\%$
- 8) 系统的可用率 $\geq 99.9\%$

9) 开关量输出接点容量: 接点闭合容量 (不断弧): 8A 250V AC, 5A 220V DC; 接点开断容量: 8A 250V AC, 60W 220V DC; 输出继电器接点闭合自保持时间: 20ms~10s 可调; 开关量输出回路容量应与接点容量匹配。

2.4.1.5.7 间隔层及网络设备的抗干扰能力

对静电放电	符合 GB/T17626-4-2	4 级
对辐射电磁场	符合 GB/T17626-4-3	3 级 (网络要求 4 级)
对快速瞬变	符合 GB/T17626-4-4	4 级
对冲击 (浪涌)	符合 GB/T17626-4-5	3 级
对电磁感应的传导	符合 GB/T17626-4-6	3 级
对工频电磁场	符合 GB/T17626-4-8	5 级
对脉冲电磁场	符合 GB/T17626-4-9	5 级
对阻尼振荡磁场	符合 GB/T17626-4-10	5 级
对振荡波	符合 GB/T17626-4-12	2 级 (信号端口)

2.4.1.5.8 网络性能指标

网络通信负荷率: 变电站运行正常时通信负荷率 $\leq 30\%$; 一次设备发生故障时通信负荷率 $\leq 40\%$ 。

2.4.1.6 制造工艺的一般要求

2.4.1.6.1 柜体

2.4.1.6.1.1 柜内所安装的元器件应有型式试验报告和合格证。装置结构模式由插件组成插箱或屏柜。装置中的插件应牢固、可靠, 可更换。屏柜包括所有安装在屏上的插件、插箱及单个组件应满足防震要求。插件、插箱应有明显的接地标志。所有元件应排列整齐, 层次分明, 便于运行、调试、维修和拆装, 并留有足够的空间。

2.4.1.6.1.2 屏柜下方应设置专用的不与柜体绝缘的接地铜排母线, 其截面不得小于

100 mm²（推荐使用 40×3mm²），屏间铜排应方便首尾互连。

2.4.1.6.1.3 柜体防护等级 IP30 级，选用高强度钢组合结构，并充分考虑散热的要求。用于安装有风扇设备的柜体必须采用前后网门结构，网孔的大小、位置应满足设备散热量的要求。集中组屏的交换机及网络安全设备柜体应采用后网门结构，网孔的大小、位置应满足设备散热量的要求。网络安全设备柜体宜配置理线架。

2.4.1.6.1.4 所有端子的额定值为 1000V、10A，压接型阻燃端子。电流回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。CT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接各保护装置的输入与输出回路。一个端子只允许接入一根导线。端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并应留有 20% 的备用端子，直流电源的正负极不应布置在相邻的端子上。屏内配接线端子采用优质可靠端子。遥信、遥控端子排分段设置并相互隔开。

2.4.1.6.1.5 前后开门柜体结构尺寸为 2260×800×600mm，前开门旋转式柜体结构 2260×800×800mm，端子接线位于后门。导线的颜色代号基本上应该与制造厂的标准一致。柜体颜色在合同签订后由招标方最终决定。引线应该加套，这些套的颜色就作为相序的代号：

交流回路中的相序是：

- (1) A 相 黄色
- (2) B 相 绿色
- (3) C 相 红色
- (4) 中性线 淡蓝色

在直流回路中：

- (1) +（正极） 棕色
- (2) -（负极） 蓝色

2.4.1.6.1.6 屏柜均有足够的支撑强度，应提供说明书，以保证能够正确起吊、运输、存放和安装设备，且应提供地脚螺栓孔。

2.4.1.6.1.7 屏内的顶板上不宜装设照明灯，如装有交流 220 伏、20 瓦的白炽灯，应经专用交流空气开关手动控制，禁止采用门控开关控制。

2.4.1.6.1.8 屏面应清洁，并涂有一层底漆和两层面漆，以防止在运输、仓储和运行中的腐蚀和锈蚀。屏与屏的内外应清洁，应无灰尘、划痕及油污识别。

2.4.1.6.1.9 屏上的所有设备均应有铭牌或标签框，以便于识别，铭牌应该固定在屏的表面或屏内显目的地方，铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成、铭牌为白底，其上为黑色的粗体字，并用中文标注，铭牌的尺寸：400×60mm。

2.4.1.6.1.10 主机服务器组屏安装，屏前、后门及屏项端应有足够的通风孔，屏内具有良好通风散热性；其它屏柜也应考虑散热功能是否良好。2 台监控主机/操作员站及 1 台五防工作站合组一面屏，不应影响各主机的正常应用。

2.4.1.6.1.11 由厂家负责敷设的网线应整齐，走向合理、布线美观。

2.4.1.6.2 电子回路

2.4.1.6.2.1 为了预防外部和/或内部的过电压引起误动作，在电子电路中应该使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

2.4.1.6.2.2 电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

2.4.1.6.2.3 电子电路的外部连接应该用连接器进行。

2.4.1.6.2.4 应该用电线槽进行布线，如果采用其他的布线系统则应由招标方审批这种布线系统。

2.4.1.6.2.5 为了防止误动作和/或拒动，在屏内应该有消除过电压发生的电路，交流回路和直流回路都应该有预防外部过电压和电磁干扰或接地的措施。

2.4.1.6.2.6 每块印刷电路板应该整个涂上漆以防潮气和灰尘侵入。

2.4.1.6.3 防雷与接地

2.4.1.6.3.1 控制室远动屏至通信屏的语音线或 RS232 等信号线，应在远动屏侧安装标称放电电流不小于 2kA（8/20μs）的相应信号 SPD。

2.4.1.6.3.2 变电站计算机监控系统与其他系统的通信线（如 RS232、RS485 等）应在两端安装标称放电电流不小于 2kA（8/20μs）的相应信号 SPD。

2.4.1.6.3.16 变电站二次系统应采用共用接地方式，接地电阻满足 $R \leq 2000/I$ 。

2.4.1.6.3.17 二次系统的所有屏柜内应设置专用的接地铜排，其截面不得小于

100mm²(推荐使用 40×3mm²), 且屏内的接地铜排应就近用不小于 50mm² 铜导线接到二次接地铜排上。各种 SPD 的接地线就近引接至屏内的接地铜排。

2.4.1.6.3.18 所有屏柜内设备的金属外壳应可靠接地, 屏(柜)的门等活动部分应与屏(柜)体良好连接。

2.4.1.7 功能要求

2.4.1.7.1 站控层功能要求

监控系统功能在逻辑上形成智能数据中心、智能监视中心、智能控制中心和智能管理中心。

2.4.1.7.1.1 数据采集和处理

变电站计算机监控系统应能实现数据采集和处理功能, 其数据采集范围必须满足现场和远方集控中心、调度对电网运行监视、控制的需求, 监控系统数据一般分为模拟量、开关量、电能量以及其它装置的运行数据等。

2.4.1.7.1.1.1 信息采集原则

(1) 监控系统通过 I/O 测控单元实时采集模拟量、开关量等信息量; 通过智能设备接口接受来自其他智能装置的数据。

(2) 非数字化变电站的信息采集装置应保持与保护装置的相对独立: 配电装置的断路器、隔离开关、接地开关、操作机构的运行状态均直接由测控单元采用硬接点方式采集, 全站交直流工频电量测量均采用交流采样方式, 凡涉及控制的一次设备位置信号应按双态位置采集, 对分相断路器位置信号应采集分相分、合位置信号。

(3) 宜采用网络通信方式采集继电保护设备、电能计量装置、UPS 电源、站用直流电源、通信设备和机房动力环境等变电站运行设备的运行状态信息、动作报告、保护装置的复归和投退、定值的设定和修改等信息, 并对故障录波的信息实现监视。重要的保护信号、设备运行状态信息和无法通过通信接口输出的设备运行状态信号和报警信息等宜采用硬接点的方式采集。

2.4.1.7.1.1.2 信息量配置

各变电站采集数据要满足供电可靠性、设备可用率、电压合格率、线损、电能电量等生产管理的要求, 做到全方位、实时监控, 确保电网、设备安全运行。

2.4.1.7.1.2 同步对时

监控系统设备应从站内时间同步系统获得授时(对时)信号, 保证 I/O 数据采集单元的时间同步达到 1ms 精度要求。

站控层设备从时间同步信号扩展装置接受以下标准同步时钟信号之一来满足对时需求: IRIG-B 码(优先)、脉冲信号(空接点、TTL 电平)、时间报文(串口)、以太网对时信号。

当时钟失去同步时, 应自动告警并记录事件。监控系统站控层设备优先采用 SNTP 对时或更高精度的对时方式。

2.4.1.7.1.3 监视

变电站所有的一次、二次设备的运行状态信号都必须归入监控系统的监视范围, 监控系统设主机/操作员工作站, 具有主处理器及服务器的功能, 为站控层数据收集、处理、存储及发送的中心, 是站内自动化系统的主要人机界面, 用于图形及报表显示、事件记录及报警状态显示和查询, 设备状态和参数的查询, 操作指导, 操作控制命令的解释和下达等。通过操作员站, 运行值班人员能够实现全站设备的运行监视和操作控制, 主机/操作员工作站采用双机互为热备的工作方式。

2.4.1.7.1.3.1 监控系统应能提供满足现场运行所需要的监视画面, 如: 电气主接线图、设备实时运行状态图、动态棒型图、动态曲线、历史曲线等和满足运行管理所需要的统计表格。

2.4.1.7.1.3.2 电气设备的监视画面应具有电网拓扑着色功能。

2.4.1.7.1.3.3 屏幕显示、制表打印、图形画面中的画面名称、设备名称、告警提示信息等均应采用中文。

2.4.1.7.1.3.4 监控信息能根据运行要求进行分类、分层、分级、分流显示和统计。

2.4.1.7.1.3.5 电气主接线图的图元、颜色、命名等应符合南方电网一体化电网运行智能系统技术规范要求。

2.4.1.7.1.3.6 监控系统画面上的实时信息(遥测、遥信)的显示应根据信息的当前品质状态使用不同的显示颜色。当前品质状态至少包括:

采集失败
越高限
越低限
无刷新(在一定的时间内没有收到,时间可设)
死数(在一定的时间内数据没变化,时间可设)
检修态
人工置数

2.4.1.7.1.4 报警

监控系统应具有对告警信息进行综合分类管理和信号过滤,实现全站信息的分类告警功能。根据告警信息的级别,实行优先级管理,方便重要告警信息的及时处理,有助于变电站应对各类突发事件。具备条件的,可根据预先设定的逻辑和推理模型,对变电站的运行状态进行在线实时分析和推理,自动报告变电站异常并提出故障处理指导意见。

2.4.1.7.1.4.1 告警显示/驱动

1)应可以配置告警的动作、显示、确认方式等行为,报警应采用不同颜色,不同音响予以区别:

a)动作行为包括电笛、电铃、语音、打印、存储、推图、以及是否显示等。

b)显示行为,包括告警信息的字体、颜色、背景色、闪烁方式,以及告警确认前图标、确认后图标,报警确认前后是否闪烁等。

c)确认方式包括人工确认、自动确认以及延时自动确认,延时自动确认时间可配置。

2)除默认告警类型外,对于遥信、遥测告警,应可自定义告警类型。

3)应可按照告警类型,自定义告警显示组,可按告警显示组检索、过滤、显示告警。

2.4.1.7.1.4.2 功能要求

1)根据设备的运行状态,应能对设备的运行状态进行分析、统计,触发计时计次等二次告警功能。自动化后台条件具备时,形成运行报告,提醒巡视人员重点巡视诸如重负荷、频繁打压等需关注设备。

2)现场告警(SOE、开关变位、保护事件等)发生时,如果技术条件成熟,可进行故障推理,从而生成故障诊断事件及处理报告,能为事故的快速诊断及故障后处理等功能提供依据。

3)应具备告警信息分层、分类、分级处理功能,应具备分流功能,便于值班人员监盘和查询,便于检修调试信息分流显示。可按变电站(间隔)名称、时间段、优先级、COS(SOE)、未(已)确认、未(已)复归等分类列表。

4)各类告警信息应保存历史记录备查,保存时间一般不少于3年。

5)事故状态方式时,事故报警立即发出音响报警(报警音量可调),运行工作站的显示画面上用颜色改变并闪烁表示该设备变位,同时显示红色报警条文,报警条文可以选择随机打印或召唤打印。

6)事故报警通过手动或自动方式确认,每次确认一次报警,自动确认时间可调。报警一旦确认,声音、闪光即停止。第一次事故报警发生阶段,允许下一个报警信号进入,即第二次报警不应覆盖上一次的报警内容。报警装置可在任何时间进行手动试验,试验信息不予传送、记录。报警处理可以在主计算机上予以定义或退出。事故报警应有自动推画面功能。

7)报警应能分层、分级、分类处理,起到事件的过滤作用,能现场灵活配置报警的处理方式。告警画面应能分级显示告警信息。

8)对每一测量值(包括计算量值),可由用户序列设置四种规定的运行限值(低低限、低限、高限、高高限),分别可以定义作为预告报警和事故报警。四个限值均设有越/复限死区,以避免实测值处于限值附近频繁报警。遥测越限告警的复归处理应有动作值和返回值,应支持每一遥测点均能独立设置。以防止告警/复归在“越限值”附近波动时不断动作。

9)采用DL/T860标准的应具备MMS网络通信状态和GOOSE网络通信状态异常告警。

10)重复报警不能互相屏蔽,宜具备同一报警内容的当天次数自动统计功能。

11)应具有报警管理功能,可对报警信息分类(事故报警、预告报警、异常报警、SOE)记录、存储。可对历史报警信息进行分类(事故报警、预告报警、异常报警、时段、关

键字)检索、查询和打印。

2.4.1.7.1.4.3 告警类型

根据重要性和对电网运行影响的程度不同,将变电站所有信号分为:事故、异常、越限、变位、告知五类。级别分别对应为:事故-1级,异常-2级,越限-3级,变位-4级,告知-5级。

本规范各级信号具体含义如下:

1)第1级为事故信号:为电网故障、设备故障等,包括开关跳闸(包含非人工操作的跳闸)、保护装置动作出口跳合闸、安自装置动作的信号以及影响全站安全运行的远动业务中断等其他信号。是需实时监控、立即处理的重要信号。

2)第2级为异常信号:为各种反映一、二次设备故障或异常情况的报警信号,影响设备遥控操作的信号,直接威胁电网安全与设备运行,包括各类设备异常、VQC闭锁、装置通讯中断等。是需要实时监控、及时处理的重要信号。

3)第3级为越限信号:为反映重要遥测量超出报警上下限区间的信息。重要遥测量主要有设备有功、无功、电流、电压等。是需实时监控、及时处理的重要信号。

4)第4级为变位信号:为开关类设备正常状态(分、合闸)改变的信息。该类信息直接反映电网运行方式的改变,是需要实时监控的重要信息。

5)第5级为告知信号:为反映电网设备运行情况、状态监测的一般信息。主要包括隔离开关、接地刀闸位置信号、主变运行档位,以及设备正常操作时的伴生信号(如测控装置远方/就地)。该类信号需定期查询。

2.4.1.7.1.4.4 告警方式设置

1)告警方式主要采用自动推报警画面、自动推报警窗口、画面闪烁、登录报警窗口、音响报警等方式。

2)自动推报警画面指运行工作站应能将具体的间隔画面推出置顶,具备推出画面一键关闭、一键最小化、一键主画面置顶功能,防止推出画面过多影响监盘。

3)自动推报警窗口指运行工作站应能将报警窗口推出置顶,相关报警事项闪烁示警。

4)画面闪烁指具体的变电站或间隔画面中相应设备、光字牌闪烁示警。

5)登录报警窗口指报警事项登录报警窗口,可按需分层、分类、分级查询。

6)音响报警可分为报警铃音和自动语音两种,应根据报警优先级采用不同音响予以区别,可根据值班人员需要设置。

7)确认报警可分为手动确认和自动确认两种方式:手动确认需要值班人员点击设备、光字牌或报警事项进行确认,具备分界面确认及全部确认的功能;自动确认可根据需要设置一定延时后自动确认,不需要人工干预。

8)事故报警、异常报警应同时设置画面闪烁、登录报警窗口、音响报警方式,应采用手动方式进行确认,并可同时选配其它报警方式。

9)宜具备对单个告警信号进行屏蔽功能,屏蔽后,该告警信号出现时不再发出告警声音,但是必须对屏蔽操作进行人员身份认证,记录操作人员、屏蔽时间、恢复时间等信息。

10)应具备工作站(服务器)数据库同步异常发出告警并将告警信息通过远动装置上送至调度的功能,告警信息级别为2级。

2.4.1.7.1.5 人机界面

2.4.1.7.1.5.1 变电所计算机监控系统应能通过各工作站为运行人员提供灵活方便的人机联系手段,实现全变电站的监测和控制。

2.4.1.7.1.5.2 人机界面的所有交互式操作通过显示器、键盘和鼠标进行。界面应采用面向对象技术,具备图、模、库一体化技术,生成单线图的同时,自动建立网络模型和网络库。具备全图形人机界面,画面可以显示来自不同分布节点的数据,所有应用均采用统一的人机界面,显示和操作手段统一。变电所计算机监控系统图形界面应满足变电站监控系统的功能可视及操作要求。一次设备图元设计应符合 GB/T 4728 和 GB/T 20063 的相关要求,二次设备图元、标志牌图元等其它图元设计应适应南方电网运行要求。图形界面中窗口、标注、按钮、菜单等要素应选用符合视觉辨识要求的颜色进行静态及动态显示,显示应准确、连贯、一致和清晰。图形界面的安全设计应符合 GB/T 28452—2012 的相关要求。

2.4.1.7.1.5.3 能根据运行要求对各种参数、日志和时钟进行设置,并按一定权限对模拟量限值及开关量状态进行修改及投退。

2.4.1.7.1.5.4 所有静态和动态画面应存储在画面数据库内，用户可方便和直观地完成实时画面的在线编辑、修改、定义、生成、删除、调用和实时数据库连接等功能，并能与其他工作站共享修改或生成后的画面。

2.4.1.7.1.5.5 监控系统应可在线修改和增减画面上的动态数据，能方便的编辑、修改、生成画面。

2.4.1.7.1.5.6 监控后台运维配置应参数统一、功能统一、界面统一和流程统一。监控后台一体化运维配置工具均应符合一体化运维配置功能的要求，应具备以下运维配置功能：

1) 监控后台一体化运维配置工具应部署在监控后台，通过“开始—一体化运维配置工具—监控后台一体化运维配置工具”菜单启动。监控后台登陆、发布配置应进行权限校验，对无权限用户不允许相应操作。

2) 监控后台一体化运维配置工具应能对配置参数进行保存，保存后工具将数据存储在配置库，且与完整配置工具保持同步更新。在主界面、属性窗口进行配置后未保存配置的，切换窗口或关闭工具时应弹出对话框提示配置人员进行配置保存。

3) 监控后台一体化运维配置工具应具备发布功能，配置选项修改保存后点击发布能将数据存储在数据库，且画面显示对应调度编号能同步更新。

4) 监控后台一体化运维配置工具应具备备份功能。

5) 监控后台一体化运维配置工具应具备查找替换功能。

6) 监控后台一体化运维配置工具应具备配置检查功能，不对合法的配置项在输出窗口中告警显示。

7) 监控后台一体化运维配置工具应具备在线校核功能，比对发布后实时库参数与配置工具参数，确认是否发布成功。

8) 监控后台一体化运维配置工具应具备导出功能，导出文件应包含 xml、pdf 两种格式，导出参数应包含当前监控后台一体化运维配置工具对应的全部配置参数。

9) 监控后台一体化运维配置工具应具备日志记录功能，用户可根据时间段查询日志记录，日志记录路径对用户隐藏，不允许修改日志。

2.4.1.7.1.6 控制与操作

监控系统控制功能应包括两种：自动调节控制，人工操作控制。

自动调节控制：由站内操作员站或远方控制中心设定其是否采用。它可以由运行人员投入/退出，而不影响手动控制功能的正常运行。在自动控制过程中，程序遇到任何软、硬件故障均应输出报警信息，停止控制操作，并保持被控设备的状态。自动调节控制常见有：电压—无功自动调节控制。

人工操作控制：操作员可对需要控制的电气设备进行控制操作。监控系统应具有操作监护功能，允许监护人员在不同的操作员站上实施监护，避免误操作；当一台工作站发生故障时，操作人员和监护人员可在另一台工作站上进行操作和监护。操作遵守唯一性原则，应能根据运行人员输入的命令实现设备的远程或就地控制操作。

2.4.1.7.1.6.1 控制范围：对所有具备电动操作的开关(断路器)、隔离开关、接地刀闸、主变有载调压开关、无功功率补偿装置、交直流站用电及其辅助设备实现控制。对具备条件的保护设备重合闸软压板、备自投装置软压板等实现控制。

2.4.1.7.1.6.2 控制方式：可采用点对点的单对象控制和特定逻辑的批量顺序控制，同时，控制方式还应具备手动应急控制功能，当站控层设备停运时，应能在间隔层对断路器进行手动控制。手动应急控制应具备同期功能。

2.4.1.7.1.6.3 控制应包括下列各级控制，控制级别由低至高的顺序为：

1) 远方控制：调度或集控中心远方控制；

2) 站控层当地控制：变电站的监控系统后台控制；

3) 间隔层应急控制：间隔层测控屏上的手动开关对断路器进行一对一控制；

4) 设备层就地控制：配电装置处的就地手动开关一对一控制。

2.4.1.7.1.6.4 高一级在操作时，低级操作均应处于闭锁状态，并对被闭锁的控制应提供告警信息。

2.4.1.7.1.6.5 唯一性原则：同一时间应仅允许一个控制级别、一种控制方式、一个控制对象进行控制。对任何操作方式，应保证只有在上一次操作步骤完成后，方可进行下一步操作。

2.4.1.7.1.6.5 高可靠性原则：在控制指令发出时，应可靠地执行，即不能拒动也

不能误动；要有完善的闭锁措施，确保操作正确、可靠。对正确动作、拒动和误动应有相应的告警信息提示。

2.4.1.7.1.6.6 安全原则

1) 设置操作权限：依据操作员权限的大小，规定操作员对系统及各种业务活动的范围，操作员应事先登录，并应有密码措施。操作人员名单应根据人员变动情况由具备管理权限的人员如安全员、站长等实时增加或删除。

2) 监护人措施：应具备本机监护和异机监护功能，优先采用异机监护，当异机故障时自动转成本机监护，当异机监护时，监护人应事先登录，并应有密码措施。

3) 操作应按照选择、返校、执行的步骤进行，操作须经过五防闭锁校验。

4) 操作必需在具有控制权限的工作站上进行。

2.4.1.7.1.6.7 提供详细的记录文件记录操作人员和监护人员姓名、操作对象、操作内容、操作时间、操作结果等，可供调阅和打印，可供远方和就地调阅。

2.4.1.7.1.6.8 具备设备检修挂牌功能，可以在断路器、隔离开关、接地刀闸操作处挂检修牌，检修挂牌时禁止对挂牌设备的控制。具备按照《中国南方电网有限责任公司电力安全工作规程》设置电子标示牌功能，电子标示牌应设置为背景透明，避免遮挡设备信息，图样图 2.3：



图 2.3 电子标示牌示意

2.4.1.7.1.6.9 自动控制应包括程序化控制(顺控)和调节控制，由站内设定其是否采用，主要包括电压无功自动控制、主变联调控制、以及操作顺序控制等。

2.4.1.7.1.6.10 程序化控制和调节控制功能管理应相对独立。它可以由运行人员投入/退出，而不影响正常运行。

2.4.1.7.1.6.11 系统应能支持程序化控制操作，各类程序化操作应逐次通过五防校验后方可执行。

2.4.1.7.1.6.12 操作员站应提供间隔操作画面，在其中显示与间隔有关的信息，包括间隔有关的动作事件、光字牌等，控制操作宜在间隔画面实现。

2.4.1.7.1.6.13 对运行人员的任何操作，计算机都将做命令合法性检查和闭锁条件检查。

2.4.1.7.1.6.14 对不满足联锁及闭锁条件的操作，监控系统应闭锁操作，并给出报警提示。

2.4.1.7.1.6.15 时钟跳变时，监控系统不应误调误控。

2.4.1.7.1.7 智能远动功能

2.4.1.7.1.7.1 远动基本功能

(1) 变电站远动功能由监控系统的远动信息远传通信装置(简称：智能远动机)完成，包括：向各级调度和集控中心发送遥测、遥信信息，接受遥控、遥调命令及召唤请求等功能，远动信息应满足调度和集控中心对信息内容、精度、实时性和可靠性等的要求。

(2) 智能远动机应直接从间隔层测控单元获取调度所需的数据，实现远动信息的直采直送，智能远动机和站控层主机的运行互不影响。

(3) 远动通信必须具备同时与多个相关调度/集控站进行远动数据通信的能力，支持链路数应不小于 16 个，并且与不同调度/集控站通信的实时数据库具有相对独立性，

不相互影响数据的刷新，且应同时支持网络通道和专线通道两种方式与各级调度连接，并可根据实际需要灵活配置。通信接口的型号、数量、处理能力及智能远动机的存储、CPU 处理等能力应满足接入各级调度（含主备调）要求。对于每个调度，智能远动机应具备远动三遥信息点表的映射指向功能，能将同一调度不同规约的远动通道指向同一张三遥信息点表。冗余配置的智能远动机应能够通过单一组态配置完成双机配置，并在下装时自动识别。

（4）智能远动机可根据调度端的要求采用双主机并机工作方式或主、备机热备工作方式，双机状态应能上送到调度端。智能远动机在故障、重启及切换的过程中不应引起误操作及数据重发、误发、漏发，并且不能出现抢主机的现象。双机运行的智能远动机应具备双机数据同步等措施，保证远动数据的一致性。在主、备机热备工作方式时，主、备机状态应能上送到调度端。主备机的切换策略应当考虑对侧的闭锁状态以及网络通讯状态。智能远动机应能正确体现主备状态。

（5）当智能远动机采集不正常时，传送调度端的信息必须保留原数据并在品质标志位打上品质标志。此处品质变化的上送应作为变化数据主动上送。当遥测数据发生过载时，品质位应置为溢出。

（6）远动通信规约必须满足《DL634. 5. 104-2002 远动协议 南方电网实施细则》和《DL634. 5. 101-2002 远动协议 南方电网实施细则》核实的要求，同时应能适应各级调度的现有通信规约。当智能远动机应用 104 规约与调度主站通信时，如果检测出通讯错误，应按照 104 规约规定关闭原有通讯链路，等待主站建立新的通讯链路，并记录相应的日志文件；在 104 链路保持过程中，如收到主站新建链路连接请求，应能够尽快关闭原有链路，释放相关 Socket 链路资源，重新响应来自该主站的 104 链路连接请求，建立新的 104 链路。远动重启与主站建立链接时不应发误数据，且响应总召上送数据正确。

（7）具备 SOE、遥控操作事件记录保存功能且 SOE 和遥控操作事件应分开存放。其中 SOE 事件保存 ≥ 10000 条。遥控操作事件记录每次控制指令的接收时间、控制内容、控制结果、指令来源，保存 ≥ 10000 条。

（8）具备遥信、遥测转发数据手动模拟设置并转发功能。

（9）支持逐点设置遥测死区值，以满足重要遥测的实时性要求。

（10）具备对遥信信息的逻辑组合功能，如事故总信号、断路器分相信号组合等，且在逻辑组合时，应当考虑品质状态和时标。

（11）智能远动机应具备将变电站电网模型直接传送至调度端的功能，以满足电网模型源端维护的要求。

（12）传送各级调度的通信模块应独立配置，且多板件式设备应支持热插拔，不应该存在单点故障导致系统全部失效的隐患，并配置可监视智能远动机运行状态报警的空接点。

（13）智能远动机采用嵌入式装置的基于工业控制的 32 位及以上多处理器通信装置，采用可靠性高、抗干扰强的嵌入式操作系统，无风扇、硬盘等机械转动部件，硬件采用模块化结构，便于维护和扩展。各级通信缓冲存储区的容量必须满足电网事故时各级调度对远动信息的实时性、准确性和正确性的要求。

（14）智能远动机应支持网络通信、数字接口通信和四线模拟接口等多种通信方式，其中远动通信接口数量的最低要求：每台智能远动机的远动接口不少于：10 个 10M/100M 网络接口、6 个串口、6 个远动通信防雷保护器、MODEM 3 只等。

（15）能够接受厂站时钟源对时、主站对时，应支持 SNTP、IRIG-B 等对时方式。

（16）软件应具有可靠性、开放性、可维护性和可扩展性，操作系统应采用安全性高、实时性好、成熟可靠的操作系统。

（17）站内监控后台运行情况应支持通过远动上送信息至调度主站，无人值班站可在主站监视到监控后台状态。同时远动状态也应当支持送到监控后台，可辅助监视远动状态以便查找故障。

（18）智能远动机应支持站内、各级调度控制权切换功能。

（19）智能远动机的组态工具应具备报文查看功能。

（20）智能远动机应具备显示间隔层装置传输至远动机的遥测、遥信当前值的功能，在远动机上查看或者通过软件登陆远动机进行查看。

（21）智能远动机对下接入装置数量不少于 200 台。

（22）智能远动机各项功能应满足南方电网公司相关反措要求。

1) 上送总调/中调 EMS 系统三相遥信信号应进行合并,对于有单相重合功能的所有开关(如线路开关和旁路开关),必须采用常开接点三相串联合并信号上送(即开关合位取每相合位的“逻辑与”)。合并信号可以采用硬结点,也可在测控装置或远动机采用软件合成。对于采用软件合成的三相合并信号,应优先采用触发扫描机制,由合并信号的源信号变位情况来触发合成信号;若采用周期扫描机制,则合并采样周期为 400ms。合并信号 SOE 时间动作应与最先动作分量一致、复归应与最后复归分量一致。

2) “事故总”信号应按照各级调度调管范围要求采用保护跳闸出口瞬动接点信号(能自动复归),优先采用软件合成方式提供逻辑结点(可以采用硬结点方式合成)。

3) 远动版本满足南网总调调自【2011】1 号文关于厂站智能远动机 104 链路重建的有关要求;

4) 满足南网总调调自【2012】3 号文关于修改智能远动机配置并重启不得误发通道切换命令的有关要求;

5) 远动机主、备机切换后备机应关闭 TCP/IP 链路。

6) 当上送调度通道重建链路时,缓冲区中的变化数据 SOE 和遥信变位可设置为自动清除或不清除;变化遥测设置为自动清除;

7) 每台远动机的每个通道(包括专线或网络)应配备独立的变化数据缓冲区,缓冲区的容量应足够大(不少于 1024 条变位遥信),以满足在短时间内发生大量变化数据的缓存要求。

8) 网络中断或掉电重启,远动机能自恢复,且装置启动在数据接收完整前暂时屏蔽上送各级调度,无异常信号上送。

9) 当智能远动机数据采集异常(网络中断或退出测控单元),传送主站数据保留原值且置无效品质位,品质位变化采取的上送方式不应产生误遥信和数据跳变。

(23) 智能远动机运维配置应参数统一、功能统一、界面统一和流程统一。智能远动机一体化运维配置工具应支持以下启动方式:

1) 集成在监控后台,通过监控后台的“开始——一体化运维配置工具——远动机一体化运维配置工具”菜单调用远动设备一体化运维配置工具,通过站内网络连接至智能远动机进行配置操作;

2) 安装于第三方笔记本电脑,连接至智能远动机进行配置操作。

2.4.1.7.1.7.2 主要功能

2.4.1.7.1.7.2.1 数据处理、存储与传输功能

智能远动机对数据处理、存储与传输的总体要求如下:

1) 数据处理

a) 智能远动机应直接从间隔层装置采集信息,智能远动机和站控层设备之间的数据交换通过站控层网络进行;

b) 支持变电站各类运行数据的综合采集功能,可采集测控数据、PMU 数据、保护数据、电能量数据、故障录波数据、设备状态在线监测数据、环境监测数据等运行数据,以及直流屏、消弧线圈等辅助设备数据;

c) 应具备数据采集的扩展能力;

d) 支持公式计算、信号合成、人工置数功能;

e) 支持基于变电站内冗余数据进行量测量和状态量合理性分析的功能;

f) 数据采集的通信协议应支持 DL/T357、DL/T860 等规范。

2) 数据存储

a) 支持变电站数据模型的存储;

b) 支持变电站重要数据的存储;

c) 支持控制(操作)命令的存储;

d) 支持运行日志、装置自检信息的存储,该类信息应能设置所占空间的大小,能够循环删除;

e) 存储容量应满足各业务应用需求,不宜小于 128G。

3) 数据传输

a) 支持变电站和主站之间的数据传输,包括远动、保护信息、电能量、在线监测、PMU 等数据;

b) 与主站之间的数据传输可通过不同的通道或者不同的通信协议来实现;

c) 应支持 DL/T 634.5101、DL/T 634.5104、DL/T 719、DL/T476、GB/T 26865.2

等协议；

d) 应具备与主站之间通信协议的扩展能力。

(1) 远动数据

远动数据的采集、处理、存储及传输应满足以下要求：

- 1) 支持断路器、隔离开关、接地刀闸、主变分接头的位置等数据的采集及远传。
- 2) 支持电流有效值、电压有效值、有功功率有效值、无功功率有效值、功率因数、频率、直流量等数据的采集及远传。
- 3) 支持辅助设备状态数据、量测数据的采集及远传，主要包括：交直流电源的各项电压、电流、状态量、设备工况、异常及告警信号；安防、消防、门禁告警信号；环境温度和湿度、环境监测量异常告警信号等。
- 4) 支持保护动作及告警信息的采集及远传。
- 5) 支持电能量数据的采集及远传。
- 6) 支持装置告警信号的采集及远传。
- 7) 支持间隔层装置、过程层装置通信状态的采集及远传，支持 SNMP 协议。
- 8) 支持主站对站内设备的控制与操作，包括遥控、同期、遥调、计划曲线接收等操作。
- 9) 支持遥信变位、遥测越限、控制（操作）命令的存储功能。
- 10) 模拟量越死区传送整定最小值应小于额定值 0.1%，并逐点可调。
- 11) 支持多个主站的连接，连接数根据需要可扩展。
- 12) 能够判断设备的检修状态，既能带检修品质上送信息，也能屏蔽检修设备信息的上送。
- 13) 装置对遥测响应时间不大于 1000ms。
- 14) 装置对遥信变化的响应时间不大于 200ms。
- 15) 装置对控制命令的响应时间不大于 200ms。

(2) 保护信息

保护信息的采集、处理、存储及传输应满足以下要求：

- 1) 支持保护装置的动作、告警、自检等信息的采集、处理、存储及远传。
- 2) 支持保护模拟量召唤。
- 3) 支持保护硬压板、保护告警、一般遥信等状态量召唤。
- 4) 支持远方查看、修改保护定值以及定值区的切换。
- 5) 支持软压板的查看和投退。
- 6) 支持保护装置的信号复归。
- 7) 支持装置参数的召唤。
- 8) 支持主站对历史动作、告警、遥信变位等事件查询和召唤。
- 9) 支持保护装置、故障录波器的录波文件采集、存储及远传，支持主站对历史故障录波文件列表、故障录波文件的查询和召唤。
- 10) 支持按时间、装置检索故障报告功能。
- 11) 支持多个主站的连接，连接数根据需要可扩展。
- 12) 支持保护动作事件、自检、告警、压板、保护装置和故障录波器的故障波形的存储，存储时间应不小于 1 个月。

(3) 在线监测（可选功能）

设备在线监测数据采集、处理、存储及传输应满足如下要求：

- 1) 监测信息对象包括变压器、电抗器、组合电器(GIS/HGIS)、断路器、避雷器等。
- 2) 监测信息包括油中溶解气体、局放频率、局放峰值、局放噪声水平、局放类型、套管绝缘、油温油位、绕组温度、铁心接地电流、夹件接地电流、中性点接地电流、变压器有载调压分接开关、机械特性、SF6 气体压力、SF6 气体微水、避雷绝缘、放电次数、泄漏电流、阻性电流、开关柜温度、断路器动作次数、断路器油泵打压次数等。
- 3) 支持在线监测设备定值、定值区号的召唤和修改功能。
- 4) 支持在线监测设备参数的召唤功能。
- 5) 支持量测量、状态量、告警量的召唤和主动上送功能。
- 6) 支持量测量阈值告警以及告警信号主动上送功能。
- 7) 支持图谱文件、录波文件、趋势文件的召唤以及文件列表召唤功能。
- 8) 支持按时间段查询历史信息功能。

9) 支持二次设备在线监测功能。

(4) 电能量(可选功能)

电能量的采集、处理、存储及传输应满足以下要求:

1) 功能满足 DL/T 743-2001 中 4.3 的要求。

2) 性能满足 DL/T 743-2001 中 4.4.1、4.4.4、4.4.5、4.4.6 的要求。

(5) 同步相量数据

同步相量数据的采集、处理、存储及传输应满足以下要求:

1) 能实现实时数据、离线文件与 WAMS 主站之间的传输。

2) 能够接入并动态记录至少 256 个相量(电压、电流的各相分量和正序分量)、256 个模拟量(有功功率、无功功率,频率,频率变化率)、256 个开关量。

3) 可进行动态数据记录,记录速率为 100 次/秒,保存时间应不少于 14 天。

4) 与主站之间的实时数据传送速率可由主站设定,至少支持 100、50、25、1 次/秒的可选速率,应按时间顺序逐次、均匀地转发。

5) 能响应主站的离线召唤命令,可传输动态录波文件、暂态录波文件等离线文件。

6) 支持转发远程触发录波命令。

7) 支持多个主站的连接,连接数根据需要可扩展。

8) 与不同 WAMS 主站之间的通信应相互独立、互不影响,可采用 GB/T 26865.2 规定的通信规约。

9) 具备上送 PMU 次同步振荡主导功率分量的幅值、频率,以及连续录波等功能。

2.4.1.7.1.7.2.2 远程浏览

应具备远程浏览功能,并满足以下要求:

1) 支持主站通过远程浏览服务直接浏览变电站实时监控画面。

2) 应具备图形格式转换功能,能够将变电站端图形文件转换为 DL/T 1230 规定的 CIM/G、SVG 等标准格式,并建立转换后图形文件与智能远动机实时数据之间的映射。

3) 应在安全认证的基础上建立与主站的数据链路,实现主站和变电站之间图形文件与远程浏览数据的传输。

4) 宜具备远程浏览图形文件版本管理功能,当本地图形发生变化时,能够自动完成文件格式转换并主动通知主站重新召唤、更新图形文件。

2.4.1.7.1.7.2.3 源端维护

应具备源端维护功能,并满足以下要求:

1) 应支持主站和变电站之间的模型/图形转换、源端维护与数据订阅发布功能,实现主站对变电站模型、数据的灵活配置和动态管理。

2) 应能建立变电站数据模型、变电站图形、主站数据模型、主站图形、远动通信协议的信息点之间的对应关系。

3) 应支持模型对应关系的校验功能。

4) 应具备同一调度多个通道且转发表相同条件下的 MAP 文件自动同步及初始化。

5) 应具备源端维护全过程信息及日志记录功能。

2.4.1.7.1.7.2.4 顺序控制

应支持顺序控制的功能,并满足以下要求:

1) 智能远动机和主站配合实现顺序控制功能。

2) 顺序控制的范围包括:

a) 一次设备(包括主变、母线、断路器、隔离开关、接地刀闸等)运行方式转换;

b) 保护装置定值区切换、软压板投退。

3) 顺序控制宜通过辅助接点状态、量测值变化等信息自动完成每步操作结果的检查,包括设备操作过程、最终状态、操作引起的保护装置状态变化(如重合闸、备自投充放电、母差)等。

4) 支持操作过程的可视化,能够向主站上送操作票中每步操作的内容,能够向主站上送当前步骤和执行状态。

5) 操作过程中应检查防误逻辑,操作应通过防误校验。

6) 应支持操作票的编辑、修改功能。

7) 应支持仿真、预演功能。

8) 应支持顺序控制的暂停、启动功能。

9) 应支持急停功能。

2.4.1.7.1.7.2.5 防误闭锁

宜具备防误闭锁功能，并满足以下要求：

- 1) 控制命令经过防误检查后方能发至间隔层，如发现错误应闭锁该操作。
- 2) 具备出错报警、提示闭锁原因的功能。
- 3) 具备解除闭锁功能，支持解除闭锁的权限管理。

2.4.1.7.1.7.2.6 监控终端

宜具备监控终端功能，用于实现对变电站的就地监控，并满足以下要求：

- 1) 支持画面展示功能，能够通过主接线图、画面分图等展示站内一次设备实时状态，还能够展示遥信点、遥测点、电能量、档位等测点实时状态。
- 2) 支持画面操作功能，能够在画面上进行设备控制、人工置数、挂牌等操作。
- 3) 支持变位信息、告警信息、操作信息等分类展示，支持历史信息检索。
- 4) 支持保护信息查看，能够以界面形式展示保护的定值信息、故障信息、故障录波文件等。
- 5) 监控终端应支持即插即用。

2.4.1.7.1.7.2.7 告警直传

能远动机应具备告警直传功能，满足以下要求：

- 1) 支持通过 DL476 规约接收监控系统告警直传信息和向主站直传告警信息。支持将本地告警信息转换为带站名和设备名的标准告警信息，传给主站。
- 2) 支持按照告警级别做好现有告警事件的分类整理，对告警信息进行合理分类和优化，确保上送主站告警信息总量在合理范围之内，能够按照主站要求定制告警信息上送。
- 3) 告警直传支持同时上送多个主站。链路中断后恢复，能够补传链路中断期间规定时间内的告警信息，事故类和异常类告警信息优先补传。因故障无法正常上送告警信息时应主动断开与主站连接且不再响应主站重连请求，待故障恢复后，重新响应主站，建立连接。

2.4.1.7.1.8 电压无功自动调节

目前变电站对的电压无功自动控制有变电站独立 VQC 装置、监控系统 VQC 功能、远方 AVC 系统直控等三种实现方式。

2.4.1.7.1.8.1 变电站电压无功调节功能宜通过与计算机监控系统配套的软件来实现，可根据远方调度或站内操作员设置的电压或无功目标值自动控制无功补偿设备，调节主变分接头，实现电压无功自动控制。

2.4.1.7.1.8.2 电压无功自动控制应具有三种模式：闭环(主变分接头和无功补偿设备全部投入自动控制)、半闭环(主变分接头退出自动控制，由操作员手动调节，无功补偿设备自动调节)和开环(电压无功自动控制退出，只作调节指导)，可由操作员选择投入或退出。

2.4.1.7.1.8.3 运行电压控制目标值应能在线修改，并可根据电压曲线和负荷曲线设定各个时段不同的控制参数。

2.4.1.7.1.8.4 能自动适应系统运行方式的改变，并确定相应的控制策略。

2.4.1.7.1.8.5 应能实现遥控/自动就地控制之间的切换，并把相应的遥信量上传到调度/集控站。

2.4.1.7.1.8.6 电压无功自动控制可对主变分接头和无功补偿设备的调节时间间隔进行设置。

2.4.1.7.1.8.7 电压无功自动控制可根据电容器/电抗器的投入次数进行等概率选择控制，并可限制变压器分接头开关和电容器/电抗器开关的每日动作次数。

2.4.1.7.1.8.8 操作员可以对每台 VQC 设备(主变、电容器)进行启/退操作，来独立控制某一设备是否参与 VQC 调节。

2.4.1.7.1.8.9 应有完善的 VQC 动作纪录可以查询，纪录的内容包括操作的设备对象、性质、操作时的电压和无功、操作时的限值等。

2.4.1.7.1.8.10 系统出现异常时应能自动闭锁。当系统输出闭锁时，应提示闭锁原因。

2.4.1.7.1.8.11 电压无功自动控制程序模块的异常不能影响计算机监控系统后台的正常工作。

2.4.1.7.1.8.12 具备 AVC 控制防误功能：在远动装置收到主站的电容器、电抗器

投切命令以及变压器档位升降控制命令后，不是无条件地执行主站的控制命令而是对可能出现的误操作进行判断，闭锁可能的误操作，例如在相应的远方控制压板位置为就地时应闭锁控制；在本地装置中由于通信、数据采集等系统故障时闭锁自动控制；在目标母线电压越限时应闭锁加剧电压越限的调节等。

2.4.1.7.1.9 继电保护信息采集

2.4.1.7.1.9.1 各种保护的跳闸信号、重要告警信号和装置主要故障信号应采用硬接点的方式接入测控装置。

2.4.1.7.1.9.2 故障录波装置和保护装置(含保护测控一体化)的管理由继电保护故障信息管理系统实现，监控系统如需直接调用保护信息，应有权限设置。

2.4.1.7.1.10 事件顺序记录及事故追忆

2.4.1.7.1.10.1 可将变电站内重要设备的状态变化列为事件顺序记录(SOE)，至少应包括：

(1)断路器、隔离开关动作信号及其操作机构各种监视信号；

(2)继电保护装置、安全自动装置、各自投装置、VQC 系统等的动作信号、故障信号。

2.4.1.7.1.10.2 事件顺序记录的任何信息都不可被修改，但可对多次事件中的某些记录信息进行选择、组合，以利于事后分析。

2.4.1.7.1.10.3 事件顺序记录的分辨率应不大于 2ms。

2.4.1.7.1.10.4 事故追忆的时间跨度和记录点的时间间隔应能方便设定。

2.4.1.7.1.10.5 事故追忆范围为事故前 1 分钟到事故后 2 分钟的所有相关的遥测、遥信量，采样周期与实时系统数据刷新周期一致，并能自动存储事故前后的必要的电力系统数据和接线方式。

2.4.1.7.1.10.6 事故追忆应由定义的事故源起动，也可设置为由人工触发。

2.4.1.7.1.10.7 应具备当定义的关键数据跳变 $\geq 30\%$ 当前值时触发事故追忆的功能。

2.4.1.7.1.11 统计及计算

2.4.1.7.1.11.1 应能按运行要求，对电流、电压、频率、功率及电量和一、二次设备的运行情况等进行统计、分析，包括停用时间、停运次数、动作情况、不平衡及合格率、平衡率、负荷率、损耗、安全运行天数累计等。

2.4.1.7.1.11.2 存储的周期可按分、时、日、月、年来设定。

2.4.1.7.1.12 变电站五防

2.4.1.7.1.12.1 变电站五防系统应由三层构成，分别是站控层五防、间隔层测控装置防误以及现场布线式电气闭锁。站控层防误应实现面向全站设备的综合操作闭锁功能；间隔层测控装置防误应实现本单元所控制设备的操作闭锁功能；现场布线式电气闭锁实现对本间隔电动操作的隔离开关和接地开关的防误操作功能，任一层防误功能故障不应影响其他层正常防误功能的实现。

2.4.1.7.1.12.2 监控系统的所有操作均应经防误闭锁，并有出错报警和判断信息输出，显示闭锁原因。在特殊情况下应能实现一定权限的解除闭锁功能，但禁止全站设备同时解除闭锁。应配备可选择操作对象和面向全站操作对象的解锁工具各一套，确保在紧急情况下对各类锁具进行强制解锁。微机防误闭锁装置应具备检修隔离功能，即在检修期间（特别是多工作面作业时），闭锁检修隔离面一次设备操作功能，以防止误向检修设备送电；同时检修工作面设备的操作则不受闭锁。检修隔离管理功能退出时，应不影响防误闭锁软件的正常运行。微机防误闭锁装置应配置检修隔离管理器、检修隔离授权钥匙以及实现检修隔离管理的软件系统。应实行对解锁钥匙的管理。

2.4.1.7.1.12.3 间隔层测控装置之间应具备通信功能，以实现跨间隔的防误闭锁功能，且不依赖于站控层设备。测控装置闭锁逻辑所需的信号应能由相关测控装置准确快速提供，并充分考虑通信中断及逻辑关联测控装置检修时防误功能的安全实现。测控装置宜具备远方解除闭锁逻辑能力。

2.4.1.7.1.12.4 站控层防误系统应满足如下基本功能要求：

1) 强制运行人员的控制操作遵照既定的安全操作程序和五防闭锁逻辑，先开票、模拟预演，而后对电气设备进行操作避免由于操作顺序不当而引起各种电气设备的误操作，实现部颁“五防”要求，即防止误拉合开关；防止带负荷拉合隔离开关；防止误入带电间隔；防止带电挂地线(合接地刀闸)；防止带接地线(或接地刀闸)合断路器、隔离开关；

2) 五防闭锁逻辑应通过相关管理部门的审查；

3) 五防配置：五防数据库组态、五防接线图绘制、五防权限设置和五防规则编辑；

4) 应具备所有设备的防误操作规则，并充分应用监控系统中电气设备的闭锁功能实现防误闭锁。监控系统遥控应经过五防规则校验，如果不满足五防规则，应提出五防规则校验结果报告，指出哪些规则不满足，并禁止遥控；如果满足五防规则，监控系统下发遥控命令到装置；

5) 应能实时、准确采集监控系统的遥信，保证与实际一次设备状态的一致性；

6) 程序的编制力求简单、可靠、实用，具有自动校验功能，必须有效防止“走空程”（操作过程中漏项），当自动化系统控制失灵时应具备解除闭锁的应急措施；

7) 操作票：可根据运行要求完成操作票的生成、预演、打印、执行、记录；

8) 模拟操作：应能提供电气一次系统及二次系统有关布置、接线、运行、维护及电气操作前的预演，并能通过相应的操作画面对运行人员进行操作培训；

9) 虚拟检修挂牌可作为相关刀闸操作的联锁及闭锁条件。

10) 系统应支持多个没有逻辑关系的操作任务同时执行。

2.4.1.7.1.12.5 五防子系统系统宜采用与监控系统一体化模式，指在逻辑意义上五防子系统与计算机监控系统融为一体，要求：

(1) 五防子系统系统与监控系统具有统一的数据总线，五防模块与计算机监控系统的其他应用模块一样从同一个实时库获得数据；

(2) 五防子系统系统与监控系统具有统一的数据库组态，五防数据直接从计算机监控系统数据中挑选测点，编辑五防属性，如合分规则，操作术语的等；

(3) 五防子系统系统与监控系统具有统一的画面编辑，可以直接采用监控系统的画面作为五防的画面，不用重新制作；

(4) 五防子系统与间隔层联锁共享五防规则库，但各自独立完成相应闭锁功能，系统应具备检查两层防误闭锁规则是否一致的功能；

五防子系统工作站应能实现与操作员站切换/互为备用功能，具备完善的自诊断和自恢复功能。

2.4.1.7.1.12.6 电脑钥匙与锁具应顺畅配合，无卡涩现象，保证能在符合条件时顺利开锁，单次开锁成功率： $\geq 99\%$ （即连续开锁 100 次，成功开锁次数应在 99 次以上）；每张操作票向电脑钥匙传票时间应小于 5 秒（50 项操作任务内）。

2.4.1.7.1.12.7 电脑钥匙具有口令设置、试听语音、调节液晶对比度、背光、电池电量显示、锁编码检查、对时，以及记录、浏览、重复、中止当前的操作票等功能。

2.4.1.7.1.12.8 电脑钥匙与电脑的通信应可靠、灵活、快捷，每套电脑钥匙应通过多通信接口、转换开关、网络接口等形式实现与两台主机的通信；电脑钥匙的电池宜采用便拆卸结构，并能提供备用电池和充电座。关闭电源及更换电池时，电脑钥匙记忆存储的操作票信息不丢失。

2.4.1.7.1.12.9 电脑钥匙应具备自动验证实际开锁功能（如通过检测回路电流、电脑钥匙机械按钮接触等）。

2.4.1.7.1.12.10 户外的锁具应具备足够的抗干扰能力、防潮防锈，能满足在-10 到 70 摄氏度以及在沿海盐雾腐蚀环境下长期稳定运行的要求。

2.4.1.7.1.12.11 测控装置必须能提供由测控装置闭锁逻辑自动控制的是否允许操作的继电器输出接点以便接入电气二次回路，该闭锁继电器输出接点与遥控继电器输出接点应设置在不同的开关量输出板件上，以降低继电器或输出板件故障带来的误出口风险。

2.4.1.7.1.12.12 对于站内原有独立配置的五防系统保留的变电站，在监控系统整体改造中必须实现间隔层五防功能，设备的工厂验收前必须能完成相应配置。

2.4.1.7.1.13 制表打印

2.4.1.7.1.13.1 应能按要求定时打印值报表、日报表、月报表及年报表。

2.4.1.7.1.13.2 事故时能自动打印报警记录、测量值越限记录、开关量变位记录、事件顺序记录、事故指导提示和事故追忆记录等，并能实现显示器画面硬拷贝功能。

2.4.1.7.1.13.3 各种表格应具有显示、生成、编辑、打印等功能。各种报表数据应能转换为 EXCEL 格式，以利于数据的二次应用。

2.4.1.7.1.14 自诊断与自恢复

2.4.1.7.1.14.1 系统在线运行时，应对本系统的软硬件定时进行自诊断，当诊断出故障时应能自动闭锁或退出故障单元及设备，并发出告警信号。自诊断的范围包括：

测控装置、主机、操作员站、保信子站、智能远动机、各种通信装置、网络及接口设备、通道、对时系统等。

2.4.1.7.1.14.2 自诊断与自恢复内容宜包括：

(1)各设备的工作状态，正确判断出故障的内容，指出故障的设备及插件，并使其自动退出在线运行，以便能迅速更换；

(2)双机系统其中一台主机发生软硬件故障时，应能自动切换至另一台机工作。双机切换从开始至功能恢复时间应不大于 30s。各类有冗余配置的设备应能自动切换至备用设备；应用功能(如 VQC，五防子系统)随主备机切换同步切换，切换时数据不能丢失，并且要保证主、备机数据库的一致性，切换过程不应影响系统稳定运行产生扰动；

(3)发生电源掉电故障时，系统应及时报警；电源恢复时，系统应能重新启动；

(4)一般性的软件异常时，应能自动恢复正常运行；

(5)测控装置应具备在线自诊断、自恢复功能。

2.4.1.7.1.14.3 计算机监控系统应具备一定的容错性，任一装置、部件、软件故障或退出不能影响系统的正常运行，运行人员的任何操作失误均不能引起系统的功能丢失和崩溃。

2.4.1.7.1.14.4 计算机监控系统应具备快速修复功能，在系统软件进行杀毒过程中导致系统出现问题时能快速修复。

2.4.1.7.1.15 管理功能

2.4.1.7.1.15.1 变电站计算机监控系统应根据运行要求，实现各种管理功能。宜包括：运行操作指导、事故分析检索、在线设备管理、操作票功能、模拟操作、其它日常管理等。

2.4.1.7.1.15.2 运行操作指导：应能对典型的设备异常或事故提出操作指导意见，编制设备运行技术统计表，并推出相应的操作指导画面。

2.4.1.7.1.15.3 事故分析检索：应能对突发事件所产生的大量报警信息进行筛选和分析。对典型的事故可直接推出相应的操作指导画面。

2.4.1.7.1.15.4 在线设备管理：应能对主要设备的运行记录和历史记录数据进行分析，提出设备运行情况报告和检修建议，并能保存设备的检修和故障处理记录。

2.4.1.7.1.15.5 操作票功能：可根据运行要求完成操作票的生成、预演、打印、执行、记录。

2.4.1.7.1.15.6 模拟操作：应能提供电气一次系统及二次系统有关布置、接线、运行、维护及电气操作前的预演，并能通过相应的操作画面对运行人员进行操作培训。

2.4.1.7.1.15.7 其它日常管理：能进行操作票、工作票、运行记录及交接班记录的管理，还应包括设备运行状态、缺陷管理、维修记录、规章制度管理等。

2.4.1.7.1.15.8 应能实现各种文档的存储、检索、编辑、显示、打印功能。

2.4.1.7.1.16 基于 IEC61850 标准的变电站计算机监控系统配置及模型要求

2.4.1.7.1.16.1 应提供系统配置工具和装置配置工具，配置工具应能对导入导出的配置文件进行合法性检查，生成的配置文件应能通过 SCL 的 schema 验证，并生成和维护配置文件的版本号和修订版本号。

2.4.1.7.1.16.2 配置工具能自动正确识别和导入不同制造商的模型文件。

2.4.1.7.1.16.3 应具备的配置文件包括：

(1)ICD 文件：IED 能力描述文件，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。ICD 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。

(2)SSD 文件：系统规范文件，应全站唯一，该文件描述变电站一次系统结构以及相关联的逻辑节点，最终包含在 SCD 文件中。

(3)SCD 文件：全站系统配置文件，应全站唯一，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，且具备唯一性；

CID 文件：IED 实例配置文件，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。

2.4.1.7.1.16.4 系统配置要求：

(1)系统应提供灵活的 IEC61850 配置工具，能自动正确识别和导入不同制造商的模型文件，具备良好的兼容性，配置工具应包括系统配置工具和装置配置工具。

(2)装置配置工具应能生成和维护装置 ICD 文件，并支持导入 SCD 文件以提取需要的装置实例配置信息，应能支持 dU 描述自动解析，完成装置配置并下装配置数据到装置，同一厂商的其各类型装置 ICD 文件的数据模板应具备一致性。

(3)系统配置工具应能生成和维护 SCD 文件，支持生成或导入 SSD 和 ICD 文件，且应保留 ICD 文件的私有项；应能对一、二次系统的关联关系、全站的 IED 实例、以及 IED 间的交换信息进行配置，完成系统实例化配置，并导出全站 SCD 配置文件。

(4)ICD、SSD、SCD、CID 文件均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，不得随意变更。

(5)工程实施过程中，系统集成商提供系统配置工具，并根据用户的需求负责整个系统的配置及联调，装置厂商提供装置配置工具，并负责装置的配置及配合系统集成商进行联调。

2.4.1.7.1.16.5 装置模型文件要求

(1)间隔层各装置的 ICD 模型应遵守《DL/T1146-2009 DL/T860 实施技术规范》的技术要求。

ICD 模型的数据集的每个成员需配置自描述信息，在位于逻辑节点实例中的 DO 中，用 CDC 中的数据属性 dU 在线描述

2.4.1.7.1.17 程序化操作(顺控)功能

2.4.1.7.1.17.1 程序化操作(顺控)指在需要进行一系列倒闸操作时，通过单个操作命令，改变过程状态。

2.4.1.7.1.17.2 系统应支持顺控功能，将一系列操作票转化为任务票，减少人工操作量，减少误操作和提高效率。

2.4.1.7.1.17.3 系统应支持在站控层和远方集控中心两种进行顺控的方式。

2.4.1.7.1.17.4 系统应充分考虑顺控操作的安全性，保证各类顺控操作应通过五防校验。

2.4.1.7.1.17.5 程序化操作功能部署于厂站端监控后台和智能远动机，实现顺序控制指令防误与校核功能。

2.4.1.7.1.18 数据质量辨识

应能自动识别变电站一次设备网络模型与参数错误。

1)对于量测数据，应进行粗检测，并列可疑量测。

2)对于量测坏数据，应能进行辨识并告警提示。

3)对于错误的开关、刀闸信息，应能判断并告警提示。

4)应根据站内多源数据的数据质量情况，综合多源数据信息，实现站内状态估计，并给出上送数据的数据质量标记。

5)应能给出实时断面的估计结果，包括：站内断路器的三相功率、变压器和出线的三相电流幅值、变压器和出线的三相功率、母线的三相电压幅值、出线的三相电压幅值、所有断路器和隔离开关的三相分合状态、变压器档位。

6)根据辨识结果，应实时统计坏数据、可疑数据、正常数据，并定期生成统计报表，为站内数据维护提供统计资料。

7)数据辨识宜具备参数界面，应能规避人工操作对数据辨识的影响。

应能方便设置状态估计的收敛判据、执行周期、最大迭代次数、遥测粗检测的阈值及可疑数据的阈值。

2.4.1.7.1.19 时间同步监测（智能站适用）

时间同步监测按《南方电网时间同步规范化管理技术方案》执行，时间同步由授时端和被授时端共同配合完成，需要将时钟装置、被授时系统/设备的时间同步工作状态纳入监测、校验范围，形成包括对时钟装置、业务装置的闭环监测。相关设备应满足以下技术要求：

1)时间同步状态管理模块宜在监控系统中集成。

2)变电站时间同步状态管理模块基于 NTP 乒乓原理（四时标）实现对时钟装置以及保护、安自、测控、智能录波器等间隔层设备的时间同步监测。

3)站内时间同步装置、间隔层设备、过程层设备等业务装置采用 DL/T 860 协议将自身时间同步状态信息传送至时间同步状态管理模块，能响应时间同步状态管理模块的对时状态探测指令。

时钟同步监测信息包括对时信号状态、对时服务状态、跳变侦测状态、时钟同步偏

差（毫秒），监测信息支持以光字牌列表方式展视。

2.4.1.7.1.20 智能告警

2.4.1.7.1.20.1 监控系统宜具备智能告警功能：采用统一的信息描述格式接收和汇总各类告警信息，并根据各自的特征对告警信息进行综合分类管理和信号过滤，通过预先设定的逻辑和推理模型得出智能告警推理结果并生成告警简报，以形象、直观的方式进行综合展示，并供其他应用系统（或模块）调用；宜支持采用 DL476 规约输出智能告警推理结果和告警简报。

2.4.1.7.1.20.2 智能告警宜支持对变电站一次系统故障、二次系统状态故障、通信异常、数据异常及开关、刀闸状态异常等应用场景的智能告警。宜支持对伴随信号、抖动信号的预处理，以及非运行态信息过滤。

2.4.1.7.1.20.3 宜支持在规范信号命名的基础上，建立变电站智能告警基准信号类。基准信号类的组成，应由用户根据信息类型进行选择，并具备模糊搜索及自动识别功能，可从变电站全站参数库表中自动或手动匹配信息点。基准信号及基准信号组成因子对用户透明，以便根据运行情况更新维护。智能告警知识库基于基准信号类建立推理规则，基准信号类的划分支持导入、导出。

2.4.1.7.1.20.4 智能告警推理规则宜开放、透明，支持用户自定义。推理规则宜与基准信号类一样，具备空间属性，即推理规则适应对象（线路、变压器、母线等）。推理规则宜包含定义电压等级、故障（告警）等级、故障（告警）结论、处理措施等属性。推理规则宜能实现遥信、遥测量的基本与、或、非及条件运算等逻辑。推理规则的实例化宜能根据其空间属性及电压等级范围自动模糊匹配，同时提供手动匹配功能。推理规则宜具备导入/导出功能。导出形式可包括但不限于 csv, xml 等文件形式，文件中应能体现推理规则与基准信号类的关系，以及基准信号类之间的逻辑运算关系。

2.4.1.7.1.20.5 智能告警推理结果、智能告警简报宜以标准 Syslog 格式，通过 DL476 规约输出给其他系统或模块。

2.4.1.7.1.20.6 故障信息综合分析决策

在故障情况下应对包括事件顺序记录信号及保护装置、故障录波等数据进行数据挖掘、多专业综合分析，形成故障分析结果（内容包括故障设备名称、故障时间、故障序号、故障区域、故障相别、开关动作信息、保护动作信息等）进行可视化展示或上送调度（监控）中心。

2.4.1.7.2 间隔层功能要求

2.4.1.7.2.1 数据采集和处理

监控系统通过间隔层的测控单元实时采集模拟量、开关量等信息量；通过智能设备接口接收来自其他智能装置的数据，对所采集的实时信息进行数字滤波、有效性检查，工程值转换、信号接点抖动消除等加工。从而提供可应用的电流、电压、有功功率、无功功率，功率因数等各种电网运行的实时数据，并将这些实时数据带品质描述传送至站控层和各级调度中心。

数据处理应包含以下内容：

- 1) 模拟量输入信号处理应包括数据有效性、正确性判别、越限判断及越限报警、数字滤波、误差补偿(含精度、线性度、零漂校正等)、工程单位变换、信号抗干扰等功能；
- 2) 开关量输入信号处理应包括光电隔离、接点防抖动处理、硬件及软件滤波、基准时间补偿、数据有效性、正确性判别等功能。

装置应支持常规电缆或 GOOSE 报文方式的开入采集和分合闸出口。当采用 GOOSE 报文方式时，装置应具备 GOOSE 接口，满足状态量采集与处理要求。

2.4.1.7.2.2 同期

2.4.1.7.2.2.1 变电站计算机监控系统应具有同期功能，应能检测和比较断路器两侧 PT 二次电压的幅值、相角和频率，自动捕捉同期点，发出合闸命令，以满足断路器的同期合闸要求。

2.4.1.7.2.2.2 同期功能应满足如下要求：

- 1) 应含有能反应并网对象可能影响同期功能的异常状态的闭锁功能。
- 2) 应满足可靠性和准确性的要求。可靠性是指装置不误发、也不拒发合闸指令；准确性是指装置能正确的发出合闸指令，在差频并网方式下，在不考虑断路器合闸时间离散性的情况下，保证合闸角度误差不应超过 $\pm 1^\circ$ 。
- 3) 应实现就地信息显示和在线自动检测。在装置运行期间，能实时显示并网过程中

的两侧的电压、频率、角度等信息，宜具备显示差值；当装置中模块或部件（出口继电器除外）损坏时，装置不应误发合闸指令，且应发出装置异常信号。

4) 应具有同频和差频并网功能，并自动补偿同期点两侧电压固有相位角差功能。

5) 应具有以时间顺序记录的方式记录正常运行及操作过程中的各种信息，如开关量变位、合闸成功、合闸失败、失败原因等。

6) 宜具有合闸录波功能，符合 COMTRADE 格式，记录装置合闸的动作过程，包含并网两侧电压、频率、压差、频差、角差、开关位置、合闸指令等。

2.4.1.7.2.2.3 同期主要技术性能

1) 测量误差

电压采样： $\pm 0.01U_N$ （49.5Hz～50.5Hz 范围内）；频率：不超过 $\pm 0.01\text{Hz}$ （48Hz～52Hz 范围内）。

2) 允许发出合闸脉冲的频差

检测运行系统与待并系统之间的频率差，在合闸脉冲发出时，频率差的误差不应超过整定值的 $\pm 10\%$ 。

3) 允许发出合闸脉冲的压差

检测运行系统与待并系统之间的电压差，在合闸脉冲发出时，电压差的误差不应超过整定值的 $\pm 10\%$ 。

4) 差频并网合闸角差

不考虑开关动作时间误差的情况下，装置合闸误差角度不应超过 $\pm 1^\circ$ 。

2.4.1.7.2.2.5 同期功能在间隔层完成，站控层应能对同期操作过程进行监测和控制。

2.4.1.7.2.2.6 站控层应能对需要同期操作的断路器进行“检无压”、“检同期”、“检合环”及“不检”四种功能的选择，四种功能的选择不允许由测控装置自行判别切换，应在操作员工作站上人工设定。

2.4.1.7.2.2.7 对于 3/2 断路器接线，应实现断路器合闸操作同期电压“近区优先”的电压选择。

2.4.1.7.2.2.8 不同断路器的同期指令间应相互闭锁，以满足一次只允许一个断路器同期合闸。

2.4.1.7.2.2.9 同期功能应能进行状态自检和设定，同期成功与失效均应有信息输出。

2.4.1.7.2.2.10 同期功能应可对同期电压的有压、无压、幅值差、相角差、频差、频差加速度的设定值进行修改，并可对断路器合闸本身具有的时滞进行补偿。

2.4.1.7.2.2.11 同期操作过程应有发令、参数计算及显示、确认等交互形式。操作过程及结果应予以记录。

2.4.1.7.2.2.12 同期应能实现远方控制检无压/同期功能，支持软压板上送和远方控制。

2.4.1.7.2.2.13 同期功能应具备同频合闸和差频合闸功能。同频合闸和差频合闸可设置为根据待并网两侧频差大小自动转换，当频差值小于设定门槛值时（一般为 0.02Hz ），按同频合闸逻辑合闸，如果频差值大于设定门槛值，则按差频合闸逻辑合闸。。

2.4.1.7.2.2.14 间隔层的手动合闸应具备同期功能的解除/投入选择，且必须同时具备软压板（或控制字）和硬压板（或者把手）两种解除方式，现场可根据需要选择其中一种解除方式，两种解除方式为或的关系。

2.4.1.7.2.2.15 监控系统应根据电气接线状态，自动选择同期检测的对象，同时应具有检测 PT 断线的功能，防止有压作无压合闸处理。

2.4.1.7.2.3 测控单元就地显示及操作

2.4.1.7.2.3.1 测控单元操作面板应可监视整个间隔串电气回路的单线模拟接线图，并可实时显示该电气回路的运行状态。

2.4.1.7.2.3.2 面板的操作应包括断路器、隔离开关的就地分、合控制，所有分、合控制必须经过本间隔防误闭锁。

2.4.1.7.2.3.3 面板的控制操作应遵守“先选择后控制”的原则。

2.4.1.7.2.3.4 面板的参数设置、修改和控制操作应具有权限闭锁。

2.4.1.7.2.3.5 测控单元应具备控制远方/就地模式的把手，具备遥控出口压板，方便一次设备处于运行状态下的远方不出口遥控调试。

2.4.1.7.2.4 控制

2.4.1.7.2.4.1 间隔层应实现站控层和远方遥控对一次设备的控制操作功能。

2.4.1.7.2.4.2 间隔层应提供在站控层设备停运或其它紧急情况下的手动操作功能。

2.4.1.7.2.5 开关量输出信号

2.4.1.7.2.2.4.1.5.1 间隔层设备输出开关量信号应具有严密的返送校核措施，并设置专用的执行继电器，其输出触点容量应满足受控回路电流容量的要求，输出触点数量应满足受控回路数量要求。

2.4.1.7.2.2.4.1.5.2 220kV 开关在测控屏上单独配置开关遥控分闸、合闸出口压板。

2.4.1.7.2.6 通信功能

2.4.1.7.2.6.1 间隔层各设备应通过网络通信方式，将采集的信息上送站控层监控后台和智能远动机。

2.4.1.7.2.6.2 间隔层的测控单元的物理通信接口应冗余配置，满足双网通信要求。

2.4.1.7.2.6.3 间隔层各设备上电重启时不应误发数据。

2.4.1.7.2.6.4 测控单元应能设置本间隔的检修状态，检修状态下应屏蔽远动信息上送各级调度主站或后台监控。

2.4.1.7.2.7 时间同步对时

间隔层设备应能接收标准授时信号，进行时钟校正。

2.4.1.7.2.7.1 间隔层各设备应能满足 IRIG-B 码、空接点秒同步对时功能。

2.4.1.7.2.7.2 间隔层各设备对时误差应不大于 1ms。

2.4.1.7.2.8 测控保护一体化装置/测控保护智能终端一体化装置

一体化装置应满足独立测控单元的遥测回路数和测量精度、遥信响应时间和接点回路数量、控制操作、时间同步等功能指标要求。一体化装置的保护功能及性能要求、智能终端的功能及性能要求分别按南方电网公司《10kV~110kV 线路保护技术规范》、《10kV~110kV 元件保护技术规范》及《智能终端技术规范》执行。

2.4.1.7.2.8.1 装置分类说明：

1) 电缆跳闸装置：适用于常规电缆连接方式进行采样、开入、开出等回路连接的保护装置或保护测控集成装置，35kV 及以下电缆跳闸装置还需配置 GOOSE 输入、输出功能；

2) 光缆跳闸装置：适用于常规电缆连接方式进行采样、GOOSE 开入、GOOSE 开出的保护装置。

2.4.1.7.2.8.2 装置通用要求：

1) 35kV 及以下电缆跳闸装置压板设置方式：

a) 保护功能压板：软、硬压板应一一对应，采用“与门”逻辑。但线路保护的“停用重合闸”采用软压板和硬压板两者为“或门”逻辑；

b) “远方操作”压板：保护测控集成装置的“远方操作”只设置硬开入，在操作的屏（柜）上设置转换开关，用于远方操作断路器、刀闸等；保护远方操作经远方操作开入控制，“远方投退压板”、“远方切换定值区”和“远方修改定值”只设软压板，上述三个软压板只能在装置本地操作；三者功能相互独立，分别与“远方操作”开入采用“与门”逻辑。当收到“远方操作”开入后，上述三个软压板远方功能才有效；

c) 检修状态压板：只设硬压板。对于采用 DL/T 860 标准时，当“检修状态”硬压板投入，保护装置报文上送带品质位信息。“检修状态”硬压板遥信不置检修标志。

2) 35kV 及以下保护装置的零序 CT 测量范围为 0.05~20A。

3) 智能站 GOOSE 软压板设置方式

a) 宜简化保护装置之间、保护装置和智能终端之间的 GOOSE 软压板；

b) 保护装置应在发送端设置 GOOSE 输出软压板；

c) 线路保护及辅助装置不设 GOOSE 接收软压板。

4) 测控保护一体化装置的定值设置方式：

a) 保护装置的定值应按定值清单标准格式设置，定值清单标准格式按南方电网公司《10kV~110kV 线路保护技术规范》及《10kV~110kV 元件保护技术规范》相关要求执行；

b) 保护装置电流、电压和阻抗定值应采用二次值，并输入电流互感器（CT）和电压互感器（PT）的变比等必要的参数；

c) 控制字采用二进制方式显示，遵循功能投退灵活的原则设置。运行中基本不变的、

保护分项功能宜设置控制字，如“距离保护 I 段”采用控制字投退；

d) 保护总体功能投/退，如“距离保护”，可由运行人员就地投/退硬压板或远方操作投/退软压板实现；

e) 保护装置的定值范围应包含南方电网公司《10kV~110kV 线路保护技术规范》及《10kV~110kV 元件保护技术规范》中规定的上下限。

5) 测控保护一体化装置应具备以下接口：

a) 过程层接口按南方电网公司《10kV~110kV 线路保护技术规范》及《10kV~110kV 元件保护技术规范》相关要求执行；

b) 对时接口：应支持接收对时系统发出的 IRIG-B 对时码；

c) 间隔层通信接口：应具备 3 组相互独立的以太网通信接口；

d) 其它接口：调试接口、打印机接口。

6) 保护装置在正常运行时应能显示电流、电压等必要的参数及运行信息，默认状态下，相关的数值显示为二次值。装置应可选择显示系统的一次值。

7) 保护装置输出的基础信息，可供继电保护在线监测、信息可视化、智能诊断、运维人员选择应用。

8) 保护装置动作后，装置打印出的动作信息报告和动作行为应符合南方电网公司《10kV~110kV 线路保护技术规范》及《10kV~110kV 元件保护技术规范》的相关要求。

9) 保护装置模型文件应符合南方电网公司《10kV~110kV 线路保护技术规范》及《10kV~110kV 元件保护技术规范》的相关要求。

10) 保护装置应能记录相关保护动作信息，保留 16 次及以上最新动作报告。每个动作报告最少应包含故障前 2 个周波、故障后 6 个周波的数据。

11) 保护装置记录的所有数据应能转换为 GB/T 22386 规定的电力系统暂态数据交换通用格式。

12) 宜通过站控层网络传输五防联锁信息。

13) 远方控制要求

a) 远方控制功能应参照《继电保护通用技术规范》中的要求执行；

b) 为方便远方控制功能，软压板的状态变化以 SOE 方式实时上送。

14) 不停电条件下传动断路器功能：

保护测控集成装置应具备远方执行不停电传动功能。远方不停电传动采用使能、控制两个节点，均采用直控模式；操作前需先使能，使能开放时间默认初始值 30 分钟，超过开放时间应自动关闭使能；同时增设“远方不停电传动软压板”，仅允许装置就地修改；仅当远方操作硬压板、远方不停电传动软压板均投入时，才允许进行远方不停电操作。

15) 测控装置及保护测控集成装置应具备间隔层直接输出一浮点值遥测，且 CT、PT 变比必须可设置，更改变比时只需更改装置参数里面的变比即可更改装置输出的一次浮点值。

16) 测控保护一体化装置的三相操作插件应含在装置内。

17) 常规采样的装置应坚持双 A/D 结构设计，防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作。

18) 装置除出口继电器外，任一元件损坏时，不应误动作跳闸。

19) 35kV 及以下装置保护功能和通讯功能应相对独立且互不影响，保护功能和通讯功能采用独立内核或独立的 CPU 芯片。

20) 装置应具备内存软错误的防控措施，内存发生单 Bit 位翻转时能够可靠防止装置误动。

21) 测控保护一体化装置遥信开入量和遥控接点数量

a) 可自定义遥信开入量的个数满足《10kV~110kV 线路保护技术规范》及《10kV~110kV 元件保护技术规范》的相关要求；

b) 不少于 3 对遥控分合接点和 1 个复归接点。

2.4.1.7.2.8.3 35kV 及以下线路保护

35kV 及以下线路宜配置纵联电流差动保护（仅适用于纵联电流差动保护测控集成装置）、过电流保护、零序过流保护、重合闸、低频减载、过频解列、低压解列、过压解列、零序过压解列、过负荷告警功能。

对特殊需求的 35kV 线路，为保证可靠性要求，保护配置可参照 110kV 线路。

2.4.1.7.2.8.4 35kV 及以下电容器保护

电容器宜采用保护、测控一体化装置，三相操作插件应含在装置内，保护应采用三相电流互感器。

35kV 及以下电容器配置过电流保护、不平衡保护、零序过流保护、过电压保护、低电压保护、闭锁 VQC 及非电量保护。

2.4.1.7.2.8.5 35kV 及以下电抗器保护

电抗器宜采用保护、测控一体化装置，三相操作插件应含在装置内，保护应采用三相电流互感器。35kV 及以下电抗器配置差动保护、过电流保护、零序过流保护、过负荷告警、非电量保护、闭锁 VQC 及功能。

2.4.1.7.2.8.6 35kV 及以下站用变、接地变保护

35kV 及以下站用变、接地变宜采用保护、测控一体化装置，三相操作插件应含在装置内。配置电流速断保护、过电流保护、零序过流保护、过负荷告警及非电量保护。

2.4.1.7.2.8.7 35kV 及以下母联(分段)断路器宜采用保护、测控一体化装置，三相操作插件应含在装置内；户外布置的 35kV 保护、测控装置可独立配置，三相操作插件含在保护装置内。

1) 配置两段过电流保护，每段电流和时间定值可分别整定。作为母线充电保护，并兼作新设备投运时的辅助保护。

2) 母联(分段)保护应具备同期检测功能。

2.4.1.7.2.9 测控单元的自检功能

测控单元应具有对本身的硬件和软件故障进行自检和故障告警功能。

2.4.1.7.2.9.1 测控单元应能通过编程口对本身的硬件和软件故障进行诊断。

2.4.1.7.2.9.2 测控单元应能通过编程口对参数进行设置和修改，并能记录相关信息。

2.4.1.7.2.9.3 测控单元应具有硬件和软件故障告警功能。

2.4.1.7.2.9.4 测控单元应能对电源和通信故障进行诊断告警。

2.4.1.7.2.9.5 对间隔层设备的在线诊断应至电路板级。

2.4.1.7.2.10 其他通信接口及协议

监控系统为保证变电站设备运行信息采集的完整性，应配置足够的通信接口装置，采集站内其它智能装置的运行信息，不满足 IEC61850 标准的应采用 RS485 或以太网连接，通信协议推荐采用 DL/T357-1999。至少应具备以下通信接口：交、直流电源系统监控装置、站内电度采集装置、通信机房动力环境监视系统、安全稳定控制装置、低频低压减载装置、小电流接地选线装置、消防及火灾自动报警系统、图像监视系统、继电保护与故障录波信息管理子站系统、设备在线监测系统等。

2.4.1.7.3 PT 并列装置

实现 220kV、110kV、35kV/10kV 母线 PT 并列功能。根据变电站各电压等级母线的实际情况(双母线、双母双分段等)配置。

2.4.1.7.4 备自投装置

备自投装置应满足如下基本功能要求：

(1)CT、PT 发生短路或断线、直流电源消失、装置故障等应有防止装置误动作的措施，并发出分类报警信号，以便运行人员及时检查，排除故障。在失去直流电源的情况下，信号不能丢失。装置在异常消失后自动恢复，解除闭锁，但必须保持信号以便检修人员核查。

(2)在互感器暂态过程中以及 CT 饱和情况下，装置应能正确动作。

(3)装置应在系统出现扰动和不对称分量，电流、电压或功率突变等条件满足时可靠启动。

(4)装置应能不借助于外部输入接点正确判别本厂站内线路、变压器的投运和断开状态。

(5)装置应有自检监测功能。当装置任一元件故障或损坏时，相关切负荷、自投装置应被闭锁，发出告警信号，并指示出故障部分。

(6)对装置出口回路接点要求，所有输出接点必须是无压常开接点。装置应提供足够的输出接点供跳闸、信号、录波等使用。

(7)装置出口跳闸回路及起动回路应有出口压板，以便装置的投退工作。装置应充分考虑到运行的安全性，方便设备的定检，装置应设有灵活投退的软、硬开关或压板供装

置的投退工作。

(8)装置应有事故记录、数据记录等功能。

(9)装置应具备同步对时功能。

(10)工作电源因故障或其它原因被断开后, 备自投装置应能自动快速将备用电源或其它正常工作的电源投入工作, 以保证当工作电源被断开后的设备不会停电。

(11)当工作电源电压小于无压定值, 而备用电源电压大于等于有压定值, 且无其它闭锁条件时, 备自投装置应能启动。

(12)当人工切除工作电源电压时, 备自投装置不应动作。

(13)备自投装置应确保工作电源断开后方可使备用电源投入。

(14)备用电源断路器的合闸脉冲命令只允许动作一次, 下一次动作需在相应充电条件满足后才能允许。

(15)当电压互感器二次回路断线时, 装置不应动作, 并发出断线信号。

(16)备自投装置应有防止轻负荷引起误动作的闭锁措施。

(17)备自投装置宜有电源自动投于故障母线或故障设备的保护措施。

(18)备自投装置动作后, 应有相应动作信号发出, 直流电源消失后信号不应丢失。

2.4.1.7.5 统一配置工具

远动、监控、测控应支持南方电网统一配置工具。测控装置应支持一体化运维模型。应能接入一体化运维配置工具, 采用 DL/T 860 协议的 MMS 读写服务实现一体化运维参数配置, 通信过程应确保系统网络安全稳定。

2.4.1.7.6 电力监控系统安全防护集成

电力监控系统安全防护防火墙、交换机、加密认证网关等设备均另行采购, 本标书仅要求集成商负责提供电力监控系统安全防护设备组屏及设备之间互联线缆, 配合互联互通、验收测试等相关工作内容。

除应满足 4.3 条柜体的制造工艺要求之外应为屏上每台装置配置独立的电源空气开关, 并在空气开关跳闸后发出电源失电报警信号

2.4.1.8 试验

变电站计算机监控系统的验收划分型式试验、工厂试验、现场试验、整体考核试验。应通过工厂验收测试(FAT)以及现场验收(SAT)。FAT 不通过, 招标方有权拒绝接收设备, SAT 不通过不予验收。由此产生的所有相关责任由投标方承担。

2.4.1.8.1 型式试验

(1)投标方应提供装置的型式试验报告。

(2)对于保护装置投标方还应提供动模试验报告。

2.4.1.8.2 工厂试验(FAT)

(1)根据本招标技术文件引用标准的有关规定及功能要求和技术要求, 在设备出厂之前, 必须对系统所有设备进行 FAT。

(2)投标方应提供招标方或招标方委托的测试方出具的 FAT 测试报告; 投标方应在申请 FAT 时提交自验收测试报告。

(3)参与 FAT 验收测试的单位应至少包括调度机构、建设单位(含生产运行管理人员、变电站值班人员)、测试单位、设计单位。

(4)对于五防子系统的功能、性能、逻辑、锁具质量应进行严格的测试验收。

(5)工厂检验的要求为: 所有硬件设备同时投入运行, 连续运行 72 小时, 测试合同技术规范的功能和技术性能指标以及合同的 FAT 条款、FAT 测试大纲全部满足要求, 所有待出厂设备应运行经调度发布最新的程序版本。

(6)FAT 的全部仪器、仪表由投标方负责提供。

(7)FAT 的测试报告需有双方技术人员签字才能生效。

(8)投标方需提供完整的 FAT 测试报告给招标方。

(9)针对工厂测试的最终意见, 如各方认为有必要进行复测时, 应在厂家完成针对性改动后重新进行工厂试验。

2.4.1.8.3 现场调试和现场试验(SAT)

2.4.1.8.3.1 现场调试

(1)设备运到现场安装完毕, 招标方会通知投标方人员到场参加设备调试。

(2)在调试过程中,若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况,投标方应负责更换。

2.4.1.8.3.2 现场试验

(1)现场验收应在所有设备安装调试完毕,且设备准备投入试运行进行时进行,并出具书面测试报告。

(2)现场验收应在工厂系统试验完全完成的基础上进行。

(3)在验收开始前二周相应的安装调试单位应提出 SAT 验收大纲供招标方认可,投标方予以配合。所有经工厂试验的设备版本应与南方电网公司发布的版本检测合格清册中版本一致。如需更改程序,需向招标方提交申请。

(4)现场验收(SAT)时,要求测控装置和监控后台的软件版本应与工厂试验(FAT)时的最终软件版本一致。

2.4.1.8.4 整体考核验收

整体考核验收是变电站计算机监控系统投运且稳定运行三个月后,由整体考核验收组织部门组织成立整体考核验收工作组对现场验收遗留问题及三个月连续运行期间发现的问题进行的考核验收。

投标方需协助招标方完成编制整体考核验收大纲、协助测试变电站计算机监控系统的各项功能,并及时解决存在问题。

2.4.2 变电站站控层以太网交换机

2.4.2.1 技术要求

2.4.2.1.1 接口要求

2.4.2.1.1.1 接口规格

变电站内的过程层交换机宜采用标准的接口配置,至少应支持表 2.5 中的配置;须对三种型号分别应标及报价,I 型可采用 II 型进行应标。

表 2.5 站控层交换机端口典型配置

规格	100M 电口	1000M 光口	调试端口	机箱尺寸
I 型	24	0	1	1U 19 英寸 整层,机身深度≤360mm
II 型	24	2	1	1U 19 英寸 整层,机身深度≤360mm
III 型	2	16	1	1U 19 英寸 整层,机身深度≤360mm

注:千兆光口应兼容百兆光口工作模式。

2.4.2.1.1.2 以太网接口

光接口应满足以下要求:

a)百兆 100BASE-FX 光接口应符合 IEC 9314-3-1990 的规定;

b)千兆 100BASE-SX 光接口应符合 IEEE 802.3-2008 的规定;

有特殊工程需求的,应符合 DL/T 1241-2013 的规定。

具体指标见表 2.6、表 2.7 要求

表 2.6 100BASE-FX 接口参数

接口类型	参数	要求	单位
发送	波长范围	1270~1380	nm
	光功率(最大)	-14.0	dBm
	光功率(最小)	-20.0	dBm
接收	波长范围	1270~1380	nm
	光功率(最大)	-14.0	dBm
	接收灵敏度	-31.0	dBm
	强制接收灵敏度	-25.0	dBm

表 2.7 1000BASE-SX 接口参数

接口类型	参数	要求		单位
		62.5μm MMF	50μm MMF	
发送	波长范围	770~860		nm
	平均发射光功率（最大）	0.0		dBm
	平均发射光功率（最小）	-9.5		dBm
接收	波长范围	770~860		nm
	平均接收光功率（最大）	0.0		dBm
	接收灵敏度	-17.0		dBm
	强制接收灵敏度	-12.5	-13.5	dBm

2.4.2.1.1.3 调试接口

调试端口用于交换机的配置和调试，宜采用 RJ45 以太网电接口。

2.4.2.1.2 告警接点

当电源断电或故障时交换机应能够提供硬接点输出。

2.4.2.1.3 电源模块

交换机供电要求如下：

a) 交换机应采用直流供电电源，按 A、B 网应分别采用辐射供电方式。单电源模块配置的 A、B 双网的交换机电源应取自不同段直流母线。

b) 交换机的直流供电电压 220V/110V，允许波动-20%~+20%，电源电压在允许范围内变化应对交换机性能无影响；

交换机应配置双电源模块，并支持双电源模块热备份。双电源模块配置的交换机应由不同电源供电，且两个电源模块间具备完善可靠的隔离能力。

2.4.2.1.4 性能要求

2.4.2.1.4.1 整机吞吐量

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.1 的要求。

2.4.2.1.4.2 端口转发速率

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.2 的要求。

2.4.2.1.4.3 地址缓存能力

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.3 的要求。

2.4.2.1.4.4 地址学习速率

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.4 的要求。

2.4.2.1.4.5 存储转发时延

交换机一对端口线速转发下的平均时延应小于 10μs。

2.4.2.1.4.6 帧丢失率

a) 应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.7 的要求。

b) 正常工况下，交换机端口线速转发时，帧丢失率应为 0。

2.4.2.1.4.7 背靠背帧

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.8 的要求。

2.4.2.1.4.8 队头堵塞

交换机应避免产生队头阻塞，不堵塞端口的帧丢失率为 0

2.4.2.1.5 功耗

为有利于交换机长时间可靠运行，交换机功耗不应过高，满载时整机功耗宜不大于 $(10+1 \times \text{电接口数量} + 2 \times \text{光接口数量}) \text{ W}$ 。

交换机满载时整机功耗宜不大于下面公式的计算结果：

$$P=10+1 \times a+2 \times b$$

式中：

P——交换机的整机功耗，单位为瓦特（W）；

a——交换机配置的电接口的数量；

b——交换机配置的光接口的数量。

2.4.2.1.6 可靠性

交换机应采用自然散热（无风扇）方式。

交换机平均故障间隔时间 MTBF 不低于 200000 小时。

2.4.2.1.7 网络安全

应符合《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》（国家发

改委 14 号令)、《电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范》(国能安全〔2015〕36 号)、《电力行业信息安全等级保护基本要求》(电监信息〔2012〕62 号)、《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》(Q/CSG 1204009)等相关要求,并满足以下具体要求:

a) 应满足 Q/CSG 1204009《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》中所对应的安全等级的等级要求;

b) 源 MAC 地址应为 IEEE 申请的授权 MAC 地址;

c) 支持基于端口的 MAC 绑定功能;

d) 业务端口仅支持传输 mms、GOOSE、snmp、snmp 和 ntp 等站控层业务报文;

e) 业务端口禁止使用高风险网络服务以及与业务无关的服务及端口;

f) 调试端口应支持用户权限管理,至少支持管理员权限和普通用户权限,普通用户不能修改设置;

g) 调试端口应提供密码管理,密码不少于 8 位,为字母、数字或特殊字符组合而成;

h) 合法用户可通过调试端口查阅操作日志、安全日志。操作日志包括交换机的登录、修改设置等操作;安全日志包括交换机非法登录、告警等事件;交换机应支持通过 syslog 或 SNMP 送出日志至管理中心。

i) 支持对非法数据报文的过滤功能,如 FCS 帧校验错误、超短帧、超长帧等;

j) 应具有抵御恶性攻击能力,如大流量、DoS 攻击等;

k) 系统及设备严禁含有预置的安全漏洞、恶意代码;

l) 在设备生命周期内,若设备本身存在安全隐患或漏洞,投标方应为招标方进行安全修复或更换;

m) 交换机应能正确处理 MAC 地址冲突,不出现死机、重启或功能丢失的现象,除冲突端口外应无数据包丢失。

2.4.2.1.8 组屏要求

(1) 站控层交换机宜集中组屏。各子网宜分别组屏,每面屏不宜超过 6 台 III 型交换机。

2.4.2.2 功能要求

2.4.2.2.1 数据帧过滤

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.4.1 的要求。

2.4.2.2.2 网络管理

交换机应支持以下网络管理功能:

a) 应支持 SNMP 的网络管理能力;

b) 交换机的 MIB 库信息应符合南网企标《变电站自动化系统工业以太网交换机一体化运维配置技术规范》的要求;

c) 宜具备网络拓扑发现功能;

d) 交换机应支持 SNMP 协议的 trap 功能实现运行状态信息的上传,如端口掉线、电源失电、网络流量异常等;

e) 应支持 Web 页面配置,配置范围应包括 VLAN、优先级、网络风暴抑制、链路聚合、端口镜像、组播配置、生成树协议配置等,配置文件可导出保存;

f) 交换机应支持日志功能。

应支持 DL/T 860 的网络关联服务、数据读写服务、报告服务、文件服务,可采用 MMS 或 GOOSE 通信机制,应符合附录 A 的 DL/T 860 模型要求。

2.4.2.2.3 网络风暴抑制

交换机应支持广播风暴抑制、组播风暴抑制和未知单播风暴抑制功能。风暴抑制参数配置应整机统一配置,风暴抑制应在输入侧抑制,配置的风暴抑制值为每个端口的抑制值。

交换机网络风暴实际抑制结果不应超过抑制设定值的 110%。

2.4.2.2.4 流量控制

交换机应支持组播流量控制功能,根据组播 MAC 地址自动识别不同的组播组并按设定的阈值进行流量控制,避免异常组播对变电站网络产生有害影响。

流量控制阈值的取值范围在 0~100Mbit/s 之间可选,最小设置单位不大于 64kbit/s。

单路 GOOSE 控制块的默认控制阈值为 2Mbit/s。

流量控制应按组播目的地址进行限制，同一组播地址的报文从任一端口输出时不应超过默认控制阈值。

流量控制的实现例参见附录 B。

2.4.2.2.5 虚拟局域网 VLAN

交换机应支持 IEEE 802.1Q 定义的 VLAN 标准，应支持在转发的帧中插入标记头，删除标记头，修改标记头，支持 VLAN Trunk 功能。

具体要求见 YD/T 1099-2013 中 7.6 规定。

并发心跳报文情况下，交换机应按照 VLAN 配置转发数据，不应出现丢帧，断链；端口额定流量内，交换机应按照 VLAN 配置正确转发数据，不应出现丢帧，断链。

2.4.2.2.6 优先级 QoS

应支持 IEEE 802.1p 流量优先级控制标准，应至少支持 4 个优先级队列，具有绝对优先级功能。

2.4.2.2.7 组播

用于变电站自动化系统的交换机应支持以下组播功能：

- a) 交换机应支持通过配置静态组播地址表的方式实现组播报文的过滤；
- b) 应支持基于组播 MAC 地址、VLAN 号和端口等方式配置。
- c) 交换机支持的静态组播组数量应不少于 512 个。
- d) 组播组外的端口不转发，未知组播默认不转发。

交换机应支持 GMRP 动态组播功能，不少于 512 个组播组。

2.4.2.2.8 端口镜像

交换机应支持端口镜像功能，当镜像数据速率不大于端口转发速率时，不应出现帧丢失、乱序、复制现象。

2.4.2.2.9 时间同步

交换机应支持 SNTP 协议，并满足 IETF RFC 2030 的要求，交换机 SNTP 时间同步准确度应优于 10ms。

交换机应支持以下时间同步管理功能：

- a) 基于 NTP 协议的服务器模式；
 - b) 主动上送时间同步管理状态自检信息；
- 与其它厂家网络设备的互联互通。

2.4.2.2.10 交换机建模

交换机应支持 DL/T 860 建模，具体要求见附录 A。并按 DL/T 860 规定的通信服务机制通信，实现交换机配置、工作状态和告警信息的上送。

2.4.2.2.11 环网恢复

交换机应支持环网恢复功能。交换机应采用国际标准协议进行组网，支持 IEEE 802.1w 规定的 RSTP 协议。

2.4.2.2.12 交换机配置

工业以太网交换机应能接入交换机一体化运维配置工具，支持采用 SNMP 协议进行参数查看和参数集中配置。

交换机宜支持 CSD 配置文件，通过导入 CSD 配置文件完成交换机的离线自动配置。

2.4.2.3 绝缘性能

2.4.2.3.1 绝缘

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.7.1 的要求。

2.4.2.3.2 湿热

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.7.2 的要求。

2.4.2.3.3 机械性能

机械性能要求见表 2.8，试验后，交换机应能正常工作，性能符合 4.4 要求

表 2.8 机械性能要求

试验项目	符合标准	设定参数	试验值		
		位移幅值	7mm		
正弦稳态振动	GB/T 15153.2—	加速度幅值		20mm	15mm

	2000	频率范围	2Hz~9Hz	9Hz~200Hz	200Hz~500Hz
冲击	GB/T 15153.2— 2000	半正弦脉冲持续时间	11ms		
		峰值加速度	300m/s ²		
自由跌落	GB/T 15153.2— 2000	跌落高度	0.25m		

2.4.2.4 电磁兼容

2.4.2.4.1 抗干扰性能

抗电磁干扰能力应满足 DL/T 860 的相关要求。

抗电磁干扰性能试验应在交换机通电工作及线速转发情况下进行，试验过程中交换机不应出现丢帧、重启和死机的现象。

交换机至少应通过表 2.9 所包含的电磁兼容类试验。

表 2.9 抗干扰性能要求

序号	试验项目	符合标准	要求
1	静电放电抗扰度	GB/T 17626.2	4 级
2	射频电磁场辐射抗扰度	GB/T 17626.3	3 级
3	电快速瞬变脉冲群抗扰度	GB/T 17626.4	4 级
4	浪涌（冲击）抗扰度	GB/T 17626.5	4 级
5	射频场感应的传导骚扰抗扰度	GB/T 17626.6	3 级
6	工频磁场抗扰度	GB/T 17626.8	5 级
7	脉冲磁场抗扰度	GB/T 17626.9	5 级
8	阻尼振荡磁场抗扰度	GB/T 17626.10	5 级
9	阻尼振荡波抗扰度	GB/T 17626.18	3 级
10	0Hz~150kHz 共模传导骚扰抗扰度	GB/T 17626.16	4 级
11	直流电源暂时中断抗扰度	GB/T 17626.29	0%，100ms
12	交流电源暂时中断抗扰度	GB/T 17626.11	0%，250 周期

2.4.2.4.2 无线电骚扰限值

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.9.2 的要求。

2.4.2.5 结构和外观

交换机结构和外观要求如下：

- a) 装置的不带电金属部分应在电气上连成一体，具备可靠接地端子，并应有相应的标识；
- b) 金属结构件应有防锈蚀措施；
- c) 防护等级应达到 GB/T 4208—2017 规定的 IP30 要求；
- d) 外观要求：
 - 1) 背面接线端口应标明端口序号或名称，电源端子上方应标注接线说明；
 - 2) 交换机应在前后面板设置指示灯，前面板应具有电源指示灯、告警指示灯和以太网接口状态指示灯，后面应具有以太网接口指示灯。

2.4.2.6 试验与检验

交换机应进行型式检验和出厂检验。

2.4.2.6.1 型式检验

下列情况下应进行型式检验：

- 2.4.2.6.1.1 新产品定型时；
- 2.4.2.6.1.2 技术、工艺或使用材料有重大改变时；

2.4.2.6.1.3 出厂检验结果与上次型式检验有较大差异时；

2.4.2.6.1.4 停产后再生产时。

型式检验的交换机数量为4台，按GB/T 2828系列标准规定的抽样程序进行检验样品的抽取。

型式检验中出现故障时，应在查明故障原因并排除故障后，另抽取交换机检验。如再次检验又出现故障，则本次型式检验判断为产品不合格。

2.4.2.6.2 出厂检验

对每台交换机进行出厂检验。交换机在出厂前应进行不少于72h（+40℃）连续稳定的高温通电试验，考核其稳定性，在试验过程中定期监测产品状态。

出厂检验全部项目检验合格为该产品检验合格。任一项不合格，则该产品为不合格，不应出厂。

2.4.2.6.2.1 检验项目

交换机检验项目见表2.10。

表 2.10 检验项目

要求	检 验 项 目		型式检验	出厂检验
4.3	电源影响		△	△
3.1	温度影响		△	○
3.2	低气压		△	○
3.3	盐雾		○	○
4.1	接口		△	△
8	结构及外观		△	△
4.6	可靠性		△	△
5.10	交换机建模		○	○
4.2	告警接点		△	△
5.1	数据帧过滤		△	△
5.11	环网恢复		△	△
5.2	网络管理		△	△
5.3	网络风暴抑制		△	△
5.5	VLAN		△	△
5.6	优先级 QoS		△	△
5.8	端口镜像		△	△
5.7	组播		△	△
5.9	时间同步		△	△
5.4	流量控制		○	○
5.12	交换机配置		○	○
4.4.1	整机吞吐量		△	△
4.4.2	端口转发速率		△	△
4.4.3	地址缓存能力		△	△
4.4.4	地址学习速率		△	△
4.4.5	存储转发时延		△	△
4.4.6	帧丢失率		△	△
4.4.7	背靠背帧		△	○
4.4.8	队头阻塞		△	△
4.7	网络安全		△	△
4.5	功耗		△	○
6.1	绝缘性能	绝缘电阻	△	△
		介质强度	△	△
		冲击	△	○
6.2	湿热		△	○
6.3	机械性能		△	○
7	电磁兼容		△	○

注：

1、△表示必做，○表示选做

2、介质强度试验，如有必要，对于新装置可以重复介质强度试验。重复试验时，试验电压值应为原来规定值的 0.75 倍，或由制造商指明。

2.4.2.6.2.2 110kV 及以上电压等级智能站按要求开展组网出厂验收调试工作。各供应商除完成所供装置的单体出厂测试外，还应配合集成商按实际工程搭建典型间隔的模拟测试环境，完成过程层网络、SCD、智能录波器功能等项目的整体调试。

2.4.2.7 现场验收

2.4.2.7.1 现场验收要求

- a) SAT 验收测试大纲根据项目招标技术文件、投标技术应答书、合同技术协议书等技术文件的内容编写，由投标方编制，招标方审核批准。
- b) 投标方应在验收测试前 2 周提供详细的 SAT 验收测试大纲，大纲应提供所有现场验收的细则，细则指定的实验项目以及达到的性能指标不得小于本招标文件要求。招标方有权提出一些合理的特殊测试，并保留对大纲的修改权力。大纲经双方确认生效以后，招标方人员对验收的认可签字并不解除投标方对合同的保证责任。
- c) 投标方将负责对现场安装和测试进行指导，投标方的工程师将协助进行现场试验验收。
- d) 在现场验收完成后 20 天内，双方的代表将签署验收报告。
- e) 验收计划由投标方准备，交给招标方审查同意。
- f) 为有利于系统的安装、投运和测试，投标方应派出有经验的专家提供技术服务。
- g) 在现场安装、投运及验收过程中，投标方应对损坏的设备负责。
- h) 备品备件、文档资料均作为验收的一部分。

2.4.2.7.2 测试报告

在 SAT 测试完成后的二十天内，投标方应提供四份测试报告的副本，每份报告至少包括以下内容：

- a) 设备说明。
- b) 报告编号、日期。
- c) 设备的项目编号、数量及顺序号。
- d) 测试的时间、地点及方法。
- e) 测试环境。
- f) 试验数据包括表计型号、读数、测试点的位置、数据打印出的结果及有关图形等
- g) 测试合格的标准。
- h) 测试人员名单。
- i) 负责人签字。

2.4.2.7.3 现场调试和现场试验（SAT）

2.4.2.7.3.1 现场调试

- a) 设备运到现场安装完毕,招标方应通知投标方人员到场参加设备调试。
- b) 在调试过程中,若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况,投标方应负责更换。

2.4.2.7.3.2 现场试验

- a) 现场验收应在所有设备安装调试完毕,且设备准备投入试运行进行,并出具书面测试报告。
- b) 现场验收应在工厂系统试验完全完成的基础上进行。
- c) 在验收开始前二周相应的安装调试单位应提出 SAT 验收大纲供招标方认可,投标方予以配合。

2.4.3 安全可控过程层以太网交换机

2.4.3.1 技术要求

2.4.3.1.1 接口要求

2.4.3.1.1.1 接口规格

变电站内的过程层交换机宜采用标准的接口配置,至少应支持表 2.11 中的配置;须对三种型号分别应标及报价,I 型可采用 II 型进行应标。

表 2.11 过程层交换机端口典型配置

规格	100M 光口	1000M 光口	调试端口	运维端口	机箱尺寸
I 型	6	2	1	2	两台拼成 1U 19 英寸整层
II 型	16	4	1	2	1U 19 英寸
III 型	0	16	1	2	1U 19 英寸

注:采用 LC 接口时千兆光口应兼容百兆光口工作模式。

2.4.3.1.1.2 接口布局

业务端口、调试端口、运维端口均应布置在机箱同一侧。

I、II 型交换机接口按照百兆口 1-16 进行排序,千兆口按照 25-28 进行排序,端口面板印字按照端口序号进行印字,且千兆端口按照 G1-G4 进行千兆口印字,如 G1(25)、G4(28)。

III 型交换机接口按照 1-16 进行排序,端口面板印字按照 G1-G16 进行印字。

2.4.3.1.1.3 以太网接口

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.3.2 的要求。

2.4.3.1.1.4 以太网光接口

光接口应满足以下要求:

- a) 百兆 100BASE-FX 光接口应符合 IEC 9314-3-1990 的规定;
 - b) 千兆 1000BASE-SX 光接口应符合 IEEE 802.3-2008 的规定;
 - c) 光口统一采用多模光器件,LC 接口形式;
 - d) 光模块宜采用可更换光模块,应支持热插拔。
- 有特殊工程需求的,应符合 DL/T 1241-2013 的规定。

具体指标见表 2.12、表 2.13 要求

表 2.12 100BASE-FX 接口参数

接口类型	参数	要求	单位
发送	波长范围	1270~1380	nm
	光功率(最大)	-14.0	dBm
	光功率(最小)	-20.0	dBm

接收	波长范围	1270~1380	nm
	光功率（最大）	-14.0	dBm
	接收灵敏度	-31.0	dBm
	强制接收灵敏度	-25.0	dBm

表 2.13 1000BASE-SX 接口参数

接口类型	参数	要求		单位
		62.5μm MMF	50μm MMF	
发送	波长范围	770~860		nm
	平均发射光功率（最大）	0.0		dBm
	平均发射光功率（最小）	-9.5		dBm
接收	波长范围	770~860		nm
	平均接收光功率（最大）	0.0		dBm
	接收灵敏度	-17.0		dBm
	强制接收灵敏度	-12.5	-13.5	dBm

2.4.3.1.1.5 带外接口

带外接口包括调试端口和运维端口。调试端口用于交换机的配置和调试，运维端口用于实时监视和管理。

- a) 运维端口应为 100BASE-FX 以太网光接口；
- b) 调试端口应为 RJ45 以太网电接口。

2.4.3.1.2 告警接点

当电源断电或故障时交换机应能够提供硬接点输出，硬接点应至少支持装置故障和装置告警两付接点。

2.4.3.1.3 电源模块

交换机供电要求如下：

直流电源：220V、110V，允许偏差-20%~+20%；

为方便调试，装置也应支持 220V 交流供电。

交换机的电源模块应满足以下要求：

- a) 使用的电源模块应为满足变电站现场运行环境的工业级产品；
- b) 应支持双电源模块热备份，采用端子式接线方式。

2.4.3.1.4 性能要求

2.4.3.1.4.1 整机吞吐量

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.1 的要求。

2.4.3.1.4.2 端口转发速率

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.2 的要求。

2.4.3.1.4.3 地址缓存能力

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.3 的要求。

2.4.3.1.4.4 地址学习速率

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.4 的要求。

2.4.3.1.4.5 存储转发时延

交换机一对端口线速转发下的平均时延应小于 10μs。

交换机启用交换延时累加功能后存储转发延时应小于 20μs。

2.4.3.1.4.6 时延抖动

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.6 的要求。

2.4.3.1.4.7 帧丢失率

a) 应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.7 的要求。

b) 正常工况下，交换机端口线速转发时，帧丢失率应为 0。

2.4.3.1.4.8 背靠背帧

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.5.8 的要求。

2.4.3.1.4.9 队头堵塞

交换机应避免产生队头阻塞，不堵塞端口的帧丢失率为 0

2.4.3.1.5 功耗

为有利于交换机长时间可靠运行，交换机功耗不应过高，满载时整机功耗宜不大于 $(10+1\times\text{电接口数量}+2\times\text{光接口数量})\text{W}$ 。

交换机满载时整机功耗宜不大于下面公式的计算结果：

$$P=10+1\times a+2\times b$$

式中：

P——交换机的整机功耗，单位为瓦特（W）；

a——交换机配置的电接口的数量；

b——交换机配置的光接口的数量。

2.4.3.1.6 可靠性

交换机应采用自然散热（无风扇）方式。

交换机平均故障间隔时间 MTBF 不低于 200000 小时。

2.4.3.1.7 网络安全

应符合《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》（国家发改委 27 号令）、《电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范》（国能安全〔2015〕36 号）、《电力行业信息安全等级保护基本要求》（电监信息〔2012〕62 号）、《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》（Q/CSG 1204009）等相关要求，并满足以下具体要求：

a) 应满足 Q/CSG 1204009《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》中所对应的安全等级的等级要求；

b) 源 MAC 地址应为 IEEE 申请的授权 MAC 地址；

c) 支持基于端口的 MAC 绑定功能；

d) 业务端口仅支持传输 GOOSE、SV 等过程层业务报文；

e) 业务端口应与运维端口、调试端口物理隔离，禁止通过业务端口进行远程运维、调试等操作；

f) 业务端口与运维端口禁止使用高风险网络服务以及与业务无关的服务及端口；

g) 运维端口仅允许查阅交换机的参数、状态量、统计测量数据、CSD、CID、ICD 配置文件等信息；禁止通过运维端口改变交换机的运行工况、运行状态。

h) 调试端口应支持用户权限管理，至少支持管理员权限和普通用户权限，普通用户不能修改设置；

i) 调试端口应提供密码管理，密码不少于 8 位，为字母、数字或特殊字符组合而成；

j) 合法用户可通过调试端口查阅操作日志、安全日志。操作日志包括交换机的登录、修改设置等操作；安全日志包括交换机非法登录、告警等事件；

k) 支持对非法数据报文的过滤功能，如 FCS 帧校验错误、超短帧、超长帧等；

l) 应具有抵御恶性攻击能力，如大流量、DoS 攻击等；

m) 系统及设备严禁含有预置的安全漏洞、恶意代码。

n) 在设备生命周期内，若设备本身存在安全隐患或漏洞，投标方应为招标方进行安全修复或更换。

2.4.3.1.8 组屏要求

(1) 过程层交换机可集中组屏。过程层交换机宜按 A1 网+A2 网、B1 网+B2 网分别组屏，各电压等级宜分开组屏；每面屏不宜超过 6 台交换机。

(2) 过程层交换机也可分散组屏，分别安装于所在间隔或对象的保护柜内。

(3) 双重化配置的过程层交换机，A 网、B 网宜采用不同设备供应商的设备。

2.4.3.1.9 光缆选择要求

可靠性要求较高的过程层信息传输宜采用光纤。双重化保护的 GOOSE 跳闸控制回路等需要增强可靠性的两套系统，应采用各自独立的光缆。主控楼计算机房与各小室之间的网络连接应采用光缆。起点、终点为同一对象（断路器/间隔）的缆芯可合用同一根光缆，整合后光缆芯数不超过 24 芯。光缆的选用根据其传输性能、使用的环境条件决定。除线路纵联保护专用光纤外，其余宜采用缓变型多模光纤。室内光缆可采用尾缆连接。室外光缆可根据敷设方式采用非金属加强芯阻燃光缆或铠装非金属加强芯阻燃光缆，缆芯一般采用紧套光纤。光缆芯数宜选取 4 芯、8 芯、12 芯和 24 芯。每根光缆或尾缆应预留 20%的备用芯，最少 2 芯。

2.4.3.1.10 安全可控相关技术要求

2.4.3.1.10.1 装置应具备依靠自身研发、设计及生产，全面掌握核心技术，实现从硬件到软件的自主研发、生产、升级、维护的全过程可控，具备知识产权、供应链、技术发展等方面完全可控特点。

2.4.3.1.10.2 装置的性能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.3.1.10.3 装置硬件元器件应满足安全可控要求，生产厂家应严格把关装置元器件选型设计，确保装置长期运行的可靠性。

2.4.3.1.10.4 装置使用的嵌入式操作系统应具备自主知识产权或基于开源代码开发。嵌入式操作系统等基础软件应安全可控，严禁含有架构体系缺陷。

2.4.3.1.10.5 装置核心元器件（CPU、存储、FPGA、交换芯片、网络接口芯片、PHY、光模块等）应满足安全可控要求。

2.4.3.1.10.6 装置应与现有过程层交换机保持软硬件架构、功能实现机制基本一致。

2.4.3.1.10.7 装置的功耗、温升等影响长期运行可靠性的关键参数应与现有过程层以太网交换机基本持平

2.4.3.2 功能要求

2.4.3.2.1 数据帧过滤

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.4.1 的要求。

2.4.3.2.2 组网协议

可按照电力系统的需求进行组网，组网协议应支持 RSTP 等国际标准协议。

2.4.3.2.3 网络管理

交换机的网络管理功能通过运维端口和调试端口分别实现。

运维端口实现以下功能：

- a) 应支持 SNMP 的网络管理能力；
- b) 应支持被第三方网络管理系统管理；
- c) 应支持 DL/T 860 的网络关联服务、数据读写服务、报告服务、文件服务，可采用 MMS 或 GOOSE 通信机制，应符合附录 A 的 DL/T 860 模型要求；
- d) 应支持设备信息查询、参数信息查询、工作状态查询、端口数据统计、异常告警、网络拓扑发现、配置文件上传、日志上传等。

调试端口除实现以上功能外，还应实现以下功能：

- a) 应支持对交换机配置文件的下装和上传，配置文件应支持 WEB 下装；
- b) 应支持交换机的参数配置和功能配置；
- c) 应支持 Web 页面管理能力，Web 界面内容参见附录 B 的 WEB 界面规范要求。

下装到交换机的配置文件（如 CSD、CID、ICD 等）应默认保存到 configuration 目录。

2.4.3.2.4 网络风暴抑制

交换机应支持广播风暴抑制、组播风暴抑制和未知单播风暴抑制功能。风暴抑制参数配置应整机统一配置，风暴抑制应在输入侧抑制，配置的风暴抑制值为每个端口的抑制值，默认设置广播风暴抑制功能开启。

交换机网络风暴实际抑制结果不应超过抑制设定值的 110%。

2.4.3.2.5 流量控制

交换机应支持组播流量控制功能，根据组播 MAC 地址自动识别不同的组播组并按设定的阈值进行流量控制，避免异常组播对变电站网络产生有害影响。

流量控制阈值的取值范围在 0~100Mbit/s 之间可选，最小设置单位不大于 64kbit/s。

单路 GOOSE 控制块的默认控制阈值为 2Mbit/s，单路 SV 控制块的默认控制阈值为 15Mbit/s。

流量控制应按组播目的地址进行限制，同一组播地址的报文从任一端口输出时不应超过默认控制阈值。

流量控制的实现例参见附录 C。

2.4.3.2.6 虚拟局域网 VLAN

将局域网内的交换机逻辑地而不是物理地划分成多个网段从而实现虚拟工作组。

交换机应支持 IEEE 802.1Q 定义的 VLAN 标准，至少应支持 4096 个 VLAN，应支持在转发的帧中插入标记头，删除标记头功能。

具体要求见 YD/T 1099-2013 中 7.6 规定。

交换机配置 VLAN 序号 2-4094 的报文，并发心跳报文情况下，交换机应按照 VLAN 配置转发数据，不应出现丢帧，断链；交换机配置 VLAN 序号 2-4094 的报文，端口额定流量内，交换机应按照 VLAN 配置正确转发数据，不应出现丢帧，断链。

2.4.3.2.7 优先级 QoS

交换机应支持 IEEE 802.1p 流量优先级控制标准，提供流量优先级和动态组播过滤服务，应至少支持 4 个优先级队列，具有绝对优先级功能，应能够确保关键应用和时间要求高的信息流优先进行传输。不应使带有序列标签的数据如：SV、GOOSE 等报文产生乱序现象。

默认设置绝对优先级功能开启，电力部分业务报文优先级见表 2.14。

优先级为：7、6、5、4、3、2、1 和 0。7 为最高优先级，依次降低，0 为最低优先级。

表 2.14 电力部分业务报文优先级

服务	优先级
GOOSE	7
GSE	1
SV	4

2.4.3.2.8 组播

交换机应支持通过配置静态组播地址表的方式实现组播报文的过滤，配置方式包括：

- a) 基于组播 MAC 地址、VLAN 号和端口等方式配置。
- b) 基于 CSD 文件配置。

多组播 MAC 地址应满足以下要求：

- a) 交换机 512 个组播 MAC 地址报文同步进入交换机时，交换机不出现丢帧、断链。
- b) 交换机 512 个组播 MAC 地址报文在不超过流控阈值的情况下进、出交换机时，交换机不出现丢帧、断链。
- c) 交换机 512 个组播 MAC 地址报文在超过流控阈值的情况下进、出交换机时，交换机每一路 MAC 地址精准流控功能不应失效。

交换机支持的静态组播组数量应不少于 512 个。

组播组外的端口不转发，未知组播默认不转发。

2.4.3.2.9 端口镜像

交换机应支持端口镜像功能，当镜像数据速率不大于端口转发速率时，不应出现帧丢失、乱序、复制现象。

2.4.3.2.10 时间同步

交换机应支持 SNTP 协议，并满足 IETF RFC 2030 的要求，交换机 SNTP 时间同步准确度应优于 10ms。

交换机应支持以下时间同步管理功能：

- a) 基于 NTP 协议的服务器模式；
- b) 主动上送时间同步管理状态自检信息；
- c) 与其它厂家网络设备的互联互通。

只允许在运维端口、调试端口开放 SNTP 协议和 NTP 协议。

2.4.3.2.11 交换机建模

交换机应支持 DL/T 860 建模，具体要求见附录 A。并按 DL/T 860 规定的通信服务机制通信，实现交换机配置、工作状态和告警信息的上送。

交换机提供设备识别代码作为设备的唯一身份标识并支持上送，设备识别代码使用 LPHD.PhyNam.serNum 建模。

交换机 ICD 文件中应预先定义统一名称的数据集，并由装置制造厂商预先配置数据集中的数据。若某类数据集内容为空，可不建该数据集。交换机数据集示例参见附录 D。

交换机预定义下列数据集：

- a) 参数数据集（dsParameter）
- b) 状态量数据集（dsDin）
- c) 统计测量数据集（dsAin）

注 1：在数据集过大或信号需要分组的情况下，可将该数据集分成多个以从 1 开始的

数字作为尾缀的数据集，如需要多个状态量数据集时，状态量数据集名依次为 dsDin1、dsDin2、dsDin3。

注 2：数据集成员都应采用 FCD，数据集成员个数不应超过 256 个。

2.4.3.2.12 交换延时累加

交换机应支持 SV 数据帧的交换延时累加功能，实现方式参见附录 E。

交换延时累加使用 SV 数据帧中的 4 个保留字节，帧格式见表 2.15。

表 2.15 SV 数据帧交换延时标注格式

目的 MAC/源 MAC (12 字节)	以太网类型 (2 字节)	APPID (2 字节)	PDU 长度 (2 字节)	保留字段 (4 字节)				APDU
				Bit31	Bit30	Bit [29- 24]	Bit [23- 0]	
-	0x88BA	-	-	Test	OVF	保留	ART	-

注：Test：检修标志位；OVF：溢出标志位；ART：交换延时累加值。

交换延时累加功能遵循以下规定：

- a) 交换机仅对符合 DL/T 860 规定的 SV 数据帧进行交换时延的累加；
- b) SV 数据帧长度为 64~1522 字节，交换机端口线速转发时，交换延时累加功能正常工作；
- c) 交换延时累加的准确度应优于 200ns；
- d) 交换延时累加值（ART）的分辨率为 8ns，字长为 24 Bit，最大值为 0xFFFFF (134217720ns)；
- e) 默认情况下，溢出标志位（OVF）置为 0；
- f) 当交换机检测到累加本机交换延时后会导致 ART 值的溢出，或交换机由于硬件故障等原因无法完成交换延时累加功能时，将 OVF 标志位置 1，ART 值保持不变；
- g) 由于交换延时累加功能和 IEC 62351-6、IEC 62351-7 都使用 SV 数据帧的保留字段，出于兼容性考虑，当使用 IEC 62351 功能时，交换机将 OVF 标志位置 1，保留字段保持不变；
- h) 交换机检测到 OVF 标志位为 1 时，保持 SV 数据帧的保留字段不变。

2.4.3.2.13 交换机离线配置

交换机应支持 CSD 配置文件，通过导入 CSD 配置文件完成交换机的离线自动配置。交换机也可将当前运行的配置参数以 CSD 文件格式导出，并满足以下要求：

- a) 支持基于过程层网络的 CSD 文件和基于单台交换机的 CSD 文件导入功能；
 - b) 支持导出仅包含本交换机订阅关系和配置的 CSD 文件；
 - c) 下装 CSD 文件异常时，装置应能告警，不应死机或频繁重启；
 - d) 基于单台交换机的 CSD 文件中的 Switch name 与 IEDNAME 不一致时，装置应告警，且 CSD 文件不应生效；
 - e) 交换机应从 CID 中获取 IEDNAME。Web 界面仅允许查看 IEDNAME。
- 交换机通过 CSD 实现组播配置时，未配置的业务端口除镜像端口外宜默认自动关闭（端口状态自动配置为 DISABLE）。

CSD 配置文件通过解析 SCD 文件自动生成，内容包括 IED 设备订阅关系和网络拓扑关系。CSD 配置文件生成、下装、存档的实现流程见图 2.4。CSD 配置文件实例及版本管理参见附录 F

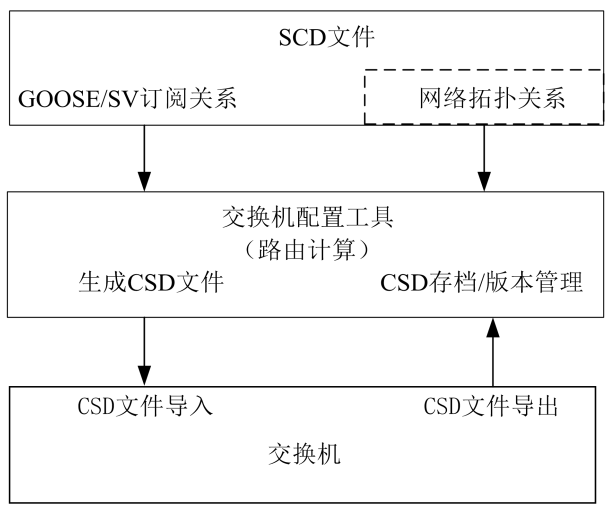


图 2.4 交换机离线配置过程图

注：交换机配置工具从 SCD 文件获取 GOOSE/SV 的订阅关系，结合网络拓扑关系（若 SCD 文件中无相应内容则需另外提供）生成 CSD 配置文件，交换机导入 CSD 文件即可完成离线配置。

CSD 文件命名规则应符合：

基于过程层网络的 CSD 文件：变电站名-电压等级-A1/B1/A2/B2 网-SW.csd，文件名不使用中文。示例：dagang-220kV-A1-SW.csd；

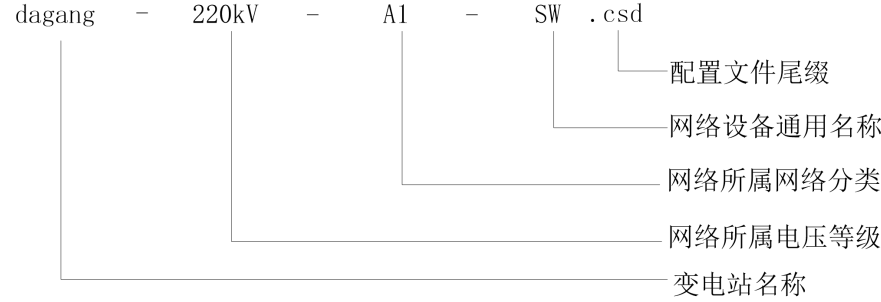


图 2.5 网络 CSD 文件命名规则

b) 基于单台交换机的 CSD 文件：变电站名-电压等级-A1/B1/A2/B2 网-网络设备IEDname.csd，文件名不使用中文。示例：dagang-220kV-A1-SW1.csd；

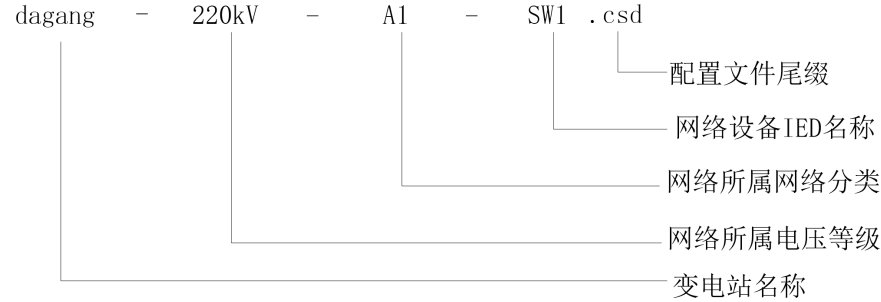


图 2.6 单台交换机 CSD 文件命名规则

对 CSD 文件进行 CRC 校验，具体示例请见附录 F。

2.4.3.2.14 装置软件版本构成

装置软件版本描述方法如图 2.7 所示：

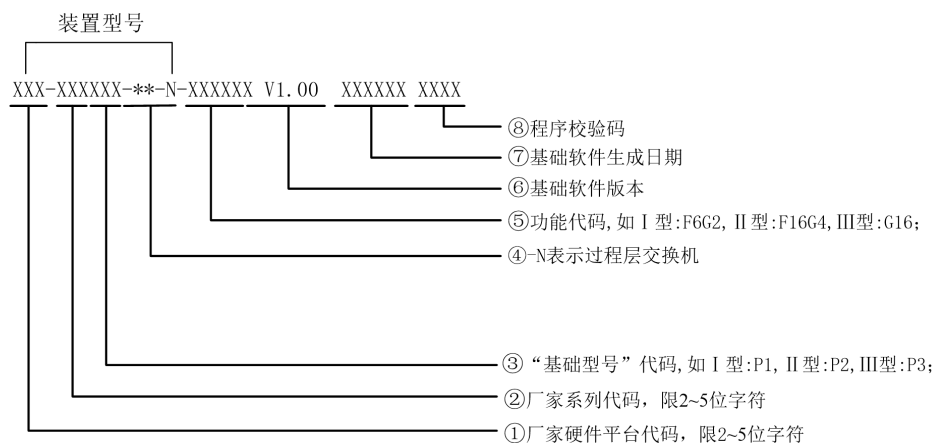


图 2.7 软件版本描述示意图

2.4.3.2.15 交换机 ICD 文件

在遵循 Q/CSG1203065-《变电站 IEC61850 工程通用应用模型》、Q/CSG1204059-《变电站间隔层和过程层 IEC61850 配置工具技术规范（试行）》、Q/CSG1203066-《变电站过程层以太网交换机技术规范（试行）》、《智能站配置文件规范化工作会议纪要》（2020 年 7 月 20 日）的基础上，过程层交换机的 ICD 文件还应满足如下要求。

（1）PhysConn 元素的 P type=Port 属性赋值顺序应与实际接口布局编号及排序一致，对应关系见下表 2.16：

表 2.16 对应关系表

型号	业务口				运维口	
	百兆口		千兆口			
	Port 属性	端口印字	Port 属性	端口印字	Port 属性	端口印字
I 型交换机	1、2...6	1、2...6	25、26	G1(25)、G2(26)	101、 102	MMS-A、 MMS-B
II 型交换机	1、2...16	1、2...16	25、26、27、28	G1(25)...G4(28)		
III 型交换机	----	----	1、2...16	G1、G2...G16		

（2）业务端口应在 G1 访问点配置，运维端口应在 S1 访问点配置。

（3）交换机 ICD 文件应支持全模式和裁剪模式。II 型交换机全模式静态组播支持 512 个 MAC，支持 128 个 VLAN；简化模式包括基于 CSD 文件、基于静态组播、基于 VLAN 技术三种，其中基于 CSD 文件的支持 128 个 MAC，基于静态组播的支持 128 个 MAC，基于 VLAN 技术的支持 64 个 VLAN。III 型交换机全模式包括大文件版本和小文件版本，大文件版本支持 512 个 MAC，支持 256 个 VLAN；小文件版本 256 个 MAC，支持 128 个 VLAN。

2.4.3.2.16 CSD 文件

CSD 文件除执行附录 F 要求外，还应满足如下要求：

- 原则上不应扩充规范以外的私有信息。
- Topology 元素下的 Switch 元素顺序以 name 属性值的数字部分升序排列。
- Switch 元素下的 Port 元素顺序以 name 属性值的数字部分升序排列。
- GOOSEIN 下的 GOCBRef 元素顺序应以 GSE 元素的 APPID 属性值的数字部分升序排列。
- GOOSEOUT 下的 GOCBRef 元素顺序应以 GSE 元素的 APPID 属性值的数字部分升序排列。
- SVIN 下的 SMVCBRef 元素顺序应以 SMV 元素的 APPID 属性值的数字部分升序排列。
- SVOUT 下的 SMVCBRef 元素顺序应以 SMV 元素的 APPID 属性值的数字部分升序排列。
- SwConfig 元素下的 SwitchPar 元素顺序以 name 属性值的数字部分升序排列。
- SwitchPar 元素下的 fibConfigList 元素顺序应以 appid 属性值的数字部分升序排列。
- fibConfigList 元素下的 portbitmap 仅包含输出端口，且端口顺序以属性值的数字部分升序排列。
- Switch 元素下的 Port 元素

应包含交换机所有业务端口，不包含运维端口，Port 属性总数与交换机业务端口数一致。

Port 元素中没有 SVIN、SVOUT、GOOSEIN、GOOSEOUT 数据，则无需配置 SVIN、SVOUT、GOOSEIN、GOOSEOUT 相关元素，不应含空 SVIN、SVOUT、GOOSEIN、GOOSEOUT 子元素。

12) 应按附录 F 格式配置 VLAN-ID、APPID 的属性值，首位不得为 0。

13) 交换机 CSD 文件配置的 512 个组播 MAC 地址报文同步进入交换机时，交换机不出现丢帧、断链。

14) 交换机 CSD 文件配置的 512 个组播 MAC 地址报文在不超过流控阈值的情况下进、出交换机时，交换机不出现丢帧、断链。

15) 交换机 CSD 文件配置的 512 个组播 MAC 地址报文在超过流控阈值的情况下进、出交换机时，交换机每一路 MAC 地址精准流控功能不应失效。

2.4.3.2.17 安全可控装置相关要求

2.4.3.2.17.1 装置的功能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.3.2.17.2 装置数据转发、延时累加、静态组播及 vlan、优先级等核心功能不依赖于操作系统，直接由硬件实现，简洁可靠。

2.4.3.2.17.3 装置的整体功能以及整体性能应与现有装置持平，满足现行国标、行标关于过程层交换机技术规范以及测试规范的要求。

2.4.3.3 绝缘性能

2.4.3.3.1 绝缘

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.7.1 的要求。

2.4.3.3.2 湿热

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.7.2 的要求。

2.4.3.3.3 机械性能

机械性能要求见表 2.17，试验后，交换机应能正常工作，性能符合 4.4 要求

表 2.17 机械性能要求

试验项目	符合标准	设定参数	试验值		
		位移幅值	7mm		
正弦稳态振动	GB/T 15153.2—2000	加速度幅值		20mm	15mm
		频率范围	2Hz~9Hz	9Hz~200Hz	200Hz~500Hz
		半正弦脉冲持续时间		11ms	
冲击	GB/T 15153.2—2000	峰值加速度		300m/s ²	
自由跌落	GB/T 15153.2—2000	跌落高度		0.25m	

2.4.3.4 电磁兼容

2.4.3.4.1 抗干扰性能

抗电磁干扰能力应满足 DL/T 860 的相关要求。

抗电磁干扰性能试验应在交换机通电工作及线速转发情况下进行，试验过程中交换机不应出现丢帧、重启和死机的现象。

交换机至少应通过表 2.18 所包含的电磁兼容类试验。

表 2.18 抗干扰性能要求

序号	试验项目	符合标准	要求
1	静电放电抗扰度	GB/T 17626.2	4 级
2	射频电磁场辐射抗扰度	GB/T 17626.3	3 级
3	电快速瞬变脉冲群抗扰度	GB/T 17626.4	4 级
4	浪涌（冲击）抗扰度	GB/T 17626.5	4 级
5	射频场感应的传导骚扰抗扰度	GB/T 17626.6	3 级
6	工频磁场抗扰度	GB/T 17626.8	5 级

序号	试验项目	符合标准	要求
7	脉冲磁场抗扰度	GB/T 17626.9	5 级
8	阻尼振荡磁场抗扰度	GB/T 17626.10	5 级
9	阻尼振荡波抗扰度	GB/T 17626.18	3 级
10	0Hz~150kHz 共模传导骚扰抗扰度	GB/T 17626.16	4 级
11	直流电源暂时中断抗扰度	GB/T 17626.29	0%，100ms
12	交流电源暂时中断抗扰度	GB/T 17626.11	0%，250 周期

2.4.3.4.2 无线电骚扰限值

应符合 Q/CSG 1204005.67.7-2014 中 5.9.2 的要求。

2.4.3.5 结构和外观

交换机结构和外观要求如下：

- a) 装置的不带电金属部分应在电气上连成一体，具备可靠接地端子，并应有相应的标识；
- b) 金属结构件应有防锈蚀措施；
- c) 防护等级应达到 GB 4208—2008 规定的 IP40 要求；
- d) 外观要求：
 - 1) 应于交换机设备正面（非出线端）设置交换机品牌标志、型号名称；
 - 2) 背面接线端口应标明端口序号或名称，电源端子下方应标注接线说明；
 - 3) 上面板应标注交换机制造方名称、设备名称、型号、MAC 地址、默认 IP 地址、产品序列号、硬件版本号、通过认证标志、产地及其它必要信息；
 - 4) 交换机前后均设有按端口序号排列的指示灯；
 - 5) 交换机面板布局参见附录 G。

2.4.3.6 屏柜要求

2.4.3.6.1 对结构的要求

- a) 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。
- b) 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。
- c) 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.3.6.2 涂漆和防锈

- a) 除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外，其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为 0.04 毫米到 0.1 毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆，使干膜的厚度达到 0.127 毫米到 0.178 毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。
- b) 所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。
- c) 屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有亚光的表面层。
- d) 屏上的涂漆应有良好附着力，不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

2.4.3.6.3 屏柜要求

- a) 根据资产全生命周期管理要求，所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求，对所供应的物资进行标签贴标工作，将相关信息在出厂前写入标签。
- b) 安装在继电保护室的保护屏采用柜式，前后开门结构尺寸为 2260800600mm，前开门旋转式结构 2260800800mm。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm² 的多股软铜线可靠连接。新建变电站应采用前后开门结构。
- c) 保护屏不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。
- d) 屏柜采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。保护屏采用前开门旋转式结构时，保护装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转

角度不小于 135°。屏柜前后柜门均应配置锁具。

e) 外引接线端子排置于柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150 毫米。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350 毫米。

f) 柜体框架及柜内承重部分的钢板厚度不小于 2mm。

g) 屏体设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，并且应安装容易，便于控制电缆的进出连接、检查和维护。

h) 为了提高运行的可靠性，设备应采用成套插入式结构。

i) 安装在继电保护室的屏体防护等级不低于 IP30，户外安装的屏体防护等级不低于 IP55。

j) 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米。

k) 各类按钮、开关等操作件的操作寿命不应少于 10000 次。

l) 对于具有整定机构的元器件的操作寿命不少于 10000 次，整定操作时不应出现发卡或操作失灵等现象。

2.4.3.6.4 端子排布置

a) 同一屏上布置多套装置时，端子排采用按装置分区，按功能分段原则。柜内每侧底端集中预留备用端子。

b) 每个装置区内端子排按功能段独立编号。

c) 端子应有明显的编号，端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，屏内左右两侧各侧至少留有不少于 10 个的备用端子，且留有备用端子排以供设计时作转接或过渡用。

2.4.3.6.5 屏柜内布线

a) 内部配线的额定电压不低于 450V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.0 mm²。

b) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头，冷压连接应牢靠、接触良好。

c) 导线应无划痕和损伤，应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

d) 应保证所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性。

e) 所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

f) 若屏内具有加热器，端子和电加热器或电阻器之间的连接引线不能使用非耐热绝缘铜线。由于电加热器或电阻器附近的温度高，因此，应该采用瓷管套着的裸导线，或使用耐热的导线。

g) 在进行屏的内部布线时，不应该布置得使接点处于不利的角度或者温度升高的地方。

h) 对长期带电发热的元器件，安装位置应靠上方，与周围元器件及导线束应保持不小于 20mm 的间隙距离。

i) 在可运动的地方布线，如跨越门或翻板的连接导线，必须采用多股铜芯绝缘软导线，要留有一定长度裕量，并采用缠绕带等予以保护，以免产生任何机械损伤，同时还应有固定线束的措施。

j) 连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。外部接线侧一个端子的一个端口只允许接入一根导线。

k) 绝缘导线束不允许直接紧贴金属构件敷设。穿越金属构件时，应有保护导线绝缘不受损伤的措施。

l) 各保护装置对时接口的配线应连接至端子排，且端子排上应有明确的标识，以方便外部对时信号缆线的接入。

2.4.3.6.6 接线端子

a) 所有端子为额定值 1000V、10A 的压接型阻燃端子。端子选择优质可靠端子。

b) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头；冷压连接要求牢靠、接触良好。

c) 装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。

d) 端子排应牢固固定，使其不致于振动、发热等而变松，同时还应能方便地进行检查和维护。

2.4.3.6.7 颜色

a) 在交流回路中:

A 相 黄色
B 相 绿色
C 相 红色
中性线 淡蓝色

b) 在直流回路中:

+ (正极) 棕色
- (负极) 蓝色

2.4.3.6.8 接地

a) 交流电源输入的二次屏柜应有工作接零, 供电电缆中应含有中性线芯。中性线芯不应与二次屏柜的金属外壳相连接。

b) 当采用三相五线制交流电源向二次屏柜供电时, 供电电缆中应含有中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次屏柜的金属外壳相连接。接地线芯材料和截面应符合相关规范的要求。

c) 二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm² (推荐使用 40×3mm²) 的专用的接地铜排母线, 铜排应提供两排螺丝连接孔, 每排不少于 20 个孔。螺丝孔径为 Φ5.2mm, 孔中心纵向至铜排长边距离为 10mm, 还应配套提供铜螺丝组件 (含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳)。外界地网接地点采用两个 Φ10mm 规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件, 分别布置在铜排两端, 距铜排端部 50mm。

2.4.3.6.9 屏柜温升

屏柜各部位温升不应超出 DL/T 720 的规定, 应满足交换机的运行温度要求。必要时应配置散热设施。

2.4.3.6.10 屏绝缘性能

开路电压为直流 500V 的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻, 应满足:

- a) 所有带电回路 (或与地有良好接触的金属框架) 之间的绝缘电阻应不小于 5MΩ;
- b) 无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于 10MΩ;
- c) 介质强度满足 DL/T 720 的规定。

2.4.3.6.11 空气开关配置要求

a) 每台交换机应采用独立的直流型空气开关。

2.4.3.6.12 铭牌

屏屏柜牌应该固定在屏的表面或屏内醒目的地方, 铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成、铭牌为白底, 其上为黑色的粗体字, 并用中文标注。

2.4.3.6.13 柜体颜色

柜体颜色统一为 RAL7035。

2.4.3.6.14 光纤配线架

应配置光纤配线架, 接口的类型及可熔光纤的数量应满足屏内交换机数量的要求。光纤配线架的技术要求应满足 YD/T 778 的要求

2.4.3.7 试验与检验

交换机应进行型式检验和出厂检验。

2.4.3.7.1 型式检验

下列情况下应进行型式检验:

- 2.4.3.7.1.1 新产品定型时;
- 2.4.3.7.1.2 技术、工艺或使用材料有重大改变时;
- 2.4.3.7.1.3 出厂检验结果与上次型式检验有较大差异时;
- 2.4.3.7.1.4 停产后再生产时。

型式检验的交换机数量为 4 台, 按 GB/T 2828 系列标准规定的抽样程序进行检验样品的抽取。

型式检验中出现故障时, 应在查明故障原因并排除故障后, 另抽取交换机检验。如再次检验又出现故障, 则本次型式检验判断为产品不合格。

2.4.3.7.2 出厂检验

对每台交换机进行出厂检验。交换机在出厂前应进行不少于 72h（+40℃）连续稳定的高温通电试验，考核其稳定性，在试验过程中定期监测产品状态。

出厂检验全部项目检验合格为该产品检验合格。任一项不合格，则该产品为不合格，不应出厂。

2.4.3.7.2.1 检验项目

交换机检验项目见表 2.19

表 2.19 检验项目

要求	检 验 项 目		型式检验	出厂检验
5.1、5.5	电源影响		△	△
5.2.1	温度影响		△	—
5.2.2	低气压		△	—
5.2.3	盐雾		○	—
5.3	接口		△	△
5.4	告警接点		△	△
5.6.1	数据帧过滤		△	△
5.6.2	网络管理		△	△
5.6.3	网络风暴抑制		△	△
5.6.4	流量控制		△	△
5.6.5	VLAN		△	△
5.6.6.	优先级 QoS		△	△
5.6.7	组播		△	△
5.6.8	端口镜像		△	△
5.6.9	时间同步	SNTP 时间同步	△	△
		NTP 时间管理	△	—
5.6.10	交换机建模		△	△
5.6.11	交换延时累加		△	△
5.6.12	交换机离线配置		△	△
5.7.1	整机吞吐量		△	△
5.7.2	端口转发速率		△	△
5.7.3	地址缓存能力		△	△
5.7.4	地址学习速率		△	△
5.7.5	存储转发时延		△	△
5.7.6	时延抖动		△	△
5.7.7	帧丢失率		△	△
5.7.8	背靠背帧		△	—
5.7.9	队头阻塞		△	△
5.8	功耗		△	—
5.9.1	绝缘性能	绝缘电阻	△	△
		介质强度	△	△
		冲击	△	—
5.9.2	湿热		△	—
5.10	机械性能		△	—
5.11	电磁兼容		△	—
6	网络安全		△	△
7	结构及外观		△	△
8	可靠性		△	—
注： 1、△表示必做，○表示选做 2、介质强度试验，如有必要，对于新装置可以重复介质强度试验。重复试验时，试验电压值应为原来规定值的 0.75 倍，或由制造商指明。				

2.4.3.7.2.2 110kV 及以上电压等级智能站按要求开展组网出厂验收调试工作。各供应商除完成所供装置的单体出厂测试外，还应配合集成商按实际工程搭建典型间隔的模拟测试环境，完成过程层网络、SCD、智能录波器功能等项目的整体调试。

2.4.3.8 现场验收

2.4.3.8.1 现场验收要求

a) SAT 验收测试大纲根据项目招标技术文件、投标技术应答书、合同技术协议书等技术文件的内容编写,由投标方编制,招标方审核批准。

b) 投标方应在验收测试前 2 周提供详细的 SAT 验收测试大纲,大纲应提供所有现场验收的细则,细则指定的实验项目以及达到的性能指标不得小于本招标文件要求。招标方有权提出一些合理的特殊测试,并保留对大纲的修改权力。大纲经双方确认生效以后,招标方人员对验收的认可签字并不解除投标方对合同的保证责任。

c) 投标方将负责对现场安装和测试进行指导,投标方的工程师将协助进行现场试验验收。

d) 在现场验收完成后 20 天内,双方的代表将签署验收报告。

e) 验收计划由投标方准备,交给招标方审查同意。

f) 为有利于系统的安装、投运和测试,投标方应派出有经验的专家提供技术服务。

g) 在现场安装、投运及验收过程中,投标方应对损坏的设备负责。

h) 备品备件、文档资料均作为验收的一部分。

2.4.3.8.2 测试报告

在 SAT 测试完成后的二十天内,投标方应提供四份测试报告的副本,每份报告至少包括以下内容:

a) 设备说明。

b) 报告编号、日期。

c) 设备的项目编号、数量及顺序号。

d) 测试的时间、地点及方法。

e) 测试环境。

f) 试验数据包括表计型号、读数、测试点的位置、数据打印出的结果及有关图形

等

g) 测试合格的标准。

h) 测试人员名单。

i) 负责人签字。

j) 2.4.3.8.3 现场调试和现场试验 (SAT)

k) 2.4.3.8.3.1 现场调试

l) 设备运到现场安装完毕,招标方应通知投标方人员到场参加设备调试。

m) 在调试过程中,若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况,投标方应负责更换。

2.4.3.8.3.2 现场试验

a) 现场验收应在所有设备安装调试完毕,且设备准备投入试运行进行,并出具书面测试报告。

b) 现场验收应在工厂系统试验完全完成的基础上进行。

在验收开始前二周相应的安装调试单位应提出 SAT 验收大纲供招标方认可,投标方予以配合。

2.4.4 安全可控智能录波器屏

2.4.4.1 基本要求

2.4.4.1.1 智能录波器应具备变电站配置文件管控、二次设备状态在线监视、二次虚回路在线监视、二次过程层光纤回路在线监视、二次检修辅助安措、二次回路故障诊断定位、保护综合管理与远方操作、网络报文分析、故障录波、信息交互等功能。信息采集范围涵盖智能终端、合并单元、保护装置、过程层交换机及构成保护控制系统的二次联接回路。

2.4.4.1.2 智能录波器应能基于 SCD 等文件,以直观的方式将变电站保护控制系统的运行状况反映给变电站运检人员和调控机构继电保护专业人员,为二次系统的日常运

维、异常处理、检修安措及电网事故智能分析提供技术手段和辅助决策依据，展示方式参考附录 A 图 A.1。

2.4.4.1.3 采集单元应采用嵌入式平台，管理单元应采用服务器。

2.4.4.1.4 智能站与常规站的智能录波器的典型物理部署示意图参见附录 B。

2.4.4.2 管理单元通信能力

2.4.4.2.1 与调度机构或区控（集控）主站通信能力

管理单元通信能力应满足以下要求：

- a)支持调度数据网、2M 方式接入；
- b)管理单元响应主站端召唤的成功率不小于 95%。

2.4.4.2.2 站内网络端口带宽≥100Mbps。

2.4.4.2.3 可同时接入装置不小于 255 台。

2.4.4.2.4 管理单元应支持以太网通信，宜使用 TCP/IP 协议。

2.4.4.2.5 信息传输时间

在管理单元满负荷情况下，信息传输时间应满足以下要求：

- a)事件报告传输时间：包括起动、告警、动作、复归等事件信息，由装置到管理单元传输时间不大于 5 秒，管理单元到主站的传输时间不大于 5 秒；
- b)录波文件传输时间：由装置到管理单元传输时间一般不大于 30 秒；
- c)查询响应时间：模拟量及开关量由装置到管理单元的传输时间一般不大于 5 秒，定值由装置到管理单元的传输时间一般不大于 30 秒；
- d)故障简报：由管理单元到主站的传输时间不大于 10 秒；
- e)通信状态：由管理单元到主站的传输时间不大于 5 秒；
- f)站控层网络通信状态变化能在 1min 内正确反应。

2.4.4.2.6 系统资源

管理单元系统资源应满足以下要求：

- a)管理单元硬件资源应满足表 2.20 的要求：

表 2.20 管理单元硬件资源要求

硬件要求	技术参数
CPU	单颗 CPU：≥4 核，主频≥3.0GHz 或者 多颗 CPU：≥4 核，主频≥2.2GHz
内存	≥16GB
硬盘	≥2 个，单个容量≥1TB

- b)系统可用率：不小于 99%；

c)CPU 负荷率：正常情况下不大于 25%（5 分钟间隔），大批量数据处理情况下不大于 50%（5 分钟间隔）；

- d)网络负荷率：正常情况下平均负荷不大于 5%，电网事故情况下不大于 30%；

- e)画面整幅调用时间：不大于 5s。。

2.4.4.2.7 工作电源

管理单元工作电源应满足以下要求：

- a)额定电压：DC/AC220V，DC110V；
- b)允许偏差：-20%～+15%；
- c)纹波系数：不大于 5%。。

2.4.4.2.8 时间同步

管理单元时间同步性能应满足以下要求：

- a)对时能力：应能接受 SNTP 网络对时；
- 守时精度：24h 守时误差不大于±5s。

2.4.4.2.9 管理单元应采用安全的操作系统。

2.4.4.2.10 管理单元记录的运行日志、操作日志和维护日志各条目数≥10000 条。

2.4.4.2.11 管理单元历史数据存储能力当采用服务器时，管理单元历史数据存储时间≥300 天。

2.4.4.2.12 管理单元平均故障间隔时间（MTBF）≥ 30000h。

2.4.4.3 采集单元

2.4.4.3.1 采集单元基本要求

2.4.4.3.1.1 直流工作电源

采集单元的直流工作电源应满足以下要求：

- a)额定电压：220V；
- b)允许偏差：-20%~+15%；
- c)纹波系数：不大于 5%。

2.4.4.3.1.2 数字采样

采集单元的数字采样应满足以下要求：

- a)保护交流额定电流数字量为：采样值通信规约为 GB/T 20840.8 时，额定值为 0x01CF 或 0x00E7；采样值规约为 DL/T 860.92 时，0x01 表示 1mA；
- b)测量交流额定电流数字量为：采样值通信规约为 GB/T 20840.8 时，额定值为 0x2D41；采样值规约为 DL/T 860.92 时，0x01 表示 1mA；
- c)交流额定电压数字量为：采样值通信规约为 GB/T 20840.8 时，额定值为 0x2D41；采样值规约为 DL/T 860.92 时，0x01 表示 10mV；

系统频率：50Hz。

2.4.4.3.1.3 模拟采样

采集单元的模拟采集应满足以下要求：

- a)额定相电压：57.735V；
- b)交流额定电流：1A/5A；
- c)系统频率：50Hz；
- d)直流电压：DC 220V/110V；

模拟采样 A/D 位数：不低于 16 位。

2.4.4.3.1.4 技术性能要求

2.4.4.3.1.4.1 采样回路准确度

准确度应采用在基准条件下连续 5 次测量中最大相对误差或绝对误差表示，应满足本标准、产品标准或制造商产品文件规定。除特别声明指出外，本标准中准确度指固有准确度。

2.4.4.3.1.4.2 电压、电流回路零漂准确度

采集单元记录的电压零漂值不应超过±0.05V 范围内，电流零漂值不应超过±0.01IN。

2.4.4.3.1.4.3 交流回路采样准确度

交流电压回路的准确度应满足表 2.21 的要求：

表 2.21 交流电压回路准确度要求

输入电压	$0.05U_N$	$0.1U_N$	$0.5U_N$	$1.0U_N$	$1.5U_N$	$2.0U_N$	$3.0U_N$
幅值相对误差	≤5.0%	≤2.5%	≤1.0%	≤0.5%	≤1.0%	≤5.0%	≤7.5%

交流电流回路的准确度应满足表 2.22 的要求：

表 2.22 交流电流回路准确度要求

输入电流	$0.1 I_N$	$0.2 I_N$	$0.5 I_N$	$1.0 I_N$	$5.0 I_N$	$10 I_N$	$20 I_N$
幅值相对误差	≤5%	≤2.5%	≤1.0%	≤0.5%	≤1.0%	≤2.5%	≤5%

2.4.4.3.1.4.4 直流电压回路采样准确度

直流电压回路准确度应满足表 2.23 的要求（取 $U_{dN}=220V$ ）：

表 2.23 直流电压回路准确度要求

输入电压	$0.1U_{dN}$	$0.5U_{dN}$	$1.0U_{dN}$	$1.5U_{dN}$	$2.5U_{dN}$
相对误差	≤5%	≤2.5%	≤1%	≤2.5%	≤5%

2.4.4.3.1.4.5 数字采样转换准确度

采集单元的数字采样转换准确度应满足以下要求：

- a)电压通道不应超过 0.02UN；
- 电流通道不应超过 0.005IN。

2.4.4.3.1.4.6 开关量分辨率

采集单元测量的开关量闭合、断开时间误差不应大于 1ms。

采集单元开关量输出应满足 DL/T 478 中规定的输出继电器触点性能要求。

采集单元的模拟量与 GOOSE 的同步偏差应不大于 1ms。

2.4.4.3.1.4.7 非周期分量的记录准确度

非周期分量衰减时间常数为 0.1s，装置所记录的测量误差不应大于 10%。

2.4.4.3.1.4.8 相位一致性

采集单元记录的各路电压和电流波形相位应一致，相互之间的相位误差不应大于 2° 。

2.4.4.3.1.4.9 频率测量准确度

采集单元应能记录暂态及动态过程中的频率变化过程，额定电压下，频率在 40Hz~55Hz 时，测量误差不应超过 $\pm 0.01\text{Hz}$ 。

2.4.4.3.1.4.10 功率测量准确度

输入额定电压、额定电流时，采集单元在功率因数角为 0° 、 45° 、 90° 的有功功率、无功功率测量误差不大于 1.5% 的视在功率。

2.4.4.3.1.4.11 功率损耗

每台采集单元直流电源回路：正常工作时宜不大于 100W。

2.4.4.3.1.4.12 记录量配置

装置的记录量配置应满足以下要求：

- a) 每面采集单元屏应能接入不少于 96 路模拟量（含直流电源电压采集不少于 4 路）；
- b) 常规站每面采集单元屏应能接入不少于 128 路开关量；
- c) 智能站每面采集单元屏应能接入不少于 64 个 GOOSE 控制块，经过挑选的 GOOSE 信号不少于 512 路；可根据工程需要选配常规开关量采集通道；
- d) 当采集 SV 报文时，应根据工程需要合理布置采集单元。

2.4.4.3.1.5 数据记录

2.4.4.3.1.6 暂态记录

采集单元的暂态记录功能应满足以下要求：

- a) 采样频率：应不小于 10000Hz 或不低于 MU 标称采样率；
- b) 应有足够的存储容量能够满足多次记录的要求，存储介质应为失电保持的静态存储器。各路采集量同时工作时，完整的数据记录的次数不小于 2500 次；
- c) 异常报文事件记录： ≥ 10000 条；
- d) 异常报文记录： ≥ 5000 条；

当装置工作电源消失时，应能完整存储停电时刻前 2s 的暂态数据，宜能存储停电时刻后 100ms 的暂态数据。

2.4.4.3.1.7 连续报文记录

装置的连续记录报文功能应满足以下要求：

- a) 连续记录时间：在平均流量不大于 200Mbps 情况下（其中非 SV 报文所占比例不应大于 10%），SV 报文 ≥ 3 天，非 SV 报文 ≥ 7 天；
- b) 记录报文的分辨率： $\leq 1\mu\text{s}$ 。

2.4.4.3.1.8 稳态录波

装置的稳态录波功能应满足如下要求：

- a) 采样率不低于 2000Hz；
- b) 记录时间不少于 7 天。

2.4.4.3.1.9 对时与守时精度

采集单元的对时与守时精度应满足以下要求：

- a) 使用光纤通信接口接收 IRIG-B 码时，误差应不大于 $\pm 1\mu\text{s}$ 。如对时信号异常则采用装置自身时钟，装置在 24h 内的守时误差应不大于 $\pm 500\text{ms}$ ；
- b) 暂态记录数据和稳态记录数据应带有绝对时标，精确到微秒。在外部时钟同步状态下，录波数据的绝对时标误差不应大于 $\pm 500\mu\text{s}$ ，报文数据绝对时标误差不应大于 $\pm 1\mu\text{s}$ 。

2.4.4.3.1.10 直流电源

采集单元所使用的直流电源应满足 DL/T 527-2013 中规定的各项要求。此外，同一厂家同一系列装置的电源模块应能互换。直流电源的平均故障间隔时间不低于 100000 小

时（11.4年）。

2.4.4.3.1.11 采集单元的电磁兼容、绝缘、机械性能等要求应符合南方电网《继电保护通用技术规范》的相关要求。

2.4.4.4 网络通信接口

2.4.4.4.1 基本要求

2.4.4.4.1.1 智能录波器应具备的通信接口应包括通信网络接口、采集接口、调试接口、打印机接口。

2.4.4.4.1.2 智能录波器接入变电站过程层与站控层的网络接口应采用相互独立的数据接口控制器，在任何情况下上述各网络接口之间均不应出现数据渗透。

2.4.4.4.1.3 管理单元与保护装置之间通信应采用 DL/T 860 协议，管理单元应按 Q/CSG 1204014-2016 或南方电网系统（2016）21 号文的要求与主站及智能远动机通信。

2.4.4.4.1.4 管理单元与采集单元之间通信应优先采用私有协议，也可采用 DL/T 860 协议。

2.4.4.4.1.5 管理单元与主站之间的通信采用调度数据网传输，不具备调度数据网条件的采用协议转换器+2M 通道接入。条件允许的地区，也可同时采用调度数据网和 2M 通道传输。如有录波远传需求的，采集单元可采用专用通道，经远传交换机、经纵向加密与主站通信。

2.4.4.4.1.6 智能录波器功能版本的升级不应涉及通信规约的变化。

2.4.4.4.2 采集单元

1) 过程层报文采集接口

采集单元的过程层采集接口应满足以下要求：

- a) 传输介质：850/1310nm 多模光纤；
- b) 接口类型：100Mbps 应支持 ST 或 LC 接口，1000Mbps 应支持 LC 接口；
- c) 接口数量：每台采集单元的过程层采集插件数 ≥ 2 ，每个过程层采集插件的接口数 ≥ 2 ；
- d) 采集接口光纤发送功率和接收灵敏度应满足南方电网《继电保护通用技术规范》要求。

2) 站控层报文采集接口

采集单元的站控层采集接口应满足以下要求：

- a) 传输介质：宜采用五类及以上屏蔽双绞线，也可采用 850/1310nm 多模光纤；
- b) 接口类型：宜采用 RJ45 接口，也可采用光纤接口；
- c) 接口数量：每套智能录波器的站控层报文采集接口数 ≥ 3 。

3) 数据上送接口

采集单元的数据上送接口应满足以下要求：

- a) 传输介质：宜采用五类及以上屏蔽双绞线；
- b) 接口类型：宜采用 100M/1000M 自适应 RJ-45 电以太网接口，也可采用光纤接口；
- c) 接口数量：应不少于 4 个。

2.4.4.4.3 管理单元

1) 管理单元的通信接口应满足以下要求：

- a) 传输介质：五类及以上屏蔽双绞线；
- b) 接口类型：宜采用 100M/1000M 自适应 RJ-45 电以太网接口，也可采用光纤接口；
- c) 接口数量：应不少于 6 个。

2.4.4.4.4 通信网络压力要求

2.4.4.4.4.1 采集单元接入 100Mbps 网络负荷时，装置性能不应受影响，要求装置运行正常，且性能满足指标要求。

2.4.4.4.4.2 当网络报文负荷突增 $\leq 50\text{Mbps}$ ，持续时间不超过 30min 时，应不影响采集单元的存储记录和报文解析功能。

2.4.4.4.4.3 采集单元单个记录文件的召唤平均响应速度应 $\geq 20\text{Mbps}$ 。

2.4.4.4.4.4 变电站内部通信模式

智能录波器的管理单元与采集单元及站内其他装置通信模式，参见图 2.8。

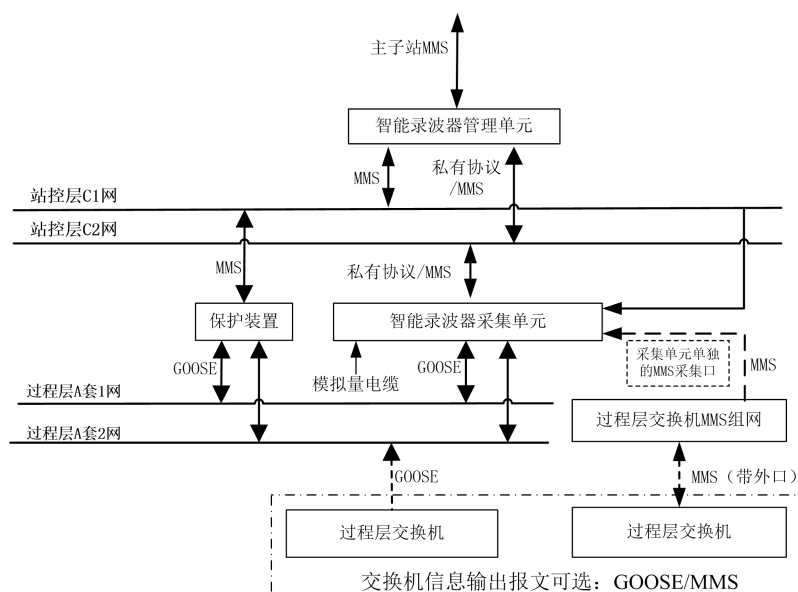


图 2.8 智能录波器站内通信模式示意图

2.4.4.4.5 管理单元信息交互

- 保护装置通过站控层 C1 网接入管理单元，采集单元通过站控层 C2 网接入管理单元。
- 管理单元与保护装置之间信息交互：如 MMS 报文、文件（录波文件、定值文件、档案文件、告警文件和 CID 文件等）。
- 管理单元与采集单元之间交互信息内容见表 2.24，文件命名及目录见附录 0.5；

表 2.24 管理单元信息交互

序号	接入对象	接入方式	通信规约	交互信息（包括但不限于以下信息）
1	保护装置	站控层 C1 网	MMS	保护装置的 MMS 报文、文件（录波文件、定值文件、档案文件、告警文件和 CID 文件等）
2	采集单元	站控层 C2 网	私有协议/MMS	采集单元的定值信息、告警信息、文件【录波文件、定值文件（参见附录 S）、状态文件（参见附录 T）、档案文件（参见附录 U）、告警文件（参见附录 V）、异常报文记录文件和 CID 文件】等
3	站控层交换机	站控层 C1/C2 网	MMS	交换机装置模型 CID 文件、交换机配置文件、工作状态和告警信息

2.4.4.4.6 采集单元信息交互

- 保护装置、智能终端报文通过过程层网络接入采集单元，站控层报文通过站控层交换机镜像端口接入采集单元。
- 过程层交换机可通过过程层网络或独立网络接入采集单元，采集单元与过程层交换机之间可通过 GOOSE 报文获取交换机工作状态、告警等信息，也可通过 MMS 报文获取交换机装置模型、配置文件、工作状态和告警等信息。
- 采集单元应通过不同的通信插件分别接入过程层网络和站控层网络，采集单元与站内其他装置间交互的信息见表 2.25。

表 2.25 采集单元信息交互

序号	接入对象	接入方式	通信规约	采集信息（包括但不限于以下信息）
1	保护装置	过程层 A1/A2/B1/B2 网	GOOSE	保护装置动作等 GOOSE 信息
2	智能终端	过程层 A1/A2/B1/B2 网		断路器刀闸位置等 GOOSE 信息
3	电压、电流模拟量	电缆	/	母线、线路、变压器等电压、电流模拟量

4	常规开关量		/	保护动作、刀闸位置等开关量
5	过程层交换机	过程层 A1/A2/B1/B2 网或独立网络	GOOSE 或 MMS	交换机工作状态、告警等 GOOSE 信息或装置模型、交换机配置文件、工作状态和告警等信息
6	站控层交换机	站控层 C1 网	MMS	保护装置告警等 MMS 信息

2.4.4.4.5 与主站通信模式

2.4.4.4.4.1 管理单元通信模块实现变电站继电保护及相关设备与主站通信，把变电站内各个物理 IED 映射为管理单元的虚拟 IED，虚拟 IED 的数据模型和物理 IED 保持一致，所有 IED 具备同一个 IP 地址实现与主站客户端的数据访问服务。

主站-管理单元的通信模式如图 2.9 所示：

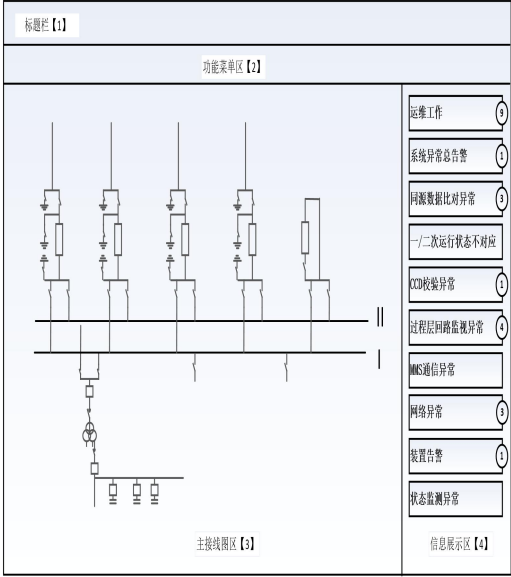


图 2.9 主站-管理单元数据上送模块通信模式示意图

2.4.4.4.5.2 主站与管理单元的关联、目录、报告、定值、文件传输服务参照 Q/CSG 1204014-2016 要求执行。

2.4.4.4.5.3 管理单元与主站之间交互信息，如保护装置信息，采集单元信息、管理单元自身信息等，见附录 C。

2.4.4.5 设备硬件要求

2.4.4.5.1 电磁兼容性能及环境要求

嵌入式装置电磁兼容性能及周围环境应满足 DL/ T 553 及 QCSG 1204005.67.3 的要求。

2.4.4.5.2 绝缘性能

2.4.4.5.2.1 绝缘电阻

在正常试验大气条件下，嵌入式装置各独立电路与外露的可导电部分之间，以及电气上无联系的各独立电路之间，用电压为直流 500V 的测试仪器测定嵌入式装置的绝缘电阻值不小于 100MΩ。

2.4.4.5.2.2 介质强度

在正常试验大气条件下，嵌入式装置能承受 GB/T14598.3 规定的交流电压为 2kV（强电回路）或 500V（弱电回路）、频率为 50Hz 历时 1min 的介质强度试验，而无击穿和闪络现象，嵌入式装置能正常运行。

2.4.4.5.3 冲击电压

在正常试验大气条件下，嵌入式装置的交直流输入回路、输入输出触点等各电路对地，以及电气上无联系的各独立电路之间，应能承受 GB/T14598.3 规定的峰值为 5kV（强电回路）或 1kV（弱电回路）的 1.2/50 μs 标准雷电波的冲击电压试验。试验后，嵌入式装置应无绝缘损坏，性能应符合本规范中的各项规定。

2.4.4.5.4 机械性能

2.4.4.5.4.1 嵌入式装置的机械性能应符合 DL/T 478-2013 中 2.10 的规定。

2.4.4.5.4.2 结构、外观

a) 机箱的尺寸。机箱、插件的尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

b) 表面涂覆。嵌入式装置表面涂覆的颜色应均匀一致，无明显的色差和眩光，表面应无沙粒、起皱和流痕等缺陷；

c) 插件的插拔性能。插件结构的嵌入式装置中插件应插拔灵活、互换性好。交流插件拔出后，嵌入式装置应能通过机械的方式自动短接电流回路。

2.4.4.5.4.3 外壳

外壳应满足嵌入式装置在变电站基本环境条件下使用、维护和修理的要求；

为满足更高的防护要求，允许在嵌入式装置原有防护基础上，采取辅助措施，提高防护等级，如置于屏柜之中。

2.4.4.5.4.4 接地

嵌入式装置应有安全地以满足嵌入式装置安全、电磁兼容等要求。

嵌入式装置能承受 GB/T 11287 规定的 I 级振动响应和振动耐受试验。

2.4.4.5.4.5 连续通电能力

嵌入式装置的机箱、插件尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定；

嵌入式装置应采取必要的抗电气干扰措施，嵌入式装置的金属外壳应在电气上连成一体，并设置可靠的接地点。

嵌入式装置的机箱应采用免风扇设计，满足发热元器件的散热要求。

2.4.4.5.4.6 安全要求

嵌入式装置应有安全标志，并应符合 GB 14598.27-2008 中 9.1 的规定；

嵌入式装置的外壳防护等级至少应为 GB14598.27-2008 中规定的 IP30 级，并达到 I 类电击防护要求；

嵌入式装置的着火危险防护不应低于 GB14598.27-2008 中规定的 V2 级；

金属结构应有防锈蚀措施。所有紧固件应拧紧，不松动。

2.4.4.5.4.7 结构要求

对结构的要求

所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.4.5.4.8 涂漆和防锈

a.) 除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外，其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为 0.04 毫米到 0.1 毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆，使干膜的厚度达到 0.127 毫米到 0.178 毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

b.) 所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。

c.) 屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有亚光的表面层。

d.) 屏上的涂漆应有良好附着力，不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

2.4.4.6 屏柜要求

2.4.4.6.1 根据资产全生命周期管理要求，所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求，对所供应的物资进行标签贴标工作，将相关信息在出厂前写入标签。

2.4.4.6.2 安装在继电保护室的屏采用柜式，前后开门结构尺寸为 2260×800×600mm，管理单元屏配置服务器时前开门旋转式结构 2260×800×800mm。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm² 的多股软铜线可靠连接。新建变电站应采用前后开门结构。

2.4.4.6.3 屏柜不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。

2.4.4.6.4 屏柜采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。屏柜采用前开门旋转式结构时，装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转角度不小于 135°。屏柜前后柜门均应配置锁具。

2.4.4.6.5 外引接线端子排置于柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150 毫米。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350 毫米。

2.4.4.6.6 柜体框架及柜内承重部分的钢板厚度不小于 2mm。

2.4.4.5.7 屏体设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，并且应安装容易，便于控制电缆的进出连接、检查和维护。

2.4.4.6.8 为了提高运行的可靠性，设备应采用成套插入式结构。

2.4.4.6.9 屏体防护等级不低于 IP30，户外安装的屏体防护等级不低于 IP55。

2.4.4.6.10 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米。

2.4.4.6.11 各类按钮、开关等操作件的操作寿命不应少于 10000 次。

2.4.4.6.12 对于具有整定机构的元器件的操作寿命不少于 10000 次，整定操作时不应出现发卡或操作失灵等现象。

2.4.4.6.13 端子排布置

2.4.4.6.13.1 同一屏上布置多套装置时，端子排采用按装置分区，按功能分段原则。柜内每侧底端集中预留备用端子。

2.4.4.6.13.2 每个装置区内端子排按功能段独立编号。

2.4.4.6.13.3 公共端、同名出口端采用端子连线，配置足够连接端子。

2.4.4.6.13.4 端子应有明显的编号，端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，屏内左右两侧各侧至少留有不少于 10 个的备用端子，且留有备用端子排以供设计时作转接或过渡用。

2.4.4.6.13.5 各回路之间、正负电源之间、电源回路与其它端子之间要设置空端子隔离，跳、合闸引出端子与正电源至少间隔 1 个空端子。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。

2.4.4.6.13.6 屏柜端子排设置原则：

按照“功能分区，端子分段”的原则，根据屏柜端子排功能不同，分段设置端子排；端子排按段独立编号，每段应预留备用端子；

公共端、同名出口端采用端子连线；

交流电流和交流电压采用试验端子。

2.4.4.6.13.7 屏柜背面端子排设计原则

a) 左侧端子排，自上而下依次排列如下：

1) 直流电源段（ZD）：本屏柜所有装置直流电源均取自该段；

2) 集中备用段（1BD）。

b) 右侧端子排，自上而下依次排列如下：

1) 交流电压段（UD）：交流电压按照 U_a 、 U_b 、 U_c 、 U_0 依次排列；

2) 交流电流段（ID）：交流电流按照 I_a 、 I_b 、 I_c 、 I_0 依次排列；

3) 直流电压段（ZUD）：直流电压输入按照 ZUD+，ZUD- 依次排列；

4) 信号段（YD）：至少提供录波启动、装置异常、装置失电三组不保持硬接点；

5) 对时段（TD）：IRIG-B（DC）码对时；

6) 交流电源段（JD）：本屏柜所有装置交流电源均取自该段；

7) 集中备用段（2BD）。

c) 如端子分段布置不能满足 a)、b) 要求时，UD 和 ID 在左右两侧灵活布置。

2.4.4.6.14 屏内装置及屏端子编号

编号以同屏内不同装置编号不重复为原则，其定义见表 2.26、表 2.27。同一屏柜内有多台相同类型的装置时，采用相关编号前加“*”的原则。如当同一屏柜内有两台 ODF 配线架时编号分别为：1-11n、2-11n。

表 2.26 采集单元屏柜内装置编号

序号	装置类型	装置编号
1	采集单元	1n
2	就地显示装置（与采集单元合并时，可不占用编号）	4n

3	打印机（可选）	7n
4	ODF 配线架	11n
5	传感器箱 1~n（接入 SV 报文时可不配置，不占用编号）	15n

表 2.27 管理单元屏柜内装置编号

序号	装置类型	装置编号
1	管理单元	1n
2	液晶显示（键盘/鼠标）	4n
3	打印机（可选）	7n
4	站控层 C1 网交换机	11n
5	站控层 C2 网交换机	15n
6	ODF 配线架（可选）	19n

2.4.4.6.15 屏柜内的布线

2.4.4.6.15.1 布线

a) 内部配线的额定电压不低于 450V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.0 mm²，但对于 PT 回路的截面应不小于 1.5 mm²，CT 回路的截面应不小于 2.5 mm²。

b) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头，冷压连接应牢靠、接触良好。

c) 导线应无划痕和损伤，应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

d) 应保证所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性。

e) 所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

f) 若屏内具有加热器，端子和电加热器或电阻器之间的连接引线不能使用非耐热绝缘铜线。由于电加热器或电阻器附近的温度高，因此，应该采用瓷管套着的裸导线，或使用耐热的导线。

g) 在进行屏的内部布线时，不应该布置得使接点处于不利的角度或者温度升高的地方。

h) 对长期带电发热的元器件，安装位置应靠上方，与周围元器件及导线束应保持不小于 20mm 的间隙距离。

i) 在可运动的地方布线，如跨越门或翻板的连接导线，必须采用多股铜芯绝缘软导线，要留有一定长度裕量，并采用缠绕带等予以保护，以免产生任何机械损伤，同时还应有固定线束的措施。

j) 连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。外部接线侧一个端子的一个端口只允许接入一根导线。

k) 绝缘导线束不允许直接紧贴金属构件敷设。穿越金属构件时，应有保护导线绝缘不受损伤的措施。

l) 各装置对时接口的配线应连接至端子排，且端子排上应有明确的标识，以方便外部对时信号缆线的接入。

2.4.4.6.15.2 接线端子

a) 所有端子为额定值 1000V、10A 的压接型阻燃端子。端子选择优质可靠端子。

b) 装置出口段端子采用红色端子。

c) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头；冷压连接要求牢靠、接触良好。

d) 电流电压回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。CT 和 PT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接装置的输入与输出回路。

e) 端子排应牢固固定，使其不致于振动、发热等而变松，同时还应能方便地进行检查和维护。

2.4.4.6.15.3 颜色

在直流回路中：

十（正极）棕色

一（负极）蓝色

2.4.4.6.16 电子回路

2.4.4.6.16.1 在电子电路中应该使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

2.4.4.6.16.2 电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

2.4.4.6.16.3 电子电路的外部连接应该用连接器进行。

2.4.4.6.16.4 应采用电线槽进行布线，若采用其他的布线系统则应由相关部门审批此布线系统。

2.4.4.6.16.5 在屏内应该有消除过电压发生的电路，交流回路和直流回路均应有预防外部过电压和电磁干扰或接地的措施。

2.4.4.6.16.6 每块印刷电路板应经防潮气和灰尘侵入处理。

2.4.4.6.17 接地

2.4.4.6.17.1 交流电源输入的二次屏柜应有工作接零，供电电缆中应含有中性线芯。中性线芯不应与二次屏柜的金属外壳相连接。

2.4.4.6.17.2 当采用三相五线制交流电源向二次屏柜供电时，供电电缆中应含有中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次屏柜的金属外壳相连接。接地线芯材料和截面应符合相关规范的要求。

2.4.4.6.17.3 二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm²（推荐使用 40×3mm²）的与屏体连接良好的二次专用接地铜排母线，铜排应提供两排螺丝连接孔，每排不少于 20 个孔。螺丝孔径为 Φ5.2mm，孔中心纵向至铜排长边距离为 10mm，还应配套提供铜螺丝组件（含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳）。外界地网接地点采用两个 Φ10mm 规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件，分别布置在铜排两端，距铜排端部 50mm。

2.4.4.6.18 屏柜温升

屏柜各部位温升不应超出 DL/T 720 的规定。

2.4.4.6.18.1 屏柜绝缘性能

2.4.4.6.18.2 用开路电压为直流 500V 的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻，应满足：所有带电回路（或与地有良好接触的金属框架）之间的绝缘电阻应不小于 5MΩ；

无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于 10MΩ；

介质强度满足 DL/T 720 的规定。

2.4.4.6.19 空气开关配置要求

每套装置应采用独立的直流型空气开关。

2.4.4.6.20 照明

屏内不装设照明灯。

2.4.4.6.21 铭牌

屏柜的铭牌应该固定在屏的表面或屏内醒目的地方，铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成、铭牌为白底，其上为黑色的粗体字，并用中文标注。

2.4.4.6.22 柜体颜色

柜体颜色统一为 RAL7035。

2.4.4.6.23 安全可控技术要求

2.4.4.6.23.1 装置应具备依靠自身研发、设计及生产，全面掌握核心技术，实现从硬件到软件的自主研发、生产、升级、维护的全过程可控，具备知识产权、供应链、技术发展等方面完全可控特点。

2.4.4.6.23.2 装置的性能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.4.6.23.3 装置采用的服务器、硬件元器件及操作系统等核心软件应满足安全可控要求，生产厂家应严格把关装置元器件等选型设计，确保装置长期运行的可靠性。

2.4.4.6.23.4 装置使用的操作系统、数据库应具备自主知识产权或基于开源代码开发。操作系统、数据库等基础软件应安全可控，严禁含有架构体系缺陷。

2.4.4.6.23.5 装置核心元器件（CPU、存储、FPGA、ADC、继电器、PHY、光模块等）应满足安全可控要求。

2.4.4.6.23.6 装置应与现有智能录波器保持软硬件架构、功能实现机制基本一致。

2.4.4.6.23.7 装置的功耗、温升等影响长期运行可靠性的关键参数应与现有智能录波器基本持平。

2.4.4.7 功能要求

2.4.4.7.1 基本要求

2.4.4.7.1.1 智能录波器应能完成线路和主变压器各侧断路器、隔离开关及继电保护的开关量和模拟量的采集和记录、故障启动判别、信号转换等功能。3/2 接线方式下，智能录波器具有信号合并能力，可将边、中开关电流合成线路电流。

2.4.4.7.1.2 智能录波器应设有自复位电路，在正常情况下，不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成宕机时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出告警信息，且不应误动作。

2.4.4.7.1.3 智能录波器应具有在线自动检测功能，包括硬件损坏、功能失效的自动检测。自动检测应为在线自动检测，不应由外部手段启动；并应实现完善的检测，处于正常工作状态时，不应误告警。

2.4.4.7.1.4 智能录波器应具备防病毒和网络攻击能力；不应因病毒感染影响正常记录或丢失已记录的数据；不应成为病毒二次传播平台。

2.4.4.7.1.5 智能录波器的站控层通信接口应受控于安全操作系统，不应发送非法报文。

2.4.4.7.1.6 智能录波器软件版本构成方案

智能录波器软件版本构成方案要求如下：

软件版本由：智能录波器型号、基础软件版本号、基础软件生成日期、程序校验码（位数由厂家自定义）组成；

智能录波器软件版本描述方法如图 2.10 所示：

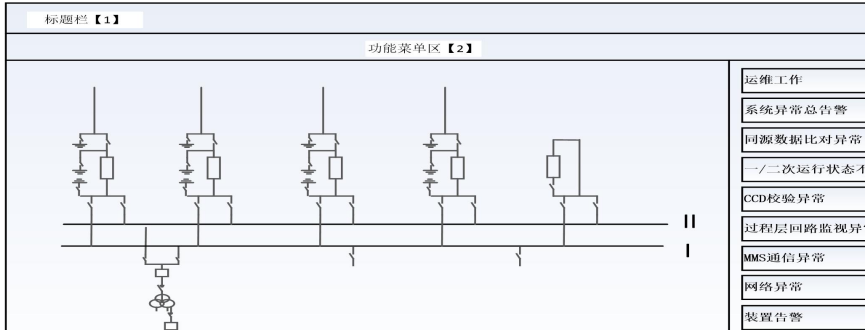


图 2.10 智能录波器软件版本描述方法

注 1：③和④之间为 1 个空格，④和⑤之间为 1 个空格，⑤和⑥之间为 1 个空格。

注 2：示例“XX-XX-DA-N V1.00 20170920 1234ABCD”。

2.4.4.7.1.7 智能录波器宜提供设备识别代码作为设备的唯一身份标识，设备识别代码信息应能通过装置液晶查看，并支持上送。“装置设备识别代码”应使用 LDO/LPHD1.PhyNam.serNum 建模。

2.4.4.7.1.8 录波召唤要求

2.4.4.7.1.8.1 保护装置、采集单元应根据启动性质对录波文件进行标记，管理单元应支持按照优先级响应召唤录波文件。

保护装置、采集单元应能按以下录波性质对文件进行标记：

保护装置：故障录波（“F”）、检修录波（“M”）、启动录波（“S”）；

采集单元：故障录波（“F”）、手动录波（“H”）、启动录波（“S”）；

管理单元召唤录波文件的优先级为：保护装置故障录波（“F”）>采集单元故障录波（“F”）>保护装置检修录波（“M”）>采集单元手动录波（“H”）>保护装置启动录波（“S”）>采集单元启动录波（“S”）。

2.4.4.7.1.8.2 自动召唤要求

管理单元自动召唤功能应满足以下要求：

保护装置新生成保护装置故障录波文件（“F”）时，管理单元应自动召唤；

管理单元应具备自动召唤采集单元故障录波（“F”）、保护装置检修录波（“M”）、保护装置启动录波（“S”）功能，该功能可投退（默认为投入），当投入时自动召唤，优先级：采集单元故障录波（“F”）>保护装置检修录波（“M”）>保护装置启动录波（“S”）；

管理单元自动召唤上述录波后，应在管理单元本地存储；

管理单元对于其他性质的录波一般不采用自动召唤。

2.4.4.7.1.8.3 召唤源选择要求

管理单元召唤源选择功能应满足以下要求：

管理单元应支持主站下发命令中的召唤源选择，即可以选择从管理单元召唤对应文件列表（文件）或通过管理单元从装置或采集单元召唤对应文件列表（文件）；

对召唤服务的扩展遵循 Q/CSG 1204014-2016 第 7.7.3 节的要求；

对于直接从装置或采集单元召唤的文件，如在管理单元本地已有保存，则不应覆盖本地保存的文件，直接上送主站；如在管理单元本地没有，召唤后应在管理单元本地存储，并上送主站。

2.4.4.7.2 管理单元

2.4.4.7.2.1 基本要求

2.4.4.7.2.1.1 管理单元应支持接入变电站内所有采集单元以及保护装置等二次设备。

2.4.4.7.2.1.2 管理单元应对自身信息进行建模，建模要求参考附录 C。

2.4.4.7.2.1.3 管理单元应具备用户权限管理功能，支持管理员根据需要设置某个用户具有所有允许权限的某几项的组合权限。

2.4.4.7.2.2 二次系统可视化模块

2.4.4.7.2.2.1 二次虚回路在线监视

二次虚回路在线监视功能应满足以下要求：

a) 应以清晰、简洁的图形方式完整展示变电站内所有二次虚回路的构成、逻辑和状态，实现二次虚回路的可视化展示和实时监视；

b) 二次虚回路的可视化宜包含采样回路、跳闸回路、合闸回路、失灵启动回路、联闭锁回路、相应软压板状态、虚端子及回路功能描述等；

c) 二次虚回路的可视化中装置命名可在 IED 名称与调度命名间灵活切换，IED 名称与调度命名映射文件定义参见附录 D；

d) 应具备图、模、库一体化技术，宜根据交换机和装置端口物理连接信息，自动构建网络拓扑模型；

e) 二次虚回路的状态由二次虚回路的通信链路状态、二次虚回路的关联软压板工况和二次虚回路网络报文状态等几部分综合判断形成；

f) 应能实时分析收集到的保护、合并单元、智能终端、采集单元、交换机等设备的数据，并根据数据对保护设备及二次虚回路的运行状态进行监测；

g) 应用箭头明确显示虚端子的发布和订阅方向；

h) 应支持以选定的保护设备为中心，显示该设备发布和订阅的虚端子连接情况，宜显示模拟量信息，二次虚回路图形化展示方式参见附录 A 图 A.2；

i) 应按照层级关系对智能变电站全站虚回路进行展示，包括各间隔、各 IED 设备；

j) 应能实现二次虚回路状态的在线监视，并能通过不同方式表示二次虚回路不同的状态；

k) 基于采集过程层数据信息，应能实时显示二次虚回路的开关量，宜支持显示模拟量数值；

l) 发现异常时，应及时推送告警、点亮光字牌、发送告警报文至主站等客户端，应能通过清晰、直观、可视化的图形方式展示并提示异常信息；

m) 二次虚回路在线监视功能是二次回路故障定位的基础，与过程层光纤回路在线监视功能相互对应，一起构成二次虚实回路的完整监视；

n) 二次虚回路在线监视结果应成为巡视、定检等功能模块的判据输入和历史数据。

2.4.4.7.2.3 过程层光纤回路在线监视

过程层光纤回路在线监视功能应满足以下要求：

a) 应以清晰、简洁的图形方式完整展示变电站内过程层光纤及与其物理连接设备的构成、逻辑、链路和状态，实现过程层光纤回路的可视化展示和实时监视；

b) 应根据 SCD 文件及过程层光纤设置资料实现自动配置，根据实际的过程层光纤网络规模、结构自动成图；

c) 过程层光纤回路的状态由过程层光缆、与其物理连接设备的光纤接口、所承载的虚链路状态等几部分综合判断形成；与其物理连接的设备至少包括保护、合并单元、智

能终端、采集单元、交换机等设备；

d)应以图形方式完整展示过程层光纤回路的连接状态，过程层光纤回路状态显示参见附录 A 图 A.3；

e)应能在过程层光纤回路上查看所对应的虚链路及虚链路的状态；

f)应能查看虚链路所对应的物理光纤回路；

g)应能查看保护装置物理端口所对应的输入、输出虚链路及其状态；

h)应能根据保护装置、交换机等设备的光纤接口监测信息，以及链路异常告警信息进行过程层光纤回路故障定位；

i)发现异常时，应及时推送告警、点亮光字牌、发送告警报文至主站等客户端，应能通过清晰、直观、可视化的图形方式展示并提示异常信息；

j)过程层光纤回路在线监视功能是二次回路故障定位的基础，与二次虚回路在线监视功能相互对应，一起构成二次虚实回路的完整监视；

k)二次虚回路在线监视结果应成为巡视、定检等功能模块的判据输入和历史数据。

2.4.4.7.2.4 二次回路故障诊断定位

二次回路故障诊断定位功能应满足以下要求：

a)应能对告警信息进行分类和相关性分析，准确诊断引发告警的根本原因（根告警）、影响范围，实现对二次虚、实回路故障的快速诊断定位，并通过清晰的图形化方式以及信息描述进行展示；

b)二次虚实回路故障、异常发生之后，一般应在 3 分钟之内完成故障诊断定位，对于复杂故障的诊断定位最多也不应超过 10 分钟；

c)发生设备故障时应清晰、准确的定位到故障设备以及相关接口，发生纯粹的虚链路故障时应给出最小的故障范围（相连不超过 2 级物理设备范围），短时发生多次故障时应清晰、准确的实现多个故障位置的定位和展示；

d)完成故障定位后，应及时推送故障定位信息（根告警等）、点亮光字牌、发送告警报文等信息（含故障定位、处理建议等）至主站等客户端，应能通过清晰、直观、可视化的图形方式展示，并提示故障定位信息，包括但不限于以下几项：

1)二次虚回路故障时，应能根据保护装置、交换机等设备的光纤接口监测信息，以及链路异常告警信息进行综合分析，根据二次虚回路所对应的过程层光纤回路，进行故障定位，并能通过图形化的方式标识二次虚回路对应的故障位置；

2)应具备可视化展示网络拓扑关系，在网络拓扑图上展示光纤回路状态，当光纤回路发生故障时，能够根据网络链路物理拓扑关系，辅助定位故障点或故障区域，给出提示信息；

3)故障定位信息应在相关的故障告警信息最前面显示（或者单独显示），点击故障定位信息或者相关的告警信息能够快速链接打开图形化展示界面；

4)图形界面展示故障点时，应将实回路和虚回路在同一张图中显示，不应笼统展示整个二次回路可视化界面，应该以合适的比例展示故障点位置的局部图形；

5)展示图形还应突出显示故障设备和故障影响范围，应包括实回路和虚回路，例如光纤回路故障时应突出显示故障光纤，同时展示受影响的光纤以及虚回路等；

e)二次回路故障定位的结果应成为巡视等功能模块的判据输入和历史数据。

2.4.4.7.3 二次设备状态监测

2.4.4.7.3.1 在线监视

在线监视功能应满足以下要求：

a)应能为运维人员提供灵活方便的人机交互手段，实现对测量信息、设备状态信息的实时监视；

b)应具备全站二次设备状态监视总览画面，监视全站二次设备的告警状态、动作状态、通信状态，并能实现二次设备状态监视预警；

c)在单台保护装置的状态监视界面上应能显示装置名称、生产厂家、装置版本等设备台账信息；

d)应能接收保护装置动作、告警信息、状态变位、监测信息、压板状态、定值区号、运行工况、装置面板指示灯等各种信息并能可视化在线监视；

e)应能通过饼图、棒图、曲线、仪表盘等多种可视化手段，实现二次设备状态监视预警的可视化展示；

f)宜具备交换机端口通信状态、端口流量等信息的可视化展示；

2.4.4.7.3.2 一、二次设备运行状态不对应监视功能

a) 应实时识别一、二次设备运行状态及其变化，准确分析判断一、二次设备状态是否对应，防止保护定值、压板等二次设备状态与一次设备运行不适应，及时发现不对应的情况、防控运行风险；

b) 本功能应涵盖全部一次设备及其相关的二次设备；

c) 应根据 SCD 文件、主接线信息等资料实现一、二次设备自动对应关联配置；

d) 应该根据开关、刀闸、地刀位置、电流、电压等信息自动判断一次设备运行状态，应根据二次设备压板状态、运行信息、告警信息等自动判断二次设备运行状态；建立与一次运行状态相对应的二次状态及逻辑库，当实时采集的二次状态与二次状态逻辑库不一致时进行预警。具体一二次设备状态的定义可参考附录 E，还应：

1) 按不同的一次主接线方式，确定各种一次间隔的运行状态，包括：线路间隔状态、母线间隔状态、主变间隔状态、母联间隔状态；

2) 根据各类型间隔状态，定义该状态下开关、隔刀、地刀应处于的分合位置；

3) 根据各类型间隔状态，定义二次设备运行状态，含保护、合并单元、智能终端的对应状态；

4) 根据各类型间隔状态，定义二次设备运行状态下的二次压板状态集，包括功能软压板状态、SV 输入软压板状态、GOOSE 输入软压板状态、GOOSE 输出软压板状态、智能终端出口硬压板状态、运行/检修硬压板状态、运行/接地硬压板状态；

5) 建立一次间隔运行状态、二次设备运行状态、二次压板状态的对应关系，存于数据库；

6) 在线获取开关、隔刀、地刀位置状态，自动确定一次设备状态，并根据对应关系，确定其对应的二次设备应处于的状态，以及其二次压板应处于的状态；

7) 在线获取二次压板状态，与数据库中保存的对应关系进行比对，状态不一致进行预警；

e) 发生一、二次设备运行状态不对应后，应及时推送告警信息、点亮光字牌、发送告警报文至主站等客户端，应能通过清晰、直观、可视化的图形方式展示；

f) 展示界面应包含设备列表，主体展示图形宜以完整的一次设备间隔为对象，至少包含一次设备及其开关、刀闸、地刀等信息（以主接线方式展示），至少包含二次设备及其压板信息展示，至少包括一次设备运行状态监视结论、二次设备运行状态监视结论以及一、二次设备运行状态对应性分析结论；

g) 一、二次设备运行状态不对应监视的结果应成为巡视等功能模块的判据输入和历史数据。

2.4.4.7.3.3 设备异常定位

设备异常定位功能应满足以下要求：

a) 应能根据装置异常告警、告警文件等信息，进行装置故障定位，给出处理措施建议，提高现场消缺工作效率；

b) 应能实现装置告警信息、告警原因与故障处理措施的自动关联；

c) 故障定位应明确到设备板块、接口、软件等，提示的处理建议应准确、尽量保证一次进站即可完成故障处理；

d) 完成故障定位后，应及时推送完整故障定位信息（含告警原因、处理建议等）、点亮光字牌、发送告警报文等信息（含告警原因、处理建议等）至主站等客户端；

e) 应能根据保护装置和智能终端的跳/合闸报文及接点反校报文信息实现跳/合闸回路诊断功能；

f) 异常、故障定位不确定时，应列出各可能异常的所有装置、回路信息，可支持自定义排序查找；

g) 结合告警文件等信息，对于装置故障或异常给出处理建议；

h) 设备异常定位结果应成为巡视、定检等功能模块的判据输入和历史数据。按照故障定位进行了相关设备更换后应及时重置设备定检期限等信息。

2.4.4.7.3.4 监视预警

监视预警功能应满足以下要求：

a) 应具备保护装置温度、装置电源电压、过程层端口发送/接收光强和光纤纵联通道光强监测信息的统计和历史数据查询功能，可根据同期数据比对、变化趋势、突变监测进行故障预警，预警值可现场设定；

b)应具备保护装置差流的越限告警和历史数据查询功能，并以图形方式展示，预警值根据现场进行设置；

c)监视预警的异常定位应至少到装置级、回路级。

2.4.4.7.3.5 同源数据比对

a)应能通过对相同一、二次物理特征的模拟量（电压、电流）、开关量进行数据比对分析，实现采样值、开关量等数据的动态监视和校验。

b)同源比对应至少涵盖线路保护、变压器保护、母线保护、开关保护、合并单元、智能终端等保护类设备，并宜以采集单元的数据为比对基准。

c)应能实现同源数据通道的自动查找、识别，自动或者人工完成同源数据比对的配置，并完成同源数据自动比对；

d)同源数据比对主要包括稳态同源数据比对和暂态同源数据比对。

e)暂态同源数据比对应在一、二次系统故障或扰动等情况下启动，校验保护装置在故障启动或跳闸情况下采样和开关量数据的变化是否一致。还应：

1) 比对数据应基于采集单元、保护装置的故障录波文件，比对的数据通道应包括但不限于电流、电压开关分合状态、保护收发信和出口跳闸等；

2) 应能分别对启动前和启动后的数据，并能对短时间内的多次故障或扰动（数据在同一个录波文件或在多个录波文件中）前后的数据进行精确的区分和准确的比对分析；

3) 按比对分析需要，比对分析项目包括但不限于幅值、相位、瞬时值、突变量、差流、谐波含量（至少 2、3、5、7 次谐波）、序分量、波形特征、接收时间、传输延时等。

f) 稳态同源数据比对应在一二次系统平稳运行情况下启动，校验保护装置在未启动的状态下采样和开关量数据是否一致。还应：

1) 比对数据应基于采集单元、保护装置的数据报文，比对的数据通道应包括但不限于保护装置的模拟量、开关量通道、纵联通道信息；

2) 应按照设定的时间周期持续比对及保护上送变位信息时进行比对；

3) 按比对分析需求，比对分析项目包括但不限于模拟量的幅值、相位，开关量的状态以及变位时间，纵联通道的延时、误码以及需通过比对双套保护才能校验的差流值。应基于历史信息比对纵联通道的运行变化情况。

g) 比对分析结果应推送告警、形成报告、支撑巡视、定检等功能模块，具体包括：

1) 比对分析发现异常时，应及时推送告警、点亮光字牌、发送告警报文至主站等客户端，应能通过清晰、直观、可视化的图形方式展示并提示异常信息。

2) 应支持将同源比对结果生成同源比对报告文件，支持主站召唤；报告格式定义参见附录 F；

h) 同源比对数据分析的结果应成为巡视、定检等功能模块的判据输入和历史数据。。

2.4.4.7.4 智能运维管理模块

2.4.4.7.4.1 配置文件管控

配置文件管控功能应满足以下要求：

a) 应支持 SCD 可视化展示功能，支持以选择的装置为中心，展示该装置与其他装置的逻辑连接关系，宜显示该装置的报文接收端口号、APPID 等信息；

b) 应具备 SCD 一致性检查与模型合法性校验功能；

c) 应具备 SCL Schema 检查，根据 Schema 检查 SCL 文件语法，Schema 文件可变更。工具应按照 DL/T 860 和南方电网《智能变电站 IEC61850 工程通用应用模型》中的要求检测模型文件是否符合 SCL 语法，并显示检查校验结果，同时可定位到相应的问题文本；

d) 应具备 SCD 版本管理功能，支持查询、监视 SCD 的所有版本；

e) 应具备 SCD 版本比对和提示功能，应提供可视化技术展示 SCD 变更的影响范围，GOOSE 变更范围应能定位到 DA 级，SV 变更范围应能定位到 DO 级，并以图形和报告的方式展示，宜具备基于间隔的多个 IED 外部虚连接、过程层通信参数比对等功能；

f) 应能通过 SCD 中保护装置的 CRC 与对应装置 CCD 文件的 CRC 进行在线比对，实现 SCD 文件与装置 CCD 配置文件的一致性校验；

g) 应支持从保护装置调取 CCD、CID 文件；

h) 保护装置重启后，应能从保护装置调取 CCD 和 CID 文件，并向主站上送模型文件更新报告；

i) 应能根据实时报文发现与模型不匹配的异常，并向主站上送模型异常报告；

j) 应能导入过程层交换机输出的配置文件。

2.4.4.7.4.2 保护设备智能巡视

保护装置智能巡视功能应满足以下要求：

a) 保护设备智能巡视应充分利用保护及相关二次设备运行、配置等信息，自动巡视检查保护及二次设备是否存在异常，及时、准确的发现异常情况，实现支撑运维单位减少或者代替人工巡视的目的；

b) 智能巡视范围应至少涵盖各种保护装置、合并单元、智能终端、采集单元、过程层交换机等设备及其二次回路；

c) 应通过严密的、可验证的因果逻辑保证智能巡视结论准确、科学、可信，检验效果满足替代人工巡视的要求；

d) 保护设备智能巡视包括定期巡视和动态巡视；

e) 定期巡视按一个可设置的间隔时间自动开展，默认间隔为一天。定期巡视范围可设置，缺省为全站所有保护及相关二次设备。定期巡视的内容应包括但不限于全部人工巡视（含专业巡视）的内容。定期巡视应充分利用一次、二设备的运行信息以及定值、压板、版本、配置文件等配置信息，充分应用同源数据比对、虚回路监视、配置文件管控、一二次状态不对应与定值比对等在线监视和比对分析功能逻辑和结果，确保完整、准确的发现保护及二次设备异常。内容包括但不限于附录 G；

f) 动态巡视由设备状态变化触发、保证及时发现可能出现的异常。动态巡视范围应包括发生状态变化的设备可能影响到的全部设备，确保发现全部的异常情况。动态巡视的内容的要求与上一条定期巡视的内容要求一致。动态巡视的典型示例包括但不限于：保护设备重新上电后，应对该保护设备运行信息以及版本、定值、CCD 配置文件等配置信息的动态巡视；一次设备复电后，应启动与一次设备对应保护及相关二次设备的运行、配置等信息的动态巡视；

g) 应支持将巡视结果生成巡视报告文件，巡视报告格式定义参见附录 H；

h) 应支持巡视报告的展示，展示自动巡视项目的结果和以曲线、棒图等方式展示可设置周期内的巡视历史统计结果，且应支持报告预览打印和导出；

i) 当巡视完成无异常时，仅生成巡视报告文件、记录事件，不告警、不点亮光字牌；

j) 当巡视结果有异常时，应推送告警信息、点亮光字牌，应上送异常告警信息，并能响应主站召唤巡视报告文件请求；

k) 当巡视未能正常完成时，应推送告警信息、点亮光字牌，应上送异常告警信息；

1) 二次虚实回路在线监视、同源数据比对、一二次设备运行状态不对应等全部智能录波器高级功能生成的结论都应成为巡视功能模块的判据输入和历史数据。

2.4.4.7.4.3 保护设备智能定检

保护设备智能定检功能应满足以下要求：

a) 智能运检应利用在线和历史数据全部或部分校验定检所需的各子项目，通过对项目和时间等多个维度的细分和简洁、清晰的展示与提示，实现支撑按运维单位简化或替代人工定检的目的。

b) 智能定检应至少涵盖线路保护、变压器保护、母线保护、开关保护、合并单元、智能终端等保护类设备。

c) 智能定检应能实现保护装置与录波、报文间的逻辑关联、和同源数据比对、虚回路监视等功能模块结果输入的自动关联，并完成项目检验；

d) 智能定检主要包括自动定检和人工补充定检。

e) 自动定检应利用一次、二设备的运行信息，通过同源数据比对、虚回路监视、配置文件管控、一二次状态不对应与定值比对等在线监视和比对分析功能，以及装置开入开出的逻辑关系校验，实现对应的保护定检子项目的实时智能校验。还应：

1) 应按照在线监视和比对分析功能结果输入的颗粒度，设置自动定检子项目。如：220kV 线路保护的采样值检查、开关位置检查和出口跳闸检查子项目应按相设置；

2) 自动定检的项目包括但不限于：模拟量检验、开关量检验、CCD、CID 文件检查、定值检查、软压板检查、通道检验、开出及出口传动检验等；

3) 应通过严密的、可验证的因果逻辑保证自动定检结论准确、科学、可信，检验效果满足替代人工定检的要求（如失灵启动开出应与对应装置的开入形成逻辑关联）；对于因果逻辑不充分的，应只对充分的部分出具检验结论（如：线路故障跳闸时无法确定是否是另一套保护跳闸的，只应根据智能终端回采的 goose 信号出具保护至智能终端的出口虚回路正常的结论。而在不停电传动时才校验对应组别的智能终端的出口回路是

否正常)；

4)应充分预留与将来可实现的自动定检项目接口(例如外观检查的图形识别系统、直流电源检测系统等)；

f)无法通过自动定检实现的检验项目，应允许人工补充定检后手工录入。还应：

1)人工补充检验项目应依照检验规程和相关作业文件自动设置，还可由运行需求手工补充添加；

2)人工补充定检后的手工录入应分别记录检验时间、检验结果及备注，同时自动记录录入人和录入时间；

3)自动定检和人工定检的项目应合理分类配置，定检项目表单格式可参考附录 I；

g)应按照定检子项目动态管理保护设备的定检周期，满足精准检修的要求。包括：

1)应分别为每个定检子项目设置检验周期，上次检验时间、下次检验期限。每一个定检子项目检验完成并通过后应更新检验记录，并按检验周期重置下次检验期限；未通过的不断更新记录。

2)定检周期默认为三年，应支持人工设置定检周期；

3)装置的下次检验期限应取定检子项目中距离当前最近的下次检验期限。

h)智能定检结果应推送告警和待办任务、形成报告，上送主站，具体包括：

1)定检结果发生异常或近 3 个月有人工补充定检任务的，应及时推送告警和待办任务、点亮光字牌、发送告警报文至主站等客户端，应能通过清晰、直观、可视化的图形方式展示并提示异常信息。

2)应支持定检报告的展示，展示自动定检项目的结果和定检周期内的定检历史信息，还应列出人工定检项目，并支持人工输入检查结果，且应支持报告预览打印和导出。每项定检项目均应列出与定检周期到达时间的倒计时时间，并按倒计时时间由短到长排序。

2.4.4.7.4.4 二次检修辅助安措

二次设备检修辅助安措功能应满足以下要求：

a)应支持以图形化方式直观显示安全措施的状态，包括 GOOSE 虚回路连线、SV 虚回路连线、检修压板状态、GOOSE 压板状态、SV 压板状态等；

b)应支持根据选择检修设备和检修范围，提供受影响的虚回路、光纤回路以及压板；

c)可参照附录 E 和附录 K，实现一、二次设备运行状态监视、检修设备安全措施执行结果的校核及告警等功能；一二次设备间、不同二次设备间关联关系可参照附录 L 二次设备调度命名原则予以实现。

2.4.4.7.4.5 信息管理和综合分析

信息管理和综合分析功能应满足以下要求：

a)宜支持读取保护装置与采集单元以 XML 格式生成的定值文件、档案文件、告警文件、状态文件、CID 文件和 CCD 文件，实现档案信息、告警信息、状态信息和配置信息显示与定值管理等功能；

1)应能正确读取并显示定值文件中的定值文件描述、定值分组等信息；

2)应能正确读取并显示档案文件中的装置型号、软件版本、程序生成时间及校验码等装置基本信息，以及投运时间、插件更换情况等运维信息；

3)应能正确读取并显示告警文件中的告警信息原因分类及具体告警原因信息；

4)应能正确读取并显示状态文件中装置状态信息；

5)应能以全站列表方式生成、显示保护设备档案信息和 CCD 文件 CRC 码信息，并及时更新。

b)所有保护装置故障录波文件应以 COMTRADE 格式传送及存储；

c)应能对保护装置动作报告进行展示，展示方式可参考附录 M。

d)应能对故障录波文件进行波形分析；

e)应能自动收集厂站内一次故障的相关信息，整合为故障报告。内容包括一二次设备名称、故障时间、故障序号、故障区域、故障相别、录波文件名称等。整合报告的信息应该包括相关多套保护的报告、录波文件等信息，以及故障录波器的录波文件等。应该全面整合发生时间相近、故障发展相连的一次故障完整过程，故障类型包括但不限于：发展性故障，例如单相故障转多相故障、线路故障转开关故障或母线故障等，还比如单次雷击或其他灾害导致的多回线路、多个间隔设备的故障。

f)应能根据所采集的数据进行智能运维综合分析，将分析出的异常结果形成智能运维文件，并发送相应告警信息给主站，支持主站召唤文件查看具体异常内容。告警信息

点的定义见附录 C 表 C.7，智能运维文件格式定义参见附录 N。

2.4.4.7.6 保护装置接入

2.4.4.7.6.1 原则上要求智能运维管理模块与保护装置采用以太网方式通信。

2.4.4.7.6.2 在继电保护装置支持的情况下，智能运维管理模块应能够从装置正确取得各类运行信息，并实现信息的分类存储、检索，信息类别如下：

- a) 装置参数，包括软件版本、校验码、程序时间、IP 地址等；
- b) 保护装置定值区号（含运行定值区号和编辑定值区号）及各区分定值；
- c) 保护装置软压板；
- d) 保护装置采集的模拟量；
- e) 保护装置开关量状态；
- f) 保护装置出口动作信息；
- g) 保护装置启动和复归信息；
- h) 故障量，包括故障相别、故障测距、故障相电流、差动电流、零序电流、故障相电压、接地阻抗、相间阻抗等；
- i) 保护装置的告警信息；
- j) 在保护装置支持的情况下，应能召唤中间节点文件；
- k) 定值文件、档案文件、告警文件；
- l) 保护装置的其他信息。

2.4.4.7.6.3 主站召唤保护装置的装置参数、定值区号、各区分定值、软压板、模拟量、开关量、录波文件、历史信息时，若在主站端选择从装置召唤，则智能运维管理模块应立即召唤保护装置的相应信息、上送主站，不以本地数据库中已存数据响应。

2.4.4.7.6.4 保护定值的初始化方式可供用户选择，并支持以下两种方式：

以上一次召唤的定值作为基准；

或在智能运维管理模块中输入的装置定值作为基准。

2.4.4.7.6.5 应具备定值自动召唤（召唤周期可由用户设定）及定值核对功能，当发现当前区分保护定值与基准定值不对应时，应向主站发送定值不一致告警。

2.4.4.7.6.6 应能监视与保护装置的通信状态，并对通讯异常记录进行存储。通信状态改变时，应向主站发送相应事件。

2.4.4.7.6.7 检修状态要求

应具备对保护装置及管理单元自身进行“置检修态”操作的功能，并满足以下要求：

- a) 运行状态改变应主动上送主站系统；
- b) 保护装置或管理单元检修状态下，管理单元应在软件界面上进行标识；
- c) 置检修时，不影响管理单元对保护的通信；
- d) 检修状态下生成的信息为检修状态信息，保存在管理单元历史数据库，并带有检修品质向主站转发；

在管理单元或保护装置恢复运行状态后，管理单元不主动上送其检修状态下生成的信息。

2.4.4.7.6.8 在保护装置支持的前提下，主站可通过管理单元直接召唤保护装置中的历史信息（包括动作事件、告警信息）和故障录波，并执行同 5.1.8 的录波召唤策略。如保护装置不支持按时间段召唤录波列表或不支持区分故障录波和启动录波，则保护装置的所有录波均需保存在管理单元。

2.4.4.7.7 采集单元接入

管理单元能够从采集单元正确取得如下信息：

- a) 采集单元定值；
- b) 录波简报，在采集单元支持的情况下，录波简报应包括时间信息、故障类型、故障设备、测距结果、故障前后的电流、电压最大值、最小值，开关变位情况等；
- c) 录波文件列表，录波文件列表应包含一段时间内的录波文件名称的列表；
- d) 录波文件；
- e) 报文列表及报文。

管理单元应能监视管理单元与采集单元的通信状态，并对通信异常记录进行存储。通信状态改变时，应向主站发送告警信息。

当管理单元接入故障录波器时，也应按照以上要求执行。

管理单元应具备手动、周期和主动召唤报文列表的功能，当检测到 GOOSE 报文跳闸

信号变位时，应主动召唤对应报文。

2.4.4.7.8 信息存储

2.4.4.7.8.1 管理单元应采用数据库存储保护装置及采集单元信息，并实现灵活、方便、快速的数据查询和报表输出功能，以便相关人员进行各种数据统计和查询，制作各种报表。数据库应基于商业数据库建立，并满足接口标准、高效、界面友好、可靠性高、开放性好、易于扩展的要求。

2.4.4.7.8.2 管理单元应能通过软件实现就地的实时及历史数据查询，并具备导出历史信息 and 录波文件的功能。

2.4.4.7.8.3 管理单元必须为所连接的所有保护装置预留足够的缓存和信息存储空间，短时间内出现大量保护报文时不得丢失信息。

2.4.4.7.8.4 管理单元存储容量应采用当前主流服务器存储容量配置。当剩余容量小于 15% 时给出告警信息并执行删除策略。

2.4.4.7.8.5 管理单元配有网络存储器的情况下，管理单元需将网络存储器容量纳入管理单元容量管理范畴，网络存储器的通信状态需上送主站。网络存储器故障或异常，不应影响管理单元的正常运行。

2.4.4.7.9 与主站系统通信

2.4.4.7.9.1 与主站通信应遵循南方电网已发布的相关通信规范或工程实施规范。

2.4.4.7.9.2 负责管理单元与主站通信的每个以太网口只允许设定一个 IP 地址。

2.4.4.7.9.3 管理单元可以同时连接的主站数量应不少于 5 个，并能满足不同调度机构的信息定制及安全防护要求。

2.4.4.7.9.4 管理单元向主站端传送保护信息时，应保留保护报文的原始时标，报文的语义不得丢失，支持断点续传功能和多路数据转发功能。

2.4.4.7.9.5 管理单元配置发生变化时，管理单元应主动上送配置变化事件至主站。

2.4.4.7.9.6 管理单元宜支持主站对保护装置与采集单元的定值文件、档案文件、告警文件和 CID 文件的召唤。

2.4.4.7.10 设备与图形建模

管理单元可对站内设备进行图形建模，并将生成的文件传送至主站系统。管理单元图形建模应符合 Q/CSG 1203013-2016 中附录 A 的要求。

2.4.4.7.10.1 日志记录

管理单元日志类别

运行日志：管理单元在运行中的关键信息，保存时间不少于 3 个月；

操作日志：记录远方控制操作，永久保存；

维护日志：记录管理单元配置改变（修改管理单元配置时由管理单元自动写入日志）、软件升级历史，永久保存。

日志记录格式应符合 Q/CSG 1203013-2016 中附录 C 的要求。

单个日志文件的大小不大于 5MB。

2.4.4.7.10.2 远程维护

管理单元应支持远程维护，通过调度数据网远程对管理单元进行配置、调试、复位等。管理单元进入远程维护状态时，允许管理单元短时退出正常运行状态，但不能影响到各个接入设备的正常工作。

管理单元的远程维护功能可投退（缺省为退出），投退仅限于就地操作。

2.4.4.7.10.3 时间偏差管理

应能通过周期报告服务中的 TimeOfEntry 或 NTP 方式获取并存储保护装置、采集单元的时钟偏差。

应能支持响应主站时钟偏差请求。管理单元上送的保护装置、采集单元时间偏差建模在 SDDI 中。

2.4.4.7.10.4 通讯状态活跃监测及通信服务告警

应能记录与保护装置、采集单元的通信活跃时间（最后一次通信时间），并上送主站。通信活跃时间更新闭锁时间宜为 1 分钟。

当接收到保护装置、采集单元否定应答或响应超时，应向主站上送通信服务告警。

管理单元上送的保护装置、采集单元通讯状态活跃监测及通信服务告警建模在 SDDI 中。

2.4.4.7.11 录波及网分管理模块

2.4.4.7.11.1 图形显示要求

应能显示装置参数、运行及异常信息，默认状态下，相关的数值显示为二次值。

记录的报文（GOOSE、MMS、SV 等）应能以列表的形式展示。

用中文描述准确反映报文的实际内容。

告警信息应能在图形界面上显示。

应能展示报文分析的解析结果，解析结果能与 SCD、CID 文件关联，包括一、二次设备名称、线路名称、信号名称以及 IED 设备之间的通信关系。

2.4.4.7.11.2 事件记录要求

应具有事件记录功能，应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如装置动作元件、定值修改、装置复位、装置告警、装置异常等，事件记录时间分辨率不大于 1ms。

2.4.4.7.11.3 数据查询要求

应能查询 CID 历史文件；

应支持故障报文定位与查找功能；

应能根据动作时间、动作信息等查询历史报文；

应能按照故障类型进行故障录波文件查询；

应能按照时间段进行故障录波文件查询；

数据查询结果应能直接进行离线分析；

可根据录波文件自动检索未覆盖的对应连续报文记录。

2.4.4.7.11.4 数据导入导出要求

2.4.4.7.11.4.1 应支持导入 SCD、CID 文件。

2.4.4.7.11.4.2 数据导出

应能根据时间段导出报文的分析结果，导出格式应为*.xml 或*.html；

应能导出满足 NB/T 42015-2013 附录 A 要求的原始报文；

应能离线将暂态录波及连续报文数据以 COMTRADE 格式导出；

应能导出暂态录波文件和分通道文件。

2.4.4.7.11.5 数据管理要求

应具备就地分析功能并能就地显示分析结果。

支持数据直接导出至 USB 设备，可配置就地打印设备。

应提供装置级操作界面，可对该套装置进行数据查询和调用。对装置的操作（如用户登录等）以菜单形式实现并形成工况记录。应具有数据文件的管理列表，对历史数据进行查询、分析、打印、导出等管理。能够根据时间、类型等关键字对存储的数据进行查询。

2.4.4.7.11.6 离线分析

2.4.4.7.11.6.1 离线分析应采用图形化界面。

2.4.4.7.11.6.2 报文分析软件功能

应具备网络流量、报文统计、报文收发关系等信息显示功能；

应具有 5.3.7 中的所有报文分析功能；

GOOSE 报文显示界面应包括 GOOSE 报文列表、GOOSE 动作信息列表、GOOSE 异常信息列表等内容；

SV 报文显示界面应包括 SV 报文列表、SV 告警信息列表、SV 曲线图、SV 到达间隔统计等内容；

MMS 报文分析

应能显示 MMS 链路列表、MMS 报文列表；

应能对 TCP 连接请求、连接建立、连接销毁进行分析；

应能对所有的 MMS 报文内容进行分析，分析内容包括：捕获时间、MMS 服务类型、MMS 报文内容等。

2.4.4.7.11.6.3 波形分析软件功能

应具有编辑功能，提供波形的显示、迭加、组合、比较、剪辑、添加标注等分析工具，可选择性打印；

应具有单端测距、双端测距、谐波分析、阻抗分析、功率分析、向量分析、差流分析、变压器过激磁分析、非周期分量分析等高级分析功能；

应具有谐波分析、序分量分析、向量分析等功能，能将记录的电流、电压及导出的

阻抗和各序分量形成矢量图，并显示阻抗变化轨迹；

应具有故障的计算分析功能，能计算频率、有功功率、无功功率、功率因数、差流、过激磁和阻抗等导出量。

2.4.4.7.12 采集单元

2.4.4.7.12.1 基本要求

2.4.4.7.12.2 采集单元应能记录直流量，直流电压回路接入智能录波器时应经过空气开关隔离。

2.4.4.7.12.3 采集单元应完成数据采集、分析处理、异常判定、故障分析、数据记录、数据远传等相关功能，就地显示装置应完成界面显示、配置管理、离线波形文件展示与打印等相关功能。

2.4.4.7.12.4 采集单元应具备与主站的远程交互接口，可实现与远端主站系统的信息交互。

2.4.4.7.12.5 采集单元不应变电站通信网络产生任何影响，除组播管理注册协议报文外，不应向过程层网络发送任何报文。采集单元在出现故障、死机或断电的情况下，不应网络产生影响。

2.4.4.7.12.6 采集单元应能记录智能终端收到及输出跳合闸命令的反馈信息。

2.4.4.7.12.7 采集单元应有独立的 DC/DC 变换器，电源模块应设置监视回路，电源异常时应闭锁装置并发出告警信号。

2.4.4.7.12.8 在直流电源开合过程中、直流回路一点接地情况下、在直流电源电压缓慢或突然变化过程中，装置不应误动作；直流消失时，应有输出触点启动告警信号；当直流电源电压恢复正常时，应能自动恢复正常运行。

2.4.4.7.12.9 采集单元应具有在线自检功能，除出口继电器外，任一元件损坏时，自动检测回路应能发出告警或异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块（插件）。

2.4.4.7.12.10 采集单元应具备 IRIG-B 码对时和自守时功能。

2.4.4.7.13 安全性

采集单元的数据安全性应满足以下要求：

采集单元的定值、告警记录、报文数据、录波数据应具有掉电保持功能；

按采集单元上的任意一个开关或按键不应丢失或抹去已记录的信息；

采集单元在运行情况下不得出现死机现象。

2.4.4.7.14 通信要求

采集单元应具备上送定值、故障信息报告、告警、波形文件功能。

采集单元与管理单元等装置通信发生了异常或中断，在重新建立连接后装置应能根据管理单元等装置的召唤，上送相应波形列表。

采集单元应能响应管理单元等装置对设定时间段内录波列表的召唤、异常报文列表的召唤，应能响应管理单元等装置通过 DL/T 860 文件服务对录波列表和异常报文列表内任一文件的召唤。

采集单元建模参见附录 0，装置厂商应提供 ICD 文件，完整的装置说明文档，包括模型一致性说明文档、协议一致性说明文档、协议补充信息说明文档等。

2.4.4.7.15 异常情况告警

面板指示灯

采集单元操作面板上应有运行工况指示，至少包括运行、异常、录波、对时等指示灯，指示灯定义见表 2.28。

表 2.28 面板指示灯定义

面板指示灯	颜色	状态	含义	备注
运行	绿	非自保持	亮：运行正常；灭：装置故障。	装置运行状态标识
异常	红	非自保持	亮：自检异常；灭：自检正常。	装置自检异常标识
录波	绿	非自保持	亮：正在录波；灭：录波完成。	录波启动状态标识
对时	绿	非自保持	亮：对时正常；灭：对时异常。	装置对时状态标识

采集单元应有录波启动、装置异常、装置失电报警硬接点信号输出。

采集单元应能通过 MMS 机制向至少 8 个客户端上送告警信息，告警信息记录应带时标，时间精确到 1ms。

2.4.4.7.16 定值要求

2.4.4.7.16.1 定值形式及内容

采集单元定值及内容应满足以下要求：

采集单元定值采用二次值；

采集单元功能投退应设置控制字；

采集单元定值名称不应随控制字的投退而改变；

采集单元定值分为设备参数定值、录波参数定值、间隔定值、频率定值，定值项表单见附录 P。附录 P 表 P.1 设备参数定值根据该表备注要求设置，表 P.2、P.3 和 P.4 定值宜采用默认值，采集单元应根据现场运行要求对默认值进行编辑修改；

一次元件参数分为线路参数、变压器参数，参数项表单见附录 Q。附录 Q 表 Q.1 线路参数根据该表备注要求设置，表 Q.2、Q.3 和 Q.4 的变压器参数根据现场实际情况设置；

采集单元的定值清单应按以下顺序排列：

设备参数定值（见表 P.1）；

录波参数定值（见表 P.2）；

间隔定值（见表 P.3）；

频率定值（见表 P.4）；

线路参数（见表 Q.1）。

2.4.4.7.16.2 采集单元电流定值最小值应不大于 $0.05I_n$ 。

2.4.4.7.16.3 启动元件投退

启动元件可设置投入退出，每种功能的每个分项功能宜设置一个控制字。

2.4.4.7.17 故障录波功能要求

2.4.4.7.17.1 采集单元应包含暂态记录与稳态记录功能，暂态记录包括暂态录波记录与异常报文记录，稳态记录包括稳态录波记录与连续报文记录。

2.4.4.7.17.2 采集单元应有足够的启动元件，并在系统发生故障时可靠启动。采集单元应具有记录动作序号的功能。采集单元启动录波后应能提供简要的故障信息报告，包括：故障元件、故障类型、故障时刻、故障电流、启动量和故障测距结果，报告格式可参考 Q/CSG 1203040-2017 中附录 A。故障录波启动性能要求应满足 Q/CSG 1203040-2017 中 5.3.4 要求。

2.4.4.7.17.3 当电网或大机组有扰动时采集单元自动启动暂态记录过程，并按以下要求记录：

A 时段：大扰动开始前的状态数据，输出原始记录波形及有效值。记录数据可整定，可整定范围不小于 0.1s。

B 时段：大扰动后的状态数据，输出原始记录波形及有效值。记录时间可整定，可整定范围不小于 3s。

第一次启动，符合内置判据任一条件自动启动，按 A-B 时段顺序执行。

重复启动：在已启动记录的过程中，如又满足新的自启动条件，则重新进入 B 时段重复执行。

当完成 B 时段的记录且无新的自动启动条件被满足时，经不小于 0.1s 的延时后，自动停止暂态数据记录。

模拟量满足越限启动条件后，应以 A-B 时段启动一次触发记录，该模拟量越限状态保持过程中不应再作为启动条件。

2.4.4.7.17.4 故障录波功能应满足 DL/T 553-2013 及 Q/CSG 1203040-2017 规范的要求。

2.4.4.7.17.5 采集单元应支持由启动元件启动录波和手动启动录波功能。启动元件可通过控制字整定。

2.4.4.7.17.6 多个 MU 以异步方式运行时，以点对点方式或经延时可测交换机，采集单元记录不同 MU 之间相位关系应与输入一致。

2.4.4.7.17.7 采集单元应能记录电流、电压、开关量。

2.4.4.7.17.8 采集单元应具有直流信号接入功能。

2.4.4.7.17.9 采集单元应具有录取 220V 直流量的功能，通道输入阻抗不小于 5 兆欧；

2.4.4.7.17.10 采集单元接入的直流电压通道应不小于 4 路。

2.4.4.7.17.11 采集单元应具备对 25 次及以下谐波分析功能：

模拟量采集模块的分析误差不应超过 5%。

当点对点方式下 SV 失步（SmpSynch=False）时，12 次及以下谐波分量测量误差应不

超过 5%；其他情况下 25 次及以下谐波分量测量误差应不超过 5%。

2.4.4.7.17.12 采集单元的录波数据传输功能

可远方调阅装置的录波文件和启动录波。

可远方按文件列表有选择地调用装置的录波文件。

节能、节电设置不得影响正常通信功能。

2.4.4.7.17.13 采集单元应根据导入的 SCD 文件，自动识别 IED 名称、GOCB/SVCB 配置与通道信息，并生成缺省录波通道名称。

2.4.4.7.17.14 采集单元应支持手动编辑录波通道名称。

2.4.4.7.17.15 录波通道中的一次设备、二次设备名称应以调度命名为准，没有调度命名的设备以现场标志牌为准。

2.4.4.7.17.16 采集单元应能支持不少于 64 个字节长度的通道名称，示例参见附录 L。

模拟量通道名称采用[电压等级][一次设备名称][电气量通道类型]三部分组合进行规范化命名，通过“_”下划线（半角）间隔，如图 2.11 所示。模拟量通道名称如：

母线电压：500kV_#1 母线_Ua；

线路间隔电流和开关电流：500kV_贺罗 I 线_Ia、500kV_贺罗 I 线 5013 开关_Ia；

采用线路 TV 时，线路对地电压：500kV_天平 I 线_ULa。

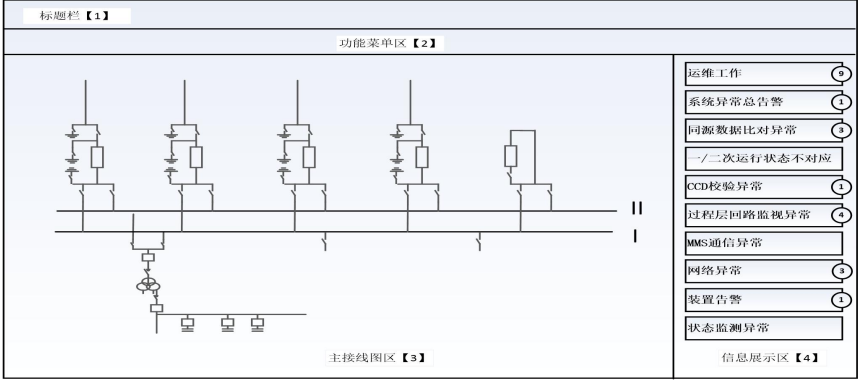


图 2.11 模拟量通道命名原则

开关量通道名称采用[电压等级][一次设备名称][开关量动作名称]三部分组合进行规范化命名，通过“_”下划线（半角）间隔，如图 2.12 所示。开关量通道名称如：500kV_天平 I 线_差动保护 A 相跳闸，开关量动作名称规则依据南方电网保护设备的技术规范要求。

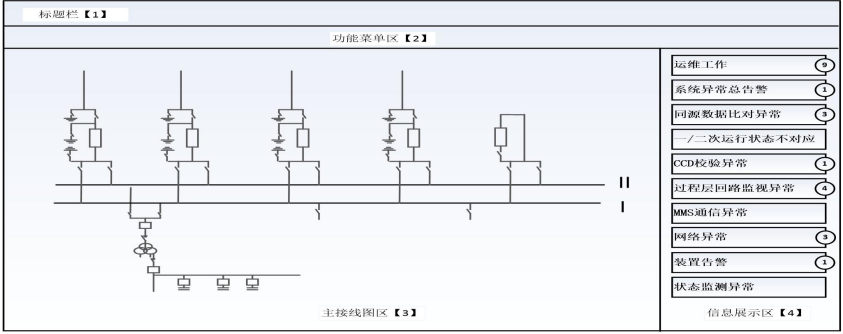


图 2.12 模拟量通道命名原则

2.4.4.7.17.17 采集单元可根据预设定值条件，按间隔生成成分通道录波文件。录波文件和分通道文件按 DL/T 553-2013 要求执行。

2.4.4.7.17.18 录波文件、报文数据文件目录映射及命名参见附录 0.5 的要求。

2.4.4.7.18 网络分析功能要求

2.4.4.7.18.1 采集单元应能对 GOOSE、MMS、SV 报文进行实时分析，装置的报文分析功能应包括通信过程分析、网络状态诊断、报文一致性检查、报文内容分析和异常情况告警等。

2.4.4.7.18.2 采集单元应根据变电站的 SCD 文件对报文的编码结构及内容进行一致性分析。

2.4.4.7.18.3 采集单元应具有异常报文记录功能，当检测到报文满足附录 R 中的任一条件时，应按附录 R 的要求保存报文。

2.4.4.7.18.4 GOOSE 报文实时分析

GOOSE 报文实时分析应满足以下要求：

采集单元应能对 GOOSE 报文进行实时解析，提取报文中的开关量状态信息以及动作信息。

采集单元应能对所有 GOOSE 通信进行分析，包括：GOOSE 报文结构分析、内容分析、StNum 与 SqNum 变化规律分析等。

采集单元应能对 GOOSE 动作进行分析，对于 GOOSE 报文中数据集发生变位，智能录波器应根据 SCD 文件或 CID 文件展示数据集变位所表示的动作信息。

2.4.4.7.18.5 SV 报文实时分析

SV 报文实时分析应满足以下要求：

采集单元应能对 SV 采样值报文进行实时解析，计算 SV 采样值报文中电流、电压量的有效值。

采集单元应能对所有的 SV 报文进行分析，分析内容包括：报文结构分析、报文内容分析等。

采集单元应能从不低于 MU 标称采样率的报文中计算有效值，并实时描绘波形图。

2.4.4.7.18.6 通信过程分析

采集单元应根据监控到的报文对报文通信过程进行分析：

采集单元应能监视过程层、站控层网络（包括 SV、GOOSE 节点）报文流量、帧速、通信中断、通信恢复等；

采集单元应能实时监视网络中节点的增加和删除、报文流量、帧速、通信状态等，给出预警信息。

2.4.4.7.18.7 IED 通信状态告警

采集单元应能对所有 IED 的通信状态进行诊断，当固定时间内没有收到任何报文，则判定为 IED 通信超时（中断）告警。

2.4.4.7.18.8 网络流量统计

网络流量统计功能应满足以下要求：

采集单元应能分别统计 GOOSE、MMS 和 SV 报文的流量；

采集单元应能按照源 MAC 地址或目的 MAC 地址统计报文流量；

采集单元应能按照源 IP 地址或目的 IP 地址统计报文流量。

2.4.4.7.18.9 网络流量异常告警

网络流量异常告警功能应满足以下要求：

采集单元应能监测 GOOSE、SV 网络中的报文流量异常的情况；流量异常的报文速率阈值可设置；对于 SV 网络报文流量异常阈值为正常负荷的 1.1 倍，GOOSE 网络报文流量异常阈值可设置；

采集单元应能监测网络风暴；在网络中存在风暴时，采集单元应能识别、记录分析并告警。

2.4.4.7.19 数据管理要求

2.4.4.7.19.1 暂态记录数据、稳态录波数据的存储介质应独立配置，异常报文记录数据、连续报文记录数据应分区存储，异常报文记录数据不应影响暂态录波数据记录。

2.4.4.7.19.2 数据输出格式应满足 DL/T 553 及 Q/CSG 1203040-2017 的要求，采集单元输出的 HDR 与 DMF 文件格式应满足 Q/CSG 1203040-2017 附录 A 和附录 D 的要求。

2.4.4.7.19.3 采集单元的数据记录时间以报文的第一个比特的到达时间为准，应能根据数据接入方式（点对点、组网）自动或人工干预方法追溯数据的产生时间。

就地显示应具有如下 5.2.4 中所要求的功能。

2.4.4.7.20 安全可控功能要求

装置的功能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

装置核心功能、算法实现不依赖于操作系统。

装置整体功能（二次系统可视化、智能运维、网络报文记录与分析、故障录波记录与分析）以及整体性能（采样精度、频率测量准确度、通信能力、测距精度等）应与现有装置基本持平。

2.4.4.8 网络安全要求

应符合《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》（国家发改委 14 号令）、《电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范》（国能安全〔2015〕36 号）、《电力行业信息安全等级保护基本要求》（电监信息〔2012〕62 号）、《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》（Q/CSG1204009）等相关要求，并满足以下具体要求

宜采用经安全认证的自主可控安全操作系统；

应满足 Q/CSG1204009《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》中所对应的安全等级的等级要求。

2.4.4.9 试验

2.4.4.9.1 型式试验

在下列任一情况下，装置须进行型式试验：

2.4.4.9.1.1 新产品研发或定型前。

2.4.4.9.1.2 产品正式投产后，如遇设计、工艺材料、元器件有较大改变，经评估影响装置性能或安全性时。

2.4.4.9.1.3 当装置软件有较大改动时，应进行相关的功能试验或模拟试验。

2.4.4.9.1.4 执行有关规定时。

2.4.4.9.1.5 正常试验大气条件：

a) 环境温度： $+15^{\circ}\text{C}\sim+35^{\circ}\text{C}$ ；

b) 相对湿度：45%~75%；

c) 大气压力：80kPa~106kPa。

在上述正常试验大气条件下，应对如下项目逐条进行型式检验：

温度影响；

温度贮存；

功率消耗；

过载能力；

主要功能、技术性能；

静态模拟；

动态模拟；

电磁兼容性能；

直流电源影响；

绝缘性能；

耐湿热性能；

连续通电；

机械性能；

结构与外观；

安全（仅测量保护接地连续性和安全标志检查）

2.4.4.9.2 出厂试验

每套装置均应进行出厂试验，经质量检验部门确认合格后方可出厂，并应具有证明产品合格的出厂证明书。投标方提供的设备试验标准应符合 IEC 及国标、行标的有关规范。

在设备交货之前在投标方厂内进行下列工厂试验项目，以表明设备符合本技术条件书规定的要求。招标方代表参加作为试验见证。

装置工厂试验项目如下：

2.4.4.9.2.1 结构和外观检查

2.4.4.9.2.2 基本功能试验

a) 装置中各种功能的试验

b) 数据采集系统的精度和线性度范围试验

c) 硬件系统自检

d) 硬件系统时钟校核

e)通信检查

f)开关量输入输出回路检查

以上试验的结果应满足以上第三章～第六章的各项技术要求。

2.4.4.9.2.3 110kV 及以上电压等级智能站按要求开展组网出厂验收调试工作。各供应商除完成所供装置的单体出厂测试外，还应配合集成商按实际工程搭建典型间隔的模拟测试环境，完成过程层网络、SCD、智能录波器功能等项目的整体调试。

2.4.4.9.2.4 连续通电试验

2.4.4.9.3 现场试验及调试

装置运到工地安装完毕，招标方会通知投标方专家到场参加设备调试。

调试完毕后，投标方向招标方提供设备调试报告。

在调试过程中，若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况，投标方应负责更换。

2.4.5 变电站站时间同步系统

2.4.5.1 技术要求

2.4.5.1.1 时间同步系统组成

2.4.5.1.1.1 时间同步系统有多种组成方式，其典型形式有基本式、主从式、主备式三种，推荐使用主备式。

2.4.5.1.1.2 主备式时间同步系统由两台主时钟、多台从时钟和信号传输介质组成，用以授时设备或系统，见图 2.13。

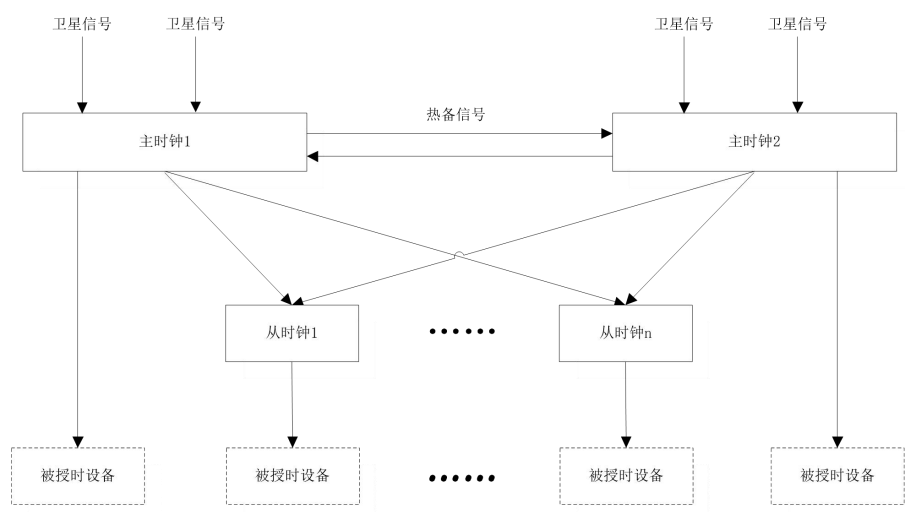


图 2.13 主备式时间同步系统的组成

2.4.5.1.1.3 变电站时间信号传输介质应保证时间同步装置发出的时间信号传输到被授时设备/系统时，能满足它们对时间信号质量的要求，一般可在下列几种传输介质中选用。

a) 同轴电缆

用于室内高质量地传输 TTL 电平时间信号，如 1PPS、1PPM、1PPH、IRIG-B（DC）码 TTL 电平信号，传输距离不长于 150m。

b) 屏蔽控制电缆

屏蔽控制电缆可用于以下场合：

传输 RS-232C 串行口时间报文，传输距离不长于 15m；

传输静态空接点脉冲信号，传输距离不长于 150m；

传输 RS-422，RS-485，IRIG-B（DC）码信号，传输距离不长于 150m。

c) 音频通信电缆

用于传输 IRIG-B（AC）码信号，传输距离不长于 1km。

d) 光纤

用于远距离传输各种时间信号和需要高准确度对时的场合。主、从时钟之间的传输宜使用光纤。同屏的主、从时钟之间可不使用光纤。

e) 双绞线

用于传输网络时间报文，传输距离不长于 100m。

用于在保护室内传输 RS-232 接口信号、传输距离≤15 m。

用于在保护室内传输 RS-422、RS-485、20mA 电流环接口信号、传输距离≤150m。

2.4.5.1.2 时间同步系统的配置

2.4.5.1.2.1 各电压等级的变电站的时间同步系统必须统一配置，站内各业务系统使用统一的时间同步系统。

2.4.5.1.2.2 时间同步系统时钟源采用天基授时为主，地基授时为辅的模式。应采用北斗对时方式。

2.4.5.1.2.3 主时钟、从时钟宜采用模块化配置方式，输出信号的功能及性能应满足被授时设备的要求。

2.4.5.1.2.4 主时钟、从时钟应采用统一的信息接口和数据模型，满足站端时间同步状态监测要求。

2.4.5.1.2.5 装置应对独立时间源的有效性进行判别，宜依据独立时间源信号有效性标志、时间相位连续性、时间报文连续性等合理有效的状态进行综合判断和处理。

2.4.5.1.2.6 时间同步系统可选配同步监测功能，实现对被授时装置和时间同步装置的时间同步监测要求。

2.4.5.1.2.7 不同电压等级的变电站时间同步系统的配置见表 2.29。

表 2.29 变电站时间同步系统的配置

变电站等级	时间同步的组成方式
110kV 及以上	主备式
35kV 变电站	基本式或主从式

2.4.5.1.2.8 主时钟的基本配置

2.4.5.1.2.8.1 内置高稳晶体钟或原子钟；

2.4.5.1.2.8.2 内置接收机（含天馈线）或者内置卫星导航接收机（含天馈线）

2.4.5.1.2.8.3 输入接口：

a) 2 路卫星输入接口；

b) 2 个 IRIG-B（DC）输入接口；

c) 1 个上级有线时间基准 PTP 输入接口（以太接口，光接口或电接口）（可选）；

d) 1 路网管接口；

e) 装置优先选择卫星授时信号为时间基准，当卫星授时信号无效时，自动选择外部时钟源作为基准。当卫星授时信号无效，同时也无外部时钟源时，装置应根据内部时钟产生对时信息；

f) 当外部时间基准信号从消失到恢复，装置应自动切换到正常状态工作，切换时间应小于 2min（切换时间指从接收到正常的外部时间基准信号到完成切换，恢复正常运行的全过程时间）。切换时主时钟输出的时间同步信号不得出错：时间报文不得有误码，脉冲码不得多发或少发。

2.4.5.1.2.8.4 输出接口：

a) IRIG-B（DC）电口输出不小于 16 路；IRIG-B（DC）光口输出不小于 8 路；

b) 脉冲输出不小于 16 路；

c) NTP 输出不小于 2 路；

d) PTP 输出不小于 2 路（以太接口，光接口或电接口）（可选）。

2.4.5.1.2.8.5 通信接口：

应具备至少 2 路通信网口（以太接口，光接口或电接口），支持 DL/T 860 或 DL/T 634.5104 标准建模。

2.4.5.1.2.9 从时钟的配置

2.4.5.1.2.9.1 内置高稳晶体钟；

2.4.5.1.2.9.2 2 路 IRIG-B（DC）光口或电口输入；

2.4.5.1.2.9.3 2 路 PTP 输入（以太接口，光接口或电接口）；

2.4.5.1.2.9.4 1 路网管接口

2.4.5.1.2.9.5 输出接口类型及数量：

- a) IRIG-B（DC）电口输出不小于 32 路；IRIG-B（DC）光口输出不小于 8 路；
- b) 脉冲输出不小于 16 路；
- c) NTP 输出不小于 2 路；
- d) PTP 输出不小于 2 路（以太网接口，光接口或电接口）（可选）；
- e) 串口输出 8 路口（可选）。

2.4.5.1.2.9.6 通信接口：

应具备至少 2 路通信网口（以太网接口，光接口或电接口），支持 DL/T 860 或 DL/T 634.5104 标准建模。

2.4.5.1.2.10 平均无故障间隔时间（MTBF）：在正常使用条件下应不小于 25000h。

可维修性：采用更换损坏部件维修的办法，时间同步装置本体和时间信号输出扩展装置的平均维修时间（MTTR）不大于 30min。正常使用条件下无须维护。使用寿命不得少于 15 年。

2.4.5.1.2.11 时间同步装置本体及时间信号输出扩展装置采用尺寸为标准的 19 英寸 N*U 工业机箱，均为机架式，嵌入式安装，高度可为 1U~4U，结构为插件式背后接线方式。

2.4.5.1.3 时间同步装置组成

2.4.5.1.3.1 时间同步装置主要由接收单元、时钟单元和输出单元三部分组成，如图 2.14。



图 2.14 时间同步装置的基本组成

2.4.5.1.3.2 接收单元

2.4.5.1.3.2.1 时间同步装置的接收单元以接收的无线或有线时间基准信号作为外部时间基准。

2.4.5.1.3.2.2 主时钟的接收单元由天线、馈线、低噪声放大器（可选）、防雷保护器（可选）和接收器等组成，天线与馈线应可分离，且其连结点应具有防尘、防水、防震等措施。

2.4.5.1.3.2.3 从时钟的接收单元由输入接口和时间编码（如 IRIG-B 码）的解码器组成。

2.4.5.1.3.2.4 主时钟的接收单元能同时接收至少两种外部时间基准信号，其中一种应为无线时间基准信号，这些时间基准信号互为热后备。

2.4.5.1.3.2.5 从时钟的接收单元能同时接收两路有线时间基准信号，这些时间基准信号互为热后备。

2.4.5.1.3.3 时钟单元

2.4.5.1.3.3.1 时钟单元应能接收两路无线时间基准信号及两台主时钟互联的热备信号，同时监测各个时间基准信号的运行状态和与本地时钟的钟差。利用基准信号选择判据进行基准源选择，根据所选基准源的偏差结果调整本地时钟，基准信号选择判据见《Q/CSG1203023 南方电网数字及时间同步系统技术规范》附录 F。

2.4.5.1.3.3.2 本地时钟单元在进行计算和调整时应满足以下要求：

- a) 装置内部应具备时源钟差测量功能，钟差是每个有效的外部时源与本地时钟的时间差，测量表示范围应覆盖年月日时分秒毫秒微秒纳秒。
- b) 基准信号选择判据的前提是参与选择的外部时间信号属于独立时间源，彼此没有相关性。
- c) 在采用基准信号选择判据时，外部时间源的进入和退出不应引起输出时间的跳变。
- d) 在非初始化状态调整本地时钟单元偏差时，应采用逐渐逼近方式调整，步长不应超过 200ns/s。
- e) 守时状态时，本地时钟应能保持一定的时间准确度，并输出时间同步信号和时间

信息。外部时间基准信号恢复后，在满足基准信号选择判据的条件下，时钟单元自动结束守时状态，并被牵引入跟踪锁定状态。在牵引过程中，应采用逐渐逼近方式调整，步长不应超过 200ns/s。时钟单元在此过程中仍能输出正确的时间同步信号和时间信息。这些时间同步信号应不出错，时间信息应无错码，脉冲码应不多发或少发。

2.4.5.1.3.3.3 时钟单元的频率源可根据时间准确度的要求，选用温度补偿石英晶体振荡器、恒温控制晶体振荡器或原子频标等。

2.4.5.1.3.4 输出单元

输出单元输出各类时间同步信号和时间信息、状态信号和告警信号，也可以显示时间、状态和告警信息。输出的时间同步信号应符合 4.7 的规定。

2.4.5.1.4 时间同步装置的功能要求

2.4.5.1.4.1 主时钟可输出脉冲信号、IRIG-B 码、串行口时间报文和网络时间报文、PTP 时间报文等；

2.4.5.1.4.2 从时钟作为主时钟的扩展输出装置，可以单独输出一种时间同步信号，也可同时输出多种时间同步信号；

2.4.5.1.4.3 应输出用于检测的 1PPS 脉冲信号（TTL 电平）；

2.4.5.1.4.4 在失去外部时间基准信号时具备守时功能；时间同步装置本体和时间信号输出扩展装置内部应具备时间保持单元，当接收到外部时间基准信号时，主时钟被外部基准信号同步；当接收不到外部时间基准信号时，保持一定的走时准确度，使输出的时间同步信号仍能保证一定的准确度。时间保持单元的时间准确度应优于时间准确度应优于 1 μ s/h（12 小时）；

2.4.5.1.4.5 具有输入或输出端传输延时补偿功能；

2.4.5.1.4.6 如输出 NTP 或 SNTP、PTP 时间同步信号，不同网络接口之间应实现物理隔离；

2.4.5.1.4.7 输出信号之间应互相电气隔离，装置的电源输入和所有输出不应与装置内部弱电回路有电气联系；

2.4.5.1.4.8 具有自复位能力；时间同步装置复位时应不输出时间同步信号，复位后应能恢复正常工作；

2.4.5.1.4.9 面板上应有下列信息显示：

- a) 电源状态指示；
- b) 时钟同步信号输出指示灯（正常：1PPS 同步闪烁；故障：熄灭或常亮）；
- c) 外部时间基准信号状态指示；
- d) 当前使用的时间基准信号；
- e) 年、月、日、时、分、秒（北京时间）；
- f) 故障信息。

2.4.5.1.4.10 应有下列告警接点输出：

- a) 电源中断告警；
- b) 故障状态告警（至少包含主用时钟属性、卫星授时信号接收机运行状态、卫星失步、IRIG-B 码失步等）。

2.4.5.1.4.11 具有本地日志保存功能，且存储不少于 200 条，能够对时间源日期跳变进行记录；

2.4.5.1.4.12 状态信息应采用 DL/T860 标准建模。

2.4.5.1.4.13 装置在实现基准信号选择判据时，可采用预设优先级方式进行多源切换或采用加权式多源综合计算算法。

2.4.5.1.4.14 装置应具备闰秒、闰日的处理功能，能接受上级时源给出的闰秒预告信号并正确执行和输出。

2.4.5.1.4.15 特殊情况下，装置的核心部件（如守时时钟）宜采用双电路设计。

2.4.5.1.4.16 装置应满足《GA 1800.1-2021 电力系统治安反恐防范要求 第 1 部分：电网企业》的相关要求，具备防干扰安全防护与隔离措施，具备常规电磁干扰信号入侵监测和实时告警能力、卫星信号拒止条件下高精度时间同步保持和干扰信号安全隔离能力，并承诺结合国家出台的相关标准，免费升级防干扰和隔离功能模块。

2.4.5.1.5 时间同步装置的性能要求

2.4.5.1.5.1 电源

2.4.5.1.5.1.1 交流电源

- a) 电压：220V，允许偏差为-20%~+15%；
- b) 频率：50Hz，允许偏差±5%；
- c) 交流电源波形为正弦波，谐波含量小于 5%。

2.4.5.1.5.1.2 直流电源

- a) 电压：220V、110V、48V，允许偏差为-20%~+15%；
- b) 直流电源电压纹波系数小于 5%。

2.4.5.1.5.1.3 供电方式

应采用独立双直流电源供电方式。具备双电源模块的双重化装置，装置 A 从直流 I 段取一路电源，装置 B 从直流 II 段取一路电源，装置的两个电源模块共用直流屏的一路电源，在屏内用空开分开。具备双电源模块的单装置，两个电源模块由直流屏同一段电源的不同空开供电。

2.4.5.1.5.2 绝缘性能

2.4.5.1.5.2.1 绝缘电阻

- a) 除非另有规定，考核绝缘性能的大气条件应符合 3.1 的要求；
- b) 用电压等级为 500V 的兆欧表测量各回路之间的绝缘电阻，应符合下述规定：
- c) 所有导电回路与地(或与地有良好接触的金属框架)间的绝缘电阻应不小于 20MΩ；
- d) 无电气联系的各导电回路间的绝缘电阻应不小于 20MΩ。

2.4.5.1.5.2.2 介质强度试验

应符合 GB/T 13729-2002 中 3.6.2 的规定。

2.4.5.1.5.3 耐湿热性能

装置应能承受 GB/T 2423.3-2016 规定的恒定湿热试验：温度+40℃±2℃，相对湿度 93%±3%，试验持续时间 48h。在试验结束前 2h 内，测量各导电回路与外露非带电部位及外壳之间、无电气联系的各回路之间的绝缘电阻，应不小于 1.5MΩ。

2.4.5.1.5.4 机械性能

2.4.5.1.5.4.1 振动（正弦）

—振动响应：装置应能承受 GB/T 11287-2000 中 3.2.1 规定的严酷等级为 1 级的振动响应试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中 8.4 规定的要求。

—振动耐久：装置应能承受 GB/T 11287-2000 中 3.2.2 规定的严酷等级为 1 级的振动耐久试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中 8.4 规定的要求。

2.4.5.1.5.4.2 冲击

—冲击响应：装置应能承受 GB/T 14537-1993 中 4.2.1 规定的严酷等级为 1 级的冲击响应试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中 8.4 规定的要求。

—冲击耐久：装置应能承受 GB/T 14537-1993 中 4.2.2 规定的严酷等级为 1 级的冲击耐久试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中 8.4 规定的要求。

2.4.5.1.5.4.3 碰撞

—装置应能承受 GB/T 14537-1993 中 4.3 规定的严酷等级为 1 级的碰撞试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中 8.4 规定的要求。

2.4.5.1.5.5 电磁兼容性

2.4.5.1.5.5.1 静电放电抗扰度

装置应能承受 GB/T 17626.2-2018 中规定的严酷等级为Ⅳ级静电放电试验，在技术规范内，性能正常。

2.4.5.1.5.5.2 射频电磁场辐射抗扰度

装置应能承受 GB/T 17626.3-2016 中规定的严酷等级为Ⅳ级射频电磁场辐射试验，在技术规范内，性能正常。

2.4.5.1.5.5.3 电快速瞬变脉冲群抗扰度

装置应能承受 GB/T 17626.4-2018 中规定的严酷等级为Ⅳ级电快速瞬变脉冲群试验，在技术规范内，性能正常。

2.4.5.1.5.5.4 浪涌（冲击）抗扰度

装置应能承受 GB/T 17626.5-2019 中规定的试验等级为Ⅳ级浪涌（冲击）试验，在技术规范内，性能正常。

2.4.5.1.5.5.5 工频磁场抗扰度

装置应能承受 GB/T 17626.8-2006 中规定的试验等级为Ⅳ级工频磁场试验，在技术规范内，性能正常。

2.4.5.1.5.5.6 脉冲磁场抗扰度

装置能承受 GB/T 17626.9-2011 中规定的试验等级为Ⅳ级脉冲磁场试验，在技术规范内，性能正常。

2.4.5.1.5.5.7 阻尼振荡磁场抗扰度

装置应能承受 GB/T 17626.18-2016 中规定的试验等级为Ⅲ级或Ⅳ级阻尼振荡磁场试验，在技术规范内，性能正常。

2.4.5.1.5.5.8 振荡波抗扰度

装置应能承受 GB/T 17626.12-2013 中规定的严酷等级为Ⅲ级或Ⅳ级振荡波试验，在技术规范内，性能正常。

2.4.5.1.6 时间同步输入信号

时间同步装置输入接口应包括卫星天线接口、有线时间基准接口。装置通过卫星天线接口与卫星接收天线相连；通过有线时间基准接口与有线时间基准线缆相连。

2.4.5.1.6.1 卫星授时信号

- a) 接收灵敏度：捕获 ≤ -130 dBm，跟踪 ≤ -140 dBm；
- b) 时间准确度：优于 $1\mu\text{s}$ (1PPS，相对于 UTC)。
- c) 捕获时间：热起动时， $< 2\text{min}$ ；冷起动时， $< 20\text{min}$
- d) 接收天线：
 - 增益： $\geq 30\text{dB}$ ；
 - 工作温度范围： -40°C 至 $+70^{\circ}\text{C}$ ；
 - 允许最大相对湿度：100%，不结露。

2.4.5.1.6.2 PTP

- a) 支持 IEC 61588 网络测量和控制系统的精密时钟同步协议。
- b) 具备 E2E 和 P2P 两种授时模式；
- c) 支持用户数据报 (UDP) 和 IEEE 802.3/Ethernet 映射；
- d) 支持基于 MAC 的组播方式；
- e) 支持一步、两步工作模式；
- f) 支持双网对时及 BMC；
- g) 支持硬件报文过滤；
- h) 支持 PTP 从时钟对时状态的监测；
- i) 支持的事件报文包含 Sync、Delay_Req、Pdelay_Req、Pdelay_Resp；
- j) 支持的通用报文包含 Announce、Follow_Up、Delay_Resp、PDelay_Resp_Follow_Up；
- k) 时间准确度： $\leq 1\mu\text{s}$ 。

2.4.5.1.7 时间同步输出信号

时间同步输出信号有脉冲信号、IRIG-B 码、串行口时间报文、网络时间报文等几种。

2.4.5.1.7.1 脉冲信号

脉冲信号应支持 IPPS、IPPM、IPPH 或可编程脉冲信号等。其输出方式有 TTL 电平、静态空接点、RS-422、RS-485 和光纤等。技术参数如下：

2.4.5.1.7.2 脉冲宽度：

10ms~200ms。

2.4.5.1.7.3 TTL 电平

- a) 准时沿：上升沿，上升时间 $\leq 100\text{ns}$ ；
- b) 上升沿的时间准确度：优于 $1\mu\text{s}$ ；

2.4.5.1.7.3.1 静态空接点

静态空接点与 TTL 电平信号的对应关系为接点闭合对应 TTL 电平的高电平，接点打开对应 TTL 电平的低电平，接点由打开到闭合的跳变对应准时沿。

- a) 准时沿：上升沿，上升时间 $\leq 1\mu\text{s}$ ；
- b) 上升沿的时间准确度：优于 $3\mu\text{s}$ ；
- c) 隔离方式：光电隔离；
- d) 输出方式：集电极开路；
- e) 允许最大 Vce 电压：220VDC；
- f) 允许最大 Ice 电流：20mA。

2.4.5.1.7.3.2 RS-422，RS-485

- a) 准时沿：上升沿，上升时间 $\leq 100\text{ns}$ ；

b) 上升沿的时间准确度：优于 1μs。

2.4.5.1.7.3.3 光纤

a) 使用光纤传导时，亮对应高电平，灭对应低电平，由灭转亮的跳变对应准时沿。

b) 秒准时沿：上升沿，上升时间 ≤100ns；

c) 上升沿的时间准确度：优于 1μs。

2.4.5.1.7.3.4 IRIG-B 码

IRIG-B 码应符合 IRIG Standard 200-04 的规定，并含有年份和时间信号质量信息（参照 IEEE C37.118-2005），其时间为北京时间。

2.4.5.1.7.3.4.1 IRIG-B（DC）码

a) 每秒 1 帧，包含 100 个码元，每个码元 10ms；

b) 脉冲上升时间：≤100ns；

c) 抖动时间：≤200ns；

d) 秒准时沿的时间准确度：优于 1μs；

e) 接口类型：TTL 电平、RS-422、RS-485 或光纤；

f) 使用光纤传导时，灯亮对应高电平，灯灭对应低电平，由灭转亮的跳变对应准时沿；

g) 采用 IRIG-B000 格式。

2.4.5.1.7.3.4.2 IRIG-B（AC）码

a) 载波频率：1kHz；

b) 频率抖动：≤载波频率的 1%；

c) 信号幅值（峰峰值）：高幅值为 3V~12V 可调，典型值为 10V；低幅值符合 3:1~6:1 调制比要求，典型调制比为 3:1；

d) 输出阻抗：600Ω，变压器隔离输出；

e) 秒准时点的时间准确度：优于 20μs；

f) 采用 IRIG-B120 格式。

2.4.5.1.7.3.4.3 串行口时间报文

2.4.5.1.7.3.4.3.1 串行口参数

a) 波特率为 1200，2400，4800，9600，19200bit/s 可选，缺省值为 9600bit/s；

b) 数据位 8 位，停止位 1 位，偶校验。

2.4.5.1.7.3.4.3.2 串行口时间报文格式

报文发送时刻：每秒输出 1 帧。帧头为 #，与秒脉冲（1PPS）的前沿对齐，偏差小于 5ms；波形见图 2.15。

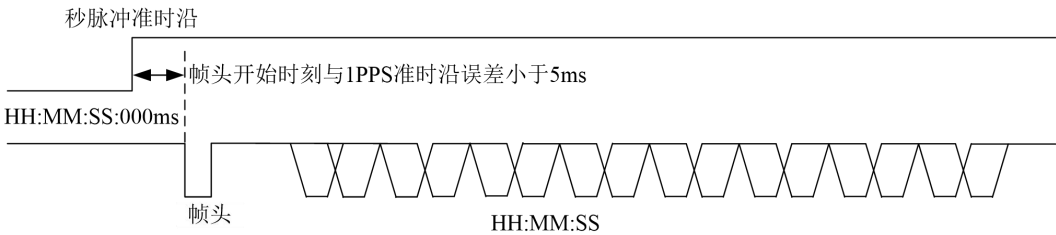


图 2.15 串口通信波形

2.4.5.1.7.3.4.3.3 串行口接口

a) RS-232C

电气特性符合 GB/T 6107-2000；

表 2.30

针的编号	RS-232C 信号
1	空
2	数据接收 RXD
3	数据发送 TXD
4	空
5	信号地 GND

6~9	空
-----	---

b) RS-422

见 GB/T 11014-1989。

c) RS-485

见 ANSI/TUA/EIA 485-A-1998。

d) 光纤

使用光纤传导时，亮对应高电平，灭对应低电平。

2.4.5.1.7.4 网络时间同步

2.4.5.1.7.4.1 工作模式：客户端/服务器；

2.4.5.1.7.4.2 网络接口：电缆接口或光缆接口；

2.4.5.1.7.4.3 支持以下协议：

a) RFC1305 (NTP)；

b) RFC2030 (SNTP)；

2.4.5.1.7.4.4 时钟处于跟踪锁定状态时，其时间准确度应满足表 2.31 要求。

表 2.31 工作在客户端模式下时钟准确度要求

局域网	优于 10ms
广域网	优于 500ms

2.4.5.1.7.5 PTP 时间同步

PTP 网络时间同步的功能和性能应符合 DL/T1100.2-2021 的规定。

2.4.5.1.7.5.1 支持 IEC 61588 网络测量和控制系统的精密时钟同步协议。

2.4.5.1.7.5.2 具备 E2E 和 P2P 两种授时模式；

2.4.5.1.7.5.3 支持用户数据报 (UDP) 和 IEEE 802.3/Ethernet 映射；

2.4.5.1.7.5.4 支持基于 MAC 的组播方式；

2.4.5.1.7.5.5 支持一步、两步工作模式；

2.4.5.1.7.5.6 支持双网对时及 BMC；

2.4.5.1.7.5.7 支持硬件报文过滤；

2.4.5.1.7.5.8 支持 PTP 从时钟对时状态的监测

2.4.5.1.7.5.9 支持的事件报文包含 Sync、Delay_Req、Pdelay_Req、Pdelay_Resp；

2.4.5.1.7.5.10 支持的通用报文包含 Announce、Follow_Up、Delay_Resp、PDelay_Resp_Follow_Up。

2.4.5.1.7.5.11 授时精度：≤1μs

2.4.5.1.7.6 时间同步信号、接口类型与时间同步准确度的对照

为保证时间同步的准确度及信号传输的质量，被授时设备或系统可按表 2.32 选用不同信号接口。时间同步准确度要求优于 1μs 时，传输电缆长度应控制在 15m 之内。

表 2.32 时间同步信号、接口类型与时间同步准确度的对照

接口类型	光纤	RS-422, RS-485	静态空接点	TTL	AC	RS-232C	F/E(电/光)
1PPS	1 μs	1 μs	3 μs	1 μs	—	—	—
1PPM	1 μs	1 μs	3 μs	1 μs	—	—	—
1 PPH	1 μs	1 μs	3 μs	1 μs	—	—	—
串口时间报文	5ms	5 ms	—	—	—	5 ms	—
IRIG-B (DC)	1 μs	1 μs	—	1 μs	—	—	—
IRIG-B (AC)	—	—	—	—	20 μs	—	—
NTP	—	—	—	—	—	—	10ms
PTP	—	—	—	—	—	—	1 μs

2.4.5.1.8 守时性能

装置正常同步 2 小时后，在守时 12 小时状态下的时间准确度应优于 1μs/h。

2.4.5.1.9 时间同步管理及日志功能

2.4.5.1.9.1 时间同步装置(主时钟和扩展装置)应具有符合国际规范的管理接口协议，为时间同步状态监测和管理系统的部署提供统一规范，以满足对时间同步管理和故障分析需求。网管接口类型为以太网接口，光接口或电接口，协议类型为 104、MMS 或其他。

2.4.5.1.9.2 时间同步装置（主时钟和扩展装置）的时间同步在线检测功能应具备状态自检和状态信息上传功能，判断各外部时间源的实时状态并正确选择时间源。

2.4.5.1.9.3 时间同步装置（主时钟和扩展装置）的时间同步在线检测功能应具备日志记录功能。

2.4.5.1.10 时钟天线布设要求

2.4.5.1.10.1 时钟天线应安装在室外，尽可能安装在屋顶开阔和无视野遮挡的位置，保证周围较大的遮挡物（如树木、铁塔、楼房等）对天线的遮挡不超过 30 度，天线竖直向上的视角应大于 120 度。

2.4.5.1.10.2 为避免反射波的影响，天线应远离周围尺寸大于 20 厘米的金属物 2 米以上。

2.4.5.1.10.3 不要将天线安装在其他发射或接收设备附近，不要安装在微波天线的下方、高压线缆的下方，避免其他发射天线的辐射方向对准天线。卫星天线应与任何发射天线在水平及垂直方向上至少保持 3 米的距离。

2.4.5.1.10.4 两个或多个天线安装时要保持 2 米以上的间距，应将多个天线安装在不同地点，防止互相干扰。

2.4.5.1.10.5 为保证天线本身的安全，天线安装的屋顶附近应安装避雷器，天线的安装应与避雷针保持水平 5 米以上的距离，不可高出避雷针的高度，以避免雷击。

2.4.5.2 制造工艺的一般要求

2.4.5.2.1 柜体

2.4.5.2.1.1 柜内所安装的元器件应有型式试验报告和合格证。装置结构模式由插件组成插箱或屏柜。插件、插箱的外形尺寸应符合 GB3046.1 的规定。装置中的插件应牢固、可靠，可更换。屏柜包括所有安装在屏上的插件、插箱及单个组件应满足防震要求。插件、插箱应有明显的接地标志。所有元件应排列整齐，层次分明，便于运行、调试、维修和拆装，并留有足够的空间。

2.4.5.2.1.2 柜体防护等级 IP30 级，选用高强度钢组合结构，并充分考虑散热的要求。

2.4.5.2.1.3 所有端子为压接型阻燃端子。电流回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。CT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接各保护装置的输入与输出回路。一个端子只允许接入一根导线。端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并应留有 20% 的备用端子，直流电源的正负极不应布置在相邻的端子上。屏内配接线端子采用优质可靠端子。遥信、遥控端子排分段设置并相互隔开。

2.4.5.2.1.4 屏柜采用前、后开门，前门为带玻璃防护的单开门，后门为双开门。结构尺寸为 2260×800×600mm（高度(h)×宽度(w)×深度(l)）。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。端子接线位于后门。导线的颜色代号基本上应该与制造厂的标准一致。柜体颜色统一为 RAL7035。引线应该加套，这些套的颜色就作为相序的代号：

2.4.5.2.1.5 交流回路中的相序是：

A 相黄色

B 相绿色

C 相红色

中性线淡蓝色

2.4.5.2.1.6 在直流回路中：

＋（正极） 褐色

－（负极） 蓝色

2.4.5.2.1.7 屏柜均有足够的支撑强度，应提供说明书，以保证能够正确起吊、运输、存放和安装设备，且应提供地脚螺栓孔。

2.4.5.2.1.8 屏内的顶板上不宜装设照明灯，如装有交流 220 伏、20 瓦的白炽灯，应经专用交流空气开关手动控制，禁止采用门控开关控制。

2.4.5.2.1.9 屏面应清洁，并涂有一层底漆和两层面漆，以防止在运输、仓储和运行中的腐蚀和锈蚀。屏与屏的内外应清洁，应无灰尘、划痕及油污识别。

2.4.5.2.1.10 屏上的所有设备均应有铭牌或标签框，以便于识别，铭牌应该固定在屏的表面或屏内显目的地方，铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成、铭牌为白底，其上为黑

色的粗体字，并用中文标注，铭牌的尺寸：400X60mm。

2.4.5.2.1.11 由厂家负责敷设的网线应整齐，走向合理、布线美观。

2.4.5.2.2 电子回路

2.4.5.2.2.1 为了预防外部和/或内部的过电压引起误动作，在电子电路中应该使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

2.4.5.2.2.2 电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

2.4.5.2.2.3 电子电路的外部连接应该用连接器进行。

2.4.5.2.2.4 应该用电线槽进行布线，如果采用其他的布线系统则应由招标方审批这种布线系统。

2.4.5.2.2.5 为了防止误动作和/或拒动，在屏内应该有消除过电压发生的电路，交流回路和直流回路都应该有预防外部过电压和电磁干扰或接地的措施。

2.4.5.2.2.6 每块印刷电路板应该整个涂上漆以防潮气和灰尘侵入。

2.4.5.2.3 防雷与接地

2.4.5.2.3.1 在主时钟的天线接口处应安装最大放电电流不小于 15kA (8/20 μ s) 的相应的信号 SPD。

2.4.5.2.3.2 在规定的传输频率范围内，信号 SPD 插入损耗绝对值在频率大于 2.2MHz 时应 ≤ 0.3 dB，在频率小于等于 2.2MHz 时应 ≤ 1.3 dB。

2.4.5.2.3.3 信号 SPD 的传输速率不应小于被保护设备的传输速率，驻波比应不大于 1.2，误码率应 $\leq 1 \times 10^{-9}$ ，脉冲宽度中点处正负脉冲幅度比： ≥ 0.95 ，响应时间不应大于 10ns。

2.4.5.2.3.4 信号电涌保护器 SPD 应连接在被保护设备的信号端口上。信号电涌保护器 SPD 输出端与被保护设备的输入端口相连。信号电涌保护器 SPD 宜安装在屏柜内，固定在设备机架上或附近支撑物上。

2.4.5.2.3.5 信号电涌保护器 SPD 接地端宜采用截面积不小于 2.5mm² 的铜芯导线与屏柜内局部等电位接地端子板连接，接地线应平直。

2.4.5.2.3.6 屏柜下方应设置两根铜排，其截面不小于 100mm²，一根保护地铜排与屏体相连，一根等电位铜排与屏体绝缘。接地铜排预留接地线安装孔洞。屏内的接地铜排应就近用不小于 100mm² 铜导线接到二次接地铜排上。各种 SPD 的接地线就近引接至屏内的接地铜排。

2.4.5.2.3.7 屏柜内设备的金属外壳应可靠接地，屏（柜）的门等活动部分应与屏（柜）体良好连接。

2.4.5.2.4 设备布置

2.4.5.2.4.1 在主控室安装一面主时钟屏柜，屏内安装两套主时钟，时间扩展装置根据变电站设备对时接口的实际需求进行配置。主时钟的两套卫星天线安装在主控室屋顶上，两台主时钟接收的时间基准信号互为备用。

2.4.5.2.4.2 分布式或就地式保护室、35kV、10kV 高压室内可安装一面时间同步信号扩展屏（根据工程实际要求，如屏柜位置不足，可与其它设备混合组屏）。扩展屏通过光缆与主控室主时钟屏相连，接收时间基准信号，输出本室所需各类型时间同步信号。

2.4.5.3 试验和验收

本项目的试验内容应包括：型式试验、工厂验收、现场验收两部分组成，只有都完全通过招标方委托的测试单位以及建设单位参与的验收测试后，方能认为本项目的设备验收合格。

2.4.5.3.1 型式试验

投标方应提供装置的型式试验报告。

2.4.5.3.2 工厂试验（FAT）

2.4.5.3.2.1 工厂验收试验应按照招标方确认的试验大纲进行，包括功能试验和稳定性试验。单个设备的试验可由投标方自行完成，并向招标方提交试验报告。全系统的试验必须由招标方在场见证。

2.4.5.3.2.2 功能试验

a) 该试验主要是对本标书中所描述的设备的功能和技术要求的测试，检查是否满足所规定的要求；

b) 试验内容主要包括设备的启动、重新启动、初始化、设备间的通信、时间基准信

号切换、电源切换、故障排除等。

2.4.5.3.2.3 稳定性试验

在主时钟和时间同步信号扩展装置分别通过验收试验后，按本标书的附图要求互联后，进行 72 小时的连续运行。

2.4.5.3.2.4 在工厂验收试验期间，投标方应提供所需的检验、维护、测量、试验和记录的设备。

2.4.5.3.3 现场调试和现场试验（SAT）

2.4.5.3.3.1 现场调试

a) 设备运到现场安装完毕，招标方会通知投标方人员到场参加设备调试。

b) 在调试过程中，若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况，投标方应负责更换。

2.4.5.3.3.2 现场试验

a) 现场验收应在所有设备安装调试完毕，且设备准备投入试运行前进行，必须按《南方电网数字及时间同步系统技术规范》要求进行验收测试，并出具书面测试报告。

b) 现场验收应在工厂系统试验完全完成的基础上进行。

在验收开始前二周相应的安装调试单位应提出 SAT 验收大纲供招标方认可，投标方予以配合。

2.4.6 安全稳定控制

2.4.6.1 额定电气参数

2.4.6.1.1 直流电源

a) 额定电压：220V、-48V（放在通信机房的保护相关设备）；

b) 允许偏差：-20%~+15%；

c) 纹波系数：不大于 5%；

d) 开入电压：弱电开入额定电压不低于 24V，强电开入 220V。

2.4.6.1.2 交流回路

a) 常规采样

1) 交流电流（ I_n ）：1A（5A）；

2) 交流电压 U_n ：100 或 $100/\sqrt{3}$ V；

b) 频率：50Hz。

2.4.6.1.3 功耗

每套装置交流电压回路：不大于 1VA/相；每套装置交流电流回路： $I_n=1A$ 时，不大于 0.5VA/相； $I_n=5A$ 时，不大于 1VA/相

2.4.6.1.4 过载能力

2.4.6.1.4.1 交流电流回路

连续：2 倍额定电流；10 秒：10 倍额定电流；1 秒：40 倍额定电流

2.4.6.1.4.2 交流电压回路

连续：1.2 倍额定电压；10 秒：1.4 倍额定电压

2.4.6.1.5 冲击电压

在正常试验大气条件下，装置的交直流输入回路、输入输出触点等各电路对地，以及电气上无联系的各独立电路之间，应能承受 GB/T14598.3 规定的峰值为 5kV（强电回路）或 1kV（弱电回路）的 $1.2/50 \mu s$ 标准雷电波的冲击电压试验。试验后，装置应无绝缘损坏，性能应符合本规范中的各项规定。

2.4.6.1.6 装置出口继电器的动作时间 < 5 毫秒。

2.4.6.1.7 输出接点要求

用于跳合闸回路：最大运行电压 160V/320V，连续运行电流 5A，触点容量 30W（直流有感回路 $T=5 \times 10^{-3}$ ）。

用于信号回路：最大运行电压 160V/320V，连续运行电流 3A，触点容量 10W（直流有感回路 $T=5 \times 10^{-3}$ ）。

2.4.6.1.8 设备工频耐压

交流回路对地 2kV/分，直流回路对地 1.5kV/分，交流回路对直流回路 2kV/分，浪涌

电压冲击试验 5kV 1.2/50s。

2.4.6.1.9 电磁兼容

2.4.6.1.9.1 辐射电磁场干扰：III 级（10V/m）

2.4.6.1.9.2 快速瞬变干扰

严酷等级为 A 级（通信端口 2 kV，其他端口 4kV）。

2.4.6.1.9.3 脉冲群干扰

III级：1MHz 和 100kHz 脉冲群干扰试验（第一半波电压幅值共模为 2.5kV，差模为 1kV）。

2.4.6.1.9.4 静电放电干扰：III级（接触放电 6kV）

2.4.6.1.9.5 射频场感应的传导骚扰

能承受调制前电压电平为 140 dBV 或 10 V 的射频传导骚扰试验。

2.4.6.1.10 绝缘电阻

在正常试验大气条件下，装置各独立电路与外露的可导电部分之间，以及电气上无联系的各独立电路之间，用电压为直流 500V 的测试仪器测定装置的绝缘电阻值不小于 100MΩ。

2.4.6.1.11 介质强度

在正常试验大气条件下，装置能承受 GB/T14598.3 规定的交流电压为 2kV（强电回路）或 500V（弱电回路）、频率为 50Hz 历时 1min 的介质强度试验，而无击穿和闪络现象。

2.4.6.2 机械性能

振动：I 级；冲击和碰撞：I 级。

2.4.6.3 技术性能

2.4.6.3.1 防误性能

2.4.6.3.1.1 装置应具备完善的外部防误设计，当外部任一输入输出回路发生异常时，不应引起装置误动作。

2.4.6.3.1.2 装置应具备完善的自身防误设计，当自身任意元器件（出口继电器除外）发生异常时，不应引起装置误动作。

2.4.6.3.2 直流电源

装置直流电源电压在 0.8~1.15UN 的范围内变化时，设备应能正常运行。

在直流电源开合过程中、直流回路一点接地情况下、在直流电源电压缓慢或突然变化过程中，装置不应误动作。当直流电源电压恢复正常时，装置应能自动恢复正常运行。

每套装置应有独立的 DC-DC 变换器，当直流电源电压突然消失然后恢复正常时，装置 DC/DC 变换器应有自恢复功能。

直流电源在纹波系数不大于 5%时，装置应能正确动作。

装置电源应采用优质的电源模块，投标方应明确其无故障连续运行时间。

2.4.6.3.3 装置的硬件组成应模块化，各模块具有良好的可扩展性。

2.4.6.3.4 装置具有对交直流系统操作和大气过电压以及系统谐波有抗干扰能力。在暂态谐波分量影响下，装置不应出现误动、拒动、动作时间延长、测量精度降低等情况。

2.4.6.3.5 装置应有自检监测功能。当任一元件故障或损坏时，装置应能发出告警信号，并指示出故障部分，必要时相关功能应闭锁。

2.4.6.3.6 装置直流逻辑输入回路必须通过光电耦合元件或转换继电器以便与外部回路相隔离以防干扰引入装置内。无论是开关量输入还是输出，计算机与外部的信号交换都须经光电隔离，不得有直接电的联系。

2.4.6.3.7 CPU 应能自动复归：当 CPU 因受干扰进入死循环或“死”机后，应由硬件检查，并发出 CPU 复归信号，让装置重新进入正常工作状态。

2.4.6.3.8 低通滤波：装置交流模拟量输入回路应加低通滤波，把高频分量滤除；并可进一步采取数字滤波。

2.4.6.3.9 装置的输出信号回路应配有磁保持或机械保持的信号继电器或其它信号保持装置。

2.4.6.4 各品类装置的关键功能技术要求

2.4.6.4.1 通用关键功能技术要求

2.4.6.4.1.1 各类安自装置的所有软、硬件设计均应满足《南方电网公司反事故措施》（最新版）。

2.4.6.4.1.2 各类安自装置均应满足《电力监控系统网络安全防护导则》（GB/T 36572）和《电力二次系统安全防护技术规范》（Q/CSG 110005）的相关技术要求。

2.4.6.4.1.3 各类安自装置均应满足“调控一体化”相关技术要求：硬件平台性能能满足《广东电力系统安全自动装置全息存储与交互规范》（Q/CSG-GPG 2 12 013），实现远程监视和控制；配置必要的通讯模块或插件，用以接入安自信息管理系统；不少于4个用于“调控一体化”功能的以太网口。

2.4.6.4.1.4 各类安自装置均应满足《广东电力系统安全自动装置定值文件存储规范》（广电办系〔2020〕35号）。

2.4.6.4.1.5 各类安自装置均应满足《广东电力系统稳控装置厂站间通信规约（2022版）》（广电办系〔2022〕14号）。

2.4.6.4.1.6 安全可控要求

以下凡提及满足“安全可控”要求的品类，均应满足以下条款：

装置采用安全可控操作系统或开源操作系统；

装置的主体软件程序完全由投标方自主研发；

装置所有的硬件（元器件、柜体所有零部件等）均满足安全可控的技术要求。

2.4.6.4.2 安全稳定控制站

2.4.6.4.2.1 安全稳定控制站的功能逻辑要求应满足《广东电力系统安全自动装置标准化管理要求（主网篇）》（广电调控方〔2014〕74号），以及由广东电网公司印发的相应年度《广东电力系统安全稳定控制系统改造方案》。

2.4.6.4.2.2 用于切负荷功能的安全稳定控制站，如无特殊要求，功能逻辑要求应满足《2020～2021年东莞地区安全稳定控制站通用协同控制策略方案》（广电调控〔2020〕110号）。

2.4.6.4.3 安全稳定控制执行站

2.4.6.4.3.1 用于切负荷功能的安全稳定控制执行站，应满足《广东电网切负荷执行站装置设计标准（2019版）》（广电办系〔2019〕1号）的设计要求。

2.4.6.4.3.2 用于切除新能源送出线路功能的安全稳定控制执行站，应满足《广东电网新能源执行站稳控装置设计标准（2022版）》（广电办系〔2022〕6号）的设计要求。

2.4.6.4.4 35kV及以下备自投装置

2.4.6.4.4.1 35kV及以下备自投装置应满足《广东电网10kV备自投标准化设计要求（2020版）》（广电办系〔2020〕7号）的设计要求。

2.4.6.4.4.2 35kV及以下备自投装置应满足“安全可控”技术要求。

2.4.6.4.5 频率电压紧急控制装置

2.4.6.4.5.1 频率电压紧急控制装置应满足《广东电网低频低压减负荷装置设计标准（2021版）》（广电办系〔2021〕9号）的设计要求。

2.4.6.4.5.2 频率电压紧急控制装置应满足“安全可控”技术要求。

2.4.6.5 制造工艺的一般要求

2.4.6.5.1 结构要求

2.4.6.5.1.1 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

2.4.6.5.1.2 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

2.4.6.5.1.3 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.6.5.2 涂漆和防锈

2.4.6.5.2.1 除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外，其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为0.04毫米到0.1毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆，使干膜的厚度达到0.127毫米到0.178毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

2.4.6.5.2.2 所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。

2.4.6.5.2.3 屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有半光泽的表面层。

2.4.6.5.3 屏柜

2.4.6.5.3.1 为了提高运行的可靠性，设备应采用成套插入式结构。

2.4.6.5.3.2 屏柜采用柜式、前后开门（或前开门旋转式）结构，正面应带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm² 的多股软铜线可靠连接。

2.4.6.5.3.3 屏柜采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠；屏柜采用前开门旋转式结构时，装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转角度不小于 135°。

2.4.6.5.3.4 外引接线端子排应置于屏柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150mm。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350mm。

2.4.6.5.3.5 前后开门结构屏体应用厚度为 2.5mm 的钢板制作，前开门旋转式结构屏体应用厚度为 3.2mm 的钢板制作。

2.4.6.5.3.6 屏体应设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，且应安装容易、控制电缆的进出连接、检查和维护方便。

2.4.6.5.3.7 本体屏柜采用前后开门结构时，屏体尺寸 2260×800×600mm；屏柜采用前开门旋转式结构时，屏体尺寸 2260×800×800mm；屏体的颜色 RAL7035。

2.4.6.5.3.8 通信屏柜采用前后开门结构，屏体尺寸 2260×600×600mm；屏体的颜色 RAL7035。

2.4.6.5.3.9 稳控跳信机应为机架式 1U 机箱，尺寸为 436.5×43.5×250mm。

2.4.6.5.3.10 连接片的开口端应装在上方，并满足：连接片在落下过程中必须和相邻连接片有足够的距离，保证在操作连接片时不会碰到相邻的连接片；连接片在扭紧螺栓后能可靠地接通回路；穿过屏的连接片导电杆必须有绝缘套，并距屏孔有明显距离；连接片在拧紧后不会接地。

2.4.6.5.3.11 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300mm。

2.4.6.5.4 低压回路的布线

2.4.6.5.4.1 布线

内部配线的额定电压为 1000V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.5 mm²，但对于 CT、PT 回路的截面应不小于 2.5 mm²。

导线应无划痕和损伤。投标方应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

投标方应对所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性全面负责。所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

若屏内具有加热器，端子和电加热器或电阻器之间的连接引线不能使用非耐热绝缘铜线。电加热器或电阻器附近的导线，应采用瓷管套着的裸导线，或使用耐热的导线。

2.4.6.5.4.2 屏内布线时，不应使接点处于不利的角度或者温度升高的地方。

2.4.6.5.4.3 在可运动的地方布线，如跨越门或翻板的连接导线，必须采用多股铜芯绝缘软导线，留有一定长度裕量，并采用缠绕带等予以保护，以免产生机械损伤，同时还应有固定线束的措施。

2.4.6.5.4.4 接线端子

所有端子的额定值为 1000V、10A，压接型端子。

元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头；冷压连接要求牢靠、接触良好。

电流、电压回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。各支路电流、电压模拟量的接入端子均使用试验端子；装置中的强、弱电开入量接入端子（有相应压板的端子除外）应使用试验端子；除上述两种情况，其余均使用普通端子。

一个端子只允许接入一根导线，不允许两根线压接在一起。当遇到两根线需要并接的情况时，应使用双进双出端子。

端子应有明显的编号，端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并应至少留有 20%的备用端子，且留有备用端子排以供设计时作转接或过渡用。

各回路之间、正负电源之间、电源回路与其它端子之间要设置空端子隔离。跳、合

闸引出端子与正电源适当隔开，至少间隔 1 个端子。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。

端子排应牢固固定，使其不因振动、发热等而松动，同时应能方便地进行检查和维护。

2.4.6.5.4.5 颜色代号

导线的颜色代号应与制造厂的标准一致。投标方应提交制造厂的颜色代码标准，导线颜色在合同签订后由招标方最终决定。引线应加套，套的颜色作为相序的代号。

交流回路：A 相黄色，B 相绿色，C 相红色，中性线淡蓝色。

直流回路：正极褐色，负极蓝色。

2.4.6.5.5 电子回路

2.4.6.5.5.1 为预防外部或内部过电压引起装置误动作，电子电路中应使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

2.4.6.5.5.2 电子电路和电气回路之间在路径上应保持合理的间隙。

2.4.6.5.5.3 电子电路的外部连接应使用连接器。

2.4.6.5.5.4 应使用电线槽进行布线。若采用其他的布线系统，则应经招标方审批。

2.4.6.5.5.5 为防止装置不正确动作，屏内应有消除过电压发生的电路，交流和直流回路都应有接地或预防外部过电压和电磁干扰的措施。

2.4.6.5.5.6 每块印刷电路板均应经防潮气和灰尘侵入处理。

2.4.6.5.6 接地

屏柜下部应设有截面不小于 100mm² 的专用的接地铜排母线，屏柜上的设备或装置应有接地端子，并用截面不小于 4mm² 的多股绝缘铜绞线或电缆接至专用的接地铜排母线，达到“一点接地”的要求。

2.4.6.5.7 屏柜的铭牌

2.4.6.5.7.1 铭牌应固定在屏的表面或屏内醒目的地方。

2.4.6.5.7.2 铭牌应用透明的丙烯酸树脂制成。

铭牌应为白底，其上为黑色的粗体字，并用中文标注。

2.4.6.6 试验

试验包括型式试验、动模试验、出厂试验和现场试验。试验项目和内容深度必须符合本文件第 3 章所有引用标准的具体要求。

投标方应提供行业级或国家级检测机构出具的产品型式试验和动模试验（例如 RTDS）通过报告。

2.4.6.6.1 型式试验

下列任一情况下，投标方须在行业级或国家级检测机构处对装置进行型式试验：

2.4.6.6.1.1 新设计投产的成套装置（包括转厂生产），在鉴定前应进行新产品定型型式试验。

2.4.6.6.1.2 连续生产的装置应每 4 年对出厂检验合格的装置进行一次型式试验。

2.4.6.6.1.3 当改变制造工艺或主要元件而影响屏的性能时，均应对首批投入生产的合格品进行型式试验。

2.4.6.6.2 动模试验

下列任一情况下，投标方应根据招标方提出的动模试验项目内容，在行业级或国家级检测机构处开展投标产品的动模试验，且试验前应通知招标方到场见证：

2.4.6.6.2.1 新设计投产的成套装置（包括转厂生产），在鉴定前应进行新产品定型的动模试验。

2.4.6.6.2.2 连续生产的装置，在标准软件程序作了任何改动后应进行一次动模试验。

2.4.6.6.2.3 当改变制造工艺或主要元件，而影响屏的性能时，均应对首批投入生产的合格品进行动模试验。

2.4.6.6.3 出厂试验

每套装置均应进行出厂试验，经质量检验部门确认合格后方可出厂，并应出具证明产品合格的出厂证明书。

设备交货之前均应在投标方厂内进行工厂试验，以表明设备符合本文件规定的要求。

必要时招标方代表参加，作为试验见证。

投标方应具备齐全、灵活的测试程序和手段，并应提供设备硬件、软件功能、通信通道、防误措施等方面的测试报告。

2.4.6.6.4 现场试验

2.4.6.6.4.1 设备运到安装现场后，投标方应安排相关专业技术人员到场技术指导和安全监督。

2.4.6.6.4.2 设备安装完毕后，投标方应安排相关专业技术人员到场配合设备调试。调试过程中，若发现设备存在元器件损坏或不正常工作、机械结构损坏等情况，投标方应负责修理与更换。

调试完毕后，投标方应向招标方提供设备调试报告

2.4.7 220kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏

2.4.7.1 额定电气参数

2.4.7.1.1 直流电源

- a) 额定电压：220V、-48V（放在通信机房的保护相关设备）；
- b) 允许偏差：-20%~+15%；
- c) 纹波系数：不大于 5%；
- d) 开入电压：弱电开入额定电压不低于 24V，强电开入 110V。

2.4.7.1.2 交流回路

a) 常规采样

- 1) 交流电流（ I_n ）：1A；
- 2) 交流电压 U_n ：100/ $\sqrt{3}$ V；
- b) 频率：50Hz。

2.4.7.2 技术性能要求

2.4.7.2.1 交流回路精确工作范围

- a) 相电压：(0.01~1.5) U_n ；
- b) 装置中测量元件的准确度和变差要求应满足 DL/T 478 中 4.3 的规定。

2.4.7.2.2 开关量输入和输出

对开关量输入和输出的要求应符合 DL/T 478 中 4.5 的规定。

2.4.7.2.3 过程层光纤接口

- a) 光纤类型：多模光纤；
- b) 光纤芯径：62.5/125 μm （或 50/125 μm ）；
- c) 光波长：1310nm 或 850nm；
- d) 光纤发送功率和接收灵敏度：
 - 1) 1310nm 光纤
百兆光纤发送功率范围：-20dBm~-14dBm；光接收灵敏度范围：-31dBm~-14dBm；
千兆光纤发送功率范围：-11.5dBm~-3dBm；光接收灵敏度范围：-19dBm~-3dBm。
 - 2) 850nm 光纤
千兆光纤发送功率范围：-9dBm~-2.5dBm；光接收灵敏度范围：-18dBm~-2.5dBm。
- e) 光纤连接器类型：LC 或 ST 接口。

2.4.7.2.4 对时接口

- a) 采用光纤 IRIG-B 码对时方式时，宜采用 ST 接口；
- b) 采用电 IRIG-B 码对时方式时，采用直流 B 码，通信介质为屏蔽双绞线。
- c) 光纤接收灵敏度范围：-24dBm~-10dBm。

2.4.7.2.5 打印接口

- a) 保护装置应具备 RS-232 接口能力；
- b) 宜具备网络打印接口。

2.4.7.2.6 以太网电接口

- a) 传输介质：五类及以上屏蔽双绞线；
- b) 接口类型：RJ-45 电接口；
- c) 接口数量：3 个。

d) 规约设置：光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站设备）通信时，装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。电缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站）设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.7.2.7 调试接口

调试接口应采用以太网接口

2.4.7.2.8 功率消耗

装置各回路的功率消耗应符合 DL/T 478 中 4.7 的规定。

2.4.7.2.9 过载能力

a) 交流电流回路：2 倍 I_n 时连续工作，50 倍 I_n 时允许 1s；

b) 交流电压回路：

1) 对于中性点直接接地系统的装置：

——1.4 倍额定电压，保护装置长期连续工作；

——2 倍额定电压，允许 10s。

2) 对于中性点非直接接地系统的装置：

——140V，长期连续工作；

——200V，允许 10s。

2.4.7.2.10 装置经受电流电压过载后应无绝缘损坏。

2.4.7.2.11 直流电源要求

装置的直流电源影响应符合 DL/T 478 中 7.5 的规定。装置所使用的逆变电源应满足 DL/T 527 中规定的各项要求。此外，同一厂家同一系列保护装置的电源模块应能互换，逆变电源故障不应导致保护误动，具有失电闭锁功能。逆变电源装置的平均无故障时间不低于 100000 小时 (11.4 年)。

2.4.7.3 电磁兼容性能

装置的电磁兼容性能应符合 DL/T 478 中 4.8 的规定。

2.4.7.4 绝缘性能

装置的绝缘配合性能应符合 DL/T 478 中 4.9 的规定。

2.4.7.5 耐湿热性能

装置的温湿度环境性能应符合 DL/T 478 中 7.3 的规定。

2.4.7.6 机械性能

2.4.7.6.1 装置的机械性能应符合 DL/T 478 中 4.10 的规定。

2.4.7.6.2 结构、外观

a) 机箱的尺寸。机箱、插件的尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

b) 表面涂覆。装置表面涂覆的颜色应均匀一致，无明显的色差和眩光，表面应无沙粒、起皱和流痕等缺陷；

c) 插件的插拔性能。插件结构的装置中插件应插拔灵活、互换性好。交流插件拔出后，装置应能通过机械的方式自动短接电流回路。

2.4.7.6.3 外壳

a) 外壳应满足装置在变电站基本环境条件下使用、维护和修理的要求；

b) 为满足更高的防护要求，允许在装置原有防护基础上，采取辅助措施，提高防护等级，如置于屏柜之中。

c) 装置应采取必要的抗电气干扰措施，装置的金属外壳应在电气上连成一体，并设置可靠的接地点。

2.4.7.6.4 接地

装置应有安全地以满足装置安全、电磁兼容等要求。

2.4.7.6.5 振动

装置能承受 GB/T 11287 规定的 I 级振动响应和振动耐受试验。

2.4.7.7 连续通电

装置完成调试后，出厂前应进行连续通电试验。试验期间，装置工作应稳定可靠，动作行为、信号指示正确，无元器件损坏、软件运行异常或其他异常情况出现。

2.4.7.8 安全要求

装置的安全性能应满足 DL/T 478 中 6 的要求。

在设备生命周期内，若设备本身存在安全隐患或漏洞，投标方应为招标方进行安全修复或更换。

2.4.7.9 继电器设计要求

2.4.7.9.1 直流电压为 220V 的直流继电器线圈的线径不宜小于 0.09mm，如用线圈线径小于 0.09mm 的继电器时，其线圈须经密封处理，以防止线圈断线；如果用低额定电压规格（如 220V 电源用于 110V 的继电器）的直流继电器串连电阻的方式时，串联电阻的一端应接于负电源。

2.4.7.9.2 直流电压在 110V 及以上的中间继电器一般应有符合下列要求的消弧回路：

2.4.7.9.2.1 不得在它的控制触点上并接电容、电阻回路实现消弧。

2.4.7.9.2.2 用电容或反向二极管并在中间继电器线圈上作消弧回路，在电容及二极管上都必须串入数百欧的低值电阻，以防止电容或二极管短路时将中间继电器线圈回路短接。消弧回路应直接并在继电器线圈的端子上。

2.4.7.9.2.3 选用的消弧回路所用反向二极管，其反向击穿电压不宜低于 1000V，禁止低于 600V。

2.4.7.9.2.4 注意因并联消弧回路而引起中间继电器返回延时对相关控制回路的影响。

2.4.7.9.3 跳闸出口继电器的起动电压在直流额定电压的 55%~70%之间。对于动作功率较大的中间继电器（例如 5W 以上），如为快速动作的需要，则允许动作电压略低于额定电压的 50%，此时必须保证继电器线圈的接线端子有足够的绝缘强度。

2.4.7.9.4 断路器跳（合）闸线圈的出口触点控制回路，必须设有串联自保持继电器，并保证：

2.4.7.9.4.1 跳（合）闸出口继电器的触点不断弧。

2.4.7.9.4.2 断路器可靠跳、合闸。

2.4.7.9.5 电缆跳闸装置，对于单出口继电器，可以在出口继电器跳（合）闸触点回路中串入电流自保持线圈，并满足如下条件：

2.4.7.9.5.1 自保持电流不应大于额定跳（合）闸电流的 50%，线圈压降小于额定值的 5%。

2.4.7.9.5.2 出口继电器的电压起动线圈与电流自保持线圈的相互极性关系正确。

2.4.7.9.5.3 电流与电压线圈间的耐压水平不低于交流 1000V、1min 的试验标准（出厂试验应为交流 2000V、1min）。

2.4.7.9.5.4 电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

2.4.7.9.5.5 电流型防跳继电器应为快速动作的继电器，其动作电流小于跳闸电流的 50%，线圈压降小于额定值的 10%。电压型防跳继电器动作电压在直流额定电压的 55%~70%之间。

2.4.7.9.6 不得采用可控硅跳闸出口的方式。

2.4.7.9.7 两个及以上中间继电器线圈或回路并联使用时，应先并联，然后经公共连线引出。检查测试带串连信号继电器回路的整组起动电压，必须保证在 80%直流额定电压和最不利条件下分别保证中间继电器和信号继电器都能可靠动作。

2.4.7.9.8 对于可能导致多个断路器同时跳闸的直跳开入，保护装置应采取防止直跳开入的保护误动的措施。

2.4.7.10 屏柜改造要求

2.4.7.10.1 对屏柜现场改造结构件的要求

2.4.7.10.1.1 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

2.4.7.10.1.2 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

2.4.7.10.1.3 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.7.10.2 涂漆和防锈

2.4.7.10.2.1 除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外，其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为 0.04 毫米到 0.1 毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆，使干膜的厚度达到 0.127 毫米到 0.178 毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

2.4.7.10.2.2 所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。

2.4.7.10.2.3 屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有亚光的表面层。

2.4.7.10.2.4 屏上的涂漆应有良好附着力，不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

2.4.7.10.3 保护屏柜改造要求

2.4.7.10.3.1 根据资产全生命周期管理要求，所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求，对所供应的物资进行标签贴标工作，将相关信息在出厂前写入标签。

2.4.7.10.3.2 安装在继电保护室的保护屏采用柜式，前后开门结构尺寸为 2260800600mm，前开门旋转式结构 2260800800mm。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm² 的多股软铜线可靠连接。新建变电站应采用前后开门结构。

2.4.7.10.3.3 保护屏不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。

2.4.7.10.3.4 保护屏采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。保护屏采用前开门旋转式结构时，保护装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转角度不小于 135°。

2.4.7.10.3.5 外引接线端子排置于柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150 毫米。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350 毫米。

2.4.7.10.3.6 柜体框架及柜内承重部分的钢板厚度不小于 2mm。

2.4.7.10.3.7 屏体设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，并且应安装容易，便于控制电缆的进出连接、检查和维护。

2.4.7.10.3.8 为了提高运行的可靠性，设备应采用成套插入式结构。

2.4.7.10.3.9 安装在继电保护室的屏体防护等级不低于 IP30，户外安装的屏体防护等级不低于 IP55。

2.4.7.10.3.10 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米。

2.4.7.10.3.11 各类按钮、开关等操作件的操作寿命不应少于 10000 次。

2.4.7.10.3.12 对于具有整定机构的元器件的操作寿命不少于 10000 次，整定操作时不应出现发卡或操作失灵等现象。

2.4.7.10.3.13 为满足“屏体更换、外部电缆利旧”的功能需求，屏柜后下部横梁可采用螺丝固定方式与屏柜左右框架连接固定，方便屏柜拆卸。可拆卸屏柜按照额定的静载荷，户内和户外机柜应符合 GB/T 18663.1-2008 中 5.2.1 和表 3 中 SL5 或 SL6 等级的提吊试验要求，以及相应的刚度试验要求；户内机柜的动载荷性能应符合 GB/T 18663.1-2008 中表 8 规定的 DL4 和表 12 规定的 K2 等级要求；户外机柜的动载荷应符合 IEC 61969.3-2011 中表 5 规定的 1 级试验要求；机柜的抗地震性能应符合 GB/T 18663.2-2007 中规定的 A 型和 B 型合成波形的要求，并由制造厂指明。

2.4.7.10.4 端子排布置

2.4.7.10.4.1 同一屏上布置多套保护装置时，端子排采用按装置分区，按功能分段原则。母线保护端子排布置应遵循“功能分段，支路分组”的原则。交流电流回路和出口回路按每个支路分组。柜内每侧底端集中预留备用端子。

2.4.7.10.4.2 每个装置区内端子排按功能段独立编号。

2.4.7.10.4.3 公共端、同名出口端采用端子连线，配置足够连接端子。

2.4.7.10.4.4 对外每个端子的每个端口只允许接一根线，不允许两根线压接在一起。

2.4.7.10.4.5 交流电流和交流电压采用试验端子。

2.4.7.10.4.6 端子应有明显的编号，端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，屏内左右两侧各侧至少留有不少于 10 个的备用端子，且留有备用端子排以

供设计时作转接或过渡用。

2.4.7.10.4.7 各回路之间、正负电源之间、电源回路与其它端子之间要设置空端子隔离，跳、合闸引出端子与正电源至少间隔 1 个空端子。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。

2.4.7.10.4.8 端子排布置应按 Q/CSG1203088-2022 《220kV 母线保护技术规范（试行）》附录 I：220kV 母线及母联保护屏面机柜端子排布置示意图执行。

2.4.7.10.5 保护压板、转换开关及按钮

2.4.7.10.5.1 如采用分立式连接片，连接片的开口端应装在上方，接到断路器的跳闸线圈回路。并满足：连接片在落下过程中必须和相邻连接片有足够的距离，保证在操作连接片时不会碰到相邻的连接片；连接片在扭紧螺栓后能可靠地接通回路；穿过保护屏的连接片导电杆必须有绝缘套，并距屏孔有明显距离；连接片在拧紧后不会接地。

2.4.7.10.5.2 压板布置应遵循“按装置分排，按功能分区”的原则，并适当简化。

2.4.7.10.5.3 压板一般不宜超过 5 排，每排设置不超过 9 个，不足一排时，用备用压板补齐。压板在屏正面从左至右、自上而下依次排列。

2.4.7.10.5.4 装置压板的颜色参照《南方电网 220kV 母线保护技术规范》附录 I：220kV 母线及母联保护屏面机柜端子排布置示意图执行。为了便于区分正常运行时压板的投退，正常运行退出的压板（如保护检修状态压板）可采用与备用压板一致的颜色，宜将备用压板拆下或封死。其中红、黄、浅驼色分别推荐国标 GSB05-1426 中 R02 朱红、Y08 深黄和 Y13 淡黄灰。

2.4.7.10.5.5 压板可采用普通分立式、线簧式和其他样式。普通分立式和其他样式压板的底座色采用浅驼色，压板头采用红、黄色，禁止取下压板头以防混淆颜色。线簧式压板颜色通过压板上内嵌的标签纸底色来体现。

2.4.7.10.5.6 标签宜设置在压板下方，同一个站内标签设置的位置应统一。压板名称标签和对应的压板同一排分为一组，标签粘贴于压板下方，与不同排采用 5mm 宽的黄色反光条有效分隔，框内的分隔线中压板和标签一一对应。多个保护装置放置在同一屏（柜），不同装置的压板采用 5 mm 宽不同颜色的分隔框分隔，同一装置的压板放在同一个颜色分隔框内。为了便于分辨，也可每排端子之间加一个分隔线，分隔线与分隔框线宽应一致。同一个站内分隔框的颜色应一致。压板分隔线框的型式和颜色须符合具体运行单位的规定。

2.4.7.10.5.7 同一面保护屏上的保护压板分装置自上而下排列。

2.4.7.10.5.8 功能压板设置遵循必要和适当简化的原则，每种功能宜设置一块总功能压板。

2.4.7.10.5.9 按钮宜布置在保护屏正面前门打开时方便操作的一侧，转换开关宜布置在屏正面另一侧，且按钮或转换开关宜按功能与装置水平排列。

2.4.7.10.5.10 三相跳闸保护的出口压板宜按断路器三相设置一个。

2.4.7.10.5.11 保护出口回路和起动回路均应经压板才连至端子排上，压板应装在屏正面。

2.4.7.10.5.12 压板布置应按 Q/CSG1203088-2022 《220kV 母线保护技术规范（试行）》附录 I：220kV 母线及母联保护屏面机柜端子排布置示意图执行。

2.4.7.10.6 屏柜内布线

2.4.7.10.6.1 布线

a) 内部配线的额定电压应不低于 450V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.0 mm²，但对于 PT 回路的截面应不小于 1.5 mm²，CT 回路的截面应不小于 2.5 mm²。

b) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头，冷压连接应牢靠、接触良好。

c) 导线应无划痕和损伤，应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

d) 应保证所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性。

e) 所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

f) 若屏内具有加热器，端子和电加热器或电阻器之间的连接引线不能使用非耐热绝缘铜线。由于电加热器或电阻器附近的温度高，因此，应该采用瓷管套着的裸导线，或使用耐热的导线。

g) 在进行屏的内部布线时，不应该布置得使接点处于不利的角度或者温度升高的地

方。

h) 对长期带电发热的元器件，安装位置应靠上方，与周围元器件及导线束应保持不小于 20mm 的间隙距离。

i) 在可运动的地方布线，如跨越门或翻板的连接导线，必须采用多股铜芯绝缘软导线，要留有一定长度裕量，并采用缠绕带等予以保护，以免产生任何机械损伤，同时还应有固定线束的措施。

j) 连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。

k) 绝缘导线束不允许直接紧贴金属构件敷设。穿越金属构件时，应有保护导线绝缘不受损伤的措施。

l) 各保护装置对时接口的配线应连接至端子排，且端子排上应有明确的标识，以方便外部对时信号缆线的接入。

2.4.7.10.6.2 更换或新增的接线端子

a) 所有端子为额定值 1000V、10A 的压接型阻燃端子。端子应满足南网调继[2018] 9 号《保护屏柜及端子箱接线端子排技术规范（2018 年试行版）》要求。

b) 装置出口段端子采用红色端子。

c) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头；冷压连接要求牢靠、接触良好。

d) 电流电压回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。CT 和 PT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接装置的输入与输出回路。

e) 装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。外部接线侧一个端子的一个端口只允许接入一根导线。

f) 端子排应牢固固定，使其不致于振动、发热等而变松，同时还应能方便地进行检查和维护。

2.4.7.10.6.3 颜色

a) 在交流回路中：

A 相 黄色

B 相 绿色

C 相 红色

中性线 淡蓝色

b) 在直流回路中：

+ (正极) 棕色

- (负极) 蓝色

2.4.7.10.7 保护屏(柜)光缆(纤)要求

2.4.7.10.7.1 线径及芯数要求如下：

a) 光纤线径宜采用 62.5/125 μm；

b) 多模光缆芯数不宜超过 24 芯，每根光缆至少备用 20%，最少不低于 2 芯。

2.4.7.10.7.2 敷设要求如下：

a) 双重化配置的两套保护不共用同一根光缆，不共用 ODF 配线架；

b) 保护屏（柜）内光缆与电缆应布置于不同侧、或有明显分隔

2.4.7.10.8 电子回路

2.4.7.10.8.1 为了预防外部和/或内部的过电压引起误动作，在电子电路中应该使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

2.4.7.10.8.2 电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

2.4.7.10.8.3 电子电路的外部连接应该用连接器进行。

2.4.7.10.8.4 应采用电线槽进行布线，若采用其他的布线系统则应由相关部门审批此布线系统。

2.4.7.10.8.5 为了防止误动作和/或拒动，在屏内应该有消除过电压发生的电路，交流回路和直流回路均应有预防外部过电压和电磁干扰或接地的措施。

2.4.7.10.8.6 每块印刷电路板应经防潮气和灰尘侵入处理。

2.4.7.10.9 改造或增设接地

2.4.7.10.9.1 交流电源输入的二次屏柜应有工作接零，供电电缆中应含有中性线芯。中性线芯不应与二次屏柜的金属外壳相连接。

2.4.7.10.9.2 当采用三相五线制交流电源向二次屏柜供电时，供电电缆中应含有中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次屏柜的金属外壳相连接。接地线芯材料和截面应符合相关规范的要求。

2.4.7.10.9.3 二次屏柜下部应设有截面不小于100mm² (推荐使用40×3mm²) 的与屏体连接良好的二次专用接地铜排母线，铜排应提供两排螺丝连接孔，每排不少于20个孔。螺丝孔径为Φ5.2mm，孔中心纵向至铜排长边距离为10mm，还应配套提供铜螺丝组件(含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳)。外界地网接地点采用两个Φ10mm规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件，分别布置在铜排两端，距铜排端部50mm。

2.4.7.10.9.4 装置外壳应在易接线的地方设置装置外壳接地，并设有接地标识。

2.4.7.10.10 保护屏温升

保护屏各部位温升不应超出DL/T 720的规定。

2.4.7.10.11 保护屏绝缘性能

2.4.7.10.11.1 用开路电压为直流500V的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻，应满足：

a) 所有带电回路(或与地有良好接触的金属框架)之间的绝缘电阻应不小于5MΩ；

b) 无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于10MΩ；

c) 介质强度满足DL/T 720的规定。

2.4.7.10.12 空气开关配置要求

2.4.7.10.12.1 每套保护装置应采用独立的直流型空气开关：

2.4.7.10.10.2 保护电源应采用独立的直流型空气开关。

2.4.7.10.13 照明

保护屏内不装设照明灯。

2.4.7.10.14 铭牌

保护屏的铭牌应该固定在屏的表面或屏内醒目的地方，铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成，铭牌为白底，其上为黑色的粗体字，并用中文标注。

2.4.7.10.15 柜体颜色

柜体颜色统一为RAL7035。

2.4.7.11 安全可控装置相关技术要求

2.4.7.11.1 装置应具备依靠自身研发、设计及生产，全面掌握核心技术，实现从硬件到软件的自主研发、生产、升级、维护的全过程可控，具备知识产权、供应链、技术发展等方面完全可控特点。

2.4.7.11.2 装置的性能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.7.11.3 装置硬件元器件及操作系统等核心软件应满足安全可控要求，生产厂家应严格把关装置元器件选型设计，确保装置长期运行的可靠性。

2.4.7.11.4 装置使用的嵌入式操作系统应具备自主知识产权或基于开源代码开发。嵌入式操作系统等基础软件应安全可控，严禁含有架构体系缺陷。

2.4.7.11.5 装置核心元器件(CPU、存储、FPGA、ADC、继电器、PHY、光模块等)应满足安全可控要求。

2.4.7.11.6 装置应与现有保护装置保持软硬件架构、功能实现机制基本一致。

2.4.7.11.7 装置的功耗、温升等影响长期运行可靠性的关键参数应与现有保护装置基本持平。

2.4.7.12 功能要求

2.4.7.12.1 基本要求

2.4.7.12.1.1 装置应具有独立性、完整性、成套性，应具有能反映被保护电力系统和电力设备各种故障及异常状态的保护功能。

2.4.7.12.1.2 装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

2.4.7.12.1.3 保护装置实现其保护功能不应依赖外部对时系统。

2.4.7.12.1.4 保护性能指标遵循GB/T 14285、DL/T 478和DL/T 670相关要求执行。

2.4.7.12.1.5 装置中不同保护功能应具备独立投退功能。

2.4.7.12.1.6 装置所有外接电路不应与装置的弱电电路有直接电气上的联系。针对不同电路，应采用隔离措施。

2.4.7.12.1.7 装置应提供友好的人机交互界面。

2.4.7.12.1.8 光缆跳闸装置、相关光纤连接、智能终端、过程层网络交换机等设备中任一元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。电缆跳闸装置中单一电子元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。

2.4.7.12.1.9 保护装置应由独立的直流/直流变换器供电。直流电压消失时，装置不应误动。在直流电源恢复（包括缓慢地恢复）到 80%UN 时，直流逆变电源应能自动起动。拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，保护装置不应误动作。直流电源回路出现各种异常情况（如短路、断线、接地等）时保护装置不应误动作。

2.4.7.12.1.10 装置应设有自复位电路，在正常情况下，装置不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成程序走死时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出异常信号或信息，而装置不应误动作。

2.4.7.12.1.11 装置动作信号在直流电源断开和恢复后仍然可以保持。

2.4.7.12.1.12 保护装置应设有就地汉字信息显示功能和信息输出接口。

2.4.7.12.1.13 光缆跳闸装置应具有定义 GOOSE 链路名称功能，保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，相关开入状态的处理方式应按该开入对保护功能的影响而定。

2.4.7.12.1.14 装置应提供设备识别代码作为设备的唯一身份标识，设备识别代码信息应能通过装置液晶面板查看，应能按 Q/CSG1203045-2017 的建模方式输出设备识别代码。

2.4.7.12.1.15 装置的插件应支持通过扫码获取插件信息，插件信息宜包含插件型号、序列号、硬件版本号、生产日期（或批次）等相关信息。对于交流插件，宜提供 1A/5A 等规格信息。插件的硬件版本号应能反映 PCB 设计、元器件参数变化。

2.4.7.12.1.16 保护装置宜支持通过 XML 格式形成定值文件、档案文件、状态文件和告警文件，实现定值读写、档案信息上送、保护状态以及告警信息上送等功能：

a) 定值文件应包含定值文件描述、定值分组、更新配置等信息，并应支持通过文件读写实现定值读取及整定；

b) 档案文件应包含设备识别代码、装置型号、软件版本、程序生成时间及校验码等装置基本信息，并应支持增加投运时间、插件更换情况等运维信息；

c) 状态文件应包含装置的 ICD 文件保护遥信(dsRelayDin)、保护遥测(dsRelayAin)等数据集中保护状态量及模拟量信息；

d) 告警文件应包含告警信息原因分类及具体告警原因信息，通过动态文件 almDynamicInfo 和静态文件 almStaticInfo 两种方式组合上送；

e) 各类文件的格式要求及示例见 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》附录 A、B、C、D。

2.4.7.12.1.17 光缆跳闸保护装置、智能终端等装置宜具备光纤接口光强监视及报警功能，实时监视光纤接口接收及发送光信号强度。

2.4.7.12.1.18 装置应提供反映本身健康状态的信息，包括工作环境、硬件工作状态、软件运行状况、通信状况（包括内部通信状况和设备间的通信状况）等。

2.4.7.12.1.19 装置上电、重启过程中，不应发送与外部开入不一致的信息。

2.4.7.12.1.20 保护装置的校验码应由保护装置根据软、硬件实际情况自动生成，与软件版本号一一对应。

2.4.7.12.1.21 装置软件版本构成方案如下：

a) 装置型号由厂家硬件平台（2~5 个数字或字符）、厂家系列代码（2~5 个数字或字符）、“基础型号”代码（1 个字符）构成；其中基础型号定义如下：

A：用于代表双母线、双母线双分段、单母分段、单母线接线形式；

D：用于代表双母线单分段，单母三分段接线形式。

E：用于代表双母线四分段接线形式。

b) 母线基础软件版本含有母联（分段）过流及三相不一致保护功能。

c) 基础软件版本描述由基础软件版本号、基础软件生成日期、程序校验码（位数由厂家自定义）组成。

d) 保护装置软件版本描述方法，见图 2.16。

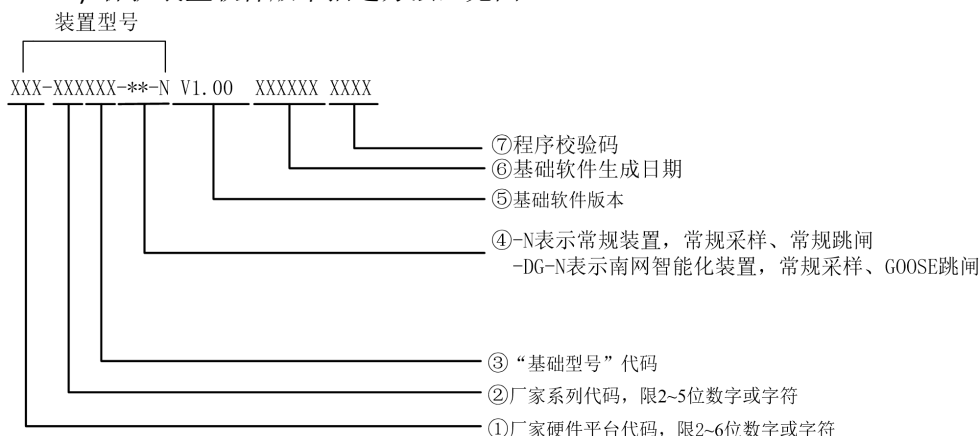


图 2.16 软件版本描述示意图

e) 装置 ICD 文件版本描述方法如图 2.17 所示：

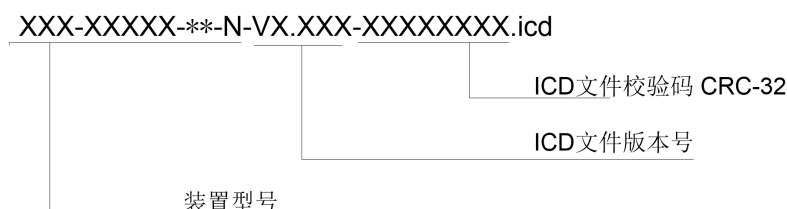


图 2.17 ICD 文件命名规则

2.4.7.12.1.22 光缆跳闸保护装置功能固化，定值清单及软压板、装置虚端子固定；电缆跳闸保护装置功能固化，定值清单及软压板固定。按最大化列举设备参数定值、保护定值、保护控制字、保护功能软压板，光缆跳闸保护装置按典型工程应用列举 GOOSE 软压板、装置虚端子；其中：定值清单及软压板标准格式详见 Q/CSG1203088-2022 《220kV 母线保护技术规范（试行）》，光缆跳闸装置过程层接口和虚端子详见 Q/CSG1203088-2022 《220kV 母线保护技术规范（试行）》附录 B。

2.4.7.12.1.23 具备以下针对内存软错误的防控措施：

- a) 上电后对内存中不变的数据具备监视功能。
- b) 采用“保护+保护”双 CPU 架构的，应具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能；采用“保护+启动”双 CPU 架构的，应具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能。
- c) 装置监视到内存数据异常时，应能记录异常，且能够自恢复，或闭锁装置并告警。

2.4.7.12.2 装置采样

2.4.7.12.2.1 采用常规互感器和二次电缆实现采样的保护装置的采样回路应使用双 A/D 结构（公用一个电压或电流源），应有防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作的措施，采样频率不应低于 1000 Hz。

2.4.7.12.2.2 保护装置的 A/D 采样环节应有抗频率混叠处理措施。

2.4.7.12.3 开入开出要求

2.4.7.12.3.1 保护装置开关量输入定义采用正逻辑，即接点闭合为“1”，接点断开为“0”。开关量输入“1”和“0”的定义统一规范为：

- a) “1”肯定所表述的功能；
- b) “0”否定所表述的功能。

2.4.7.12.3.2 保护装置需从高压开关场取开关量的开入应采用 110V（或 220V）强电平。

2.4.7.12.3.3 保护装置应输出足够的接点，分别用于跳合闸、录波、遥信及与其他保护和自动装置配合，并留有备用接点。（对应设备为光缆跳闸设备，则保护装置输出虚回路接点；对应设备为电缆跳闸设备，则保护装置输出常规接点。）

2.4.7.12.3.4 保护装置强电开入回路启动电压值应不大于 0.7 倍额定电压值，且不小于 0.55 倍额定电压值。

2.4.7.12.3.5 保护装置所有输出接点应是无源接点。

2.4.7.12.4 软硬压板

2.4.7.12.4.1 压板开入量采用正逻辑，即压板合上为“1”，表示投入该压板所对应的功能，压板打开为“0”，表示退出该压板所对应的功能。

2.4.7.12.4.2 装置应保存软压板投退状态，并掉电不丢失，可查看或通过通信上送。

2.4.7.12.4.3 光缆跳闸保护装置只设“远方操作”和“保护检修状态”硬压板，其他压板（包括保护功能投退压板）应采用软压板。电缆跳闸装置应配置功能硬压板。保护检修和母联（分段）检修状态开入仅设置硬压板，不设软压板，除母线互联软硬压板采用“或”门关系，其余软硬压板逻辑关系均采用“与”门关系。

2.4.7.12.5 自动检测

2.4.7.12.5.1 装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

2.4.7.12.5.2 保护装置应根据保护被闭锁的情况给出准确的相关报警信息。

2.4.7.12.5.3 自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段启动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常工作状态，但应防止误告警。

2.4.7.12.5.4 除出口继电器外，装置内的任一元件损坏时，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块(插件)。

2.4.7.12.5.5 光缆跳闸装置应有过程层通信中断、异常等状态的检测、告警或闭锁相关保护功能。

2.4.7.12.6 定值要求

2.4.7.12.6.1 定值应便于管理和整定。具备定值切换功能。可以通过调试软件或装置面板进行定值整定，并具备远方修改定值功能。正常运行状态下，定值切换过程中保护不应误动。定值清单应能打印，并能通过通信口输出。

2.4.7.12.6.2 定值形式及内容

- a) 保护装置定值采用二次值；
- b) 保护装置定值名称不应随控制字或压板的投退而改变；
- c) 保护装置的定值清单应按以下顺序排列：
 - 1) 参数(装置参数、设备参数)；
 - 2) 保护装置数值型定值部分；
 - 3) 保护装置控制字定值部分。

2.4.7.12.6.3 保护装置电流定值下限应不大于 $0.05I_n$ 。

2.4.7.12.6.4 控制字设置遵循功能投退灵活的原则，每种功能的每个分项功能宜设置一个控制字。

2.4.7.12.6.5 保护装置功能控制字“1”和“0”的定义统一规范为：

- a) “1”肯定所表述的功能；
- b) “0”否定所表述的功能；或根据需要另行定义；
- c) 不应改变定值清单和装置液晶屏显示的“功能表述”。

2.4.7.12.6.6 220kV 及以上保护装置应有不少于八组可切换的定值区。定值区号从 1 开始。

2.4.7.12.6.7 保护装置通信参数应包含装置本机网络 IP 地址及白名单 IP 地址。

2.4.7.12.6.8 保护定值应支持通过通信方式及定值文件方式读取或修改；设备参数及通信参数中的 IP 地址等应支持通过通信方式及定值文件方式读取，但不允许远方修改和文件下装。

表 2.33 保护装置通信参数

定值名称	备注
A 网 IP 地址	
B 网 IP 地址	
C 网 IP 地址	装置应支持至少 3 个本机 IP 地址
.....	
白名单 IP 地址 1	未使用的白名单 IP 地址应设置为 0.0.0.0
白名单 IP 地址 2	

.....	
白名单 IP 地址 16	白名单 IP 地址定值数量应与装置 可连接客户端能力相符
.....	

2.4.7.12.7 事件记录与故障录波

2.4.7.12.7.1 保护装置应具有事件记录功能，应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如保护动作元件、开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换、装置复位、装置告警、装置异常等，事件记录时间分辨率不大于 1ms。

2.4.7.12.7.2 装置应掉电存储不少于 1000 条日志记录，超出装置记录容量时，应循环覆盖最早的日志记录。

2.4.7.12.7.3 保护装置故障录波文件的后缀为_f，启动录波文件的后缀为_s，装置处于检修状态时的故障或启动录波文件的后缀为_m。

2.4.7.12.7.4 保护装置应具备区分保护动作触发和保护启动触发记录故障录波的能力，分别存放动作录波、启动录波文件、检修录波文件和事件记录报文，避免互相影响，确保启动录波不会覆盖动作录波。人机界面及通讯召唤中录波列表按时间顺序排序。

2.4.7.12.7.5 保护装置应至少具备动作录波文件和启动录波文件各 8 次的记录能力，记录保护动作和保护启动全过程的所有信息，为分析保护动作行为提供详细、全面的数据信息：

- a) 故障简报：动作元件、动作时间等。
- b) 保护启动、跳闸出口等全过程录波，录波中应记录电流、电压等模拟量和断路器位置信息、外部保护动作输入信息、各保护内部动作信息等开关量。故障录波应详细记录保护启动、跳闸出口前 2 个周波及后 5 个周波。
- c) 具有图形或数字打印输出功能。
- d) 记录时间分辨率不小于 20 点/周波。
- e) 记录的所有数据应能转换为 IEEE Std C37.111-1999 (COMTRADE99) 格式输出，并上送给站内智能录波器或继电保护信息系统子站（以下简称“保信子站”）。
- f) 装置发生故障时不应丢失故障记录信息。
- g) 装置直流电源消失后，所有记录信息不应丢失，电源恢复正常后，应能重新正确显示并输出。
- h) 保护打印的故障录波文件，模拟量的标尺应与故障电流的大小相适应，通常标尺的大小不应超过故障量的 2 倍。

2.4.7.12.8 装置显示要求

2.4.7.12.8.1 采用液晶显示，采用全部汉字菜单，便于操作。

2.4.7.12.8.2 装置在正常运行时显示必要的参数、运行及异常信息，默认状态下，相关的数值显示为二次值。

2.4.7.12.8.3 装置应能分类显示保护动作报告。

2.4.7.12.8.4 保护装置面板指示灯按指示、告警和动作分类，包括装置自身状态灯（如运行、异常等），保护状态（保护跳闸等）及回路状态监视（刀闸告警、母线互联等）的指示灯。保护装置面板指示灯宜分“亮”和“灭”两个状态。各信号灯的显示颜色如下：

- a) 动作信号灯采用红色；
- b) 运行指示灯采用绿色；
- c) 异常指示灯采用红色；
- d) 主保护闭锁指示灯采用红色；
- e) 装置检修指示灯采用红色。

2.4.7.12.9 通信规约

2.4.7.12.9.1 光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站设备）通信时，装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。电缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站）设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.7.12.9.2 保护装置等应支持上送采样值、开关量、压板状态、设备参数、定值区号及定值、自检信息、异常告警信息、动作事件及参数、录波报告信息、装置硬件信息、装置软件版本信息、装置日志信息等数据。同时支持远方投退压板、修改定值、切换定值区、远方复归功能，并具备权限管理功能。

2.4.7.12.9.3 保护装置应支持不小于 16 个客户端的 TCP/IP 访问连接，应支持不小于 12 个报告实例。

2.4.7.12.9.4 保护、录波等功能版本的升级不应涉及通信规约的变化。

2.4.7.12.9.5 装置与智能录波器（保信子站设备）通信发生了异常或中断，在重新建立连接后保护装置应能接受智能录波器（保信子站设备）的召唤，将全部历史波形列表上送。

2.4.7.12.9.6 保护装置与智能录波器（保信子站设备）通信规约中应具备上送定值、开关量、模拟量、事件、告警、波形文件功能。

2.4.7.12.9.7 继电保护装置采用 DL/T 860(IEC 61850)标准规约的，还应按 DL/T 860(IEC 61850)标准及《南方电网变电站 IEC 61850 通用应用模型》建模，装置厂商应提供 ICD 文件，完整的装置说明文档，包括模型一致性说明文档、协议一致性说明文档、协议补充信息说明文档等。

2.4.7.12.9.8 保护装置应设置白名单 IP 地址定值，并仅响应通信白名单 IP 地址列表内客户端的通信服务请求。

2.4.7.12.9.9 继电保护装置应按 T/CEC 818-2023 标准建模，装置供应商应提供 IDD 文件、CDD 文件。

2.4.7.12.10 远方控制要求

2.4.7.12.10.1 软压板远方控制技术要求

a) 保护装置软压板支持以遥控方式进行投入和退出操作，并支持以遥信方式上送软压板状态；

b) 保护装置软压板远方投退成功时，应返回遥控成功信息；远方投退不成功时，应返回遥控失败信息；

c) 无论遥控成功与否，遥控记录均应可在装置上记录、查询，遥控记录至少应包括操作时间、操作对象、操作命令来源、操作内容等必要信息；

d) 保护装置校核并通过远方投退软压板操作的选择指令后，应返回返校结果；

e) 在读取或修改软压板过程中，保护装置的功能应正常运行。

2.4.7.12.10.2 远方修改定值技术要求

a) 保护装置应支持远方召唤各定值区的定值文件；

b) 保护装置应支持以遥测方式上送运行定值区号；

c) 保护装置应支持远方修改非运行定值区内容，不允许远方直接修改运行定值区定值内容；

d) 保护装置应支持远方召唤、修改运行定值预备区定值及将该区定值投入实际运行；

e) 在读取定值、定值区号的过程中，保护装置的功能应正常运行；

f) 在切换定值区或修改定值的过程中，继电保护装置不应误动，允许装置短时（≤1min）闭锁保护功能。

2.4.7.12.10.3 保护装置任一时刻仅允许唯一客户端具备编辑定值区的操作权限。装置的编辑定值区权限管理机制：

a) 编辑定值区号为 0 时表示编辑定值区权限未被任何客户端占用；

b) 某一客户端将编辑定值区号写为非 0 合法值时，该客户端将独占编辑定值区的设置权限；

c) 获得编辑定值区权限的客户端可以对编辑定值区进行相关的读写操作，包括：写编辑定值区号、读编辑定值区定值、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；

d) 编辑定值区权限被某一客户端占用期间，应拒绝其它客户端对编辑定值区的写操作，包括：写编辑定值区号、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；

e) 占用编辑定值区权限的客户端将编辑定值区号写为 0，表示释放对该编辑定值区的权限；

f) 占用编辑定值区权限的客户端再次将编辑定值区号写为非 0 合法值时，权限计时

应重新开始；

g) 占用编辑定值区权限的客户端执行完确认执行编辑定值区定值命令（表示控制已经结束），装置将收回该客户端对编辑定值区的权限；

h) 装置超过 180s 未收到客户端的定值写操作时将收回其编辑定值区权限；

i) 客户端通讯中断时装置自动收回编辑定值区权限；

j) 装置收回编辑定值区权限后，自动将编辑定值区号修改为 0。

2.4.7.12.10.4 原则上要求继电保护装置具备对控制指令的安全认证功能。

2.4.7.12.10.5 在复归的过程中，继电保护装置的功能应正确运行，不应影响任何动作、告警逻辑及相应记录。

2.4.7.12.10.6 当继电保护装置处于遥控对象被选择状态、远方切换定值区或远方修改定值操作指令未完成状态，均不应响应其它客户端的同类远方操作指令。

2.4.7.12.10.7 继电保护装置应设置“远方操作”硬压板以及“远方投退压板”、“远方切换定值区”、“远方修改定值”软压板，用于远方操作功能的投退管理，功能投退逻辑见图 3。

a) “远方操作”硬压板与“远方修改定值”、“远方切换定值区”、“远方投退压板”均为“与门”关系；当“远方操作”硬压板投入后，上述三个软压板远方功能才有效。

b) “远方修改定值”软压板只能在装置本地操作。“远方修改定值”软压板投入时，保护装置应支持远方在线修改装置定值，修改过程中保护不应误动。

c) “远方切换定值区”软压板只能在装置本地操作。“远方切换定值区”软压板投入时，装置定值区可远方切换。定值区号应放入定值区号数据集，供远方监控。

d) “远方投退压板”软压板只能在装置本地操作。光缆跳闸装置“远方投退压板”软压板投入时，装置功能软压板、GOOSE 开入软压板、GOOSE 出口软压板方可远方投退。电缆跳闸装置“远方投退压板”软压板投入时，装置功能软压板方可远方投退。

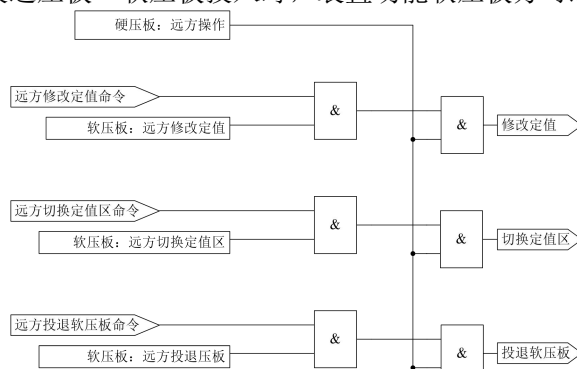


图 2.18 远方操作功能投退逻辑

2.4.7.12.10.8 保护装置就地（含调试工具）执行定值区号、定值、软压板及参数的设置操作时应拒绝响应远方客户端的远方操作指令。

2.4.7.12.10.9 保护装置处于保护动作状态时应拒绝响应远方客户端的远方操作指令；同时应确保保护动作报告中的定值、压板、参数等内容与动作时刻一致。

2.4.7.12.11 通讯接口

保护装置应具备以下接口，通过通信口上传给变电站自动化系统和智能录波器（保信子站设备）的信号数据应带有时标，与变电站自动化系统及保信子站设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.7.12.11.1 过程层接口要求见 Q/CSG1203088-2022《220kV 母线保护技术规范（试行）》附录 B；

2.4.7.12.11.2 对时接口：应支持接收对时系统发出的 IRIG-B 对时码；

2.4.7.12.11.3 间隔层通信接口：应具备 3 组相互独立的以太网通信接口；

2.4.7.12.11.4 其它接口：调试接口、打印机接口。。

2.4.7.12.12 时钟与时钟同步

2.4.7.12.12.1 保护装置能接收 IRIG-B 码同步对时信号，保护装置的对时精度误差应不大于 $\pm 1\text{ms}$ 。

2.4.7.12.12.2 装置应装设硬件时钟电路，直流电源消失后，硬件时钟应能正常工作，

24 小时误差不大于±5 秒。

2.4.7.12.12.3 保护装置应能通过 NTP 服务提供装置时钟信息。

2.4.7.12.12.4 保护装置时钟对时信号异常后，应发相应告警报文。

2.4.7.12.12.5 保护装置宜支持时间同步管理功能，支持装置时钟可被监测，并能实现对对时信号的监测功能。

2.4.7.12.12.6 保护装置上送站控层数据所带的时标，应采用标准零时区，不应采用当地时区，人机界面应采用当地时区。

2.4.7.12.13 网络技术原则

2.4.7.12.13.1 组网时应合理考虑网络结构、交换机配置、带宽流量等因素，满足基础数据的完整性及一致性的要求，并应保证数据信息传输的实时性、有效性和可靠性。

2.4.7.12.13.2 数据网络应采用 100 Mbps 接口，过程层交换机之间宜采用 1000Mbps 的级联口。

2.4.7.12.13.3 保护、就地控制、录波等功能不应受站控层网络失效的影响。

2.4.7.12.13.4 光缆跳闸保护装置应支持 GOOSE 网络方式传输，传输协议及报文应符合 DL/T 860.81 的要求。

2.4.7.12.13.5 双重化配置光缆跳闸保护的过程层网络应遵循相互独立的原则，当一个网络异常或退出时不应影响另一个网络的运行。任一装置不应跨接双重化配置的过程层网络。

2.4.7.12.13.6 在过程层网络内，数据发送方按通信配置发送组播报文，不应发送与之无关的报文。

2.4.7.12.13.7 过程层网络交换机宜通过设置限制广播报文的发送。

2.4.7.12.13.8 系统任两台 IED 设备之间的数据传输路径不应超过 4 个交换机，数据传输中不应丢失数据。

2.4.7.12.13.9 110kV 及以上电压等级数据网络单点故障不应影响相应保护控制功能实现。

2.4.7.12.13.10 装置接入不同网络时，应采用相互独立的数据接口控制器。

2.4.7.12.13.11 光缆跳闸保护装置对应一台 IED 设备应只接收一个 GOOSE 发送数据集，该数据集应包含保护所需的所有信息。

2.4.7.12.13.12 光缆跳闸保护装置过程层光纤接口发送同一报文的最大时间差不应大于 1ms。

2.4.7.12.13.13 光缆跳闸保护装置及相关设备应具备网络压力承受能力：

a) 在输入不同大小流量非订阅异常流量报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；

b) 在输入不同大小流量订阅 GOOSE 重复报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；

c) 在输入单个订阅 GOOSE 正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0，每 5/6ms 发送 1 帧），且相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求。保护装置应能正确接收其他订阅 GOOSE 控制块报文的状态变位或联闭锁信号并正确动作；

d) 在输入不同大小流量（最大端口线速）订阅正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0）情况下，要求装置不误动，不出现死机、重启等异常现象，网络压力消失后装置应恢复正常运行；

e) 网络压力测试具体方案可参考 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》附录 E。

2.4.7.12.13.14 同源双网的任一链路故障不影响光缆跳闸装置正常运行，不应因双网延迟差异等引起接收信号时序解析错误，光缆跳闸装置应能实现对断链链路的准确报警。

2.4.7.12.14 信息交换

2.4.7.12.14.1 采用 DL/T 860 标准时，保护等设备应该支持在线和离线获取模型，离线获取和在线召唤的模型应保持一致。定值模型应包含描述、定值单位、定值上限、定值下限、步长等信息。

2.4.7.12.14.2 采用 GOOSE 服务传输温度等模拟量信号时，发送装置应设置变化量门槛，避免模拟量信号频繁变化。

2.4.7.12.14.3 光缆跳闸 GOOSE 收发机制

2.4.7.12.14.3.1 GOOSE 发送机制

a) 装置上电时 GOCB 自动使能，待本装置所有状态确定后，按数据集变位方式发送一次，将自身的 GOOSE 信息初始状态迅速告知接收方，且第一帧为 StNum=1，SqNum=1；stNum 取值范围为 1~4294967295，状态每改变一次加 1，溢出后从 1 开始；sqNum 取值范围 0~4294967295，状态不变化时，每发送一次加 1，溢出后从 1 开始，0 专为 stNum 变化时首帧传输保留；装置重启后，stNum 和 sqNum 都从 1 开始。

b) GOOSE 报文变位后装置立即补发的时间间隔应为 GOOSE 网络通信参数中的 MinTime 参数（即 T1）。

c) GOOSE 报文中“timeAllowedtoLive”参数应为“MaxTime”配置参数的 2 倍（即 2T0）。

d) 采用双重化 GOOSE 通信方式的两个 GOOSE 网口报文，除源 MAC 地址外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

e) 所有 GOOSE 网口同一组报文，除源 MAC 地址内容不强制完全一致外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

2.4.7.12.14.3.2 GOOSE 接收机制

a) 接收方应严格检查 AppID、GOID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数是否匹配；若不匹配，接收方不应更新数据；

b) GOOSE 报文接收时应考虑通信中断或者发布者装置故障的情况，当 GOOSE 通信中断或配置版本不一致时，GOOSE 接收信息中位置信息宜保持中断前状态；

c) 单网接收机制

装置的单网 GOOSE 接收机制，见图 2.19。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum（状态号）参数是否相等。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum（顺序号）的大小关系，若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于上一帧的 SqNum，丢弃此 GOOSE 报文，否则更新接收方的数据。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 不相等，更新接收方的数据；

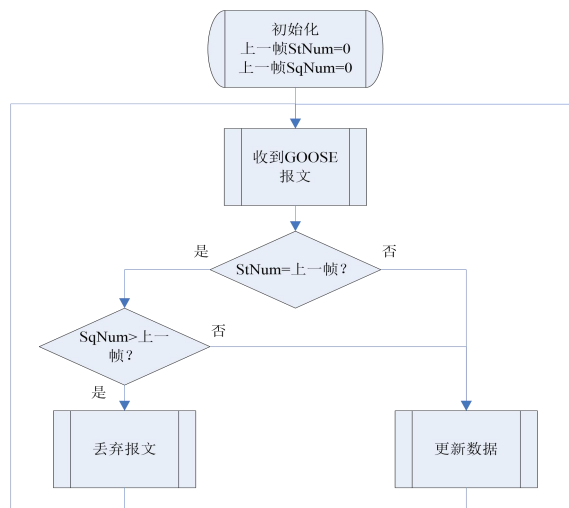


图 2.19 GOOSE 单网接收机制

d) 双网接收机制

装置的双网 GOOSE 接收机制，见图 2.20。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum 参数的大小关系。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum 的大小关系，若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于等于上一帧的 SqNum，丢弃此 GOOSE 报文。若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 小于上一帧的 SqNum，判断出发送方不是重启，则丢弃此报文，否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 小于上一帧的 StNum，判断出发送方不是重启，则丢弃此报文，否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 大于上一帧的 StNum，更新接收方的数据。

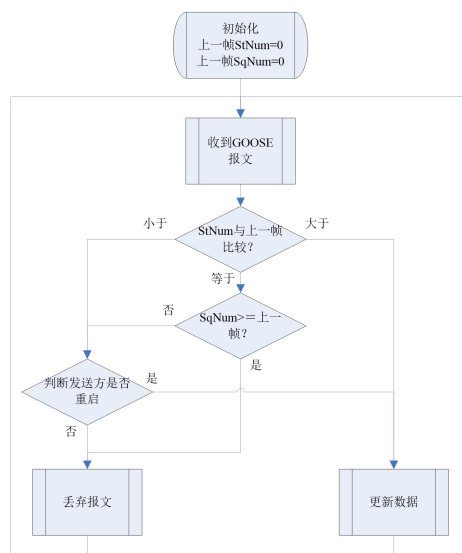


图 2.20 GOOSE 双网接收机制

2.4.7.12.14.3.3 GOOSE 时标

- 保护装置发送的 GOOSE 数据集不宜带时标；
- 智能终端输出的外部采集开关量信号应带 UTC 时标信息，每个时标应紧跟相应的信号排放；
- 间隔层装置虚端子关联时标时采用 GOOSE 报文关联的时标，不关联时标时采用本装置时标。

2.4.7.12.14.4 检修处理机制

2.4.7.12.14.4.1 装置检修状态

检修状态通过装置压板开入实现，检修压板应只能就地操作，当压板投入时，表示装置处于检修状态。装置应通过 LED 状态灯、液晶显示、告警报文或报警接点提醒运行、检修人员装置处于检修状态，“检修告警”报文放入 dsWarning 数据集中（对应“检修报警”品质 q 的“Test 位”不应置 1）。

2.4.7.12.14.4.2 MMS 报文检修处理机制

- 装置应将检修压板状态上送客户端；
- 当装置检修压板投入时，本装置上送的所有报文中信号的品质 q 的 Test 位应置 1（对应检修压板的遥信中品质 q 的“Test 位”不应置 1）；
- 保护装置检修压板投入时，上送带品质位信息，保护装置应有明显显示（面板指示灯或界面显示）。参数、配置文件仅在检修压板投入时才可下装；
- 当光缆跳闸装置检修压板退出时，经本装置转发的信号应能反映 GOOSE 信号的原始检修状态；
- 客户端根据上送报文中的品质 q 的 Test 位判断报文是否为检修报文并作出相应处理。

2.4.7.12.14.4.3 光缆跳闸装置 GOOSE 报文检修处理机制

- 当装置检修压板投入时，装置发送的 GOOSE 报文中的 test 应置 1；
- GOOSE 接收端装置应将接收的 GOOSE 报文中的 test 位与装置自身的检修压板状态进行比较，只有两者一致时才将信号作为有效进行处理或动作；
- 当发送方 GOOSE 报文中 test 置 1 时发生 GOOSE 中断，接收装置应报具体的 GOOSE 中断告警，但不应报“装置告警（异常）”信号，不应点“装置告警（异常）”灯；
- 当装置检修压板投入时，若接收的数据不带检修位，装置不应点告警灯，不应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息；
- 当装置检修压板退出时，若接收的数据带检修位，装置不应点告警灯，但应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息。

2.4.7.12.14.5 MMS 双网冗余机制

采用双重化 MMS 通信网络的情况下，应遵循如下规范要求：

a) 双重化网络的 IP 地址应分属不同的网段，不同网段 IP 地址配置采用双访问点描述，第二访问点宜采用“ServerAt”元素引用第一访问点。在站控层通信子网中，对两个访问点分别进行 IP 地址等参数配置。具体示例见 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》附录 F；

b) 冗余连接组等同于 DL/T 860 标准中的一个连接，服务器端应支持来自冗余连接组的连接；

c) 冗余连接组中只有一个网的 TCP 连接处于工作状态，可以进行应用数据和命令的传输；另一个网的 TCP 连接应保持在关联状态，只能进行读数据操作；

d) 由客户端控制使用冗余连接组中的哪一个连接进行应用数据的传输；

e) 来自于冗余连接组的连接应使用同一个报告实例号同一个缓冲区映像进行数据传输；

f) 客户端可以通过冗余连接组的任何一个连接对属于本连接组的报告实例进行控制，但在注册报告控制块过程的一系列操作应由同一个连接完成；

g) 客户端应通过发送测试报文，如读取某个数据的状态，来监视冗余连接组的两个连接的完好性；

h) 客户端检测到处于工作状态的连接断开时，应通过冗余连接组另一个处于关联状态的连接清除本连接组的报告实例的使能位，写入客户端最后收到的本连接组的报告实例的 EntryID，然后重新使能本连接组的报告实例的使能位，恢复客户端与服务器的数据传输。

2.4.7.12.15 数据交换记录

2.4.7.12.15.1 数据交换记录包括报文监视记录和故障数据记录。

2.4.7.12.15.2 报文监视记录应对系统通信网络的全过程进行报文记录（带绝对时标的完整网络通信报文），光缆跳闸装置包括 MMS 通信网络、GOOSE 通信网络的报文记录；电缆跳闸装置包括 MMS 通信网络的报文记录。

2.4.7.12.15.3 报文监视记录采用单向数据采集方式，对原有通信网络不应产生任何影响，也不应产生任何附加报文。同时，在出现故障、死机或断电的情况下，也不应对原有通信网络产生任何影响。

2.4.7.12.15.4 报文监视记录应确保监视的报文全部信息不漏记、不丢失。

2.4.7.12.15.5 装置声明的 MMS 服务与装置支持的 MMS 服务要一致。

2.4.7.12.16 链路软压板及虚端子

2.4.7.12.16.1 GOOSE 虚端子信息包括开关量输入、跳闸出口、信号开出、告警、联闭锁等信息。

2.4.7.12.16.2 为便于系统集成及维护，宜通过中文描述表示装置各 GOOSE 虚端子的物理含义，虚端子的中文描述应明确无歧义。

2.4.7.12.16.3 在满足现场运行需求的前提下，宜简化二次设备之间的 GOOSE 软压板。保护装置应在发送端设 GOOSE 出口软压板。

2.4.7.12.16.4 对于同一输入端有连接多个外部端子的需求，同一物理含义的 GOOSE 开入虚端子应根据现场多数运行需求设置合适个数，该多个输入虚端子的中文描述宜用数字后缀区分。

2.4.7.12.16.5 智能终端的位置类 GOOSE 信号（断路器、刀闸等）统一采用双点信号。

2.4.7.12.16.6 智能终端应将未经处理的原始开入 GOOSE 信号如实上送，各相关 IED 设备根据各自需求完成所需信号合成。

2.4.7.12.16.7 设备供货供应商应在相关资料中详细描述虚端子与软压板的关系，合成信号的相关逻辑等

2.4.7.12.16.8 保护装置应具有更改 GOOSE 软压板描述功能

2.4.7.12.17 配置文件

2.4.7.12.17.1 光缆跳闸装置和智能终端等装置应具备 CCD 文件的 CRC 校验功能，保护装置宜能显示工程文件的 CRC 校验码和文件生成时间。

2.4.7.12.17.2 CCD 文件对于装置的应用要求如下：

2.4.7.12.17.2.1 装置上电后应计算 CCD 文件 CRC 校验码，计算的 CRC 校验码与 CCD 文件中的 CRC 校验码不一致时，应闭锁装置。

2.4.7.12.17.2.2 装置运行后宜通过 MMS 服务上送 CCD 文件的 CRC 校验码和文件生成时间，对不具有 MMS 服务的装置可通过 GOOSE 方式上传。

2.4.7.12.17.2.3 继电保护装置应支持显示 CCD 文件 CRC 码。

2.4.7.12.17.2.4 CCD 文件装置下装技术要求如下：

- a) 装置应在检修状态才开放 FTP 服务；
- b) 装置下装完毕应重启一次后生效；
- c) 装置通过装置以太网调试端口（RJ45）上传下装；
- d) 装置统一采用 FTP 协议上传下装；
- e) 装置统一上传下装 IP 地址为“100.100.100.100”，子网掩码为“255.255.255.0”。

2.4.7.12.17.3 装置宜支持通过文件服务实现 CID 和 CCD 文件上传功能。

2.4.7.12.17.4 配置工具

a) 装置应通过配置工具下装 CCD 文件，CCD 文件应由配置工具以 SCD 文件作为唯一数据来源生成并导出。

b) 供应商宜提供由国际权威机构或国家认可实验室（经 CNAS 或 CNAL 认可）出具的满足 DL/T 860.10-2018、Q/CSG1204059-2020 要求的配置工具试验报告。检验试验结果应为合格或符合相关要求。

2.4.7.12.18 动态模拟

保护装置应进行动态模拟试验，在各种故障条件下，装置动作应正确，信号指示应正常，其主要功能应符合 DL/T 670 等标准的规定。

2.4.7.12.19 保护的功能要求

2.4.7.12.19.1 母差差动保护的技术要求

2.4.7.12.19.1.1 母线保护应能适应母线各种运行方式，并保证选择性和快速性。

2.4.7.12.19.1.2 应能在双母线分组或分段运行时，有选择性地切除故障母线。应能自动判别双母线连接元件运行位置的切换，切换过程中，保护不应误动作，并能正确判断瞬时切除故障。

2.4.7.12.19.1.3 母线保护在互感器暂态过程中以及 CT 饱和情况下，应能正确动作。CT 饱和检测时间应不大于 3ms。

2.4.7.12.19.1.4 母线保护测量元件的动作特性为比率制动特性。

2.4.7.12.19.1.5 母线差动保护基准 CT 变比可整定，所有支路电流均按此基准 CT 变比折算。各支路按实际 CT 变比输入，母线保护自动换算。

2.4.7.12.19.1.6 对 CT 特性无特殊要求，并允许各支路使用不同变比的 CT。

2.4.7.12.19.1.7 在交流电流回路不正常或断线时应不误动，并能发出告警信号。

2.4.7.12.19.1.8 双母线接线的差动保护应设有大差元件和小差元件；大差用于判别母线区内和区外故障，小差用于故障母线的选择。

2.4.7.12.19.1.9 对构成环路的各类母线，母线保护不应因母线故障时有流出母线的短路电流而拒绝动作。

2.4.7.12.19.1.10 双母线接线或双母线单分段的母线保护，在母线分列运行，发生死区故障时，应能有选择地切除故障母线。

2.4.7.12.19.1.11 装置应能自动识别母联（分段）开关的充电状态，合闸于母线故障时，应瞬时跳母联（分段）开关，不应误切运行母线。

2.4.7.12.19.1.12 双母线接线的母线保护，应设电压闭锁元件，并具备电压闭锁元件启动后的告警功能。当母线 PT 断线时，允许母线保护解除该段母线电压闭锁。

2.4.7.12.19.1.13 保护判据所需要的母联（分段）断路器位置，应从就地获取断路器辅助接点。应采用双位置输入，不对应时，发“母联（分段）位置异常”告警信号。

2.4.7.12.19.1.14 双母线接线的母线保护，应设置母联（分段）失灵和死区保护，当母联（分段）开关失灵或母联（分段）开关与电流互感器之间发生故障时，保护应能正确、可靠动作，快速切除故障。

2.4.7.12.19.1.15 双母线接线的母线保护，通过隔离开关辅助接点判别母线运行方式时，应对隔离开关辅助接点进行自检。当与实际位置不符时，发“支路刀闸位置异常”告警信号，应能通过手动强制方式校正隔离开关位置。当仅有一个支路隔离开关位置无开入，且该支路有电流时，保护装置仍应具有选择故障母线的功能。

2.4.7.12.19.1.16 双母接线母差保护应具备外部保护动作启动母联（分段）失灵保护的输入接点。

2.4.7.12.19.1.17 双母双分段接线母差保护应提供启动分段失灵保护的出口接点。

2.4.7.12.19.1.18 母线保护动作后内部逻辑应具备启动主变断路器失灵功能。

2.4.7.12.19.1.19 双母双分段接线的母线保护跳分段不经复合电压闭锁。

2.4.7.12.19.1.20 应设置母联(分段)检修压板，仅当母联(分段)断路器检修时方投入此压板。当此压板有开入同时母联(分段)间隔有电流时，装置应发出告警信号。

2.4.7.12.19.1.21 母线保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，对应开关及刀闸位置开入宜保持断链前状态。

2.4.7.12.19.1.22 除双母双分段接线的分段外，母联（分段）CT 断线后发生断线相故障，先跳开母联（分段），延时 100ms 后选择故障母线。母联（分段）失灵保护固定投入，不设投退压板。

2.4.7.12.19.1.23 母线保护应支持按间隔跳闸。

2.4.7.12.19.2 断路器失灵保护技术要求

2.4.7.12.19.2.1 应采用母线保护装置内部的失灵电流判别功能；各线路、变压器支路均采用各自的电流定值，采用相电流、零序电流、负序电流“或门”逻辑，零、负序电流可通过控制字投退。各支路失灵电流按对应支路 CT 变比分别整定。

2.4.7.12.19.2.2 应由母线失灵保护装置利用隔离开关辅助接点完成失灵间隔的母线选择功能。

2.4.7.12.19.2.3 应由母线失灵保护装置完成断路器失灵跳闸的电压闭锁功能。

2.4.7.12.19.2.4 线路支路应设置分相启动失灵开入回路，变压器支路应设置三相跳闸启动失灵开入回路。光缆跳闸母差保护的变压器支路具备解除电压闭锁开入的功能；电缆跳闸装置的变压器支路应设置独立于失灵启动的解除电压闭锁开入回路。

2.4.7.12.19.2.5 母差保护动作同时启动变压器断路器的失灵功能。

2.4.7.12.19.2.6 “启动失灵”开入异常时应告警。

2.4.7.12.19.2.7 失灵保护应有失灵跟跳本间隔、跳母联(分段)断路器和跳相邻断路器的功能。以上各出口延时时可分别整定。

2.4.7.12.19.2.8 母联(分段)失灵保护、母联(分段)死区保护均应经电压闭锁元件控制。

2.4.7.12.19.2.9 母线保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，对应失灵开入应清零。

2.4.7.12.19.2.10 失灵保护动作后母联（分段）或主变间隔失灵，母联（分段）或主变间隔应具备再次启动断路器失灵的逻辑。

2.4.7.12.19.3 母联（分段）保护技术要求

2.4.7.12.19.3.1 母联(分段)过流保护设置不经电压闭锁的两段相过流和一段零序过流，每段相过流和零序过流保护延时分别整定，动作后启动失灵。过流保护经保护投入压板和整定值中相应段保护投入控制字投退。

2.4.7.12.19.3.2 母联(分段)保护应具有 CT 断线报警功能。

2.4.7.12.19.3.3 三相不一致保护：当断路器某相断开，出现三相不一致运行时，经三相不一致保护动作延时跳开三相，保护由断路器组合位置接点启动，并经独立的、可整定的零序、负序电流元件闭锁。零序和负序电流按“或逻辑”组成闭锁元件。

2.4.7.12.19.3.4 电缆跳闸母联(分段)操作箱要求

2.4.7.12.19.3.4.1 两组操作电源的直流空气开关设在操作箱所在屏（柜）内。

2.4.7.12.19.3.4.2 操作箱应设有断路器合闸位置、跳闸位置和电源指示灯。

2.4.7.12.19.3.4.3 操作箱（插件）的防跳功能应方便取消，跳闸位置监视与合闸回路的连接应便于断开；跳闸回路与合闸位置监视应方便在外部固定连接。

2.4.7.12.19.3.4.4 为防止保护装置先上电而操作箱后上电时断路器位置不对应误启动重合闸，宜由操作箱对保护装置提供“闭锁重合闸”接点。

2.4.7.12.19.3.4.5 操作箱中串接在跳、合闸回路中的断路器机构压力接点前后应引上端子，方便取消。

2.4.7.12.19.3.4.6 具有既不启动失灵也不启动重合的跳闸输入回路（TJF）。

2.4.7.12.19.3.4.7 为提高抗干扰能力，出口继电器 TJR（启动失灵不启动重合）、TJQ（启动失灵启动重合）、TJF（不启动失灵不启动重合）、STJ（手跳）及 SHJ（手合）的起动电压不宜低于直流额定电压的 55%，不高于 70%，启动功率不小于 5W。

2.4.7.12.19.3.4.8 断路器位置继电器应监视分、合闸回路，并保证正常运行时分、合闸线圈端电压不大于额定值的 5%。

2.4.7.12.19.3.4.9 断路器跳（合）闸线圈的出口触点控制回路，必须设有串联自保

持回路，保证跳（合）闸出口继电器的触点不断弧及断路器可靠跳、合闸。

2.4.7.12.19.3.4.10 对于单出口继电器，可以在出口继电器跳（合）闸触点回路串入电流自保持线圈，并满足如下要求：

(1) 自保持电流不应大于额定跳（合）闸电流的 50%左右，线圈压降小于额定值的 5%。

(2) 出口继电器的电压起动线圈与电流自保持线圈的相互极性关系正确。

(3) 电流与电压线圈间的耐压水平不低于交流 1000V、1min 的试验标准（出厂试验应为交流 2000V、1min）。

(4) 电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

2.4.7.12.19.3.4.11 具有合后接点和手跳接点提供给备自投装置。

2.4.7.12.19.3.4.12 操作箱跳/合闸位置状态的监视，应能监视“远方/就地”切换把手、断路器辅助接点、跳/合闸线圈等完整的跳/合闸回路；操作箱跳闸位置状态的监视，应串联断路器辅助动断触点后接入合闸回路，监视其完整性。

2.4.7.12.20 通用及信息规范要求

2.4.7.12.20.1 保护装置应能反映变电站一次设备的相关运行状态、二次回路的工作状态和保护装置本身的工作状态。保护上送信息应简明、直观、准确，报文名称、指示灯应统一规范。

2.4.7.12.20.2 220kV 母线保护装置需输出的继电保护信息详见 Q/CSG1203088-2022 《220kV 母线保护技术规范（试行）》附录 C。

2.4.7.12.20.3 保护装置动作后，装置打印出的动作信息报告和动作行为报告应符合 Q/CSG1203088-2022 《220kV 母线保护技术规范（试行）》附录 D 要求。

2.4.7.12.20.4 220kV 母线保护及母联（分段）保护模型文件应符合 Q/CSG1203088-2022 《220kV 母线保护技术规范（试行）》附录 E 要求。

2.4.7.12.20.5 装置应有就地显示信号，以便运行人员找出保护故障的元件和故障跳闸的相别。装置动作信号在直流电源断开和恢复后仍然可以保持。

2.4.7.12.21 网络通信及身份鉴别要求

2.4.7.12.21.1 GOOSE 双网接收机制应满足以下基本原则

a) 继电保护装置应具有双网数据一致性校验功能，装置接收到双网数据不一致时告警，不一致现象消失后告警返回。

b) 对网络风暴（重复报文）、异常帧、畸形帧等无效报文应该具有识别和抑制的能力，不能引起保护的死机、重启、软复位。单网出现上述异常时不能引起保护功能的丧失。至少能识别以下非法情况：不符合链路层以太网规则的报文；接收方 MAC、AppID、GOID、GOBRef、DataSet、ConfRev 等参数不匹配；通道个数及订阅通道的数据集类型不一致。

c) 某控制块发生网络雪崩时，应不影响其他控制块，不能引起保护死机、重启、软复位。

d) 对于双网接收机制判发送方重启条件下（即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小）的单帧突发异常报文，应该具有容错机制。

e) 当发生单网运行情况时，应能正常使用单网的数据；当断链网络恢复时，保护应经容错鉴别后方使用该网数据，不应发生误动、拒动。

f) 保护装置接收到 GOOSE 长期不更新时，应具有告警功能，并能够识别心跳报文防止频繁告警。

g) 当 StNum 不变时，应对数据区内容进行识别，若数据区变化应告警。

h) 双网接收机制判发送方重启条件（即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小）应充分考虑装置重启、双网间存在较大延时等异常工况，保护装置不应发生误动、拒动。

i) 网络异常恢复后装置应恢复正常。

2.4.7.12.21.2 装置应具备 MMS 报文容错及自恢复能力

a) 装置对 MMS 协议应有足够的健壮性，对畸形帧、超长帧、超短帧应具备一定的容错能力，具备持续、稳定运行的能力。

b) 在极端异常情况下，允许 MMS 通信进程重启，装置应具备 MMS 自恢复能力，恢复过程中不得影响保护功能，不得改变保护定值、配置等重要参数。

2.4.7.12.21.3 装置配置文件上传和下装使用的网口及协议要求

a) 保护装置运行口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。保护装置配置

文件的上传和下装应使用调试口，保护装置仅在投入检修压板时开启调试口的文件上传及下装功能，退出检修压板时自动关闭调试口的 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。

b) 过程层交换机业务口、运维口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。过程层交换机配置文件的上传和下装应使用调试口。

c) 多余、无用的服务和端口应关闭。

2.4.7.12.21.4 保护装置用户身份鉴别要求

保护装置应具备用户身份标识和鉴别功能。保护装置支持用户数量不低于 3 个，至少包含管理员，操作员 1（用于修改定值、参数、配置、软压板），操作员 2。操作员进入装置进行参数修改前需要输入密码进行身份鉴别，操作完成保存时需再次输入密码实现二次鉴别。

2.4.7.12.22 保护信息文件化相关要求

2.4.7.12.22.1 文件要求

a) 装置接收到生成定值文件的直控命令后，生成的定值文件内容应与装置当前定值保持一致，且应包含所有区（含定值预备区）定值。

b) 装置上电重启时可自动删除动态告警文件、状态文件、定值文件。

c) 装置定值发生变化且固化后，应立即自动删除定值文件。

2.4.7.12.22.2 装置操作控制

a) 定值文件的生成及上传操作不受远方修改定值软压板、远方操作硬压板控制。

b) 档案文件、告警文件及状态文件的生成及上传操作不受远方操作硬压板控制。

c) 远方复归不受远方操作硬压板控制。

d) 应有相关的闭锁机制，防止网络异常时频繁生成文件影响保护装置正常运行，至少应具备以下措施：

① 动态告警文件或状态文件每天仅允许执行 3 次的生成文件直控命令；装置重启后可重新计时计次。

② 在不大于 3 分钟的间隔时间内，装置仅允许执行一次生成定值文件的直控命令，每小时执行不多于 20 次的生成定值文件直控命令；装置重启后可重新计时计次。

③ 当满足闭锁机制时，装置接收到相关文件生成的直控命令时应拒绝执行，并反馈该类文件生成失败报告。

2.4.7.12.22.3 远方修改定值要求

远方修改定值应符合《继电保护远方操作技术要求（试行）》。通过定值文件校核时，为确保上送为最新定值文件，客户端应先发生生成定值文件的直控命令，待保护装置生成定值文件成功后，客户端再召唤定值文件。

2.4.7.12.23 安全可控装置相关功能要求

2.4.7.12.23.1 装置的功能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.7.12.23.2 继电保护装置核心保护功能、算法实现不依赖于操作系统，直接运行在硬件层，简洁可靠。

2.4.7.12.23.3 常规采样的装置应坚持双 A/D 结构设计，防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作。

2.4.7.12.23.4 装置除出口继电器外，任一元件损坏时，不应误动作跳闸。

2.4.7.12.23.5 110kV 及以上装置应坚持“保护+启动”或“保护+保护”的系统架构设计原则。采用“保护+启动”架构时，保护逻辑和启动逻辑分别在不同处理器或同一处理器不同核上运行，程序异常复位功能应相互独立且互不影响。

2.4.7.12.23.6 装置的整体功能（保护、人机及通信等）以及整体性能（采样精度、动作灵敏度、动作速度等）应与现有装置持平，满足现行国标、行标关于装置技术规范以及测试规范的要求。

2.4.7.12.23.7 装置应具备内存软错误的防控措施，内存发生单 Bit 位翻转时能够可靠防止装置误动。

2.4.7.13 试验

试验方法按 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》中 10、11 的规定进行。

2.4.7.13.1 型式试验

在下列任一情况下，装置须进行型式试验：

2.4.7.13.1.1 新产品研发或定型前。

2.4.7.13.1.2 产品正式投产后，如遇设计、工艺材料、元器件有较大改变，经评估影响装置性能或安全性时。

2.4.7.13.1.3 当装置软件有较大改动时，应进行相关的功能试验或模拟试验。

2.4.7.13.1.4 执行有关规定时。

正常试验大气条件：a) 环境温度： $+15^{\circ}\text{C}\sim+35^{\circ}\text{C}$ ；b) 相对湿度：45%~75%；c) 大气压力：80kPa~106kPa。

在上述正常试验大气条件下，应对如下项目逐条进行型式检验：

- a) 温度影响；
- b) 温度贮存；
- c) 功率消耗；
- d) 过载能力；
- e) 主要功能、技术性能；
- f) 静态模拟；
- g) 动态模拟；
- h) 电磁兼容性能；
- i) 直流电源影响；
- j) 绝缘性能；
- k) 耐湿热性能；
- l) 连续通电；
- m) 机械性能；
- n) 结构与外观；
- o) 安全（仅测量保护接地连续性和安全标志检查）

2.4.7.13.2 出厂试验

每套装置均应进行出厂试验，经质量检验部门确认合格后方可出厂，并应具有证明产品合格的出厂证明书。

投标方应提供同类设备加盖质量检验部门检验专用章的出厂检验报告。

在设备交货之前在投标方厂内进行下列工厂试验项目，以表明设备符合本技术条件书规定的要求。招标方代表参加作为试验见证。

微机保护装置工厂试验项目如下：

2.4.7.13.2.1 结构和外观检查

2.4.7.13.2.2 基本功能试验

装置中各种原理保护的定值试验

各种原理保护的动作时间试验

各种原理保护的動作特性试验

逻辑回路及联合动作正确性检查

数据采集系统的精度和线性度范围试验

硬件系统自检

硬件系统时钟校核

通信检查

开关量输入输出回路检查

以上试验的结果应满足以上三~五的各项技术要求

2.4.7.13.2.3 连续通电试验

2.4.7.13.2.4 110kV 及以上电压等级智能站按要求开展组网出厂验收调试工作。各供应商除完成所供装置的单体出厂测试外，还应配合集成商按实际工程搭建典型间隔的模拟测试环境，完成过程层网络、SCD、智能录波器功能等项目的整体调试。

2.4.7.13.3 现场试验及调试

装置运到工地安装完毕，招标方会通知投标方专家到场参加设备调试，保护定值由招标方提供。投标方按该保护定值进行调试工作，并进行模拟故障时开关传动试验，证实保护与其他设备工作正常。

调试完毕后，投标方应向招标方提供设备调试报告。

在调试过程中，若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况，投标方应负责更换。

2.4.7.13.4 抽样检测标准如下（具体测试根据实际物资品类选取）：

中国南方电网有限责任公司 220kV 母线保护装置到货抽检标准、
中国南方电网有限责任公司 220kV 母线保护装置(双母四分段)到货抽检标准
中国南方电网有限责任公司 220kV 及以上断路器操作箱到货抽检标准

2.4.7.13.5 送样检测标准如下（具体测试根据实际物资品类选取）：

中国南方电网有限责任公司 220kV 母线保护装置送样检测标准、
中国南方电网有限责任公司 220kV 母线保护装置(双母四分段)送样检测标准、
中国南方电网有限责任公司 220kV 及以上断路器操作箱送样检测标准

2.4.8 110kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏

2.4.8.1 额定电气参数

2.4.8.1.1 直流电源

- a) 额定电压：220V、-48V（放在通信机房的保护相关设备）；
- b) 允许偏差：-20%~+15%；
- c) 纹波系数：不大于 5%；
- d) 开入电压：弱电开入额定电压不低于 24V，强电开入 110V。

2.4.8.1.2 交流回路

- a) 常规采样
 - 1) 交流电流（ I_n ）：1A；
 - 2) 交流电压 U_n ：100/ $\sqrt{3}$ V；
- b) 频率：50Hz。

2.4.8.2 技术性能要求

2.4.8.2.1 交流回路精确工作范围

- a) 相电压：(0.01~1.5) U_n ；
- b) 装置中测量元件的准确度和变差要求应满足 DL/T 478 中 4.3 的规定。

2.4.8.2.2 开关量输入和输出

对开关量输入和输出的要求应符合 DL/T 478 中 4.5 的规定。

2.4.8.2.3 过程层光纤接口

- a) 光纤类型：多模光纤；
- b) 光纤芯径：62.5/125 μm （或 50/125 μm ）；
- c) 光波长：1310nm 或 850nm；
- d) 光纤发送功率和接收灵敏度：
 - 1) 1310nm 光纤
百兆光纤发送功率范围：-20dBm~-14dBm；光接收灵敏度范围：-31dBm~-14dBm；
千兆光纤发送功率范围：-11.5dBm~-3dBm；光接收灵敏度范围：-19dBm~-3dBm。
 - 2) 850nm 光纤
千兆光纤发送功率范围：-9dBm~-2.5dBm；光接收灵敏度范围：-18dBm~-2.5dBm。
- e) 光纤连接器类型：LC 或 ST 接口。

2.4.8.2.4 对时接口

- a) 采用光纤 IRIG-B 码对时方式时，宜采用 ST 接口；
- b) 采用电 IRIG-B 码对时方式时，采用直流 B 码，通信介质为屏蔽双绞线。
- c) 光纤接收灵敏度范围：-24dBm~-10dBm。

2.4.8.2.5 打印接口

- a) 保护装置应具备 RS-232 接口能力；
- b) 宜具备网络打印接口。

2.4.8.2.6 以太网电接口

- a) 传输介质：五类及以上屏蔽双绞线；
- b) 接口类型：RJ-45 电接口；

c) 接口数量：3 个。

d) 规约设置：光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站设备）通信时，装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。电缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站）设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.8.2.7 调试接口

调试接口应采用以太网接口

2.4.8.2.8 功率消耗

装置各回路的功率消耗应符合 DL/T 478 中 4.7 的规定。

2.4.8.2.9 过载能力

a) 交流电流回路：2 倍 I_n 时连续工作，50 倍 I_n 时允许 1s；

b) 交流电压回路：

1) 对于中性点直接接地系统的装置：

——1.4 倍额定电压，保护装置长期连续工作；

——2 倍额定电压，允许 10s。

2) 对于中性点非直接接地系统的装置：

——140V，长期连续工作；

——200V，允许 10s。

2.4.8.2.10 装置经受电流电压过载后应无绝缘损坏。

2.4.8.2.11 直流电源要求

装置的直流电源影响应符合 DL/T 478 中 7.5 的规定。装置所使用的逆变电源应满足 DL/T 527 中规定的各项要求。此外，同一厂家同一系列保护装置的电源模块应能互换，逆变电源故障不应导致保护误动，具有失电闭锁功能。逆变电源装置的平均无故障时间不低于 100000 小时 (11.4 年)。

2.4.8.3 电磁兼容性能

装置的电磁兼容性能应符合 DL/T 478 中 4.8 的规定。

2.4.8.4 绝缘性能

装置的绝缘配合性能应符合 DL/T 478 中 4.9 的规定。

2.4.8.5 耐湿热性能

装置的温湿度环境性能应符合 DL/T 478 中 7.3 的规定。

2.4.8.6 机械性能

2.4.8.6.1 装置的机械性能应符合 DL/T 478 中 4.10 的规定。

2.4.8.6.2 结构、外观

a) 机箱的尺寸。机箱、插件的尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

b) 表面涂覆。装置表面涂覆的颜色应均匀一致，无明显的色差和眩光，表面应无沙粒、趋皱和流痕等缺陷；

c) 插件的插拔性能。插件结构的装置中插件应插拔灵活、互换性好。交流插件拔出后，装置应能通过机械的方式自动短接电流回路。

2.4.8.6.3 外壳

a) 外壳应满足装置在变电站基本环境条件下使用、维护和修理的要求；

b) 为满足更高的防护要求，允许在装置原有防护基础上，采取辅助措施，提高防护等级，如置于屏柜之中。

c) 装置应采取必要的抗电气干扰措施，装置的金属外壳应在电气上连成一体，并设置可靠的接地点。

2.4.8.6.4 接地

装置应有安全地以满足装置安全、电磁兼容等要求。

2.4.8.6.5 振动

装置能承受 GB/T 11287 规定的 I 级振动响应和振动耐受试验。

2.4.8.7 连续通电

装置完成调试后，出厂前应进行连续通电试验。试验期间，装置工作应稳定可靠，动作行为、信号指示正确，无元器件损坏、软件运行异常或其他异常情况出现。

2.4.8.8 安全要求

装置的安全性能应满足 DL/T 478 中 6 的要求。

在设备生命周期内，若设备本身存在安全隐患或漏洞，投标方应为招标方进行安全修复或更换。

2.4.8.9 继电器设计要求

2.4.8.9.1 直流电压为 220V 的直流继电器线圈的线径不宜小于 0.09mm，如用线圈线径小于 0.09mm 的继电器时，其线圈须经密封处理，以防止线圈断线；如果用低额定电压规格(如 220V 电源用于 110V 的继电器)的直流继电器串连电阻的方式时，串联电阻的一端应接于负电源。

2.4.8.9.2 直流电压在 110V 及以上的中间继电器一般应有符合下列要求的消弧回路：

2.4.8.9.2.1 不得在它的控制触点上并接电容、电阻回路实现消弧。

2.4.8.9.2.2 用电容或反向二极管并在中间继电器线圈上作消弧回路，在电容及二极管上都必须串入数百欧的低值电阻，以防止电容或二极管短路时将中间继电器线圈回路短接。消弧回路应直接并在继电器线圈的端子上。

2.4.8.9.2.3 选用的消弧回路所用反向二极管，其反向击穿电压不宜低于 1000V，禁止低于 600V。

2.4.8.9.2.4 注意因并联消弧回路而引起中间继电器返回延时对相关控制回路的影响。

2.4.8.9.3 跳闸出口继电器的起动电压在直流额定电压的 55%-70%之间。对于动作功率较大的中间继电器(例如 5W 以上)，如为快速动作的需要，则允许动作电压略低于额定电压的 50%，此时必须保证继电器线圈的接线端子有足够的绝缘强度。

2.4.8.9.4 断路器跳(合)闸线圈的出口触点控制回路，必须设有串联自保持继电器，并保证：

2.4.8.9.4.1 跳(合)闸出口继电器的触点不断弧。

2.4.8.9.4.2 断路器可靠跳、合闸。

2.4.8.9.5 电缆跳闸装置，对于单出口继电器，可以在出口继电器跳(合)闸触点回路中串入电流自保持线圈，并满足如下条件：

2.4.8.9.5.1 自保持电流不应大于额定跳(合)闸电流的 50%，线圈压降小于额定值的 5%。

2.4.8.9.5.2 出口继电器的电压起动线圈与电流自保持线圈的相互极性关系正确。

2.4.8.9.5.3 电流与电压线圈间的耐压水平不低于交流 1000V、1min 的试验标准(出厂试验应为交流 2000V、1min)。

2.4.8.9.5.4 电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

2.4.8.9.5.5 电流型防跳继电器应为快速动作的继电器，其动作电流小于跳闸电流的 50%，线圈压降小于额定值的 10%。电压型防跳继电器动作电压在直流额定电压的 55%-70%之间。

2.4.8.9.6 不得采用可控硅跳闸出口的方式。

2.4.8.9.7 两个及以上中间继电器线圈或回路并联使用时，应先并联，然后经公共连线引出。检查测试带串连信号继电器回路的整组起动电压，必须保证在 80%直流额定电压和最不利条件下分别保证中间继电器和信号继电器都能可靠动作。

2.4.8.10 屏柜改造要求

2.4.8.10.1 对屏柜现场改造结构件的要求

2.4.8.10.1.1 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

2.4.8.10.1.2 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

2.4.8.10.1.3 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.8.10.2 涂漆和防锈

2.4.8.10.2.1 除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外，其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为 0.04 毫米到 0.1 毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆，使干膜的

厚度达到 0.127 毫米到 0.178 毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

2.4.8.10.2.2 所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。

2.4.8.10.2.3 屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有亚光的表面层。

2.4.8.10.2.4 屏上的涂漆应有良好附着力，不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

2.4.8.10.3 保护屏柜改造要求

2.4.8.10.3.1 根据资产全生命周期管理要求，所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求，对所供应的物资进行标签贴标工作，将相关信息在出厂前写入标签。

2.4.8.10.3.2 安装在继电保护室的保护屏采用柜式，前后开门结构尺寸为 2260×800×600mm，前开门旋转式结构 2260×800×800mm。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm² 的多股软铜线可靠连接。新建变电站应采用前后开门结构。

2.4.8.10.3.3 保护屏不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。

2.4.8.10.3.4 保护屏采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。保护屏采用前开门旋转式结构时，保护装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转角度不小于 135°。

2.4.8.10.3.5 外引接线端子排置于柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150 毫米。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350 毫米。

2.4.8.10.3.6 柜体框架及柜内承重部分的钢板厚度不小于 2mm。

2.4.8.10.3.7 屏体设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，并且应安装容易，便于控制电缆的进出连接、检查和维护。

2.4.8.10.3.8 为了提高运行的可靠性，设备应采用成套插入式结构。

2.4.8.10.3.9 安装在继电保护室的屏体防护等级不低于 IP30，户外安装的屏体防护等级不低于 IP55。

2.4.8.10.3.10 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米。

2.4.8.10.3.11 各类按钮、开关等操作件的操作寿命不应少于 10000 次。

2.4.8.10.3.12 对于具有整定机构的元器件的操作寿命不少于 10000 次，整定操作时不应出现发卡或操作失灵等现象。

2.4.8.10.3.13 为满足“屏体更换、外部电缆利旧”的功能需求，屏柜后下部横梁可采用螺丝固定方式与屏柜左右框架连接固定，方便屏柜拆卸。可拆卸屏柜按照额定的静载荷，户内和户外机柜应符合 GB/T 18663.1-2008 中 5.2.1 和表 3 中 SL5 或 SL6 等级的提吊试验要求，以及相应的刚度试验要求；户内机柜的动载荷性能应符合 GB/T 18663.1-2008 中表 8 规定的 DL4 和表 12 规定的 K2 等级要求；户外机柜的动载荷应符合 IEC 61969.3-2011 中表 5 规定的 1 级试验要求；机柜的抗地震性能应符合 GB/T 18663.2-2007 中规定的 A 型和 B 型合成波形的要求，并由制造厂指明。

2.4.8.10.4 端子排布置

2.4.8.10.4.1 同一屏上布置多套保护装置时，端子排采用按装置分区，按功能分段原则。母线保护端子排布置应遵循“功能分段，支路分组”的原则。交流电流回路和出口回路按每个支路分组。柜内每侧底端集中预留备用端子。

2.4.8.10.4.2 每个装置区内端子排按功能段独立编号。

2.4.8.10.4.3 公共端、同名出口端采用端子连线，配置足够连接端子。

2.4.8.10.4.4 对外每个端子的每个端口只允许接一根线，不允许两根线压接在一起。

2.4.8.10.4.5 交流电流和交流电压采用试验端子。

2.4.8.10.4.6 端子应有明显的编号，端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，屏内左右两侧各侧至少留有不少于 10 个的备用端子，且留有备用端子排以供设计时作转接或过渡用。

2.4.8.10.4.7 各回路之间、正负电源之间、电源回路与其它端子之间要设置空端子隔离，跳、合闸引出端子与正电源至少间隔 1 个空端子。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。

2.4.8.10.4.8 端子排布置应按 Q/CSG1204080-2020 《10kV~110kV 元件保护技术规

范（试行）》附录 P：110kV 母线保护屏面机柜端子排布置示意图执行。

2.4.8.10.5 保护压板、转换开关及按钮

2.4.8.10.5.1 如采用分立式连接片，连接片的开口端应装在上方，接到断路器的跳闸线圈回路。并满足：连接片在落下过程中必须和相邻连接片有足够的距离，保证在操作连接片时不会碰到相邻的连接片；连接片在扭紧螺栓后能可靠地接通回路；穿过保护屏的连接片导电杆必须有绝缘套，并距屏孔有明显距离；连接片在拧紧后不会接地。

2.4.8.10.5.2 压板布置应遵循“按装置分排，按功能分区”的原则，并适当简化。

2.4.8.10.5.3 压板一般不宜超过 5 排，每排设置不超过 9 个，不足一排时，用备用压板补齐。压板在屏正面从左至右、自上而下依次排列。

2.4.8.10.5.4 装置压板的颜色参照《南方电网 220kV 母线保护技术规范》附录 I：220kV 母线及母联保护屏面机柜端子排布置示意图执行。为了便于区分正常运行时压板的投退，正常运行退出的压板（如保护检修状态压板）可采用与备用压板一致的颜色，宜将备用压板拆下或封死。其中红、黄、浅驼色分别推荐国标 GSB05-1426 中 R02 朱红、Y08 深黄和 Y13 淡黄灰。

2.4.8.10.5.5 压板可采用普通分立式、线簧式和其他样式。普通分立式和其他样式压板的底座色采用浅驼色，压板头采用红、黄色，禁止取下压板头以防混淆颜色。线簧式压板颜色通过压板上内嵌的标签纸底色来体现。

2.4.8.10.5.6 标签宜设置在压板下方，同一个站内标签设置的位置应统一。压板名称标签和对应的压板同一排分为一组，标签粘贴于压板下方，与不同排采用 5mm 宽的黄色反光条有效分隔，框内的分隔线中压板和标签一一对应。多个保护装置放置在同一屏（柜），不同装置的压板采用 5 mm 宽不同颜色的分隔框分隔，同一装置的压板放置在同一颜色分隔框内。为了便于分辨，也可每排端子之间加一个分隔线，分隔线与分隔框线宽应一致。同一个站内分隔框的颜色应一致。压板分隔线框的型式和颜色须符合具体运行单位的规定。

2.4.8.10.5.7 同一面保护屏上的保护压板分装置自上而下排列。

2.4.8.10.5.8 功能压板设置遵循必要和适当简化的原则，每种功能宜设置一块总功能压板。

2.4.8.10.5.9 按钮宜布置在保护屏正面前门打开时方便操作的一侧，转换开关宜布置在屏正面另一侧，且按钮或转换开关宜按功能与装置水平排列。

2.4.8.10.5.10 三相跳闸保护的出口压板宜按断路器三相设置一个。

2.4.8.10.5.11 保护出口回路和起动回路均应经压板才连至端子排上，压板应装在屏正面。

2.4.8.10.5.12 压板布置应按压板布置应按 Q/CSG1204080-2020《10kV~110kV 元件保护技术规范（试行）》附录 P：110kV 母线保护屏面机柜端子排布置示意图执行。

2.4.8.10.6 屏柜内布线

2.4.8.10.6.1 布线

a) 内部配线的额定电压应不低于 450V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.0 mm²，但对于 PT 回路的截面应不小于 1.5 mm²，CT 回路的截面应不小于 2.5 mm²。

b) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头，冷压连接应牢靠、接触良好。

c) 导线应无划痕和损伤，应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

d) 应保证所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性。

e) 所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

f) 若屏内具有加热器，端子和电加热器或电阻器之间的连接引线不能使用非耐热绝缘铜线。由于电加热器或电阻器附近的温度高，因此，应该采用瓷管套着的裸导线，或使用耐热的导线。

g) 在进行屏的内部布线时，不应该布置得使接点处于不利的角度或者温度升高的地方。

h) 对长期带电发热的元器件，安装位置应靠上方，与周围元器件及导线束应保持不小于 20mm 的间隙距离。

i) 在可运动的地方布线，如跨越门或翻板的连接导线，必须采用多股铜芯绝缘软导线，要留有一定长度裕量，并采用缠绕带等予以保护，以免产生任何机械损伤，同时还

应有固定线束的措施。

j) 连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。

k) 绝缘导线束不允许直接紧贴金属构件敷设。穿越金属构件时，应有保护导线绝缘不受损伤的措施。

1) 各保护装置对时接口的配线应连接至端子排，且端子排上应有明确的标识，以方便外部对时信号缆线的接入。

2.4.8.10.6.2 更换或新增的接线端子

a) 所有端子为额定值 1000V、10A 的压接型阻燃端子。端子应满足南网调继[2018] 9 号《保护屏柜及端子箱接线端子排技术规范（2018 年试行版）》要求。

b) 装置出口段端子采用红色端子。

c) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头；冷压连接要求牢靠、接触良好。

d) 电流电压回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。CT 和 PT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接装置的输入与输出回路。

e) 装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。外部接线侧一个端子的一个端口只允许接入一根导线。

f) 端子排应牢固固定，使其不致于振动、发热等而变松，同时还应能方便地进行检查和维护。

2.4.8.10.6.3 颜色

a) 在交流回路中：

A 相 黄色

B 相 绿色

C 相 红色

中性线 淡蓝色

b) 在直流回路中：

+ (正极) 棕色

- (负极) 蓝色

2.4.8.10.7 保护屏(柜)光缆(纤)要求

2.4.8.10.7.1 线径及芯数要求如下：

a) 光纤线径宜采用 62.5/125 μ m；

b) 多模光缆芯数不宜超过 24 芯，每根光缆至少备用 20%，最少不低于 2 芯。

2.4.8.10.7.2 敷设要求如下：

a) 双重化配置的两套保护不共用同一根光缆，不共用 ODF 配线架；

b) 保护屏（柜）内光缆与电缆应布置于不同侧、或有明显分隔

2.4.8.10.8 电子回路

2.4.8.10.8.1 为了预防外部和/或内部的过电压引起误动作，在电子电路中应该使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

2.4.8.10.8.2 电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

2.4.8.10.8.3 电子电路的外部连接应该用连接器进行。

2.4.8.10.8.4 应采用电线槽进行布线，若采用其他的布线系统则应由相关部门审批此布线系统。

2.4.8.10.8.5 为了防止误动作和/或拒动，在屏内应该有消除过电压发生的电路，交流回路和直流回路均应有预防外部过电压和电磁干扰或接地的措施。

2.4.8.10.8.6 每块印刷电路板应经防潮气和灰尘侵入处理。

2.4.8.10.9 改造或增设接地

2.4.8.10.9.1 交流电源输入的二次屏柜应有工作接零，供电电缆中应含有中性线芯。中性线芯不应与二次屏柜的金属外壳相连接。

2.4.8.10.9.2 当采用三相五线制交流电源向二次屏柜供电时，供电电缆中应含有中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次屏柜的金属外壳相连接。接地线芯材料和截面应符合相关规范的要求。

2.4.8.10.9.3 二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm² (推荐使用 40×3mm²) 的与屏体连接良好的二次专用接地铜排母线，铜排应提供两排螺丝连接孔，每排不少于 20 个孔。

螺丝孔径为 $\Phi 5.2\text{mm}$ ，孔中心纵向至铜排长边距离为 10mm ，还应配套提供铜螺丝组件(含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳)。外界地网接地点采用两个 $\Phi 10\text{mm}$ 规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件，分别布置在铜排两端，距铜排端部 50mm 。

2.4.8.10.9.4 装置外壳应在易接线的地方设置装置外壳接地，并设有接地标识。

2.4.8.10.10 保护屏温升

保护屏各部位温升不应超出 DL/T 720 的规定。

2.4.8.10.11 保护屏绝缘性能

2.4.8.10.11.1 用开路电压为直流 500V 的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻，应满足：

a) 所有带电回路(或与地有良好接触的金属框架)之间的绝缘电阻应不小于 $5\text{M}\Omega$ ；

b) 无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于 $10\text{M}\Omega$ ；

c) 介质强度满足 DL/T 720 的规定。

2.4.8.10.12 空气开关配置要求

2.4.8.10.12.1 每套保护装置应采用独立的直流型空气开关：

2.4.8.10.12.2 保护电源应采用独立的直流型空气开关。

2.4.8.10.13 照明

保护屏内不装设照明灯。

2.4.8.10.14 铭牌

保护屏的铭牌应该固定在屏的表面或屏内醒目的地方，铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成，铭牌为白底，其上为黑色的粗体字，并用中文标注。

2.4.8.10.15 柜体颜色

柜体颜色统一为RAL7035。

2.4.8.11 安全可控装置相关技术要求

2.4.8.11.1 装置应具备依靠自身研发、设计及生产，全面掌握核心技术，实现从硬件到软件的自主研发、生产、升级、维护的全过程可控，具备知识产权、供应链、技术发展等方面完全可控特点。

2.4.8.11.2 装置的性能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.8.11.3 装置硬件元器件及操作系统等核心软件应满足安全可控要求，生产厂家应严格把关装置元器件选型设计，确保装置长期运行的可靠性。

2.4.8.11.4 装置使用的嵌入式操作系统应具备自主知识产权或基于开源代码开发。嵌入式操作系统等基础软件应安全可控，严禁含有架构体系缺陷。

2.4.8.11.5 装置核心元器件（CPU、存储、FPGA、ADC、继电器、PHY、光模块等）应满足安全可控要求。

2.4.8.11.6 装置应与现有保护装置保持软硬件架构、功能实现机制基本一致。

2.4.8.11.7 装置的功耗、温升等影响长期运行可靠性的关键参数应与现有保护装置基本持平。

2.4.8.12 功能要求

2.4.8.12.1 基本要求

2.4.8.12.1.1 装置应具有独立性、完整性、成套性，应具有能反映被保护电力系统和电力设备各种故障及异常状态的保护功能。

2.4.8.12.1.2 装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

2.4.8.12.1.3 保护装置实现其保护功能不应依赖外部对时系统。

2.4.8.12.1.4 保护性能指标遵循 GB/T 14285、DL/T 478 和 DL/T 670 相关要求执行。

2.4.8.12.1.5 装置中不同保护功能应具备独立投退功能。

2.4.8.12.1.6 装置所有外接电路不应与装置的弱电电路有直接电气上的联系。针对不同电路，应采用隔离措施。

2.4.8.12.1.7 装置应提供友好的人机交互界面。

2.4.8.12.1.8 光缆跳闸装置、相关光纤连接、智能终端、过程层网络交换机等设备中任一元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。电缆跳

闸装置中单一电子元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。

2.4.8.12.1.9 保护装置应由独立的直流/直流变换器供电。直流电压消失时，装置不应误动。在直流电源恢复（包括缓慢地恢复）到 80%UN 时，直流逆变电源应能自动起动。拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，保护装置不应误动作。直流电源回路出现各种异常情况（如短路、断线、接地等）时保护装置不应误动作。

2.4.8.12.1.10 装置应设有自复位电路，在正常情况下，装置不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成程序走死时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出异常信号或信息，而装置不应误动作。

2.4.8.12.1.11 装置动作信号在直流电源断开和恢复后仍然可以保持。

2.4.8.12.1.12 保护装置应设有就地汉字信息显示功能和信息输出接口。

2.4.8.12.1.13 光缆跳闸装置应具有定义 GOOSE 链路名称功能，保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，相关开入状态的处理方式应按该开入对保护功能的影响而定。

2.4.8.12.1.14 装置应提供设备识别代码作为设备的唯一身份标识，设备识别代码信息应能通过装置液晶面板查看，应能按 Q/CSG1203045-2017 的建模方式输出设备识别代码。

2.4.8.12.1.15 装置的插件应支持通过扫码获取插件信息，插件信息宜包含插件型号、序列号、硬件版本号、生产日期（或批次）等相关信息。对于交流插件，宜提供 1A/5A 等规格信息。插件的硬件版本号应能反映 PCB 设计、元器件参数变化。

2.4.8.12.1.16 保护装置宜支持通过 XML 格式形成定值文件、档案文件、状态文件和告警文件，实现定值读写、档案信息上送、保护状态以及告警信息上送等功能：

a) 定值文件应包含定值文件描述、定值分组、更新配置等信息，并应支持通过文件读写实现定值读取及整定；

b) 档案文件应包含设备识别代码、装置型号、软件版本、程序生成时间及校验码等装置基本信息，并应支持增加投运时间、插件更换情况等运维信息；

c) 状态文件应包含装置的 ICD 文件保护遥信(dsRelayDin)、保护遥测(dsRelayAin)等数据集中保护状态量及模拟量信息；

d) 告警文件应包含告警信息原因分类及具体告警原因信息，通过动态文件 almDynamicInfo 和静态文件 almStaticInfo 两种方式组合上送；

e) 各类文件的格式要求及示例见 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》附录 A、B、C、D。

2.4.8.12.1.17 光缆跳闸保护装置、智能终端等装置宜具备光纤接口光强监视及报警功能，实时监视光纤接口接收及发送光信号强度。

2.4.8.12.1.18 装置应提供反映本身健康状态的信息，包括工作环境、硬件工作状态、软件运行状况、通信状况（包括内部通信状况和设备间的通信状况）等。

2.4.8.12.1.19 装置上电、重启过程中，不应发送与外部开入不一致的信息。

2.4.8.12.1.20 保护装置的校验码应由保护装置根据软、硬件实际情况自动生成，与软件版本号一一对应。

a) 基础软件由“基础型号功能”和“选配功能”组成；

b) 基础软件版本含有所有选配功能，不随“选配功能”不同而改变；

c) 基础软件版本描述由基础软件版本号、基础软件生成日期、程序校验码（位数由厂家自定义）组成；

d) 保护装置软件版本描述方法，见图 2.21。

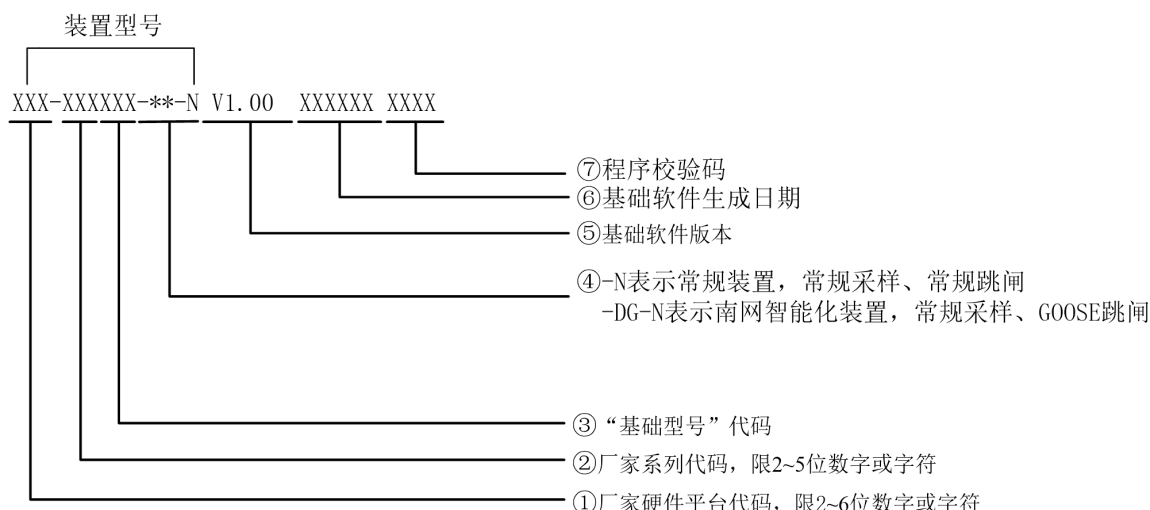


图 2.21 软件版本描述示意图

2.4.8.12.1.21 具备以下针对内存软错误的防控措施：

- a) 上电后对内存中不变的数据具备监视功能。
- b) 采用“保护+保护”双 CPU 架构的，宜具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能；采用“保护+启动”双 CPU 架构的，应具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能。
- c) 装置监视到内存数据异常时，应能记录异常，且能够自恢复，或闭锁装置并告警。

2.4.8.12.2 装置采样

2.4.8.12.2.1 采用常规互感器和二次电缆实现采样的保护装置的采样回路应使用双 A/D 结构（公用一个电压或电流源），应有防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作的措施，采样频率不应低于 1000 Hz。

2.4.8.12.2.2 保护装置的 A/D 采样环节应有抗频率混叠处理措施。

2.4.8.12.3 开入开出要求

2.4.8.12.3.1 保护装置开关量输入定义采用正逻辑，即接点闭合为“1”，接点断开为“0”。开关量输入“1”和“0”的定义统一规范为：

- a) “1”肯定所表述的功能；
- b) “0”否定所表述的功能。

2.4.8.12.3.2 保护装置需从高压开关场取开关量的开入应采用 110V（或 220V）强电平。

2.4.8.12.3.3 保护装置应输出足够的接点，分别用于跳合闸、录波、遥信及与其他保护和自动装置配合，并留有备用接点。（对应设备为光缆跳闸设备，则保护装置输出虚回路接点；对应设备为电缆跳闸设备，则保护装置输出常规接点。）

2.4.8.12.3.4 保护装置强电开入回路启动电压值应不大于 0.7 倍额定电压值，且不小于 0.55 倍额定电压值。

2.4.8.12.3.5 保护装置所有输出接点应是无源接点。

2.4.8.12.4 软硬压板

2.4.8.12.4.1 压板开入量采用正逻辑，即压板合上为“1”，表示投入该压板所对应的功能，压板打开为“0”，表示退出该压板所对应的功能。

2.4.8.12.4.2 装置应保存软压板投退状态，并掉电不丢失，可查看或通过通信上送。

2.4.8.12.4.3 光缆跳闸保护装置只设“远方操作”和“检修状态”硬压板，保护功能投退不设硬压板，要求如下：

- a) “远方操作”压板只设硬压板。“远方投退压板”、“远方切换定值区”和“远方修改定值”只设软压板，只能在装置本地操作，三者功能相互独立，分别与“远方操作”硬压板采用“与门”逻辑。当“远方操作”硬压板投入后，上述三个软压板远方功能才有效；
 - b) “检修状态”只设硬压板。对于采用 DL/T 860 标准时，当“检修状态”硬压板投入，保护装置报文上送带品质位信息。“检修状态”硬压板遥信不置检修标志；
 - c) “母线互联”、“母联（分段）检修”设软压板。
- 2.4.8.12.4.4 电缆跳闸装置的保护功能投退的软、硬压板应一一对应，采用“与门”

逻辑，以下压板除外：

- a) 母线保护的“母线互联”软、硬压板采用“或门”逻辑；
- b) “远方操作”压板只设硬压板。“远方投退压板”、“远方切换定值区”和“远方修改定值”只设软压板，只能在装置本地操作，三者功能相互独立，分别与“远方操作”硬压板采用“与门”逻辑。当“远方操作”硬压板投入后，上述三个软压板远方功能才有效；
- c) “检修状态”只设硬压板。对于采用 DL/T 860 标准时，当“检修状态”硬压板投入，保护装置报文上送带品质位信息。“检修状态”硬压板遥信不置检修标志。

2.4.8.12.4.5 智能站 GOOSE 软压板设置方式：

- a) 宜简化保护装置之间、保护装置和智能终端之间的 GOOSE 软压板；
- b) 保护装置应在发送端设置 GOOSE 输出软压板；
- c) 除母线保护的启动失灵开入、母线保护和变压器保护的失灵联跳开入外，接收端不设 GOOSE 接收软压板。

2.4.8.12.5 自动检测

2.4.8.12.5.1 装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

2.4.8.12.5.2 保护装置应根据保护被闭锁的情况给出准确的相关报警信息。

2.4.8.12.5.3 自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段启动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常工作状态，但应防止误告警。

2.4.8.12.5.4 除出口继电器外，装置内的任一元件损坏时，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块(插件)。

2.4.8.12.5.5 光缆跳闸装置应有过程层通信中断、异常等状态的检测、告警或闭锁相关保护功能。

2.4.8.12.6 定值要求

2.4.8.12.6.1 定值应便于管理和整定。具备定值切换功能。可以通过调试软件或装置面板进行定值整定，并具备远方修改定值功能。正常运行状态下，定值切换过程中保护不应误动。定值清单应能打印，并能通过通信口输出。

2.4.8.12.6.2 定值形式及内容

- a) 保护装置定值采用二次值；
- b) 保护装置定值名称不应随控制字或压板的投退而改变；
- c) 保护装置的定值清单应按以下顺序排列：
 - 1) 参数(装置参数、设备参数)；
 - 2) 保护装置数值型定值部分；
 - 3) 保护装置控制字定值部分。

2.4.8.12.6.3 保护装置电流定值下限应不大于 $0.05I_n$ 。

2.4.8.12.6.4 控制字设置遵循功能投退灵活的原则，每种功能的每个分项功能宜设置一个控制字。

2.4.8.12.6.5 保护装置功能控制字“1”和“0”的定义统一规范为：

- a) “1”肯定所表述的功能；
 - b) “0”否定所表述的功能；或根据需要另行定义；
 - c) 不应改变定值清单和装置液晶屏显示的“功能表述”。
- 2.4.8.12.6.6 110kV 及以下保护装置应有不少于四组可切换的定值区。定值区号从 1 开始。

2.4.8.12.6.7 保护装置通信参数应包含装置本机网络 IP 地址及白名单 IP 地址。

2.4.8.12.6.8 保护定值应支持通过通信方式及定值文件方式读取或修改；设备参数及通信参数中的 IP 地址等应支持通过通信方式及定值文件方式读取，但不允许远方修改和文件下装。

表 2.34 保护装置通信参数

定值名称	备注
A 网 IP 地址	
B 网 IP 地址	

C 网 IP 地址	装置应支持至少 3 个本机 IP 地址
.....	
白名单 IP 地址 1	未使用的白名单 IP 地址应设置为 0.0.0.0
白名单 IP 地址 2	
.....	
白名单 IP 地址 16	白名单 IP 地址定值数量应与装置可连接客户端能力相符
.....	

2.4.8.12.6.9 保护装置的定值设置方式：

a) 保护装置的定值应按定值清单标准格式设置，定值清单标准格式详见 Q/CSG1204080-2020 《10kV~110kV 元件保护技术规范（试行）》附录 A；

b) 保护装置电流、电压和阻抗定值应采用二次值，并输入电流互感器（CT）和电压互感器（PT）的变比等必要的参数；

c) 控制字采用二进制方式显示，遵循功能投退灵活的原则设置。运行中基本不变的、保护分项功能宜设置控制字，如“零序过流 I 段”采用控制字投退；

d) 保护总体功能投/退，可由运行人员就地投/退硬压板或远方操作投/退软压板实现；

e) 保护装置的定值范围应包含上下限。

2.4.8.12.7 事件记录与故障录波

2.4.8.12.7.1 保护装置应具有事件记录功能，应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如保护动作元件、开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换、装置复位、装置告警、装置异常等，事件记录时间分辨率不大于 1ms。

2.4.8.12.7.2 装置应掉电存储不少于 1000 条日志记录，超出装置记录容量时，应循环覆盖最早的日志记录。

2.4.8.12.7.3 保护装置故障录波文件的后缀为_f，启动录波文件的后缀为_s，装置处于检修状态时的故障或启动录波文件的后缀为_m。

2.4.8.12.7.4 保护装置应具备区分保护动作触发和保护启动触发记录故障录波的能力，分别存放动作录波、启动录波文件、检修录波文件和事件记录报文，避免互相影响，确保启动录波不会覆盖动作录波。人机界面及通讯召唤中录波列表按时间顺序排序。

2.4.8.12.7.5 保护装置应至少具备动作录波文件和启动录波文件各 8 次的记录能力，记录保护动作和保护启动全过程的所有信息，为分析保护动作行为提供详细、全面的数据信息：

a) 故障简报：动作元件、动作时间等。

b) 保护启动、跳闸出口等全过程录波，录波中应记录电流、电压等模拟量和断路器位置信息、外部保护动作输入信息、各保护内部动作信息等开关量。故障录波应详细记录保护启动、跳闸出口前 2 个周波及后 5 个周波。

c) 具有图形或数字打印输出功能。

d) 记录时间分辨率不小于 20 点/周波。

e) 记录的所有数据应能转换为 IEEE Std C37.111-1999（COMTRADE99）格式输出，并上送给站内智能录波器或继电保护信息系统子站（以下简称“保信子站”）。

f) 装置发生故障时不应丢失故障记录信息。

g) 装置直流电源消失后，所有记录信息不应丢失，电源恢复正常后，应能重新正确显示并输出。

h) 保护打印的故障录波文件，模拟量的标尺应与故障电流的大小相适应，通常标尺的大小不应超过故障量的 2 倍。

2.4.8.12.8 装置显示要求

2.4.8.12.8.1 采用液晶显示，采用全部汉字菜单，便于操作。

2.4.8.12.8.2 装置在正常运行时显示必要的参数、运行及异常信息，默认状态下，相关的数值显示为二次值。

2.4.8.12.8.3 装置应能分类显示保护动作报告。

2.4.8.12.8.4 保护装置面板指示灯按指示、告警和动作分类，包括装置自身状态灯

（如运行、异常等），保护状态（保护跳闸等）及回路状态监视（刀闸告警、母线互联等）的指示灯。保护装置面板指示灯宜分“亮”和“灭”两个状态。各信号灯的显示颜色如下：

- a) 动作信号灯采用红色；
- b) 运行指示灯采用绿色；
- c) 异常指示灯采用红色；
- d) 主保护闭锁指示灯采用红色；
- e) 装置检修指示灯采用红色。

2.4.8.12.9 通信规约

2.4.8.12.9.1 光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站设备）通信时，装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。电缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站）设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.8.12.9.2 保护装置等应支持上送采样值、开关量、压板状态、设备参数、定值区号及定值、自检信息、异常告警信息、动作事件及参数、录波报告信息、装置硬件信息、装置软件版本信息、装置日志信息等数据。同时支持远方投退压板、修改定值、切换定值区、远方复归功能，并具备权限管理功能。

2.4.8.12.9.3 保护装置应支持不小于 16 个客户端的 TCP/IP 访问连接，应支持不小于 12 个报告实例。

2.4.8.12.9.4 保护、录波等功能版本的升级不应涉及通信规约的变化。

2.4.8.12.9.5 装置与智能录波器（保信子站设备）通信发生了异常或中断，在重新建立连接后保护装置应能接受智能录波器（保信子站设备）的召唤，将全部历史波形列表上送。

2.4.8.12.9.6 保护装置与智能录波器（保信子站设备）通信规约中应具备上送定值、开关量、模拟量、事件、告警、波形文件功能。

2.4.8.12.9.7 继电保护装置采用 DL/T 860(IEC 61850)标准规约的，还应按 DL/T 860(IEC 61850)标准及《南方电网变电站 IEC 61850 通用应用模型》建模，装置厂商应提供 ICD 文件，完整的装置说明文档，包括模型一致性说明文档、协议一致性说明文档、协议补充信息说明文档等。

2.4.8.12.9.8 保护装置应设置白名单 IP 地址定值，并仅响应通信白名单 IP 地址列表内客户端的通信服务请求。

2.4.8.12.9.9 继电保护装置应按 T/CEC 818-2023 标准建模，装置供应商应提供 IDD 文件、CDD 文件。

2.4.8.12.10 远方控制要求

2.4.8.12.10.1 软压板远方控制技术要求

a) 保护装置软压板支持以遥控方式进行投入和退出操作，并支持以遥信方式上送软压板状态；

b) 保护装置软压板远方投退成功时，应返回遥控成功信息；远方投退不成功时，应返回遥控失败信息；

c) 无论遥控成功与否，遥控记录均应可在装置上记录、查询，遥控记录至少应包括操作时间、操作对象、操作命令来源、操作内容等必要信息；

d) 保护装置校核并通过远方投退软压板操作的选择指令后，应返回返校结果；

e) 在读取或修改软压板过程中，保护装置的功能应正常运行。

2.4.8.12.10.2 远方修改定值技术要求

a) 保护装置应支持远方召唤各定值区的定值文件；

b) 保护装置应支持以遥测方式上送运行定值区号；

c) 保护装置应支持远方修改非运行定值区内容，不允许远方直接修改运行定值区定值内容；

d) 保护装置应支持远方召唤、修改运行定值预备区定值及将该区定值投入实际运行；

e) 在读取定值、定值区号的过程中，保护装置的功能应正常运行；

f) 在切换定值区或修改定值的过程中，继电保护装置不应误动，允许装置短时（≤1min）闭锁保护功能。

2.4.8.12.10.3 保护装置任一时刻仅允许唯一客户端具备编辑定值区的操作权限。装置的编辑定值区权限管理机制：

a) 编辑定值区号为0时表示编辑定值区权限未被任何客户端占用；

b) 某一客户端将编辑定值区号写为非0合法值时，该客户端将独占编辑定值区的设置权限；

c) 获得编辑定值区权限的客户端可以对编辑定值区进行相关的读写操作，包括：写编辑定值区号、读编辑定值区定值、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；

d) 编辑定值区权限被某一客户端占用期间，应拒绝其它客户端对编辑定值区的写操作，包括：写编辑定值区号、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；

e) 占用编辑定值区权限的客户端将编辑定值区号写为0，表示释放对该编辑定值区的权限；

f) 占用编辑定值区权限的客户端再次将编辑定值区号写为非0合法值时，权限计时应重新开始；

g) 占用编辑定值区权限的客户端执行完确认执行编辑定值区定值命令（表示控制已经结束），装置将收回该客户端对编辑定值区的权限；

h) 装置超过180s未收到客户端的定值写操作时将收回其编辑定值区权限；

i) 客户端通讯中断时装置自动收回编辑定值区权限；

j) 装置收回编辑定值区权限后，自动将编辑定值区号修改为0。

2.4.8.12.10.4 原则上要求继电保护装置具备对控制指令的安全认证功能。

2.4.8.12.10.5 在复归的过程中，继电保护装置的功能应正确运行，不应影响任何动作、告警逻辑及相应记录。

2.4.8.12.10.6 当继电保护装置处于遥控对象被选择状态、远方切换定值区或远方修改定值操作指令未完成状态，均不应响应其它客户端的同类远方操作指令。

2.4.8.12.10.7 继电保护装置应设置“远方操作”硬压板以及“远方投退压板”、“远方切换定值区”、“远方修改定值”软压板，用于远方操作功能的投退管理，功能投退逻辑见图3。

a) “远方操作”硬压板与“远方修改定值”、“远方切换定值区”、“远方投退压板”均为“与门”关系；当“远方操作”硬压板投入后，上述三个软压板远方功能才有效。

b) “远方修改定值”软压板只能在装置本地操作。“远方修改定值”软压板投入时，保护装置应支持远方在线修改装置定值，修改过程中保护不应误动。

c) “远方切换定值区”软压板只能在装置本地操作。“远方切换定值区”软压板投入时，装置定值区可远方切换。定值区号应放入定值区号数据集，供远方监控。

d) “远方投退压板”软压板只能在装置本地操作。光缆跳闸装置“远方投退压板”软压板投入时，装置功能软压板、GOOSE开入软压板、GOOSE出口软压板方可远方投退。电缆跳闸装置“远方投退压板”软压板投入时，装置功能软压板方可远方投退。

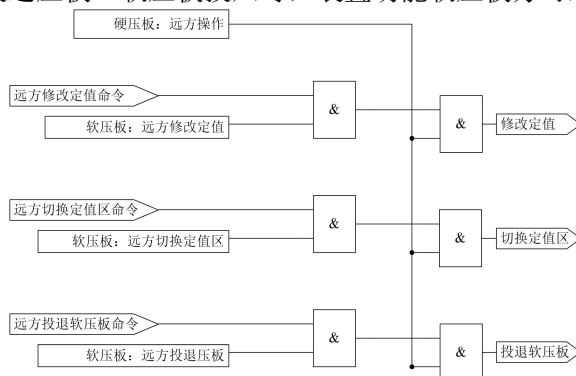


图 2.22 远方操作功能投退逻辑

2.4.8.12.10.8 保护装置就地（含调试工具）执行定值区号、定值、软压板及参数的设置操作时应拒绝响应远方客户端的远方操作指令。

2.4.8.12.10.9 保护装置处于保护动作状态时应拒绝响应远方客户端的远方操作指

令；同时应确保保护动作报告中的定值、压板、参数等内容与动作时刻一致。

2.4.8.12.11 通讯接口

保护装置应具备以下接口，通过通信口上传给变电站自动化系统和智能录波器（保信子站设备）的信号数据应带有时标，与变电站自动化系统及保信子站设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.8.12.11.1 过程层接口要求见 Q/CSG1204080-2020 《10kV~110kV 元件保护技术规范（试行）》附录 B；

2.4.8.12.11.2 对时接口：应支持接收对时系统发出的 IRIG-B 对时码；

2.4.8.12.11.3 间隔层通信接口：应具备 3 组相互独立的以太网通信接口；

2.4.8.12.11.4 其它接口：调试接口、打印机接口。。

2.4.8.12.12 时钟与时钟同步

2.4.8.12.12.1 保护装置能接收 IRIG-B 码同步对时信号，保护装置的对时精度误差应不大于±1ms。

2.4.8.12.12.2 装置应装设硬件时钟电路，直流电源消失后，硬件时钟应能正常工作，24 小时误差不大于±5 秒。

2.4.8.12.12.3 保护装置应能通过 NTP 服务提供装置时钟信息。

2.4.8.12.12.4 保护装置时钟对时信号异常后，应发相应告警报文。

2.4.8.12.12.5 保护装置宜支持时间同步管理功能，支持装置时钟可被监测，并能实现对对时信号的监测功能。

2.4.8.12.12.6 保护装置上送站控层数据所带的时标，应采用标准零时区，不应采用当地时区，人机界面应采用当地时区。

2.4.8.12.13 网络技术原则

2.4.8.12.13.1 组网时应合理考虑网络结构、交换机配置、带宽流量等因素，满足基础数据的完整性及一致性的要求，并应保证数据信息传输的实时性、有效性和可靠性。

2.4.8.12.13.2 数据网络应采用 100 Mbps 接口，过程层交换机之间宜采用 1000Mbps 的级联口。

2.4.8.12.13.3 保护、就地控制、录波等功能不应受站控层网络失效的影响。

2.4.8.12.13.4 光缆跳闸保护装置应支持 GOOSE 网络方式传输，传输协议及报文应符合 DL/T 860.81 的要求。

2.4.8.12.13.5 双重化配置光缆跳闸保护的过程层网络应遵循相互独立的原则，当一个网络异常或退出时不应影响另一个网络的运行。任一装置不应跨接双重化配置的过程层网络。

2.4.8.12.13.6 在过程层网络内，数据发送方按通信配置发送组播报文，不应发送与之无关的报文。

2.4.8.12.13.7 过程层网络交换机宜通过设置限制广播报文的发送。

2.4.8.12.13.8 系统任两台 IED 设备之间的数据传输路径不应超过 4 个交换机，数据传输中不应丢失数据。

2.4.8.12.13.9 110kV 及以上电压等级数据网络单点故障不应影响相应保护控制功能实现。

2.4.8.12.13.10 装置接入不同网络时，应采用相互独立的数据接口控制器。

2.4.8.12.13.11 光缆跳闸保护装置对应一台 IED 设备应只接收一个 GOOSE 发送数据集，该数据集应包含保护所需的所有信息。

2.4.8.12.13.12 光缆跳闸保护装置过程层光纤接口发送同一报文的最大时间差不应大于 1ms。

2.4.8.12.13.13 光缆跳闸保护装置及相关设备应具备网络压力承受能力：

a) 在输入不同大小流量非订阅异常流量报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；

b) 在输入不同大小流量订阅 GOOSE 重复报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；

c) 在输入单个订阅 GOOSE 正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0，每 5/6ms 发送 1 帧），且相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求。保护装置应能正确接收其他订阅 GOOSE 控制块报文的状态变位或联

闭锁信号并正确动作；

d) 在输入不同大小流量（最大端口线速）订阅正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0）情况下，要求装置不误动，不出现死机、重启等异常现象，网络压力消失后装置应恢复正常运行；

e) 网络压力测试具体方案可参考 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》附录 E。

2.4.8.12.13.14 同源双网的任一链路故障不影响光缆跳闸装置正常运行，不应因双网延迟差异等引起接收信号时序解析错误，光缆跳闸装置应能实现对断链链路的准确报警。

2.4.8.12.14 信息交换

2.4.8.12.14.1 采用 DL/T 860 标准时，保护等设备应该支持在线和离线获取模型，离线获取和在线召唤的模型应保持一致。定值模型应包含描述、定值单位、定值上限、定值下限、步长等信息。

2.4.8.12.14.2 采用 GOOSE 服务传输温度等模拟量信号时，发送装置应设置变化量门槛，避免模拟量信号频繁变化。

2.4.8.12.14.3 光缆跳闸 GOOSE 收发机制

2.4.8.12.14.3.1 GOOSE 发送机制

a) 装置上电时 GOCB 自动使能，待本装置所有状态确定后，按数据集变位方式发送一次，将自身的 GOOSE 信息初始状态迅速告知接收方，且第一帧为 StNum=1，SqNum=1；stNum 取值范围为 1~4294967295，状态每改变一次加 1，溢出后从 1 开始；sqNum 取值范围 0~4294967295，状态不变化时，每发送一次加 1，溢出后从 1 开始，0 专为 stNum 变化时首帧传输保留；装置重启后，stNum 和 sqNum 都从 1 开始。

b) GOOSE 报文变位后装置立即补发的时间间隔应为 GOOSE 网络通信参数中的 MinTime 参数（即 T1）。

c) GOOSE 报文中“timeAllowedtoLive”参数应为“MaxTime”配置参数的 2 倍（即 2T0）。

d) 采用双重化 GOOSE 通信方式的两个 GOOSE 网口报文，除源 MAC 地址外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

e) 所有 GOOSE 网口同一组报文，除源 MAC 地址内容不强制完全一致外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

2.4.8.12.14.3.2 GOOSE 接收机制

a) 接收方应严格检查 AppID、GOID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数是否匹配；若不匹配，接收方不应更新数据；

b) GOOSE 报文接收时应考虑通信中断或者发布者装置故障的情况，当 GOOSE 通信中断或配置版本不一致时，GOOSE 接收信息中位置信息宜保持中断前状态；

c) 单网接收机制

装置的单网 GOOSE 接收机制，见图 2.23。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum（状态号）参数是否相等。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum（顺序号）的大小关系，若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于上一帧的 SqNum，丢弃此 GOOSE 报文，否则更新接收方的数据。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 不相等，更新接收方的数据；

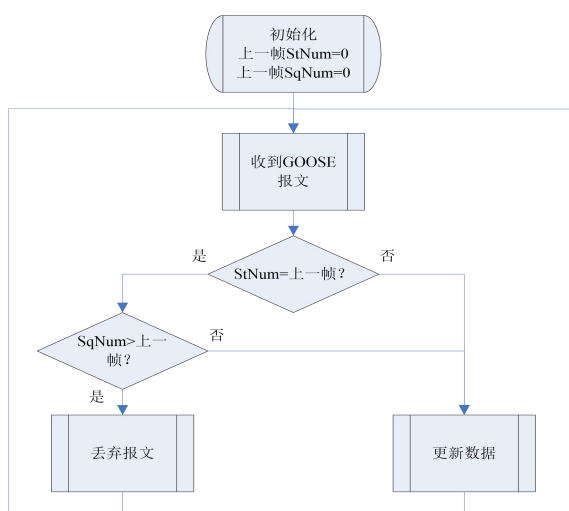


图 2.23 GOOSE 单网接收机制

d) 双网接收机制

装置的双网 GOOSE 接收机制，见图 2.24。装置的双网 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum 参数的大小关系。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum 的大小关系，若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于等于上一帧的 SqNum，丢弃此 GOOSE 报文。若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 小于上一帧的 SqNum，判断出发送方不是重启，则丢弃此报文，否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 小于上一帧的 StNum，判断出发送方不是重启，则丢弃此报文，否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 大于上一帧的 StNum，更新接收方的数据。

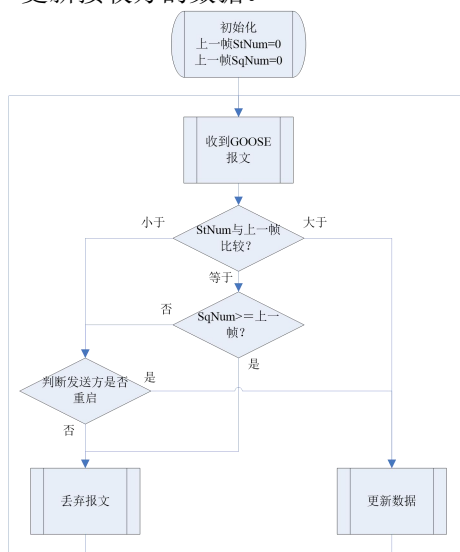


图 2.24 GOOSE 双网接收机制

2.4.8.12.14.3.3 GOOSE 时标

- 保护装置发送的 GOOSE 数据集不宜带时标；
- 智能终端输出的外部采集开关量信号应带 UTC 时标信息，每个时标应紧跟相应的信号排放；
- 间隔层装置虚端子关联时标时采用 GOOSE 报文关联的时标，不关联时标时采用本装置时标。

2.4.8.12.14.4 检修处理机制

2.4.8.12.14.4.1 装置检修状态

检修状态通过装置压板开入实现，检修压板应只能就地操作，当压板投入时，表示

装置处于检修状态。装置应通过 LED 状态灯、液晶显示、告警报文或报警接点提醒运行、检修人员装置处于检修状态，“检修告警”报文放入 dsWarning 数据集中（对应“检修报警”品质 q 的“Test 位”不应置 1）。

2.4.8.12.14.4.2 MMS 报文检修处理机制

- a) 装置应将检修压板状态上送客户端；
- b) 当装置检修压板投入时，本装置上送的所有报文中信号的品质 q 的 Test 位应置 1（对应检修压板的遥信中品质 q 的“Test 位”不应置 1）；
- c) 保护装置检修压板投入时，上送带品质位信息，保护装置应有明显显示（面板指示灯或界面显示）。参数、配置文件仅在检修压板投入时才可下装；
- d) 当光缆跳闸装置检修压板退出时，经本装置转发的信号应能反映 GOOSE 信号的原始检修状态；
- e) 客户端根据上送报文中的品质 q 的 Test 位判断报文是否为检修报文并作出相应处理。

2.4.8.12.14.4.3 光缆跳闸装置 GOOSE 报文检修处理机制

- a) 当装置检修压板投入时，装置发送的 GOOSE 报文中的 test 应置 1；
- b) GOOSE 接收端装置应将接收的 GOOSE 报文中的 test 位与装置自身的检修压板状态进行比较，只有两者一致时才将信号作为有效进行处理或动作；
- c) 当发送方 GOOSE 报文中 test 置 1 时发生 GOOSE 中断，接收装置应报具体的 GOOSE 中断告警，但不应报“装置告警（异常）”信号，不应点“装置告警（异常）”灯；
- d) 当装置检修压板投入时，若接收的数据不带检修位，装置不应点告警灯，不应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息；
- e) 当装置检修压板退出时，若接收的数据带检修位，装置不应点告警灯，但应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息。

2.4.8.12.14.5 MMS 双网冗余机制

采用双重化 MMS 通信网络的情况下，应遵循如下规范要求：

- a) 双重化网络的 IP 地址应分属不同的网段，不同网段 IP 地址配置采用双访问点描述，第二访问点宜采用“ServerAt”元素引用第一访问点。在站控层通信子网中，对两个访问点分别进行 IP 地址等参数配置。具体示例见 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》附录 F；
- b) 冗余连接组等同于 DL/T 860 标准中的一个连接，服务器端应支持来自冗余连接组的连接；
- c) 冗余连接组中只有一个网的 TCP 连接处于工作状态，可以进行应用数据和命令的传输；另一个网的 TCP 连接应保持在关联状态，只能进行读数据操作；
- d) 由客户端控制使用冗余连接组中的哪一个连接进行应用数据的传输；
- e) 来自于冗余连接组的连接应使用同一个报告实例号同一个缓冲区映像进行数据传输；
- f) 客户端可以通过冗余连接组的任何一个连接对属于本连接组的报告实例进行控制，但在注册报告控制块过程的一系列操作应由同一个连接完成；
- g) 客户端应通过发送测试报文，如读取某个数据的状态，来监视冗余连接组的两个连接的完好性；
- h) 客户端检测到处于工作状态的连接断开时，应通过冗余连接组另一个处于关联状态的连接清除本连接组的报告实例的使能位，写入客户端最后收到的本连接组的报告实例的 EntryID，然后重新使能本连接组的报告实例的使能位，恢复客户端与服务器的数据传输。

2.4.8.12.15 数据交换记录

2.4.8.12.15.1 数据交换记录包括报文监视记录和故障数据记录。

2.4.8.12.15.2 报文监视记录应对系统通信网络的全过程进行报文记录（带绝对时标的完整网络通信报文），光缆跳闸装置包括 MMS 通信网络、GOOSE 通信网络的报文记录；电缆跳闸装置包括 MMS 通信网络的报文记录。

2.4.8.12.15.3 报文监视记录采用单向数据采集方式，对原有通信网络不应产生任何影响，也不应产生任何附加报文。同时，在出现故障、死机或断电的情况下，也不应对原有通信网络产生任何影响。

2.4.8.12.15.4 报文监视记录应确保监视的报文全部信息不漏记、不丢失。

- 2.4.8.12.15.5 装置声明的 MMS 服务与装置支持的 MMS 服务要一致。
- 2.4.8.12.16 链路软压板及虚端子
- 2.4.8.12.16.1 GOOSE 虚端子信息包括开关量输入、跳闸出口、信号开出、告警、联闭锁等信息。
- 2.4.8.12.16.2 为便于系统集成及维护，宜通过中文描述表示装置各 GOOSE 虚端子的物理含义，虚端子的中文描述应明确无歧义。
- 2.4.8.12.16.3 在满足现场运行需求的前提下，宜简化二次设备之间的 GOOSE 软压板。保护装置应在发送端设 GOOSE 出口软压板。
- 2.4.8.12.16.4 对于同一输入端有连接多个外部端子的需求，同一物理含义的 GOOSE 开入虚端子应根据现场多数运行需求设置合适个数，该多个输入虚端子的中文描述宜用数字后缀区分。
- 2.4.8.12.16.5 智能终端的位置类 GOOSE 信号（断路器、刀闸等）统一采用双点信号。
- 2.4.8.12.16.6 智能终端应将未经处理的原始开入 GOOSE 信号如实上送，各相关 IED 设备根据各自需求完成所需信号合成。
- 2.4.8.12.16.7 设备供货供应商应在相关资料中详细描述虚端子与软压板的关系，合成信号的相关逻辑等
- 2.4.8.12.16.8 保护装置应具有更改 GOOSE 软压板描述功能
- 2.4.8.12.17 配置文件
- 2.4.8.12.17.1 光缆跳闸装置和智能终端等装置应具备 CCD 文件的 CRC 校验功能，保护装置宜能显示工程文件的 CRC 校验码和文件生成时间。
- 2.4.8.12.17.2 CCD 文件对于装置的应用要求如下：
- 2.4.8.12.17.2.1 装置上电后应计算 CCD 文件 CRC 校验码，计算的 CRC 校验码与 CCD 文件中的 CRC 校验码不一致时，应闭锁装置。
- 2.4.8.12.17.2.2 装置运行后宜通过 MMS 服务上送 CCD 文件的 CRC 校验码和文件生成时间，对不具有 MMS 服务的装置可通过 GOOSE 方式上传。
- 2.4.8.12.17.2.3 继电保护装置应支持显示 CCD 文件 CRC 码。
- 2.4.8.12.17.2.4 CCD 文件装置下装技术要求如下：
- 装置应在检修状态才开放 FTP 服务；
 - 装置下装完毕应重启一次后生效；
 - 装置通过装置以太网调试端口（RJ45）上传下装；
 - 装置统一采用 FTP 协议上传下装；
 - 装置统一上传下装 IP 地址为“100.100.100.100”，子网掩码为“255.255.255.0”。
- 2.4.8.12.17.3 装置宜支持通过文件服务实现 CID 和 CCD 文件上传功能。
- 2.4.8.12.17.4 配置工具
- 装置应通过配置工具下装 CCD 文件，CCD 文件应由配置工具以 SCD 文件作为唯一数据源生成并导出。
 - 供应商宜提供由国际权威机构或国家认可实验室（经 CNAS 或 CNAL 认可）出具的满足 DL/T 860.10-2018、Q/CSG1204059-2020 要求的配置工具试验报告。检验试验结果应为合格或符合相关要求。
- 2.4.8.12.18 动态模拟
- 保护装置应进行动态模拟试验，在各种故障条件下，装置动作应正确，信号指示应正常，其主要功能应符合 DL/T 670 等标准的规定。
- 2.4.8.12.19 保护的功能要求
- 母线保护基础型号代码见下表 2.35 所示：

表 2.35 母线保护基础型号代码表

序号	基础型号	代码
1	双母线接线 双母双分段接线 单母接线 单母分段接线	AL
2	双母单分段接线	DL

	单母三分段接线	
3	安全可控双母线接线 安全可控双母双分段接线 安全可控单母接线 安全可控单母分段接线	GAL
4	安全可控双母单分段接线 安全可控单母三分段接线	GDL

2.4.8.12.19.1 母差差动保护的技术要求

2.4.8.12.19.1.1 母线保护应能适应母线各种运行方式，并保证选择性和快速性。

2.4.8.12.19.1.2 保护整组动作时间（电缆跳闸装置含出口继电器时间）：差流大于等于 2 倍整定值时不大于 25ms；差流大于 1.2 倍整定值时应不大于 30ms

2.4.8.12.19.1.3 应能在双母线分组或分段运行时，有选择性地切除故障母线。应能自动判别双母线连接元件运行位置的切换，切换过程中，保护不应误动作，并能正确判断瞬时切除故障；

2.4.8.12.19.1.4 母线保护在互感器暂态过程中以及 CT 饱和情况下，应能正确动作。CT 饱和检测时间应不大于 3ms。

2.4.8.12.19.1.5 母线保护测量元件的动作特性为比率制动特性。

2.4.8.12.19.1.6 母线保护允许各支路使用不同变比的 CT；

2.4.8.12.19.1.7 母线差动保护基准 CT 变比可整定，所有支路电流均按此基准 CT 变比折算。各支路按实际 CT 变比输入，母线保护自动换算。

2.4.8.12.19.1.8 保护电流互感器二次回路断线的处理原则：主保护不考虑 CT、PT 断线同时出现，不考虑无流元件 CT 断线，不考虑三相电流对称情况下中性线断线，不考虑两相、三相断线，不考虑多个元件同时发生 CT 断线，不考虑 CT 断线和一次故障同时出现；

2.4.8.12.19.1.9 在交流电流回路不正常或断线时应不误动，并能闭锁母线保护及发出告警信号，要求如下：

a) 主变或线路支路 CT 断线闭锁断线相大差及所在母线断线相小差；

b) CT 断线恢复后保护应自动复归；

c) 母联（分段）CT 断线后所在母线发生断线相故障，先跳开母联，延时 150ms 后选择故障母线。此处母联（分段）不包括双母双分接线的分段，双母双分接线的分段 CT 断线按主变或线路支路 CT 断线处理逻辑。

2.4.8.12.19.1.10 对构成环路的各类母线，母线保护不应因母线故障时有流出母线的短路电流而拒绝动作。

2.4.8.12.19.1.11 双母线接线或双母线单分段的母线保护，在母线分列运行，发生死区故障时，应能有选择地切除故障母线。

2.4.8.12.19.1.12 装置应能自动识别母联（分段）开关的充电状态，合闸于母线故障时，应瞬时跳母联（分段）开关，不应误切运行母线。

2.4.8.12.19.1.13 母线保护应设电压闭锁元件，并具备电压闭锁元件启动后的告警功能。当母线 PT 断线时，允许母线保护解除该段母线电压闭锁；

2.4.8.12.19.1.14 保护判据所需要的母联（分段）断路器位置，应从就地获取断路器辅助接点。应采用双位置输入，不对应时，发“母联（分段）位置异常”告警信号。

2.4.8.12.19.1.15 装置上送后台的刀闸位置为保护实际使用的刀闸位置状态；

2.4.8.12.19.1.16 双母线接线的母线保护，应设置母联（分段）失灵和死区保护，当母联（分段）开关失灵或母联（分段）开关与电流互感器之间发生故障时，保护应能正确、可靠动作，快速切除故障。

2.4.8.12.19.1.17 双母线接线的母线保护，通过隔离开关辅助接点判别母线运行方式时，应对隔离开关辅助接点进行自检。当与实际位置不符时，发“支路刀闸位置异常”告警信号，应能通过手动强制方式校正隔离开关位置。当仅有一个支路隔离开关位置无开入，且该支路有电流时，保护装置仍应具有选择故障母线的功能。

2.4.8.12.19.1.18 双母线接线母差保护应具备外部保护动作启动母联（分段）失灵保护的输入接点。

2.4.8.12.19.1.19 双母双分段接线母差保护应提供启动分段失灵保护的出口接点。

- 2.4.8.12.19.1.20 母线保护动作后内部逻辑应具备启动主变断路器失灵功能。
- 2.4.8.12.19.1.21 当采用含失灵保护功能的母线保护时，母线保护动作后应自启动主变断路器失灵功能；
- 2.4.8.12.19.1.22 双母双分段接线的母线保护跳分段不经复合电压闭锁。
- 2.4.8.12.19.1.23 应设置母联(分段)检修压板，仅当母联(分段)断路器检修时方投入此压板。当此压板有开入同时母联(分段)间隔有电流时，装置应发出告警信号。
- 2.4.8.12.19.1.24 母线保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，对应开关及刀闸位置开入宜保持断链前状态。
- 2.4.8.12.19.1.25 母联(分段)失灵保护固定投入，不设软、硬压板。双母双分段接线的分段分列运行时允许分段失灵保护动作；
- 2.4.8.12.19.1.26 母线保护应支持按间隔跳闸。
- 2.4.8.12.19.1.27 母线保护应有闭锁备自投等输出接点。
- 2.4.8.12.19.2 断路器失灵保护技术要求
- 2.4.8.12.19.2.1 应采用母线保护装置内部的失灵电流判别功能；各线路、变压器支路均采用各自的电流定值，采用相电流、零序电流、负序电流“或门”逻辑，零、负序电流可通过控制字投退。各支路失灵电流按对应支路 CT 变比分别整定。
- 2.4.8.12.19.2.2 应由母线失灵保护装置利用隔离开关辅助接点完成失灵间隔的母线选择功能。
- 2.4.8.12.19.2.3 应由母线失灵保护装置完成断路器失灵跳闸的电压闭锁功能。
- 2.4.8.12.19.2.4 线路支路、变压器支路应设置三相跳闸启动失灵开入回路。
- 2.4.8.12.19.2.5 “启动失灵”开入异常时应告警。
- 2.4.8.12.19.2.6 失灵保护应有失灵跟跳本间隔、跳母联(分段)断路器和跳相邻断路器的功能。以上各出口延时时可分别整定。
- 2.4.8.12.19.2.7 母联(分段)失灵保护、母联(分段)死区保护均应经电压闭锁元件控制。
- 2.4.8.12.19.2.8 母线保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，对应失灵开入应清零。
- 2.4.8.12.19.2.9 失灵保护动作后母联(分段)或主变间隔失灵，母联(分段)或主变间隔应具备再次启动断路器失灵的逻辑。
- 2.4.8.12.19.3 母联(分段)保护技术要求
- 2.4.8.12.19.3.1 母联(分段)过流保护设置不经电压闭锁的两段相过流和一段零序过流，每段相过流和零序过流保护延时分别整定，动作后启动失灵。过流保护经保护投入压板和整定值中相应段保护投入控制字投退。
- 2.4.8.12.19.3.2 母联(分段)保护应具有 CT 断线报警功能。
- 2.4.8.12.19.4 110kV 母联(分段)保护(可选)技术要求
- 2.4.8.12.19.4.1 母联(分段)断路器宜配置独立于母线保护的相电流和零序电流保护，保护应具备瞬时和延时跳闸的回路，作为母线充电保护，并兼作新设备投运时的辅助保护，保护宜与测控分开。110kV 母联(分段)断路器保护装置基础型号代码为 A，无选配功能。
- 2.4.8.12.19.4.2 设置带延时的两段相电流和两段零序电流保护功能。每段相电流和零序电流保护，可经控制字独立投退，其延时可分别整定。
- 2.4.8.12.19.4.3 相电流和零序电流保护共用一个功能压板。
- 2.4.8.12.19.4.4 电缆跳闸操作箱(插件)功能要求
- 2.4.8.12.19.4.4.1 操作箱(插件)的防跳功能应方便取消，跳闸位置监视与合闸回路的连接应便于断开；跳闸回路与合闸位置监视应方便在外部固定连接；
- 2.4.8.12.19.4.4.2 操作箱(插件)中的断路器跳、合闸压力闭锁功能应方便取消；
- 2.4.8.12.19.4.4.3 保护装置先上电而操作箱(插件)后上电时，不应误启动重合闸；
- 2.4.8.12.19.4.4.4 操作电源的自动空气开关(以下简称空开)应设在操作箱(插件)所在屏内；
- 2.4.8.12.19.4.4.5 操作箱(插件)应具备以下功能：手合、手跳回路；保护跳闸回路(启动重合闸)；永跳回路(闭锁重合闸)；断路器压力闭锁回路；断路器防跳回路；与相关保护配合的断路器位置；跳闸及合闸位置监视回路；控制回路断线闭锁重合闸回路及信号(含直流电源监视功能)(注：具有弹簧未储能闭锁重合闸功能)；事故总信号；

2.4.8.12.19.4.4.6 具有合后接点和手跳接点提供给备自投装置。

2.4.8.12.20 网络通信及身份鉴别要求

2.4.8.12.20.1 GOOSE 双网接收机制应满足以下基本原则

a) 继电保护装置应具有双网数据一致性校验功能，装置接收到双网数据不一致时应告警，不一致现象消失后告警返回。

b) 对网络风暴（重复报文）、异常帧、畸形帧等无效报文应该具有识别和抑制的能力，不能引起保护的死机、重启、软复位。单网出现上述异常时不能引起保护功能的丧失。至少能识别以下非法情况：不符合链路层以太网规则的报文；接收方 MAC、AppID、GOID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数不匹配；通道个数及订阅通道的数据集类型不一致。

c) 某控制块发生网络雪崩时，应不影响其他控制块，不能引起保护死机、重启、软复位。

d) 对于双网接收机制判发送方重启条件下（即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小）的单帧突发异常报文，应该具有容错机制。

e) 当发生单网运行情况时，应能正常使用单网的数据；当断链网络恢复时，保护应经容错鉴别后方使用该网数据，不应发生误动、拒动。

f) 保护装置接收到 GOOSE 长期不更新时，应具有告警功能，并能够识别心跳报文防止频繁告警。

g) 当 StNum 不变时，应对数据区内容进行识别，若数据区变化应告警。

h) 双网接收机制判发送方重启条件（即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小）应充分考虑装置重启、双网间存在较大延时等异常工况，保护装置不应发生误动、拒动。

i) 网络异常恢复后装置应恢复正常。

2.4.8.12.20.2 装置应具备 MMS 报文容错及自恢复能力

a) 装置对 MMS 协议应有足够的健壮性，对畸形帧、超长帧、超短帧应具备一定的容错能力，具备持续、稳定运行的能力。

b) 在极端异常情况下，允许 MMS 通信进程重启，装置应具备 MMS 自恢复能力，恢复过程中不得影响保护功能，不得改变保护定值、配置等重要参数。

2.4.8.12.20.3 装置配置文件上传和下装使用的网口及协议要求

a) 保护装置运行口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。保护装置配置文件的上传和下装应使用调试口，保护装置仅在投入检修压板时开启调试口的文件上传及下装功能，退出检修压板时自动关闭调试口的 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。

b) 过程层交换机业务口、运维口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。过程层交换机配置文件的上传和下装应使用调试口。

c) 多余、无用的服务和端口应关闭。

2.4.8.12.20.4 保护装置用户身份鉴别要求

保护装置应具备用户身份标识和鉴别功能。保护装置支持用户数量不低于 3 个，至少包含管理员，操作员 1（用于修改定值、参数、配置、软压板），操作员 2。操作员进入装置进行参数修改前需要输入密码进行身份鉴别，操作完成保存时需再次输入密码实现二次鉴别。

2.4.8.12.21 保护信息文件化相关要求

2.4.8.12.21.1 文件要求

a) 装置接收到生成定值文件的直控命令后，生成的定值文件内容应与装置当前定值保持一致，且应包含所有区（含定值预备区）定值。

b) 装置上电重启时可自动删除动态告警文件、状态文件、定值文件。

c) 装置定值发生变化且固化后，应立即自动删除定值文件。

2.4.8.12.21.2 装置操作控制

a) 定值文件的生成及上传操作不受远方修改定值软压板、远方操作硬压板控制。

b) 档案文件、告警文件及状态文件的生成及上传操作不受远方操作硬压板控制。

c) 远方复归不受远方操作硬压板控制。

d) 应有相关的闭锁机制，防止网络异常时频繁生成文件影响保护装置正常运行，至少应具备以下措施：

① 动态告警文件或状态文件每天仅允许执行 3 次的生成文件直控命令；装置重启后可重新计时计次。

②在不大于 3 分钟的间隔时间内，装置仅允许执行一次生成定值文件的直控命令，每小时执行不多于 20 次的生成定值文件直控命令；装置重启后可重新计时计次。

③当满足闭锁机制时，装置接收到相关文件生成的直控命令时应拒绝执行，并反馈该类文件生成失败报告。

2.4.8.12.21.3 远方修改定值要求

远方修改定值应符合《继电保护远方操作技术要求（试行）》。通过定值文件校核时，为确保上送为最新定值文件，客户端应先发生成定值文件的直控命令，待保护装置生成定值文件成功后，客户端再召唤定值文件。

2.4.8.12.22 安全可控装置相关功能要求

2.4.8.12.22.1 装置的功能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.8.12.22.2 继电保护装置核心保护功能、算法实现不依赖于操作系统，直接运行在硬件层，简洁可靠。

2.4.8.12.22.3 常规采样的装置应坚持双 A/D 结构设计，防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作。

2.4.8.12.22.4 装置除出口继电器外，任一元件损坏时，不应误动作跳闸。

2.4.8.12.22.5 110kV 及以上装置应坚持“保护+启动”或“保护+保护”的系统架构设计原则。采用“保护+启动”架构时，保护逻辑和启动逻辑分别在不同处理器或同一处理器不同核上运行，程序异常复位功能应相互独立且互不影响。

2.4.8.12.22.6 装置的整体功能（保护、人机及通信等）以及整体性能（采样精度、动作灵敏度、动作速度等）应与现有装置持平，满足现行国标、行标关于装置技术规范以及测试规范的要求。

2.4.8.12.22.7 装置应具备内存软错误的防控措施，内存发生单 Bit 位翻转时能够可靠防止装置误动。

2.4.8.13 试验

试验方法按 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》中 10、11 的规定进行。

2.4.8.13.1 型式试验

在下列任一情况下，装置须进行型式试验：

2.4.8.13.1.1 新产品研发或定型前。

2.4.8.13.1.2 产品正式投产后，如遇设计、工艺材料、元器件有较大改变，经评估影响装置性能或安全性时。

2.4.8.13.1.3 当装置软件有较大改动时，应进行相关的功能试验或模拟试验。

2.4.8.13.1.4 执行有关规定时。

正常试验大气条件：

a) 环境温度：+15℃～+35℃；

b) 相对湿度：45%～75%；

c) 大气压力：80kPa～106kPa。

在上述正常试验大气条件下，应对如下项目逐条进行型式检验：

a) 温度影响；

b) 温度贮存；

c) 功率消耗；

d) 过载能力；

e) 主要功能、技术性能；

f) 静态模拟；

g) 动态模拟；

h) 电磁兼容性能；

i) 直流电源影响；

j) 绝缘性能；

k) 耐湿热性能；

l) 连续通电；

m) 机械性能；

- n) 结构与外观;
- o) 安全 (仅测量保护接地连续性和安全标志检查)

2.4.8.13.2 出厂试验

每套装置均应进行出厂试验, 经质量检验部门确认合格后方可出厂, 并应具有证明产品合格的出厂证明书。

投标方应提供同类设备加盖质量检验部门检验专用章的出厂检验报告。

在设备交货之前在投标方厂内进行下列工厂试验项目, 以表明设备符合本技术条件书规定的要求。招标方代表参加作为试验见证。

微机保护装置工厂试验项目如下:

2.4.8.13.2.1 结构和外观检查

2.4.8.13.2.2 基本功能试验

装置中各种原理保护的定值试验

各种原理保护的動作时间试验

各种原理保护的動作特性试验

逻辑回路及联合動作正确性检查

数据采集系统的精度和线性度范围试验

硬件系统自检

硬件系统时钟校核

通信检查

开关量输入输出回路检查

以上试验的结果应满足以上三~五的各项技术要求

2.4.8.13.2.3 连续通电试验

2.4.8.13.2.4 110kV 及以上电压等级智能站按要求开展组网出厂验收调试工作。各供应商除完成所供装置的单体出厂测试外, 还应配合集成商按实际工程搭建典型间隔的模拟测试环境, 完成过程层网络、SCD、智能录波器功能等项目的整体调试。

2.4.8.13.3 现场试验及调试

装置运到工地安装完毕, 招标方会通知投标方专家到场参加设备调试, 保护定值由招标方提供。投标方按该保护定值进行调试工作, 并进行模拟故障时开关传动试验, 证实保护与其他设备工作正常。

调试完毕后, 投标方应向招标方提供设备调试报告。

在调试过程中, 若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况, 投标方应负责更换。

2.4.8.13.4 送样检测标准如下 (具体测试根据实际物资品类选取):

中国南方电网有限责任公司 110kV 母线保护装置送样检测标准、

中国南方电网有限责任公司 110kV 及以下系统断路器操作插件 (箱) 送样检测标准

2.4.9 220kV 安全可控光缆跳闸主变保护屏

2.4.9.1 额定电气参数

2.4.9.1.1 直流电源

a) 额定电压: 220V、-48V (放在通信机房的保护相关设备);

b) 允许偏差: -20%~+15%;

c) 纹波系数: 不大于 5%;

d) 开入电压: 弱电开入额定电压不低于 24V, 强电开入 110V。

2.4.9.1.2 交流回路

a) 常规采样

1) 交流电流 (I_n): 1A;

2) 交流电压 U_n : $100/\sqrt{3}$ V、100V (外接零序电压);

b) 频率: 50Hz。

2.4.9.2 技术性能要求

2.4.9.2.1 交流回路精确工作范围

- a) 相电压: $(0.01 \sim 1.5)U_n$;
- b) 装置中测量元件的准确度和变差要求应满足 DL/T 478 中 4.3 的规定。

2.4.9.2.2 开关量输入和输出

对开关量输入和输出的要求应符合 DL/T 478 中 4.5 的规定。

2.4.9.2.3 装置采样

a) 采用常规互感器和二次电缆实现采样的保护装置的采样回路应使用双 A/D 结构(公用一个电压或电流源), 应有防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作的措施, 采样频率不应低于 1000 Hz。

b) 数字化光纤直连采样或网络采样的装置应采用两路不同的 A/D 采样数据, 当某路数据无效时, 保护装置应告警、合理保留或退出相关保护功能。

c) 保护装置 A/D 采样环节应有抗频率混叠处理措施。

2.4.9.2.4 过程层光纤接口

- a) 光纤类型: 多模光纤;
- b) 光纤芯径: $62.5/125\ \mu\text{m}$ (或 $50/125\ \mu\text{m}$);
- c) 光波长: 1310nm 或 850nm;
- d) 光纤发送功率和接收灵敏度:

1) 1310nm 光纤

百兆光纤发送功率范围: $-20\text{dBm} \sim -14\text{dBm}$; 光接收灵敏度范围: $-31\text{dBm} \sim -14\text{dBm}$;

千兆光纤发送功率范围: $-11.5\text{dBm} \sim -3\text{dBm}$; 光接收灵敏度范围: $-19\text{dBm} \sim -3\text{dBm}$ 。

2) 850nm 光纤

千兆光纤发送功率范围: $-9\text{dBm} \sim -2.5\text{dBm}$; 光接收灵敏度范围: $-18\text{dBm} \sim -2.5\text{dBm}$ 。

e) 光纤连接器类型: LC 或 ST 接口。

2.4.9.2.5 对时接口

- a) 采用光纤 IRIG-B 码对时方式时, 宜采用 ST 接口;
- b) 采用电 IRIG-B 码对时方式时, 采用直流 B 码, 通信介质为屏蔽双绞线。
- c) 光纤接收灵敏度范围: $-24\text{dBm} \sim -10\text{dBm}$ 。

2.4.9.2.6 打印接口

- a) 保护装置应具备 RS-232 接口能力;
- b) 宜具备网络打印接口。

2.4.9.2.7 以太网电接口

- a) 传输介质: 五类及以上屏蔽双绞线;
- b) 接口类型: RJ-45 电接口;
- c) 接口数量: 3 个。

d) 规约设置: 光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器(保信子站设备)通信时, 装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。电缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器(保信子站)设备通信时, 各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约, 即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约, 以及一个采用 103, 另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.9.2.8 调试接口

调试接口应采用以太网接口

2.4.9.2.9 功率消耗

装置各回路的功率消耗应符合 DL/T 478 中 4.7 的规定。

2.4.9.2.10 过载能力

- a) 交流电流回路: 2 倍 I_n 时连续工作, 50 倍 I_n 时允许 1s;
- b) 交流电压回路:

1) 对于中性点直接接地系统的装置:

- 1.4 倍额定电压, 保护装置长期连续工作;
- 2 倍额定电压, 允许 10s。

2) 对于中性点非直接接地系统的装置:

- 140V, 长期连续工作;

—— 200V，允许 10s。

c) 装置经受电流电压过载后应无绝缘损坏。

2.4.9.2.11 直流电源要求

装置的直流电源影响应符合 DL/T 478 中 7.5 的规定。装置所使用的逆变电源应满足 DL/T 527 中规定的各项要求。此外，同一厂家同一系列保护装置的电源模块应能互换，逆变电源故障不应导致保护误动，具有失电闭锁功能。逆变电源装置的平均无故障时间不低于 100000 小时 (11.4 年)。

2.4.9.3 电磁兼容性能

装置的电磁兼容性能应符合 DL/T 478 中 4.8 的规定。

2.4.9.4 绝缘性能

装置的绝缘配合性能应符合 DL/T 478 中 4.9 的规定。

2.4.9.5 耐湿热性能

装置的温湿度环境性能应符合 DL/T 478 中 7.3 的规定。

2.4.9.6 机械性能

2.4.9.6.1 装置的机械性能应符合 DL/T 478 中 4.10 的规定。

2.4.9.6.2 结构、外观

a) 机箱的尺寸。机箱、插件的尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

b) 表面涂覆。装置表面涂覆的颜色应均匀一致，无明显的色差和眩光，表面应无沙粒、趋皱和流痕等缺陷；

c) 插件的插拔性能。插件结构的装置中插件应插拔灵活、互换性好。交流插件拔出后，装置应能通过机械的方式自动短接电流回路。

2.4.9.6.3 外壳

a) 外壳应满足装置在变电站基本环境条件下使用、维护和修理的要求；

b) 为满足更高的防护要求，允许在装置原有防护基础上，采取辅助措施，提高防护等级，如置于屏柜之中。

c) 装置应采取必要的抗电气干扰措施，装置的金属外壳应在电气上连成一体，并设置可靠的接地点。

2.4.9.6.4 接地

装置应有安全地以满足装置安全、电磁兼容等要求。

2.4.9.6.5 振动

装置能承受 GB/T 11287 规定的 I 级振动响应和振动耐受试验。

2.4.9.7 连续通电

装置完成调试后，出厂前应进行连续通电试验。试验期间，装置工作应稳定可靠，动作行为、信号指示正确，无元器件损坏、软件运行异常或其他异常情况出现。

2.4.9.8 安全要求

装置的安全性能应满足 DL/T 478 中 6 的要求。

在设备生命周期内，若设备本身存在安全隐患或漏洞，投标方应为招标方进行安全修复或更换。

2.4.9.9 继电器设计要求

2.4.9.9.1 直流电压为 220V 的直流继电器线圈的线径不宜小于 0.09mm，如用线圈线径小于 0.09mm 的继电器时，其线圈须经密封处理，以防止线圈断线；如果用低额定电压规格 (如 220V 电源用于 110V 的继电器) 的直流继电器串连电阻的方式时，串联电阻的一端应接于负电源。

2.4.9.9.2 直流电压在 110V 及以上的中间继电器一般应有符合下列要求的消弧回路：

2.4.9.9.2.1 不得在它的控制触点上并接电容、电阻回路实现消弧。

2.4.9.9.2.2 用电容或反向二极管并在中间继电器线圈上作消弧回路，在电容及二极管上都必须串入数百欧的低值电阻，以防止电容或二极管短路时将中间继电器线圈回路短接。消弧回路应直接并在继电器线圈的端子上。

2.4.9.9.2.3 选用的消弧回路所用反向二极管，其反向击穿电压不宜低于 1000V，禁止低于 600V。

2.4.9.9.2.4 注意因并联消弧回路而引起中间继电器返回延对相关控制回路的影响。

响。

2.4.9.9.3 跳闸出口继电器的起动电压在直流额定电压的 55%~70%之间。对于动作功率较大的中间继电器(例如 5W 以上),如为快速动作的需要,则允许动作电压略低于额定电压的 50%,此时必须保证继电器线圈的接线端子有足够的绝缘强度。由电抗器瓦斯保护动作的中间继电器,因连线长,电缆电容大,为避免电源正极接地误动作,应采用较大起动功率的中间继电器,但不要求快速动作。

2.4.9.9.4 断路器跳(合)闸线圈的出口触点控制回路,必须设有串联自保持继电器,并保证:

2.4.9.9.4.1 跳(合)闸出口继电器的触点不断弧。

2.4.9.9.4.2 断路器可靠跳、合闸。

2.4.9.9.5 对于单出口继电器,可以在出口继电器跳(合)闸触点回路中串入电流自保持线圈,并满足如下条件:

2.4.9.9.5.1 自保持电流不应大于额定跳(合)闸电流的 50%,线圈压降小于额定值的 5%。

2.4.9.9.5.2 出口继电器的电压起动线圈与电流自保持线圈的相互极性关系正确。

2.4.9.9.5.3 电流与电压线圈间的耐压水平不低于交流 1000V、1min 的试验标准(出厂试验应为交流 2000V、1min)。

2.4.9.9.5.4 电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

2.4.9.9.5.5 电流型防跳继电器应为快速动作的继电器,其动作电流小于跳闸电流的 50%,线圈压降小于额定值的 10%。电压型防跳继电器动作电压在直流额定电压的 55%~70%之间。

2.4.9.9.6 不得采用可控硅跳闸出口的方式。

2.4.9.9.7 两个及以上中间继电器线圈或回路并联使用时,应先并联,然后经公共连线引出。检查测试带串连信号继电器回路的整组起动电压,必须保证在 80%直流额定电压和最不利条件下分别保证中间继电器和信号继电器都能可靠动作。

2.4.9.9.8 用隔离开关辅助接点控制的电压切换继电器,应有一对电压切换继电器触点作监视用。

2.4.9.10 屏柜改造要求

2.4.9.10.1 对屏柜现场改造结构件的要求

2.4.9.10.1.1 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

2.4.9.10.1.2 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

2.4.9.10.1.3 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.9.10.2 涂漆和防锈

2.4.9.10.2.1 除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外,其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为 0.04 毫米到 0.1 毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆,使干膜的厚度达到 0.127 毫米到 0.178 毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

2.4.9.10.2.2 所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。

2.4.9.10.2.3 屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有亚光的表面层。

2.4.9.10.2.4 屏上的涂漆应有良好附着力,不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

2.4.9.10.3 保护屏柜改造要求

2.4.9.10.3.1 根据资产全生命周期管理要求,所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求,对所供应的物资进行标签贴标工作,将相关信息在出厂前写入标签。

2.4.9.10.3.2 安装在继电保护室的保护屏采用柜式,前后开门结构尺寸为 2260×800×600mm,前开门旋转式结构 2260×800×800mm。正面应采用带玻璃的防护门,门轴在屏正面左侧,背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm²的多股软铜线可靠连接。新建变电站应采用前后开门结构。

2.4.9.10.3.3 保护屏不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间

的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。

2.4.9.10.3.4 保护屏采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90° ，门锁可靠。保护屏采用前开门旋转式结构时，保护装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转角度不小于 135° 。

2.4.9.10.3.5 外引接线端子排置于柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150 毫米。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350 毫米。

2.4.9.10.3.6 柜体框架及柜内承重部分的钢板厚度不小于 2mm。

2.4.9.10.3.7 屏体设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，并且应安装容易，便于控制电缆的进出连接、检查和维护。

2.4.9.10.3.8 为了提高运行的可靠性，设备应采用成套插入式结构。

2.4.9.10.3.9 安装在继电保护室的屏体防护等级不低于 IP30，户外安装的屏体防护等级不低于 IP55。

2.4.9.10.3.10 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米。

2.4.9.10.3.11 各类按钮、开关等操作件的操作寿命不应少于 10000 次。

2.4.9.10.3.12 对于具有整定机构的元器件的操作寿命不少于 10000 次，整定操作时不应出现发卡或操作失灵等现象。

2.4.9.10.3.13 为满足“屏体更换、外部电缆利旧”的功能需求，屏柜后下部横梁可采用螺丝固定方式与屏柜左右框架连接固定，方便屏柜拆卸。可拆卸屏柜按照额定的静载荷，户内和户外机柜应符合 GB/T 18663.1-2008 中 5.2.1 和表 3 中 SL5 或 SL6 等级的提吊试验要求，以及相应的刚度试验要求；户内机柜的动载荷性能应符合 GB/T 18663.1-2008 中表 8 规定的 DL4 和表 12 规定的 K2 等级要求；户外机柜的动载荷应符合 IEC 61969.3-2011 中表 5 规定的 1 级试验要求；机柜的抗地震性能应符合 GB/T 18663.2-2007 中规定的 A 型和 B 型合成波形的要求，并由制造厂指明。

2.4.9.10.4 端子排布置

2.4.9.10.4.1 同一屏上布置多套保护装置时，端子排采用按装置分区，按功能分段原则。母线保护端子排布置应遵循“功能分段，支路分组”的原则。

2.4.9.10.4.2 每个装置区内端子排按功能段独立编号。

2.4.9.10.4.3 公共端、同名出口端采用端子连线，配置足够连接端子。

2.4.9.10.4.4 端子应有明显的编号，端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，屏内左右两侧各侧至少留有不少于 10 个的备用端子，且留有备用端子排以供设计时作转接或过渡用。

2.4.9.10.4.5 各回路之间、正负电源之间、电源回路与其它端子之间要设置空端子隔离，跳、合闸引出端子与正电源至少间隔 1 个空端子。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。

2.4.9.10.4.6 端子排布置应按《南方电网 220kV 变压器保护技术规范》附录 I：保护屏端子排及压板配置示意图执行。

2.4.9.10.5 保护压板、转换开关及按钮

2.4.9.10.5.1 如采用分立式连接片，连接片的开口端应装在上方，接到断路器的跳闸线圈回路。并满足：连接片在落下过程中必须和相邻连接片有足够的距离，保证在操作连接片时不会碰到相邻的连接片；连接片在扭紧螺栓后能可靠地接通回路；穿过保护屏的连接片导电杆必须有绝缘套，并距屏孔有明显距离；连接片在拧紧后不会接地。

2.4.9.10.5.2 压板布置应遵循“按装置分排，按功能分区”的原则，并适当简化。

2.4.9.10.5.3 压板一般不宜超过 5 排，每排设置不超过 9 个，不足一排时，用备用压板补齐。压板在屏正面从左至右、自上而下依次排列。

2.4.9.10.5.4 装置压板的颜色参照《南方电网 220kV 主变保护技术规范》附录 I：保护屏端子排及压板配置示意图执行。为便于区分正常运行时压板的投退，正常运行退出的压板(如保护检修状态压板)可采用与备用压板一致的颜色，宜将备用压板拆下或封死。其中红、黄、浅驼色分别推荐国标 GSB05-1426-2001 中 R02 朱红、Y08 深黄和 Y13 淡黄灰。

2.4.9.10.5.5 压板可采用普通分立式、线簧式和其他样式。普通分立式和其他样式压板的底座色采用浅驼色，压板头采用红、黄色，禁止取下压板头以防混淆颜色。线簧式压板颜色通过压板上内嵌的标签纸底色来体现。

2.4.9.10.5.6 标签宜设置在压板下方，同一个站内标签设置的位置应统一。压板名

称标签和对应的压板同一排分为一组，标签粘贴于压板下方，与不同排采用 5mm 宽的黄色反光条有效分隔，框内的分隔线中压板和标签一一对应。多个保护装置放置在同一屏（柜），不同装置的压板采用 5 mm 宽不同颜色的分隔框分隔，同一装置的压板放在同一个颜色分隔框内。为了便于分辨，也可每排端子之间加一个分隔线，分隔线与分隔框线宽应一致。同一个站内分隔框的颜色应一致。压板分隔线框的型式和颜色须符合具体运行单位的规定。

2.4.9.10.5.7 同一面保护屏上的保护压板分装置自上而下排列。

2.4.9.10.5.8 功能压板设置遵循必要和适当简化的原则，每种功能宜设置一块总功能压板。

2.4.9.10.5.9 按钮宜布置在保护屏正面前门打开时方便操作的一侧，转换开关宜布置在屏正面另一侧，且按钮或转换开关宜按功能与装置水平排列。

2.4.9.10.5.10 压板布置应按《南方电网 220kV 变压器保护技术规范》附录 I：保护屏端子排及压板配置示意图执行。

2.4.9.10.6 屏柜内布线

2.4.9.10.6.1 布线

a) 内部配线的额定电压应不低于 450V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.0 mm²，但对于 PT 回路的截面应不小于 1.5 mm²，CT 回路的截面应不小于 2.5 mm²。

b) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头，冷压连接应牢靠、接触良好。

c) 导线应无划痕和损伤，应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

d) 应保证所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性。

e) 所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

f) 若屏内具有加热器，端子和电加热器或电阻器之间的连接引线不能使用非耐热绝缘铜线。由于电加热器或电阻器附近的温度高，因此，应该采用瓷管套着的裸导线，或使用耐热的导线。

g) 在进行屏的内部布线时，不应该布置得使接点处于不利的角度或者温度升高的地方。

h) 对长期带电发热的元器件，安装位置应靠上方，与周围元器件及导线束应保持不小于 20mm 的间隙距离。

i) 在可运动的地方布线，如跨越门或翻板的连接导线，必须采用多股铜芯绝缘软导线，要留有一定长度裕量，并采用缠绕带等予以保护，以免产生任何机械损伤，同时还应有固定线束的措施。

j) 连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。

k) 绝缘导线束不允许直接紧贴金属构件敷设。穿越金属构件时，应有保护导线绝缘不受损伤的措施。

l) 各保护装置对时接口的配线应连接至端子排，且端子排上应有明确的标识，以方便外部对时信号缆线的接入。

2.4.9.10.6.2 更换或新增的接线端子

a) 所有端子为额定值 1000V、10A 的压接型阻燃端子。端子应满足南网调继[2018] 9 号《保护屏柜及端子箱接线端子排技术规范（2018 年试行版）》要求。

b) 装置出口段端子采用红色端子。

c) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头；冷压连接要求牢靠、接触良好。

d) 电流电压回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。CT 和 PT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接装置的输入与输出回路。

e) 装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。外部接线侧一个端子的一个端口只允许接入一根导线。

f) 端子排应牢固固定，使其不致于振动、发热等而变松，同时还应能方便地进行检查和维护。

2.4.9.10.6.3 颜色

a) 在交流回路中：

A 相 黄色
B 相 绿色
C 相 红色
中性线 淡蓝色

b) 在直流回路中:

+ (正极) 棕色
- (负极) 蓝色

2.4.9.10.7 光缆跳闸方式保护屏(柜)光缆(纤)要求

2.4.9.10.7.1 线径及芯数要求如下:

a) 光纤线径宜采用 62.5/125 μm ;

b) 多模光缆芯数不宜超过 24 芯, 每根光缆至少备用 20%, 最少不低于 2 芯。

2.4.9.10.7.2 敷设要求如下:

a) 双重化配置的两套保护不共用同一根光缆, 不共用 ODF 配线架;

b) 保护屏(柜)内光缆与电缆应布置于不同侧、或有明显分隔

2.4.9.10.8 电子回路

2.4.9.10.8.1 为了预防外部和/或内部的过电压引起误动作, 在电子电路中应该使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

2.4.9.10.8.2 电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

2.4.9.10.8.3 电子电路的外部连接应该用连接器进行。

2.4.9.10.8.4 应采用电线槽进行布线, 若采用其他的布线系统则应由相关部门审批此布线系统。

2.4.9.10.8.5 为了防止误动作和/或拒动, 在屏内应该有消除过电压发生的电路, 交流回路和直流回路均应有预防外部过电压和电磁干扰或接地的措施。

2.4.9.10.8.6 每块印刷电路板应经防潮气和灰尘侵入处理。

2.4.9.10.9 改造或增设接地

2.4.9.10.9.1 交流电源输入的二次屏柜应有工作接零, 供电电缆中应含有中性线芯。中性线芯不应与二次屏柜的金属外壳相连接。

2.4.9.10.9.2 当采用三相五线制交流电源向二次屏柜供电时, 供电电缆中应含有中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次屏柜的金属外壳相连接。接地线芯材料和截面应符合相关规范的要求。

2.4.9.10.9.3 二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm² (推荐使用 40×3mm²) 的与屏体连接良好的二次专用接地铜排母线, 铜排应提供两排螺丝连接孔, 每排不少于 20 个孔。螺丝孔径为 $\Phi 5.2\text{mm}$, 孔中心纵向至铜排长边距离为 10mm, 还应配套提供铜螺丝组件 (含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳)。外界地网接地点采用两个 $\Phi 10\text{mm}$ 规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件, 分别布置在铜排两端, 距铜排端部 50mm。

2.4.9.10.9.4 装置外壳应在易接线的地方设置装置外壳接地, 并设有接地标识。

2.4.9.10.10 保护屏温升

保护屏各部位温升不应超出 DL/T 720 的规定。

2.4.9.10.11 保护屏绝缘性能

2.4.9.10.11.1 用开路电压为直流 500V 的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻, 应满足:

a) 所有带电回路 (或与地有良好接触的金属框架) 之间的绝缘电阻应不小于 5M Ω ;

b) 无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于 10M Ω ;

c) 介质强度满足 DL/T 720 的规定。

2.4.9.10.12 空气开关配置要求

2.4.9.10.12.1 每套保护装置应采用独立的直流型空气开关:

2.4.9.10.12.2 控制电源和保护电源应采用独立的直流型空气开关。

2.4.9.10.12.3 保护屏内 PT 回路所使用的空气开关技术要求如下:

a) 三相式 MCB ;

b) 额定电流 1A, 跳闸电流 2.5A~3A;

c) 跳闸时间 20 毫秒。

2.4.9.10.13 照明

保护屏内不装设照明灯。

2.4.9.10.14 铭牌

保护屏的铭牌应该固定在屏的表面或屏内醒目的地方，铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成，铭牌为白底，其上为黑色的粗体字，并用中文标注。

2.4.9.10.15 柜体颜色

柜体颜色统一为RAL7035。

2.4.9.10.16 专用连接器（仅适用于标准化接口工程）

a) 保护屏的交流电流、交流电压、直流电源、开入开出、操作、对时等二次回路应经过专用连接器进行转接，交流电源、以太网通讯、光纤通讯等回路不经专用连接器转接。

b) 保护屏的交流电流、交流电压回路应经交流回路连接器（24 芯）转接，其余直流电源、开入开出、操作、对时等二次回路应经其它回路连接器（46 芯）转接。

c) 保护屏所用专用连接器还应符合《南方电网 220kV 屏柜模块标准化接口技术规范（试行）》和《南方电网模块标准化接口检测规范》的相关要求，且经 CNAS 认证等权威检测机构测试合格及互换性测试合格。

2.4.9.11 安全可控装置相关技术要求

2.4.9.11.1 装置应具备依靠自身研发、设计及生产，全面掌握核心技术，实现从硬件到软件的自主研发、生产、升级、维护的全过程可控，具备知识产权、供应链、技术发展等方面完全可控特点。

2.4.9.11.2 装置的性能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.9.11.3 装置硬件元器件及操作系统等核心软件应满足安全可控要求，生产厂家应严格把关装置元器件选型设计，确保装置长期运行的可靠性。

2.4.9.11.4 装置使用的嵌入式操作系统应具备自主知识产权或基于开源代码开发。嵌入式操作系统等基础软件应安全可控，严禁含有架构体系缺陷。

2.4.9.11.5 装置核心元器件（CPU、存储、FPGA、ADC、继电器、PHY、光模块等）应满足安全可控要求。

2.4.9.11.6 装置应与现有保护装置保持软硬件架构、功能实现机制基本一致。

2.4.9.11.7 装置的功耗、温升等影响长期运行可靠性的关键参数应与现有保护装置基本持平。

2.4.9.12 功能要求

2.4.9.12.1 基本要求

a) 光缆跳闸装置、相关光纤连接、智能终端、过程层网络交换机等设备中任一元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。电缆跳闸装置中单一电子元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。

b) 保护装置应由独立的直流/直流变换器供电。直流电压消失时，装置不应误动。在直流电源恢复（包括缓慢地恢复）到 80%UN 时，直流逆变电源应能自动起动。拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，保护装置不应误动作。直流电源回路出现各种异常情况（如短路、断线、接地等）时保护装置不应误动作。

c) 装置应设有自复位电路，在正常情况下，装置不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成程序走死时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出异常信号或信息，而装置不应误动作。

d) 装置动作信号在直流电源断开和恢复后仍然可以保持。

e) 保护装置应设有就地汉字信息显示功能和信息输出接口。

f) 光缆跳闸装置应具有定义 GOOSE 链路名称功能，保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，相关开入状态的处理方式应按该开入对保护功能的影响而定。

g) 保护装置在电压互感器二次回路一相、两相或三相同时断线、失压时，应发出告警信号，并闭锁可能误动的保护。

h) 在电流互感器暂态过程中以及饱和情况下，保护应能正确动作。

i) 保护在保护范围内，各种运行方式下发生金属性和非金属性的各种故障时，应能正确动作；保护范围外发生故障时不应误动作。

j) 装置应具有独立性、完整性、成套性，应具有能反映被保护电力系统和电力设备各种故障及异常状态的保护功能。

k) 保护装置在电流互感器二次回路不正常或断线时，应能发告警信号。

l) 装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

m) 保护装置实现其保护功能不应依赖外部对时系统。

n) 保护性能指标遵循 GB/T 14285、GB/T 15145、DL/T 478、DL/T 670 和 DL/T 770 相关要求执行。

o) 装置中不同保护功能应具备独立投退功能。

p) 装置所有外接电路不应与装置的弱电电路有直接电气上的联系。针对不同电路，应采用隔离措施。

q) 装置应提供友好的人机交互界面。

r) 装置应提供设备识别代码作为设备的唯一身份标识，设备识别代码信息应能通过装置液晶面板查看，应能按 Q/CSG 1203045-2017 的建模方式输出设备识别代码。

s) 装置的插件应支持通过扫码获取插件信息，插件信息宜包含插件型号、序列号、硬件版本号、生产日期（或批次）等相关信息。对于交流插件，宜提供 1A/5A 等规格信息。插件的硬件版本号应能反映 PCB 设计、元器件参数变化。

t) 保护装置宜支持通过 XML 格式形成定值文件、档案文件、状态文件和告警文件，实现定值读写、档案信息上送、保护状态以及告警信息上送等功能；

1) 定值文件应包含定值文件描述、定值分组、更新配置等信息，并应支持通过文件读写实现定值读取及整定；

2) 档案文件应包含设备识别代码、装置型号、软件版本、程序生成时间及校验码等装置基本信息，并应支持增加投运时间、插件更换情况等运维信息；

3) 状态文件应包含装置的 ICD 文件保护遥信 (dsRelayDin)、保护遥测 (dsRelayAin) 等数据集中保护状态量及模拟量信息；

4) 告警文件应包含告警信息原因分类及具体告警原因信息，通过动态文件 almDynamicInfo 和静态文件 almStaticInfo 两种方式组合上送；

5) 各类文件的格式要求及示例见 Q/CSG 1201029-2020《南方电网继电保护通用技术规范》附录 A、B、C、D。

u) 光缆跳闸装置、智能终端等装置宜具备光纤接口光强监视及报警功能，实时监视光纤接口接收及发送光信号强度。

v) 装置应提供反映本身健康状态的信息，包括工作环境、硬件工作状况、软件运行状况、通信状况（包括内部通信状况和设备间的通信状况）等。

w) 装置上电、重启过程中，不应发送与外部开入不一致的信息。

x) 装置软件版本构成方案：

1) 基础软件由：“基础型号功能”和“选配功能”组成；

2) 基础软件版本含有所有选配功能，不随“选配功能”不同而改变；

3) 基础软件版本描述由：基础软件版本号、基础软件生成日期、程序校验码（位数由厂家自定义）组成；

4) 装置软件版本描述方法如图 2.25 所示

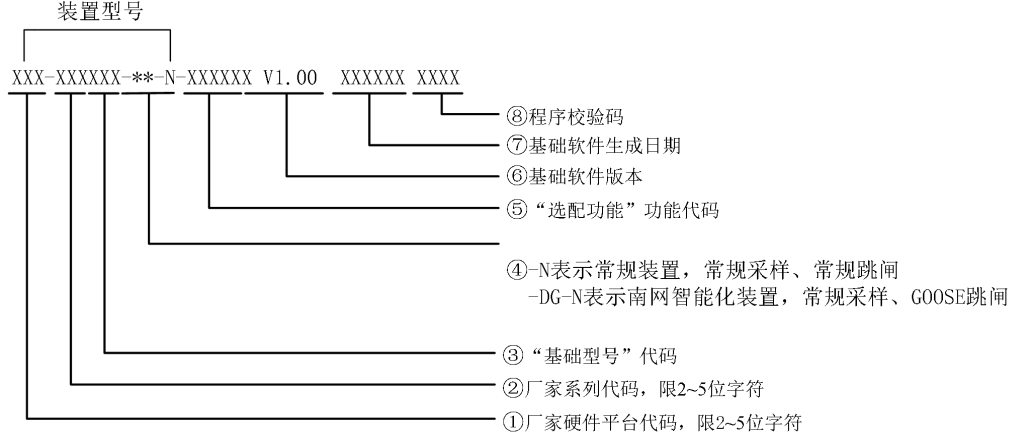


图 2.25 软件版本描述示意图

y) 装置具备以下针对内存软错误的防控措施：

1) 上电后对内存中不变的数据具备监视功能。

2) 采用“保护+保护”双 CPU 架构的，应具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能；采用“保护+启动”双 CPU 架构的，应具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能。

3) 装置监视到内存数据异常时，应能记录异常，且能够自恢复，或闭锁装置并告警。

2.4.9.12.2 开入开出要求

2.4.9.12.2.1 保护装置开关量输入定义采用正逻辑，即接点闭合为“1”，接点断开为“0”。开关量输入“1”和“0”的定义统一规范为：

- a) “1”肯定所表述的功能；
- b) “0”否定所表述的功能。

2.4.9.12.2.2 压板开入量采用正逻辑，即压板合上为“1”，表示投入该压板所对应的功能，压板打开为“0”，表示退出该压板所对应的功能。

2.4.9.12.2.3 装置应保存软压板投退状态，并掉电不丢失，可查看或通过通信上送。

2.4.9.12.2.4 光缆跳闸装置只设“远方操作”和“保护检修状态”硬压板，其他压板（包括保护功能投退压板）应采用软压板。

2.4.9.12.2.5 保护装置需从高压开关场取开关量的开入应采用 110V（或 220V）强电平。

2.4.9.12.2.6 保护装置应输出足够的接点，分别用于跳合闸、录波、遥信及与其他保护和安全自动装置配合，并留有备用接点。（对应设备为光缆跳闸设备，则保护装置输出虚回路接点；对应设备为电缆跳闸设备，则保护装置输出常规接点。）

2.4.9.12.2.7 保护装置强电开入回路启动电压值应不大于 0.7 倍额定电压值，且不小于 0.55 倍额定电压值。

2.4.9.12.2.8 保护装置所有输出接点应是无源接点。

2.4.9.12.3 自动检测

2.4.9.12.3.1 装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

2.4.9.12.3.2 保护装置应根据保护被闭锁的情况给出准确的相关报警信息。

2.4.9.12.3.3 自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段启动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常工作状态，但应防止误告警。

2.4.9.12.3.4 装置内的任一元件损坏时，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块（插件）。

2.4.9.12.3.5 光缆跳闸装置应有过程层通信中断、异常等状态的检测、告警或闭锁相关保护功能。

2.4.9.12.4 定值要求

2.4.9.12.4.1 定值应便于管理和整定。具备定值切换功能。可以通过调试软件或装置面板进行定值整定，并具备远方修改定值功能。正常运行状态下，定值切换过程中保护不应误动。定值清单应能打印，并能通过通信口输出。

2.4.9.12.4.2 定值形式及内容

- a) 保护装置定值采用二次值；
- b) 保护装置定值名称不应随控制字或压板的投退而改变；
- c) 保护装置的定值清单应按以下顺序排列：
 - 1) 参数(装置参数、设备参数)；
 - 2) 保护装置数值型定值部分；
 - 3) 保护装置控制字定值部分。

2.4.9.12.4.3 保护装置电流定值下限应不大于 $0.05I_n$ 。

2.4.9.12.4.4 控制字设置遵循功能投退灵活的原则，每种功能的每个分项功能宜设置一个控制字。

2.4.9.12.4.5 保护装置功能控制字“1”和“0”的定义统一规范为：

- a) “1”肯定所表述的功能；
- b) “0”否定所表述的功能；或根据需要另行定义；
- c) 不应改变定值清单和装置液晶屏显示的“功能表述”。

2.4.9.12.4.6 220kV 及以上保护装置应有不少于八组可切换的定值区。定值区号从 1 开始。

2.4.9.12.4.7 保护装置通信参数应包含装置本机网络 IP 地址及白名单 IP 地址。这些 IP 地址应支持通过通信方式及定值文件方式上送。

表 2.35 保护装置通信参数

定值名称	备注
A 网 IP 地址	
B 网 IP 地址	
C 网 IP 地址	装置应支持至少 3 个本机 IP 地址
.....	
白名单 IP 地址 1	未使用的白名单 IP 地址应设置为 0.0.0.0
白名单 IP 地址 2	
.....	
白名单 IP 地址 16	白名单 IP 地址定值数量应与装置可连接客户端能力相符
.....	

2.4.9.12.5 事件记录与故障录波

2.4.9.12.5.1 保护装置应具有事件记录功能，应以时间顺序记录的方式记录正常运行操作信息，如保护动作元件、开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换、装置复位、装置告警、装置异常等，事件记录时间分辨率不大于 1ms。

2.4.9.12.5.2 装置应掉电存储不少于 1000 条日志记录，超出装置记录容量时，应循环覆盖最早的日志记录。

2.4.9.12.5.3 保护装置故障录波文件的后缀为_f，启动录波文件的后缀为_s，装置处于检修状态时的故障或启动录波文件的后缀为_m。

2.4.9.12.5.4 保护装置应具备区分保护动作触发和保护启动触发记录故障录波的能力，分别存放动作录波、启动录波文件、检修录波文件和事件记录报文，避免互相影响，确保启动录波不会覆盖动作录波。人机界面及通讯召唤中录波列表按时间顺序排序。

2.4.9.12.5.5 保护装置应至少具备动作录波文件和启动录波文件各 8 次的记录能力，记录保护动作和保护启动全过程的所有信息，为分析保护动作行为提供详细、全面的数据信息：

- a) 故障简报：动作元件、动作时间等。
- b) 保护启动、跳闸出口等全过程录波，录波中应记录电流、电压等模拟量和断路器位置信息、外部保护动作输入信息、各保护内部动作信息等开关量。故障录波应详细记录保护启动、跳闸出口前 2 个周波及后 5 个周波。
- c) 具有图形或数字打印输出功能。
- d) 记录时间分辨率不小于 20 点/周波。
- e) 记录的所有数据应能转换为 IEEE Std C37.111-1999 (COMTRADE99) 格式输出，并上送给站内智能录波器或继电保护信息系统子站（以下简称“保信子站”）。
- f) 装置发生故障时不应丢失故障记录信息。
- g) 装置直流电源消失后，所有记录信息不应丢失，电源恢复正常后，应能重新正确显示并输出。
- h) 保护打印的故障录波文件，模拟量的标尺应与故障电流的大小相适应，通常标尺的大小不应超过故障量的 2 倍。

2.4.9.12.6 装置显示要求

2.4.9.12.6.1 采用液晶显示，采用全部汉字菜单，便于操作。

2.4.9.12.6.2 装置在正常运行时显示必要的参数、运行及异常信息，默认状态下，相关的数值显示为二次值。

2.4.9.12.6.3 装置应能分类显示保护动作报告。

2.4.9.12.6.4 保护装置面板指示灯按指示、告警和动作分类，包括装置自身状态灯（如运行、异常等），保护状态（保护跳闸等）及回路状态监视（刀闸告警、母线互联等）的指示灯。保护装置面板指示灯宜分“亮”和“灭”两个状态。各信号灯的显示颜色如下：

- a) 动作信号灯采用红色；
- b) 运行指示灯采用绿色；
- c) 异常指示灯采用红色；
- d) 主保护闭锁指示灯采用红色；

e) 装置检修指示灯采用红色。

2.4.9.12.7 通信规约

2.4.9.12.7.1 光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站设备）通信时，装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。电缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站）设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.9.12.7.2 保护装置等应支持上送采样值、开关量、压板状态、设备参数、定值区号及定值、自检信息、异常告警信息、动作事件及参数、录波报告信息、装置硬件信息、装置软件版本信息、装置日志信息等数据。同时支持远方投退压板、修改定值、切换定值区、远方复归功能，并具备权限管理功能。

2.4.9.12.7.3 保护装置应支持不小于 16 个客户端的 TCP/IP 访问连接，应支持不小于 12 个报告实例。

2.4.9.12.7.4 保护、录波等功能版本的升级不应涉及通信规约的变化。

2.4.9.12.7.5 装置与智能录波器（保信子站设备）通信发生了异常或中断，在重新建立连接后保护装置应能接受智能录波器（保信子站设备）的召唤，将全部历史波形列表上送。

2.4.9.12.7.6 保护装置与智能录波器（保信子站设备）通信规约中应具备上送定值、开关量、模拟量、事件、告警、波形文件功能。

2.4.9.12.7.7 继电保护装置应按 DL/T 860(IEC 61850)标准及 Q_CSG1203065-2020《变电站 IEC61850 工程通用应用模型（试行）》建模，装置厂商应提供 ICD 文件，完整的装置说明文档，包括模型一致性说明文档、协议一致性说明文档、协议补充信息说明文档等。

2.4.9.12.7.8 保护装置应设置白名单 IP 地址定值，并仅响应通信白名单 IP 地址列表内客户端的通信服务请求。

2.4.9.12.7.9 继电保护装置应按 T/CEC 818-2023 标准建模，装置供应商应提供 IDD 文件、CDD 文件。

2.4.9.12.8 远方控制要求

2.4.9.12.8.1 软压板远方控制技术的要求

a) 保护装置软压板支持以遥控方式进行投入和退出操作，并支持以遥信方式上送软压板状态；

b) 保护装置软压板远方投退成功时，应返回遥控成功信息；远方投退不成功时，应返回遥控失败信息；

c) 无论遥控成功与否，遥控记录均应可在装置上记录、查询，遥控记录至少应包括操作时间、操作对象、操作命令来源、操作内容等必要信息；

d) 保护装置校核并通过远方投退软压板操作的选择指令后，应返回返校结果；

e) 在读取或修改软压板过程中，保护装置的功能应正常运行。

2.4.9.12.8.2 远方修改定值技术要求

a) 保护装置应支持远方召唤各定值区的定值文件；

b) 保护装置应支持以遥测方式上送运行定值区号；

c) 保护装置应支持远方修改非运行定值区内容，不允许远方直接修改运行定值区定值内容；

d) 保护装置应支持远方召唤、修改运行定值预备区定值及将该区定值投入实际运行；

e) 在读取定值、定值区号的过程中，保护装置的功能应正常运行；

f) 在切换定值区或修改定值的过程中，继电保护装置不应误动，允许装置短时（≤1min）闭锁保护功能。

2.4.9.12.8.3 保护装置任一时刻仅允许唯一客户端具备编辑定值区的操作权限。装置的编辑定值区权限管理机制：

a) 编辑定值区号为 0 时表示编辑定值区权限未被任何客户端占用；

b) 某一客户端将编辑定值区号写为非 0 合法值时，该客户端将独占编辑定值区的设置权限；

c) 获得编辑定值区权限的客户端可以对编辑定值区进行相关的读写操作，包括：写编辑定值区号、读编辑定值区定值、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；

d) 编辑定值区权限被某一客户端占用期间，应拒绝其它客户端对编辑定值区的写操作，包括：写编辑定值区号、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；

e) 占用编辑定值区权限的客户端将编辑定值区号写为 0，表示释放对该编辑定值区的权限；

f) 占用编辑定值区权限的客户端再次将编辑定值区号写为非 0 合法值时，权限计时应重新开始；

g) 占用编辑定值区权限的客户端执行完确认执行编辑定值区定值命令（表示控制已经结束），装置将收回该客户端对编辑定值区的权限；

h) 装置超过 180s 未收到客户端的定值写操作时将收回其编辑定值区权限；

i) 客户端通讯中断时装置自动收回编辑定值区权限；

j) 装置收回编辑定值区权限后，自动将编辑定值区号修改为 0。

2.4.9.12.8.4 原则上要求继电保护装置具备对控制指令的安全认证功能。

2.4.9.12.8.5 在复归的过程中，继电保护装置的功能应正确运行，不应影响任何动作、告警逻辑及相应记录。

2.4.9.12.8.6 当继电保护装置处于遥控对象被选择状态、远方切换定值区或远方修改定值操作指令未完成状态，均不应响应其它客户端的同类远方操作指令。

2.4.9.12.8.7 继电保护装置应设置“远方操作”硬压板以及“远方投退压板”、“远方切换定值区”、“远方修改定值”软压板，用于远方操作功能的投退管理，功能投退逻辑见图 2。

a) “远方操作”硬压板与“远方修改定值”、“远方切换定值区”、“远方投退压板”均为“与门”关系；当“远方操作”硬压板投入后，上述三个软压板远方功能才有效。

b) “远方修改定值”软压板只能在装置本地操作。“远方修改定值”软压板投入时，保护装置应支持远方在线修改装置定值，修改过程中保护不应误动。

c) “远方切换定值区”软压板只能在装置本地操作。“远方切换定值区”软压板投入时，装置定值区可远方切换。定值区号应放入定值区号数据集，供远方监控。

d) “远方投退压板”软压板只能在装置本地操作。光缆跳闸装置“远方投退压板”软压板投入时，装置功能软压板、GOOSE 开入软压板、GOOSE 出口软压板方可远方投退。电缆跳闸装置“远方投退压板”软压板投入时，装置功能软压板方可远方投退。

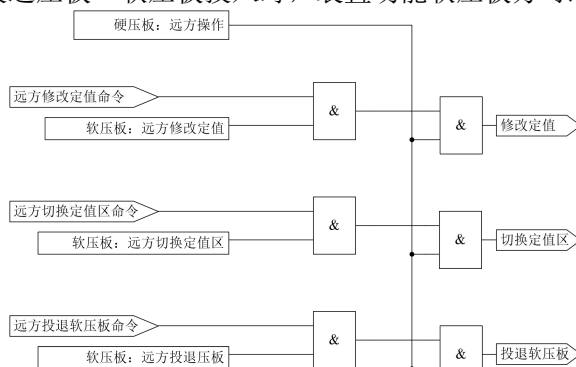


图 2.26 远方操作功能投退逻辑

2.4.9.12.8.8 保护装置就地（含调试工具）执行定值区号、定值、软压板及参数的设置操作时或不停电传动操作时应拒绝响应远方客户端的远方操作指令。

2.4.9.12.8.9 保护装置处于保护动作状态时应拒绝响应远方客户端的远方操作指令；同时应确保保护动作报告中的定值、压板、参数等内容与动作时刻一致。

2.4.9.12.9 通讯接口

保护装置应具备以下接口，通过通信口上传给变电站自动化系统和智能录波器（保信子站设备）的信号数据应带有时标，与变电站自动化系统及保信子站设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.9.12.9.1 过程层接口要求见 Q/CSG1203086-2021《220kV 变压器保护技术规范》；

- 2.4.9.12.9.2 对时接口：应支持接收对时系统发出的 IRIG-B 对时码；
- 2.4.9.12.9.3 间隔层通信接口：应具备 3 组相互独立的以太网通信接口；
- 2.4.9.12.9.4 其它接口：调试接口、打印机接口。
- 2.4.9.12.10 时钟与时钟同步
 - 2.4.9.12.10.1 保护装置能接收 IRIG-B 码同步对时信号，保护装置的对时精度误差应不大于±1ms。
 - 2.4.9.12.10.2 装置应装设硬件时钟电路，直流电源消失后，硬件时钟应能正常工作，24 小时误差不大于±5 秒。
 - 2.4.9.12.10.3 保护装置应能通过 NTP 服务提供装置时钟信息。
 - 2.4.9.12.10.4 保护装置时钟对时信号异常后，应发相应告警报文。
 - 2.4.9.12.10.5 保护装置宜支持时间同步管理功能，支持装置时钟可被监测，并能实现对对时信号的监测功能。
 - 2.4.9.12.10.6 保护装置上送站控层数据所带的时标，应采用标准零时区，不应采用当地时区，人机界面应采用当地时区。
- 2.4.9.12.11 网络技术原则
 - 2.4.9.12.11.1 组网时应合理考虑网络结构、交换机配置、带宽流量等因素，满足基础数据的完整性及一致性的要求，并应保证数据信息传输的实时性、有效性和可靠性。
 - 2.4.9.12.11.2 数据网络应采用 100 Mbps 接口，过程层交换机之间宜采用 1000Mbps 的级联口。
 - 2.4.9.12.11.3 保护、就地控制、录波等功能不应受站控层网络失效的影响。
 - 2.4.9.12.11.4 光缆跳闸保护装置应支持 GOOSE 网络方式传输，传输协议及报文应符合 DL/T 860.81 的要求。
 - 2.4.9.12.11.5 双重化配置光缆跳闸保护的过程层网络应遵循相互独立的原则，当一个网络异常或退出时不应影响另一个网络的运行。任一装置不应跨接双重化配置的过程层网络。
 - 2.4.9.12.11.6 在过程层网络内，数据发送方按通信配置发送组播报文，不应发送与之无关的报文。
 - 2.4.9.12.11.7 过程层网络交换机宜通过设置限制广播报文的发送。
 - 2.4.9.12.11.8 系统任两台 IED 设备之间的数据传输路径不应超过 4 个交换机，数据传输中不应丢失数据。
 - 2.4.9.12.11.9 110kV 及以上电压等级数据网络单点故障不应影响相应保护控制功能实现。
 - 2.4.9.12.11.10 装置接入不同网络时，应采用相互独立的数据接口控制器。
 - 2.4.9.12.11.11 光缆跳闸保护装置对应一台 IED 设备应只接收一个 GOOSE 发送数据集，该数据集应包含保护所需的所有信息。
 - 2.4.9.12.11.12 光缆跳闸保护装置过程层光纤接口发送同一报文的最大时间差不应大于 1ms。
 - 2.4.9.12.11.13 光缆跳闸保护装置及相关设备应具备网络压力承受能力：
 - a) 在输入不同大小流量非订阅异常流量报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；
 - b) 在输入不同大小流量订阅 GOOSE 重复报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；
 - c) 在输入单个订阅 GOOSE 正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0，每 5/6ms 发送 1 帧），且相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求。保护装置应能正确接收其他订阅 GOOSE 控制块报文的状态变位或联闭锁信号并正确动作；
 - d) 在输入不同大小流量（最大端口线速）订阅正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0）情况下，要求装置不误动，不出现死机、重启等异常现象，网络压力消失后装置应恢复正常运行；
 - e) 网络压力测试具体方案可参考 Q/CSG1201029-2020《南方电网继电保护通用技术规范》附录 E。
 - 2.4.9.12.11.14 同源双网的任一链路故障不影响光缆跳闸装置正常运行，不应因双网延迟差异等引起接收信号时序解析错误，光缆跳闸装置应能实现对断链链路的准确报

警。

2.4.9.12.12 信息交换

2.4.9.12.12.1 采用 DL/T 860 标准时，保护等设备应该支持在线和离线获取模型，离线获取和在线召唤的模型应保持一致。定值模型应包含描述、定值单位、定值上限、定值下限、步长等信息。

2.4.9.12.12.2 采用 GOOSE 服务传输温度等模拟量信号时，发送装置应设置变化量门槛，避免模拟量信号频繁变化。

2.4.9.12.12.3 光缆跳闸 GOOSE 收发机制

2.4.9.12.12.3.1 GOOSE 发送机制

a) 装置上电时 GOCB 自动使能，待本装置所有状态确定后，按数据集变位方式发送一次，将自身的 GOOSE 信息初始状态迅速告知接收方，且第一帧为 StNum=1，SqNum=1；stNum 取值范围为 1~4294967295，状态每改变一次加 1，溢出后从 1 开始；sqNum 取值范围 0~4294967295，状态不变化时，每发送一次加 1，溢出后从 1 开始，0 专为 stNum 变化时首帧传输保留；装置重启后，stNum 和 sqNum 都从 1 开始。

b) GOOSE 报文变位后装置立即补发的时间间隔应为 GOOSE 网络通信参数中的 MinTime 参数（即 T1）。

c) GOOSE 报文中“timeAllowedtoLive”参数应为“MaxTime”配置参数的 2 倍（即 2T0）。

d) 采用双重化 GOOSE 通信方式的两个 GOOSE 网口报文，除源 MAC 地址外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

e) 所有 GOOSE 网口同一组报文，除源 MAC 地址内容不强制完全一致外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

2.4.9.12.12.3.2 GOOSE 接收机制

a) 接收方应严格检查 AppID、GOID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数是否匹配；若不匹配，接收方不应更新数据；

b) GOOSE 报文接收时应考虑通信中断或者发布者装置故障的情况，当 GOOSE 通信中断或配置版本不一致时，GOOSE 接收信息中位置信息宜保持中断前状态；

c) 单网接收机制

装置的单网 GOOSE 接收机制，见图 2.27。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum（状态号）参数是否相等。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum（顺序号）的大小关系，若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于上一帧的 SqNum，丢弃此 GOOSE 报文，否则更新接收方的数据。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 不相等，更新接收方的数据；

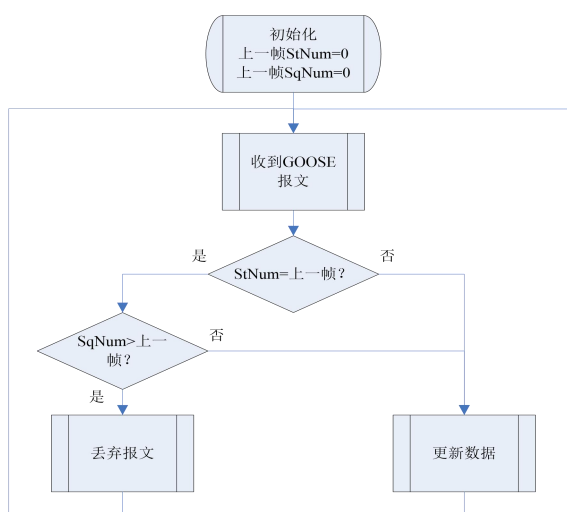


图 2.27 GOOSE 单网接收机制

d) 双网接收机制

装置的双网 GOOSE 接收机制，见图 2.28。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报

文中的 StNum 参数的大小关系。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum 的大小关系，若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于等于上一帧的 SqNum，丢弃此 GOOSE 报文。若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 小于上一帧的 SqNum，判断出发送方不是重启，则丢弃此报文，否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 小于上一帧的 StNum，判断出发送方不是重启，则丢弃此报文，否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 大于上一帧的 StNum，更新接收方的数据。

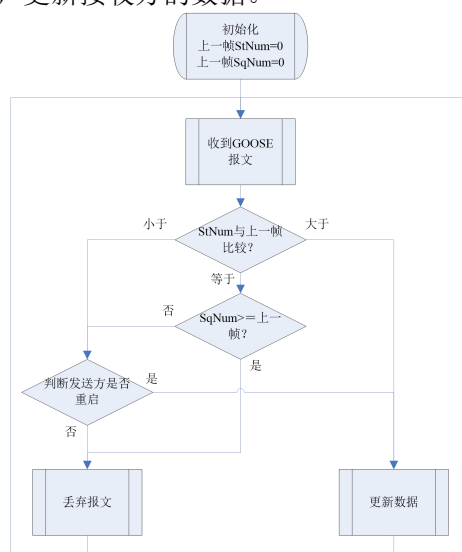


图 2.28 GOOSE 双网接收机制

2.4.9.12.12.3.3 GOOSE 时标

- 保护装置发送的 GOOSE 数据集不宜带时标；
- 智能终端输出的外部采集开关量信号应带 UTC 时标信息，每个时标应紧跟相应的信号排放；
- 间隔层装置虚端子关联时标时采用 GOOSE 报文关联的时标，不关联时标时采用本装置时标。

2.4.9.12.12.4 检修处理机制

2.4.9.12.12.4.1 装置检修状态

检修状态通过装置压板开入实现，检修压板应只能就地操作，当压板投入时，表示装置处于检修状态。装置应通过 LED 状态灯、液晶显示、告警报文或报警接点提醒运行、检修人员装置处于检修状态，“检修告警”报文放入 dsWarning 数据集中（对应“检修报警”品质 q 的“Test 位”不应置 1）。

2.4.9.12.12.4.2 MMS 报文检修处理机制

- 装置应将检修压板状态上送客户端；
- 当装置检修压板投入时，本装置上送的所有报文中信号的品质 q 的 Test 位应置 1（对应检修压板的遥信中品质 q 的“Test 位”不应置 1）；
- 保护装置检修压板投入时，上送带品质位信息，保护装置应有明显显示（面板指示灯或界面显示）。参数、配置文件仅在检修压板投入时才可下装；
- 当光缆跳闸装置检修压板退出时，经本装置转发的信号应能反映 GOOSE 信号的原始检修状态；
- 客户端根据上送报文中的品质 q 的 Test 位判断报文是否为检修报文并作出相应处理。

2.4.9.12.12.4.3 光缆跳闸装置 GOOSE 报文检修处理机制

- 当装置检修压板投入时，装置发送的 GOOSE 报文中的 test 应置 1；
- GOOSE 接收端装置应将接收的 GOOSE 报文中的 test 位与装置自身的检修压板状态进行比较，只有两者一致时才将信号作为有效进行处理或动作；
- 当发送方 GOOSE 报文中 test 置 1 时发生 GOOSE 中断，接收装置应报具体的 GOOSE 中断告警，但不应报“装置告警（异常）”信号，不应点“装置告警（异常）”灯；

d) 当装置检修压板投入时，若接收的数据不带检修位，装置不应点告警灯，不应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息；

e) 当装置检修压板退出时，若接收的数据带检修位，装置不应点告警灯，但应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息。

2.4.9.12.12.5 MMS 双网冗余机制

采用双重化 MMS 通信网络的情况下，应遵循如下规范要求：

a) 双重化网络的 IP 地址应分属不同的网段，不同网段 IP 地址配置采用双访问点描述，第二访问点宜采用“ServerAt”元素引用第一访问点。在站控层通信子网中，对两个访问点分别进行 IP 地址等参数配置。具体示例见 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》附录 F；

b) 冗余连接组等同于 DL/T 860 标准中的一个连接，服务器端应支持来自冗余连接组的连接；

c) 冗余连接组中只有一个网的 TCP 连接处于工作状态，可以进行应用数据和命令的传输；另一个网的 TCP 连接应保持在关联状态，只能进行读数据操作；

d) 由客户端控制使用冗余连接组中的哪一个连接进行应用数据的传输；

e) 来自于冗余连接组的连接应使用同一个报告实例号同一个缓冲区映像进行数据传输；

f) 客户端可以通过冗余连接组的任何一个连接对属于本连接组的报告实例进行控制，但在注册报告控制块过程的一系列操作应由同一个连接完成；

g) 客户端应通过发送测试报文，如读取某个数据的状态，来监视冗余连接组的两个连接的完好性；

h) 客户端检测到处于工作状态的连接断开时，应通过冗余连接组另一个处于关联状态的连接清除本连接组的报告实例的使能位，写入客户端最后收到的本连接组的报告实例的 EntryID，然后重新使能本连接组的报告实例的使能位，恢复客户端与服务器的数据传输。

2.4.9.12.13 数据交换记录

2.4.9.12.13.1 数据交换记录包括报文监视记录和故障数据记录。

2.4.9.12.13.2 报文监视记录应对系统通信网络的全过程进行报文记录（带绝对时标的完整网络通信报文），光缆跳闸装置包括 MMS 通信网络、GOOSE 通信网络的报文记录；电缆跳闸装置包括 MMS 通信网络的报文记录。

2.4.9.12.13.3 报文监视记录采用单向数据采集方式，对原有通信网络不应产生任何影响，也不应产生任何附加报文。同时，在出现故障、死机或断电的情况下，也不应对原有通信网络产生任何影响。

2.4.9.12.13.4 报文监视记录应确保监视的报文全部信息不漏记、不丢失。

2.4.9.12.13.5 装置声明的 MMS 服务与装置支持的 MMS 服务要一致。

2.4.9.12.14 链路软压板及虚端子

2.4.9.12.14.1 GOOSE 虚端子信息包括开关量输入、跳闸出口、信号开出、告警、联闭锁等信息。

2.4.9.12.14.2 为便于系统集成及维护，宜通过中文描述表示装置各 GOOSE 虚端子的物理含义，虚端子的中文描述应明确无歧义。

2.4.9.12.14.3 在满足现场运行需求的前提下，宜简化二次设备之间的 GOOSE 软压板。保护装置应在发送端设 GOOSE 出口软压板。

2.4.9.12.14.4 对于同一输入端有连接多个外部端子的需求，同一物理含义的 GOOSE 开入虚端子应根据现场多数运行需求设置合适个数，该多个输入虚端子的中文描述宜用数字后缀区分。

2.4.9.12.14.5 智能终端的位置类 GOOSE 信号（断路器、刀闸等）统一采用双点信号。

2.4.9.12.14.6 智能终端应将未经处理的原始开入 GOOSE 信号如实上送，各相关 IED 设备根据各自需求完成所需信号合成。

2.4.9.12.14.7 设备供货供应商应在相关资料中详细描述虚端子与软压板的关系，合成信号的相关逻辑等

2.4.9.12.14.8 保护装置应具有更改 GOOSE 软压板描述功能

2.4.9.12.15 配置文件

2.4.9.12.15.1 光缆跳闸装置和智能终端等装置应具备 CCD 文件的 CRC 校验功能，保

- 护装置宜能显示工程文件的 CRC 校验码和文件生成时间。
- 2.4.9.12.15.2 CCD 文件对于装置的应用要求如下：
- 2.4.9.12.15.2.1 装置上电后应计算 CCD 文件 CRC 校验码，计算的 CRC 校验码与 CCD 文件中的 CRC 校验码不一致时，应闭锁装置。
- 2.4.9.12.15.2.2 装置运行后宜通过 MMS 服务上送 CCD 文件的 CRC 校验码和文件生成时间，对不具有 MMS 服务的装置可通过 GOOSE 方式上传。
- 2.4.9.12.15.2.3 继电保护装置应支持显示 CCD 文件 CRC 码。
- 2.4.9.12.15.2.4 CCD 文件装置下装技术要求如下：
- a) 装置应在检修状态才开放 FTP 服务；
 - b) 装置下装完毕应重启一次后生效；
 - c) 装置通过装置以太网调试端口（RJ45）上传下装；
 - d) 装置统一采用 FTP 协议上传下装；
 - e) 装置统一上传下装 IP 地址为“100.100.100.100”，子网掩码为“255.255.255.0”。
- 2.4.9.12.15.3 装置宜支持通过文件服务实现 CID 和 CCD 文件上传功能。
- 2.4.9.12.15.4 配置工具
- a) 装置应通过配置工具下装 CCD 文件，CCD 文件应由配置工具以 SCD 文件作为唯一数据源生成并导出。
 - b) 供应商宜提供由国际权威机构或国家认可实验室（经 CNAS 或 CNAL 认可）出具的满足 DL/T 860.10-2018、Q/CSG1204059-2020 要求的配置工具试验报告。检验试验结果应为合格或符合相关要求。
- 2.4.9.12.16 具备不停电传动功能保护装置的技术要求
- 2.4.9.12.16.1 保护装置应配置“南网传动”菜单，允许通过人机界面进行操作，实现在被保护设备不停电条件下传动断路器的功能。进入人机界面操作传动时应采取必要措施（如设置密码确认等）以防止误操作；
- 2.4.9.12.16.2 保护装置应采取必要措施（如自动计时）防止操作人员频繁进行传动操作，两次传动间隔时间应大于 1 分钟；
- 2.4.9.12.16.3 传动的出口继电器闭合脉宽时间为 40~100ms，同时点亮装置面板跳闸动作指示灯；
- 2.4.9.12.16.4 不停电传动断路器操作期间，保护装置应能正确输出相应的状态变位、动作等信息。传动后，保护装置应能报告提示事件报文；
- 2.4.9.12.16.5 不停电传动断路器操作应形成对应的动作报告和录波文件（非检修状态时录波文件后缀为“_f”），录波开关量中应含有不停电传动跳闸的开关量，用于区分本次跳闸是保护跳闸或是不停电传动跳闸；
- 2.4.9.12.16.6 保护装置处于不停电传动操作状态时，应不影响装置保护功能正常运行；
- 2.4.9.12.16.7 装置在发出保护运行异常（如 PT 断线、CT 断线、过负荷等）、装置自检故障和保护启动等信号后，保护装置应闭锁不停电传动功能，禁止操作人员通过保护装置进行不停电传动断路器操作，并在界面报告闭锁传动的提示性报文。同时要求：
- 1) 当前操作界面在闭锁传动时应能自动返回到主界面，即进入南网传动前的界面。
 - 2) 若在闭锁期间操作“南网传动”菜单时，应禁止操作，并弹出提示界面，如“闭锁传动，请查明原因”等。
 - 3) 在异常或启动等返回后应按分钟级延时开放不停电传动功能。
- 2.4.9.12.16.8 在正常的不停电传动过程中，无异常情况下装置不应点告警灯触发告警接点。
- 2.4.9.12.17 动态模拟
- 保护装置应进行动态模拟试验，在各种故障条件下，装置动作应正确，信号指示应正常，其主要功能应符合 DL/T 670 等标准的规定。
- 2.4.9.12.18 主变保护的功能要求
- 保护功能配置如表 2.36 所示：

表 2.36 功能配置表

类别	序	功能描述	段数及时	说明	备注
----	---	------	------	----	----

	号		限		
主 保 护	a)	差动速断	/		
	b)	纵差保护	/		
	c)	故障分量差动保护	/		自定义
高 后 备	d)	相间阻抗保护	I 段 1 时限		
	e)	接地阻抗保护	I 段 1 时限		
	f)	复压过流保护	I 段 1 时限 II 段 1 时限	I 段复压可投退、方向可投退、方向指向可整定 II 段不带方向，复压可投退	
	g)	零序过流保护	I 段 2 时限 II 段 1 时限	I 段方向可投退、方向指向可整定 II 段不带方向	
	h)	间隙过流保护	I 段 1 时限	零序电压固定外接	
	i)	零序过压保护	I 段 1 时限		
	j)	失灵联跳	I 段 1 时限	仅用于光缆跳闸装置	可选
	k)	三相不一致	I 段 1 时限	仅用于光缆跳闸装置	可选
	l)	过负荷保护	I 段 1 时限	固定投入	
	m)	启动风冷	I 段 1 时限		自定义
	n)	闭锁调压	I 段 1 时限		自定义
中 后 备	o)	相间阻抗保护	I 段 3 时限		
	p)	接地阻抗保护	I 段 3 时限		
	q)	复压过流保护	I 段 3 时限 II 段 3 时限	I 段复压可投退、方向可投退、方向指向可整定 II 段复压可投退、方向可投退、方向指向可整定	
	r)	零序过流保护	I 段 3 时限 II 段 3 时限	I 段方向可投退、方向指向可整定 II 段不带方向	
	s)	间隙过流保护	I 段 1 时限	零序电压固定外接	
	t)	零序过压保护	I 段 1 时限		
	u)	失灵联跳	I 段 1 时限	仅用于光缆跳闸装置	可选
	v)	过负荷保护	I 段 1 时限	固定投入	
低 1 后	w)	复压过流保护	I 段 3 时限 II 段 3 时限	I、II 段可经复压闭锁 复压取本分支，方向可投退、方向指向可整定	

备	x)	零序过压告警	I 段 1 时限	固定采用自产零序电压	
	y)	过负荷保护	I 段 1 时限	固定投入 取低压 1 分支和低压 2 分支和 电流	
低 2 后 备	z)	复压过流保护	I 段 3 时限 II 段 3 时限	I、II 段可经复压闭锁 复压 取本分支，方向可投退、方向 指向可整定	
	aa)	零序过压告警	I 段 1 时限	固定采用自产零序电压	
类别	序 号	基础型号	代码	说明	备注
	ab)	220kV 变压器保护	GT2		

2.4.9.12.18.1 差动保护的技术要求

- a) 具有防止励磁涌流引起保护误动的功能，应能躲过励磁涌流和外部短路产生的不平衡电流，在变压器过励磁时不应误动；
- b) 具有防止区外故障保护误动的制动特性；
- c) 具有差动速断功能，且不经 CT 断线闭锁；
- d) 电流采用“Y 形接线”接入保护装置，其相位和电流补偿应由保护装置软件实现；
- e) 各组交流电流回路的输入应相互独立并与 CT 一一对应。
- f) 具有 CT 断线告警功能，应能通过控制字选择是否闭锁差动保护。该控制字选择不闭锁时，开放差动保护；该控制字选择闭锁时，差电流大于等于 1.2 倍额定电流开放差动保护，小于 1.2 倍闭锁差动保护。
- g) 具有差流越限告警功能。
- h) CT 饱和检测时间应不大于 5ms。
- i) 具有自动校正各侧电压等级不同和 CT 变比不同带来的幅值不平衡。
- j) 保护整组动作时间：差动速断大于等于 2 倍定值动作时间不大于 20ms；比率差动保护大于等于 2 倍整定值时应不大于 30ms。光缆跳闸装置为故障至发出 GOOSE 跳闸报文时间。

2.4.9.12.18.2 阻抗保护的功能要求

- a) 具有 PT 断线闭锁功能，并发出 PT 断线告警信号，电压切换时不应误动；
- b) 应设置独立的电流启动元件；
- c) 采用方向阻抗继电器。

2.4.9.12.18.3 (复压)过流保护的功能要求

- a) 方向元件取本侧电压，灵敏角固定不变，具备电压记忆功能；
- b) 高（中）压侧复压元件由各侧电压经“或门”构成；低压侧复压元件取本侧（或本分支）电压；
- c) 具有 PT 断线告警功能。高（中）压侧 PT 断线或电压退出后，该侧复压过流（方向）保护，退出方向元件，受其它侧复压元件控制；当各侧电压均 PT 断线或电压退出后，高（中）压侧复压过流（方向）保护变为纯过流；低压侧 PT 断线或电压退出后，本侧（或本分支）复压（方向）过流保护变为纯过流。

2.4.9.12.18.4 零序(方向)过流保护的功能要求

- a) 高、中压侧零序方向过流保护的方向元件采用本侧自产零序电压和自产零序电流；
- b) 自耦变压器的高、中压侧零序过流保护采用本侧自产零序电流，其他变压器采用中性点零序电流；
- c) 自耦变压器公共绕组零序电流保护测量元件宜采用自产零序电流；
- d) 具有 PT 断线告警功能，PT 断线后，本侧零序方向过流保护退出方向。

2.4.9.12.18.5 中性点间隙零序电流保护和零序过电压保护的功能要求

- a) 零序电压应取 PT 开口三角电压；
- b) 间隙零序电流取中性点间隙专用 CT；
- c) 间隙零序电流和零序过电压的时间元件分别设置，间隙零序过电压元件单独经较短延时 T1 出口；变压器间隙零序过流和零序过电压元件组成“或门”逻辑，经较长延时 T2 出口。

2.4.9.12.18.6 变压器保护不停电传动技术要求

a) 保护装置应配置相应菜单，允许通过人机界面进行操作，实现在被保护设备不停电条件下传动断路器的功能。进入人机界面操作传动时应采取必要措施（如设置密码确认等）以防止误操作；

b) 保护装置应采取必要措施（如自动计时）防止操作人员频繁进行传动操作，两次传动间隔时间应大于 1 分钟；

c) 装置应能实现按侧分别传动和各侧同时传动两种传动方式；

d) 对于按侧分别传动，通过人机界面传动的对象为跳闸矩阵中定义的跳变压器各侧的位，不包括跳母联分段，闭锁备投和跳闸备用等位，传动断路器操作时，保护装置应能按跳闸矩阵中对应位条目驱动对应侧的所有出口继电器闭合；

e) 对于各侧同时传动，通过人机界面传动的对象为跳闸矩阵中差动保护跳闸整定值包含的所有位，传动断路器操作时，保护装置应能同时驱动差动保护跳闸整定值对应所有位的所有出口继电器闭合；

f) 传动的出口继电器闭合脉宽时间为 40~100ms，同时点亮装置面板跳闸动作指示灯；

g) 不停电传动断路器操作期间，保护装置应能正确输出相应的状态变位、动作等信息。传动后，保护装置应能报告提示事件报文；

h) 为便于进行事后分析，不停电传动断路器操作应形成对应的保护动作报告和录波文件，录波开关量中应含有不停电传动跳闸的开关量，用于区分本次跳闸是保护跳闸或是不停电传动跳闸；

i) 保护装置处于不停电传动操作状态时，应不影响装置保护功能正常运行；

j) 装置在发出保护运行异常（如 PT 断线、CT 断线、过负荷等）、装置自检故障和保护启动等信号后，保护装置应闭锁不停电传动功能，禁止操作人员通过保护装置进行不停电传动断路器操作，并在界面报告闭锁传动的提示性报文；

k) 装置异常、装置自检故障和保护启动返回后，应采取必要的措施延长闭锁时间，应按分钟级闭锁传动功能，同时要求闭锁过程中当前操作界面返回到主界面，闭锁期间操作“南网传动”菜单，禁止操作，并弹出提示界面，如“闭锁传动，请查明原因”等；

l) 在正常的不停电传动过程中，无异常情况下装置不应点告警灯触发告警接点。

2.4.9.12.18.7 光缆跳闸装置 GOOSE 开入技术要求

保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链或异常的情况下，对应失灵联跳开入和三相不一致开入应清零，闭锁失灵联跳保护和三相不一致保护。

2.4.9.12.18.8 三相不一致保护的功能要求

a) 当断路器某相断开，出现非全相运行时，经设定的延时跳开三相；

b) 三相不一致由断路器位置组合接点启动，并经独立的、可整定的零序、负序电流元件闭锁。零序和负序电流按“或”逻辑组成闭锁元件；

c) 三相不一致保护动作不启动失灵保护。

2.4.9.12.18.9 电缆跳闸装置非电量保护的功能要求

a) 非电量保护动作应有动作报告；

b) 作用于跳闸的非电量保护采用大功率继电器，启动功率应大于 5W，动作电压在额定直流电源电压的 55%~70% 范围内，额定直流电源电压下动作时间为 20ms~35ms，应具有抗 220V 工频干扰电压的能力；

c) 用于三相变压器的非电量保护装置的输入量不少于 15 路，其中用于跳闸的输入量不少于 8 路。非电量应有一路经非电量保护装置延时出口，其余跳闸型非电量保护和失灵联跳采用直跳。

2.4.9.12.18.10 电缆跳闸装置 220kV 断路器辅助保护的功能要求(可选)

a) 失灵启动的功能要求

1) 失灵电流判别元件采用相电流、零序电流和负序电流按“或”逻辑构成；

2) 外部保护跳闸接点动作，且失灵电流判别元件动作，启动失灵；

3) 失灵启动出口设两时限，一时限动作于启动失灵和解除复合电压闭锁，二时限动作于失灵联跳三侧(仅用于独立 220kV 断路器失灵屏不能按间隔区分失灵的情况)。

2.4.9.12.19 智能终端设计要求

对于光缆跳闸装置，与之相配合的智能终端应遵循《智能终端技术规范》要求。

2.4.9.12.20 操作箱的功能要求

2.4.9.12.20.1 两组操作电源的直流空气开关应设在操作箱所在屏(柜)内，不设两组操作电源切换回路。

2.4.9.12.20.2 操作箱应设有断路器合闸位置、跳闸位置和电源指示灯。

2.4.9.12.20.3 操作箱的防跳功能应方便利用端子接线取消。

2.4.9.12.20.4 合闸回路与跳闸位置监视的连接应便于断开，端子按合闸回路与跳闸位置监视依次排列；跳闸回路与合闸位置监视应固定连接，端子按跳闸回路与合闸位置监视依次排列。

2.4.9.12.20.5 操作箱串接在跳、合闸回路中的断路器机构压力接点前后应引上端子，方便取消。

2.4.9.12.20.6 应具有合后接点和手跳接点提供给备自投装置。

2.4.9.12.20.7 出口继电器 TJR(启动失灵不启动重合)、TJQ(启动失灵启动重合)、TJF(不启动失灵不启动重合)、STJ(手跳)及 SHJ(手合)的起动电压不宜低于直流额定电压的 55%，不高于 70%，启动功率不小于 5W。

2.4.9.12.20.8 启动 TJR、TJQ、TJF 的跳闸回路不应启动 STJ。

2.4.9.12.20.9 位置继电器监视分合闸回路，满足分合闸线圈正常运行时端电压不大于额定值的 5%。

2.4.9.12.20.10 断路器跳(合)闸线圈的出口触点控制回路，必须设有串连自保持的继电器回路，保证跳(合)闸出口继电器的触点不断弧及断路器可靠跳、合闸。

2.4.9.12.20.11 对于单出口继电器，可以在出口继电器跳(合)闸触点回路串入电流自保持线圈，并满足如下要求：

a) 自保持电流不应大于额定跳(合)闸电流的 50%左右，线圈压降小于额定值的 5%。

b) 出口继电器的电压起动线圈与电流自保持线圈的相互极性关系正确。

c) 电流与电压线圈间的耐压水平不低于交流 1000V、1min 的试验标准(出厂试验应为交流 2000V、1min)。

d) 电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

2.4.9.12.20.12 操作箱应具备以下回路：

a) 与测控配合；

b) 手合、手跳；

c) 至合闸线圈；(当用于分相操作断路器时为分相至合闸线圈)

d) 至第一组跳闸线圈；(当用于分相操作断路器时为分相至第一组跳闸线圈)

e) 至第二组跳闸线圈；(当用于分相操作断路器时为分相至第二组跳闸线圈)

f) 跳闸位置监视回路(1 组)；(当用于分相操作断路器时为分相跳闸位置监视回路)

g) 合闸位置监视回路(2 组)(当用于分相操作断路器时为分相合闸位置监视回路)

h) 保护三相跳闸输入(2 组：启动失灵 TJR)；

i) 保护三相跳闸输入(2 组：不启动失灵 TJF)；

j) 压力闭锁回路；

k) 防跳回路；

l) 保护三跳启动失灵接点输出(配出口压板)；

m) 与安全自动装置配合的断路器位置接点；

n) 手跳、三跳(TJR、TJF)至故障录波接点；

o) 手跳至安全自动装置接点

p) 合后至安全自动装置接点

q) 事故跳闸接点；

r) 断路器三相位置不一致接点；(仅用于分相操作断路器)

s) 跳合闸位置接点；

t) 一、二组控制回路断线信号；

u) 一、二组电源消失信号；

v) 直流电源监视；

- w) 备用中间继电器;
- x) 电压切换回路。(可选)
- 2.4.9.12.21 电压切换箱(插件)的功能要求
 - 2.4.9.12.21.1 电压切换回路采用保持继电器的接点;
 - 2.4.9.12.21.2 切换继电器同时动作信号,应采用保持继电器接点;切换继电器回路断线或直流消失信号,应采用隔离刀闸常开接点启动的不保持继电器接点;
 - 2.4.9.12.21.3 电压切换回路应有运行方式指示灯。
 - 2.4.9.12.21.4 电压切换箱(插件)应具有以下回路
 - a) 隔离开关位置开入;
 - b) 切换继电器同时动作信号;
 - c) 切换继电器回路断线信号。
- 2.4.9.12.22 主变保护的配置要求
 - 2.4.9.12.22.1 220kV 变压器保护双重化配置两套主、后一体的电气量保护,光缆跳闸方式下三相不一致应由变压器电气量保护实现。
 - 2.4.9.12.22.2 主保护的配置要求
 - 2.4.9.12.22.2.1 配置纵联差动保护,动作后跳开变压器各侧断路器。
 - 2.4.9.12.22.2.2 配置差动电流速断保护,动作后跳开变压器各侧断路器。
 - 2.4.9.12.22.3 高压侧(220kV 侧)后备保护的配置要求
 - 2.4.9.12.22.3.1 配置二段复压过流保护,复合电压元件应采集各侧电压按“或门”开放。
 - a) I 段带一时限,复压可投退,方向元件可投退,带方向时方向宜指向变压器,动作后跳开变压器各侧断路器;
 - b) II 段带一时限,复压可投退,不带方向,动作后跳开变压器各侧断路器。
 - 2.4.9.12.22.3.2 配置一段相间和接地阻抗保护,带一时限,方向指向变压器,是否经振荡闭锁可投退,动作后跳开变压器各侧断路器。
 - 2.4.9.12.22.3.3 配置二段定时限零序过流保护。
 - a) I 段带二时限,方向元件可投退、方向指向可整定。
 - b) II 段带一时限,不带方向,动作后跳开变压器各侧断路器。
 - 2.4.9.12.22.3.4 配置中性点间隙保护
 - 2.4.9.12.22.3.4.1 间隙过流保护,设置一段一时限,间隙过流和零序过压二者构成“或”逻辑,延时跳开变压器各侧断路器;
 - 2.4.9.12.22.3.4.2 零序过压保护,设置一段一时限,零序电压采用外接零序电压。延时跳开变压器各侧断路器。
 - 2.4.9.12.22.3.5 光缆跳闸方式电气量保护配置失灵联跳功能,设置一段一时限,变压器高压侧断路器失灵保护动作后经变压器保护跳各侧断路器,变压器保护通过订阅 GOOSE 失灵跳闸,不经电流判据延时 30ms 跳闸。
 - 2.4.9.12.22.3.6 光缆跳闸方式电气量保护配置高压侧断路器三相不一致功能,设置一段一时限。
 - 2.4.9.12.22.3.7 配置高压侧定时限过负荷保护,一段一时限,延时 8s,动作于信号。
 - 2.4.9.12.22.3.8 配置一段过负荷启动风冷保护,一时限启动风冷。
 - 2.4.9.12.22.3.9 配置一段闭锁调压保护,一时限闭锁调压。
 - 2.4.9.12.22.4 电缆跳闸装置配置高压侧断路器辅助保护(可选)
 - 1) 失灵电流判别须在间隔内完成时,配置断路器失灵启动功能。
 - 2) 采用非三相机械联动断路器时,配置断路器三相不一致保护,保护动作延时跳开变压器高压侧断路器。
 - 2.4.9.12.22.5 中压侧(110kV 侧)后备保护的配置要求
 - 2.4.9.12.22.5.1 配置二段复合电压启动的过电流保护。
 - a) I 段带三时限,复压可投退,方向元件可投退、方向指向可整定;
 - b) II 段带三时限,复压可投退,方向元件可投退、方向指向可整定。
 - 2.4.9.12.22.5.2 配置一段相间和接地阻抗保护,带三时限,方向指向中压侧母线。
 - 2.4.9.12.22.5.3 配置二段零序过流保护。
 - a) I 段带三时限,方向可投退,带方向时方向宜指向中压侧母线。

b) II 段带三个时限，不带方向。

2.4.9.12.22.5.4 配置中性点间隙保护

a) 间隙过流保护，设置一段一时限，间隙过流和零序过压二者构成“或”逻辑，延时跳开变压器各侧断路器；

b) 零序过压保护，设置一段一时限，零序电压采用外接零序电压。延时跳开变压器各侧断路器。

2.4.9.12.22.5.5 光缆跳闸方式电气量保护配置失灵联跳功能，设置一段一时限，变压器中压侧断路器失灵保护动作后经变压器保护跳各侧断路器，变压器保护通过订阅 GOOSE 失灵跳闸，不经电流判据延时 30ms 跳闸。

2.4.9.12.22.5.6 配置中压侧定时限过负荷保护，一段一时限，延时 8s，动作于信号。

2.4.9.12.22.6 低压 1 分支后备保护配置

2.4.9.12.22.6.1 配置两段复压过流保护。

a) I 段带三个时限，复压可投退，方向元件可投退、方向指向可整定；

b) II 段带三个时限，复压可投退，方向元件可投退、方向指向可整定。

2.4.9.12.22.6.2 零序过压告警，设置一段一时限，固定取自产零序电压，动作于信号。

2.4.9.12.22.6.3 过负荷保护，设置一段一时限，采用低压 1 分支、2 分支和电流，延时 8s，动作于信号。

2.4.9.12.22.7 低压 2 分支后备保护配置

2.4.9.12.22.7.1 配置两段复压过流保护。

a) I 段带三个时限，复压可投退，方向元件可投退、方向指向可整定；

b) II 段带三个时限，复压可投退，方向元件可投退、方向指向可整定。

2.4.9.12.22.7.2 零序过压告警，设置一段一时限，固定取自产零序电压，动作于信号。

2.4.9.12.23 网络通信及身份鉴别要求

2.4.9.12.23.1 GOOSE 双网接收机制应满足以下基本原则

a) 继电保护装置应具有双网数据一致性校验功能，装置接收到双网数据不一致时应告警，不一致现象消失后告警返回。

b) 对网络风暴（重复报文）、异常帧、畸形帧等无效报文应该具有识别和抑制的能力，不能引起保护的死机、重启、软复位。单网出现上述异常时不能引起保护功能的丧失。至少能识别以下非法情况：不符合链路层以太网规则的报文；接收方 MAC、AppID、GOID、GOBRef、DataSet、ConfRev 等参数不匹配；通道个数及订阅通道的数据集类型不一致。

c) 某控制块发生网络雪崩时，应不影响其他控制块，不能引起保护死机、重启、软复位。

d) 对于双网接收机制判发送方重启条件下（即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小）的单帧突发异常报文，应该具有容错机制。

e) 当发生单网运行情况时，应能正常使用单网的数据；当断链网络恢复时，保护应经容错鉴别后方使用该网数据，不应发生误动、拒动。

f) 保护装置接收到 GOOSE 长期不更新时，应具有告警功能，并能够识别心跳报文防止频繁告警。

g) 当 StNum 不变时，应对数据区内容进行识别，若数据区变化应告警。

h) 双网接收机制判发送方重启条件（即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小）应充分考虑装置重启、双网间存在较大延时等异常工况，保护装置不应发生误动、拒动。

i) 网络异常恢复后装置应恢复正常。

2.4.9.12.23.2 装置应具备 MMS 报文容错及自恢复能力

a) 装置对 MMS 协议应有足够的健壮性，对畸形帧、超长帧、超短帧应具备一定的容错能力，具备持续、稳定运行的能力。

b) 在极端异常情况下，允许 MMS 通信进程重启，装置应具备 MMS 自恢复能力，恢复过程中不得影响保护功能，不得改变保护定值、配置等重要参数。

2.4.9.12.23.3 装置配置文件上传和下装使用的网口及协议要求

a) 保护装置运行口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。保护装置配置

文件的上传和下装应使用调试口，保护装置仅在投入检修压板时开启调试口的文件上传及下装功能，退出检修压板时自动关闭调试口的 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。

b) 过程层交换机业务口、运维口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。过程层交换机配置文件的上传和下装应使用调试口。

c) 多余、无用的服务和端口应关闭。

2.4.9.12.23.4 保护装置用户身份鉴别要求

保护装置应具备用户身份标识和鉴别功能。保护装置支持用户数量不低于 3 个，至少包含管理员，操作员 1（用于修改定值、参数、配置、软压板），操作员 2。操作员进入装置进行参数修改前需要输入密码进行身份鉴别，操作完成保存时需再次输入密码实现二次鉴别。

2.4.9.12.24 保护信息文件化相关要求

2.4.9.12.24.1 文件要求

a) 装置接收到生成定值文件的直控命令后，生成的定值文件内容应与装置当前定值保持一致，且应包含所有区（含定值预备区）定值。

b) 装置上电重启时可自动删除动态告警文件、状态文件、定值文件。

c) 装置定值发生变化且固化后，应立即自动删除定值文件。

2.4.9.12.24.2 装置操作控制

a) 定值文件的生成及上传操作不受远方修改定值软压板、远方操作硬压板控制。

b) 档案文件、告警文件及状态文件的生成及上传操作不受远方操作硬压板控制。

c) 远方复归不受远方操作硬压板控制。

d) 应有相关的闭锁机制，防止网络异常时频繁生成文件影响保护装置正常运行，至少应具备以下措施：

① 动态告警文件或状态文件每天仅允许执行 3 次的生成文件直控命令；装置重启后可重新计时计次。

② 在不大于 3 分钟的间隔时间内，装置仅允许执行一次生成定值文件的直控命令，每小时执行不多于 20 次的生成定值文件直控命令；装置重启后可重新计时计次。

③ 当满足闭锁机制时，装置接收到相关文件生成的直控命令时应拒绝执行，并反馈该类文件生成失败报告。

2.4.9.12.24.3 远方修改定值要求

远方修改定值应符合《继电保护远方操作技术要求（试行）》。通过定值文件校核时，为确保上送为最新定值文件，客户端应先发生生成定值文件的直控命令，待保护装置生成定值文件成功后，客户端再召唤定值文件。

2.4.9.12.25 安全可控装置相关功能要求

2.4.9.12.25.1 装置的功能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.9.12.25.2 继电保护装置核心保护功能、算法实现不依赖于操作系统，直接运行在硬件层，简洁可靠。

2.4.9.12.25.3 常规采样的装置应坚持双 A/D 结构设计，防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作。

2.4.9.12.25.4 装置除出口继电器外，任一元件损坏时，不应误动作跳闸。

2.4.9.12.25.5 110kV 及以上装置应坚持“保护+启动”或“保护+保护”的系统架构设计原则。采用“保护+启动”架构时，保护逻辑和启动逻辑分别在不同处理器或同一处理器不同核上运行，程序异常复位功能应相互独立且互不影响。

2.4.9.12.25.6 装置的整体功能（保护、人机及通信等）以及整体性能（采样精度、动作灵敏度、动作速度等）应与现有装置持平，满足现行国标、行标关于装置技术规范以及测试规范的要求。

2.4.9.12.25.7 装置应具备内存软错误的防控措施，内存发生单 Bit 位翻转时能够可靠防止装置误动。

2.4.9.13 试验

试验方法按 Q/CSG1201029-2020 《南方电网继电保护通用技术规范》中 10、11 的规定进行。

2.4.9.13.1 型式试验

在下列任一情况下，装置须进行型式试验：

2.4.9.13.1.1 新产品研发或定型前。

2.4.9.13.1.2 产品正式投产后，如遇设计、工艺材料、元器件有较大改变，经评估影响装置性能或安全性时。

2.4.9.13.1.3 当装置软件有较大改动时，应进行相关的功能试验或模拟试验。

2.4.9.13.1.4 执行有关规定时。

正常试验大气条件：a) 环境温度： $+15^{\circ}\text{C}\sim+35^{\circ}\text{C}$ ；b) 相对湿度：45%~75%；c) 大气压力：80kPa~106kPa。

在上述正常试验大气条件下，应对如下项目逐条进行型式检验：

- a) 温度影响；
- b) 温度贮存；
- c) 功率消耗；
- d) 过载能力；
- e) 主要功能、技术性能；
- f) 静态模拟；
- g) 动态模拟；
- h) 电磁兼容性能；
- i) 直流电源影响；
- j) 绝缘性能；
- k) 耐湿热性能；
- l) 连续通电；
- m) 机械性能；
- n) 结构与外观；
- o) 安全（仅测量保护接地连续性和安全标志检查）

2.4.9.13.2 出厂试验

每套装置均应进行出厂试验，经质量检验部门确认合格后方可出厂，并应具有证明产品合格的出厂证明书。

投标方应提供同类设备加盖质量检验部门检验专用章的出厂检验报告。

在设备交货之前在投标方厂内进行下列工厂试验项目，以表明设备符合本技术条件书规定的要求。招标方代表参加作为试验见证。

微机保护装置工厂试验项目如下：

2.4.9.13.2.1 结构和外观检查

2.4.9.13.2.2 基本功能试验

装置中各种原理保护的定值试验

各种原理保护的动作时间试验

各种原理保护的動作特性试验

逻辑回路及联合动作正确性检查

数据采集系统的精度和线性度范围试验

硬件系统自检

硬件系统时钟校核

通信检查

开关量输入输出回路检查

以上试验的结果应满足以上三~五的各项技术要求

2.4.9.13.2.3 连续通电试验

2.4.9.13.2.4 110kV 及以上电压等级智能站按要求开展组网出厂验收调试工作。各供应商除完成所供装置的单体出厂测试外，还应配合集成商按实际工程搭建典型间隔的模拟测试环境，完成过程层网络、SCD、智能录波器功能等项目的整体调试。

2.4.9.13.3 现场试验及调试

装置运到工地安装完毕，招标方会通知投标方专家到场参加设备调试，保护定值由招标方提供。投标方按该保护定值进行调试工作，并进行模拟故障时开关传动试验，证实保护与其他设备工作正常。

调试完毕后，投标方应向招标方提供设备调试报告。

在调试过程中，若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况，投标方应负责更换。

2.4.9.13.4 抽样检测标准如下（具体测试根据实际物资品类选取）：
中国南方电网有限责任公司 220kV 变压器保护装置到货抽检标准、
中国南方电网有限责任公司 220kV 及以上断路器操作箱到货抽检标准
2.4.9.13.5 送样检测标准如下（具体测试根据实际物资品类选取）：
中国南方电网有限责任公司 220kV 变压器保护装置送样检测标准、
中国南方电网有限责任公司 220kV 及以上断路器操作箱送样检测标准

2.4.10 220kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏

2.4.10.1 额定电气参数

2.4.10.1.1 直流电源

- a) 额定电压：220V、110V、-48V（放在通信机房的保护相关设备）；
- b) 允许偏差：-20%~+15%；
- c) 纹波系数：不大于 5%；
- d) 开入电压：弱电开入额定电压不低于 24V，强电开入 220V 或 110V。

2.4.10.1.2 交流回路

a) 常规采样

交流电流（ I_n ）：1A、5A（仅用于 CT 二次电流为 5A 的旧站改、扩建工程）；

交流电压 U_n ：100/ $\sqrt{3}$ V；线路抽取电压 U_x ：100/ $\sqrt{3}$ V 或 100V；

b) 频率：50Hz。

2.4.10.2 技术性能要求

2.4.10.2.1 交流回路精确工作范围

相电压：（0.01~1.5） U_n ；

检同期电压：（0.01~1.8） U_n ；

装置中测量元件的准确度和变差要求应满足 DL/T 478-2013 中 4.3 的规定；

2.4.10.2.2 故障测距精度

允许偏差：不大于 $\pm 2.5\%$ ；

测试条件：单侧电源、金属性三相短路。

2.4.10.2.3 测量元件特性准确度

装置中测量元件的准确度和变差要求应满足 DL/T 478-2013 中 4.3 的规定。

2.4.10.2.4 开关量输入和输出

对开关量输入和输出的要求应符合 DL/T 478-2013 中 4.5 的规定。

2.4.10.2.5 装置采样

采用常规互感器和二次电缆实现采样的保护装置的采样回路应使用双 A/D 结构（公用一个电压或电流源），应有防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作的措施，采样频率不应低于 1000 Hz。

保护装置 A/D 采样环节应有抗频率混叠处理措施。

2.4.10.2.6 光纤接口

纵联通道光纤接口

光纤接口衰减裕度：按直连光纤 40km 考虑；

光纤类型：单模；

光纤连接器类型：FC 型；

复用通信接口协议满足 G.703 标准。

2.4.10.2.7 过程层光纤接口

光纤类型：多模光纤；

光纤芯径：62.5/125 μm （或 50/125 μm ）；

光波长：1310nm 或 850nm；

光纤发送功率和接收灵敏度：

1310nm 光纤

百兆光纤发送功率范围：-20dBm~-14dBm；光接收灵敏度范围：-31dBm~-14dBm；

千兆光纤发送功率范围：-11.5dBm~-3dBm；光接收灵敏度范围：-19dBm~-3dBm。

850nm 光纤

千兆光纤发送功率范围：-9dBm~-2.5dBm；光接收灵敏度范围：-18dBm~-2.5dBm。

光纤连接器类型：LC 或 ST 接口。

2.4.10.2.8 对时接口

采用光纤 IRIG-B 码对时方式时，宜采用 ST 接口；

采用电 IRIG-B 码对时方式时，采用直流 B 码，通信介质为屏蔽双绞线。

光纤接收灵敏度范围：-24dBm~-10dBm。

2.4.10.2.9 打印接口

a) 保护装置应具备 RS-232 接口能力；

b) 宜具备网络打印接口。

2.4.10.2.10 以太网电接口

a) 传输介质：五类及以上屏蔽双绞线；

b) 接口类型：RJ-45 电接口；

c) 接口数量：3 个。

d) 规约设置：光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站设备）通信时，装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。

2.4.10.2.11 调试接口

调试接口应采用以太网接口

2.4.10.2.12 功率消耗

装置各回路的功率消耗应符合 DL/T 478-2013 中 4.7 的规定。

2.4.10.2.13 过载能力

交流电流回路：2 倍 I_n 时连续工作，50 倍 I_n 时允许 1s；

交流电压回路：

1.4 倍额定电压，保护装置长期连续工作；

2 倍额定电压，允许 10 s。

2) 零序电压回路的过载能力由产品标准或制造商产品文件规定。

装置经受电流电压过载后应无绝缘损坏。

2.4.10.2.14 逆变电源

装置所使用的逆变电源应满足 DL/T 527-2013 中规定的各项要求。此外，同一厂家同一系列保护装置的电源模块应能互换，逆变电源故障不应导致保护误动，具有失电闭锁功能。逆变电源装置的平均无故障时间不低于 100000 小时 (11.4 年)。

2.4.10.3 电磁兼容性能

装置的电磁兼容性能应符合 DL/T 478-2013 中 4.8 的规定。

2.4.10.4 绝缘性能

装置的绝缘配合性能应符合 DL/T 478-2013 中 4.9 的规定。

2.4.10.5 耐湿热性能

装置的温湿度环境性能应符合 DL/T 478-2013 中 7.3 的规定。

2.4.10.6 机械性能

2.4.10.6.1 装置的机械性能应符合 DL/T 478-2013 中 4.10 的规定。

2.4.10.6.2 结构、外观

2.4.10.6.2.1 机箱的尺寸。机箱、插件的尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

2.4.10.6.2.2 表面涂覆。装置表面涂覆的颜色应均匀一致，无明显的色差和眩光，表面应无沙粒、起皱和流痕等缺陷；

2.4.10.6.2.3 插件的插拔性能。插件结构的装置中插件应插拔灵活、互换性好。交流插件拔出后，装置应能通过机械的方式自动短接电流回路。

2.4.10.6.3 外壳

2.4.10.6.3.1 外壳应满足装置在变电站基本环境条件下使用、维护和修理的要求；

2.4.10.6.3.2 为满足更高的防护要求，允许在装置原有防护基础上，采取辅助措施，提高防护等级，如置于屏柜之中。

2.4.10.6.4 接地

装置应有安全地以满足装置安全、电磁兼容等要求。

2.4.10.6.5 振动

装置能承受 GB/T 11287 规定的 I 级振动响应和振动耐受试验。

2.4.10.6.6 冲击和碰撞

装置能承受 GB/T 14537 规定的 I 级冲击响应和冲击耐受试验，以及 I 级碰撞试验。

2.4.10.7 连续通电

装置完成调试后，出厂前应进行连续通电试验。试验期间，装置工作应稳定可靠，动作行为、信号指示正确，无元器件损坏、软件运行异常或其他异常情况出现。

2.4.10.8 安全要求

2.4.10.8.1 装置的安全性能应满足 DL/T 478-2013 中 6 的要求。

2.4.10.8.2 在设备生命周期内，若设备本身存在安全隐患或漏洞，投标方应为招标方进行安全修复或更换。

2.4.10.9 继电器设计要求

2.4.10.9.1 直流电压为 220V 的直流继电器线圈的线径不宜小于 0.09mm，如用线圈线径小于 0.09mm 的继电器时，其线圈须经密封处理，以防止线圈断线；如果用低额定电压规格（如 220V 电源用于 110V 的继电器）的直流继电器串连电阻的方式时，串联电阻的一端应接于负电源。

2.4.10.9.2 直流电压在 110V 及以上的中间继电器一般应有符合下列要求的消弧回路：

2.4.10.9.2.1 不得在它的控制触点上并接电容、电阻回路实现消弧。

2.4.10.9.3 用电容或反向二极管并在中间继电器线圈上作消弧回路，在电容及二极管上都必须串入数百欧的低值电阻，以防止电容或二极管短路时将中间继电器线圈回路短接。消弧回路应直接并在继电器线圈的端子上。

2.4.10.9.4 选用的消弧回路所用反向二极管，其反向击穿电压不宜低于 1000V，禁止低于 600V。

2.4.10.9.5 注意因并联消弧回路而引起中间继电器返回延时对相关控制回路的影响。

跳闸出口继电器的起动电压在直流额定电压的 55%-70% 之间。对于动作功率较大的中间继电器（例如 5W 以上），如为快速动作的需要，则允许动作电压略低于额定电压的 50%，此时必须保证继电器线圈的接线端子有足够的绝缘强度。

断路器跳（合）闸线圈的出口触点控制回路，必须设有串联自保持继电器，并保证：

2.4.10.9.6 跳（合）闸出口继电器的触点不断弧。

2.4.10.9.7 断路器可靠跳、合闸。

2.4.10.9.8 对于单出口继电器，可以在出口继电器跳（合）闸触点回路中串入电流自保持线圈，并满足如下条件：

2.4.10.9.8.1 自保持电流不应大于额定跳（合）闸电流的 50%，线圈压降小于额定值的 5%。

2.4.10.9.8.2 出口继电器的电压起动线圈与电流自保持线圈的相互极性关系正确。

2.4.10.9.8.3 电流与电压线圈间的耐压水平不低于交流 1000V、1min 的试验标准（出厂试验应为交流 2000V、1min）。

2.4.10.9.8.4 电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

2.4.10.9.8.5 电流型防跳继电器应为快速动作的继电器，其动作电流小于跳闸电流的 50%，线圈压降小于额定值的 10%。电压型防跳继电器含电阻等元器件动作电压在直流额定电压的 55%~70%之间。

2.4.10.9.9 不得采用可控硅跳闸出口的方式。

2.4.10.9.10 两个及以上中间继电器线圈或回路并联使用时，应先并联，然后经公共连线引出。检查测试带串连信号继电器回路的整组起动电压，必须保证在 80%直流额定电压和最不利条件下分别保证中间继电器和信号继电器都能可靠动作。

2.4.10.9.11 用隔离开关辅助接点控制的电压切换继电器，应有一对电压切换继电器触点作监视用。

2.4.10.10 屏柜要求

2.4.10.10.1 对结构的要求

所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.10.10.2 涂漆和防锈

除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外，其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为 0.04 毫米到 0.1 毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆，使干膜的厚度达到 0.127 毫米到 0.178 毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。

屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有亚光的表面层。

屏上的涂漆应有良好附着力，不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

2.4.10.10.3 保护屏柜要求

根据资产全生命周期管理要求，所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求，对所供应的物资进行标签贴标工作，将相关信息在出厂前写入标签。

安装在继电保护室的保护屏采用柜式，前后开门结构尺寸为 2260×800×600mm，前开门旋转式结构 2260×800×800mm。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm² 的多股软铜线可靠连接。新建变电站应采用前后开门结构。

保护屏不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。

保护屏采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。保护屏采用前开门旋转式结构时，保护装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转角度不小于 135°。保护屏前后柜门均应配置锁具。

外引接线端子排置于柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150 毫米。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350 毫米。

柜体框架及柜内承重部分的钢板厚度不小于 2mm。

屏体设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，并且应安装容易，便于控制电缆的进出连接、检查和维护。

为了提高运行的可靠性，设备应采用成套插入式结构。

安装在继电保护室的屏体防护等级不低于 IP30，户外安装的屏体防护等级不低于 IP55。

试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米。

各类按钮、开关等操作件的操作寿命不应少于 10000 次。

对于具有整定机构的元器件的操作寿命不少于 10000 次，整定操作时不应出现发卡或操作失灵等现象。

为满足“屏体更换、外部电缆利旧”的功能需求，屏柜后下部横梁可采用螺丝固定方式与屏柜左右框架连接固定，方便屏柜拆卸。可拆卸屏柜按照额定的静载荷，户内和户外机柜应符合 GB/T 18663.1-2008 中 5.2.1 和表 3 中 SL5 或 SL6 等级的提吊试验要求，以及相应的刚度试验要求；户内机柜的动载荷性能应符合 GB/T 18663.1-2008 中表 8 规

定的 DL4 和表 12 规定的 K2 等级要求；户外机柜的动载荷应符合 IEC 61969.3-2011 中表 5 规定的 1 级试验要求；机柜的抗地震性能应符合 GB/T 18663.2-2007 中规定的 A 型和 B 型合成波形的要求，并由制造厂指明。

2.4.10.10.4 端子排布置

同一屏上布置多套保护装置时，端子排采用按装置分区，按功能分段原则。柜内每侧底端集中预留备用端子。

每个装置区内端子排按功能段独立编号。

公共端、同名出口端采用端子连线，配置足够连接端子。

端子应有明显的编号，端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，屏内左右两侧各侧至少留有不少于 10 个的备用端子，且留有备用端子排以供设计时作转接或过渡用。

各回路之间、正负电源之间、电源回路与其它端子之间要设置空端子隔离，跳、合闸引出端子与正电源至少间隔 1 个空端子。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。

端子排布置应按《南方电网 220kV 线路保护技术规范》附录 J：保护屏端子排及压板配置示意图执行。

2.4.10.10.5 保护压板、转换开关及按钮

如采用分立式连接片，连接片的开口端应装在上方，接到断路器的跳闸线圈回路。并满足：连接片在落下过程中必须和相邻连接片有足够的距离，保证在操作连接片时不会碰到相邻的连接片；连接片在扭紧螺栓后能可靠地接通回路；穿过保护屏的连接片导电杆必须有绝缘套，并距屏孔有明显距离；连接片在拧紧后不会接地。

压板布置应遵循“按装置分排，按功能分区”的原则，并适当简化。

压板一般不宜超过 5 排，每排设置不超过 9 个，不足一排时，用备用压板补齐。压板在屏正面从左至右、自上而下依次排列。

装置压板的颜色按照《南方电网 220kV 线路保护技术规范》附录 F：保护屏压板配置示意图执行，为便于区分正常运行时压板的投退，正常运行退出的压板（如保护检修状态压板）可采用与备用压板一致的颜色，宜将备用压板拆下或封死。其中红、黄、浅驼色分别推荐国标 GSB05-1426-2001 中 R02 朱红、Y08 深黄和 Y13 淡黄灰。

压板可采用普通分立式、线簧式和其他样式。普通分立式和其他样式压板的底座色采用浅驼色，压板头采用红、黄色，禁止取下压板头以防混淆颜色。线簧式压板颜色通过压板上内嵌的标签纸底色来体现。

标签宜设置在压板下方，同一个站内标签设置的位置应统一。压板名称标签和对应的压板同一排分为一组，标签粘贴于压板下方，与不同排采用 5mm 宽的黄色反光条有效分隔，框内的分隔线中压板和标签一一对应。多个保护装置放置在同一屏（柜），不同装置的压板采用 5 mm 宽不同颜色的分隔框分隔，同一装置的压板放置在同一个颜色分隔框内。为了便于分辨，也可每排端子之间加一个分隔线，分隔线与分隔框线宽应一致。同一个站内分隔框的颜色应一致。压板分隔线框的型式和颜色须符合具体运行单位的规定。

装置的压板布置参照《南方电网 220kV 线路保护技术规范》附录 J：保护屏端子排及压板配置示意图执行，同一组回路的三个分相出口压板应布置在同一排中。

同一面保护屏上的保护压板分装置自上而下排列。

分相跳闸保护的出口压板应按断路器分相设置，三相跳闸保护的出口压板应断路器三相设置一个。

保护出口回路和起动回路均应经压板才连至端子排上，压板应装在屏正面。

功能压板设置遵循必要和适当简化的原则，每种功能宜设置一块总功能压板，双通道保护的每个通道宜分别设置一块通道投入或纵联保护投入压板。

按钮宜布置在保护屏正面前门打开时方便操作的一侧，转换开关宜布置在屏正面另一侧，且按钮或转换开关宜按功能与装置水平排列。

2.4.10.10.6 屏柜内布线

2.4.10.10.6.1 布线

内部配线的额定电压应不低于 450V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.0 mm²，但对于 PT 回路的截面应不小于 1.5 mm²，CT 回路的截面应不小于 2.5 mm²。

元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头，冷压连接应牢靠、接触良好。

导线应无划痕和损伤，应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

应保证所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性。

所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

若屏内具有加热器，端子和电加热器或电阻器之间的连接引线不能使用非耐热绝缘铜线。由于电加热器或电阻器附近的温度高，因此，应该采用瓷管套着的裸导线，或使用耐热的导线。

在进行屏的内部布线时，不应该布置得使接点处于不利的角度或者温度升高的地方。

对长期带电发热的元器件，安装位置应靠上方，与周围元器件及导线束应保持不小于 20mm 的间隙距离。

在可运动的地方布线，如跨越门或翻板的连接导线，必须采用多股铜芯绝缘软导线，要留有一定长度裕量，并采用缠绕带等予以保护，以免产生任何机械损伤，同时还应有固定线束的措施。

连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。外部接线侧一个端子的一个端口只允许接入一根导线。

绝缘导线束不允许直接紧贴金属构件敷设。穿越金属构件时，应有保护导线绝缘不受损伤的措施。

各保护装置对时接口的配线应连接至端子排，且端子排上应有明确的标识，以方便外部对时信号缆线的接入。

2.4.10.10.6.2 接线端子

所有端子为额定值 1000V、10A 的压接型阻燃端子。端子应满足《保护屏柜及端子箱接线端子排技术规范（2018 年试行版）》相关要求。

装置出口段端子采用红色端子。

元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头；冷压连接要求牢靠、接触良好。

电流电压回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。CT 和 PT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接装置的输入与输出回路。

端子排应牢固固定，使其不致于振动、发热等而变松，同时还应能方便地进行检查和维护。

2.4.10.10.6.3 颜色

在交流回路中：

A 相	黄色
B 相	绿色
C 相	红色
中性线	淡蓝色

在直流回路中：

+(正极)	棕色
-(负极)	蓝色

2.4.10.10.7 光缆跳闸装置保护屏(柜)光缆(纤)要求

2.4.10.10.7.1 线径及芯数要求如下：

- 光纤线径宜采用 62.5/125 μm；
- 多模光缆芯数不宜超过 24 芯，每根光缆至少备用 20%，最少不低于 2 芯。

2.4.10.10.7.2 敷设要求如下：

- 双重化配置的两套保护不共用同一根光缆，不共用 ODF 配线架；
- 保护屏（柜）内光缆与电缆应布置于不同侧、或有明显分隔。

2.4.10.10.7.2.1 电子回路

为了预防外部和/或内部的过电压引起误动作，在电子电路中应该使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

电子电路的外部连接应该用连接器进行。

应采用电线槽进行布线，若采用其他的布线系统则应由相关部门审批此布线系统。

为了防止误动作和/或拒动，在屏内应该有消除过电压发生的电路，交流回路和直流回路均应有预防外部过电压和电磁干扰或接地的措施。

每块印刷电路板应经防潮气和灰尘侵入处理。

2.4.10.10.7.2.2 接地

交流电源输入的二次屏柜应有工作接零，供电电缆中应含有中性线芯。中性线芯不应与二次屏柜的金属外壳相连接。

当采用三相五线制交流电源向二次屏柜供电时，供电电缆中应含有中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次屏柜的金属外壳相连接。接地线芯材料和截面应符合相关规范的要求。

二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm² (推荐使用 40×3mm²) 的专用的接地铜排母线，铜排应提供两排螺丝连接孔，每排不少于 20 个孔。螺丝孔径为 Φ5.2mm，孔中心纵向至铜排长边距离为 10mm，还应配套提供铜螺丝组件 (含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳)。外界地网接地点采用两个 Φ10mm 规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件，分别布置在铜排两端，距铜排端部 50mm。

装置外壳应在易接线的地方设置装置外壳接地，并设有接地标识。

2.4.10.10.7.3 保护屏温升

保护屏各部位温升不应超出 DL/T 720 的规定。

2.4.10.10.7.4 保护屏绝缘性能

用开路电压为直流 500V 的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻，应满足：

所有带电回路 (或与地有良好接触的金属框架) 之间的绝缘电阻应不小于 5MΩ；

无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于 10MΩ；

介质强度满足 DL/T 720 的规定。

2.4.10.10.7.5 空气开关配置要求

保护屏内 PT 回路所使用的空气开关技术要求如下：

三相式 MCB；

额定电流 1A，跳闸电流 2.5A～3A；

跳闸时间 20 毫秒。

每套保护装置应采用独立的直流型空气开关。

控制电源和保护电源采用独立的直流型空气开关。

2.4.10.10.7.6 照明

保护屏内不装设照明灯。

2.4.10.10.7.7 铭牌

保护屏的铭牌应该固定在屏的表面或屏内醒目的地方，铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成、铭牌为白底，其上为黑色的粗体字，并用中文标注。

2.4.10.10.7.8 柜体颜色

柜体颜色统一为 RAL7035。

2.4.10.11 安全可控装置相关技术要求

2.4.10.11.1 装置应具备依靠自身研发、设计及生产，全面掌握核心技术，实现从硬件到软件的自主研发、生产、升级、维护的全过程可控，具备知识产权、供应链、技术发展等方面完全可控特点。

2.4.10.11.2 装置的性能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.10.11.3 装置硬件元器件及操作系统等核心软件应满足安全可控要求，生产厂家应严格把关装置元器件选型设计，确保装置长期运行的可靠性。

2.4.10.11.4 装置使用的嵌入式操作系统应具备自主知识产权或基于开源代码开发。嵌入式操作系统等基础软件应安全可控，严禁含有架构体系缺陷。

2.4.10.11.5 装置核心元器件 (CPU、存储、FPGA、ADC、继电器、PHY、光模块等) 应满足安全可控要求。

2.4.10.11.6 装置应与现有保护装置保持软硬件架构、功能实现机制基本一致。

2.4.10.11.7 装置的功耗、温升等影响长期运行可靠性的关键参数应与现有保护装置基本持平

2.4.10.12 功能要求

保护功能配置表

表 2.37 线路纵联电流差动保护功能配置表

类别		序号	基础型号功能	代码	备注
基础 型号 号	基础 型号 代码	1	2M 双光纤通道	A2	不考虑 64kB 通道
	必 配 功 能	1	电流差动保护		
		2	相间和接地距离保护		3 段
		3	零序电流保护		2 段
		4	重合闸		
		5	三相不一致保护		
		6	过流保护		2 段
		7	电铁、钢厂等冲击性负荷		
类别		序号	选配功能	代码	
选配功能		1	光口纵联距离、零序	F	
		2	接点方式纵联距离、零序	Z	
		3	过流过负荷功能	L	适用于电缆线路
注 1：选配功能 L 时，装置不配置“相间和接地距离保护”、“重合闸”、“三相不一致保护”、“电铁、钢厂等冲击性负荷”保护功能。					
注 2：选配型号为 A2、A2+F、A2+Z、A2+L					

2.4.10.12.1 基本要求

- a) 光缆跳闸装置、相关光纤连接、智能终端、过程层网络交换机等设备中任一元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。
- b) 保护装置应由独立的直流/直流变换器供电。直流电压消失时，装置不应误动。在直流电源恢复（包括缓慢地恢复）到 80%UN 时，直流逆变电源应能自动起动。拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，保护装置不应误动作。直流电源回路出现各种异常情况（如短路、断线、接地等）时保护装置不应误动作。
- c) 装置应设有自复位电路，在正常情况下，装置不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成程序走死时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出异常信号或信息，而装置不应误动作。
- d) 装置动作信号在直流电源断开和恢复后仍然可以保持。
- e) 保护装置应设有当地汉字信息显示功能和信息输出接口。
- f) 光缆跳闸装置应具有定义 GOOSE 链路名称功能，保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，相关开入状态的处理方式应按该开入对保护功能的影响而定。
- g) 保护装置应具有独立性、完整性和成套性，应含有能反应输电线路各种故障的保护功能。
- h) 保护的测量元件和启动元件相互独立。启动元件动作后，才可接通出口继电器工作电源。
- i) 保护装置在电流互感器二次回路不正常或断线时，应能发告警信号。

j) 保护装置的远方控制功能应参照南方电网《变电站 IEC61850 工程通用应用模型(试行)》执行。

k) 保护装置在电流互感器暂态过程中以及饱和情况下, 应能正确动作。线路保护应允许线路两侧变比不同。

l) 保护装置在电压互感器二次回路一相、两相或三相同时断线、失压时, 应能发警告信号, 并闭锁可能误动作的保护。

m) 保护装置整组动作时间(不包括通道时间)。

纵联保护整组动作时间 $\leq 30\text{ms}$;

相间距离 I 段(0.7 倍整定值) $\leq 30\text{ms}$;

接地距离 I 段(0.7 倍整定值) $\leq 30\text{ms}$;

n) 线路保护装置判断出 CT 断线后, 分相差动保护抬高断线相定值。CT 断线期间保护动作应闭锁三跳, 差动保护动作后两侧三相跳闸并闭锁重合闸。

o) 保护或信号传输装置应具有通道监视功能, 双通道保护任一通道故障时, 应能发警告信号。单通道故障时不得影响另一通道运行。

p) 内置光纤接口的保护装置和远方信号传输装置应具有数字地址编码, 线路两侧的保护或远方信号传输装置应相互交换地址编码, 并对地址编码进行校验, 校验出错时告警, 并闭锁保护。

q) 保护装置通道一、通道二收发信出现单纤交叉接线、双纤交叉接线时, 装置应通道告警, 并闭锁差动保护, 如图 2.29 所示。

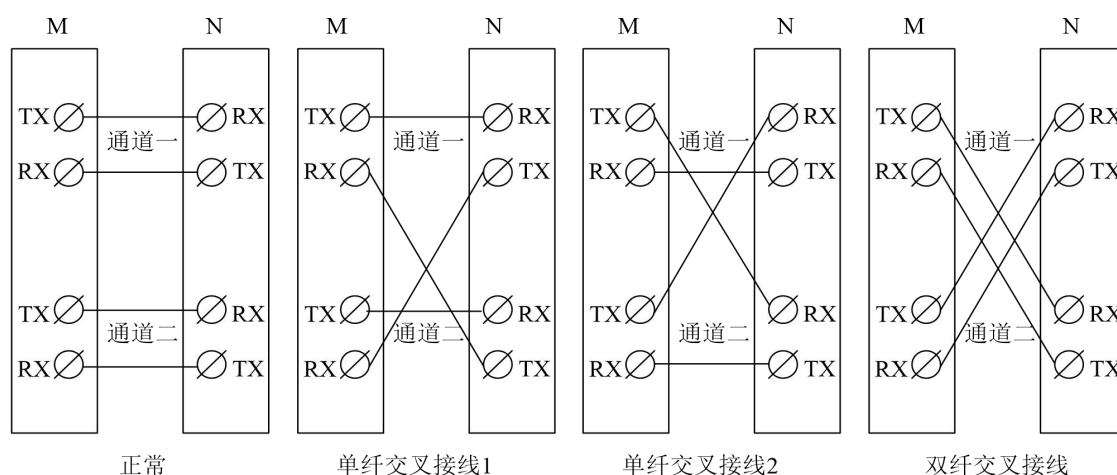


图 2.29 保护通道连接示意图

r) 合于故障时(包括手合和重合), 线路保护应加速动作三跳, 并闭锁重合闸。重合于发展性或转换性故障时, 保护应正确动作。重合闸后加速开放时间应不大于 500ms。

s) 线路主保护应对全线发生的各种故障均能无时限快速动作, 后备保护应能反应线路的各种故障。

t) 线路保护应具有选相功能, 发生单相故障时应选相跳闸, 发生多相故障或无法选相时三相跳闸。

u) 线路在空载、轻载、满载等各种状态下, 在保护范围内发生金属性或非金属性的各种故障(包括单相接地、两相接地、两相不接地短路、三相短路、复杂故障、转换性故障、跨线故障和断线故障等)时, 保护应能正确动作; 系统无故障、发生各种外部故障、功率倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

v) 保护装置应有允许较大过渡电阻的能力, 在故障点电流大于 800A(一次值)的接地故障时应能可靠跳闸。

w) 在系统发生振荡时保护不应误动; 系统振荡本线再发生故障时, 保护应能可靠动作。

x) 本线非全相运行期间发生各种故障, 保护应能可靠动作。

y) 线路出口发生三相短路时应可靠动作, 同时应保证正方向故障及反方向出口经小电阻故障时动作的正确性。

z) 线路保护应考虑线路分布电容、并联电抗器、变压器(励磁涌流)、高压直流输

电设备等所产生的暂态及稳态影响，并采取有效措施。

aa)保护装置中的零序功率方向元件应采用自产零序电压，在零序电压二次值 $3U_0$ 不小于 1V 的情况下应保证方向元件的灵敏度。

bb)保护范围内发生转换性故障时，启动过程中存在故障测量元件不返回时，后备保护计时应从第一次故障发生时刻开始。

cc)在掉电重启过程中，保护装置不应误出口。

dd)保护装置与监控后台、智能录波器（保信子站设备）通信功能，不应影响保护装置的动作性能。

ee)线路保护装置应具备与 SDH 设备 2M 光口直连通信的功能。保护装置双通道应能支持双 2M 光口直连、双 2M 电口连接以及一 2M 光口直连一 2M 电口连接方式。

ff)保护装置的校验码应由保护装置根据软、硬件实际情况自动生成，与软件版本号一一对应。装置软件版本构成方案如下：

(1)基础软件由“基础型号功能”和“选配功能”组成；

(2)基础软件版本含有所有选配功能，不随“选配功能”不同而改变；

(3)基础软件版本描述由基础软件版本号、基础软件生成日期、程序校验码（位数由厂家自定义）组成；

(4)保护装置软件版本描述方法，见图 2.30。

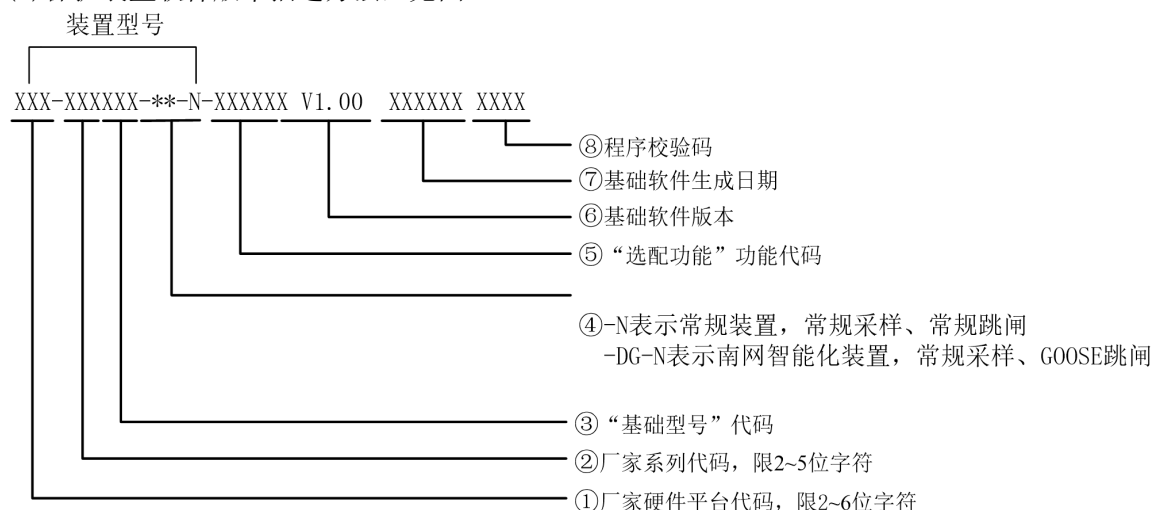


图 2.30 软件版本描述示意图

gg) 具备以下针对内存软错误的防控措施：

1) 上电后对内存中不变的数据具备监视功能。

2) 采用“保护+保护”双 CPU 架构的，宜具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能；采用“保护+启动”双 CPU 架构的，应具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能。

3) 装置监视到内存数据异常时，应能记录异常，且能够自恢复，或闭锁装置并告警。

2.4.10.12.2 开入开出要求

保护装置开关量输入定义采用正逻辑，即接点闭合为“1”，接点断开为“0”。开关量输入“1”和“0”的定义统一规范为：

“1”肯定所表述的功能；

“0”否定所表述的功能。

压板开入量采用正逻辑，即压板合上为“1”，表示投入该压板所对应的功能，压板打开为“0”，表示退出该压板所对应的功能。

装置应保存软压板投退状态，并掉电不丢失，可查看或通过通信上送。

光缆跳闸装置只设“远方操作”和“保护检修状态”硬压板，其他压板（包括保护功能投退压板）应采用软压板。

保护装置需从高压开关场取开关量的开入应采用 110V（或 220V）强电平。

保护装置应输出足够的接点，分别用于跳合闸、录波、遥信及与其他保护和自动装置配合，并留有备用接点。（对应设备为光缆跳闸设备，则保护装置输出虚回路接点）

保护装置强电开入回路启动电压值应不大于 0.7 倍额定电压值，且不小于 0.55 倍额

定电压值。

保护装置所有输出接点应是无源接点。

2.4.10.12.3 自动恢复

装置应设有自复位电路，在正常情况下，装置不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成程序走死时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出异常信号或信息，而装置不应误动作。

2.4.10.12.4 自动检测

2.4.10.12.4.1 装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

2.4.10.12.4.2 保护装置应根据保护被闭锁的情况给出准确的相关报警信息。

自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段起动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常工作状态，但应防止误告警。

2.4.10.12.4.3 除出口继电器外，装置内的任一元件损坏时，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块（插件）。

2.4.10.12.4.4 光缆跳闸装置应有过程层通信中断、异常等状态的检测、告警或闭锁相关保护功能。

2.4.10.12.5 定值要求

定值应便于管理和整定。具备定值切换功能。可以通过调试软件或装置面板进行定值整定，并具备远方修改定值功能。正常运行状态下，定值切换过程中保护不应误动。定值清单应能打印，并能通过通信口输出。

定值形式及内容

保护装置定值采用二次值；

保护装置定值名称不应随控制字或压板的投退而改变；

保护装置的定值清单应按以下顺序排列：

参数（装置参数、设备参数）；

保护装置数值型定值部分；

保护装置控制字定值部分。

保护装置电流定值下限应不大于 $0.05I_n$ 或保护技术规范规范性附录要求的定值下限的大值，线路距离保护定值下限应不大于 $0.05/I_n$ （不含故障分量阻抗）。

控制字设置遵循功能投退灵活的原则，每种功能的每个分项功能宜设置一个控制字。

保护装置功能控制字“1”和“0”的定义统一规范为：

“1”肯定所表述的功能；

“0”否定所表述的功能；或根据需要另行定义；

不应改变定值清单和装置液晶屏显示的“功能表述”。

220kV 线路保护应有不少于 30 组可切换的定值区。定值区号从 1 开始，31 区用于远方修改。

保护装置通信参数应包含装置本机网络 IP 地址及白名单 IP 地址，这些 IP 地址应支持通过通信方式及定值文件方式上送。

2.4.10.12.6 事件记录

保护装置应具有事件记录功能，应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如保护动作元件、开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换、装置复位、装置告警、装置异常等，事件记录时间分辨率不大于 1ms。

装置应掉电存储不少于 1000 条日志记录，超出装置记录容量时，应循环覆盖最早的日志记录。

2.4.10.12.7 装置显示要求

采用液晶显示，采用全部汉字菜单，便于操作。

装置在正常运行时显示必要的参数、运行及异常信息，默认状态下，相关的数值显示为二次值。

装置应能分类显示保护动作报告。

保护装置面板指示灯按指示、告警和动作分类，包括装置自身状态灯（如运行、异常等），保护状态（如保护跳闸、重合闸等）及回路状态监视（刀闸告警、母线互联等）的指示灯。保护装置面板指示灯宜分“亮”和“灭”两个状态。各信号灯的显示颜色如

下:

动作信号灯采用红色;
合闸位置灯采用红色;
跳闸位置灯采用绿色;
运行指示灯采用绿色;
异常指示灯采用红色;
电压切换指示灯采用绿色;
主保护闭锁指示灯采用红色;
装置检修指示灯采用红色。

注: 适用于操作箱和带操作插件的保护装置(含电压切换)。

2.4.10.12.8 故障录波

保护装置故障录波文件的后缀为_f, 启动录波文件的后缀为_s, 装置处于检修状态时的故障或启动录波文件的后缀为_m。

保护装置应具备区分保护动作触发和保护启动触发记录故障录波的能力, 分别存放动作录波、启动录波文件、检修录波文件和事件记录报文, 避免互相影响, 确保启动录波不会覆盖动作录波。人机界面及通讯召唤中录波列表按时间顺序排序。

保护装置应至少具备动作录波文件和启动录波文件各 8 次的记录能力, 记录保护动作和保护启动全过程的所有信息, 其中线路保护至少具备 16 次动作录波能力, 为分析保护动作行为提供详细、全面的数据信息:

故障简报: 故障相别、最大故障相电流、最大故障零序电流、动作元件、动作时间。

保护启动、跳闸、重合闸出口等全过程录波, 录波中应记录电流、电压等模拟量和断路器位置信息、外部保护动作输入信息、各保护内部动作信息等开关量。故障录波应详细记录保护启动、跳闸或重合闸出口前 2 个周波及后 5 个周波。

具有数字或图形打印输出功能。

记录时间分辨率不小于 20 点/周波。

记录的所有数据应能转换为 IEEE Std C37.111-1999 (COMTRADE99) 格式输出, 并上送给智能录波器或继电保护信息系统子站。

装置发生故障时不应丢失故障记录信息。

在装置直流电源消失时不应丢失已记录信息, 电源恢复正常后, 应能重新正确显示并输出。

保护打印的故障录波文件, 模拟量的标尺应与故障电流的大小相适应, 通常标尺的大小不应超过故障量的 2 倍。

2.4.10.12.9 通信规约

光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器(保信子站设备)通信时, 装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。

保护装置等应支持上送采样值、开关量、压板状态、设备参数、定值区号及定值、自检信息、异常告警信息、动作事件及参数、录波报告信息、装置硬件信息、装置软件版本信息、装置日志信息等数据。同时支持远方投退压板、修改定值、切换定值区、远方复归功能, 并具备权限管理功能。

保护装置应支持不小于 16 个客户端的 TCP/IP 访问连接, 应支持不小于 12 个报告实例。

保护功能版本的升级不应涉及通信规约的变化。

装置与智能录波器(保信子站设备)通信发生了异常或中断, 在重新建立连接后保护装置应能接受智能录波器(保信子站设备)的召唤, 将全部历史波形列表上送。

保护装置与智能录波器(保信子站设备)通信规约中应具备上送定值、开关量、模拟量、事件、告警、波形文件功能。

继电保护装置采用 DL/T 860 (IEC 61850) 标准规约的, 还应按 DL/T 860 (IEC 61850) 标准及《南方电网变电站 IEC 61850 通用应用模型》建模, 装置厂商应提供 ICD 文件, 完整的装置说明文档, 包括模型一致性说明文档、协议一致性说明文档、协议补充信息说明文档等。

继电保护装置应按 T/CEC 818-2023 标准建模, 装置供应商应提供 IDD 文件、CDD 文件。

保护装置应设置白名单 IP 地址定值, 并仅响应通信白名单 IP 地址列表内客户端的

通信服务请求。

2.4.10.12.10 远方控制要求

2.4.10.12.10.1 软压板远方控制技术要求

保护装置软压板支持以遥控方式进行投入和退出操作，并支持以遥信方式上送软压板状态；

保护装置软压板远方投退成功时，应返回遥控成功信息；远方投退不成功时，应返回遥控失败信息；

无论遥控成功与否，遥控记录均应可在装置上记录、查询，遥控记录至少应包括操作时间、操作对象、操作命令来源、操作内容等必要信息；

保护装置校核并通过远方投退软压板操作的选择指令后，应返回返校结果；

在读取或修改软压板过程中，保护装置的功能应正常运行。

2.4.10.12.10.2 远方修改定值技术要求

保护装置应支持远方召唤各定值区的定值文件；

保护装置应支持以遥测方式上送运行定值区号；

保护装置应支持远方修改非运行定值区内容，不允许远方直接修改运行定值区定值内容；

保护装置应支持远方召唤、修改运行定值预备区定值及将该区定值投入实际运行；

在读取定值、定值区号的过程中，保护装置的功能应正常运行；

在切换定值区或修改定值的过程中，继电保护装置不应误动，允许装置短时（ $\leq 1\text{min}$ ）闭锁保护功能。

2.4.10.12.10.3 保护装置任时刻仅允许唯一客户端具备编辑定值区的操作权限。装置的编辑定值区权限管理机制：

编辑定值区号为 0 时表示编辑定值区权限未被任何客户端占用；

某一客户端将编辑定值区号写为非 0 合法值时，该客户端将独占编辑定值区的设置权限；

获得编辑定值区权限的客户端可以对编辑定值区进行相关的读写操作，包括：写编辑定值区号、读编辑定值区定值、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；

编辑定值区权限被某一客户端占用期间，应拒绝其它客户端对编辑定值区的写操作，包括：写编辑定值区号、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；

占用编辑定值区权限的客户端将编辑定值区号写为 0，表示释放对该编辑定值区的权限；

占用编辑定值区权限的客户端再次将编辑定值区号写为非 0 合法值时，权限计时应重新开始；

占用编辑定值区权限的客户端执行完确认执行编辑定值区定值命令（表示控制已经结束），装置将收回该客户端对编辑定值区的权限；

装置超过 180s 未收到客户端的定值写操作时将收回其编辑定值区权限；

客户端通讯中断时装置自动收回编辑定值区权限；

装置收回编辑定值区权限后，自动将编辑定值区号修改为 0。

2.4.10.12.10.4 原则上要求继电保护装置具备对控制指令的安全认证功能。

2.4.10.12.10.5 在复归的过程中，继电保护装置的功能应正确运行，不应影响任何动作、告警逻辑及相应记录。

2.4.10.12.10.6 当继电保护装置处于遥控对象被选择状态、远方切换定值区或远方修改定值操作指令未完成状态，均不应响应其它客户端的同类远方操作指令。

2.4.10.12.10.7 继电保护装置应设置“远方操作”硬压板以及“远方投退压板”、“远方切换定值区”、“远方修改定值”软压板，用于远方操作功能的投退管理，功能投退逻辑见图 4。

“远方操作”硬压板与“远方修改定值”、“远方切换定值区”、“远方投退压板”均为“与门”关系；当“远方操作”硬压板投入后，上述三个软压板远方功能才有效。

“远方修改定值”软压板只能在装置本地操作。“远方修改定值”软压板投入时，保护装置应支持远方在线修改装置定值，修改过程中保护不应误动。

“远方切换定值区”软压板只能在装置本地操作。“远方切换定值区”软压板投入时，装置定值区可远方切换。定值区号应放入定值区号数据集，供远方监控。

“远方投退压板”软压板只能在装置本地操作。光缆跳闸装置“远方投退压板”软

压板投入时，装置功能软压板、GOOSE 开入软压板、GOOSE 出口软压板方可远方投退。

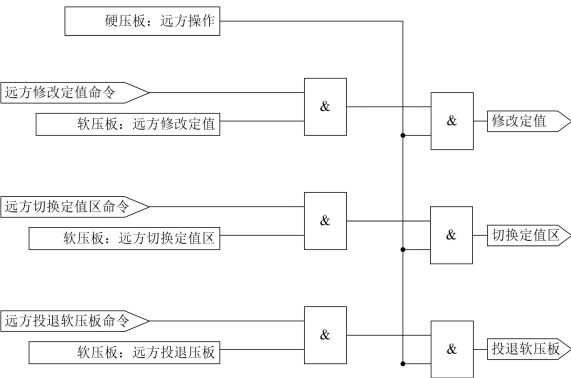


图 2.31 远方操作功能投退逻辑

2.4.10.12.10.8 保护装置就地（含调试工具）执行定值区号、定值、软压板及参数的设置操作或不停电传动操作时应拒绝响应远方客户端的远方操作指令。

2.4.10.12.10.9 保护装置处于保护动作状态时应拒绝响应远方客户端的远方操作指令；同时应确保保护动作报告中的定值、压板、参数等内容与动作时刻一致。

2.4.10.12.11 通讯接口

保护装置应具备的通信接口包括电以太网接口、光以太网接口（光缆跳闸装置）、调试接口、打印机接口、对时接口。保护装置站控层和过程层接口数量应满足下表的要求。

表 2.38 保护装置站控层和过程层接口配置表

	电缆跳闸装置	光缆跳闸装置
站控层接口 (MMS 接口)	3	3
过程层接口 (GOOSE 接口)	/	2

2.4.10.12.12 时钟与时钟同步

保护装置和智能终端均能接收 IRIG-B 码同步对时信号，保护装置、智能终端的对时精度误差应不大于±1ms。

装置应装设硬件时钟电路，直流电源消失后，硬件时钟应能正常工作，24 小时误差不大于±5 秒。

保护装置应能通过 NTP 服务提供装置时钟信息。

保护装置时钟对时信号异常后，应发相应告警报文。

保护装置宜支持时间同步管理功能，支持装置时钟可被监测，并能实现对对时信号的监测功能。

保护装置上送站控层数据所带的时标，应采用标准零时区，不应采用当地时区，人机界面应采用当地时区。

2.4.10.12.13 网络技术原则

组网时应合理考虑网络结构、交换机配置、带宽流量等因素，满足基础数据的完整性及一致性的要求，并应保证数据信息传输的实时性、有效性和可靠性。

数据网络应采用 100 Mbps 接口，过程层交换机之间宜采用 1000Mbps 的级联口。

保护、就地控制、录波等功能不应受站控层网络失效的影响。

光缆跳闸保护装置应支持 GOOSE 网络方式传输，传输协议及报文应符合 DL/T 860.81 的要求。

双重化配置保护的过程层网络应遵循相互独立的原则，当一个网络异常或退出时不应影响另一个网络的运行。任一装置不应跨接双重化配置的过程层网络。

在过程层网络内，数据发送方按通信配置发送组播报文，不应发送与之无关的报文。过程层网络交换机宜通过设置限制广播报文的发送。

系统任两台 IED 设备之间的数据传输路径不应超过 4 个交换机，数据传输中不应丢失数据。

110kV 及以上电压等级数据网络单点故障不应影响相应保护控制功能实现。

装置接入不同网络时，应采用相互独立的数据接口控制器。

光缆跳闸保护装置对应一台 IED 设备应只接收一个 GOOSE 发送数据集，该数据集应包含保护所需的所有信息。

光缆跳闸保护装置过程层光纤接口发送同一报文的最大时间差不应大于 1ms。

光缆跳闸保护装置及相关设备应具备网络压力承受能力：

在输入不同大小流量非订阅异常流量报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；

在输入不同大小流量订阅 GOOSE 重复报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；

在输入单个订阅 GOOSE 正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0，每 5/6ms 发送 1 帧），且相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求。保护装置应能正确接收其他订阅 GOOSE 控制块报文的状态变位或联闭锁信号并正确动作；

在输入不同大小流量（最大端口线速）订阅正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0）情况下，要求装置不误动，不出现死机、重启等异常现象，网络压力消失后装置应恢复正常运行；

同源双网的任一链路故障不影响光缆跳闸装置正常运行，不应因双网延迟差异等引起接收信号时序解析错误，光缆跳闸装置应能实现对断链链路的准确报警。

2.4.10.12.14 信息交换

采用 DL/T 860 标准时，保护等设备应该支持在线和离线获取模型，离线获取和在线召唤的模型应保持一致。定值模型应包含描述、定值单位、定值上限、定值下限、步长等信息。

采用 GOOSE 服务传输温度等模拟量信号时，发送装置应设置变化量门槛，避免模拟量信号频繁变化。

2.4.10.12.14.1 光缆跳闸装置 GOOSE 收发机制

2.4.10.12.14.1.1 GOOSE 发送机制

a) 装置上电时 GOCB 自动使能，待本装置所有状态确定后，按数据集变位方式发送一次，将自身的 GOOSE 信息初始状态迅速告知接收方，且第一帧为 StNum=1，SqNum=1；stNum 取值范围为 1~4294967295，状态每改变一次加 1，溢出后从 1 开始；sqNum 取值范围 0~4294967295，状态不变化时，每发送一次加 1，溢出后从 1 开始，0 专为 stNum 变化时首帧传输保留；装置重启后，stNum 和 sqNum 都从 1 开始。

b) GOOSE 报文变位后立即补发的时间间隔应为 GOOSE 网络通信参数中的 MinTime 参数（即 T1）。

c) GOOSE 报文中“timeAllowedtoLive”参数应为“MaxTime”配置参数的 2 倍（即 2T0）。

d) 采用双重化 GOOSE 通信方式的两个 GOOSE 网口报文，除源 MAC 地址外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

e) 所有 GOOSE 网口同一组报文，除源 MAC 地址内容不强制完全一致外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

2.4.10.12.14.1.2 GOOSE 接收机制

a) 接收方应严格检查 AppID、GOID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数是否匹配；若不匹配，接收方不应更新数据；

b) GOOSE 报文接收时应考虑通信中断或者发布者装置故障的情况，当 GOOSE 通信中断或配置版本不一致时，GOOSE 接收信息中位置信息宜保持中断前状态；

c) 单网接收机制

装置的单网 GOOSE 接收机制，见图 2.32。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum（状态号）参数是否相等。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧

GOOSE 报文的 SqNum(顺序号)的大小关系,若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于上一帧的 SqNum,丢弃此 GOOSE 报文, 否则更新接收方的数据。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 不相等, 更新接收方的数据;

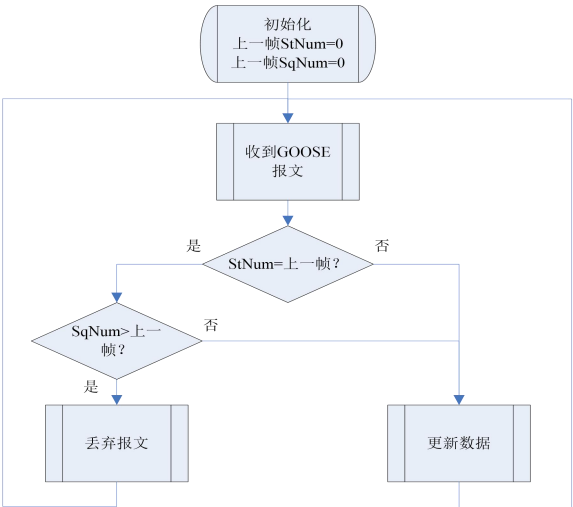


图 2. 32 GOOSE 单网接收机制

d) 双网接收机制

装置的双网 GOOSE 接收机制, 见图 2. 33。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文, 接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后, 首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum 参数的大小关系。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等, 继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum 的大小关系, 若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于等于上一帧的 SqNum, 丢弃此 GOOSE 报文。若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 小于上一帧的 SqNum, 判断出发送方不是重启, 则丢弃此报文, 否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 小于上一帧的 StNum, 判断出发送方不是重启, 则丢弃此报文, 否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 大于上一帧的 StNum, 更新接收方的数据。

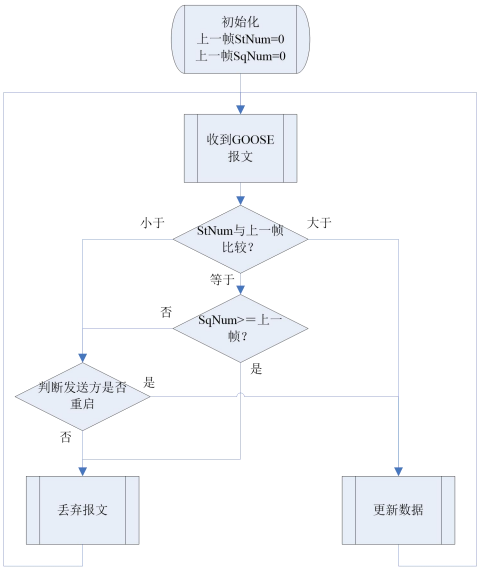


图 2. 33 GOOSE 双网接收机制

2. 4. 10. 12. 14. 2 GOOSE 时标

保护装置发送的 GOOSE 数据集不宜带时标;

智能终端输出的外部采集开关量信号应带 UTC 时标信息, 每个时标应紧跟相应的信号排放;

间隔层装置虚端子关联时标时采用 GOOSE 报文关联的时标, 不关联时标时采用本装置时标。

2. 4. 10. 12. 14. 3 检修处理机制

2.4.10.12.14.3.1 装置检修状态

检修状态通过装置压板开入实现，检修压板应只能就地操作，当压板投入时，表示装置处于检修状态。装置应通过 LED 状态灯、液晶显示、告警报文或报警接点提醒运行、检修人员装置处于检修状态，“检修告警”报文放入 dsWarning 数据集中（对应“检修报警”品质 q 的“Test 位”不应置 1）。

2.4.10.12.14.3.2 MMS 报文检修处理机制

装置应将检修压板状态上送客户端；

当装置检修压板投入时，本装置上送的所有报文中信号的品质 q 的 Test 位应置 1（对应检修压板的遥信中品质 q 的“Test 位”不应置 1）；

保护装置检修压板投入时，上送带品质位信息，保护装置应有明显显示（面板指示灯或界面显示）。参数、配置文件仅在检修压板投入时才可下装；

当光缆跳闸装置检修压板退出时，经本装置转发的信号应能反映 GOOSE 信号的原始检修状态；

客户端根据上送报文中的品质 q 的 Test 位判断报文是否为检修报文并作出相应处理。

2.4.10.12.14.4 光缆跳闸装置 GOOSE 报文检修处理机制

当装置检修压板投入时，装置发送的 GOOSE 报文中的 test 应置 1；

GOOSE 接收端装置应将接收的 GOOSE 报文中的 test 位与装置自身的检修压板状态进行比较，只有两者一致时才将信号作为有效进行处理或动作；

当发送方 GOOSE 报文中 test 置 1 时发生 GOOSE 中断，接收装置应报具体的 GOOSE 中断告警，但不应报“装置告警（异常）”信号，不应点“装置告警（异常）”灯；

当装置检修压板投入时，若接收的数据不带检修位，装置不应点告警灯，不应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息；

当装置检修压板退出时，若接收的数据带检修位，装置不应点告警灯，但应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息。

2.4.10.12.14.5 MMS 双网冗余机制

采用双重化 MMS 通信网络的情况下，应遵循如下规范要求：

双重化网络的 IP 地址应分属不同的网段，不同网段 IP 地址配置采用双访问点描述，第二访问点宜采用“ServerAt”元素引用第一访问点。在站控层通信子网中，对两个访问点分别进行 IP 地址等参数配置。

冗余连接组等同于 DL/T 860 标准中的一个连接，服务器端应支持来自冗余连接组的连接；

冗余连接组中只有一个网的 TCP 连接处于工作状态，可以进行应用数据和命令的传输；另一个网的 TCP 连接应保持在关联状态，只能进行读数据操作；

由客户端控制使用冗余连接组中的哪一个连接进行应用数据的传输；

来自于冗余连接组的连接应使用同一个报告实例号同一个缓冲区映像进行数据传输；

客户端可以通过冗余连接组的任何一个连接对属于本连接组的报告实例进行控制，但在注册报告控制块过程的一系列操作应由同一个连接完成；

客户端应通过发送测试报文，如读取某个数据的状态，来监视冗余连接组的两个连接的完好性；

客户端检测到处于工作状态的连接断开时，应通过冗余连接组另一个处于关联状态的连接清除本连接组的报告实例的使能位，写入客户端最后收到的本连接组的报告实例的 EntryID，然后重新使能本连接组的报告实例的使能位，恢复客户端与服务器的数据传输。

2.4.10.12.15 数据交换记录

数据交换记录包括报文监视记录和故障数据记录。

报文监视记录应对系统通信网络的全过程进行报文记录（带绝对时标的完整网络通信报文），光缆跳闸装置包括 MMS 通信网络、GOOSE 通信网络的报文记录。

报文监视记录采用单向数据采集方式，对原有通信网络不应产生任何影响，也不应产生任何附加报文。同时，在出现故障、死机或断电的情况下，也不应对原有通信网络产生任何影响。

报文监视记录应确保监视的报文全部信息不漏记、不丢失。

装置声明的 MMS 服务与装置支持的 MMS 服务要一致。

2.4.10.12.16 链路软压板及虚端子

GOOSE 虚端子信息包括开关量输入、跳闸出口、信号开出、告警、联闭锁等信息；

为便于系统集成及维护，宜通过中文描述表示装置各 GOOSE 虚端子的物理含义，虚端子的中文描述应明确无歧义。

在满足现场运行需求的前提下，宜简化二次设备之间的 GOOSE 软压板。保护装置应在发送端设 GOOSE 出口软压板；接收端除启动失灵/失灵联跳应设置 GOOSE 开入软压板外，其他开入不设相应 GOOSE 开入软压板。

对于同一输入端有连接多个外部端子的需求，同一物理含义的 GOOSE 开入虚端子应根据现场多数运行需求设置合适个数，该多个输入虚端子的中文描述宜用数字后缀区分。

设备供货供应商应在相关资料中详细描述虚端子与软压板的关系，合成信号的相关逻辑等。

保护装置应具有更改 GOOSE 软压板描述功能。

2.4.10.12.17 配置文件

光缆跳闸装置和智能终端等装置宜具备 CCD 文件的 CRC 校验功能，保护装置宜能显示工程文件的 CRC 校验码和文件生成时间。

CCD 文件对于装置的应用要求如下：

2.4.10.12.17.2.1 装置上电后应计算 CCD 文件 CRC 校验码，计算的 CRC 校验码与 CCD 文件中的 CRC 校验码不一致时，应闭锁装置。

2.4.10.12.17.2.2 装置运行后宜通过 MMS 服务上送 CCD 文件的 CRC 校验码和文件生成时间，对不具有 MMS 服务的装置可通过 GOOSE 方式上传。

2.4.10.12.17.2.3 继电保护装置应支持显示 CCD 文件 CRC 码。

2.4.10.12.17.2.4 CCD 文件装置下装技术要求如下：

- a) 装置应在检修状态才开放 FTP 服务；
 - b) 装置下装完毕应重启一次后生效；
 - c) 装置通过装置以太网调试端口（RJ45）上传下装；
 - d) 装置统一采用 FTP 协议上传下装；
 - e) 装置统一上传下装 IP 地址为“100.100.100.100”，子网掩码为“255.255.255.0”。
- 装置宜支持通过文件服务实现 CID 和 CCD 文件上传功能。

配置工具

a) 装置应通过配置工具下装 CCD 文件，CCD 文件应由配置工具以 SCD 文件作为唯一数据源生成并导出。

b) 供应商宜提供由国际权威机构或国家认可实验室（经 CNAS 或 CNAL 认可）出具的满足 DL/T 860.10-2018、Q/CSG1204059-2020 要求的配置工具试验报告。检验试验结果应为合格或符合相关要求。

2.4.10.12.18 不停电传动功能要求

线路保护需具备不停电传动功能，其技术要求如下：

2.4.10.12.18.1 保护装置应配置“南网传动”菜单，允许通过人机界面进行操作，实现在被保护设备不停电条件下传动断路器的功能。进入人机界面操作传动时应采取必要措施（如设置密码确认等）以防止误操作；

2.4.10.12.18.2 保护装置应采取必要措施（如自动计时）防止操作人员频繁进行传动操作，两次传动间隔时间应大于 1 分钟；

2.4.10.12.18.3 不停电传动断路器操作时，保护装置应能驱动对应的跳闸出口继电器闭合，传动的出口继电器闭合脉宽时间为 40~100ms，同时正确点亮装置面板跳闸指示灯。

2.4.10.12.18.4 不停电传动断路器操作期间，保护装置应能正确输出相应的状态变位、告警、动作等信息。传动后，保护装置应能报告提示事件报文；

2.4.10.12.18.5 不停电传动断路器操作应形成对应的动作报告和录波文件（非检修状态时录波文件后缀为“_f”），录波开关量中应含有不停电传动跳闸的开关量，用于区分本次跳闸是保护跳闸或是不停电传动跳闸；

2.4.10.12.18.6 对于分相操作的断路器，光缆跳闸装置应能按相传动跳闸出口 GOOSE。

2.4.10.12.18.7 保护装置处于不停电传动操作状态时，不影响装置其余保护功能运

行。

2.4.10.12.18.8 装置在发出保护运行异常（如 PT 断线、CT 断线、过负荷等）、装置自检故障和保护启动等信号后，保护装置应闭锁不停电传动功能，禁止操作人员通过保护装置进行不停电传动断路器操作，并在界面报告闭锁传动的提示性报文。同时要求：

1) 当前操作界面在闭锁传动时应能自动返回到主界面，即进入南网传动前的界面。

2) 若在闭锁期间操作“南网传动”菜单时，应禁止操作，并弹出提示界面，如“闭锁传动，请查明原因”等。

3) 在异常或启动等返回后应按分钟级延时开放不停电传动功能。

2.4.10.12.18.9 在正常的不停电传动过程中，无异常情况下装置不应点告警灯触发告警接点。

2.4.10.12.18.10 保护装置应在重合闸充电完成时，才允许进行不停电传动。

2.4.10.12.19 动态模拟

保护装置应进行动态模拟试验，在各种故障条件下，装置动作应正确，信号指示应正常，其主要功能应符合 GB/T 15145、DL/T 670 和 DL/T 770 等标准的规定。

2.4.10.12.20 220kV 线路光纤纵联电流差动保护的功能要求

纵联电流差动保护采用比率制动特性。

线路两侧的纵联电流差动保护装置均应设置本侧独立的电流启动元件，必要时可用交流电压量等作为辅助启动元件，差动电流不能独立作为装置的启动元件。

差动保护应能适应过渡电阻缓慢变化的高阻接地故障。

纵联电流差动保护应经启动元件和两侧差动功能压板闭锁。

纵联电流差动保护两侧差动功能压板状态不一致时，应告警。

配置零序差动保护，经 100ms 固定延时后选相跳闸，经 250ms 固定延时后三跳。

纵联电流差动保护应具有电容电流补偿功能。

线路空充时，差动保护不应降低灵敏度，延时不应超过 30ms。

纵联电流差动保护应具有 CT 断线闭锁、CT 饱和检测及 CT 变比补偿功能。CT 饱和检测时间应不大于 5ms。CT 断线时，应退出零差及断线相差动功能，同时断线相投入 CT 断线差动保护功能，CT 断线差流定值可整定；未断线相电流差动正常投入。

纵联电流差动保护应具有 CRC 检测、固定码位检测和帧检测功能。

纵联电流差动保护电流定值按本侧 CT 变比计算，对侧 CT 变比由装置自动获取。

每套纵联电流差动保护装置均可设定线路两侧地址码。线路两侧装置应互相交换地址码，地址码校验出错时告警并闭锁差动保护。

纵联电流差动保护装置应具有通道监视功能，如实时记录并累计丢帧、错误帧等通道状态数据，并能进行通讯误码计数，通道中断或误码率过高时应发告警信号。

线路保护装置应具备同时接入双光纤通道的功能，且每个通道可分别投退；当任一通道发生故障时，纵联保护仍能正常工作。使用内置光纤接口的纵联保护，双通道同时故障，相应纵联保护应可靠闭锁。

合于近端金属性故障时，线路差动保护整组动作时间应不超过 30ms，重合闸后加速开放时间应不大于 500ms。

纵联电流差动保护装置宜具有监视光纤接口接收信号强度功能。

纵联电流差动保护在任何弱馈情况下，应正确动作。

2.4.10.12.21 220kV 线路纵联距离（方向）保护的功能要求

平行双回或多回有零序互感关联的线路发生接地故障时，非故障线路零序方向保护不应误动。

纵联距离（方向）保护应具备弱馈功能，在正、负序阻抗过大，或两侧零序阻抗差别过大的情况下，允许纵续动作。

纵联零序方向保护应经选相跳闸，选相失败时可经不大于 250ms 的延时三跳。

纵联分相距离保护可通过传输分相命令实现选相功能。同杆并架线路发生跨线故障时，应经选相跳闸，选相失败时可经不大于 250ms 的延时三跳，但不应拒动。

应具备完善的功率倒向逻辑，发生功率倒向时，保护不应误动，投入功率倒向逻辑的时间不应大于 20ms。

收信开入长期存在时应发出告警信号，但在保护判为正方向时不闭锁保护。

基于光口方式的纵联距离（方向）保护两侧纵联保护功能压板状态不一致时，应告警。

2.4.10.12.22 集成接点方式纵联距离保护的光纤电流差动保护（集成型纵联距离保护功能要求）

载波通道可以选择分相允许式、单命令允许式、专用收发信机闭锁式。在采用单命令方式时默认收信 A/发信 A。

在一个及以上光纤通道压板投入且对应通道正常的情况下，保护装置应执行光纤电流差动保护功能，并动作于出口。此时，纵联距离保护仅执行相应逻辑并给出相关报文，但不驱动跳闸出口。

双光纤通道均有故障或双光纤通道压板退出时，纵联距离保护投入且“载波通道跳闸投入”压板投入后，纵联距离保护应驱动出口跳闸接点。

“载波通道跳闸投入”压板，仅控制纵联距离保护是否驱动相关跳闸接点，该压板不控制纵联距离保护的逻辑和报文。

载波通道收信开入长期存在时，装置告警并发相应报文，但不闭锁载波纵联距离保护。

集成接点方式纵联距离保护的光纤电流差动保护逻辑如图 2.34 所示。

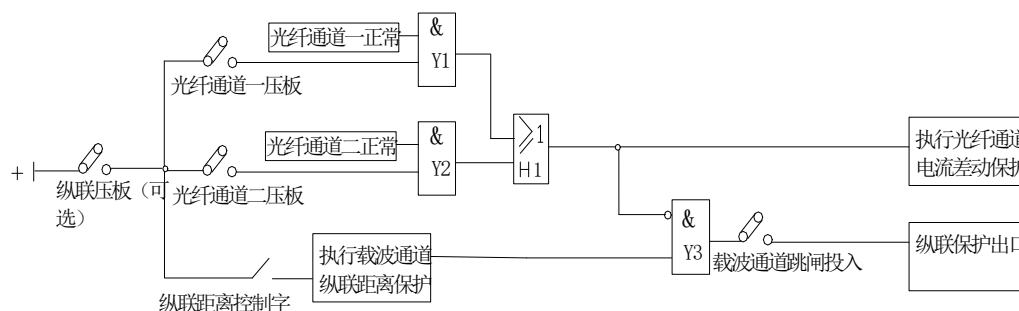


图 2.34 集成接点方式纵联距离保护的光纤电流差动保护逻辑

2.4.10.12.23 适用于负荷频繁波动场合的情况

保护应能适应负荷频繁波动场合的要求，在冲击性负荷情况下可靠不启动；或因负荷波动引起的保护启动、复归信息应不上送监控后台及智能录波器（保信子站设备），不自动打印启动报告。

2.4.10.12.24 后备保护的功能要求

2.4.10.12.24.1 相间及接地距离保护

设置三段相间距离和三段接地距离保护，各段可分别投退，各段保护定值应独立整定，且相间和接地距离保护应独立整定。

距离 I 段应能选相跳闸，距离 II 段应能经控制字选择选相跳闸，距离 III 段三跳不重合。

距离 I、II 段应可选择经振荡闭锁。

除常规距离 I 段外，为快速切除中长线路出口短路故障，应有反映近端故障的保护功能。

距离保护应具有重合和手合后加速功能，单相重合时固定加速距离 II 段，三相重合时可单独整定或通过控制字选择加速距离 II 段或 III 段。

为解决中长线路躲负荷阻抗和灵敏度要求之间的矛盾，距离保护应采取防止线路过负荷导致保护误动的措施。

2.4.10.12.24.2 零序电流保护

配置两段定时限零序过流保护。

a) 第一段固定带方向——零序过流 II 段（或四段式中的 III 段）。

b) 第二段方向可投退——零序过流 III 段（或四段式中的 IV 段）。

2.4.10.12.24.3 PT 断线相过流和零序过流保护

PT 断线相过流和零序过流保护可整定。

当距离保护和零序过流保护均退出时，PT 断线过流保护才允许自动退出。

系统三相电压恢复过程中，正序电压大于 0.5UN 时，PT 断线元件延时 500ms 返回，恢复正常逻辑。

2.4.10.12.25 三相不一致保护

断路器三相不一致时，由三相不一致保护跳开三相；保护功能可由控制字选择经零序或者负序电流开放。

220kV 线路保护通过完善逻辑远跳对侧开关：

- 1) 配置单相运行跳三相功能；
- 2) 三相不一致保护（含单相运行跳三相保护）动作同时通过装置内部逻辑实现远跳对侧。

2.4.10.12.26 过流保护

设置带延时的两段相电流过流保护。每段相电流过流定值及延时可分别整定。

过流保护经过流保护投入压板和控制字投退。

2.4.10.12.27 重合闸

重合闸可由保护跳闸启动和断路器位置不对应启动。

重合闸应具备检无压方式、检同期方式和不检方式，在检无压方式投入时，检母线无压和检线路无压为或逻辑。

三重方式下，由控制字实现的检定方式如下表 2.39 所示：

表 2.39

三重检定方式		
检无压	检同期	合闸方式
0	0	不检定
1	0	检无压合闸，有压时自动转检同期
0	1	检同期合闸
1	1	重合闸方式整定错误告警或无法整定

- a) 当重合闸采用不检方式时，同期电压 PT 断线不应报警。
 - b) 检同期重合闸所采用的线路电压应该是自适应的，用户可接入任意相间或相电压作为同期电压。
 - c) 重合闸应具有手跳、母差及失灵保护动作、安全自动装置动作等外部开入闭锁功能，任何时候收到该信号，重合闸即放电。手合闭锁重合闸应能自动判别。
 - d) 重合闸启动前，收到压力低闭锁重合闸信号，经延时后放电；重合闸启动后，收到压力低闭锁重合闸信号，重合闸不放电。
 - e) 光缆跳闸装置设置可远方操作投/退的“重合闸方式”软压板，通过软压板进行重合闸方式的选择。保护装置内部设置停用重合闸软压板，不设置重合闸单重、三重、综重和停用重合闸方式控制字。
 - f) 单相重合闸和三相重合闸时间应可分别整定。
 - g) 在重合于永久性故障或停用重合闸时，应“沟通三跳”。停用重合闸时“沟通三跳”不经控制字及压板控制。
 - h) 220kV 线路两套保护装置的重合闸同时投入时，不应出现二次重合。
 - i) 重合闸的合闸脉冲宽度应不小于 100ms，以保证可靠合闸。
 - j) 重合闸充电时间 10s。
 - k) 重合闸装置动作后，应能经设定的时间后自动复归。
 - l) 重合闸装置起动后应能延时自动复归，不满足重合闸条件时应沟通三跳回路。
 - m) 光缆跳闸装置，投单相重合闸或综合重合闸时，在检测到开关位置所在的 GOOSE 报文存在中断或检修不一致情况时，重合闸功能放电，但不沟通三跳。在区内单相故障时选相跳闸，区内相间故障时三相跳闸。
- 2.4.10.12.28 信号传输装置的功能要求
- a) 装置可独立传输不少于五路命令，各路命令采用接点直传方式，均不展宽，且多命令之中任意几个信号均可同时传送。
 - b) 装置对于接收的信号有检测误码功能，当检测有误码时，应防止误出口。
 - c) 具有通道中断异常报警功能和动作信号指示功能。

d) 具有地址编码功能。

2.4.10.12.29 数字接口装置的功能要求

与光端机的数字电气接口应符合 ITU-T G703 规定 (2048kb/s, 负载阻抗: 75 欧姆, 电平)。

通过光纤与继保室的保护装置连接, 通过同轴电缆与通信设备的 2048kbit/s 终端口连接。

保护通道接口装置的尾纤接口类型应采用 FC 接口。同轴电缆接头应采用 L9 头, 同轴电缆型号为 SYV-75-2-1。

数字接口装置采用-48V 直流电源。

2.4.10.12.30 智能终端功能要求

对于光缆跳闸装置, 与之相配合的智能终端应遵循《智能终端技术规范》要求。

2.4.10.12.31 网络通信及身份鉴别要求

2.4.10.12.31.1 GOOSE 双网接收机制应满足以下基本原则

a) 继电保护装置应具有双网数据一致性校验功能, 装置接收到双网数据不一致时告警, 不一致现象消失后告警返回。

b) 对网络风暴 (重复报文)、异常帧、畸形帧等无效报文应该具有识别和抑制的能力, 不能引起保护的死机、重启、软复位。单网出现上述异常时不能引起保护功能的丧失。至少能识别以下非法情况: 不符合链路层以太网规则的报文; 接收方 MAC、AppID、GOID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数不匹配; 通道个数及订阅通道的数据集类型不一致。

c) 某控制块发生网络雪崩时, 应不影响其他控制块, 不能引起保护死机、重启、软复位。

d) 对于双网接收机制判发送方重启条件下 (即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小) 的单帧突发异常报文, 应该具有容错机制。

e) 当发生单网运行情况时, 应能正常使用单网的数据; 当断链网络恢复时, 保护应经容错鉴别后方使用该网数据, 不应发生误动、拒动。

f) 保护装置接收到 GOOSE 长期不更新时, 应具有告警功能, 并能够识别心跳报文防止频繁告警。

g) 当 StNum 不变时, 应对数据区内容进行识别, 若数据区变化应告警。

h) 双网接收机制判发送方重启条件 (即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小) 应充分考虑装置重启、双网间存在较大延时等异常工况, 保护装置不应发生误动、拒动。

i) 网络异常恢复后装置应恢复正常。

2.4.10.12.31.2 装置应具备 MMS 报文容错及自恢复能力

a) 装置对 MMS 协议应有足够的健壮性, 对畸形帧、超长帧、超短帧应具备一定的容错能力, 具备持续、稳定运行的能力。

b) 在极端异常情况下, 允许 MMS 通信进程重启, 装置应具备 MMS 自恢复能力, 恢复过程中不得影响保护功能, 不得改变保护定值、配置等重要参数。

2.4.10.12.31.3 装置配置文件上传和下装使用的网口及协议要求

a) 保护装置运行口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。保护装置配置文件的上传和下装应使用调试口, 保护装置仅在投入检修压板时开启调试口的文件上传及下装功能, 退出检修压板时自动关闭调试口的 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。

b) 过程层交换机业务口、运维口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。过程层交换机配置文件的上传和下装应使用调试口。

c) 多余、无用的服务和端口应关闭。

2.4.10.12.31.4 保护装置用户身份鉴别要求

保护装置应具备用户身份标识和鉴别功能。保护装置支持用户数量不低于 3 个, 至少包含管理员, 操作员 1 (用于修改定值、参数、配置、软压板), 操作员 2 (用于不停电传动)。操作员进入装置进行参数修改前需要输入密码进行身份鉴别, 操作完成保存时需再次输入密码实现二次鉴别。不停电传动输入密码进行使能允许操作时视作一次鉴别, 选择传动相 (侧) 输入密码视作第二次鉴别。

2.4.10.12.32 保护信息文件化相关要求

保护装置宜支持通过 XML 格式形成定值文件、档案文件、状态文件和告警文件，实现定值读写、档案信息上送、保护状态以及告警信息上送等功能：

1) 定值文件应包含定值文件描述、定值分组、更新配置等信息，并应支持通过文件读写实现定值读取及整定；

2) 档案文件应包含设备识别代码、装置型号、软件版本、程序生成时间及校验码等装置基本信息，并应支持增加投运时间、插件更换情况等运维信息；

3) 状态文件应包含装置的 ICD 文件保护遥信 (dsRelayDin)、保护遥测 (dsRelayAin) 等数据集中保护状态量及模拟量信息；

4) 告警文件应包含告警信息原因分类及具体告警原因信息，通过动态文件 almDynamicInfo 和静态文件 almStaticInfo 两种方式组合上送；

5) 各类文件的格式要求及示例见 Q/CSG 1201029-2020《南方电网继电保护通用技术规范》附录 A、B、C、D。

2.4.10.12.32.1 文件要求

a) 装置接收到生成定值文件的直控命令后，生成的定值文件内容应与装置当前定值保持一致，且应包含所有区（含定值预备区）定值。

b) 装置上电重启时可自动删除动态告警文件、状态文件、定值文件。

c) 装置定值发生变化且固化后，应立即自动删除定值文件。

2.4.10.12.32.2 装置操作控制

a) 定值文件的生成及上传操作不受远方修改定值软压板、远方操作硬压板控制。

b) 档案文件、告警文件及状态文件的生成及上传操作不受远方操作硬压板控制。

c) 远方复归不受远方操作硬压板控制。

d) 应有相关的闭锁机制，防止网络异常时频繁生成文件影响保护装置正常运行，至少应具备以下措施：

① 动态告警文件或状态文件每天仅允许执行 3 次的生成文件直控命令；装置重启后可重新计时计次。

② 在不大于 3 分钟的间隔时间内，装置仅允许执行一次生成定值文件的直控命令，每小时执行不多于 20 次的生成定值文件直控命令；装置重启后可重新计时计次。

③ 当满足闭锁机制时，装置接收到相关文件生成的直控命令时应拒绝执行，并反馈该类文件生成失败报告。

2.4.10.12.32.3 远方修改定值要求

远方修改定值应符合《继电保护远方操作技术要求（试行）》。通过定值文件校核时，为确保上送为最新定值文件，客户端应先发生生成定值文件的直控命令，待保护装置生成定值文件成功后，客户端再召唤定值文件。

2.4.10.12.33 安全可控装置相关功能要求

2.4.10.12.33.1 装置的功能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.10.12.33.2 继电保护装置核心保护功能、算法实现不依赖于操作系统，直接运行在硬件层，简洁可靠。

2.4.10.12.33.3 常规采样的装置应坚持双 A/D 结构设计，防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作。

2.4.10.12.33.4 装置除出口继电器外，任一元件损坏时，不应误动作跳闸。

2.4.10.12.33.5 110kV 及以上装置应坚持“保护+启动”或“保护+保护”的系统架构设计原则。采用“保护+启动”架构时，保护逻辑和启动逻辑分别在不同处理器或同一处理器不同核上运行，程序异常复位功能应相互独立且互不影响。

2.4.10.12.33.6 装置的整体功能（保护、人机及通信等）以及整体性能（采样精度、动作灵敏度、动作速度等）应与现有装置持平，满足现行国标、行标关于装置技术规范以及测试规范的要求。

2.4.10.12.33.7 装置应具备内存软错误的防控措施，内存发生单 Bit 位翻转时能够可靠防止装置误动。

2.4.10.13 试验

试验方法按 Q/CSG 1201029-2020《南方电网继电保护通用技术规范》中 10、11 的规定进行。

2.4.10.13.1 型式试验

在下列任一情况下，装置须进行型式试验：

2.4.10.13.1 新产品研发或定型前。

2.4.10.13.2 产品正式投产后，如遇设计、工艺材料、元器件有较大改变，经评估影响装置性能或安全性时。

2.4.10.13.3 当装置软件有较大改动时，应进行相关的功能试验或模拟试验。

2.4.10.13.4 执行有关规定时。

2.4.10.13.5 正常试验大气条件：

a) 环境温度： $+15^{\circ}\text{C}\sim+35^{\circ}\text{C}$ ；

b) 相对湿度：45%~75%；

c) 大气压力：80kPa~106kPa。

在上述正常试验大气条件下，应对如下项目逐条进行型式检验：

a) 温度影响；

b) 温度贮存；

c) 功率消耗；

d) 过载能力；

e) 主要功能、技术性能；

f) 静态模拟；

g) 动态模拟；

h) 电磁兼容性能；

i) 直流电源影响；

j) 绝缘性能；

k) 耐湿热性能；

l) 连续通电；

m) 机械性能；

n) 结构与外观；

o) 安全（仅测量保护接地连续性和安全标志检查）

2.4.10.13.2 出厂试验

每套装置均应进行出厂试验，经质量检验部门确认合格后方可出厂，并应具有证明产品合格的出厂证明书。

投标方应提供同类设备加盖质量检验部门检验专用章的出厂检验报告。

在设备交货之前在投标方厂内进行下列工厂试验项目，以表明设备符合本技术条件书规定的要求。招标方代表参加作为试验见证。

微机保护装置工厂试验项目如下：

2.4.10.13.2.1 结构和外观检查

2.4.10.13.2.2 基本功能试验

装置中各种原理保护的定值试验

各种原理保护的动作时间试验

各种原理保护的動作特性试验

逻辑回路及联合动作正确性检查

数据采集系统的精度和线性度范围试验

硬件系统自检

硬件系统时钟校核

通信检查

开关量输入输出回路检查

以上试验的结果应满足以上三~五的各项技术要求

2.4.10.13.2.3 连续通电试验

2.4.10.13.2.4 110kV 及以上电压等级智能站按要求开展组网出厂验收调试工作。

各供应商除完成所供装置的单体出厂测试外，还应配合集成商按实际工程搭建典型间隔的模拟测试环境，完成过程层网路、SCD、智能录波器功能等项目的整体调试。

2.4.10.13.3 现场试验及调试

装置运到工地安装完毕，招标方会通知投标方专家到场参加设备调试，保护定值由招标方提供。投标方按该保护定值进行调试工作，并进行模拟故障时开关传动试验，证

实保护与其他设备工作正常。

调试完毕后，投标方应向招标方提供设备调试报告。

在调试过程中，若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况，投标方应负责更换。

2.4.10.13.4 抽样检测标准如下（具体测试根据实际物资品类选取）：

中国南方电网有限责任公司 220kV 线路保护装置到货抽检标准

中国南方电网有限责任公司 220kV 及以上断路器操作箱到货抽检标准

2.4.10.13.5 送样检测标准如下（具体测试根据实际物资品类选取）：

中国南方电网有限责任公司 220kV 线路保护装置送样检测标准、

中国南方电网有限责任公司 220kV 及以上断路器操作箱送样检测标准、

2.4.11 110kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏

2.4.11.1 额定电气参数

2.4.11.1.1 直流电源

a) 额定电压：220V、110V、-48V（放在通信机房的保护相关设备）；

b) 允许偏差：-20%~+15%；

c) 纹波系数：不大于 5%；

d) 开入电压：弱电开入额定电压不低于 24V，强电开入 220V 或 110V。

2.4.11.1.2 交流回路

a) 常规采样

1) 交流电流 (I_n)：1A、5A（仅用于 CT 二次电流为 5A 的旧站改、扩建工程）；

2) 交流电压 U_n ：100/ $\sqrt{3}$ V；线路抽取电压 U_x ：100/ $\sqrt{3}$ V 或 100V；

b) 频率：50Hz。

2.4.11.2 技术性能要求

2.4.11.2.1 交流回路精确工作范围

a) 相电压：(0.01~1.5) U_n ；

b) 检同期电压：(0.01~1.8) U_n ；

c) 装置中测量元件的准确度和变差要求应满足 DL/T 478-2013 中 4.3 的规定。

故障测距精度

a) 允许偏差：不大于 $\pm 2.5\%$ ；

b) 测试条件：单侧电源、金属性三相短路。

2.4.11.2.2 测量元件特性准确度

装置中测量元件的准确度和变差要求应满足 DL/T 478-2013 中 4.3 的规定。

2.4.11.2.3 开关量输入和输出

对开关量输入和输出的要求应符合 DL/T 478-2013 中 4.5 的规定。

2.4.11.2.4 装置采样

a) 采用常规互感器和二次电缆实现采样的保护装置的采样回路应使用双 A/D 结构（公用一个电压或电流源），应有防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作的措施，采样频率不应低于 1000 Hz。

b) 数字化光纤直连采样或网络采样的装置应采用两路不同的 A/D 采样数据，当某路数据无效时，保护装置应告警、合理保留或退出相关保护功能。

c) 保护装置 A/D 采样环节应有抗频率混叠处理措施。

2.4.11.2.5 光纤接口

2.4.11.2.5.1 纵联通道光纤接口

a) 光纤接口衰耗裕度：按直连光纤 40km 考虑；

b) 光纤类型：单模；

c) 光纤连接器类型：FC 型；

复用通信接口协议满足 G.703 标准。

2.4.11.2.5.2 过程层光纤接口

- a) 光纤类型：多模光纤；
- b) 光纤芯径：62.5/125 μm （或 50/125 μm ）；
- c) 光波长：1310nm 或 850nm；
- d) 光纤发送功率和接收灵敏度：

1) 1310nm 光纤

百兆光纤发送功率范围：-20dBm~-14dBm；光接收灵敏度范围：-31dBm~-14dBm；

千兆光纤发送功率范围：-11.5dBm~-3dBm；光接收灵敏度范围：-19dBm~-3dBm。

2) 850nm 光纤

千兆光纤发送功率范围：-9dBm~-2.5dBm；光接收灵敏度范围：-18dBm~-2.5dBm。

- e) 光纤连接器类型：LC 或 ST 接口。

2.4.11.2.5.3 对时接口

- a) 采用光纤 IRIG-B 码对时方式时，宜采用 ST 接口；
- b) 采用电 IRIG-B 码对时方式时，采用直流 B 码，通信介质为屏蔽双绞线。
- c) 光纤接收灵敏度范围：-24dBm~-10dBm。

2.4.11.2.5.4 打印接口

- a) 保护装置应具备 RS-232 接口能力；
- b) 宜具备网络打印接口。

2.4.11.2.5.5 以太网电接口

- a) 传输介质：五类及以上屏蔽双绞线；
- b) 接口类型：RJ-45 电接口；
- c) 接口数量：3 个。

d) 规约设置：光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站设备）通信时，装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。电缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器（保信子站）设备通信时，各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约，即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约，以及一个采用 103，另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

2.4.11.2.5.6 调试接口

调试接口应采用以太网接口

2.4.11.2.5.7 功率消耗

装置各回路的功率消耗应符合 DL/T 478-2013 中 4.7 的规定。

2.4.11.2.5.8 过载能力

- a) 交流电流回路：2 倍额定电流，长期连续工作；50 倍额定电流，允许 1s；
- b) 交流电压回路：
 - 1) 1.4 倍额定电压，保护装置长期连续工作；
 - 2 倍额定电压，允许 10 s。
 - 2) 零序电压回路的过载能力由产品标准或制造商产品文件规定。
- c) 装置经受电流电压过载后应无绝缘损坏。

2.4.11.2.5.9 逆变电源

装置所使用的逆变电源应满足 DL/T 527-2013 中规定的各项要求。此外，同一厂家同一系列保护装置的电源模块应能互换，逆变电源故障不应导致保护误动，具有失电闭锁功能。逆变电源装置的平均无故障时间不低于 100000 小时(11.4 年)。

2.4.11.3 电磁兼容性能

装置的电磁兼容性能应符合 DL/T 478-2013 中 4.8 的规定。

2.4.11.4 绝缘性能

装置的绝缘配合性能应符合 DL/T 478-2013 中 4.9 的规定。

2.4.11.5 耐湿热性能

装置的温湿度环境性能应符合 DL/T 478-2013 中 7.3 的规定。

2.4.11.6 机械性能

2.4.11.6.1 装置的机械性能应符合 DL/T 478-2013 中 4.10 的规定。

2.4.11.6.2 结构、外观

2.4.11.6.2.1 机箱的尺寸。机箱、插件的尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

2.4.11.6.2.2 表面涂覆。装置表面涂覆的颜色应均匀一致，无明显的色差和眩光，表面应无沙粒、趋皱和流痕等缺陷；

2.4.11.6.2.3 插件的插拔性能。插件结构的装置中插件应插拔灵活、互换性好。交流插件拔出后，装置应能通过机械的方式自动短接电流回路。

2.4.11.6.3 外壳

2.4.11.6.3.1 外壳应满足装置在变电站基本环境条件下使用、维护和修理的要求；

2.4.11.6.3.2 为满足更高的防护要求，允许在装置原有防护基础上，采取辅助措施，提高防护等级，如置于屏柜之中。

2.4.11.6.4 接地

装置应有安全地以满足装置安全、电磁兼容等要求。

2.4.11.6.5 振动

装置能承受 GB/T 11287 规定的 I 级振动响应和振动耐受试验。

2.4.11.6.6 冲击和碰撞

装置能承受 GB/T 14537 规定的 I 级冲击响应和冲击耐受试验，以及 I 级碰撞试验。

2.4.11.6.6.1 装置的机械性能应符合 DL/T 478-2013 中 4.10 的规定。

2.4.11.6.6.2 结构、外观

2.4.11.6.6.2.1 机箱的尺寸。机箱、插件的尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

2.4.11.6.6.2.2 表面涂覆。装置表面涂覆的颜色应均匀一致，无明显的色差和眩光，表面应无沙粒、趋皱和流痕等缺陷；

2.4.11.6.6.2.3 插件的插拔性能。插件结构的装置中插件应插拔灵活、互换性好。交流插件拔出后，装置应能通过机械的方式自动短接电流回路。

2.4.11.6.6.3 外壳

2.4.11.6.6.3.1 外壳应满足装置在变电站基本环境条件下使用、维护和修理的要求；

2.4.11.6.6.3.2 为满足更高的防护要求，允许在装置原有防护基础上，采取辅助措施，提高防护等级，如置于屏柜之中。

2.4.11.6.6.4 接地

装置应有安全地以满足装置安全、电磁兼容等要求。

2.4.11.6.6.5 振动

装置能承受 GB/T 11287 规定的 I 级振动响应和振动耐受试验。

2.4.11.6.6.6 冲击和碰撞

装置能承受 GB/T 14537 规定的 I 级冲击响应和冲击耐受试验，以及 I 级碰撞试验。

2.4.11.7 连续通电

装置完成调试后，出厂前应进行连续通电试验。试验期间，装置工作应稳定可靠，动作行为、信号指示正确，无元器件损坏、软件运行异常或其他异常情况出现。

2.4.11.8 安全要求

2.4.11.8.8.1 装置的安全性能应满足 DL/T 478-2013 中 6 的要求。

2.4.11.8.8.2 在设备生命周期内，若设备本身存在安全隐患或漏洞，投标方应为招标方进行安全修复或更换。

2.4.11.9 继电器设计要求

2.4.11.9.1 直流电压为 220V 的直流继电器线圈的线径不宜小于 0.09mm，如用线圈线径小于 0.09mm 的继电器时，其线圈须经密封处理，以防止线圈断线；如果用低额定电压规格（如 220V 电源用于 110V 的继电器）的直流继电器串连电阻的方式时，串联电阻的一端应接于负电源。

2.4.11.9.2 直流电压在 110V 及以上的中间继电器一般应有符合下列要求的消弧回路：

2.4.11.9.2.2 不得在它的控制触点上并接电容、电阻回路实现消弧。

2.4.11.9.3 用电容或反向二极管并在中间继电器线圈上作消弧回路，在电容及二极管上都必须串入数百欧的低值电阻，以防止电容或二极管短路时将中间继电器线圈回路短接。消弧回路应直接并在继电器线圈的端子上。

2.4.11.9.4 选用的消弧回路所用反向二极管，其反向击穿电压不宜低于 1000V，禁止低于 600V。

2.4.11.9.2.5 注意因并联消弧回路而引起中间继电器返回延对相关控制回路的影响。

2.4.11.9.3 跳闸出口继电器的起动电压在直流额定电压的 55%~70%之间。对于动作功率较大的中间继电器（例如 5W 以上），如为快速动作的需要，则允许动作电压略低于额定电压的 50%，此时必须保证继电器线圈的接线端子有足够的绝缘强度。

2.4.11.9.4 断路器跳（合）闸线圈的出口触点控制回路，必须设有串联自保持继电器，并保证：

2.4.11.9.4.1 跳（合）闸出口继电器的触点不断弧。

2.4.11.9.4.2 断路器可靠跳、合闸。

2.4.11.9.5 对于单出口继电器，可以在出口继电器跳（合）闸触点回路中串入电流自保持线圈，并满足如下条件：

2.4.11.9.5.1 自保持电流不应大于额定跳（合）闸电流的 50%，线圈压降小于额定值的 5%。

2.4.11.9.5.2 出口继电器的电压起动线圈与电流自保持线圈的相互极性关系正确。

2.4.11.9.5.3 电流与电压线圈间的耐压水平不低于交流 1000V、1min 的试验标准（出厂试验应为交流 2000V、1min）。

2.4.11.9.5.4 电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

2.4.11.9.5.5 电流型防跳继电器应为快速动作的继电器，其动作电流小于跳闸电流的 50%，线圈压降小于额定值的 10%。电压型防跳继电器含电阻等元器件动作电压在直流额定电压的 55%~70%之间。

不得采用可控硅跳闸出口的方式。

2.4.11.9.6 两个及以上中间继电器线圈或回路并联使用时，应先并联，然后经公共连线引出。检查测试带串连信号继电器回路的整组起动电压，必须保证在 80%直流额定电压和最不利条件下分别保证中间继电器和信号继电器都能可靠动作。

2.4.11.9.7 用隔离开关辅助接点控制的电压切换继电器，应有一对电压切换继电器触点作监视用。

2.4.11.10 屏柜要求

2.4.11.10.1 对结构的要求

2.4.11.10.1.1 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

2.4.11.10.1.2 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

2.4.11.10.1.3 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.11.10.2 涂漆和防锈

2.4.11.10.2.1 除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外，其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为 0.04 毫米到 0.1 毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆，使干膜的厚度达到 0.127 毫米到 0.178 毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

2.4.11.1.2.2 所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划

痕或者变软。

2.4.11.10.2.3 屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有亚光的表面层。

2.4.11.10.2.3 屏上的涂漆应有良好附着力，不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

保护屏柜要求

2.4.11.10.2.4 根据资产全生命周期管理要求，所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求，对所供应的物资进行标签贴标工作，将相关信息在出厂前写入标签。

2.4.11.10.2.5 安装在继电保护室的保护屏采用柜式，前后开门结构尺寸为 2260×800×600mm，前开门旋转式结构 2260×800×800mm。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm² 的多股软铜线可靠连接。新建变电站应采用前后开门结构。

2.4.11.10.2.6 保护屏不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。

2.4.11.10.2.7 保护屏采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。保护屏采用前开门旋转式结构时，保护装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转角度不小于 135°。保护屏前后柜门均应配置锁具。

2.4.11.10.2.7 外引线端子排置于柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150 毫米。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350 毫米。

2.4.11.10.2.8 柜体框架及柜内承重部分的钢板厚度不小于 2mm。

2.4.11.10.2.9 屏体设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，并且应安装容易，便于控制电缆的进出连接、检查和维护。

2.4.11.10.2.10 为了提高运行的可靠性，设备应采用成套插入式结构。

2.4.11.10.2.11 安装在继电保护室的屏体防护等级不低于 IP30，户外安装的屏体防护等级不低于 IP55。

2.4.11.10.2.12 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米。

2.4.11.10.2.13 各类按钮、开关等操作件的操作寿命不应少于 10000 次。

2.4.11.10.2.14 对于具有整定机构的元器件的操作寿命不少于 10000 次，整定操作时不应出现发卡或操作失灵等现象。

2.4.11.10.2.15 为满足“屏体更换、外部电缆利旧”的功能需求，屏柜后下部横梁可采用螺丝固定方式与屏柜左右框架连接固定，方便屏柜拆卸。可拆卸屏柜按照额定的静载荷，户内和户外机柜应符合 GB/T 18663.1-2008 中 5.2.1 和表 3 中 SL5 或 SL6 等级的提吊试验要求，以及相应的刚度试验要求；户内机柜的动载荷性能应符合 GB/T 18663.1-2008 中表 8 规定的 DL4 和表 12 规定的 K2 等级要求；户外机柜的动载荷应符合 IEC 61969.3-2011 中表 5 规定的 1 级试验要求；机柜的抗地震性能应符合 GB/T 18663.2-2007 中规定的 A 型和 B 型合成波形的要求，并由制造厂指明。

2.4.11.10.3 端子排布置

2.4.11.10.3.1 同一屏上布置多套保护装置时，端子排采用按装置分区，按功能分段原则。柜内每侧底端集中预留备用端子。

2.4.11.10.3.2 每个装置区内端子排按功能段独立编号。

2.4.11.10.3.3 公共端、同名出口端采用端子连线，配置足够连接端子。

2.4.11.10.3.4 端子应有明显的编号，端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，屏内左右两侧各侧至少留有不少于 10 个的备用端子，且留有备用端子排以供设计时作转接或过渡用。

2.4.11.10.3.5 各回路之间、正负电源之间、电源回路与其它端子之间要设置空端子隔离，跳、合闸引出端子与正电源至少间隔 1 个空端子。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。

2.4.11.10.3.6 端子排布置应按 Q/CSG 1204079-2020《10kV~110kV 线路保护技术规范（试行）》执行。

2.4.11.10.4 保护压板、转换开关及按钮

2.4.11.10.4.1 如采用分立式连接片，连接片的开口端应装在上方，接到断路器的跳闸线圈回路。并满足：连接片在落下过程中必须和相邻连接片有足够的距离，保证在操作连接片时不会碰到相邻的连接片；连接片在扭紧螺栓后能可靠地接通回路；穿过保护

屏的连接片导电杆必须有绝缘套，并距屏孔有明显距离；连接片在拧紧后不会接地。

2.4.11.10.4.2 压板布置应遵循“按装置分排，按功能分区”的原则，并适当简化。

2.4.11.10.4.3 压板一般不宜超过 5 排，每排设置不超过 9 个，不足一排时，用备用压板补齐。压板在屏正面从左至右、自上而下依次排列。

2.4.11.10.4.4 装置压板的颜色按照《南方电网 10kV~110kV 线路保护技术规范（试行）》附录 I：保护屏压板配置示意图执行，为便于区分正常运行时压板的投退，正常运行退出的压板（如保护检修状态压板）可采用与备用压板一致的颜色，宜将备用压板拆下或封死。其中红、黄、浅驼色分别推荐国标 GSB05-1426-2001 中 R02 朱红、Y08 深黄和 Y13 淡黄灰。

2.4.11.10.4.5 压板可采用普通分立式、线簧式和其他样式。普通分立式和其他样式压板的底座色采用浅驼色，压板头采用红、黄色，禁止取下压板头以防混淆颜色。线簧式压板颜色通过压板上内嵌的标签纸底色来体现。

2.4.11.10.4.6 标签宜设置在压板下方，同一个站内标签设置的位置应统一。压板名称标签和对应的压板同一排分为一组，标签粘贴于压板下方，与不同排采用 5mm 宽的黄色反光条有效分隔，框内的分隔线中压板和标签一一对应。多个保护装置放置在同一屏（柜），不同装置的压板采用 5 mm 宽不同颜色的分隔框分隔，同一装置的压板放置在同一颜色分隔框内。为了便于分辨，也可每排端子之间加一个分隔线，分隔线与分隔框线宽应一致。同一个站内分隔框的颜色应一致。压板分隔线框的型式和颜色须符合具体运行单位的规定。

2.4.11.10.4.7 装置的压板布置参照《南方电网 10kV~110kV 线路保护技术规范（试行）》附录 I：保护屏压板配置示意图执行。

2.4.11.10.4.8 同一面保护屏上的保护压板分装置自上而下排列。

2.4.11.10.4.9 三相跳闸保护的出口压板宜按断路器三相设置一个。

2.4.11.10.4.10 保护出口回路和起动机回路均应经压板才连至端子排上，压板应装在屏正面。

2.4.11.10.4.11 功能压板设置遵循必要和适当简化的原则，每种功能宜设置一块总功能压板。双通道保护的每个通道宜分别设置一块通道投入或纵联保护投入压板。

2.4.11.10.4.12 按钮宜布置在保护屏正面前门打开时方便操作的一侧，转换开关宜布置在屏正面另一侧，且按钮或转换开关宜按功能与装置水平排列。

2.4.11.10.5 屏柜内布线

2.4.11.10.5.1 布线

内部配线的额定电压应不低于 450V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.0 mm²，但对于 PT 回路的截面应不小于 1.5 mm²，CT 回路的截面应不小于 2.5 mm²。

元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头，冷压连接应牢靠、接触良好。

导线应无划痕和损伤，应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

应保证所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性。

所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

若屏内具有加热器，端子和电加热器或电阻器之间的连接引线不能使用非耐热绝缘铜线。由于电加热器或电阻器附近的温度高，因此，应该采用瓷管套着的裸导线，或使用耐热的导线。

在进行屏的内部布线时，不应该布置得使接点处于不利的角度或者温度升高的地方。

对长期带电发热的元器件，安装位置应靠上方，与周围元器件及导线束应保持不小于 20mm 的间隙距离。

在可运动的地方布线，如跨越门或翻板的连接导线，必须采用多股铜芯绝缘软导线，要留有一定长度裕量，并采用缠绕带等予以保护，以免产生任何机械损伤，同时还应有固定线束的措施。

连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。外部接线侧一个端子的一个端口只允许接入一根导线。

绝缘导线束不允许直接紧贴金属构件敷设。穿越金属构件时，应有保护导线绝缘不受损伤的措施。

各保护装置对时接口的配线应连接至端子排，且端子排上应有明确的标识，以方便外部对时信号缆线的接入。

2.4.11.10.5.2 接线端子

a) 所有端子为额定值 1000V、10A 的压接型阻燃端子。端子应满足《保护屏柜及端子箱接线端子排技术规范（2018 年试行版）》”相关要求。

b) 装置出口段端子采用红色端子。

c) 元器件与端子、端子与端子之间的连接用多股绝缘导线时应采用冷压接端头；冷压连接要求牢靠、接触良好。

d) 电流电压回路的端子应能接不小于 4mm^2 的电缆芯线。CT 和 PT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接装置的输入与输出回路。

e) 端子排应牢固固定，使其不致于振动、发热等而变松，同时还应能方便地进行检查和维护。

2.4.11.10.5.3 颜色

1) 在交流回路中：

A 相 黄色

B 相 绿色

C 相 红色

中性线 淡蓝色

2) 在直流回路中：

+(正极) 棕色

-(负极) 蓝色

光缆跳闸方式保护屏(柜)光缆(纤)要求

2.4.11.10.5.3.1 线径及芯数要求如下：

a) 光纤线径宜采用 $62.5/125\mu\text{m}$ ；

b) 多模光缆芯数不宜超过 24 芯，每根光缆至少备用 20%，最少不低于 2 芯。

2.4.11.10.5.3.2 敷设要求如下：

a) 双重化配置的两套保护不共用同一根光缆，不共用 ODF 配线架；

b) 保护屏（柜）内光缆与电缆应布置于不同侧、或有明显分隔。

2.4.11.10.6 电子回路

2.4.11.10.6.1 为了预防外部和/或内部的过电压引起误动作，在电子电路中应该使用金属护套带屏蔽层的电缆或绞合电缆。

2.4.11.10.6.2 电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

2.4.11.10.6.3 电子电路的外部连接应该用连接器进行。

2.4.11.10.6.4 应采用电线槽进行布线，若采用其他的布线系统则应由相关部门审批此布线系统。

2.4.11.10.6.5 为了防止误动作和/或拒动，在屏内应该有消除过电压发生的电路，交流回路和直流回路均应有预防外部过电压和电磁干扰或接地的措施。

2.4.11.10.6.6 每块印刷电路板应经防潮气和灰尘侵入处理。

2.4.11.10.7 接地

2.4.11.10.7.1 交流电源输入的二次屏柜应有工作接零，供电电缆中应含有中性线芯。中性线芯不应与二次屏柜的金属外壳相连接。

2.4.11.10.7.2 当采用三相五线制交流电源向二次屏柜供电时，供电电缆中应含有中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次屏柜的金属外壳相连接。接地线芯材料和截面应符合相关规范的要求。

2.4.11.10.7.3 二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm^2 (推荐使用 $40\times 3\text{mm}^2$) 的专用的接地铜排母线，铜排应提供两排螺丝连接孔，每排不少于 20 个孔。螺丝孔径为 $\Phi 5.2\text{mm}$ ，孔中心纵向至铜排长边距离为 10mm，还应配套提供铜螺丝组件(含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳)。外界地网接地点采用两个 $\Phi 10\text{mm}$ 规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件，分别布置在铜排两端，距铜排端部 50mm。

2.4.11.10.7.4 装置外壳应在易接线的地方设置装置外壳接地，并设有接地标识。

2.4.11.10.8 保护屏温升

保护屏各部位温升不应超出 DL/T 720 的规定。

2.4.11.10.8.1 保护屏绝缘性能

2.4.11.10.8.1.1 用开路电压为直流 500V 的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻，应满足：

- a) 所有带电回路(或与地有良好接触的金属框架)之间的绝缘电阻应不小于 $5M\Omega$ ；
- b) 无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于 $10M\Omega$ ；

2.4.11.10.8.1.2 介质强度满足 DL/T 720 的规定。

2.4.11.10.9 空气开关配置要求

2.4.11.10.9.1 保护屏内 PT 回路所使用的空气开关技术要求如下：

- a) 三相式 MCB；
- b) 额定电流 1A，跳闸电流 2.5A~3A；
- c) 跳闸时间 20 毫秒。

2.4.11.10.9.2 每套保护装置应采用独立的直流型空气开关。

2.4.11.10.9.3 控制电源和保护电源采用独立的直流型空气开关。

2.4.11.10.10 照明

保护屏内不装设照明灯。

2.4.11.10.11 铭牌

保护屏的铭牌应该固定在屏的表面或屏内醒目的地方，铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成、铭牌为白底，其上为黑色的粗体字，并用中文标注。

2.4.11.10.12 柜体颜色

柜体颜色统一为 RAL7035。

2.4.11.11 安全可控装置相关技术要求

2.4.11.11.1 装置应具备依靠自身研发、设计及生产，全面掌握核心技术，实现从硬件到软件的自主研发、生产、升级、维护的全过程可控，具备知识产权、供应链、技术发展等方面完全可控特点。

2.4.11.11.2 装置的性能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.11.11.3 装置硬件元器件及操作系统等核心软件应满足安全可控要求，生产厂家应严格把关装置元器件选型设计，确保装置长期运行的可靠性。

2.4.11.11.4 装置使用的嵌入式操作系统应具备自主知识产权或基于开源代码开发。嵌入式操作系统等基础软件应安全可控，严禁含有架构体系缺陷。

2.4.11.11.5 装置核心元器件（CPU、存储、FPGA、ADC、继电器、PHY、光模块等）应满足安全可控要求。

2.4.11.11.6 装置应与现有保护装置保持软硬件架构、功能实现机制基本一致。

2.4.11.11. 装置的功耗、温升等影响长期运行可靠性的关键参数应与现有保护装置基本持平。

2.4.11.12 功能要求

每套 110kV 线路保护应包括能全线速动的主保护和完善的后备保护，线路保护含重合闸功能，保护类型主要有以下 2 种：

- a) 110kV 线路光纤纵联电流差动保护；
- b) 110kV 线路距离零序保护；

2.4.11.12.1 基本要求

a) 光缆跳闸装置、相关光纤连接、智能终端、过程层网络交换机等设备中任一元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。电缆跳闸装置中单一电子元件损坏时，相关设备应告警，除出口继电器外，不应造成装置误动作。

b) 保护装置应由独立的直流/直流变换器供电。直流电压消失时，装置不应误动。在直流电源恢复（包括缓慢地恢复）到 80%UN 时，直流逆变电源应能自动起动。拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，保护装置不应误动作。直流电源回路出现各种异常情况（如短路、断线、接地等）时保护装置不应误动作。

c) 装置应设有自复位电路，在正常情况下，装置不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成程序走死时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出异常信号或信息，而装置不应误动作。

- d) 装置动作信号在直流电源断开和恢复后仍然可以保持。
- e) 保护装置应设有就地汉字信息显示功能和信息输出接口。
- f) 光缆跳闸装置应具有定义 GOOSE 链路名称功能，保护装置与其他相关 IED 设备间的 GOOSE 链路断链的情况下，相关开入状态的处理方式应按该开入对保护功能的影响而定。
- g) 保护装置应具有独立性、完整性和成套性，应含有能反应输电线路各种故障的保护功能。
- h) 保护的测量元件和启动元件相互独立。启动元件动作后，才可接通出口继电器工作电源。
- i) 保护装置的校验码应由保护装置根据软、硬件实际情况自动生成，与软件版本号一一对应。装置软件版本构成方案如下：
- (1) 基础软件由“基础型号功能”和“选配功能”组成；
 - (2) 基础软件版本含有所有选配功能，不随“选配功能”不同而改变；
 - (3) 基础软件版本描述由基础软件版本号、基础软件生成日期、程序校验码（位数由厂家自定义）组成；
 - (4) 保护装置软件版本描述方法，见图 2.35：

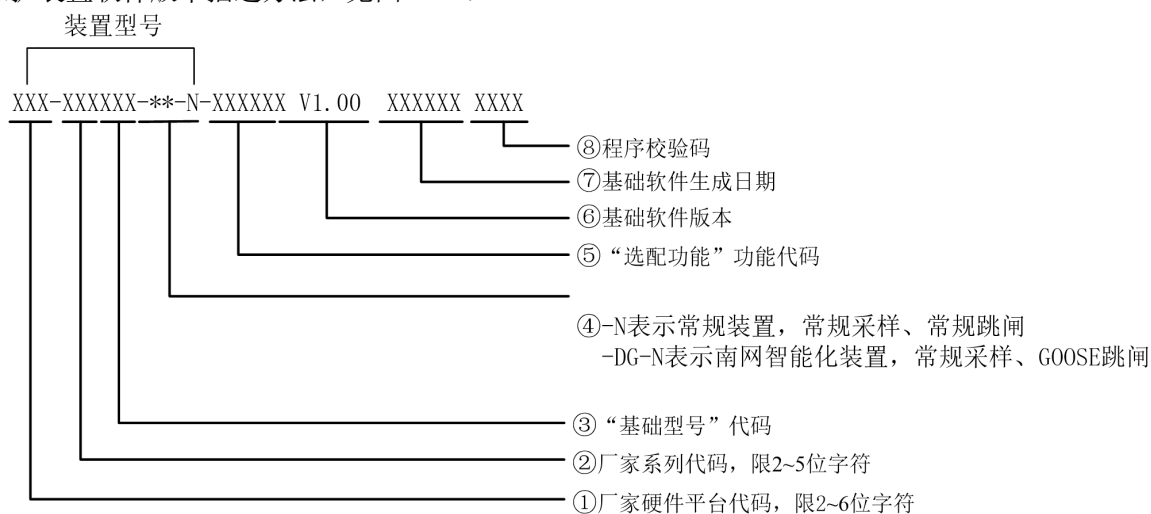


图 2.35 软件版本描述示意图

- j) 具备以下针对内存软错误的防控措施：
- 1) 上电后对内存中不变的数据具备监视功能。
 - 2) 采用“保护+保护”双 CPU 架构的，宜具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能；采用“保护+启动”双 CPU 架构的，应具备并使用内存 ECC/EDC 校验功能。
 - 3) 装置监视到内存数据异常时，应能记录异常，且能够自恢复，或闭锁装置并告警。
- #### 2.4.11.12.2 开入开出要求
- a) 保护装置开关量输入定义采用正逻辑，即接点闭合为“1”，接点断开为“0”。开关量输入“1”和“0”的定义统一规范为：
- 1) “1”肯定所表述的功能；
 - 2) “0”否定所表述的功能。
- b) 压板开入量采用正逻辑，即压板合上为“1”，表示投入该压板所对应的功能，压板打开为“0”，表示退出该压板所对应的功能。
- c) 装置应保存软压板投退状态，并掉电不丢失，可查看或通过通信上送。
- d) 光缆跳闸装置只设“远方操作”和“保护检修状态”硬压板，其他压板（包括保护功能投退压板）应采用软压板。电缆跳闸装置应配置功能硬压板。保护检修检修状态开入仅设置硬压板，不设软压板。
- e) 保护装置需从高压开关场取开关量的开入应采用 110V(或 220V)强电平。
- f) 保护装置应输出足够的接点，分别用于跳合闸、录波、遥信及与其他保护和自动装置配合，并留有备用接点。(对应设备为光缆跳闸设备，则保护装置输出虚回路接点；对应设备为电缆跳闸设备，则保护装置输出常规接点。)

g) 保护装置强电开入回路启动电压值应不大于 0.7 倍额定电压值，且不小于 0.55 倍额定电压值。

h) 保护装置所有输出接点应是无源接点。

2.4.11.12.3 自动恢复

装置应设有自复位电路，在正常情况下，装置不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成程序走死时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出异常信号或信息，而装置不应误动作。

2.4.11.12.4 自动检测

a) 装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

b) 保护装置应能根据保护被闭锁的情况给出准确的相关报警信息。

c) 自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段起动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常工作状态，但应防止误告警。

d) 除出口继电器外，装置内的任一元件损坏时，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块（插件）。

e) 光缆跳闸装置应有过程层通信中断、异常等状态的检测、告警或闭锁相关保护功能。

2.4.11.12.5 定值要求

a) 定值应便于管理和整定。具备定值切换功能。可以通过调试软件或装置面板进行定值整定，并具备远方修改定值功能。正常运行状态下，定值切换过程中保护不应误动。定值清单应能打印，并能通过通信口输出。

b) 定值形式及内容

1) 保护装置定值采用二次值；

2) 保护装置定值名称不应随控制字或压板的投退而改变；

3) 保护装置的定值清单应按以下顺序排列：

① 参数（装置参数、设备参数）；

② 保护装置数值型定值部分；

③ 保护装置控制字定值部分。

c) 保护装置电流定值下限应不大于 $0.05I_n$ ，线路距离保护定值下限应不大于 $0.05/I_n$ 。

d) 控制字设置遵循功能投退灵活的原则，每种功能的每个分项功能宜设置一个控制字。

e) 保护装置功能控制字“1”和“0”的定义统一规范为：

1) “1”肯定所表述的功能；

2) “0”否定所表述的功能；或根据需要另行定义；

3) 不应改变定值清单和装置液晶屏显示的“功能表述”。

f) 110kV 线路保护及旁路保护装置应不少于三十组可切换的定值区，定值区号从 1 开始，31 区用于远方修改。

g) 保护装置通信参数应包含装置本机网络 IP 地址及白名单 IP 地址，这些 IP 地址应支持通过通信方式及定值文件方式上送。

表 2.40 保护装置通信参数

定值名称	备注
A 网 IP 地址	
B 网 IP 地址	
C 网 IP 地址	装置应支持至少 3 个本机 IP 地址
.....	

白名单 IP 地址 1	未使用的白名单 IP 地址应设置为 0.0.0.0
白名单 IP 地址 2	
.....	
白名单 IP 地址 16	白名单 IP 地址定值数量应与装置可连接客户端能力相符
.....	

2.4.11.12.6 事件记录

保护装置应具有事件记录功能，应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如保护动作元件、开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换、装置复位、装置告警、装置异常等，事件记录时间分辨率不大于 1ms。

装置应掉电存储不少于 1000 条日志记录，超出装置记录容量时，应循环覆盖最早的日志记录。

2.4.11.12.7 装置显示要求

- a) 采用液晶显示，采用全部汉字菜单，便于操作。
- b) 装置在正常运行时显示必要的参数、运行及异常信息，默认状态下，相关的数值显示为二次值。
- c) 装置应能分类显示保护动作报告。
- d) 保护装置面板指示灯按指示、告警和动作分类，包括装置自身状态灯（如运行、异常等），保护状态（如保护跳闸、重合闸等）及回路状态监视（跳位、合位、I 母、II 母等）的指示灯。保护装置面板指示灯宜分“亮”和“灭”两个状态。各信号灯的显示颜色如下：

- 1) 动作信号灯采用红色；
- 2) 合闸位置灯采用红色；
- 3) 跳闸位置灯采用绿色；
- 4) 运行指示灯采用绿色；
- 5) 异常指示灯采用红色；
- 6) 电压切换指示灯采用绿色；
- 7) 主保护闭锁指示灯采用红色；
- 8) 装置检修指示灯采用红色。

注：适用于操作箱和带操作插件的保护装置（含电压切换）。

2.4.11.12.8 故障录波

保护装置故障录波文件的后缀为 _f，启动录波文件的后缀为 _s，装置处于检修状态时的故障或启动录波文件的后缀为 _m。

保护装置应具备区分保护动作触发和保护启动触发记录故障录波的能力，分别存放动作录波、启动录波文件、检修录波文件和事件记录报文，避免互相影响，确保启动录波不会覆盖动作录波。人机界面及通讯召唤中录波列表按时间顺序排序。

保护装置应至少具备动作录波文件和启动录波文件各 8 次的记录能力，记录保护动作和保护启动全过程的所有信息，其中线路保护至少具备 16 次动作录波能力，为分析保护动作行为提供详细、全面的数据信息：

- a) 故障简报：故障相别、最大故障相电流、最大故障零序电流、动作元件、动作时间。
- b) 保护启动、跳闸、重合闸出口等全过程录波，录波中应记录电流、电压等模拟量和断路器位置信息、外部保护动作输入信息、各保护内部动作信息等开关量。故障录波应详细记录保护启动、跳闸或重合闸出口前 2 个周波及后 5 个周波。
- c) 具有数字或图形打印输出功能。
- d) 记录时间分辨率不小于 20 点/周波。

e) 记录的所有数据应能转换为 IEEE Std C37.111-1999 (COMTRADE99) 格式输出, 并上送给智能录波器或继电保护信息系统子站。

f) 装置发生故障时不应丢失故障记录信息。

g) 在装置直流电源消失时不应丢失已记录信息, 电源恢复正常后, 应能重新正确显示并输出。

h) 保护打印的故障录波文件, 模拟量的标尺应与故障电流的大小相适应, 通常标尺的大小不应超过故障量的 2 倍。

2.4.11.12.9 通信规约

a) 光缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器(保信子站设备)通信时, 装置各接口应能采用 DL/T 860 标准的规约。电缆跳闸装置与变电站自动化系统及智能录波器(保信子站)设备通信时, 各接口应能分别采用 103 和 DL/T 860 标准的规约, 即支持同时采用 103、或同时采用 DL/T 860 标准的规约, 以及一个采用 103, 另一个采用 DL/T 860 等多种方式。

b) 保护装置等应支持上送采样值、开关量、压板状态、设备参数、定值区号及定值、自检信息、异常告警信息、动作事件及参数、录波报告信息、装置硬件信息、装置软件版本信息、装置日志信息等数据。同时支持远方投退压板、修改定值、切换定值区、远方复归功能, 并具备权限管理功能。

c) 保护装置应支持不小于 16 个客户端的 TCP/IP 访问连接, 应支持不小于 12 个报告实例。

d) 保护功能版本的升级不应涉及通信规约的变化。

e) 装置与智能录波器(保信子站设备)通信发生了异常或中断, 在重新建立连接后保护装置应能接受智能录波器(保信子站设备)的召唤, 将全部历史波形列表上送。

f) 保护装置与智能录波器(保信子站设备)通信规约中应具备上送定值、开关量、模拟量、事件、告警、波形文件功能。

g) 继电保护装置采用 DL/T 860 (IEC 61850) 标准规约的, 还应按 DL/T 860 (IEC 61850) 标准及《南方电网变电站 IEC 61850 通用应用模型》建模。装置厂商应提供 ICD 文件, 完整的装置说明文档, 包括模型一致性说明文档、协议一致性说明文档、协议补充信息说明文档等。

h) 继电保护装置应按 T/CEC 818-2023 标准建模, 装置供应商应提供 IDD 文件、CDD 文件。

i) 保护装置应设置白名单 IP 地址定值, 并仅响应通信白名单 IP 地址列表内客户端的通信服务请求。

2.4.11.12.10 远方控制要求

2.4.11.12.10.1 软压板远方控制技术要求

a) 保护装置软压板支持以遥控方式进行投入和退出操作, 并支持以遥信方式上送软压板状态;

b) 保护装置软压板远方投退成功时, 应返回遥控成功信息; 远方投退不成功时, 应返回遥控失败信息;

c) 无论遥控成功与否, 遥控记录均应可在装置上记录、查询, 遥控记录至少应包括操作时间、操作对象、操作命令来源、操作内容等必要信息;

d) 保护装置校核并通过远方投退软压板操作的选择指令后, 应返回返校结果;

e) 在读取或修改软压板过程中, 保护装置的功能应正常运行。

2.4.11.12.10.2 远方修改定值技术要求

a) 保护装置应支持远方召唤各定值区的定值文件;

b) 保护装置应支持以遥测方式上送运行定值区号;

c) 保护装置应支持远方修改非运行定值区内容, 不允许远方直接修改运行定值区定值内容;

d) 保护装置应支持远方召唤、修改运行定值预备区定值及将该区定值投入实际运行;

e) 在读取定值、定值区号的过程中, 保护装置的功能应正常运行;

f) 在切换定值区或修改定值的过程中, 继电保护装置不应误动, 允许装置短时 ($\leq 1\text{min}$) 闭锁保护功能。

5.10.3 保护装置任一时刻仅允许唯一客户端具备编辑定值区的操作权限。装置的编

编辑定值区权限管理机制

- a) 编辑定值区号为 0 时表示编辑定值区权限未被任何客户端占用；
- b) 某一客户端将编辑定值区号写为非 0 合法值时，该客户端将独占编辑定值区的设置权限；
- c) 获得编辑定值区权限的客户端可以对编辑定值区进行相关的读写操作，包括：写编辑定值区号、读编辑定值区定值、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；
- d) 编辑定值区权限被某一客户端占用期间，应拒绝其它客户端对编辑定值区的写操作，包括：写编辑定值区号、写编辑定值区定值、确认执行编辑定值区定值等服务；
- e) 占用编辑定值区权限的客户端将编辑定值区号写为 0，表示释放对该编辑定值区的权限；
- f) 占用编辑定值区权限的客户端再次将编辑定值区号写为非 0 合法值时，权限计时应重新开始；
- g) 占用编辑定值区权限的客户端执行完确认执行编辑定值区定值命令（表示控制已经结束），装置将收回该客户端对编辑定值区的权限；
- h) 装置超过 180s 未收到客户端的定值写操作时将收回其编辑定值区权限；
- i) 客户端通讯中断时装置自动收回编辑定值区权限；
- j) 装置收回编辑定值区权限后，自动将编辑定值区号修改为 0。

2.4.11.12.10.4 原则上要求继电保护装置具备对控制指令的安全认证功能。

2.4.11.12.10.5 在复归的过程中，继电保护装置的功能应正确运行，不应影响任何动作、告警逻辑及相应记录。

2.4.11.12.10.6 当继电保护装置处于遥控对象被选择状态、远方切换定值区或远方修改定值操作指令未完成状态，均不应响应其它客户端的同类远方操作指令。

2.4.11.12.10.7 继电保护装置应设置“远方操作”硬压板以及“远方投退压板”、“远方切换定值区”、“远方修改定值”软压板，用于远方操作功能的投退管理，功能投退逻辑见图 2.36。

a) “远方操作”硬压板与“远方修改定值”、“远方切换定值区”、“远方投退压板”均为“与门”关系；当“远方操作”硬压板投入后，上述三个软压板远方功能才有效。

b) “远方修改定值”软压板只能在装置本地操作。“远方修改定值”软压板投入时，保护装置应支持远方在线修改装置定值，修改过程中保护不应误动。

c) “远方切换定值区”软压板只能在装置本地操作。“远方切换定值区”软压板投入时，装置定值区可远方切换。定值区号应放入定值区号数据集，供远方监控。

d) “远方投退压板”软压板只能在装置本地操作。光缆跳闸装置“远方投退压板”软压板投入时，装置功能软压板、GOOSE 开入软压板、GOOSE 出口软压板方可远方投退。电缆跳闸装置“远方投退压板”软压板投入时，装置功能软压板方可远方投退。

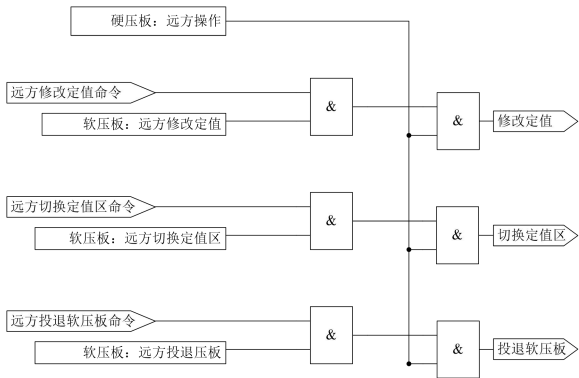


图 2.36 远方操作功能投退逻辑

2.4.11.12.10.8 保护装置就地（含调试工具）执行定值区号、定值、软压板及参数的设置操作或不停电传动操作时等应拒绝响应远方客户端的远方操作指令。

2.4.11.12.10.9 保护装置处于保护动作状态时应拒绝响应远方客户端的远方操作指令；同时应确保保护动作报告中的定值、压板、参数等内容与动作时刻一致。

2.4.11.12.11 通讯接口

保护装置应具备的通信接口包括以太网接口、光以太网接口（光缆跳闸装置）、调试接口、打印机接口、对时接口。保护装置站控层和过程层接口数量应满足下表的要求。

表 2.41

	电缆跳闸装置	光缆跳闸装置
站控层接口 (MMS 接口)	3	3
过程层接口 (GOOSE 接口)	/	2

2.4.11.12.12 时钟与时钟同步

a) 保护装置和智能终端均能接收 IRIG-B 码同步对时信号，保护装置、智能终端的对时精度误差应不大于 $\pm 1\text{ms}$ 。

b) 装置应装设硬件时钟电路，直流电源消失后，硬件时钟应能正常工作，24 小时误差不大于 ± 5 秒。

c) 保护装置应能通过 NTP 服务提供装置时钟信息。

d) 保护装置时钟对时信号异常后，应发相应告警报文。

e) 保护装置宜支持时间同步管理功能，支持装置时钟可被监测，并能实现对对时信号的监测功能。

f) 保护装置上送站控层数据所带的时标，应采用标准零时区，不应采用当地时区，人机界面应采用当地时区。

2.4.11.12.13 网络技术原则

1) 组网时应合理考虑网络结构、交换机配置、带宽流量等因素，满足基础数据的完整性及一致性的要求，并应保证数据信息传输的实时性、有效性和可靠性。

2) 数据网络应采用 100 Mbps 接口，过程层交换机之间宜采用 1000Mbps 的级联口。

3) 保护、就地控制、录波等功能不应受站控层网络失效的影响。

4) 光缆跳闸保护装置应支持 GOOSE 网络方式传输，传输协议及报文应符合 DL/T 860.81 的要求。

5) 双重化配置保护的过程层网络应遵循相互独立的原则，当一个网络异常或退出时不应影响另一个网络的运行。任一装置不应跨接双重化配置的过程层网络。

6) 在过程层网络内，数据发送方按通信配置发送组播报文，不应发送与之无关的报文。

7) 过程层网络交换机宜通过设置限制广播报文的发送。

8) 系统任两台 IED 设备之间的数据传输路径不应超过 4 个交换机，数据传输中不应丢失数据。

9) 110kV 及以上电压等级数据网络单点故障不应影响相应保护控制功能实现。

10) 装置接入不同网络时，应采用相互独立的数据接口控制器。

11) 光缆跳闸保护装置对应一台 IED 设备应只接收一个 GOOSE 发送数据集, 该数据集应包含保护所需的所有信息。

12) 光缆跳闸保护装置过程层光纤接口发送同一报文的最大时间差不应大于 1ms。

13) 光缆跳闸保护装置及相关设备应具备网络压力承受能力：

a) 在输入不同大小流量非订阅异常流量报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；

b) 在输入不同大小流量订阅 GOOSE 重复报文，并保证异常报文流量不影响相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求；

c) 在输入单个订阅 GOOSE 正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0，每 5/6ms 发送 1 帧），且相关订阅报文正常传输的情况下，要求装置运行正常，且性能满足指标要求。保护装置应能正确接收其他订阅 GOOSE 控制块报文的状态变位或联闭锁信号并正确动作；

d) 在输入不同大小流量（最大端口线速）订阅正常报文（StNum 不变，SqNum 递增或 StNum 递增，SqNum 为 0）情况下，要求装置不误动，不出现死机、重启等异常现象，网络压力消失后装置应恢复正常运行；

14) 同源双网的任一链路故障不影响光缆跳闸装置正常运行，不应因双网延迟差异等引起接收信号时序解析错误，光缆跳闸装置应能实现对断链链路的准确报警。

2.4.11.12.14 信息交换

2.4.11.12.14.1 采用 DL/T 860 标准时，保护等设备应该支持在线和离线获取模型，离线获取和在线召唤的模型应保持一致。定值模型应包含描述、定值单位、定值上限、定值下限、步长等信息。

2.4.11.12.14.2 采用 GOOSE 服务传输温度等模拟量信号时，发送装置应设置变化量门槛，避免模拟量信号频繁变化。

2.4.11.12.14.3 光缆跳闸装置 GOOSE 收发机制

2.4.11.12.14.3.1 GOOSE 发送机制

a) 装置上电时 GOCB 自动使能，待本装置所有状态确定后，按数据集变位方式发送一次，将自身的 GOOSE 信息初始状态迅速告知接收方，且第一帧为 StNum=1, SqNum=1; stNum 取值范围为 1~4294967295，状态每改变一次加 1，溢出后从 1 开始；sqNum 取值范围 0~4294967295，状态不变化时，每发送一次加 1，溢出后从 1 开始，0 专为 stNum 变化时首帧传输保留；装置重启后，stNum 和 sqNum 都从 1 开始。

b) GOOSE 报文变位后立即补发的时间间隔应为 GOOSE 网络通信参数中的 MinTime 参数（即 T1）。

c) GOOSE 报文中“timeAllowedtoLive”参数应为“MaxTime”配置参数的 2 倍（即 2T0）。

d) 采用双重化 GOOSE 通信方式的两个 GOOSE 网口报文，除源 MAC 地址外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

e) 所有 GOOSE 网口同一组报文，除源 MAC 地址内容不强制完全一致外，报文内容应完全一致，系统配置时不必体现物理网口差异。

2.4.11.14.3.2 GOOSE 接收机制

a) 接收方应严格检查 AppID、G0ID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数是否匹配；若不匹配，接收方不应更新数据；

b) GOOSE 报文接收时应考虑通信中断或者发布者装置故障的情况，当 GOOSE 通信中断或配置版本不一致时，GOOSE 接收信息中位置信息宜保持中断前状态；

c) 单网接收机制

装置的单网 GOOSE 接收机制，见图 2.37。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum（状态号）参数是否相等。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum（顺序号）的大小关系，若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于上一帧的 SqNum，丢弃此 GOOSE 报文，否则更新接收方的数据。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 不相等，更新接收方的数据；

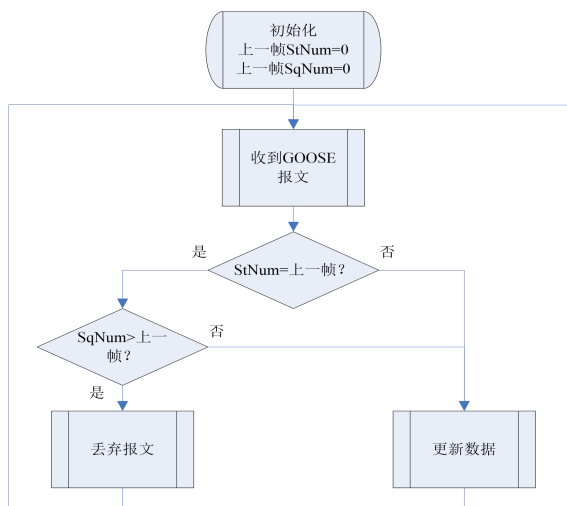


图 2.37 GOOSE 单网接收机制

d) 双网接收机制

装置的双网 GOOSE 接收机制，见图 2.38。装置的 GOOSE 接收缓冲区接收到新的 GOOSE 报文，接收方严格检查 GOOSE 报文的相关参数后，首先比较新接收帧和上一帧 GOOSE 报文中的 StNum 参数的大小关系。若两帧 GOOSE 报文的 StNum 相等，继续比较两帧 GOOSE 报文的 SqNum 的大小关系，若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 大于等于上一帧的 SqNum，丢弃此 GOOSE 报文。若新接收 GOOSE 帧的 SqNum 小于上一帧的 SqNum，判断出发送方不是重启，则丢弃此报文，否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 小于上一帧的 StNum，判断出发送方不是重启，则丢弃此报文，否则更新接收方的数据。若新接收 GOOSE 帧的 StNum 大于上一帧的 StNum，更新接收方的数据。

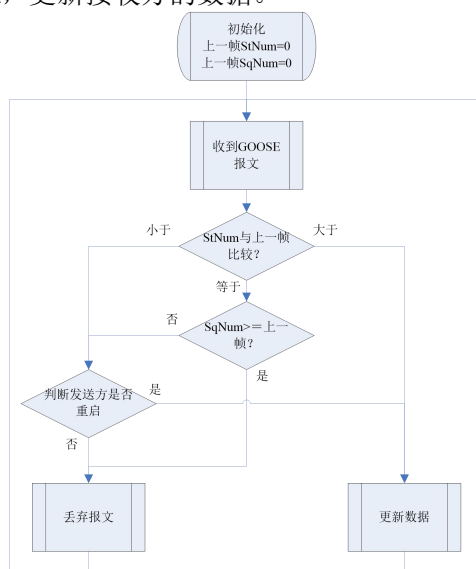


图 2.38 GOOSE 双网接收机制

2.4.11.12.14.3.3GOOSE 时标

- a) 保护装置发送的 GOOSE 数据集不宜带时标；
- b) 智能终端输出的外部采集开关量信号应带 UTC 时标信息，每个时标应紧跟相应的信号排放；
- c) 间隔层装置虚端子关联时标时采用 GOOSE 报文关联的时标，不关联时标时采用本装置时标。

2.4.11.12.14.4 检修处理机制

2.4.11.12.14.4.1 装置检修状态

检修状态通过装置压板开入实现，检修压板应只能就地操作，当压板投入时，表示装置处于检修状态。装置应通过 LED 状态灯、液晶显示、告警报文或报警接点提醒运行、检修人员装置处于检修状态，“检修告警”报文放入 dsWarning 数据集中（对应“检修报警”品质 q 的“Test 位”不应置 1）。

2.4.11.12.14.4.2MMS 报文检修处理机制

- a) 装置应将检修压板状态上送客户端；
- b) 当装置检修压板投入时，本装置上送的所有报文中信号的品质 q 的 Test 位应置 1（对应检修压板的遥信中品质 q 的“Test 位”不应置 1）；
- c) 保护装置检修压板投入时，上送带品质位信息，保护装置应有明显显示（面板指示灯或界面显示）。参数、配置文件仅在检修压板投入时才可下装；
- d) 当光缆跳闸装置检修压板退出时，经本装置转发的信号应能反映 GOOSE 信号的原始检修状态；
- e) 客户端根据上送报文中的品质 q 的 Test 位判断报文是否为检修报文并作出相应处理。

2.4.11.12.14.4.3 光缆跳闸装置 GOOSE 报文检修处理机制

- a) 当装置检修压板投入时，装置发送的 GOOSE 报文中的 test 应置 1；
- b) GOOSE 接收端装置应将接收的 GOOSE 报文中的 test 位与装置自身的检修压板状

态进行比较，只有两者一致时才将信号作为有效进行处理或动作；

c) 当发送方 GOOSE 报文中 test 置 1 时发生 GOOSE 中断,接收装置应报具体的 GOOSE 中断告警,但不应报“装置告警(异常)”信号,不应点“装置告警(异常)”灯；

d) 当装置检修压板投入时,若接收的数据不带检修位,装置不应点告警灯,不应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息；

e) 当装置检修压板退出时,若接收的数据带检修位,装置不应点告警灯,但应上送“GOOSE 检修不一致”变位信息。

2.4.11.12.14.4 MMS 双网冗余机制

采用双重化 MMS 通信网络的情况下,应遵循如下规范要求：

a) 双重化网络的 IP 地址应分属不同的网段,不同网段 IP 地址配置采用双访问点描述,第二访问点宜采用“ServerAt”元素引用第一访问点。在站控层通信子网中,对两个访问点分别进行 IP 地址等参数配置。

b) 冗余连接组等同于 DL/T 860 标准中的一个连接,服务器端应支持来自冗余连接组的连接；

c) 冗余连接组中只有一个网的 TCP 连接处于工作状态,可以进行应用数据和命令的传输；另一个网的 TCP 连接应保持在关联状态,只能进行读数据操作；

d) 由客户端控制使用冗余连接组中的哪一个连接进行应用数据的传输；

e) 来自于冗余连接组的连接应使用同一个报告实例号同一个缓冲区映像进行数据传输；

f) 客户端可以通过冗余连接组的任何一个连接对属于本连接组的报告实例进行控制,但在注册报告控制块过程的一系列操作应由同一个连接完成；

g) 客户端应通过发送测试报文,如读取某个数据的状态,来监视冗余连接组的两个连接的完好性；

h) 客户端检测到处于工作状态的连接断开时,应通过冗余连接组另一个处于关联状态的连接清除本连接组的报告实例的使能位,写入客户端最后收到的本连接组的报告实例的 EntryID,然后重新使能本连接组的报告实例的使能位,恢复客户端与服务器的数据传输。

2.4.11.12.14.5 数据交换记录

a) 数据交换记录包括报文监视记录和故障数据记录。

b) 报文监视记录应对系统通信网络的全过程进行报文记录(带绝对时标的完整网络通信报文),光缆跳闸装置包括 MMS 通信网络、GOOSE 通信网络的报文记录。电缆跳闸装置包括 MMS 通信网络的报文记录。

c) 报文监视记录采用单向数据采集方式,对原有通信网络不应产生任何影响,也不应产生任何附加报文。同时,在出现故障、死机或断电的情况下,也不应对原有通信网络产生任何影响。

d) 报文监视记录应确保监视的报文全部信息不漏记、不丢失。

e) 装置声明的 MMS 服务与装置支持的 MMS 服务要一致。

2.4.11.12.14.6 链路软压板及虚端子

a) GOOSE 虚端子信息包括开关量输入、跳闸出口、信号开出、告警、联闭锁等信息；

b) 为便于系统集成及维护,宜通过中文描述表示装置各 GOOSE 虚端子的物理含义,虚端子的中文描述应明确无歧义。

c) 在满足现场运行需求的前提下,宜简化二次设备之间的 GOOSE 软压板。保护装置应在发送端设 GOOSE 出口软压板；接收端除启动失灵/失灵联跳应设置 GOOSE 开入软压板外,其他开入不设相应 GOOSE 开入软压板。

d) 对于同一输入端有连接多个外部端子的需求,同一物理含义的 GOOSE 开入虚端子应根据现场多数运行需求设置合适个数,该多个输入虚端子的中文描述宜用数字后缀区分。

e) 设备供货供应商应在相关资料中详细描述虚端子与软压板的关系,合成信号的相关逻辑等。

f) 保护装置应具有更改 GOOSE 软压板描述功能。

2.4.11.12.14.7 配置文件

光缆跳闸装置和智能终端等装置宜具备 CCD 文件的 CRC 校验功能,保护装置宜能显示工程文件的 CRC 校验码和文件生成时间。

文件对于装置的应用要求如下：

装置上电后应计算 CCD 文件 CRC 校验码，计算的 CRC 校验码与 CCD 文件中的 CRC 校验码不一致时，应闭锁装置。

装置运行后宜通过 MMS 服务上送 CCD 文件的 CRC 校验码和文件生成时间，对不具有 MMS 服务的装置可通过 GOOSE 方式上传

继电保护装置应支持显示 CCD 文件 CRC 码。

CCD 文件装置下装技术要求如下：

- a) 装置应在检修状态才开放 FTP 服务；
 - b) 装置下装完毕应重启一次后生效；
 - c) 装置通过装置以太网调试端口（RJ45）上传下装；
 - d) 装置统一采用 FTP 协议上传下装；
 - e) 装置统一上传下装 IP 地址为“100.100.100.100”，子网掩码为“255.255.255.0”。
- 装置宜支持通过文件服务实现 CID 和 CCD 文件上传功能。

配置工具

a) 装置应通过配置工具下装 CCD 文件，CCD 文件应由配置工具以 SCD 文件作为唯一数据源生成并导出。

b) 供应商宜提供由国际权威机构或国家认可实验室（经 CNAS 或 CNAL 认可）出具的满足 DL/T 860.10-2018、Q/CSG1204059-2020 要求的配置工具试验报告。检验试验结果应为合格或符合相关要求。

2.4.11.12.15 不停电传动功能要求

2.4.11.12.15.1 保护装置应配置“南网传动”菜单，允许通过人机界面进行操作，实现在被保护设备不停电条件下传动断路器的功能。进入人机界面操作传动时应采取必要措施（如设置密码确认等）以防止误操作；

2.4.11.12.15.2 保护装置应采取必要措施（如自动计时）防止操作人员频繁进行传动操作，两次传动间隔时间应大于 1 分钟；

2.4.11.12.15.3 传动的出口继电器闭合脉宽时间为 40~100ms，同时点亮装置面板跳闸动作指示灯；

2.4.11.12.15.4 不停电传动断路器操作期间，保护装置应能正确输出相应的状态变位、动作等信息。传动后，保护装置应能报告提示事件报文；

2.4.11.12.15.5 不停电传动断路器操作应形成对应的动作报告和录波文件（非检修状态时录波文件后缀为“_f”），录波开关量中应含有不停电传动跳闸的开关量，用于区分本次跳闸是保护跳闸或是不停电传动跳闸；

2.4.11.12.15.6 保护装置处于不停电传动操作状态时，应不影响装置保护功能正常运行；

2.4.11.12.15.7 装置在发出保护运行异常（如 PT 断线、CT 断线、过负荷等）、装置自检故障和保护启动等信号后，保护装置应闭锁不停电传动功能，禁止操作人员通过保护装置进行不停电传动断路器操作，并在界面报告闭锁传动的提示性报文。同时要求：

- 1) 当前操作界面在闭锁传动时应能自动返回到主界面，即进入南网传动前的界面。
- 2) 若在闭锁期间操作“南网传动”菜单时，应禁止操作，并弹出提示界面，如“闭锁传动，请查明原因”等。
- 3) 在异常或启动等返回后应按分钟级延时开放不停电传动功能。

2.4.11.12.15.8 在正常的不停电传动过程中，无异常情况下装置不应点告警灯触发告警接点。

2.4.11.12.16 动态模拟

保护装置应进行动态模拟试验，在各种故障条件下，装置动作应正确，信号指示应正常，其主要功能应符合 GB/T 15145、DL/T 670 和 DL/T 770 等标准的规定。

110kV 线路光纤纵联电流差动保护的功能要求

- a) 差动保护只有在两侧差动功能都处于投入状态时才能动作，两侧功能投退状态不一致时应发告警信号。
- b) 纵联电流差动保护启动元件和本侧差动元件同时动作才允许差动保护出口。应考虑线路一侧断路器处于跳闸位置时，差动保护应能可靠动作。线路两侧的纵联电流差动保护装置均应设置本侧独立的电流启动元件，必要时可用交流电压量等作为辅助启动元件，但应考虑在 PT 断线时对辅助启动元件的影响。差动电流不能作为装置的启动元件。

c)CT 断线时,应退出零差及断线相差动功能,同时断线相自动投入 CT 断线差动保护,CT 断线差流定值可整定。未断线相的相电流差动功能正常投入。

d)应允许线路两侧采用变比不同的电流互感器。

e)线路两侧纵联电流差动保护装置应互相传输可供用户整定的数字地址编码,并对地址编码进行校验,校验出错时告警并闭锁差动保护。

f)具有通道监视和误码检测功能,通道故障时,应能发出告警信号,必要时闭锁差动保护。

g)远方跳闸可经控制字选择是否经本侧启动判据闭锁。

h)差动保护应能适应过渡电阻缓慢变化的高阻接地故障。

2.4.11.12.17 相间及接地距离保护的功能要求

a)设置三段相间距离和三段接地距离保护,各段可分别投退,各段定值和时间可独立整定;

b)远后备段保护,应采取措施解决中长线路躲负荷阻抗和灵敏度要求之间的矛盾;

c)手动合闸固定加速相间距离和接地距离保护III段,应考虑措施防止手合于空载变压器时保护误动;

d)相间及接地距离 III 段动作固定闭锁重合闸;相间及接地距离 II 段动作可经控制字选择是否闭锁重合闸。

e)距离保护 I、II 段是否经振荡闭锁受“振荡闭锁元件”控制字控制;距离 III 段固定不经振荡闭锁;

f)重合闸后加速距离保护固定加速距离 II 段,是否经振荡闭锁受“振荡闭锁元件”控制字控制;

2.4.11.12.18 零序电流保护的功能要求

a)设置四段定时限零序过流保护。各段是否带方向经控制字选择,PT 断线时带方向的段自动退出方向;

b)零序功率方向元件,应采用自产零序电压和自产零序电流。在零序电压二次值 $3U_0$ 不小于 $1V$ 的情况下,应保证零序方向元件的正确性;

c)设置不小于 100 ms 短延时的零序后加速段保护,在手动合闸或自动重合时投入使用;

d)零序III、IV段动作经控制字选择是否闭锁重合闸。

2.4.11.12.19PT 断线过电流保护的功能要求

a)当距离保护和零序过流保护投入压板均退出时,PT 断线过电流保护退出;

b)PT 断线过电流保护设两段,每段一时限;

c)PT 断线自动退出距离保护,自动投入 PT 断线过电流保护;

d)系统电压恢复过程中,正序电压大于 $0.5U_n$ 时,PT 断线元件延时 500ms 返回,恢复正常逻辑。

2.4.11.12.20 CT 断线处理原则

表 2.42 110kV 线路保护电流互感器二次回路断线的处理原则

序号	保护元件		处理方式
1	零序保护	零序 I 段	不闭锁零序 I 段
		零序 II 段	不闭锁零序 II 段
		零序 III 段	不闭锁零序 III 段
		零序 IV 段	不闭锁零序 IV 段
2	后备距离	距离 I 段	不闭锁距离 I 段
		距离 II 段	不闭锁距离 II 段
		距离 III 段	不闭锁距离 III 段
3	过流保护	过流 I 段	不闭锁过流 I 段
		过流 II 段	不闭锁过流 II 段

4	纵联差动保护	闭锁零差，断线相差动门槛抬高至“CT断线后分相差动定值”
5	非断线侧告警	长期有差流、对侧 CT 断线
6	差流越限告警后	CT 断线导致的差流越限，处理同 CT 断线
7	CT 断线逻辑	自动复归
8	CT 断线后分相差定值	固定定值（非自定义定值）

2.4.11.12.21 重合闸的功能要求

a) 当重合闸采用检母无压方式（表 2.43 注 1）或非同期方（表 2.43 注 3）式时， U_x 断线不应报警，不闭锁重合闸。采用其它重合闸方式时， U_x 断线应告警并闭锁重合闸；

b) 检同期重合闸所采用的线路电压应该是自适应的，装置可接入任意相间或相电压；

c) 设置“停用重合闸”功能压板；

d) 应具有检母线无压线路有压方式、检母线有压线路无压方式、检母线无压线路无压方式和检同期方式，四种方式可组合使用，检无压方式在有压后自动转为检同期方式。重合闸启动后，应能满足最长等待时间 10 min 的要求；

e) 具有保护启动以及断路器位置不对应启动重合闸功能，分别设立“保护启动重合闸”和“TWJ 启动重合闸”控制字来投退对应功能，“保护启动重合闸”控制字退出时，保护动作应闭锁重合闸；

f) 后加速保护、远跳保护^[12]动作出口的同时，应闭锁重合闸；

c) 【注】：适用于线路-变压器组变高无断路器接线方式。

g) 应具有外部开入闭锁重合闸功能，任何时候收到该信号，重合闸立即放电；

h) 重合闸启动前，收到压力低闭锁重合闸信号，经延时放电；重合闸启动后，收到压力低闭锁重合闸信号，不放电；

i) 当重合闸采用检线无压方式（表 2.43 注 2）或非检同期方式（表 2.43 注 3）时，母线 PT 断线不闭锁重合闸。采用其它重合闸方式时，母线 PT 断线固定闭锁重合闸；

j) 控制回路断线告警延时应大于开关正常分闸时辅助接点切换时间，控制回路断线告警应闭锁重合闸。

k) 重合于发展性或转换性故障时，保护应正确动作。

表 2.43 重合闸控制字

序号	重合闸方式	整定方式	备注
1	检母无压线有压	0, 1	
2	检母有压线无压	0, 1	
3	检母无压线无压	0, 1	
4	检同期	0, 1	
注 1：仅当第 1、3 项同时置“1”时，为“检母无压”方式。			
注 2：仅当第 2、3 项同时置“1”时，为“检线无压”方式。			
注 3：当第 1~4 项同时置“0”时，为“非同期重合闸”方式。			

2.4.11.12.22 过负荷保护

过负荷告警，设一段一时限。

2.4.11.12.23 过流保护

a) 设置带延时的两段相电流过流保护。各段相电流过流定值及延时可分别整定。

b) 过流保护功能经过流保护投入压板和控制字投退。

c) 各段过流保护不经方向元件控制。

- d) 各段过流保护不经 CT 断线闭锁。
- e) 各段过流保护不经电压闭锁。
- f) 各段过流保护不经加速跳闸逻辑，不经手合加速和重合加速。
- g) 过流保护动作跳闸并闭锁重合闸。

2.4.11.12.24 数字接口装置的功能要求

- a) 与光端机的数字电气接口应符合 ITU.-G703 规定(2048kb/s, 负载阻抗: 75 欧姆, 电平)。
- b) 通过光纤与继保室的保护装置连接, 通过同轴电缆与通信设备的 2048kbit/s 终端口连接。
- c) 保护通道接口装置的尾纤接口类型应采用 FC 接口。同轴电缆接头应采用 L9 头, 同轴电缆型号为 SYV-75-2-1。

- d) 数字接口装置采用-48V 直流电源。

2.4.11.12.25 操作箱(插件)功能要求(电缆跳闸方式)

- d) a) 操作箱(插件)的防跳功能应方便取消, 跳闸位置监视与合闸回路的连接应便于断开; 跳闸回路与合闸位置监视应方便在外部固定连接
- e) 操作箱(插件)中的断路器跳、合闸压力闭锁功能应方便取消;
- f) 保护装置先上电而操作箱(插件)后上电时, 不应误启动重合闸;
- g) 操作电源的自动空气开关(以下简称空开)应设在操作箱(插件)所在屏内;
- h) 操作箱(插件)应具备以下功能:

手合、手跳回路; 保护跳闸回路(启动重合闸); 永跳回路(闭锁重合闸); 断路器压力闭锁回路; 断路器防跳回路; 与相关保护配合的断路器位置; 跳闸及合闸位置监视回路; 控制回路断线闭锁重合闸回路及信号(含直流电源监视功能)(注: 具有弹簧未储能闭锁重合闸功能); 事故总信号。

- i) 具有合后接点和手跳接点提供给备自投装置。

2.4.11.12.26 电压切换箱(插件)功能要求

- a) 电压切换回路采用保持继电器接点;
- 切换继电器同时动作信号, 应采用保持继电器接点; 切换继电器回路断线或直流丢失信号, 应采用不保持继电器接点。

- b) 隔离刀闸辅助接点采用双位置输入方式。

2.4.11.12.27 智能终端功能要求

对于光缆跳闸装置, 与之相配合的智能终端应遵循《智能终端技术规范》要求。

2.4.11.12.28 网络通信及身份鉴别要求

2.4.11.12.28.1 GOOSE 双网接收机制应满足以下基本原则

- a) 继电保护装置应具有双网数据一致性校验功能, 装置接收到双网数据不一致时告警, 不一致现象消失后告警返回。

- b) 对网络风暴(重复报文)、异常帧、畸形帧等无效报文应该具有识别和抑制的能力, 不能引起保护的死机、重启、软复位。单网出现上述异常时不能引起保护功能的丧失。至少能识别以下非法情况: 不符合链路层以太网规则的报文; 接收方 MAC、AppID、GOID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数不匹配; 通道个数及订阅通道的数据集类型不一致。

- c) 某控制块发生网络雪崩时, 应不影响其他控制块, 不能引起保护死机、重启、软复位。

- d) 对于双网接收机制判发送方重启条件下(即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小)的单帧突发异常报文, 应该具有容错机制。

- e) 当发生单网运行情况时, 应能正常使用单网的数据; 当断链网络恢复时, 保护应经容错鉴别后方使用该网数据, 不应发生误动、拒动。

- f) 保护装置接收到 GOOSE 长期不更新时, 应具有告警功能, 并能够识别心跳报文防止频繁告警。

- g) 当 StNum 不变时, 应对数据区内容进行识别, 若数据区变化应告警。

- h) 双网接收机制判发送方重启条件(即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小)应充分考虑装置重启、双网间存在较大延时等异常工况, 保护装置不应发生误动、拒动。

- i) 网络异常恢复后装置应恢复正常。

2.4.11.12.28.2 装置应具备 MMS 报文容错及自恢复能力

a) 装置对 MMS 协议应有足够的健壮性,对畸形帧、超长帧、超短帧应具备一定的容错能力,具备持续、稳定运行的能力。

b) 在极端异常情况下,允许 MMS 通信进程重启,装置应具备 MMS 自恢复能力,恢复过程中不得影响保护功能,不得改变保护定值、配置等重要参数。

2.4.11.12.28.3 装置配置文件上传和下装使用的网口及协议要求

a) 保护装置运行口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。保护装置配置文件的上传和下装应使用调试口,保护装置仅在投入检修压板时开启调试口的文件上传及下装功能,退出检修压板时自动关闭调试口的 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。

b) 过程层交换机业务口、运维口禁止采用 telnet、ftp、sftp、http、https 协议。过程层交换机配置文件的上传和下装应使用调试口。

c) 多余、无用的服务和端口应关闭。

2.4.11.12.28.4 保护装置用户身份鉴别要求

保护装置应具备用户身份标识和鉴别功能。保护装置支持用户数量不低于 3 个,至少包含管理员,操作员 1(用于修改定值、参数、配置、软压板),操作员 2(用于不停电传动)。操作员进入装置进行参数修改前需要输入密码进行身份鉴别,操作完成保存时需再次输入密码实现二次鉴别。不停电传动输入密码进行使能允许操作时视作一次鉴别,选择传动相(侧)输入密码视作第二次鉴别。

2.4.11.12.29 保护信息文件化相关要求

保护装置宜支持通过 XML 格式形成定值文件、档案文件、状态文件和告警文件,实现定值读写、档案信息上送、保护状态以及告警信息上送等功能:

1) 定值文件应包含定值文件描述、定值分组、更新配置等信息,并应支持通过文件读写实现定值读取及整定;

2) 档案文件应包含设备识别代码、装置型号、软件版本、程序生成时间及校验码等装置基本信息,并应支持增加投运时间、插件更换情况等运维信息;

3) 状态文件应包含装置的 ICD 文件保护遥信(dsRelayDin)、保护遥测(dsRelayAin)等数据集中保护状态量及模拟量信息;

4) 告警文件应包含告警信息原因分类及具体告警原因信息,通过动态文件 almDynamicInfo 和静态文件 almStaticInfo 两种方式组合上送;

5) 各类文件的格式要求及示例见 Q/CSG 1201029-2020《南方电网继电保护通用技术规范》附录 A、B、C、D。

2.4.11.12.29.1 文件要求

d) 装置接收到生成定值文件的直控命令后,生成的定值文件内容应与装置当前定值保持一致,且应包含所有区(含定值预备区)定值。

e) 装置上电重启时可自动删除动态告警文件、状态文件、定值文件。

f) 装置定值发生变化且固化后,应立即自动删除定值文件。

5.34.2 装置操作控制

e) 定值文件的生成及上传操作不受远方修改定值软压板、远方操作硬压板控制。

f) 档案文件、告警文件及状态文件的生成及上传操作不受远方操作硬压板控制。

g) 远方复归不受远方操作硬压板控制。

h) 应有相关的闭锁机制,防止网络异常时频繁生成文件影响保护装置正常运行,至少应具备以下措施:

① 动态告警文件或状态文件每天仅允许执行 3 次的生成文件直控命令;装置重启后可重新计时计次。

② 在不大于 3 分钟的间隔时间内,装置仅允许执行一次生成定值文件的直控命令,每小时执行不多于 20 次的生成定值文件直控命令;装置重启后可重新计时计次。

③ 当满足闭锁机制时,装置接收到相关文件生成的直控命令时应拒绝执行,并反馈该类文件生成失败报告。

2.4.11.12.29.2 远方修改定值要求

远方修改定值应符合《继电保护远方操作技术要求(试行)》。通过定值文件校核时,为确保上送为最新定值文件,客户端应先发生生成定值文件的直控命令,待保护装置生成定值文件成功后,客户端再召唤定值文件。

2.4.11.12.30 安全可控装置相关功能要求

2.4.11.12.30.1 装置的功能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.11.12.30.2 继电保护装置核心保护功能、算法实现不依赖于操作系统，直接运行在硬件层，简洁可靠。

2.4.11.12.30.3 常规采样的装置应坚持双 A/D 结构设计，防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作。

2.4.11.12.30.4 装置除出口继电器外，任一元件损坏时，不应误动作跳闸。

2.4.11.12.30.5 110kV 及以上装置应坚持“保护+启动”或“保护+保护”的系统架构设计原则。采用“保护+启动”架构时，保护逻辑和启动逻辑分别在不同处理器或同一处理器不同核上运行，程序异常复位功能应相互独立且互不影响。

2.4.11.12.30.6 装置的整体功能（保护、人机及通信等）以及整体性能（采样精度、动作灵敏度、动作速度等）应与现有装置持平，满足现行国标、行标关于装置技术规范以及测试规范的要求。

2.4.11.12.30.7 装置应具备内存软错误的防控措施，内存发生单 Bit 位翻转时能够可靠防止装置误动。

2.4.11.13 试验

试验方法按 Q/CSG 1201029-2020《南方电网继电保护通用技术规范》中 10、11 的规定进行。

2.4.11.13.1 型式试验

在下列任一情况下，装置须进行型式试验：

2.4.11.13.1.1 新产品研发或定型前。

2.4.11.13.1.2 产品正式投产后，如遇设计、工艺材料、元器件有较大改变，经评估影响装置性能或安全性时。

2.4.11.13.1.3 当装置软件有较大改动时，应进行相关的功能试验或模拟试验。

2.4.11.13.1.4 执行有关规定时。

2.4.11.13.1.5 正常试验大气条件：

a) 环境温度：+15℃～+35℃；

b) 相对湿度：45%~75%；

c) 大气压力：80kPa~106kPa。

在上述正常试验大气条件下：应对如下项目逐条进行型式检验：

a) 温度影响；

b) 温度贮存；

c) 功率消耗；

d) 过载能力；

e) 主要功能、技术性能；

f) 静态模拟；

g) 动态模拟；

h) 电磁兼容性能；

i) 直流电源影响；

j) 绝缘性能；

k) 耐湿热性能；

l) 连续通电；

m) 机械性能；

n) 结构与外观；

o) 安全（仅测量保护接地连续性和安全标志检查）

2.4.11.13.2 出厂试验

每套装置均应进行出厂试验，经质量检验部门确认合格后方可出厂，并应具有证明产品合格的出厂证明书。

投标方应提供同类设备加盖质量检验部门检验专用章的出厂检验报告。

在设备交货之前在投标方厂内进行下列工厂试验项目，以表明设备符合本技术条件书规定的要求。招标方代表参加作为试验见证。

微机保护装置工厂试验项目如下：

2.4.11.13.2.1 结构和外观检查

2.4.11.13.2.2 基本功能试验

装置中各种原理保护的定值试验

各种原理保护的動作时间试验

各种原理保护的動作特性试验

逻辑回路及联合動作正确性检查

数据采集系统的精度和线性度范围试验

硬件系统自检

硬件系统时钟校核

通信检查

开关量输入输出回路检查

以上试验的结果应满足以上三~五的各项技术要求

2.4.11.13.2.3 连续通电试验

2.4.11.13.2.4 110kV 及以上电压等级智能站按要求开展组网出厂验收调试工作。

各供应商除完成所供装置的单体出厂测试外，还应配合集成商按实际工程搭建典型间隔的模拟测试环境，完成过程层网络、SCD、智能录波器功能等项目的整体调试。

2.4.11.13.3 现场试验及调试

装置运到工地安装完毕，招标方会通知投标方专家到场参加设备调试，保护定值由招标方提供。投标方按该保护定值进行调试工作，并进行模拟故障时开关传动试验，证实保护与其他设备工作正常。

调试完毕后，投标方应向招标方提供设备调试报告。

在调试过程中，若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况，投标方应负责更换。

2.4.11.13.4 送样检测标准如下（具体测试根据实际物资品类选取）：

中国南方电网有限责任公司 110kV 线路保护装置送样检测标准、

中国南方电网有限责任公司 110kV 及以下系统断路器操作插件（箱）送样检测标准

2.4.12 10kV 备自投装置

2.4.12.1 技术要求

2.4.12.1.1 环境条件

2.4.12.1.1.1 周围空气温度

最高温度：55℃

最低温度：-10℃

2.4.12.1.1.2 最大相对湿度：95%

2.4.12.1.1.3 海拔高度：<1000m

2.4.12.1.1.4 地震烈度：8 度

水平加速度：0.25g

垂直加速度：0.125g

2.4.12.1.1.5 防护等级 IP30

2.4.12.1.2 电气额定参数

2.4.12.1.2.1 交流二次电压：

相电压：100V，

2.4.12.1.2.2 交流二次电流：5A

2.4.12.1.2.3 频率：50Hz

2.4.12.1.2.4 直流电压：DC220V

2.4.12.1.2.5 每套装置交流电压回路功耗：不大于 1VA/相

每套装置交流电流回路功耗：不大于 0.5VA/相—— $I_n=1A$

不大于 1VA/相—— $I_n=5A$

2.4.12.1.2.6 最大允许电流：连续：2 倍额定电流

10 秒：10 倍额定电流

1 秒：40 倍额定电流

- 2.4.12.1.2.7 最大允许交流电压：连续：1.2 倍额定电压
10 秒：1.4 倍额定电压
- 2.4.12.1.2.8 装置动作时间：
装置出口继电器的动作时间<5 毫秒
- 2.4.12.1.2.9 输出接点容量：
 - 2.4.12.1.2.9.1 用于跳合闸回路
最大运行电压：160V/320V
连续运行电流：5A
触点容量：30W（直流有感回路 $T=5 \times 10^{-3}$ ）
 - 2.4.12.1.2.9.2 用于信号回路
最大运行电压：160V/320V
连续运行电流：3A
触点容量：10W（直流有感回路 $T=5 \times 10^{-3}$ ）
- 2.4.12.1.2.10 设备工频耐压
 - 2.4.12.1.2.10.1 交流回路对地：2kV/分
 - 2.4.12.1.2.10.2 直流回路对地：1.5kV/分
 - 2.4.12.1.2.10.3 交流回路对直流回路：2kV/分
 - 2.4.12.1.2.10.4 浪涌电压冲击试验：5kV 1.2/50 μ s

2.4.12.2 技术性能

2.4.12.2.1 电源：

2.4.12.2.1.1 直流电源：

装置直流电源电压在 0.8~1.15UN 的范围变化时，设备应能正常运行。

在直流电源开合过程中、直流回路一点接地情况下、在直流电源电压缓慢或突然变化过程中，装置不应误动作。当直流电源电压恢复正常时，装置应能自动恢复正常运行。

每套装置应有独立的 DC-DC 变换器，当直流电源电压突然消失然后恢复正常时，装置 DC/DC 变换器应有自恢复功能。

直流电源在纹波系数不大于 5%时，不对装置正确动作有所影响。

装置电源应采用优质的电源模块，投标方应明确声明其无故障连续运行时间。

2.4.12.2.1.2 交流电源：

交流电源为 3 相 4 线，50Hz，400/230V。辅助设备的端电压分别为 380V 和 220V。由站用电源供电的所有设备和装置应能承受 $\pm 20\%$ 的电压波动和 $\pm 10\%$ 的频率变化。

2.4.12.2.2 装置的硬件组成应模块化，各模块具有良好的可扩展性。

2.4.12.2.3 断线闭锁及报警：

CT、PT 断线、直流电源消失等严重影响装置功能的异常发生后，装置应有防止误动作的措施并闭锁相关功能，异常期间装置面板上的异常闭锁信号灯保持，异常消失后自动熄灭，并自动解除闭锁（直流电源消失除外），同时装置应留有相应记录并自动打印异常报告。

2.4.12.2.4 装置具有对交直流系统操作和大气过电压以及系统谐波有抗干扰能力。在暂态谐波分量影响下，装置不应出现误动、拒动、动作时间延长、测量精度降低等情况。

2.4.12.2.5 装置应有自检监测功能。当装置任一元件故障或损坏时，相关切负荷、自投装置应被闭锁，发出告警信号，并指示出故障部分。

2.4.12.2.6 对装置出口回路接点要求，所有输出接点必须是无压常开接点。装置应提供足够的输出接点供跳闸、信号、录波等使用。

2.4.12.2.7 装置出口跳闸回路应有出口压板，以便装置的投退工作。

2.4.12.2.8 装置应充分考虑到运行的安全性、灵活性，装置应设有投退的软、硬压板和检修压板。

2.4.12.2.9 装置直流逻辑输入回路必须通过光电耦合元件或转换继电器以便与外部回路相隔离以防干扰引入装置内。无论是开关量输入还是输出，计算机与外部的信号交换都须经光电隔离，不得有直接电的联系。

2.4.12.2.10 装置动作后应有就地显示，并打印有关信息。

2.4.12.2.11 CPU 应能自动复归：当 CPU 因受干扰进入死循环或“死”机后，应由硬件检查，并发出 CPU 复归信号，让装置重新进入正常工作状态。

2.4.12.2.12 低通滤波：装置交流模拟量输入回路应加低通滤波，把高频分量滤除；并可进一步采取数字滤波。

2.4.12.2.13 装置应有事故记录、数据记录等功能。并要求能通过 USB 口或串口调取录波数据、动作报文。

2.4.12.2.14 装置应能实时测量有关线路的电压、电流，按当时的运行方式、故障型式，根据功能要求，执行相应的控制措施。

2.4.12.2.15 装置应在系统出现扰动和不对称分量，电流、电压突变等条件满足时可靠启动。

2.4.12.2.16 装置的输出信号回路应配有磁保持或机械保持的信号继电器或其它信号保持装置。

2.4.12.2.17 装置应具有与站内独立组网的 GPS 同步对时系统的对时接口，应采用 IRIG-B（DC）对时方式，误差应不大于 1 毫秒。如对时信号消失则采用装置自身时钟，24 小时误差不大于±5 秒。

2.4.12.2.18 装置应能直接联入站内监控计算机以太网，数据应带有时标。装置提供无源接点和通信接口（不少于 2 个以太网接口）进行信号传送。通信规约采用 DL/T60870-5-103（IEC60870-5-103）或符合 DL/T860（IEC61850）标准的规约。当采用 IEC 61850 时装置应按 IEC61850 标准建模，并具有完善的自我描述功能，厂家应提供 ICD 文件，完整的装置说明文档，包括模型一致性说明文档、协议一致性说明文档、协议补充信息说明文档等。

2.4.12.3 装置的功能要求

2.4.12.3.1 装置的功能逻辑要求应满足《广东电网 10kV 备自投标准化设计要求（2020 版）》。

2.4.12.3.2 装置应配置必要的通讯模块或插件，用以接入安自信息管理系统；硬件平台性能应能满足《广东电力系统安全自动装置全息存储与交互规范》，实现远程监视和控制。

2.4.12.4 试验

2.4.12.4.1 质量保证

2.4.12.4.1.1 订购的新型产品除应满足本规范书外，卖方还应提供产品的鉴定证书。

2.4.12.4.1.2 卖方应保证制造过程中的所有工艺、材料等（包括卖方的外购件在内）均应符合本规范书的规定。若买方根据运行经验指定卖方提供某种外购零部件，卖方应积极配合。

2.4.12.4.1.3 卖方应遵守本规范书中各条款和工作项目的 ISO9000、GB/T1900 质量保证体系，该质量保证体系已经过国家认证和正常运转。

2.4.12.4.1.4 备自投屏柜内的各种元件，应选择具有生产许可证的专业制造厂家的产品。

2.4.12.4.1.5 元件的额定电压、额定电流使用寿命、接通和分断能力、短路电流承受能力等参数应符合元件额定参数的要求，对强制认证的元件应具有认证标志。

2.4.12.4.1.6 卖方还应提供相关试验报告。

2.4.12.4.2 由卖方进行的试验分成型式试验、动模试验、出厂试验和现场试验四种类型，试验项目和内容深度必须符合相关规范的具体要求。

2.4.12.4.3 型式试验

卖方应提供投标产品的型式试验报告，并在下列任一情况下，装置须进行型式试验。

2.4.12.4.3.1 新设计投产的成套装置（包括转厂生产），在鉴定前应进行新产品定型型式试验。

2.4.12.4.3.2 连续生产的装置，应每 4 年对出厂检验合格的装置进行一次型式试

验。

2.4.12.4.3.3 当改变制造工艺或主要元件，而影响屏的性能时，均应对首批投入生产的合格品进行型式试验。

2.4.12.4.4 动模试验

卖方应根据买方提出的动模试验项目内容，在行业级或国家级检测机构处开展投标产品的动模试验，且试验前应通知买方到场见证。

卖方应提供投标产品的动模试验（例如 RTDS）报告，并在下列任一情况下，装置须进行动模试验。

2.4.12.4.4.1 新设计投产的成套装置(包括转厂生产)，在鉴定前应进行新产品定型的动模试验。

2.4.12.4.4.2 连续生产的装置，在标准软件程序作了任何改动后应进行一次动模试验。

2.4.12.4.4.3 当改变制造工艺或主要元件，而影响屏的性能时，均应对首批投入生产的合格品进行动模试验。

2.4.12.4.5 出厂试验

每套装置均应进行出厂试验，经质量检验部门确认合格后方能出厂，并应具有证明产品合格的出厂证明书。

在设备交货之前在卖方厂内进行下列工厂试验项目，以表明设备符合本技术条件书规定的要求。买方代表参加作为试验见证。

卖方应具备齐全、灵活的测试程序和手段，并提供设备硬件、软件功能、通信通道、防误措施等方面的测试报告。

2.4.12.4.5.1 装置的外部检查、有关二次回路的绝缘和耐压检验、有关操作信号设备及其回路的检验、逆变电源的检验参照《中国南方电网继电保护及安全自动装置检验条例（试行）》的内容执行。

2.4.12.4.5.2 定值检验除完成《中国南方电网继电保护及安全自动装置检验条例（试行）》规定的内容外，还应核实装置在断电或故障重启后定值不会发生变化。

2.4.12.4.5.3 装置测量精度测试。

2.4.12.4.5.4 装置自检和防误闭锁措施测试。

2.4.12.4.5.5 装置故障判据测试。

2.4.12.4.5.6 装置报文校验测试。

2.4.12.4.5.7 装置报告完整性测试。

2.4.12.4.5.8 软件版本测试。

2.4.12.4.5.9 装置图纸资料检查。

2.4.12.4.5.10 切负荷逻辑测试。

2.4.12.4.5.11 总的备自投时间测量。

2.4.12.4.5.12 通电试验。

2.4.12.4.6 现场试验

2.4.12.4.6.1 现场安装

设备运到安装现场后，卖方应有有关专业技术人员至现场进行技术指导和安全监督。

2.4.12.4.6.2 现场调试

安装完毕后卖方专家到场参加设备调试，处理调试中的技术问题。

在调试过程中，若发现设备存在元器件损坏或不正常工作情况、机械结构的损坏等，卖方应负责更换及修理。

调试完毕后，卖方应向买方提供设备调试报告。

2.4.13 智能控制柜

2.4.13.1 技术要求

2.4.13.1.1 额定电气参数

a) 额定电压：220V、110V；

b) 允许偏差：-20%~+15%；

- c) 纹波系数：不大于 5%；
- d) 开入电压：强电开入 220V 或 110V。

2.4.13.1.2 技术性能要求

2.4.13.1.2.1 一般要求

- a) 应具备高可靠性，平均故障间隔时间应不小于 30000 小时，使用寿命宜大于 10 年；
- b) 硬件应是模块化的、标准化的插件式结构，各个板卡应易于维护和更换；除出口继电器外任何一个元器件损毁，应不造成误出口；
- c) 装置建模应符合 DL/T 860 和《智能变电站 IEC 61850 工程通用应用模型》的要求。

2.4.13.1.2.2 型号规范及软件版本

装置型号及软件版本应符合以下要求：

- a) 装置型号由图 1 中①、②、③、④部分的信息组成，装置面板应能显示装置型号；
- b) 版本信息由图 1 中⑥、⑦、⑧部分的信息组成；
- c) 装置软件版本由装置型号、版本信息组成，装置软件版本描述方法如图 2.39 及表 2.44 所示。

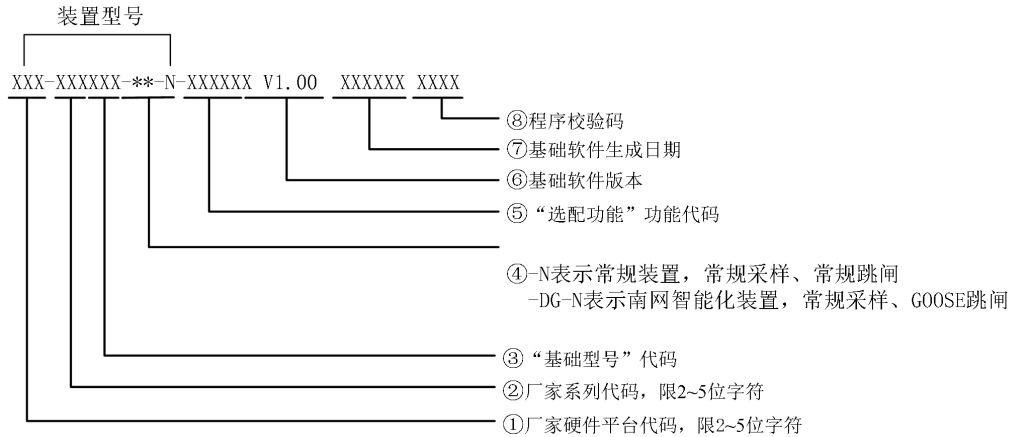


图 2.39 装置软件版本描述方法

表 2.44 智能终端“型号”代码分类表

序号	类型	分类	装置型号	型号代码
1	智能终端	断路器	三相智能终端	ILA
2			分相智能终端	ILB
4		本体	本体智能终端Ⅰ型	ITA
5			本体智能终端Ⅱ型	ITB
6			本体智能终端Ⅲ型	ITC

2.4.13.1.2.3 适用范围

表 1 规定的装置型号适用范围如下：

- a) 三相智能终端适用于三相机构控制断路器，也可用于控制母线刀闸；三相智能终端用于控制母线刀闸时可以称为母线智能终端；
- b) 分相智能终端适用于分相机构控制断路器；
- c) 本体智能终端Ⅰ型适用于三相主变和分相主变的单相，含非电量保护；
- d) 本体智能终端Ⅱ型适用于分相主变的三相合一装置，含非电量保护；
- e) 本体智能终端Ⅲ型适用于分相主变的三相合一装置，不含非电量保护。

2.4.13.1.2.4 性能要求

2.4.13.1.2.4.1 跳合闸响应

装置从接收到保护跳闸、合闸 GOOSE 命令到装置跳闸、合闸继电器接点出口的动作时间应不大于 7ms。

2.4.13.1.2.4.2 开入响应时间

从开入变位到相应 GOOSE 信号发出（不含防抖时间）的时间延时不应不大于 5ms。

2.4.13.1.2.4.3 对时精度

装置的对时精度误差应不大于±1ms。

2.4.13.1.2.4.4 SOE 分辨率

SOE 分辨率应不大于 1ms。

2.4.13.1.2.4.5 GOOSE 订阅数量

断路器智能终端订阅 GOOSE 控制块数量应不少于 15 个，本体智能终端订阅 GOOSE 控制块数量应不少于 5 个。

2.4.13.1.2.4.6 启动功率

非电量跳闸的大功率继电器启动功率应不小于 5W。

2.4.13.1.2.4.7 抗交流串扰

非电量跳闸的大功率继电器当直接施加 220V 工频电压的时候，不应该动作。

2.4.13.1.2.4.8 与断路器跳合闸线圈和控制器相连的继电器

与断路器跳合闸线圈和控制器相连的继电器应满足以下要求：

a) 电流型继电器的启动电流值不大于 0.5 倍额定电流值；

b) 电压型继电器的启动电压值不大于 0.7 倍额定电压值，且不小于 0.55 倍额定电压值；

c) 触点性能应符合下列要求：

(1) 机械耐久性：接通不小于 1000 次、断开不小于 1000 次，不带负载触点不小于 10000 次；

(2) 接通容量：当 $L/R = 40\text{ ms}$ ，不小于 1000 W；

(3) 通过电流：

(4) 连续：不小于 5 A；

(5) 短时：持续 200 ms，不小于 30 A；短时额定工作周期应为：接通 200ms，断开 15s；

(6) 最大断开容量：当 $L/R = 40\text{ ms}$ 时，不小于 30 W；

(7) 触点间最大电压：额定电压的 1.1 倍；

d) 接点介质强度应满足以下要求：

(1) 同一组触点断开时，能承受工频 1000V 电压，时间 1min；

(2) 触点与线圈之间，能承受工频 2000V 电压，时间 1min。

2.4.13.1.2.4.9 其他继电器

其他继电器应满足以下要求：

a) 触点性能：开关量触点输出的性能应满足 GB/T 21711.1 的要求；

b) 介质强度：应符合 6.8 d) 的要求。

2.4.13.1.2.4.10 动作电压要求

强电开入回路或直跳回路的启动电压值不应大于 0.7 倍额定电压值，且不应小于 0.55 倍额定电压值。

2.4.13.1.2.4.11 抗网络风暴能力

a) 有效报文

当装置的任意一个端口发生网络风暴（即重复性 GOOSE 报文）时，装置的其他端口依然能够正常接收 GOOSE 报文信息而不丢失，装置性能应满足要求。

b) 无效报文

当背景流量为装置非订阅报文（MAC 地址或 APPID 为非订阅）时，任何背景流量下，装置性能应满足要求。

2.4.13.1.2.4.12 温湿度采集精度

装置采集的温湿度模拟量精度误差在检验基准条件下应不大于额定值的 1%，其他条件下精度误差应不大于额定值的 2%。

2.4.13.1.3 电磁兼容性能及环境要求

2.4.13.1.3.1 辐射电磁场干扰

装置能承受 GB/T 14598.9 (idt IEC60255-22-3) 规定的 III 级 (10V/m) 的辐射电磁场干扰试验。

2.4.13.1.3.2 快速瞬变干扰

装置能承受 GB/T 14598.10(idt IEC60255-22-4)规定的严酷等级为 A 级(通信端口 2 kV, 其他端口 4kV)的快速瞬变干扰试验。

2.4.13.1.3.3 脉冲群干扰

装置能承受 GB/T 14598.13(eqv IEC60255-22-1)规定的Ⅲ级 1MHz 和 100kHz 脉冲群干扰试验(第一半波电压幅值共模为 2.5kV, 差模为 1kV)。

2.4.13.1.3.4 静电放电干扰

装置能承受 GB/T 14598.14(idt IEC60255-22-2)规定的Ⅲ级(接触放电 6kV)静电放电干扰试验。

2.4.13.1.3.5 电磁发射

装置能承受 GB/T 14598.16 规定的传导发射限值和辐射发射限值的电磁发射试验。

2.4.13.1.3.6 射频场感应的传导骚扰;

装置能承受 GB/T 14598.17 规定的调制前电压电平为 140 dBV 或 10 V 的射频传导骚扰试验。

2.4.13.1.3.7 浪涌抗扰度

装置能承受 GB/T 14598.18 规定的浪涌抗扰度试验。

2.4.13.1.3.8 工频抗扰度

装置能承受 GB/T 14598.19 规定的严酷等级为 A 级的工频抗扰度试验。

2.4.13.1.3.9 装置的电磁辐射满足国标相关要求规定。

2.4.13.1.4 绝缘性能

2.4.13.1.4.1 绝缘电阻

在正常试验大气条件下, 装置各独立电路与外露的可导电部分之间, 以及电气上无联系的各独立电路之间, 用电压为直流 500V 的测试仪器测定装置的绝缘电阻值不小于 100M Ω 。

2.4.13.1.4.2 介质强度

在正常试验大气条件下, 装置能承受 GB/T14598.3 规定的交流电压为 2kV(强电回路)或 500V(弱电回路)、频率为 50Hz 历时 1min 的介质强度试验, 而无击穿和闪络现象。

2.4.13.1.4.3 冲击电压

在正常试验大气条件下, 装置的交直流输入回路、输入输出触点等各电路对地, 以及电气上无联系的各独立电路之间, 应能承受 GB/T14598.3 规定的峰值为 5kV(强电回路)或 1kV(弱电回路)的 1.2/50 μ s 标准雷电波的冲击电压试验。试验后, 装置应无绝缘损坏, 性能应符合本规范中的各项规定。

2.4.13.1.5 机械性能

装置的机械性能应符合 DL/T 478-2013 中 4.10 的规定。

2.4.13.1.6 连续通电能力

a) 装置的机箱、插件尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定;

b) 装置应采取必要的抗电气干扰措施, 装置的金属外壳应在电气上连成一体, 并设置可靠的接地点。

c) 装置的机箱应采用免风扇设计, 满足发热元器件的散热要求。

2.4.13.1.7 安全要求

2.4.13.1.7.1 机械安全

1) 柜体的机械部分及其零部件的可触及部分应无锐边、棱角和毛刺, 以防止在安装、运行和维护过程中对人员造成伤害;

2) 柜体的传动、旋转或摆动等运动部件应由限制或防止人员受到伤害的安全防护措施;

3) 柜体应具备足够的稳定性和牢固的连接及安装, 同时应考虑运输过程中的安全。

2.4.13.1.7.2 外壳防护

智能控制柜在户外使用时应具备良好的防水、防尘功能, 防护等级应不低于 IP55; 在室内使用时要求防护等级应不低于 IP40。

2.4.13.1.7.3 抗破坏保护

柜体的外壳应具有抵御未经允许使用工具(例如螺丝刀、钳子、锤子等)进入内部的能力;

柜体应提供牢固的锁具和铰链。固定锁具、铰链及其他零部件的螺钉应是打开柜门后才能安装和拆卸。柜体具备安装防误锁具的条件。

2.4.13.1.7.4 可燃性要求

机柜使用的导线绝缘层、端子、绝缘件等非金属材料的可燃性能应符合 GB/T 14598.27 的要求。柜内非金属材料阻燃等级应达到 GB/T 5169.16 规定的 V-1 及以上。柜体如设有通风孔，通风孔应装设挡板、筛网等防护设施。防火筛网眼尺寸不应大于 $2\text{mm} \times 2\text{mm}$ ，金属丝直径不应小于 0.45mm 。

2.4.13.1.7.5 安全符号

机柜使用的安全符号应符合 GB/T 14598.27 中的规定，具有柜体外的保护接地标志，具有 IP 防护等级及其他安全标志或说明。

2.4.13.1.7.6 监控、告警要求

1) 温湿度告警

a) 柜体内应配置温度传感器对柜内温度进行监测，并可上送监测温度值。当柜内温度或湿度超出规定范围时，应提供告警信号硬节点输出。

b) 温湿度调节装置发生故障时，应提供故障告警信号硬节点输出。

c) 电源断电时，应提供断电告警信号硬节点输出。

d) 宜提供柜门开启的硬节点输出。

e) 温湿度传感器的信号输出要求电压 $0 \sim 5\text{V}$ 、电流 $4 \sim 20\text{mA}$ 。

f) 应提供空开告警信号辅助节点输出。

2) 火灾告警（可选）

当柜内发生燃烧和出现烟雾时，智能控制柜应发出告警信号并传给监控中心。

3) 水浸告警（可选）

当柜体发生水浸或水淹时，智能控制柜应发出告警信号并传给监控中心。

4) 噪声要求

户外柜的噪声排放应符合 GB 12348-2008 中规定的 3 类声环境功能区的噪声限值要求，最大噪声值应小于 $65\text{dB}(\text{A})$

2.4.13.1.7.7 网络安全要求

在设备生命周期内，若设备本身存在安全隐患或漏洞，投标方应为招标方进行安全修复或更换。

2.4.13.1.8 屏柜要求

2.4.13.1.8.1 柜体结构

2.4.13.1.8.1.1 柜体外观和结构形式

a) 户外无遮蔽场所使用时，采用双层隔热结构，柜体夹层中宜填充聚氨酯或其他具有良好阻燃性能的保温材料；户内控制柜可采用单层柜体。

b) 柜体的结构布局应简洁、合理、色彩协调、使用维护方便，符合人机工程学的要求。

c) 柜体表面应光滑平整，无明显的凹凸不平或机械划伤、擦伤，无裂纹，毛刺，锈蚀等缺陷。

d) 柜体的焊缝应牢固可靠，外表面应打磨平整，无明显的未熔合、烧穿、咬边、气孔、夹渣等缺陷。

2.4.13.1.8.1.2 连接和紧固

对柜体的连接和紧固要求如下：

a) 柜体中的固定连接部位应牢固可靠，不应有松动现象，不拆卸的螺纹连接处应有防松动措施，所有紧固件均应具有防腐蚀镀层或涂层。

b) 不允许采用无防松动措施的螺纹作为结构和承载的连接；

c) 可拆卸的部件应连接可靠，拆卸方便，拆卸后不应影响再装配的质量，且不应增加再装配的难度；

d) 对于既作连接又作导电用的零件（构成保护电路的连接件除外）应采用铜质材料；

e) 柜体粘接连接应可靠，粘接件不应有脱落现象；

f) 所有裸露紧固件均具有防腐蚀镀层或涂层。

2.4.13.1.8.1.3 可运动部件

柜体的可运动部件应活动自如、可靠，不允许有影响运动性能的松动。在规定的运动范围内不应与其他零件发生碰撞或摩擦等干涉现象。

2.4.13.1.8.1.4 门和门限位装置

对柜体的门和限位装置的要求如下：

- a) 柜门的开启、关闭灵活自如、平稳可靠，开启角度不宜小于 120° ；
- b) 柜体各结合处及门的缝隙均匀，柜门采用防水型三点的锁紧方式，以确保锁紧可靠；
- c) 单门柜门的门轴宜设在左侧（面向柜门），双门柜体宜采用对开门方式；
- d) 单门的宽度不宜大于 1200mm；
- e) 在柜门下侧配置限位装置，门和限位装置经过重复开启/关闭操作后，限位功能应完好，在规定的运动范围内不应与其他零件碰撞或摩擦；
- f) 柜门开启时，门、铰链和限位装置应能承受外加荷载 0.6kN、持续时间为 30min 的试验，试验后应无机械破坏或功能失效；
- g) 户外柜门的限位装置在限位状态下应能承受 22m/s（相当于 9 级）的风力作用于柜门的载荷，限位装置应无机械破坏或功能失效。
- h) 户内柜中如有 IED 配置了显示屏，除有防爆要求的情形外，门上应设置观察窗。
- i) 应具备柜门开关状态监视功能，并提供相应的硬接点开出。

2.4.13.1.8.1.5 锁具

对柜体的锁具要求如下：

- a) 锁具应仅能由被授权的人员开启和闭锁，其性能应符合 GB 21556-2008 中 4.9 规定的要求。使用在有人值守的场所时，锁具的防破坏能力应不低于该标准表 18 中的 B 级要求，使用在无人值守的场所时，锁具的防破坏能力应符合该标准表 18 中的 A 级要求；
- b) 锁具应开启灵活，闭锁自如，经过长距离的运输和长期贮存后，锁具的开启和闭锁不应受影响；
- c) 锁具应具备防锈蚀、防尘的功能，在户外长期使用后钥匙能顺利插拔、开启和闭锁；
- d) 前后柜门均应配置锁具。同一柜体前后门锁（钥匙）应具备通用性。

2.4.13.1.8.1.6 通风口

柜体如果有通风口，对柜体通风口的要求如下：

- a) 通风口应设有防尘网，防尘网应便于清洁和更换；
- b) 防尘网应能防止沙尘，昆虫和啮齿动物的侵入；
- c) 防尘网应具有耐腐蚀性；
- d) 户外柜通风口应有防止雨水侵入的措施；
- e) 对于有屏蔽要求的户外柜，通风口应采取屏蔽措施。

2.4.13.1.8.1.7 顶盖

对柜体顶盖的要求如下：

- a) 柜体顶盖无孔洞，户外柜采用不小于 2° 的斜面设计，斜面向左侧（面向前柜门）倾斜，以利于雨水的流动，避免顶部积水；
- b) 顶盖四周的垂直投影尺寸应大于柜体的四周垂直投影尺寸，但每侧不宜大于 50mm；
- c) 顶盖应能承受不小于 1kN/m^2 的均布荷载。

2.4.13.1.8.1.8 起吊部件

柜体上应有便于运输的起吊部件（例如吊环、叉车孔）。起吊过程中，不允许将起吊设备的附件（例如缆绳、吊钩等）穿过柜体的内部进行起吊，起吊设备的定位应确保柜体在移动过程中平稳、平衡。

2.4.13.1.8.2 柜体用材料

对柜体材料的要求如下：

- a) 户内柜体材料宜采用冷轧钢板。户外柜体外层材料宜采用 304 不锈钢，户外柜体材料应具有抗腐蚀和防电化学反应的措施。应用于重污染地区时应加强防腐设计。
- b) 外壁应采用标称厚度不小于 2.0mm 的板材。
- c) 用于户外柜的非金属材料应具有抵御腐蚀性介质的能力，外露的非金属材料应具有良好的抗老化能力。
- d) 非金属材料应为自熄性材料，塑料材料的可燃性等级不应低于 GB/T 5169.16-2008 中规定的 V-1 级要求，泡沫材料的可燃性等级不应低于 GB/T 8332-2008 中规定的 HF-1 级要求；
- e) 柜门密封接缝处宜采用三元乙丙橡胶、聚氨酯或硅胶等密封性能较好的胶条密封，提高密封裕度，且密封圈的对接面应该在柜体底部处。

f) 保温隔热材料的导热系数宜小于 $0.05\text{W/m}\cdot\text{K}$, 其可燃性等级不应低于 GB 8624-2012 中表 1 规定的 B1 级要求。

2.4.13.1.8.3 表面涂覆层和防护要求

当柜体的金属构件需要进行防腐蚀处理时, 其涂覆或镀覆后的表面应完整、细致、均匀和平滑, 不允许有杂质、灰尘(粒)、开裂、划痕、气孔、气泡、起皱、流涎、斑点、结瘤、漏涂、脱落、磨损等缺陷。

柜体涂覆层的颜色宜符合 GB/T3181-2008 中表 2 规定的要求, 颜色推荐采用中性色调。

同一柜体或用于同一工程的柜体, 其涂覆漆层不应有明显的色差, 色差不宜低于 GB/T 9761 规定的 1 级要求, 不应有炫目、反光等现象存在, 宜选用亚光涂料。柜体涂覆漆层的附着力不应低于 GB/T 9286 中表 1 规定的 1 级要求, 硬度应达到 GB/T 6739 规定的 2H 级要求。防腐漆层应通过 GB/T 2423.17 规定的周期为 336h 的耐蚀性检查。

户外柜体涂覆层应具有良好的抗日晒和抗气候能力, 应能够承受 IEC 61969-3: 2011 中 5.4 规定的化学活性物质实验。

增加金属镀层时, 金属镀层附着力应达到 GB/T 5270 规定的 1 级要求, 并应通过 GB/T 2423.17 规定的周期为 196h 的耐蚀性检查。

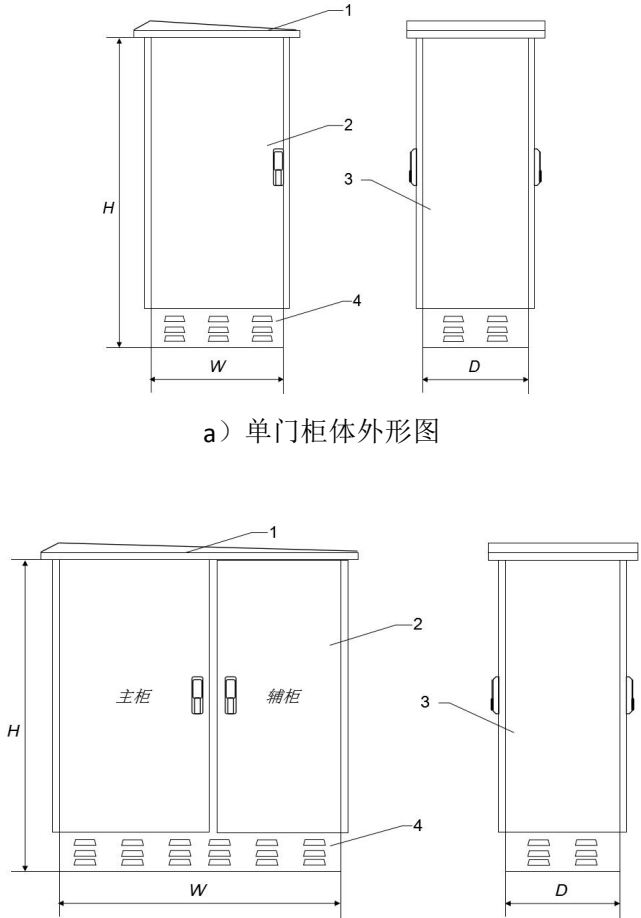
柜内的非金属材料附件应无脱层、空洞等缺陷, 经腐蚀性液体试验后应无裂纹、涂层剥落、脱皮及颜色改变。

当柜体户外布置时, 外露非金属部件及漆层均应具有抗紫外线老化能力。

柜体中采用电镀的零件, 其镀层厚度及结合强度应符合相关电镀标准的规定。

2.4.13.1.8.4 柜体尺寸和公差要求

2.4.13.1.8.4.1 除特殊要求的柜体外, 柜体的外形、尺寸宜符合图 2.40 和表 2.45 的规定。



a) 单门柜体外形图

b) 双门柜体外形图

图 2.40

说明:

- 1——雨帽或柜楣，应采用防积水的斜顶设计；
- 2——外挂柜门；
- 3——外挂的侧板；
- 4——升高底座；

H——壳体高度，不包括雨帽或屏楣的尺寸，满足相应分隔空间及端子排（段）长度、导线及电器件安装空间需求，为增加电缆沟水汽上升的扩散面积，柜体底座高度为 250mm，允许公差为±3mm；

D——壳体深度，满足电器件安装及操作面板、电缆通道所需空间要求，不包括外挂式门的厚度，允许公差为±2mm；

W——壳体宽度，满足端子排排布、电缆通道与接线空间需求，不包括外挂门的侧板或侧门的厚度，允许公差为±2mm。

图 1 门柜体外形图

壳体尺寸应优选采用箱体结构标准尺寸，减少尺寸系列，其推荐的尺寸系列值见表 1.

表 2. 45 智能控制柜柜体尺寸

适用对象			尺寸 mm			
电压等级 kV	间隔	配电装置形式	宽（W）		高（H、含底座）	深（D）
			主柜	辅柜		
35kV、110kV、 220kV、500kV	断路器	GIS	1000	无	2200	800
		AIS	800	600	2200	800
	母线设备、主变本体	GIS/AIS	1000	无	2200	800

2. 4. 13. 1. 8. 4. 2 柜体宜采用地脚螺栓方式固定。柜体宽度小于等于 1000mm 时，应设 4 个地脚螺栓孔（见图 2. 41）；柜体宽度大于 1000mm 时，柜体中央前后应各增加 1 个地脚螺栓孔（共 6 个）。

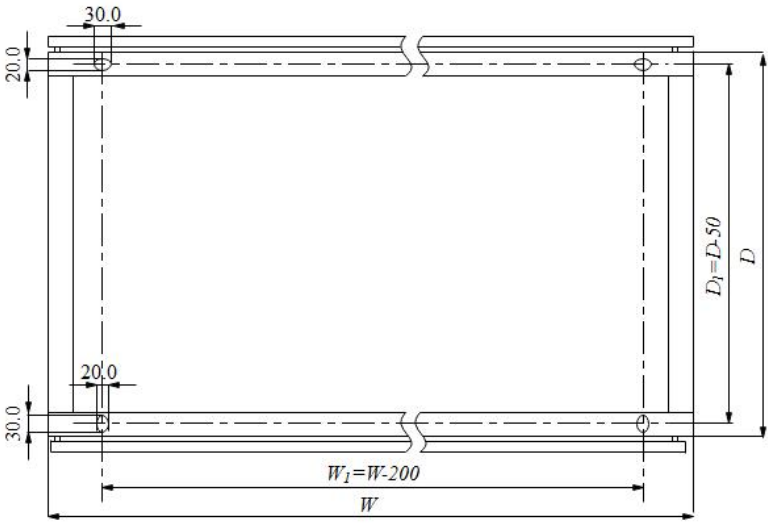


图 2. 41 地脚螺栓开孔尺寸图

2. 4. 13. 1. 8. 4. 3 柜体面板的平面度公差值在任意每平方米内不大于 1. 5mm。

2. 4. 13. 1. 8. 4. 4 柜体各结合处之间的缝隙应匀称，长度小于 1m 的同一缝隙的宽度之差不应大于 1. 0mm，长度不小于 1m 的同一缝隙的宽度之差不应大于 1. 5mm。

2. 4. 13. 1. 8. 5 柜内元件布置

2. 4. 13. 1. 8. 5. 1 柜内元件布置参考附录图 A 所示。

2. 4. 13. 1. 8. 5. 2 柜内元件包括 IED 及各类辅助部件，应排列整齐、层次分明，并留有足够的空间以满足散热要求；应避免端子排之间相互遮挡及 IED 背板连线被遮挡，以便于运行监视、操作调试、维修及拆装。其中一套 IED 检修时应不影响其他 IED 正常运行。

2. 4. 13. 1. 8. 5. 3 柜内元件宜按照合并单元、智能终端、继电保护装置、测控装置、状态监测 IED 及主 IED、过程层交换机、模拟接线面板、硬压板顺序自上而下依次布置。

2. 4. 13. 1. 8. 5. 4 双重化配置时，智能终端宜采用上下或左右集中布置，第一套应在

上侧或左侧，第二套应在下侧或右侧，并应实现电气隔离。第一套相关压板应位于压板布局区域的上方、第二套相关压板应位于压板布局的下方。

2.4.13.1.8.5.5 柜面信号灯和复归按钮等（如有）宜布置于柜面两侧。

2.4.13.1.8.5.6 柜内空气开关宜布置于柜内上部，应采用横向排列。双重化配置的空气开关宜按照功能分区布置。

2.4.13.1.8.6 柜内温湿度调节设备

柜内应有温度自主调节功能，柜内温度保持在 5~55℃之间。当选用空调进行制冷时，柜内温度宜控制在+35℃左右。空调可设置的制冷启动温度宜为 18~50℃，制热启动温度宜为-15~15℃，除湿启动湿度宜为 40~90%。

柜内应具有温度均衡措施，要求柜内上部、中部和下部温度差值不大于 10℃。

柜内宜采用空调设备、热交换器、加热器或风扇等温控措施。并采用插拔式快装设计，便于维修维护。如采用空调设备，应配置空调冷凝水气化蒸发装置。如配置加热器，通电后表面温度不高于 85℃，柜内 IED 及其它电器部件与加热器之间的距离不应小于 80mm。在户外使用时，空调或热交换器的防护等级应不低于 GB/T 4208 中 IP55 的要求；在室内使用时，空调或热交换器的防护等级应不低于 IP40 的要求，耐腐蚀能力强。单台空调的制冷量宜不低于 1000W，单台热交换器的换热效率宜不低于 100W/K。

柜内应具备防凝露措施，对未配置空调设备的户外柜体，内部需额外配置可靠的冷凝除湿器。除湿装置应具备智能化功能：具有自动和人工启动模式及长寿命（间歇式）运行模式。除湿装置温度、温湿阈值设置（计）合理，以确保在温、湿度阈值工作点时除湿装置工作的稳定性、可靠性。

柜内湿度应控制在 5%~80%的范围内，在任何情况下应无凝露。

2.4.13.1.8.6.1 工作电源

温湿度控制设备的工作电源为交流 220V、50Hz。

2.4.13.1.8.6.2 尺寸要求

温湿度控制设备的尺寸应符合以下要求：

a) 空调或热交换器安装在户外柜上，其在柜内侧的尺寸应尽量小，不应影响柜内电气设备的安装、运行和维护；

b) 相近规格的空调或热交换器宜做到安装方式相同、外形尺寸基本一致、安装开孔尺寸一致，宜拆卸，系列产品可以互换。

2.4.13.1.8.6.3 监控要求

空调或热交换器的监控宜满足：

a) 遥测：柜内温度、湿度的远程测量；

b) 遥信：风机、压缩机、加热器等工作状态、正常/故障状态的远程获取；

c) 遥调：启动和关机的远程控制及运行参数的远程设定。

2.4.13.1.8.6.4 操作要求

空调或热交换器的显示操作界面应实现：

a) 显示运行参数、报警信息等；

b) 显示柜内回风口温度；

c) 参数的手工修改；

d) 对于控制的所有操作，应在进行确认操作后才能生效。

2.4.13.1.8.6.5 通信接口

空调或热交换器的通信接口应实现：

a) 支持 RS485 通信接口；

b) 支持端子型接入 DC110V、DC220V 告警节点输出；

c) 支持端子型 4mA~20mA 温度、湿度的直流量输出；

d) 柜内的高温、低温、高湿和掉电告警。

2.4.13.1.8.6.6 噪声

温湿度控制设备的噪声值应符合 6.7 的要求。

2.4.13.1.8.6.7 可靠性要求

空调或热交换器的寿命应大于 80 000h，MTBF 大于 30 000h，40℃时风机应连续工作 40 000h 以上，风扇的寿命大于 40 000h。

2.4.13.1.8.6.8 维护要求

温湿度控制设备厂家应提供设备维护的操作说明，运行单位应根据操作说明对温控

设备定期进行清理维护。

2.4.13.1.8.6.9 磁发射限值
温湿度控制设备的电磁发射限值应符合 GB/T 14598.26—2015 中表 1 规定的要求。

2.4.13.1.8.6.10 抗扰度

1) 电磁快速瞬变抗扰度
温湿度控制设备应能抵御 5/50 ns、峰值电压为 1kV、重复频率为 5kHz 的电快速瞬变振荡波的骚扰而正常工作。

2) 浪涌抗扰度
温湿度控制设备应能抵御试验电压 0.5kV/1kV/2kV，波形为 1.2/50(8/20)us 电压(电流)的浪涌骚扰而正常工作。

3) 阻尼振荡波抗扰度
温湿度控制设备应能抵御 1MHz 及 100kHz 阻尼振动波的骚扰而正常工作。

4) 射频场的传导骚扰抗扰度
温湿度控制设备应能抵御 0.15MHz~80MHz、10V 的射频场传导骚扰而正常工作。

5) 静电放电抗扰度(外壳端口)
温湿度控制设备应能抵御 6kV(接触放电)或 8kV(空气放电)的骚扰而正常工作。

2.4.13.1.8.7 机械性能

2.4.13.1.8.7.1 一般要求
柜体及其零部件在正常工作时间内或经过机械试验后，不应出现下列缺陷：

- a) 影响形状、配合和功能的零部件的变形或损坏；
- b) 安装件、紧固件的弯曲、松动、移位或损坏；
- c) 零部件的翘曲、戳穿、损伤和永久变形；
- d) 门、铰链、盖板等活动部件开关不灵活或闭锁不可靠；
- e) 涂层、密封等部件的膨胀、开裂或脱落；
- f) 金属件锈蚀或镀层、涂覆层的脱落；
- g) 温控、照明、通风等设备紧固件松动或脱落；
- h) 端子接线松脱。

2.4.13.1.8.7.2 静态机械载荷
柜体的静态机械载荷试验应符合 GB/T 18663.1-2008 中 5.2 规定的 SL5 或 SL6 等级的提吊或刚度试验要求。

2.4.13.1.8.7.3 动态机械载荷
柜体的动态机械载荷试验应符合 IEC 61969-3:2011 中表 5 规定的 1 级要求，动态机械载荷应达到 GB/T 18663.1 中规定的 DL4 级。

2.4.13.1.8.7.4 碰撞
柜体承受碰撞的能力应符合 GB/T 18663.1-2008 中表 12 规定的 K3 级要求。

- a) 使用玻璃、塑料等材料的观察窗的碰撞能量值为 GB/T 20138-2006 中的 IK03 级(0.35J)；
- b) 其他各部件的碰撞能量值为 GB/T 20138-2006 中的 IK08 级(5J)。

2.4.13.1.8.7.5 防风
在户外机柜柜门关闭状态下，户外机柜可承受 50 m/s 的强风破坏。

2.4.13.1.8.7.6 地震
户外机柜应具备一定的抗地震性能，应能通过 GB/T 18663.2-2007 中试验波为 A 型或 B 型合成波形的地震试验。抗震性能应符合烈度 8 度的设防要求，在地震烈度大于 8 度地区宜装设隔震垫。

2.4.13.1.8.8 电磁屏蔽要求
对于有电磁屏蔽要求的智能控制柜，其电磁屏蔽性能不应低于 GB/T 18663.3-2007 中规定的 1 级要求，具体指标见下表。

表 2.46 屏蔽性能等级

性能等级	最小屏蔽效能		
	频率范围 30MHz~230MHz	频率范围 230MHz~1000MHz	频率范围 1000MHz~2000MHz
1	20dB	10dB	0
2	40dB	30dB	20dB
3	60dB	50dB	40dB

2.4.13.1.8.9 机电接口

2.4.13.1.8.9.1 接地

柜体接地、绝缘应符合 GB/T 17045 的要求。柜内宜配置工作接地和保护接地两根铜排，铜排截面积不应小于 100mm²，工作接地铜排应与柜体绝缘，保护接地铜排应与柜体电气导通连接。

柜体活动及可拆卸的外露可导电部分均应配置专用接地点，并应通过截面积不小于 4mm² 接地线与柜体或保护接地铜排连接。

柜内 IED 外壳接地应使用截面积不小于 4mm² 接地线与保护接地铜排连接，电缆屏蔽层等应与工作接地铜排连接，电缆铠装层应与保护接地铜排连接。

为防止电击对人身安全造成危害，柜中所有可能触及的金属部分应实现电气互连的连续性并可靠接地。

保护接地端子或接地点与需要接地的部件之间的连接电阻应小于 0.1 Ω。

接地连接处应有防锈蚀、防松脱及刺破绝缘层的措施，并应在导电连续性设计中选择较小的金属电极电位组合，以避免由于结合面产生电化学腐蚀而降低接地连接的可靠性。

柜体的下部的接地铜排下端与柜体安装平面的距离不宜小于 100 mm。接地铜排应采用整体铜质材料，与接地铜排连接的紧固件可采用钢制件或铜制件。

接地线应为黄绿双色绝缘导线或套有黄绿双色套管的导体，接地导体的截面积应符合表 2.47 的规定。

表 2.47 接地导体的最小截面积（单位为平方毫米）

电路上的导线截面积 S	相应的接地导体的最小截面积
$S < 16$	S^*
$16 \leq S \leq 35$	16
$S > 35$	$S/2$
*但不宜小于 4mm ²	

柜体因为内部安装的电子设备提供静电释放防护，宜考虑在柜内设置防静电插孔（推荐的插孔直径值为 3.5mm）并可靠接地，以利于防静电腕带等设施的接插。防静电插孔附近应粘贴防静电标识。

户外柜体的外壳或底座上应预留接地点，用于与主接地网连接，柜门与柜体应有接地线连接。接地点的尺寸见图 2.42。

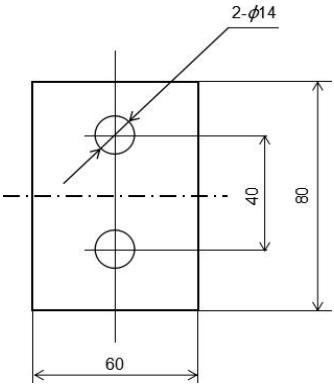


图 2.42 户外柜接地点的尺寸

2.4.13.1.8.9.2 端子排安装及配线

对智能控制柜柜内端子排的安装要求如下：

- a) 端子排宜布置于柜体两侧，采用纵向排列。端子排外侧和柜体后框架边缘的距离不宜小于 150mm；
- b) 端子排上端距柜体顶部的距离不宜小于 100mm，其下端距柜底部的距离不宜小于 200mm；
- c) 当同一侧需要安装两列端子排时，两列端子排外沿的空间距离不宜小于 200mm。
- d) 连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根的导线，并保证可靠连接。装置外部配线侧每一个端子的一个端口只允许连接一根的导线。
- e) 端子排应通过导轨安装，宜按功能分段，不同分段之间可采用终端端子或隔板隔

离。智能控制柜内的端子的分类、分组及排列情况见附录 B。

f) 多股软导线的配线连接头应采用冷压处理，接入端子后应无裸露金属导体、无松动现象。

g) 安装于柜体侧面的端子排应与柜体侧面保持一定的角度，宜在 45 度以上。

2.4.13.1.8.9.3 电气安装和布线结构。

对柜内电气安装和布线结构要求如下：

a) 户外底座底板提供电缆进入的进线孔及密封，采用可拆卸拼接结构，并满足防火封堵的需要。柜底下边必须配有防电缆摩擦的防护措施，应为配线及电缆的进线固定提供条件；

b) 柜内应为光缆提供安装、固定及盘绕附件，光缆宜与电缆分开布置，光缆弯曲半径不小于最小允许值，圆形缆为 $20D$ (D 为光缆直径) $\geq 60\text{mm}$ 。柜内应为光纤配线单元提供合适的固定空间和方式，宜布置于柜体靠下部位。

c) 柜内底板采用格兰头式电缆进线固定方式、光缆采用钢铠装。智能控制柜底部格兰头分布与尺寸参见附录图 B.1。

d) 柜体的前面板下部应设置供调试及检测接线用的穿线孔，穿线孔的直径不宜小于 40mm；

e) 柜体内应为纵向或横向的端子排及行线槽提供安装条件；

f) 柜体应为保护及控制装置、空气开关、转换开关、按钮开关、压板、打印机等设备的安装提供固定结构。插箱或机箱式装置宜采用立柱或摇架式安装，面板宜采用突出式或嵌入式安装。

2.4.13.1.8.9.4 柜内照明

a) 柜体内应安装照明灯具，其照明范围、照度应满足安装、运行和维护中的操作要求，柜内照明系统开/关应通过手控方式实现。

b) 照明灯具的工作电压应采用交流 220V。

2.4.13.1.8.10 电气参数要求

2.4.13.1.8.10.1 交流回路

交流回路的参数如下：

a) 交流电压 $100/\sqrt{3}$, 100V；

b) 交流电流 1A, 5A；

c) 额定频率：50Hz

2.4.13.1.8.10.2 电源

电源的参数如下：

a) 直流电源电压：110V, 220V，柜内应提供直流工作电源接口，并独立配置断路器。断路器与上级断路器之间应符合级差配合要求。

b) 交流电源电压：220V, 380V；

2.4.13.1.8.11 安装要求

柜体采用落地式安装的形式，户外柜体与基座之间的缝隙应采用防水材料进行封堵。电缆/光缆引入户外柜时，应采取相应的保护措施并采用防水及防火材料进行封堵。

2.4.13.1.9 布置和组柜要求

a) 智能终端的布置和组屏要求参照《南方电网智能变电站二次系统通用设计规范》。

*b) 户外布置时，应采取措施，保障智能终端运行所需的环境条件。

2.4.13.1.9.1 屏柜端子排设置原则：

2.4.13.1.9.1.1 一般要求

智能终端的组柜设计应符合下述要求：

a) 三相智能终端和分相智能终端命名为 4n，对应端子排为 4D；本体智能终端命名为 5n，对应端子排为 5D。对于一面柜内有 2 个以上同类装置情况，在编号前缀以“1-”、“2-”……加以区分；

b) 双套配置的智能终端的直流电源应取自不同蓄电池组供电的直流母线段；

c) 双套配置的智能终端布置在同一面柜内时，第一套智能终端的端子排布置在柜背面右侧，第二套智能终端的端子排布置在柜背面左侧。两套智能终端端子排的直流电源段应分别设置；

d) 柜内设备和端子排等附件的布置合理，光纤敷设规范，应便于巡视、操作，方便

检修。

2.4.13.1.9.1.2 断路器智能终端相关端子排

断路器智能终端相关端子排如下：

- a) 直流电源段（ZD）：装置直流电源取自该段；
- b) 强电开入段（4Q1D）：本套智能终端跳闸等接点，另一套智能终端闭重等接点；
- c) 出口段（4C1D）：装置跳闸、合闸出口，至断路器跳闸线圈；
- d) 强电开入公共段（4GD）：装置电源、开关位置、遥信告警开入等正电源；
- e) 强电开入段（4Q2D）：开关位置，刀闸位置，气室告警等开入量；
- f) 出口段（4C2D）：遥控相关出口回路；
- g) 遥信段（4YD）：运行异常、故障等接点。

2.4.13.1.9.1.3 母线智能终端相关端子排

母线智能终端相关端子排如下：

- a) 直流电源段（ZD）：装置直流电源取自该段；
- b) 强电开入段（4Q1D）：相关强电开入量；
- c) 强电开入公共段（4GD）：装置电源、外部开入量等正电源；
- d) 强电开入段（4Q2D）：外部开入量；
- e) 出口段（4C2D）：遥控相关出口回路；
- f) 遥信段（4YD）：运行异常、故障等接点。

2.4.13.1.9.1.4 本体智能终端相关端子排

本体智能终端相关端子排如下：

- a) 直流电源段（ZD）：装置直流电源取自该段；
- b) 强电开入段（5FD）：非电量保护跳闸开入；
- c) 出口段（5C1D）：非电量跳闸出口；
- d) 强电开入公共段（5GD）：装置电源、外部开入量等正电源；
- e) 强电开入段（5QD）：外部开入量；
- f) 出口段（5C2D）：遥控相关出口回路；
- g) 遥信段（5YD）：运行异常、故障等接点。

2.4.13.1.9.1.5 智能控制柜公共端子排

智能控制柜公共端子排如下：

- a) 温湿度段（WD）：柜内温湿度回路；
- b) 交流段（JD）：交流电源相关回路；
- c) 备用段（1BD、2BD）：预留备用端子。

2.4.13.1.9.1.6 220kV 断路器智能控制柜相关端子排

以 220kV 断路器智能控制柜为例说明智能控制柜内相关端子排的排列，其余情况参照执行。

1) 右侧端子排（自上而下依次排列）

220kV 断路器智能控制柜右侧端子排如下：

- a) 直流电源段（1-ZD）：本柜所有第一套智能终端直流电源均取自该段；
- b) 强电开入段（1-4Q1D）：第一套智能终端跳（合）闸等接点，第二套智能终端合闸、闭重等接点；
- c) 出口段（1-4C1D）：智能终端跳闸、合闸出口，至断路器第一组跳闸线圈、合闸线圈；
- d) 强电开入公共段（1-4GD）：第一套智能终端电源、开关位置、遥信告警等正电源；
- e) 强电开入段（1-4Q2D）：第一套智能终端开关位置，刀闸位置，气室告警等遥信端子；
- f) 出口段（1-4C2D）：第一套智能终端遥控相关出口回路；
- g) 遥信段（1-4YD）：第一套智能终端运行异常、故障等接点；
- h) 温湿度段（WD）：柜内温湿度回路；
- i) 交流段（JD）：交流电源相关回路；
- j) 备用段（1BD）：预留备用端子。

2) 左侧端子排（自上而下依次排列）

220kV 断路器智能控制柜左侧端子排如下：

- a) 直流电源段（2-ZD）：本柜所有第二套装置直流电源均取自该段；

b) 强电开入段（2-4Q1D）：第二套智能终端跳闸等接点，第一套智能终端闭重等接点；
c) 出口段（2-4C1D）：智能终端跳闸出口，至断路器第二组跳闸线圈；
d) 强电开入公共段（2-4GD）：第二套智能终端电源、开关位置、遥信告警等正电源；
e) 强电开入段（2-4Q2D）：第二套智能终端开关位置，刀闸位置，气室告警等遥信端子；

f) 出口段（2-4C2D）：第二套智能终端遥控相关出口回路；

g) 遥信段（2-4YD）：第二套智能终端装置运行异常、故障等接点；

h) 备用段（2BD）：预留备用端子。

2.4.13.1.9.2 智能控制柜压板、转换开关及按钮设置

1) 出口压板

智能终端保护出口压板应按下述配置：

a) 分相断路器智能终端：遥控分闸出口、遥控合闸出口、保护 A 相跳闸出口、保护 B 相跳闸出口、保护 C 相跳闸出口、保护 A 相合闸出口、保护 B 相合闸出口、保护 C 相合闸出口；

b) 三相断路器智能终端：遥控跳闸出口、遥控合闸出口、保护跳闸出口、保护合闸出口；

c) 本体智能终端 I 型：根据实际情况确定压板个数；

d) 本体智能终端 II 型：根据实际情况确定压板个数。

2) 遥控压板

智能控制柜遥控压板应按下述配置：

a) 断路器智能终端：刀闸 1 遥控、刀闸 2 遥控、刀闸 3 遥控、刀闸 4 遥控、刀闸 5 遥控、刀闸 6 遥控、刀闸 7 遥控、刀闸 8 遥控；

b) 母线智能终端：刀闸 1 遥控、刀闸 2 遥控、刀闸 3 遥控、刀闸 4 遥控、刀闸 5 遥控、刀闸 6 遥控、刀闸 7 遥控、刀闸 8 遥控；

c) 本体智能终端：刀闸 1 遥控、刀闸 2 遥控、刀闸 3 遥控、刀闸 4 遥控、分接头遥控。

3) 功能压板

断路器及本体智能控制柜功能压板应按下述配置：

a) 断路器智能控制柜：装置检修；

b) 本体智能控制柜：非电量 n 启动跳闸（n 根据现场确定数量）、装置检修。

注：上述压板如无具体对应时可取消。

4) 转换开关和按钮

转换开关和按钮应按下述配置：

a) 复归按钮；

b) 转换开关，断路器间隔应配置断路器手动操作转换开关：远方/就地、手合/手分。

2.4.13.1.10 安全可控装置相关技术要求

2.4.13.1.10.1 装置应具备依靠自身研发、设计及生产，全面掌握核心技术，实现从硬件到软件的自主研发、生产、升级、维护的全过程可控，具备知识产权、供应链、技术发展等方面完全可控特点。

2.4.13.1.10.2 装置的性能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.13.1.10.3 装置硬件元器件及操作系统等核心软件应满足安全可控要求，生产厂家应严格把关装置元器件选型设计，确保装置长期运行的可靠性。

2.4.13.1.10.4 装置使用的操作系统应具备自主知识产权或基于开源代码开发。操作系统、数据库等基础软件应安全可控，严禁含有架构体系缺陷。

2.4.13.1.10.5 装置核心元器件（CPU、存储、FPGA、ADC、继电器、PHY、光模块等）应满足安全可控要求。

2.4.13.1.10.6 装置应与现有保护装置保持软硬件架构、功能实现机制基本一致。

2.4.13.1.10.7 装置的功耗、温升等影响长期运行可靠性的关键参数应与现有保护装置基本持平。

2.4.13.2 智能终端功能要求

2.4.13.2.1 状态量采集

装置的状态量采集应符合以下要求：

a) 具有开关量采集功能，输入量点数可根据工程需要灵活配置，其中分相智能终端备用开入数量不少于 40 个，三相智能终端备用开入数量不少于 20 个，本体智能终端备用开入数量不少于 10 个；开关量输入采用 110V 或 220V 直流方式采集；

b) 具备事件顺序记录（SOE）功能；

c) 应具备电气隔离功能；

d) 应具有开关量输入防抖功能，断路器位置、刀闸位置防抖时间宜统一设定为 5ms，开入时标应是防抖前的时标。

2.4.13.2.2 直流量采集

应具备温度、湿度等直流量信号测量功能，直流量信号测量接口应支持 0~5V、4~20mA 两种方式。

2.4.13.2.3 控制

装置的控制功能应符合以下要求：

a) 应具备断路器控制功能，可根据工程需要选择分相控制或三相控制等不同模式；

b) 应具备开关量输出功能，用于控制隔离刀闸等设备，输出量点数可根据工程需要灵活配置，继电器输出接点容量应满足现场实际需要；

c) 断路器智能终端双套配置而断路器操作机构配置单跳圈的情况下，需要将两套装置的跳闸接点并接；

d) 断路器智能终端应具备电缆 TJR 跳闸功能，并支持 GOOSE 方式转发 TJR 信号；

e) 智能终端应保留防跳功能，并可以方便取消防跳功能。

f) 具备操作电源失电监视硬接点输出回路，输出 2 组常闭接点。

2.4.13.2.4 GOOSE 信息

装置的 GOOSE 信息应符合以下要求：

a) 应支持接收来自二次设备的 GOOSE 下行控制命令，实现对一次设备的实时控制功能；

b) 支持以 GOOSE 方式上传一次设备状态、装置自检、告警等信息，以上信息宜分为如下四类通过不同的 GOOSE 控制块分别上送，其中断路器、刀闸位置信号均采用双点传送，普通遥信和告警信号均采用单点传送；

c) 保护类信息至少包括装置的跳闸信息、合闸信息、闭锁信息、告警信息、开关及刀闸状态信息等；

d) 测控类信息至少包括断路器和隔离刀闸以外的其他开入状态、档位信息、智能终端自诊断信息等，档位信息应采用整型档位值上送，不应采用档位遥信和 BCD 码上送，断路器、隔离刀闸等位置 GOOSE 信号应带 UTC 时标信息，每个时标应紧跟相应的信号释放；

e) 温湿度信息；

f) 跳合闸、遥分、遥合命令回采信息。

2.4.13.2.5 检修

装置应支持检修硬压板输入，当检修投入时，装置面板应具备明显指示表明装置处于检修，并在报文中置检修位。当智能终端的检修状态与发送方的检修状态不一致时，智能终端应不动作；一致时，智能终端应能正确动作。

2.4.13.2.6 反馈信号

装置应以虚遥信点方式发送收到及输出跳合闸命令的反馈。

2.4.13.2.7 非电量跳闸

装置的非电量跳闸功能应符合以下要求：

a) 主变本体智能终端的非电量保护跳闸通过控制电缆以直跳方式和断路器智能终端接口；

b) 主变本体智能终端的直跳继电器应满足大功率启动并具备抗交流串扰能力；

c) 断路器智能终端非电量跳闸采用重动继电器的情况下，应满足大功率启动并具备抗交流串扰能力。

2.4.13.2.8 断路器智能终端

断路器智能终端应至少具备如下功能：

- a) 断路器分合闸控制；
- b) 隔离开关、接地刀闸的分合控制；
- c) 就地手合、手分断路器功能；
- d) 提供断路器、刀闸控制回路闭锁输出接点；
- e) 操作电源掉电监视功能；
- f) 合后监视功能；
- g) 手合、手跳监视功能；
- h) 电缆 TJR、电缆非电量直跳 TJF 跳闸及信号记录功能；TJR 应具备抗交直流串扰的能力。
- i) 事故总信号功能；
- j) 控制回路断线监视功能；
- k) 当双重化配置时，应具备手合接点输出功能，用于双套智能终端之间的配合；
- l) 重合闸压力低采集功能；
- m) 断路器智能终端宜具备闭锁重合闸输出组合逻辑：
 - (1) 当发生遥合/手合、遥跳/手跳、三跳启失灵不启重合、三跳不启失灵不启重合、闭重开入、本智能终端上电的事件时，应输出闭锁重合闸信号给本套保护；
 - (2) 双重化配置智能终端时，应具有输出至另一套智能终端的闭重接点。当发生遥合/手合、遥跳/手跳、GOOSE 闭重开入、三跳启失灵不启重合、三跳不启失灵不启重合的事件时，应输出闭锁重合闸信号给另一套智能终端。

2.4.13.2.9 主变本体智能终端

主变本体智能终端应至少具备以下功能：

- a) 应提供完整的本体信息交互功能（非电量动作报文、调档及测温等）；
- b) 应提供隔离开关、接地刀闸的分合控制；
- c) 应提供刀闸控制回路闭锁输出接点；
- d) 宜提供用于闭锁调压、启动风冷等出口接点；
- e) 宜具备就地非电量保护功能。

2.4.13.2.10 日志记录

装置的日志记录应符合以下要求：

- a) 装置应具备日志功能，装置应以时间顺序记录运行过程中的重要信息，如收到 GOOSE 命令的时刻、GOOSE 命令的来源、开入变位时刻、开入变位内容、装置自检信息、装置告警信息、参数修改、配置下装、装置重启等，记录条数不少于 1000 条。
- b) 装置所有记录的信息在失去电源的情况下不能丢失，在电源恢复正常后应能重新正确显示并输出；所有记录的信息按时间循环覆盖，装置操作记录不可人为清除。

2.4.13.2.11 自诊断

装置自诊断功能应符合以下要求：

- a) 装置应具有完善的自诊断功能，并能输出装置本身的自检信息，自检项目可包括：出口继电器线圈自检、定值自检、程序 CRC 自检等；
- b) 装置应有完善的告警：包括控制回路断线、电源中断、GOOSE 通信异常、装置内部异常、对时异常、遥信电源失电、检修状态不一致等信号；
- c) 应具备装置运行异常、装置故障输出硬接点；
- d) 宜具备装置内部温度及工作电压测量功能。

2.4.13.2.12 人机接口

装置的人机接口应符合以下要求：

- a) 应具有显示运行、告警、跳闸、GOOSE 通信中断、对时状态等工况的 LED；
- b) 应具有显示断路器、刀闸位置的 LED；
- c) 应具有友好的虚拟人机界面，包含查阅变位报告、自检报告、运行报告、开关量状态、告警状态、整定定值、软件版本等功能；
- d) 本体智能终端应具有显示非电量开入状态的 LED。

2.4.13.2.13 对时

装置应具有与外部标准授时源的对时接口，对时方式宜采用光纤 IRIG-B 对时。

2.4.13.2.14 通讯接口

2.4.13.2.14.1 过程层接口

a) 装置应至少具有四个数据控制器独立的 GOOSE 光纤通信端口，光纤接口采用 LC 或 ST 接口；

b) 装置应能适应 GOOSE 的单双网模式，应根据组网模式正确判断通信中断。

2.4.13.2.14.2 调试接口

装置应具有独立的调试通信接口对设备进行维护，调试接口采用以太网接口。

2.4.13.2.15 网络性能

装置在网络流量异常工况下不应出现死机、重启、误动、发出错误报文等现象。网络工况恢复正常后，装置性能应恢复正常。装置采用 GOOSE 双网模式时，任一网口异常均不影响装置功能。

2.4.13.2.16 GOOSE 双网接收机制应满足以下基本原则：

a) 继电保护装置应具有双网数据一致性校验功能，装置接收到双网数据不一致时告警，不一致现象消失后告警返回。

b) 对网络风暴（重复报文）、异常帧、畸形帧等无效报文应该具有识别和抑制的能力，不能引起保护的死机、重启、软复位。单网出现上述异常时不能引起保护功能的丧失。至少能识别以下非法情况：不符合链路层以太网规则的报文；接收方 MAC、AppID、GOID、GOCBRef、DataSet、ConfRev 等参数不匹配；通道个数及订阅通道的数据集类型不一致。

c) 某控制块发生网络雪崩时，应不影响其他控制块，不能引起保护死机、重启、软复位。

d) 对于双网接收机制判发送方重启条件下（即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小）的单帧突发异常报文，应该具有容错机制。

e) 当发生单网运行情况时，应能正常使用单网的数据；当断链网络恢复时，保护应经容错鉴别后方使用该网数据，不应发生误动、拒动。

f) 保护装置接收到 GOOSE 长期不更新时，应具有告警功能，并能够识别心跳报文防止频繁告警。

g) 当 StNum 不变时，应对数据区内容进行识别，若数据区变化应告警。

h) 双网接收机制判发送方重启条件（即 StNum 变小或 StNum 不变 SqNum 减小）应充分考虑装置重启、双网间存在较大延时等异常工况，保护装置不应发生误动、拒动。

i) 网络异常恢复后装置应恢复正常。

2.4.13.2.17 安全可控装置相关要求

2.4.13.2.17.1 装置的功能应满足现行国标、行标和南网企标的技术要求。

2.4.13.2.17.2 继电保护装置核心保护功能、算法实现不依赖于操作系统，直接运行在硬件层，简洁可靠。

2.4.13.2.17.3 装置除出口继电器外，任一元件损坏时，不应误动作跳闸。

2.4.13.2.17.4 装置的整体功能（保护、人机及通信等）以及整体性能（采样精度、动作灵敏度、动作速度等）应与现有装置持平，满足现行国标、行标关于装置技术规范以及测试规范的要求。

2.4.13.2.17.5 装置应具备内存软错误的防控措施，内存发生单 Bit 位翻转时能够可靠防止装置误动。

2.4.13.3 环境适应性要求

2.4.13.3.1 一般大气环境要求

对户外柜的大气环境要求，应符合 IEC 6169-3.2011 中表 1 规定的 1 级要求。

2.4.13.3.2 生物防护要求（可选）

如果对柜体有生物防护的要求，应符合 IEC 6169-3.2011 中表 2 规定的 1 级要求。

6.3 化学活性物质防护要求（可选）

如果对柜体有化学活性物质的防护要求，应符合 IEC 6169-3.2011 中表 3 规定的 1 级。

2.4.13.3.4 防盐雾腐蚀（可选）

应用于海洋环境（例如岛屿、海岸）等含盐空气的环境时，户外柜的材料和表面处理应能承受盐雾的影响。经盐雾腐蚀试验后，户外柜的金属构件应无锈蚀现象，非金属材料

构件不应发生严重变色、开裂、变形和脱胶等现象，户外柜的机械性能不应下降，连接、固定、密封、锁紧和自锁等功能仍能保持正常。

2.4.13.3.5 特殊要求

如果对智能控制柜有其他的要求，宜参照 IEC 61969-3.2011 和 GB/T 47998.4 的规定，由用户与制造厂协商确定。

2.4.13.4 电气要求

2.4.13.4.1 元器件、装置、附件及配线要求

对机柜元器件、装置、附件及配线的要求，应符合 DL/T 720-2013 中 4.4 的规定。

2.4.13.4.2 温升要求

机柜各部位允许的温升要求，应符合 DL/T 720-2013 中 4.6 的规定。

2.4.13.4.3 电气绝缘要求

对机柜电气间隙和爬电距离以及绝缘电阻、介质强度和冲击电压的要求，应符合 DL/T 720-2013 中 4.8 的规定。

2.4.13.4.4 配置及整组功能要求

机柜的配置及整组功能要求应符合相应产品标准的规定。

2.4.13.5 试验要求

2.4.13.5.1 试验条件

除非另有规定，试验、测量和恢复应在标准大气条件下进行：

a) 环境温度：+15℃～+35℃；

b) 相对湿度：45%～75%；

c) 大气压力：86kPa～106kPa。

2.4.13.5.2 外观及一般要求检验

2.4.13.5.2.1 以目测方法检验柜体的外观和表面质量。

2.4.13.5.2.2 以目测方法检验柜体的连接和紧固部位。

2.4.13.5.2.3 以目测和手动配合的方法检验柜体的可运动部件、门和限位装置。

2.4.13.5.2.4 以目测方法检验柜体内部附件（例如安装支架、端子排、行线槽、接地母排、接地线、防静电插孔等）的配置应齐全、完整。

2.4.13.5.3 机械性能试验

2.4.13.5.3.1 门载荷试验

对柜体进行门载荷试验，试验场地的风速不应大于 3m/s。

试验前，检查柜门的启闭是否灵活，门铰链和限位装置的支撑和限位是否正常。将柜门开启至最大限位位置，在柜门最外侧边缘用钢丝绳垂直向下悬置一个质量为 60kg 的重物，保持 30min 后卸载。

试验后，实验结果应符合 5.7.1 的要求。

2.4.13.5.3.2 门限位载荷试验

按照以下方法对柜体进行门限位装置的载荷试验：

将柜体固定在测试台上，通过启动限位装置将柜门置于开启状态。沿柜门打开和关闭的方向，在柜门的外边缘并垂直于柜门表面依次施加（例如用拉力计）力 F，试验力 F 在每个方向至少保持 10s，整个过程不少于 30s，试验应覆盖每一个可能的限位位置。

试验力 F 的确定， $F=172 \times W \times H$

式中：

F——试验力，单位为牛顿（N）；

W——门的宽度，单位为米（m）；

H——门的高度，单位为米（m）。

2.4.13.5.3.3 顶盖载荷试验

在户外柜体的顶盖上施加载荷。保持 30min 后卸载，在加载期间，检查柜门、孔口等活动部件的启闭是否灵活。

2.4.13.5.3.4 静态机械载荷试验

依据 GB/T 18663.1—2008 中 5.2.1 和 5.2.2 规定的方法，对柜体进行提吊和刚度试验，试验中，被测试的机柜通过预留的地脚螺栓安装在测试台上，不施加内部载荷。

2.4.13.5.3.5 动态机械载荷试验

依据 IEC 61969—3:2011 中 6.2 规定的方法，对柜体进行振动和冲击试验。试验中，被测试的机柜通过预留的地脚螺栓安装到振动台或冲击台上，柜内模拟载荷的分布按照 GB/T 18663.1—2008 中图 8 和表 7 的规定。

2.4.13.5.3.6 碰撞试验

依据 GB/T 18663.1—2008 中 5.3.3 规定的方法，对柜体进行碰撞试验。

2.4.13.5.3.7 户外防风试验

将机柜按照安装说明书正确安装，试验中，机柜不施加内部载荷，试验如图 2.43 所示，通过对机柜最大的垂直面施加一个水平方向的试验力 F ，由此产生一个倾覆力矩 M 。试验力 P 从前、后两个方向上依次施加，力的施加位置距离机柜的顶面 150mm，试验力 P 在每个方向上至少保持 5s，整个过程不少于 30s。对机柜进行防风试验，结果应符合 5.7.5 的规定。

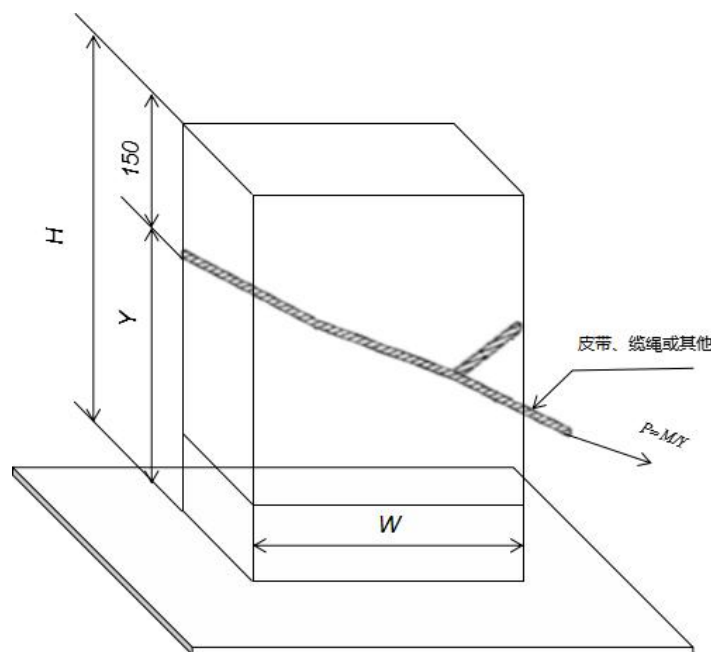


图 2.43 落地式户外机柜防风试验

试验力 P 的确定， $P=M/Y$ ，其中 $M=1\ 378\times W\times H^2$

式中：

P ——试验力，单位为牛顿（N）；

M ——倾覆力矩，单位为牛顿米（N·m）；

W ——机柜宽度，单位为米（m）；

H ——机柜高度，单位为米（m）；

Y ——试验力的力臂，单位为米（m）；

注：力矩 N 的最小值不小于 $850\times H\text{ N}\cdot\text{m}$ 。

2.4.13.5.3.8 地震试验

依据 GB/T 18663.2—2007 规定的方法，对柜体进行地震试验。试验的合格评定符合该标准中 3.2 的要求。

2.4.13.5.4 表面涂（镀）覆层的检验

2.4.13.5.4.1 涂覆层的检验

涂覆层的检验方法如下：

- 涂覆层的外观或检查采用目视的方法进行；
- 涂覆层的色度和色差检查，依据 GB/T 9761—2008 规定的方法进行，或者采用色度/色差分析仪测量；
- 涂覆层附着力的检验，依据 GB/T 9286—1998 规定的方法进行；
- 涂覆层的检验可以选取柜体中相应的零部件进行，只要在材料和表面构造上相同，

可以使用样件代替整体的户外柜进行检验。

2.4.13.5.4.2 金属镀层的检验

金属镀层的检验方法如下：

- a) 金属镀层的外观检查采用目视的方法进行；
- b) 金属零件的镀层厚度，可采用厚度测试仪进行测量；
- c) 金属镀层的物理和化学性能检验，按照相应的镀层标准中规定的方法进行；
- d) 金属镀层的检验可以选取柜体中相应的零部件或者在材料和生产工艺上相同的样件进行。

2.4.13.5.5 尺寸和形位公差检验

2.4.13.5.5.1 外形尺寸检验

用卷尺或直尺分别在柜体前面、后面、两侧面的上、中、下部为一次测量柜体的外形尺寸。

2.4.13.5.5.2 垂直度公差检验

将柜体垂直放在平台上，用直角尺紧靠柜体前面、后面和两侧面的中部部位，并用塞尺测量直角尺与被测量面之间的间隙值，根据塞尺塞入的厚度值确定垂直度公差。

2.4.13.5.5.3 平面度公差检验

将柜体放在平台上，用刀口尺紧靠柜体表面，在竖向、横向和对角线的方向上逐次检查，并用塞尺测量刀口尺与被测量面之间的间隙值，根据塞尺塞入的厚度值确定平面度公差。

2.4.13.5.5.4 缝隙一致性检验

用游标卡尺或塞尺测量柜体各结合处的缝隙。

2.4.13.5.6 温湿度控制性能试验

2.4.13.5.6.1 高温条件下的温度控制性能试验

对配置温控设备的柜体进行高温条件下的温控性能试验。试验所用的试验箱应符合 GB/T 2423.24 的要求，应能施加温度的变化并能提供模拟太阳辐射的光源，柜内不安装电气设备，用一个 250W 的模拟发热源替代。

试验中，试验箱内的温度应保持在 $+45^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 的范围内，户外柜还需增加辐射度水平为 $1\ 120 \times (1 \pm 10\%) \text{ W/m}^2$ 的模拟太阳辐射。在柜内的上、中、下部位分别设置温度传感器测量柜内的空气温度。当柜内的温度达到稳定时开始测量，柜内温度不应高于 $+55^{\circ}\text{C}$ ，柜内温度越限告警正常。

2.4.13.5.6.2 低温条件下的温控性能试验

对配置温控设备的柜体进行低温条件下的温控性能试验。试验所用的试验箱应符合 GB/T 2423.1 的要求。

试验中，户外柜试验箱内的温度应保持在 $-40^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 的范围内，户内柜试验箱内的温度应保持在 $-10^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 的范围内，在柜内的上、中、下部为分别设置温度传感器测量柜内的空气温度。当柜内的温度达到稳定时开始测量，柜内温度不应低于 $+5^{\circ}\text{C}$ ，柜内温度越限告警正常。

2.4.13.5.6.3 交变湿热条件下湿度控制性能试验

对配置湿度控制的柜体进行 2 次 24 小时循环交变湿热试验，柜内不安装电气设备，试验中试验箱内温度保持在 $25^{\circ}\text{C} \sim 40^{\circ}\text{C}$ 的范围内，依据 GB/T2423.4-2008 规定的方法 2 进行试验，要求在最终恢复期结束前柜内应无凝露。

2.4.13.5.7 温湿度控制设备的电磁兼容试验

2.4.13.5.7.1 电磁发射试验

依据 GB/T 14598.26-015 规定的方法，对温湿度控制设备进行电磁发射限值试验。

2.4.13.5.7.2 抗扰度试验

依据 GB/T 14598.26-2015 规定的方法，对温湿度控制设备进行抗扰度试验。

2.4.13.5.8 电磁屏蔽试验

依据 GB/T 18663.3-2007 规定的方法，对柜体进行电磁屏蔽性能试验。

2.4.13.5.9 安全试验

2.4.13.5.9.1 机械安全检验

用目测的方法对柜体进行机械安全的检验。

2.4.13.5.9.2 外壳防护试验

依据 GB/T 4208-2008 规定的方法，对柜体进行 IP 防护试验。

2.4.13.5.9.3 锁具防破坏试验

依据 GB/T 21556-2008 规定的方法，对柜体的锁具进行防破坏试验。

2.4.13.5.9.4 保护接地及其连续性试验

依据 GB/T 14598.27 或 GB/T 5095.2 规定的方法对柜体进行保护接地连续性和联结电阻的试验。

2.4.13.5.9.5 可燃性试验

依据 GB/T 5169.16-2018 和 GB/T 8332-2008 规定的方法进行可燃性试验。

2.4.13.5.10 噪声试验

依据 GB 12348-2008 规定的方法，对柜体的噪声排放进行测量。

2.4.13.5.11 户外环境适应性试验

2.4.13.5.11.1 大气环境要求试验

依据 IEC 61969-3:2011 中 5.2 规定的方法，对户外柜体进行大气环境要求试验。

2.4.13.5.11.2 生物防护试验

依据 IEC 61969-3:2011 中 5.3 规定的方法，对户外柜体进行生物防护试验。

2.4.13.5.11.3 化学活性物质防护试验

依据 IEC 61969-3:2011 中 5.4 规定的方法，对户外柜体进行抗化学活性物质试验。

2.4.13.5.11.4 盐雾试验

依据 GB/T 2423.17 规定的方法，对户外柜体进行盐雾试验。盐雾试验可以选取户外柜中相应的零部件或尺寸不小于 200mm×200mm 的样品进行，样品应具有可替代性，即其表面处理应与整机或实际零部件的表面处理一致。

当直接暴露在户外柜外部的零部件或样品进行试验时，连续喷雾时间不小于 240h，当非直接暴露在户外柜外部的零部件或样件进行试验时，连续喷雾时间不少于 96h。

2.4.13.5.12 电气试验

2.4.13.5.12.1 元器件、装置、附件及配线的检验

以目测和手动配合的方法，对柜体的元器件、装置、附件及配线进行检验。

2.4.13.5.12.2 温升试验

依据 GB/T 7261 规定的方法，对柜体各部位允许的温升进行试验。

2.4.13.5.12.3 绝缘性能试验

依据 GB/T 14598.27 规定的方法，对柜体的电气间隙和爬电距离、绝缘电阻、介质强度和冲击电压进行测量或试验。

2.4.13.5.12.4 配置及整组功能试验

按照产品要求进行柜体的配置检查，依据 GB/T 7261 规定的方法，进行柜体的整组功能试验。

2.4.14 220kV 变电站交流不间断电源系统（UPS）

2.4.14.1 技术要求

2.4.14.1.1 技术参数

2.4.14.1.1.1 输入频率：50Hz±2%

2.4.14.1.1.2 交流输入电压：AC323V～AC456V（AC187V～AC264V）

2.4.14.1.1.3 直流电压输入：

a) 额定电压：220V、110V；

b) 允许偏差：-15%～+15%。

2.4.14.1.2 设计结构与原材料要求

2.4.14.1.2.1 变电站交流不间断电源系统（UPS）的组成：

变电站自动化系统的交流不间断电源系统由电力专用交流不间断电源（本技术规范书简称 UPS 电源）和交/直流输入单元、交流输出单元等外围设备组成。

2.4.14.1.2.2 UPS 电源由整流器、逆变器、静态旁路切换开关、输入/输出隔离变压器、旁路输入隔离变压器（可选）、监控单元、内置防雷器、防反充电二极管、与外系统的通信接口等组成。

2.4.14.1.2.3 交/直流输入单元由交流输入自动切换装置（可选）、交流输入断路器、旁路输入断路器、维修旁路断路器、直流输入断路器、旁路稳压器（可选）等组成。

2.4.14.1.2.4 交流输出单元由交流输出断路器、交流馈线开关、母联开关、测量表计、蓄电池充电模块（可选）等组成。

2.4.14.1.1.5 技术性能参数表：

表 2.48 UPS 电源技术指标要求

序号	项 目	要 求
1	交流/直流电源输入	
1.1	交流输入电压	AC323V~AC456V（AC187V~AC264V）
1.2	输入频率	50Hz（允许偏差：-2%~+2%）
1.3	输入功率因数	≥0.9（三相）；≥0.7（单相）
1.4	<30%	均不应超过 30%
1.5	直流输入电压	额定电压：220V / 110V (允许偏差：-15%~+15%)
2	旁路电源输入	
2.1	旁路输入	AC220V(允许偏差：-10%~+10%)
2.2	输入频率	50Hz（允许偏差：-2%~+2%）
2.3	旁路过载能力	135%额定电流以下可长期过载
2.4	短路能力	200%额定电流的瞬间冲击
3	交流电源输出	
3.1	输出电压瞬变（负载阶跃变化: 0 到 100% 和 100%到 0）	AC380 (220)V ± 10%
3.2	输出电压瞬变响应恢复时间	≤10ms
3.3	输出频率	≤50Hz±1Hz（跟踪旁路输入）； ≤50Hz±0.2Hz（断开旁路输入）
3.4	输出功率因数	≥0.8
3.5	切换蓄电池组供电时间	0ms
3.6	切换旁路时间	<4ms
3.7	同步精度	≤±2%
3.8	电压不平衡度（适用于三相输出 UPS）	≤5%
3.9	电压相位偏差（适用于三相输出 UPS）	≤±3°
3.10	输出过载能力	105%~125%的额定负载 10 分钟； 125%~150%的额定负载 1 分钟
3.11	反灌纹波电压有效值系数	≤0.5%
3.12	输出电压的失真度（THDU）	≤3% (线性负载)
3.13	稳压精度	≤AC380（220V） ±3%
4	系统特性	
4.1	交流输入逆变输出效率	5kVA以上：逆变输出效率≥80%； 5kVA 及以下：逆变输出效率≥75%
4.2	直流输入逆变输出效率	5kVA以上：输入输出效率≥85%； 5kVA 及以下：输入输出效率≥80%
4.3	噪声	正常运行时，自冷式设备的噪声不应大于 55 dB(A 声级)。风冷式设备的噪声在额定负载的 50% 及以下时不应大于 60 dB(A 声级)、额定负载时不应大于 65 dB(A 声级)。
4.4	输入/输出绝缘电阻	用绝缘电阻测试仪（1000V档）分别测量输入端、输出端对地的绝缘电阻，应>10MΩ。
4.5	绝缘强度	UPS电源输入端、输出端对地应能承受50Hz、2000V交流电压1min漏电流应少于10mA或2800V直流电压1min漏电电流应少于1mA，无击穿，无飞弧。
4.6	对地漏电流	UPS机壳对地的漏电流应不大于3.5mA。如大于3.5mA，应贴警告标示牌。
4.7	UPS电源的使用年限	≥12年

2.4.14.1.3 制造工艺要求

2.4.14.1.3.1 对结构的要求

2.4.14.1.3.1.1 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

2.4.14.1.3.1.2 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

2.4.14.1.3.1.3 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

2.4.14.1.3.2 涂漆和防锈

2.4.14.1.3.2.1 除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外，其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一道底漆以形成厚度为 0.04 毫米到 0.1 毫米的干膜。在这之后接着涂两道外用调合罩面漆，使干膜的厚度达到 0.127 毫米到 0.178 毫米。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

2.4.14.1.3.2.2 所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。

2.4.14.1.3.2.3 屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有亚光的表面层。

2.4.14.1.3.2.4 屏上的涂漆应有良好附着力，不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

2.4.14.1.3.3 屏柜要求

2.4.14.1.3.3.1 根据资产全生命周期管理要求，所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求，对所供应的物资进行标签贴标工作，将相关信息在出厂前写入标签。

2.4.14.1.3.3.2 安装在继电保护室的屏柜采用柜式：前后开门，结构尺寸为 2260800600mm，颜色 RAL7035 计算机灰。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与柜体之间应采用截面不小于 6mm² 的多股绝缘软铜线可靠连接。

2.4.14.1.3.3.3 屏柜不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。

2.4.14.1.3.3.4 屏柜采用前后开门结构，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。

2.4.14.1.3.3.5 外引接线端子排置于柜内两侧，端子排距屏后框架距离不得小于 150 毫米。端子排应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离地高度宜大于 350 毫米。

2.4.14.1.3.3.6 屏体用厚度为 2 毫米的钢板制作。

2.4.14.1.3.3.7 屏体设计成封闭的、带有开启门的、垂直自立式，并且应安装容易，便于控制电缆的进出连接、检查和维护。

2.4.14.1.3.3.8 为了提高运行的可靠性，设备应采用成套模块化结构。

2.4.14.1.3.3.9 屏柜采用全封闭结构，屏体防护等级不低于 IP30。柜体选用高强度钢组合结构，应能承受所安装元件及短路时所产生的动、热稳定，同时不因设备的吊装、运输等情况而影响设备的性能。

2.4.14.1.3.3.10 屏柜的底面应有安装用的支撑板，柜体必须完全矩形，对角线误差符合国家标准，与相邻屏柜在安装尺寸上能很好配合。

2.4.14.1.3.3.11 低压回路颜色

a) 在交流回路中：

A 相 黄色

B 相 绿色

C 相 红色

中性线 淡蓝色

b) 在直流回路中：

＋（正极） 棕色

－（负极） 蓝色

2.4.14.1.3.4 接地

2.4.14.1.3.4.1 交流电源输入的二次屏柜应有工作接零，供电电缆中应含有中性线芯。中性线芯不应与二次屏柜的金属外壳相连接。

2.4.14.1.3.4.2 当采用三相五线制交流电源向二次屏柜供电时，供电电缆中应含有中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次屏柜的金属外壳相连接。接地线芯材料和截面应符合相关规范的要求。

2.4.14.1.3.4.3 二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm²(推荐采用 30×4mm²)的专用的接地铜排母线,铜排应提供两排螺丝连接孔,每排不少于 20 个孔。螺丝孔径为 Φ2.4.14.1.2mm,孔中心纵向至铜排长边距离为 10mm,还应配套提供铜螺组件(含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳)。外界地网接地点采用两个 Φ10mm 规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件,分别布置在铜排两端,距铜排端部 50mm。屏柜上的设备或装置应有接地端子,并用截面不小于 4mm²的多股绝缘铜绞线或电缆与接地铜排连接。

2.4.14.1.3.4.4 屏柜所有导电的非带电部件应安全接地。

2.4.14.1.3.5 屏柜温升

屏柜各部位温升不应超出 DL/T 720 的规定,对长期带电发热的元器件,安装位置应靠上方。屏柜结构设计应利于散热、并注意防尘。

2.4.14.1.3.6 屏柜绝缘性能

用开路电压为直流 1000V 的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻,应满足:

- a) 所有带电回路(或与地有良好接触的金属框架)之间的绝缘电阻应不小于 5MΩ;
- b) 无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于 10MΩ;
- c) 介质强度满足 DL/T 720 的规定。

2.4.14.1.3.7 照明

屏柜内顶板上不宜装有照明装置,若装设,需设置手动开关控制其开闭。

2.4.14.1.3.8 铭牌

屏柜的铭牌应该固定在屏的表面或屏内醒目的地方,铭牌应该用透明的丙烯酸树脂制成、铭牌为白底,其上为黑色的粗体字,并用中文标注。

铭牌上至少应标明以下内容:

(1) 设备名称。

(2) 型号。

(3) 技术参数:UPS 电源容量(kVA)、额定输入电压/电流(V/A)、额定输出电压/电流(V/A)、直流标称电压(V)。

(4) 质量(kg)。

(5) 出厂编号。

(6) 制造年月。

(7) 制造厂名。

2.4.14.1.3.9 屏柜内元器件及成套装置的安装应牢固、可靠,且应标注醒目的代(符)号,该代(符)号应与原理接线图中文字符号标志一致,要求字迹清晰易辨、不褪色、不脱落、布置均匀。屏柜内所有设备、元件应排列整齐,层次分明,便于运行、调试、维修和拆装。

2.4.14.1.3.10 屏柜内使用的电器元件,如开关、按钮等应操作灵活,测量仪表应满足精度要求,各类声光指示信号应能正确反映各元件的工作状况。

2.4.14.1.3.11 屏柜内选用的连接导线截面面积、绝缘性能等技术参数应符合相关标准的规定。导线的排列应横平竖直、布置合理、整齐美观,推荐采用行线槽的配线方式。导线捆扎应结实可靠,不能损伤绝缘导线外绝缘。绝缘导线束不允许直接紧贴金属结构件敷设,穿越金属构件时应有保护导线绝缘不受损伤的措施。绝缘导线不允许承受减少其正常使用寿命的外力。连接导线的中间不允许有接头。

2.4.14.1.3.12 屏柜内主母线宜采用阻燃绝缘铜母线,母线截面应按额定载流量选择,并进行短路电流热稳定校验,及按最大负荷电流校验其温度不超过绝缘体的允许事故过负荷温度。主母线及其相应回路,应能满足母线出口短路时的动稳定要求。

2.4.14.1.3.13 屏柜内采用优质品牌端子,一个端子只允许接入一根导线。电流在 63A 及以下的馈线应经电力端子出线。端子宜装设在屏柜两侧或中部下方,以便于电缆连接。端子应有明显的编号,端子排间应有足够的绝缘,端子排应根据功能分段排列,各回路之间、电源回路与其它端子之间要设置隔离端子,并应留有 10~15%的备用端子。端子排应牢固固定,使其不致于振动、发热等而变松,同时还应能方便地进行检查和维护。屏内端子连接应牢固可靠,应能满足长期通过额定电流要求。

2.4.14.1.3.14 直流正负极之间应采用空端子隔开。

2.4.14.1.3.15 交流输出母线排绝缘阻燃热缩套管安装牢固可靠、相色正确。

2.4.14.1.3.16 用于安装有风扇设备的柜体必须采用前后网门结构,网孔的大小、位置应对应设备散热风扇安装位置和满足设备散热量的要求。

2.4.14.1.4 质量追溯

产品制造过程中的重要环节应有详细记录，便于质量过程可追溯。

2.4.14.1.5 功能要求

2.4.14.1.5.1 UPS 电源系统配置原则

2.4.14.1.5.1.1 UPS 电源系统应配置两台 UPS 电源，构成双机冗余供电系统。

2.4.14.1.5.1.2 UPS 电源系统应采用组屏方式。

2.4.14.1.5.1.3 UPS 电源交流输入、交流输出端应分别配置两台隔离变压器，直流输入端配置防反充电二极管，实现交流输入、直流输入、交流输出三端完全电气隔离。

2.4.14.1.5.1.4 UPS 电源系统输入端宜配置相对地、中性线对地保护模式，标称放电电流不小于 10kA(8/20μs)的交流电源限压 SPD（交流电源防雷器），所有电源 SPD 都宜串联相匹配的联动空气开关以便于更换 SPD 和防止 SPD 损坏造成的短路，空气开关的额定电流为 63A，SPD 正常或故障时，应有能正确表示其状态的标志或指示灯。

2.4.14.1.5.1.5 UPS 电源容量配置原则：

(1) 每台 UPS 输出额定功率应不小于 1.2 倍全部负载额定功率的总和。

(2) UPS 电源容量应满足最大功率负载的起动电流需求。

(3) UPS 电源容量（Sn）与输出额定功率（Pn）关系为： $P_n(kW)=0.8S_n(kVA)$ ，UPS 电源容量配置：500kV、220kV、110kV、35kV 变电站每台 UPS 电源容量可分别按 10kVA、5kVA、5kVA、3kVA 对应选取。

2.4.14.1.5.1.6 逆变器核心器件组装成模块化结构装置，可独自取出检修。

2.4.14.1.5.1.7 每套 UPS(共 2 台)交流输出馈线总数：500kV 变电站不少于 40 路，其中馈线开关 20A 8 路、16A 12 路、10A 20 路及以上；220kV 变电站馈线总数不少于 30 路，其中馈线开关 16A 12 路、10A 18 路及以上；110kV 变电站馈线总数不少于 20 路，馈线开关 10A 20 路及以上。

为满足计算机监控系统服务器及显示器的接入要求，应配置负载接线盒 2 个（每个含 10A 交流空开 6 个，每一空开配套配置独立插座 1 个）。

2.4.14.1.5.2 系统接线方式

2.4.14.1.5.2.1 UPS 电源系统应采用双机双母线带母联运行接线方式，详见图 2.44。

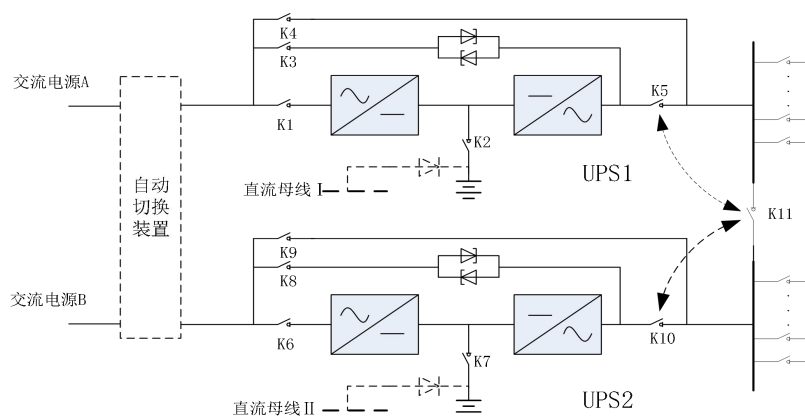


图 2.44 变电站自动化系统 UPS 电源接线方式

说明：1、若上级交流配电设备中已采用自动切换装置，此处可不配置；但两台 UPS 电源的交流输入电源应分别取自不同的交流母线段，且每台 UPS 电源的交流输入电源和旁路输入电源应共用同一输入电源。

2、K1 和 K6 为交流输入断路器，K2 和 K7 为直流输入断路器，K3 和 K8 为旁路输入断路器，K4 和 K9 为维修旁路断路器，K5 和 K10 为交流输出断路器，K11 为母联开关。

2.4.14.1.5.2.2 母联开关应具有防止两段母线带电时闭合母联开关的防误操作措施（可采用加锁等方式）。

2.4.14.1.5.2.3 手动维修旁路开关应具有防误操作的闭锁措施。

2.4.14.1.5.2.4 每台 UPS 电源的交流电源输入和旁路电源输入应采用两路电源经自动切换装置（若选用 ATS，宜采用二段式 PC 级）切换的供电方式（若上级交流配电设

备中已采用自动切换装置，UPS 电源输入端可不再设置），两路交流输入电源应来自不同段的变电站站用交流母线，两段站用交流母线供电电源应分别取自不同的站用变。

2.4.14.1.5.2.5 两台 UPS 电源的直流输入电源应分别取自变电站直流系统不同段直流母线（有硅降压回路的直流系统应取自硅降压回路前端）。

2.4.14.1.5.2.6 5kVA 以上 UPS 电源系统应采用三相交流电源输入，单相或三相交流电源输出接线方式；5kVA UPS 电源系统宜采用三相交流电源输入，单相交流电源输出接线方式；5kVA 以下 UPS 电源系统应采用单相交流电源输入，单相交流电源输出接线方式。

2.4.14.1.5.3 UPS 电源的功能要求

2.4.14.1.5.3.1 双机双母线带母联运行接线方式的切换功能：

2.4.14.1.5.3.1.1 当交流输入电源正常时，交流输入电源经整流器由交流变成直流，再经逆变器由直流变成交流输出到负载。

2.4.14.1.5.3.1.2 当交流输入电源故障时，UPS 电源由交流输入电源供电切换至由直流系统经逆变器供电，切换时间应为 0ms；当交流输入电源恢复正常后，UPS 电源自动由直流系统供电切换至由交流输入电源供电，切换时间应为 0ms。

2.4.14.1.5.3.1.3 当 UPS 电源过载、逆变器故障、交/直流电源输入回路同时故障时，通过 UPS 电源旁路静态切换开关自动切换至交流旁路输入电源供电，切换时间应小于 4ms；当电源故障恢复后，UPS 电源自动切换至逆变输出供电，切换时间应小于 4ms。

2.4.14.1.5.3.1.4 当两台 UPS 电源其中一台故障退出时，该电源所带负载可通过手动闭合两段交流输出母线的母联开关由另一台 UPS 电源供电。

2.4.14.1.5.3.1.5 UPS 电源配置维修旁路断路器，在 UPS 电源退出检修维护时，可闭合维修旁路断路器为负载供电。

2.4.14.1.5.3.2 启动功能

2.4.14.1.5.3.2.1 在没有交流输入的情况下，UPS 电源具备可由蓄电池组启动，负载可由蓄电池组通过逆变器供电功能。

2.4.14.1.5.3.2.2 在 UPS 电源启动时，整流器应具备软启动功能。

2.4.14.1.5.3.3 监控单元功能：

2.4.14.1.5.3.3.1 操作权限管理：监控单元应具有操作权限密码管理功能，任何改变运行方式和运行参数的操作均需要权限确认。

2.4.14.1.5.3.3.2 定值设置功能：监控单元应能对 UPS 电源运行及告警参数定值进行设置。定值设置值应具有掉电保持功能。

a) 运行及告警参数定值：交流输入电压高/低告警值、交流输入频率高/低告警值、交流输出电压高/低告警值、直流工作电压高/低告警值。

2.4.14.1.5.3.3.3 显示和存储功能：

(1) 面板具有中文显示功能。

(2) 能实时显示模拟量测量值、开关量状态、告警信息。

(3) 能以模拟盘方式显示 UPS 电源的不同工作状态。

(4) 能查询保护定值、开关量记录和告警记录，开关量记录和告警记录等信息存储能力均不小于 200 条。

2.4.14.1.5.3.3.4 测量功能：

模拟量包括：交流输入线（相）电压、相电流；交流旁路输入线（相）电压和相电流；交流输出线（相）电压、相电流；交流输入、输出和旁路频率；直流输入电压、直流输入电流、交流输出负载率等。

开关量包括：交流输入开关分合状态、旁路输入开关分合状态、直流输入开关分合状态、交流输出开关分合状态、母线联络开关分合状态、馈线开关分合状态、UPS 运行模式（例如交流输入逆变输出、直流输入逆变输出、旁路输出、维修旁路输出等）。

2.4.14.1.5.3.3.5 告警功能：

交流输入/输出电压超限告警、交流输入中断告警、交流输入频率超限告警、直流输入电压高/低告警、整流器关闭告警（可选）、逆变器关闭告警、旁路供电告警、交流输入断路器跳闸告警、交流旁路输入断路器跳闸告警、交流输出断路器跳闸告警、直流输入断路器跳闸告警、交流馈线开关跳闸告警、母线联络开关变位、UPS 故障、监控单元故障等。同时逆变器故障本体有独立硬节点引入端子排，与监控器发出的的逆变器关闭告警并接。告警或故障时，监控单元应能发出声光报警，并应以硬接点形式和通讯口输出，

宜保留不小于 6 个硬接点输出。当监控装置失压、故障时，能提供硬接点发装置故障/异常报警信号。接点容量 DC110V（DC220V）/2A，并引入端子排。

2.4.14.1.5.3.3.6 通信功能：监控单元至少应有 1 个 RS485 和 2 个以太网通讯接口，通信规约应采用 IEC61870-5-103、MODBUS 或 IEC61850 通信规约（其中采用 IEC61850 通信规约建设的变电站，监控单元应采用 IEC61850 通信规约），并具备与监控系统通信能力。

2.4.14.1.5.3.4 保护功能：交流输出短路保护、交流输出过载保护、整流器/逆变器/静态旁路开关等过温度保护、直流电压低保护、交流输入缺相保护、交流输入过/欠压保护、以及交流输出过/欠压保护。具有紧急关机保护功能。

2.4.14.1.5.3.5 时钟同步功能：采用 IRIG-B CDC) 码进行时钟校正，同步误差不超过 1 ms。

2.4.14.1.5.4 旁路稳压器的功能要求

2.4.14.1.5.4.1 旁路稳压器的容量应满足 135%额定负载持续工作的能力，并能承受瞬间 200%过载。

2.4.14.1.5.4.2 旁路稳压器交流输入范围 AC220V $\pm$ 15%。

2.4.14.1.5.4.3 具有过压、欠压、和短路自动保护功能。

2.4.14.1.5.4.4 稳压后输出电压范围为 AC220V $\pm$ 5%。

2.4.14.1.5.5 UPS 电源主断路器、母联开关及交流馈线开关的功能要求

2.4.14.1.5.5.1 UPS 电源主断路器由交流主断路器（交流输入断路器、旁路输入断路器、交流输出断路器、维修旁路断路器）和直流输入断路器组成。

2.4.14.1.5.5.2 交流主断路器应选择 D 型脱扣器，交流馈线开关宜选择 C 型脱扣器。

2.4.14.1.5.5.3 直流输入断路器应选用直流专用断路器，不得用交流断路器替代。

2.4.14.1.5.5.4 UPS 电源主断路器应带有辅助触点和报警触点，交流馈线开关应带有报警触点。

2.4.14.1.5.5.5 UPS 电源交流输出断路器与交流馈线开关之间应满足 2~4 级的级差配合要求。

2.4.14.1.5.5.6 UPS 电源主断路器的选择：

2.4.14.1.5.5.6.1 UPS 电源带输入隔离变压器的交流输入断路器额定电流宜按照躲过隔离变压器启动冲击电流选择。

2.4.14.1.5.5.6.2 UPS 电源带旁路输入隔离变压器的旁路输入断路器额定电流宜按照躲过隔离变压器启动冲击电流选择。

2.4.14.1.5.5.6.3 UPS 电源不带旁路输入隔离变压器的旁路输入断路器额定电流宜按照 UPS 电源额定电流的 1.5~2 倍选择。

2.4.14.1.5.5.6.4 交流输出断路器、维修旁路断路器额定电流宜按照 UPS 电源额定电流的 1.5~2 倍选择。

2.4.14.1.5.5.6.5 直流输入断路器额定电流宜按照 UPS 电源最大直流电流选择。

2.4.14.1.5.5.6.6 母联开关额定电流宜按照 UPS 电源额定电流的 1.5~2 倍选择。

2.4.14.1.5.6 测量表计的配置和功能要求

2.4.14.1.5.6.1 UPS 电源应配置交流输入电压表、交流输入电流表、直流输入电压表、直流输入电流表、交流输出电压表、交流输出电流表。

2.4.14.1.5.6.2 测量表计应选用 4 1/2 位及以上精度的数字式表计。

2.4.14.1.5.7 通讯规约相关要求

状态信息宜采用 DL/T 860 标准建模，支持 61850 规约等上送信息。

2.4.14.2 试验

2.4.14.2.1 试验分类

试验类型包括型式试验、特殊试验、例行试验、交接试验。

型式试验是在一套有代表性的 UPS 系统上所进行的试验，以证明被代表的 UPS 系统也符合规定要求。如果 UPS 系统完全相同，则认为其中一台可以代表。若一套 UPS 系统在额定值或其他特性与其余 UPS 系统的差异不大时，对其所做的型式试验也可认为有效，其差异应由制造厂和用户协商确定。制造厂提供的型式试验报告应在有效期内。

特殊试验为除型式试验和例行试验外，由用户和制造厂协商确定的试验。

例行试验为每套 UPS 系统都要进行的试验。

交接试验为 UPS 系统安装完毕后进行的现场试验。

2.4.14.2.2 型式试验

投标方应提供投标产品的型式试验报告，并在下列任一情况下，装置须进行型式试验。

（1）新设计投产的成套装置(包括转厂生产)，在鉴定前应进行新产品定型的型式试验。

（2）连续生产的装置，应每 3 年对出厂检验合格的装置进行一次型式试验。

（3）当改变制造工艺或主要元件，而影响屏的性能时，均应对首批投入生产的合格品进行型式试验。

2.4.14.2.3 特殊试验

用户有需求时，投标方需进行特殊试验项目并提供试验报告。

2.4.14.2.4 例行试验

工厂验收测试（例行试验）应模拟现场情况进行，检查系统配置及功能是否满足现场实际要求。

投标方应该在工厂验收测试前一个星期提出工厂验收测试申请，并提供该类产品的性能确认测试报告。

工厂验收测试项目由生产厂家参照技术规范和合同内容选取并报请验收工作组审批，至少应包括硬件检查、功能测试、性能测试、连续通电测试等内容以及验收工作组提出的其他测试内容。

如果在双方同意的期限内，工厂验收测试不能满足技术要求，则认为工厂验收失败，由此引起的一切开销由投标方承担。

2.4.14.2.5 交接试验

现场验收（交接试验）应在所有设备安装调试完毕，且设备准备投入试运行进行，该试验应在投标方工程师参加并指导下由招标方完成。

现场验收应在工厂验收试验完成并获得认可的基础上进行。

在验收开始前二周投标方应提出现场验收测试大纲供招标方认可。大纲的要求必须要满足合同和技术规范的要求。现场验收测试必须进行不少于 72 小时的稳定性试验，试验要求同工厂验收试验。

验收的一般仪表由招标方提供，专用仪器、仪表由投标方提供。

现场验收的测试报告需双方技术人员签字才能生效。

2.4.15 直流系统

直流屏的技术要求见表 2.49。

表 2.49 直流电源系统的主要技术参数表

技术指标	要求
直流电源系统标称电压	220V
充电电压调整范围	标称电压的（90%~125%）
直流控制母线电压范围	标称电压的（85%~112.5%）
直流合闸母线电压范围	标称电压的（87.5%~117.5%）
稳流精度	≤±1%（在 20%~100% 输出额定电流时）
稳压精度	≤±0.5%（在 0%~100% 输出标称电压时）
均流不平衡度	≤±5%（20%~100%额定负载条件下）

纹波系数	≤0.5%（30%~100%额定电流条件下）
效率	>92%（50%~100%额定功率下）
噪声	按照国标 GB/T 19826 要求
冷却方式	采用自然冷却或强迫风冷
对时接口	IRIG-B（DC）码
通讯接口	RS485 通讯接口及三以太网通讯接口
通讯规约	MODBUS、103、DL/T 329 规约、DL/T860
电磁兼容	充电模块、监控器、绝缘监测装置、蓄电池电压巡检装置等的电磁兼容见 6.2.17 中的要求
高低温性能	充电模块、监控器、绝缘监测装置、蓄电池电压巡检装置等的高低温性能见 6.2.18 中的要求

技术参数见技术规范书专用部分的技术参数表。补充规定如下：

2.4.15.1 高频开关电源模块

2.4.15.1.1 高频开关电源模块额定电流宜为 10A、20A、40A。

2.4.15.1.2 每个高频开关电源模块内部应具有监控功能，显示输出电压/电流值，能不依赖监控单元独立工作。当监控单元退出运行时，充电装置运行参数应保持为现场浮充整定值。正常工作时，模块应与监控单元通讯，接受监控单元的指令。

2.4.15.1.3 高频开关电源模块应具有交流输入过电压保护、交流输入欠电压报警、交流输入缺相告警、直流输出过电压保护、直流输出过电流保护、限流及短路保护、模块过热保护及模块故障报警功能。模块应具有报警和运行指示灯。任何异常信号应上送到监控单元。

2.4.15.1.4 高频开关电源模块应具有带电插拔更换功能，具有软启动功能，软启动时间 3~8 秒，防止开机电压冲击。

2.4.15.1.5 高频开关电源模块在额定负载下长期连续运行，模块内部各发热元器件及各部位温升最高应不超过表 2.50 中规定值。

表 2.50 模块各部件极限温升（单位为开尔文）

部件或器件	极限温升
整流管外壳（散热器）	70
MOS（IGBT）管衬板	70
高频变压器、电抗器	80
电阻元件	25（距外表 30mm 处）
与半导体器件的连接处	70
与半导体器件的连接处塑料绝缘线	25
印刷电路板铜箔	20

2.4.15.2 DC/DC 模块

2.4.15.2.1 DC/DC 48 伏电源模块输入取自直流母联后电源，额定输出电流宜为 50A、40A、30A、20A。

2.4.15.2.2 110kV 及以下电压等级新建变电站应采用 DC/DC 供电方式，DC/DC 模块采取独立组屏方式安装，不与高频开关电源模块集中组屏，任一套故障时，另一套应具备承载全部负载的能力。

2.4.15.2.3 DC/DC 模块应满足 N+1 冗余配置，其中 N 只主用，N≤10 时，1 只备用。性能应满足《南方电网通信电源技术规范》要求。

2.4.15.2.4 每个 DC/DC 48 伏电源模块内部应具有监控功能，显示输出电压/电流值，

能不依赖监控单元独立工作。当监控单元退出运行时，DC/DC 48 伏电源模块输出应保持为整定值。正常工作时，模块应与监控单元通讯，接受监控单元的指令。

2.4.15.2.5 DC/DC 48 伏电源模块应具有直流输入告警、直流输出过/欠压告警、故障报警和运行指示灯，并能实现直流输出过电压保护、短路保护，任何异常信号应上送到监控单元。

2.4.15.2.6 DC/DC 48 伏电源模块应具有带电插拔更换功能，具有软启动功能，软启动时间 3~8 秒，防止开机电压冲击。

2.4.15.2.7 DC/DC 48 伏电源模块在额定负载下长期连续运行，模块内部各发热元器件及各部位温升最高应不超过表 2 中规定值。

2.4.15.2.8 DC/DC 48 伏电源模块最少分成三组，配置不同的输入开关分别控制，任何一路开关跳闸应有告警（未使用的开关可屏蔽此告警，可通过设告警屏蔽开关或在监控系统中软件实现），且开关容量要满足 DC/DC 模块额定负载下长期连续运行。

2.4.15.2.9 需要独立分区配置 DC/DC 48 伏电源模块输出负载开关，每套直流屏最少应配置 48 伏输出 20A 负载开关 10 个，32A 负载开关 10 个。

2.4.15.2.10 DC/DC 48 伏电源模块输出接线及端子的面积尺寸与通导的电流容量要适配，要求如下：

- 10A 开关用 4mm² 的阻燃导线连接；
- 20A 开关用 6mm² 的阻燃导线连接；
- 32A 开关用 10mm² 的阻燃导线连接；
- 63A 开关用 16mm² 的阻燃导线连接；
- 100A 开关用 35mm² 的阻燃导线连接。

2.4.15.3 监控装置

2.4.15.3.1 监控单元是高频开关电源及其成套装置的监控、测量、信号和管理系统的核心部分，应根据直流电源系统运行状态，综合分析各种数据和信息，对整个系统实施控制和管理。

2.4.15.3.2 监控单元的测量功能
各模拟量通过本地采样，以通信的方式送至监控单元。监控单元测量量及其范围和精度见表 2.51。

表 2.51 监控单元测量功能

序号	测量对象	范围	精度
1	充电装置交流输入电压测量	额定电压的 (0% ~ 130%)	±1.0% (80%~130%额定电压)
2	交流电流测量	额定电流的 (0% ~ 110%)	±1.0% (20%~110%额定电流)
3	交流功率测量	额定功率的 (0% ~ 110%)	有功：±3.0% (20%~110%额定容量) 无功：±3.0% (20%~110%额定容量)
4	充电装置输出电压测量	标称电压的 (0% ~ 130%)	±0.5% (90%~130%标称电压)
5	充电装置输出电流测量	额定电流的 (0% ~ 150%)	±0.5% (20%~110%额定电流)
6	DC/DC 模块输出电压测量	标称电压的 (0% ~ 130%)	±0.5% (90%~130%标称电压)
7	DC/DC 模块输出电流测量 (总电流)	标称电压的 (0% ~ 130%)	±0.5% (20%~110%额定电流)
8	各个 DC/DC 模块输出电流	模块额定电流的 (0%~110%)	±0.5% (20%~110%模块额定电流)

9	合闸母线电压测量	标称电压的(0%~130%)	$\pm 0.5\%$ (90%~130%标称电压)
10	控制母线电压测量	标称电压的(0%~130%)	$\pm 0.5\%$ (90%~130%标称电压)
11	蓄电池组电压测量	标称电压的(0%~130%)	$\pm 0.5\%$ (90%~130%标称电压)
12	蓄电池组充放电电流测量	$-10I_{10} \sim 5I_{10}$	$\pm 0.5\%$ ($-10 \sim -0.2I_{10}$ 和 $0.2 \sim 1.5I_{10}$)
13	各个高频电源模块输出电流	模块额定电流的(0%~110%)	$\pm 0.5\%$ (20%~110%模块额定电流)
14	蓄电池组浮充电流测量 (项目单位可选)	$0 \sim 3\%I_{10}$	$\pm 0.3\%I_{10}$ (0%~2% I_{10})
15	充电机输出纹波电压测量 (项目单位可选)	$0 \sim 1000\text{mV}$	$\pm 1\% \pm 1\text{mV}$
16	温度测量	$-10^{\circ}\text{C} \sim +90^{\circ}\text{C}$	$\pm 1^{\circ}\text{C}$ ($-5^{\circ}\text{C} \sim +60^{\circ}\text{C}$)

2.4.15.3.3 监控单元应有限压限流特性，当模块输出电流小于其设置电流时，控制模块工作在恒压状态；当模块输出电流达到设置电流时，控制模块工作在恒流状态。

2.4.15.3.4 监控单元应具备自诊断功能，能够诊断内部的电路故障和不正常的运行状态，并以硬节点和报文形式给出报警到变电站综合自动化系统后台。监控单元应具有有带电插拔更换功能，监控单元的投入和退出应不影响整个直流电源系统可靠运行。

2.4.15.3.5 监控单元控制功能以及定值项目：监控单元控制功能及定值项目参考表 2.4.15.4 和表 2.4.15.5。定值设置应具有掉电保持功能。

2.4.15.3.6 运行方式设置功能：具有自动/手动进行均衡充电/浮充电切换功能；停电时间超过一定时间或蓄电池放电容量超过设定值时，应能自动转为均衡充电；根据整定时间监控单元应能自动控制充电装置定期对蓄电池组进行均衡充电，确保蓄电池组随时具有额定的容量。运行方式参考表 2.52 和表 2.53。

表 2.52 直流电源系统监控单元——控制功能设置

序号	定值类型	定值名称	定值推荐设置	设置说明
1	均、浮充转换参数	停电转均充放电容量	10%	可设置
		停电转均充停电计时（分钟）	10	可设置
		浮充转均充定时（小时）	2160	可设置
		均充转浮充定时（小时）	10	可设置
		均充转浮充电流（A）	$0.01C_{10}$	可设置
		均充转浮充延时（分钟）	180	可设置
2	充电机运行参数	浮充/均充转换	自动/手动	可设置
		充电机均充保护时间（小时）	24	不可设置
		充电机浮充电压值（V）	$2.25 \times N$	可设置
		充电机均充电压值（V）	$2.35 \times N$	可设置
4	蓄电池运行参数	电池节数（节）	N	可设置
		电池容量（Ah）	--	按电池实际容量设置
		蓄电池组恒流充电电流值（A）	$0.1 C_{10}$	可设置
		单节蓄电池浮充温度补偿系数（mV/°C）	3~5	可设置

表 2.53 直流电源系统监控单元——保护及告警定值设置

序号	定值类型	定值名称	定值推荐设置	设置说明
1	充电机保护定值	交流输入过压值 (V)	380+20%	不可设置
		交流输入欠压值 (V)	380-15%	不可设置
		充电机输出过压值 (V)	220 (110) +20%	可设置
		充电机输出欠压值 (V)	220 (110) -10%	可设置
2	蓄电池告警定值	蓄电池组电压欠压值(V)	1.8×N	可设置
		单节电池过压值 (V)	2.40	可设置
		单节电池欠压值 (V)	1.8	可设置
		浮充电流过流值	0.003C10	可设置
		蓄电池温度过高值	40	可设置
		单节蓄电池电压偏离值过高	40mV	可设置
3	直流母线告警定值 (无硅链系统)	直流母线过压值 (V)	220(110)+12.5%	可设置
		直流母线欠压值 (V)	220 (110) -10%	可设置
4	直流母线告警定值 (有硅链系统)	动力母线过压值 (V)	220(110)+17.5%	可设置
		动力母线欠压值 (V)	220 (110) -10%	可设置
		控制母线过压值 (V)	220 (110) +10%	可设置
		控制母线欠压值 (V)	220 (110) -10%	可设置
5	DC/DC 模块输出	输出欠压值 (V)	43.2V+10%	可设置
		输出过压值 (V)	57.6V-10%	可设置

2.4.15.3.7 告警功能：告警或故障时，监控单元应能发出声光报警，并应以硬节点形式和通讯口软报文输出。监控单元的告警类别见表 2.54。

表 2.54 直流电源系统 I/O 表

序号	名称	直流电源系统监控单元				告警紧急性级别		
		开关量 (采集)	开关量 (输出)	模拟量 (采集)	模拟量 (输出)	I	II	III
1								
1.1	充电装置交流输入电压 (AB、BC、CA)			√	√			
1.2	充电装置交流开关自动切换		√					
1.3	充电装置交流侧开关位置	√	√					
1.4	充电装置交流侧开关跳闸	√	√				√	
1.5	充电装置交流输入过/欠压		√				√	
1.6	交流输入缺相							
1.7	防雷单元异常	√ (*)	√			√		
2								
2.1	整流模块电压			√	√			
2.2	整流模块电流			√	√			
2.3	充电装置输出电压			√	√			
2.4	充电装置输出电流			√	√			
2.5	充电机浮充/均充/自检状态		√				√	
2.6	监控单元故障		√ (+)			√		
2.7	整流模块告警		√ (+)					√
2.8	充电装置出口开关位置	√ (*)	√				√	
2.9	充电装置出口保护电器动作	√ (*)	√ (+)			√		

3								
3.1	DC/DC 模块输入中断	√	√				√	
3.2	DC/DC 模块故障告警	√	√				√	
3.3	DC/DC 模块输出电压			√	√			
3.4	DC/DC 模块输出保护电器动作	√ (*)	√ (+)			√		
4								
4.1	合闸母线电压			√	√			
4.2	控制母线电压			√	√			
4.3	合闸母线过/欠压		√ (+)			√		
4.4	控制母线过/欠压					√		
4.5	刀开关位置	√ (*)	√					√
4.6	降压硅链开路	√ (#)	√			√		
4.7	调压装置工作异常		√			√		
5								
5.1	蓄电池组电压			√	√			
5.2	蓄电池组电流			√	√			
5.3	蓄电池室温度			√	√			
5.4	单体蓄电池电压			√	√			
5.5	浮充电流过大		√			√		
5.6	蓄电池回路熔断器熔断	√ (*) #				√		
5.7	蓄电池管理单元故障		√ (+)				√	
5.8	蓄电池组过/欠压		√ (+)			√		
5.9	单体蓄电池过压		√			√		
5.10	单体蓄电池欠压		√ (~)					
5.11	蓄电池室温度过高		√			√		
5.12	单节蓄电池电压偏离值过高		√				√	
5.13	测温探头工作异常		√					
5.14	蓄电池内阻异常	△	△				√	
5.15	蓄电池连接电阻过高	△					√	
6								
6.1	馈线空气开关位置	√ (*)	√			√		
6.2	馈线空气开关跳闸	√ (*)	√			√		
7								
7.1	直流母线负对地电压			√	√			
7.2	直流电源系统绝缘故障	√ (*) (#)				√		
7.3	绝缘监测装置故障		√ (+)				√	
7.4	平衡桥故障或不平衡桥故障						√	
7.5	直流母线正负对地电压差绝对值超限		√				√	
8	直流电源系统故障		√ (+)			√		
备注:	备注：1、开关量（采集）、模拟量（采集）表示接入直流屏监控单元的信号； 2、开关量（输出）、模拟量（输出）表示直流屏送至综自后台的信号，模拟量一律用软报文方式，开关量有只用软报文方式的，也有同时用软报文和干节点方式的； 3、表中“√”表示该项应列入，“△”表示该项在有条件时或需要时可列入；							

	4、表中“（*）”表示应以硬节点形式送至监控单元信号，“（+）”表示应以硬节点形式从直流屏监控单元送至综自后台的信号，“（#）”表示应以硬节点形式直接从系统（不经监控单元）送至综自后台的信号；“（~）”表示应以硬节点形式给出。 5、告警紧急性级别：I级为最紧急，II级次之，III级最低； 6、1.5~1.6合并为交流输入异常；3.3~3.4合并为直流母线电压异常；单体蓄电池和蓄电池组的过/欠压的告警分为包括浮充和均充两种状态；6.3~6.4合并为绝缘监测装置故障； 7、直流电源系统故障包括除监控单元故障之外的所有告警。
--	--

2.4.15.3.8 事件记录功能：监控单元应能储存不少于 1000 条事件。事件包括：运行参数的修改、直流电源系统告警、均充等，事件记录应包括开始时间和结束时间，且时间记录应精确到毫秒。事件记录具有掉电保持功能。

2.4.15.3.9 温度补偿功能：监控单元应具有蓄电池浮充电压温度补偿功能，当蓄电池环境温度偏离设定温度 25℃时，监控单元应能自动调节充电装置的浮充电压，实现温度补偿，补偿系数根据蓄电池厂家推荐值设定。蓄电池环境温度测温探头不应少于 3 个，测温探头工作异常时应报警。

2.4.15.3.10 显示功能：监控单元应能显示相关定值、模拟量测量值、事件记录和告警记录等。

2.4.15.3.11 操作权限管理：监控单元应具有操作权限密码管理功能，任何改变运行方式和运行参数的操作均需要权限确认。

2.4.15.3.12 通讯功能：监控单元至少应有 1 个 RS485 和 3 个以太网通讯接口。其中 1 个 RS485 通讯接口具备与成套装置中各子系统通讯功能，以太网通讯接口用于与变电站综合自动化系统通讯，通讯规约宜采用 MODBUS、103、DL/T 329、DL/T 860 规约，实现对直流设备的遥测、遥信及遥控功能（具体参数要求见附录 D3 直流电源系统 I/O 表）。

2.4.15.3.13 对时功能：监控单元应采用 IRIG-B（DC）码对时，且对时误差应不大于 1ms。

2.4.15.3.14 馈线状态监测单元功能：馈线状态监测模块应能采集每回直流馈线回路的断路器位置，并与监控单元通讯，实现对所有直流馈线的工作状态进行监视。

2.4.15.4 绝缘监测装置

绝缘监测装置应与监控单元相互独立为两台装置。

2.4.15.4.1 技术要求

2.4.15.4.1.1 正常使用的电气条件

2.4.15.4.1.1.1 额定工作电压：DC220V；

2.4.15.4.1.1.2 允许波动范围：DC176V-286V。

2.4.15.4.1.2 测量范围及精度

表 2.55 绝缘监测装置测量范围及精度

序号	测量对象	测量范围	测量精度
1	母线电压	0~286V 或 0~143V	0.5%（80%Un~130%Un）
2	母线对地电压	-286V ~ 286V、-143V ~ 143V	0.5%（10%Un~130%Un）
3	母线对地电阻	0~999kΩ	2%±1k（0~10kΩ） 5%（10~60kΩ） 10%（60~200kΩ）
4	支路对地电阻	0~200kΩ	10%±1k（R<10kΩ） 15%（10≤R<50kΩ） 25%（50≤R<100kΩ） 显示具体数值（R≥100kΩ）
5	支路漏电流	-10.00mA~10.00mA	5%±0.1mA
6	交流窜入电压	0~250V	1%±1V（10V~242V）
7	母线对地电容	0~200uF	20%±3uF（10~50uF） 10%±8uF（50~100uF）

8	直流窜电电阻	0~100kΩ	10%±2kΩ (0~30kΩ)
---	--------	---------	------------------

2.4.15.4.1.3 绝缘监测装置基本功能要求

2.4.15.4.1.3.1 绝缘监测装置应具有 B 码对时功能，对时精度为±1ms。

2.4.15.4.1.3.2 绝缘监测装置绝缘性能

装置下列部位的绝缘电阻和绝缘耐受水平满足表 2.4.15.8 的规定。

测量部位：

各独立电路(电源入口、测量端口、无源输出端口)与地（金属外壳）之间；

无电气联系的各电路(电源入口、测量端口、无源输出端口) 之间。

试验方法：

用绝缘电阻测试仪器测量绝缘电阻，测试仪器的开路电压等级应符合表

2.4.15.4.2 的规定，绝缘电阻应不小于 10MΩ。

用工频耐压试验产品施加频率为(50±5)Hz 的工频电压 1min，或用直流耐压试验产品施加直流电压 1min。试验电压应符合表 2.4.15.4.2 的规定，试验过程中应无绝缘击穿和闪络现象；

用冲击耐压试验产品施加正负极性各 3 次的冲击电压，每次间歇时间不小于 5s。试验电压应符合表 2.56 的规定，电压波形为标准雷电波，试验过程中应无击穿放电现象。

表 2.56 绝缘性能要求

额定绝缘电压 U_i (V)	绝缘电阻测试仪器的电压等级 (V)	介质强度试验电压 (kV)	冲击耐压试验电压 (kV)
$U_i \leq 63$	250	1.0 (1.4)	1.0
$63 < U_i \leq 250$	500	2.0 (2.8)	5.0
$250 < U_i \leq 500$	1000	2.5 (3.5)	12

2.4.15.4.1.3.3 绝缘监测装置自检功能

装置应具备定期自检功能；

定时实时检测平衡桥电阻及不平衡桥电阻运行状态；

实时检测系统与上位机、分机、选线模块、CT 等的通讯状态；

能自动和手动检测 CT 测量功能。

2.4.15.4.1.3.4 手动操作功能

1) 可手动投入不平衡电阻并能自动退出,投入时间不能超过 10 分钟；

2) 直流环网检测功能可手动退出。

2.4.15.4.1.3.5 绝缘监测装置的分机具有支路监测功能和与主机通讯功能，但不能含有母线绝缘监测功能。

2.4.15.4.1.3.6 绝缘监测装置事件记录应存储不少于 1000 条最新的信息，失电后数据不丢失。

2.4.15.4.1.3.7 绝缘监测装置应能与直流屏监控器进行通讯。

2.4.15.4.1.3.8 绝缘监测装置自身故障及平衡桥故障应具有报警功能。

2.4.15.4.1.3.9 绝缘监测装置防护等级为 IP30。

2.4.15.4.1.3.10 绝缘监测装置投入不平衡桥电阻宜设为一天一次，在绝缘监测装置告警时，禁止投入不平衡桥电阻。

2.4.15.4.1.4 绝缘监测装置的配置原则

2.4.15.4.1.4.1 为了实时监测直流电源系统的绝缘状况，变电站直流电源系统应安装绝缘监测装置。

2.4.15.4.1.4.2 绝缘监测装置应按直流母线分段配置，同一变电站内两段独立的直流母线应在主电屏上按母线各安装一套同型号、独立的绝缘监测装置。分电屏支路较多时，该分电屏也宜配置绝缘监测装置。

2.4.15.4.1.4.3 同一组直流母线只允许有一个平衡桥接地回路，设在主馈电屏上。

2.4.15.4.1.4.4 独立运行的两段直流母线，需要并列运行时，应手动退出其中一组绝缘监测装置的平衡桥电阻和不平衡桥电阻的接地点，接地点投退应使用硬压板，且方便投退。

2.4.15.4.1.4.5 CT 采用开口式 CT，实现负荷不停电更换。

2.4.15.4.1.5 绝缘监测装置桥电阻要求：绝缘监测装置桥电阻要求见表 2.57。

表 2.57 平衡桥及不平衡桥电阻值与功率要求

直流系统电压	220V
--------	------

平衡桥电阻值	(30±5) kΩ
平衡桥电阻功率	大于 10 W
不平衡桥电阻值	(120±20) kΩ

2.4.15.4.1.6 绝缘监测报警功能

2.4.15.4.1.6.1 报警界面

报警时自动转入报警画面，能显示和记录故障类型、故障位置和故障时间。

2.4.15.4.1.6.2 报警输出

具有报警输出延时提醒、信号解除功能；

无源节点输出至少应包括：设备故障（常闭），报警（常开）。

无源节点的容量不小于 220VDC/0.2A。

2.4.15.4.1.6.3 增加智能识别母联开关合闸位置机制，即合上母联开关时，直流系统环网不应告警。

2.4.15.4.1.6.4 当直流感地、两段直流系统环网、交流窜入直流等异常工况时，绝缘监测装置应报警并选线，报警定值见表 2.58。

表 2.58 绝缘监测装置告警值

序号	电气量	告警值（可设置）
1	接地电阻	220V 系统 ≤25kΩ
2	控制母线正负极对地电压绝对值之差的绝对值	≥直流标称电压的 10%
3	交流窜电电压	≥10V(AC)
4	直流窜电电阻	≤30kΩ

2.4.15.4.1.6.5 绝缘监测装置应具备监测蓄电池组和单体蓄电池绝缘状态的功能。

2.4.15.4.1.7 绝缘预警功能

2.4.15.4.1.7.1 直流绝缘监测装置可设置投入或退出绝缘降低预警功能，绝缘预警值为报警值的 2 倍。

2.4.15.4.1.7.2 直流系统中任意一极对地绝缘电阻降低到表 2.59 中的整定值时，应发预警信息。

2.4.15.4.1.7.3 直流系统对地绝缘电阻小于等于预警值时，绝缘监测装置应自行启动支路选线功能。

表 2.59 绝缘预警整定值

直流系统标称电压（V）	绝缘预警整定值（kΩ）
220	50
110	30

2.4.15.4.2 试验

2.4.15.4.2.1 试验内容

试验内容见下表。

表 2.60 绝缘监测装置试验内容。

序号	试验项目	型式试验	出厂试验	抽检试验	交接试验
1	一般检查	√	√	√	√
2	绝缘电阻测量	√	—	—	—
3	工频耐压试验	√	—	—	—
4	冲击耐压试验	√	—	—	—
5	防护等级试验	√	—	—	—
9	接线端子检查	√	—	—	—
10	防护等级检查	√	—	—	—
11	平衡桥电阻试验	√	√	√	√
12	不平衡桥电阻试验	√	√	√	√
13	母线电压试验	√	√	√	√
14	母线对地电压试验	√	√	√	√
15	母线对地电阻和支路对地电阻试验	√	√	√	√

序号	试验项目	型式试验	出厂试验	抽检试验	交接试验
16	支路漏电流试验	√	√	√	—
17	交流窜入电压试验	√	√	√	—
18	直流窜电试验	√	√	√	—
19	母线对地电容试验	√	√	√	—
20	对时功能试验	√	√	√	—
21	绝缘性能试验	√	√	√	—
21	桥电阻运行状态试验	√	√	√	√
22	CT 测量功能试验	√	√	√	√
23	手动操作功能	√	√	√	√
24	支路巡检功能试验	√	√	√	√

2.4.15.4.2.2 试验方法

表 2.61 绝缘监测装置的试验

序号	试验项目	试验方法
1	接线端子检查	用 6.2.19 规定的标准插头对装置进行测试,插拔力应适中,电气连接应可靠
2	防护等级检查	按 GB 4208-2008 规定的方法进行, 试验结果应满足 IP30 的规定
3	平衡桥电阻试验	装置运行于平衡桥模式, 用万用表分别测量正、负母线对地电阻, 测量结果应满足第 2.4.15.4.1 章的要求
4	不平衡桥电阻试验	装置运行于不平衡桥模式, 用示波器测量正、负母线对地电压, 其对地电压偏移量应满足第 2.4.15.4.1 章的要求
5	母线电压试验	在装置的母线测量端施加测量范围的电压, 测量精度满足要求
6	母线对地电压试验	屏蔽直流窜电报警, 在母线与地之间施第 2.4.15.4.1 章测量范围的电压, 测量精度满足要求
7	母线对地电阻和支路对地电阻试验	a)在 CT 的支路中, 分别在正极和负极对地接入 1k Ω 、5k Ω 、10k Ω 、15k Ω 、25k Ω 、50k Ω 、300k Ω 的电阻, 测量结果应满足第 2.4.15.4.1 章中的要求。 b)在 CT 的支路中, 同时在正极和负极对地接入 1k Ω 、5k Ω 、10k Ω 、15k Ω 、25k Ω 、50k Ω 、300k Ω 的电阻, 测量结果应满足第 2.4.15.4.1 章中的要求。
8	支路漏电流试验	在上述的试验中, 同时读取测量的支路漏电流, 测量精度应满足第 2.4.15.4.1 章中的要求
9	交流窜入电压试验	分别在正母线与地之间和负母线与地之间通过交流调压器施加第 2.4.15.4.1 章中规定的交流电压,装置应能正常工作,测量精度应满足第 2.4.15.4.1 章的规定
10	直流窜电试验	在双充双电系统中, 分别在两段母线的同极性(正极或负极)之间和异极性(正极与负极)之间窜入第 2.4.15.4.1 章中范围内的电阻,测量窜入电阻值,其测量精度应满足要求
11	母线对地电容试验	在母线与地之间接入第 2.4.15.4.1 章范围内的电容,测量电容值,测量结果应满足要求
12	对时功能试验	装置与直流屏监控器进行软件对时。对时试验时, 监控器和装置的时间显示应精确到 0.1s, 对时精度为 $\pm 1s$
13	绝缘性能试验	按 GB/T 7261-2008 中规定的方法进行, 试验结果应满足第 2.4.15.4.1 章的规定
14	桥电阻运行状态试验	人为造成平衡桥电阻和不平衡桥电阻开路故障, 装置能正确报警
15	CT 测量功能试验	在系统中的任意位置接入一只测量精度严重超标但仍正常工作的 CT, 装置能准确检出故障 CT

16	手动操作功能	应能实现第 2.4.15.4.1 章规定的功能
17	支路巡检功能试验	a)交流窜入支路定位功能试验：若装置具有交流窜入支路定位功能，则在上述的第 9 行试验中，将交流电压通过具有 CT 的支路施加到母线。 b)直流窜入支路定位功能试验：若装置具有直流窜入支路定位功能，则在上述的第 9 行的试验中，将窜入的电阻通过具有 CT 的支路连接到母线

2.4.15.5 蓄电池电压巡检装置

2.4.15.5.1 正常使用的电气条件

2.4.15.5.1.1 额定工作电压：DC220V

2.4.15.5.1.2 允许波动范围：DC176V-286V。

2.4.15.5.2 装置基本要求、测量范围及精度

2.4.15.5.2.1 装置基本要求

电压检测线输入阻抗不小于 $10k\Omega$ （2V）；

单体蓄电池电压的检测单元必须取自主机，不应取自单节或部分蓄电池；

各单只巡检电压和电池组总电压的检测回路具有防止短路措施，电压采样线距蓄电池接线柱 3~5 厘米内设置短路保护熔丝，保护熔丝额定电流不超过 1A，并采取防止火花逸出的措施；

装置的主机设有独立的工作电源开关。

2.4.15.5.2.2 测量范围及精度

表 2.62 蓄电池电压巡检装置测量范围及精度

序号	测量对象	测量范围	测量精度
1	蓄电池组电压	100~300V（220V 系统）	0.2%
2	单体蓄电池电压	1.6~3V（2V）；4.8~9V（6V）；9.6~18V（12V）	0.2%
4	环境温度	-10~50℃	±1℃
5	装置监测能力	DC220V 系统 2V 电池为（0~120 只），12V 电池为（0~20 只）。	

2.4.15.5.3 装置功能要求

2.4.15.5.3.1 检测功能

产品应至少具备以下检测功能：

蓄电池组的实时电压值；

蓄电池组的环境实时温度值；

蓄电池单体的实时电压值；

2.4.15.5.3.2 设备终端显示功能

终端显示应以中文界面、法定单位方式显示以下信息：

蓄电池组实时电压值；

蓄电池组环境实时温度值，显示值分辨率至 0.1℃；；

蓄电池单体实时电压值，显示位数不少于四位半；

异常、告警等事件信息。

能显示蓄电池单体的平均电压，最高与最低电压值的电池应采用醒目的显示方式。

2.4.15.5.3.3 安全保护功能

各蓄电池单体电压和电池组总电压的检测回路应具备防止短路和极性反接的措施；

能在蓄电池组放电过程中，当任一只蓄电池单体电压达到放电终止电压时，发出声光报警和开关量（常开）信号。宜在核对性放电试验的情况下，对相关单元（放电直流断路器、蓄电池容量放电测试仪）进行控制，切断人工放电负载；

产品宜具备结合蓄电池组总电压和电流的监测，自动判断巡检采样线脱落报警功能。在蓄电池单体电压巡检连接线脱落时只发出声光报警，提醒恢复蓄电池单体电压巡检连接线而不中断蓄电池组的放电测试。

2.4.15.5.3.4 数据存储功能

数据导出：数据导出采用 USB 接口，通过接口可导出放电数据。

蓄电池放电数据记录：蓄电池电压巡检装置能记录整个放电数据，包括电压和电流；核容放电时，蓄电池电压巡检装置每小时记录一次数据，当蓄电池组中某单节蓄电池最低电压小于 1.9V 时，蓄电池电压巡检装置每半小时记录一次数据。

记录整组蓄电池完整的充电数据和放电数据，包含：电压-时间、电流-时间；

记录各单体蓄电池完整的充电数据和放电数据，包含：电压-时间、电流-时间。

事件记录应存储不少于 500 条最新的信息，失电后数据不丢失；

记录各类报警事件，包含：事件类型、发生时间、结束时间；

2.4.15.5.3.5 蓄电池电压巡检装置报警功能

报警界面：报警或预报警时自动转入报警画面，能显示和记录故障类型、故障位置和故障时间。

报警内容：

蓄电池组端电压过高、过低；

单体蓄电池端电压过高、过低；

各单体蓄电池压差过高；

蓄电池环境温度的过高、过低；

蓄电池组充电电流过大；

蓄电池组浮充电流过大；

装置故障。

报警设定值：推荐的报警设定值参考表 5。

报警输出：报警输出无源节点，容量不小于 220VDC/0.2A。输出最少应包括：设备故障（常闭），蓄电池电压异常（常开），蓄电池浮充电流异常（常开）。

2.4.15.5.3.6 异常管理

产品应至少实现以下异常信息上传和管理要求：

- a) 产品应具备蓄电池单体电压、温度异常的就地声光报警并上传报警信息；
- b) 应具备装置电源、通信中断或采样模块故障等自检报警功能；
- c) 蓄电池报警分为电压异常报警和温度异常报警两类；
- d) 用户可根据安装的蓄电池组设置电压和温度报警值；
- e) 蓄电池异常时自动转入报警画面，能显示和记录异常类型、蓄电池编号和发生时间，并同时通过标准接口与上位机进行通信；

2.4.15.5.3.7 蓄电池电压巡检装置应具有软件对时功能，软件对时精度为 $\pm 1s$ 。

2.4.15.5.3.8 蓄电池电压巡检装置权限管理应通过密码设置实现；

2.4.15.5.3.9 通讯功能：蓄电池电压巡检装置应提供有 RS485 或以太网的标准接口，实现与就地或远程的上位机（监控器）进行通信。

2.4.15.5.4 接线要求

2.4.15.5.4.1 双线制测试线方式：专用测试连接线应按红、黑两色区分极性，红色为正极（标+符号）接电池的正极端，黑色为负极（标-符号）接电池的负极端。

2.4.15.5.4.2 公用测试线方式：红色为正极（标+符号）接第一只电池的正极端，黑色为负极（标-符号）接最后一只电池的负极端，中间公用测试线采用黄色。

2.4.15.5.5 绝缘性能

装置下列部位的绝缘电阻和绝缘耐受水平满足表 A.2 的规定。

a) 各独立电路（电源入口、测量端口、无源输出端口）与地（金属外壳）之间；

b) 无电气联系的各电路（电源入口、测量端口、无源输出端口）之间。

2.4.15.5.6 防护等级：蓄电池电压巡检装置防护等级为 IP30。

2.4.15.6 保护电器

2.4.15.6.1 熔断器

2.4.15.6.1.1 额定电压应大于或等于回路的最高工作电压。

2.4.15.6.1.2 额定电流应大于回路的最大工作电流。

2.4.15.6.1.3 断流能力应满足直流电源系统短路电流的要求。

2.4.15.6.1.4 应满足各级熔断器动作时间的选择性要求，同时要考虑上、下级差的配合。

2.4.15.6.1.5 熔断器应带有两对报警触点。各熔断器的告警接点不应并联，应独立

接至端子排,且熔断器正负极之间加装隔板防止短路。5.6.1.6 变电站使用的熔断器原则上应选用同一生产厂家、同一系列的产品。

2.4.15.6.2 刀开关

2.4.15.6.2.1 额定电压应大于或等于回路的最高工作电压。

2.4.15.6.2.2 额定电流应大于回路的最大工作电流。

2.4.15.6.2.3 动稳定应满足直流电源系统短路电流的要求。

2.4.15.6.2.4 刀开关应带有辅助触点,并将刀开关位置上送至监控装置。

2.4.15.6.3 直流断路器

2.4.15.6.3.1 各级直流断路器的配置应根据短路电流计算结果,短路电流计算应参照 DL/T 5044-2014《电力工程直流系统设计技术规程》附录 E 的规定的方 法,再根据各级直流断路器的安-秒特性加以配置,可用试验加以验证,以保证级差配合具有可靠性、选择性、灵敏性和速动性。

2.4.15.6.3.2 在满足级差配合的条件下,直流断路器的额定工作电流应按最大动态负荷电流的 1.5~2.0 倍选用。

2.4.15.6.3.3 直流断路器应带有辅助触点和报警触点。

2.4.15.6.3.4 变电站使用的直流断路器原则上应用同一生产厂家、同一系列的产品。

2.4.15.7 降压硅链

2.4.15.7.1 降压硅链额定电流应满足所在回路最大持续负荷电流的要求,并应有承受冲击电流的短时过载和承受反向电压的能力,硅元件的额定电流宜为全站最大持续负荷电流 1.2~1.5 倍及以上,硅元件的额定反向电压应为直流电源系统的标称电压 2 倍及以上,以保证硅元件有足够的裕度。

2.4.15.7.2 降压硅链正向额定总压降宜为:220V 系统 35V,具有自动和手动调压功能,每级调压:220V 系统 7V。

2.4.15.7.3 降压硅链外壳在环境温度为 25℃带额定负荷下长期连续运行极限温升应不超过 85K。

2.4.15.8 防雷器

2.4.15.8.1 直流充电屏的交流充电电源入口处应安装具备相线与地线(L-PE)、中性线与地线(N-PE)保护模式的标称放电电流不小于 20kA(8/20μs)的交流电源电压限制型 SPD(电涌保护器)。

2.4.15.8.2 直流屏的直流母线输出端宜安装具有正极对地、负极对地保护模式的标称放电电流不小于 20kA(8/20μs)的直流电源 SPD。

2.4.15.8.3 保护小室直流电源入口处宜安装具有正极对地、负极对地保护模式的标称放电电流不小于 20kA(8/20μs)的直流电源 SPD。

2.4.15.8.4 所有电源 SPD 都宜串联相匹配的联动空气开关以便于更换 SPD 和防止 SPD 损坏造成的短路,空气开关的额定电流应参考所接 SPD 的标称放电电流来选择。

2.4.15.8.5 SPD 正常或故障时,应有能正确表示其状态的标志或指示灯;SPD 都应安装在屏柜内易于观察维护的位置上,状态指示窗或指示灯应正对屏柜外侧,方便观察 SPD 状态指示。

2.4.15.9 测量表计

2.4.15.9.1 直流电源系统宜装设交流输入电压表、充电机输出电压/电流表、直流动力母线电压表、直流总负荷电流表、直流控制母线电压/电流表、蓄电池组充放电电流表、蓄电池浮充电流表(项目单位可选)、纹波电压表(有效值,项目单位可选)。

2.4.15.9.2 直流分电屏应装设直流电压、电流表。

2.4.15.9.3 直流屏上所有的电流电压表计应采用 4½位精度数字式表计,浮充电流表计应显示两位小数。

2.4.15.9.4 所有标记的测量范围和精度应满足章节 5.2 中表 2 的要求。

2.4.15.10 屏体、母线排及内部元器件

2.4.15.10.1 直流柜采用柜式结构，数量应根据充电装置和直流馈线数量确定。

2.4.15.10.2 直流柜柜体尺寸宜为：2260×800×600mm，颜色：RAL7035，防护等级应不低于 IP20，屏内端子连接应牢固可靠，应能满足长期通过额定电流要求。

2.4.15.10.3 直流柜柜体应有足够的强度和刚度，应能承受所安装元件及短路时所产生的动、热稳定，同时不因设备的吊装、运输等情况而影响设备的性能。

2.4.15.10.4 装于直流柜内的继电器应能防止设备正常操作的振动而引起的误动作。

2.4.15.10.5 直流柜背面应设置防止直接接触带电元件的面板。

2.4.15.10.6 直流柜内回路与回路之间应有隔板，以防止事故的扩大。

2.4.15.10.7 屏内使用的电器元件，如开关、按钮等应操作灵活，测量仪表应满足精度要求，各类声光指示信号应能正确反映各元件的工作状况。测量仪表宜装设在柜体上方可旋转的面板上，方便仪表校验。

2.4.15.10.8 主母线、分支母线及接头长期允许载流量的电流，应取对应蓄电池 1h 放电率电流长期通过电流的要求，母线应选用阻燃绝缘铜母线。

2.4.15.10.9 汇流排和主电路导线的相序和颜色应符合有关规定。

2.4.15.10.10 屏内底部应装有不小于 25×4mm² 的接地铜排，直流柜应采用铜导线引至接地网并可靠接地。

2.4.15.10.11 屏内安装的元器件应具有产品合格证。屏柜元件选型和布置等应符合设计图纸要求。

2.4.15.10.12 直流柜元件和端子应排列整齐、层次分明、不重叠，便于维护拆装。长期带电发热元件的安装位置应在柜内上方。

2.4.15.10.13 直流柜内端子排上直流正极接线与负极接线应设有隔离措施。

2.4.15.10.14 屏内的各种开关、继电器、仪表、信号灯、光字牌等元器件应有相应的文字符号作为标志，并与接线图上的文字符号标志一致，要求字迹清晰易辨、不褪色、不脱落、布置均匀。

2.4.15.10.15 屏柜门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。门与柜体之间应采用截面不小于 6mm² 的多股软铜线可靠连接。

2.4.15.10.16 直流柜屏内顶板上应装有照明装置，并设置手动开关控制其开闭。

2.4.15.10.17 直流柜内直流汇流排和电压小母线，在断开所有其他连接支路时，对地的绝缘电阻应不小于 10MΩ。

2.4.15.11 设计结构与原材料要求

设备、部件制造中所用的材料应该是新的、优质的、无缺陷的和无损伤的，其种类、成份、物理性能应按照最佳的工程实践，并适合相应的设备、部件的用途。材料应符合本条件书所列的类型、技术规范和等级或与之等效。本条件书未列入的材料，其合格情况、适用情况及投标方所确定的允许设计应力，应由招标方审查后才可使用。材料的详细规范，包括等级、牌号、类别均应在投标方提供审查的详图中表示出来。经招标方允许使用的代用材料，投标方应给出所有代用材料的详细说明、所符合的标准和规范，以及设备零部件的所在部位。

所有零部件应符合规定尺寸，遵照核准图纸加工并具有互换性。所有结合面、基准面和金属部件应精加工。所有铸件在有螺帽处要加工整平。

2.4.15.12 质量追溯

产品制造过程中的重要环节应有详细记录，便于质量过程可追溯。

2.4.15.13 关于对检修的要求

对设备检修应参考南方电网公司 2014 年颁布的《变电站充电机、蓄电池运行维护手册》（试行）执行。

2.4.15.14 试验

直流屏试验应按照本标准和相关标准有关条款进行，并符合下列要求：试验应出具详细记载测试数据的正式试验报告。

运行单位代表有权见证所有试验和要求提供所有试验报告。

2.4.15.14.1 试验分类

试验类型包括型式试验、出厂试验、抽检试验、交接试验。

制造厂提供的型式试验报告应在有效期内。

制造厂提供出厂试验报告。

抽检试验为由招标方按照本技术规范到供货进行抽样试验

交接试验为直流电源装置安装完毕后进行的现场试验。

2.4.15.14.2 试验项目

出厂试验和型式试验项目见表 2.63。表中带“√”号为应做试验项目，带“-”号为有条件进行的试验项目。

表 2.63 直流屏试验项目

序号	试验项目	型式试验	出厂试验	抽检试验	交接试验
1	一般检查	√	√	√	√
2	绝缘电阻测量	√	√	√	√
3	工频耐压试验	√	√	√	-
4	冲击耐压试验	√	-	-	-
5	防护等级试验	√	-	-	-
9	稳压精度试验	√	√	√	√
10	稳流精度试验	√	√	√	√
11	纹波系数试验	√	√	√	√
12	并机均流试验	√	√	√	√
13	限流及限压特性试验	√	√	√	√
14	保护及报警功能试验	√	√	√	√
15	控制程序试验	√	√	√	√
16	噪声试验	√	-	√	-
17	效率及功率因数试验	√	-	√	-
18	温升试验	√	-	√	-
19	谐波电流测量试验	√	-	√	-
20	静电放电抗扰度试验	√	-	√	-
21	振荡波抗扰度试验	√	-	√	-
21	电快速瞬变脉冲群抗扰度试验	√	-	√	-
22	浪涌（冲击）抗扰度试验	√	-	√	-
23	工频磁场抗扰度试验	√	-	√	-

2.4.15.14.2.1 一般检查

（1）柜体结构及安装、外形尺寸、保护接地、电器元件、主电路导线的相序和颜色、指示应符合规定

（2）电气间隙、爬电距离的检查结果应符合表 2.64 的规定。

表 2.64 电气间隙和爬电距离

额定工作电压 (V)	额定电流 ≤ 63 (A)		额定电流 > 63 (A)	
	电气间隙 (mm)	爬电距离 (mm)	电气间隙 (mm)	爬电距离 (mm)
60 < U _i ≤ 300	5.0	6.0	6.0	8.0
300 < U _i ≤ 600	8.0	12.0	10.0	12.0

注：小母线汇流排或不同极的裸露带电的导体之间，以及裸露带电导体与未经绝缘的不带电导体之间的电气间隙不小于 12mm，爬电距离不小于 20mm。

2.4.15.14.2.2 绝缘电阻测量

绝缘电阻试验的方法和要求参考附录 A.1.3.2-1。

2.4.15.14.2.3 工频耐压试验

工频耐压试验的方法和要求参考附录 A. 1. 3. 2-2。

2. 4. 15. 14. 2. 4 冲击耐压试验

冲击耐压试验的方法和要求参考附录 A. 1. 3. 2-3。

2. 4. 15. 14. 2. 5 防护等级

柜体外壳防护等级应不低于 IP30。

2. 4. 15. 14. 2. 6 稳压精度试验

按照如下试验，直流屏稳压精度必须满足 $\leq \pm 0.5\%$ （在 0%~100% 输出额定电流时）的要求

2. 4. 15. 14. 2. 6. 1 试验接线图

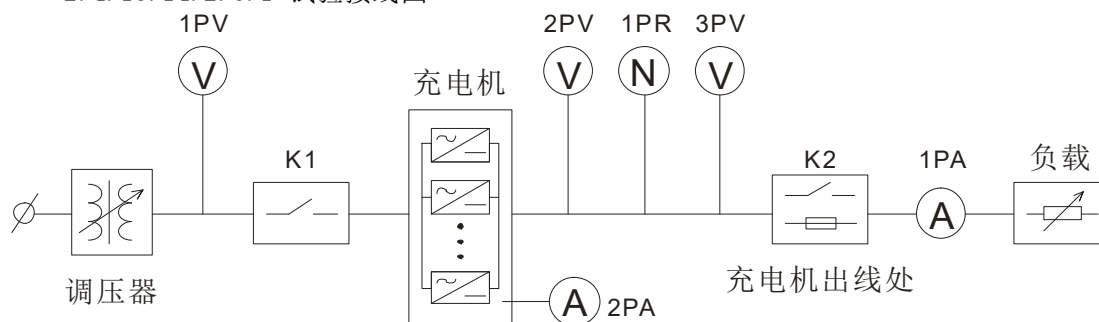


图 2. 45 稳压精度、纹波系数及模块并机均流试验接线示意图

2. 4. 15. 14. 2. 6. 2 试验步骤及方法

整定充电机的输出电压为系统浮充电压值。

给充电机加负载，使充电机输出电流为充电机额定值的 50%。

改变三相交流调压器，将交流输入电压调到额定值 380V，此时待电压稳定后开始测量记录。再改变交流输入电压调到额定值的 85%、115%时分别测量。

改变三相交流调压器和负载电阻，使交流输入电压在额定值的 85%、115%时，输出电流在充电机额定值的 0%、100%时分别测量记录。

改变输出电压整定值分别为系统浮充电压值、系统均充电压值，重复(3)至(5)的过程，测量稳压精度。

2. 4. 15. 14. 2. 6. 3 计算公式

$$\delta_U = \frac{U_M - U_Z}{U_Z} \times 100\%$$

式中： δ_U —— 稳压精度， U_M —— 输出电压波动极限值， U_Z —— 输出电压整定值

2. 4. 15. 14. 2. 7 稳流精度试验

按照如下试验，直流屏稳流精度必须满足 $\leq \pm 1\%$ （在 20%~100% 输出额定电流时）。

2. 4. 15. 14. 2. 7. 1 接线方法（接线图）

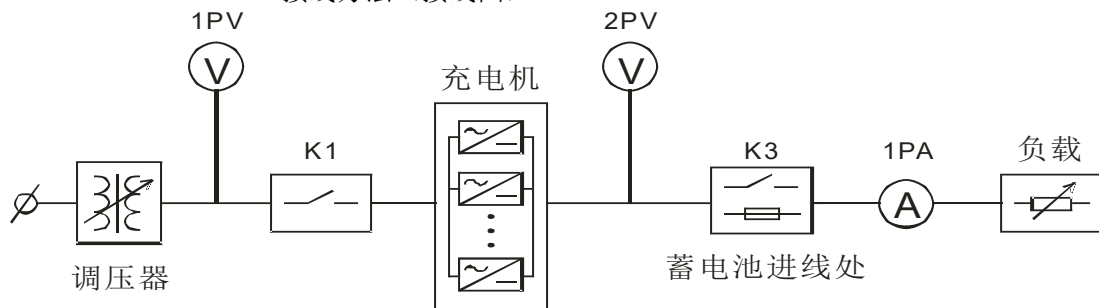


图 2. 46 稳流精度试验接线示意图

1PV——交流输入电压测量表，2PV——直流输出电压测量表，1PA——直流输出电流测量表，

K1——充电机交流输入开关，K3——蓄电池进线开关或熔断器。

图 2. 46 中负载为可调节电阻性负载。

2. 4. 15. 14. 2. 7. 2 试验步骤及方法

为了保证改变负载时充电机稳流工作的输出电压能在规定范围内变化，稳流精度试验前充电机的输出电压应整定在规定范围的最高值之上。例如标称值为 220V 的直流系统，则充电机的输出电压应整定在系统均充电压值之上（如 260V）。

整定充电机组的稳流值为充电机 50%额定电流。如需要整定稳流值为 30A，则将蓄电池容量设为 300Ah。

给充电机加负载，使充电机进入稳流工作状态：输出电流恒定在整定值不变而输出电压逐步下降，调整负载电阻使输出电压下降到系统浮充电压值。

改变三相交流调压器，将交流输入电压调到额定值 380V，此时待电流稳定后开始测量记录。再改变交流输入电压调到额定值的 85%、115%时分别测量。

改变三相交流调压器和负载电阻，使交流输入电压在额定值的 85%、115%时，输出电压在标称值的 90%、系统均充电压值时分别测量记录。

改变稳流整定值分别为充电机 20%、100%额定电流，重复(3)至(5)的过程，测量稳流精度。

2.4.15.14.2.7.3 计算公式：

$$\delta_I = \frac{I_M - I_Z}{I_Z} \times 100\%$$

式中： δ_I — 稳流精度； I_M — 输出电流波动极限值； I_Z — 输出电流整定值。

2.4.15.14.2.8 充电装置纹波系数试验

按照如下试验，纹波系数必须满足 $\leq 0.5\%$ （30%~100%额定电流条件下）

2.4.15.14.2.8.1 接线方法

接线完全同稳压精度试验，接线示意如图 2.45。

纹波系数试验试验时建议在示波器探头两端并联一只 0.1 μ F 的直流无极性电容器。

测量纹波峰—峰值的示波器频带宽 20MHz，水平扫描速度 0.5s/DIV。

示波器机壳不接地。

测量纹波有效值的仪表应能测量交流电压真实有效值（均方根值），一般仪表上有“TRMS”或“TRUE RMS MULTIMETER”字样。

2.4.15.14.2.8.2 试验步骤及方法

纹波系数试验的步骤和方法与稳压精度一样，纹波系数试验时是测量充电机输出直流电压中交流分量的有效值或峰—峰值。

2.4.15.14.2.8.3 计算公式：

$$\delta_{pp} = \frac{U_{pp}}{2U_{dc}} \times 100\%$$

式中： δ_{pp} — 纹波电压峰值系数， U_{pp} — 纹波电压峰—峰值， U_{dc} — 直流电压平均值

$$\delta_{rms} = \frac{U_{rms}}{U_{dc}} \times 100\%$$

式中： δ_{rms} — 纹波电压有效值系数， U_{rms} — 纹波电压有效值， U_{dc} — 直流电压平均值

2.4.15.14.2.9 模块并机均流试验

设模块总数为 n+1，每台模块额定输出电流为 I_e ，n+1 台模块同时工作，总输出电流分别为 $[(n+1)I_e]$ 的 50%和 100%时；n+1 台模块同时工作，总输出电流为 $[nI_e]$ 时将任一模块退出运行，其均流不平衡度必须满足 $\leq 5\%$ 的要求。

2.4.15.14.2.9.1 接线方法

接线方法参考稳压精度试验的接线方法。

2.4.15.14.2.9.2 试验步骤及方法

确认交流输入电压为额定值，充电装置运行在浮充电（稳压）工作状态下。

输出电压值在充电机的浮充电电压调节范围内选取，为保证试验的严酷性，一般取系统直流标称电压的 115%。

全部模块投入运行，调整负载电阻，使总输出电流分别为 $[(n+1)I_e]$ 的 50%和 100%时，测量每台模块的输出电流。

调整负载电阻使总输出电流为 $[nI_e]$ 时，任意退出一台模块运行，测量其余每台模块

的输出电流。

2.4.15.14.2.9.3 计算公式：

$$\delta_i = \frac{I_m - I_z}{I_e} \times 100\%$$

式中： δ_i — 并机负载电流不均衡度； I_m —— 模块输出电流波动最大值；

I_z —— 模块输出电流平均值；

I_e —— 模块额定输出电流值；

2.4.15.14.2.10 限流及限压特性试验

2.4.15.14.2.10.1 试验要求

限压特性要求：充电机在浮充电（稳压）状态下运行，改变负载，使输出电流逐渐上升而超过充电机的限流整定值，充电机会自动降低输出电压而输出电流维持在限流整定值不变，达到保护设备的目的。

限流特性要求：充电机在充电（稳流）状态下运行，改变负载，使输出电压逐渐上升而超过充电机的限压整定值，充电机会自动降低输出电流而输出电压维持在限压整定值不变，达到保护设备的目的。

2.4.15.14.2.10.2 接线方法

接线方法参考稳压精度试验的接线方法。

2.4.15.14.2.13.3 试验步骤及方法

a) 限压特性试验

交流输入电压为额定值(或市电实时电压)，充电装置运行在浮充电（稳压）工作状态下；

设置充电机的限流整定值：将每台充电模块的限流值整定一致。可通过集中监控器统一设定，也可逐台模块单独整定。

注：整组充电机的限流整定值为模块个数乘以模块输出电流额定值，模块的限流整定值出厂设置一般为输出电流额定值；充电机限流整定值设置范围 50%~100%。

逐渐调整负载电阻（增大），当输出电流将要超过限流整定值时，观察充电机的输出：输出电流恒定不变，输出电压逐渐下降；

b) 限流特性试验

交流输入电压为额定值(或市电实时电压)，调整负载电阻（增大）使充电装置运行在均充电（稳流）工作状态下；

设置充电机的限压整定值：将每台充电模块的限压值整定一致。可通过集中监控器统一设定，也可逐台模块单独整定。

逐渐调整负载电阻（减小），当输出电压将要超过限压整定值时，观察充电机的输出：输出电压恒定不变，输出电流逐渐下降。

2.4.15.14.2.11 保护及告警功能试验

高频开关电源模块保护及告警功能应达到 5.1 规定的要求，监控单元保护及告警功能应达到 5.2 规定的要求，绝缘监测装置功能应达到 5.3 规定的要求。

2.4.15.14.2.12 控制程序试验

充电装置应具备以下控制程序，实现对蓄电池组充电过程的自动控制。

2.4.15.14.2.12.1 接线方法

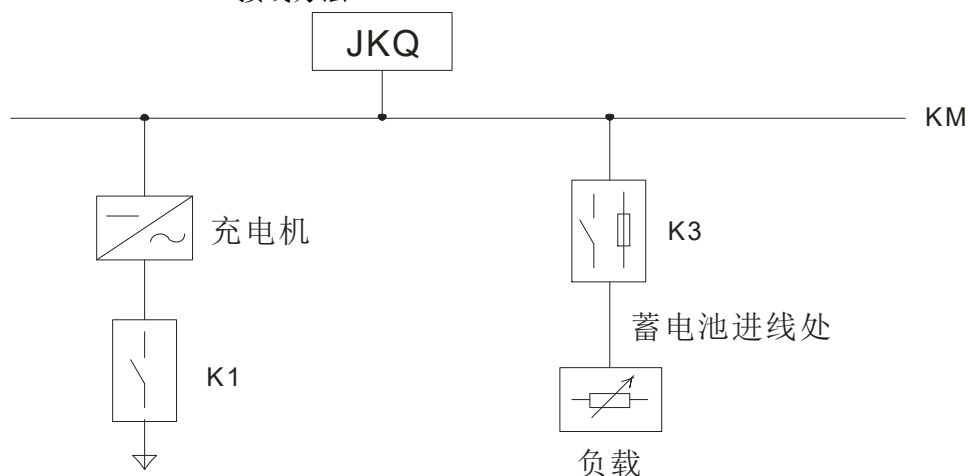


图 2.47 微机控制自动转换程序试验接线示意图

1PA——直流输出电流测量表, 1PR——示波器, K1——充电机组交流输入开关。

K3——蓄电池进线开关或熔断器, JKQ——监控器

2.4.15.14.2.12.2 充电程序要求

当对蓄电池的充电电流达到稳流整定值(0.1C10A)时, 充电装置应能自动进入恒流充电状态(均充电)。随着充电电流逐步减小, 当对蓄电池的充电电流小于稳流整定值(0.1C10A)时, 充电装置应能自动转换至恒压充电状态(均充电)。当充电电流下降到最小值(0.01C10A)时, 再自动转换为浮充电状态。若均充状态下充电电流降不到最小值, 则均充时间连续累计达到24小时则会强制自动转为浮充电状态。

2.4.15.14.2.12.3 长期运行程序要求

装置在正常浮充电状态时, 长期运行时间达到整定值(浮充倒计时时间)时, 装置自动转换为恒流充电状态(均充), 自动运行充电程序。

2.4.15.14.2.12.4 交流中断程序要求

交流电源中断时间超过整定值(交流停电时间)或交流中断后蓄电池放电容量超过整定值, 交流恢复供电后充电装置应能运行充电程序。

2.4.15.14.2.12.5 长期运行程序和充电程序试验步骤及方法

通过改变监控装置里浮充倒计时时间的参数来模拟充电装置连续运行。在浮充电状态下可将时间整定为1小时或3~5分钟。

时间到后观察充电机应自动转为均充电状态。此时调整负载, 模拟对蓄电池的充电电流达到稳流整定值(0.1C10A)后再增加负载, 观察充电电流应恒定在稳流整定值(0.1C10A)不变而输出电压逐步下降, 即充电机已经自动进入恒流充电状态(均充电)。

减小负载模拟充电电流减小, 观察充电机输出电流不变而电压应逐步上升。此时继续减小负载模拟充电电流小于稳流整定值(0.1C10A)后, 充电机输出电压应恒定在设定的均充电电压值不变而充电电流逐步减小, 即充电机已经自动进入恒压充电状态(均充电)。

继续减小负载模拟充电电流减小, 观察充电机输出电压不变而电流应逐步下降。模拟充电电流小于整定值(0.01C10A)后, 充电机应自动转换为浮充电状态。

2.4.15.14.2.12.6 交流中断程序试验步骤及方法

在浮充电状态下模拟交流停电, 将送监控装置的“交流停电”开关量输入信号短接。

观察监控装置应报“交流停电”故障, 交流停电时间超过整定值或蓄电池剩余容量小于整定值之后再解除报警信号, 此时充电机应能自动转均充进入充电程序, 重复6.2.15.5中的(2)至(4)的试验。

2.4.15.14.2.13 噪声试验

充电装置及高频开关电源模块噪声应达到表1规定的要求。

2.4.15.14.2.14 效率及功率因数试验

充电装置及高频开关电源模块效率及功率因数应达到表1规定的要求。

2.4.15.14.2.15 温升试验

充电装置及高频开关电源模块温升应达到表64规定要求。

2.4.15.14.2.16 谐波电流测量试验

充电装置及高频开关电源模块谐波电流应达到表1规定的要求。

2.4.15.14.2.17 电磁兼容试验

高频开关电源模块必须满足如下所有的电磁兼容要求, 监控单元、绝缘监测装置、蓄电池电压巡检装置必须满足振荡波抗扰度、静电放电抗扰度、电快速瞬变脉冲群抗扰度、浪涌(冲击)抗扰度、阻尼振荡磁场抗扰度等要求。

2.4.15.14.2.17.1 抗扰度要求

2.4.15.14.2.17.1.1 振荡波抗扰度

产品应能承受GB/T 17626.12-1998第5章规定的试验严酷等级为3级的1MHz和100kHz振荡波抗扰度试验。

2.4.15.14.2.17.1.2 静电放电抗扰度

产品应能承受GB/T 17626.2-2006第5章的试验严酷等级为3级的静电放电抗扰度试验。

2.4.15.14.2.17.1.3 射频电磁场辐射抗扰度

产品应能承受GB/T 17626.3-2006第5章规定的试验严酷等级为3级的射频电磁场辐射抗扰度试验。

2.4.15.14.2.17.1.4 电快速瞬变脉冲群抗扰度

产品应能承受 GB/T 17626.4-2008 第 5 章规定的试验严酷等级为 3 级的电快速瞬变脉冲群抗扰度试验。

2.4.15.14.2.17.1.5 浪涌（冲击）抗扰度

产品应能承受 GB/T 17626.5-2008 第 5 章规定的试验严酷等级为 3 级的浪涌（冲击）抗扰度试验。

2.4.15.14.2.17.1.6 射频场感应的传导骚扰抗扰度

产品应能承受 GB/T 17626.6-2008 第 5 章规定的试验严酷等级为 3 级的射频场感应的传导骚扰抗扰度试验。

2.4.15.14.2.17.1.7 工频磁场抗扰度

产品应能承受 GB/T 17626.8-2006 第 5 章规定的试验严酷等级为 4 级的工频磁场抗扰度试验。

2.4.15.14.2.17.1.8 阻尼振荡磁场抗扰度

产品应能承受 GB/T 17626.10-1998 第 5 章规定的试验严酷等级为 4 级的阻尼振荡磁场抗扰度试验。

2.4.15.14.2.17.2 电磁发射限值要求

2.4.15.14.2.17.2.1 传导发射限值和辐射发射限值

产品应符合表 2.65 和表 2.66 规定的传导发射限值和辐射发射限值。

表 2.65 传导发射限值

频率范围 (MHz)	发射限值 dB(μV)	
	准峰值	平均值
0.15~0.5 （不含 0.5）	79	66
0.5~30	73	60

表 2.66 辐射发射限值

频率范围 (MHz)	在 10 m 测量距离处辐射发射限值 dB(μV/m)
	准峰值
30~230	40
230~1000 （不含 230）	47

2.4.15.14.2.17.2.2 谐波电流限值

在设备的交流输入端，产品的谐波电流含有率不大于 30%的规定。

2.4.15.14.2.18 高低温性能

监控单元、绝缘监测装置及蓄电池电压巡检装置必须满足如下高低温性能。

2.4.15.14.2.18.1 低温性能：装置由常温环境降至 $4\pm3^{\circ}\text{C}$ ，温度变化速度小于 $1^{\circ}\text{C}/\text{min}$ ，温度稳定后，其测量精度满足本标准中相应章节测量精度的要求。

2.4.15.14.2.18.2 高温性能：装置由常温环境升至 $40\pm3^{\circ}\text{C}$ ，温度变化速度小于 $1^{\circ}\text{C}/\text{min}$ ，温度稳定后，其测量精度满足本标准中相应章节测量精度的要求。

2.4.15.14.2.19 接口要求

2.4.15.14.2.19.1 电源接口端子

1) 电源插座端子定义



图 2.48 电源插座定义标识

2) 电源插座规格尺寸

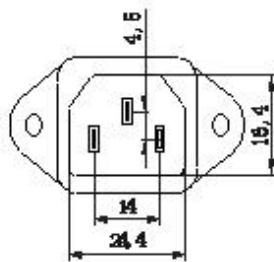


图 2.49 电源插座尺寸

3) 电源插座结构外形

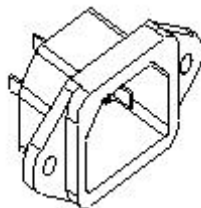


图 2.50 电源插座结构外形

2.4.15.14.2.19.2 监测接口端子

1) 监测插座端子定义



图 2.51 监测插座端子定义标识

2) 监测插座端子规格尺寸

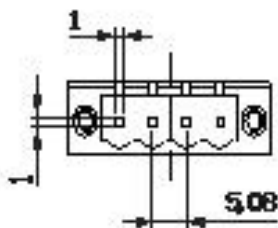


图 2.52 监测插座端子尺寸

3) 监测插座结构外形



图 2.53 监测插座结构外形

2.4.15.14.2.20 绝缘监测装置的要求

表 2.67 绝缘监测装置的试验

序号	试验项目	试验方法
1	接线端子检查	用 6.2.22 规定的标准插头对装置进行测试, 插拔力应适中, 电气连接应可靠
2	防护等级检查	按 GB 4208-2008 规定的方法进行, 试验结果应满足 IP30 的规定

3	平衡桥电阻试验	装置运行于平衡桥模式，用万用表分别测量正、负母线对地电阻，测量结果应满足 5.3 的要求
4	不平衡桥电阻试验	装置运行于不平衡桥模式，用示波器测量正、负母线对地电压，其对地电压偏移量应满足 5.3 的要求
5	母线电压试验	在装置的母线测量端施加 5.3 测量范围的电压，测量精度满足要求
6	母线对地电压试验	屏蔽直流窜电报警，在母线与地之间施 5.3 测量范围的电压，测量精度满足要求
7	母线对地电阻和支路对地电阻试验	a) 在 CT 的支路中，分别在正极和负极对地接入 $1k\Omega$ 、 $5k\Omega$ 、 $10k\Omega$ 、 $15k\Omega$ 、 $25k\Omega$ 、 $50k\Omega$ 、 $300k\Omega$ 的电阻，测量结果应满足 5.3 中的要求。 b) 在 CT 的支路中，同时在正极和负极对地接入 $1k\Omega$ 、 $5k\Omega$ 、 $10k\Omega$ 、 $15k\Omega$ 、 $25k\Omega$ 、 $50k\Omega$ 、 $300k\Omega$ 的电阻，测量结果应满足 5.3 中的要求。
8	支路漏电流试验	在上述的试验中，同时读取测量的支路漏电流，测量精度应满足要求
9	交流窜入电压试验	分别在正母线与地之间和负母线与地之间通过交流调压器施加表 7 中规定的交流电压，装置应能正常工作，测量精度应满足表 7 的规定
10	直流窜电试验	在双充双电系统中，分别在两段母线的同极性(正极或负极)之间和异极性(正极与负极)之间窜入 5.3 中范围内的电阻，测量窜入电阻值，其测量精度应满足要求
11	母线对地电容试验	在母线与地之间接入 5.3 范围内的电容，测量电容值，测量结果应满足要求
12	对时功能试验	装置与直流屏监控器进行软件对时。对时试验时，监控器和装置的时间显示应精确到 0.1s，对时精度为 $\pm 1s$
13	绝缘性能试验	按 GB/T 7261-2008 中规定的方法进行，试验结果应满足 5.3 的规定
14	桥电阻运行状态试验	人为造成平衡桥电阻和不平衡桥电阻开路故障，装置能正确报警
15	CT 测量功能试验	在系统中的任意位置接入一只测量精度严重超标但仍正常工作的 CT，装置能准确检出故障 CT
16	手动操作功能	应能实现 5.3 规定的功能
17	支路巡检功能试验	a) 交流窜入支路定位功能试验：若装置具有交流窜入支路定位功能，则在上述的第 9 行试验中，将交流电压通过具有 CT 的支路施加到母线。 b) 直流窜入支路定位功能试验：若装置具有直流窜入支路定位功能，则在上述的第 9 行的试验中，将窜入的电阻通过具有 CT 的支路连接到母线

2.4.15.14.21 蓄电池电压巡检装置

表 2.68 蓄电池电压巡检装置的试验

序号	试验项目	试验方法
1	防护等级试验	按 GB 4208-2008 规定的方法进行，试验结果应满足 TP31 的要求
2	输入阻抗试验	装置正常运行状态下，在电压检测线施加额定电压 V，测量输入电流 I，则输入阻抗为 $R=V/I$ ，测量结果应满足 6.4.2.1 的规定。
3	蓄电池组电压精度试验	施加 6.4.2.2 a) 规定范围的电压信号，测量精度应满足 6.4.2.3 a) 的规定。
4	单体蓄电池电压精度试验	进行测量范围试验时，可在任意一节蓄电池的位置用可调电压源替代蓄电池，每套装置抽检 5 个点即可，测量精度应满足 6.4.2.3 b) 的规定
5	绝缘性能试验	按 GB/T 7261-2008 中规定的方法进行，试验结果应满足表 3 的规定
6	极性反接试验	将全部检测线反极性接入蓄电池组，装置不应损坏
7	对时功能试验	装置与直流屏监控器进行软件对时。对时试验时，监控器和装置的时间显示应精确到 0.1s，对时精度为 $\pm 1s$ 。

2.4.15.14.3 型式试验

型式试验项目和试验方法见 6.2。

2.4.15.14.3 出厂试验

出厂试验项目和试验方法见 6.2。

2.4.15.14.4 抽检试验

抽检试验指设备到货时，采用随机抽样的方式进行的试验，抽检试验项目和试验方法见 2.4.15.14.2。

2.4.15.14.5 交接试验

交接试验项目和试验方法见 2.4.15.14.2。

2.4.16 控制电缆

2.4.16.1 额定电气参数

2.4.16.1.1 二次控制电缆使用的电力系统额定电气参数

交流系统额定频率：	50Hz；
系统额定电压：	380VAC/220VDC；
系统最高运行电压：	500VAC/250VDC；
系统短路水平：	20kA；
系统接地方式：	中性点直接接地/不接地。

2.4.16.1.2 电缆绝缘水平

二次控制电缆额定电压 U_0/U ：450/750V，工频电压试验 3000V，5 分钟完好。

2.4.16.1.3 设计寿命

为满足变电站在一次设备全生命内正常使用的要求，二次控制电缆应保证能耐用 30 年，在此期间内应保证内部不需维修。

2.4.16.2 技术性能要求

2.4.16.2.1 导体

6mm² 及以下导体应是圆形实心退火铜线，10mm² 及以上应是非紧压退火铜绞线，采用优质无氧铜，其导电性能应符合 GB/T 3956 表 1 或表 2 的规定，最大直径应符合 GB/T 3956 表 C.1 的规定。

2.4.16.2.2 绝缘

绝缘材料采用热塑性聚氯乙烯绝缘材料。

绝缘应紧密挤包在导体上，且应容易剥离而不损伤绝缘体、导体或镀层。

绝缘厚度平均值应不小于 GB/T9330 规定的标称值。绝缘厚度的平均值应不小于标称值，其最薄处厚度应不小于标称值的 90%减去 0.1mm。厚度测量结果应符合 GB/T 8170 规定。导体和绝缘外面的任何隔离层或半导电屏蔽层的厚度应不包括在绝缘厚度内。

绝缘线芯应按 GB/T3048.9-2007 经受交流 50Hz 试验电压 6kV 的火花试验检查。

绝缘表面应平整、色泽均匀。绝缘的横断面应无目力可见的气泡和砂眼等缺陷。

2.4.16.2.3 护套

护套采用热塑性聚氯乙烯护套材料，其厚度应符合 GB/T9330 规定。

护套应紧密挤包在绞合的绝缘线芯、隔离层或金属铠装层上，且容易剥落而不损伤绝缘或护套。护套表面应光洁，色泽均匀。

护套厚度的标称最小值不小于 1.5mm，最薄处厚度应不小于标称值的 80%减去 0.2mm。

护套的机械物理性能应符合 GB/T9330.2 表 4 规定。

2.4.16.2.4 标志

成品电缆的护套表面上应有制造厂名、产品型号和额定电压及长度的连续标志，厂名标志可以是制造厂名或商标的重复标志。一个完整标志的末端与下一个标志的始端之间的距离在电缆外护套上应不超过 550mm，在电缆绝缘或包带上应不超过 275mm。印刷标志应耐擦，字迹清楚。产品用型号、规格和标准号表示，表示方法应符合 GB/T9330 规定。

绝缘线芯采用数字识别，绝缘应是同一种单一颜色，由内层到外层从 1 开始按自然数序顺时针方向排列。数字应用阿拉伯数字沿着绝缘线芯以相等间隔重复印在绝缘线芯的外表面上，相邻两组数字标志的间距应不大于 50mm，数字颜色应相同并与绝缘颜色有明显反差且字迹清楚、耐擦。

绝缘线芯间的间隙允许采用非吸湿性、且适合电缆运行温度并与电缆绝缘材料相兼

容的材料填充，填充物应不粘连绝缘线芯。

2.4.16.2.5 绝缘线芯间的间隙允许采用非吸湿性、且适合电缆运行温度并与电缆绝缘材料相兼容的材料填充，填充物应不粘连绝缘线芯。

2.4.16.2.6 屏蔽

屏蔽型电缆在缆芯外应有屏蔽层，屏蔽层和缆芯之间应重叠包绕二层非吸湿性带或挤包内衬层，屏蔽后允许绕包一层非吸湿性带。

屏蔽层可采用铜带或铜塑复合薄膜带绕包、软圆铜线或镀锡圆铜线编织构成。采用铜带、铜塑复合薄膜带绕包，绕包材料的厚度应为 0.05mm~0.10mm。铜带、铜塑复合薄膜带绕包时应在其内侧纵向放置一根标称截面不小于 0.20mm² 的圆铜线或镀锡圆铜线作为引流线，屏蔽层重叠绕包的重叠率应不小于 15%。

采用软圆铜线或镀锡圆铜线编织，软圆铜线或镀锡圆铜线直径不小于 0.15mm，编织密度不小于 80%。编织层不允许整体接续，露出的铜线头应修齐，每 1m 长度上允许更换金属线锭一次。

双屏蔽型电缆应有两层独立的屏蔽层，且两层屏蔽层之间必须有绝缘隔离。两层屏蔽层要求一层采用铜带或铜塑复合薄膜带绕包构成，另一层采用软圆铜线或镀锡圆铜线编织构成。

2.4.16.2.7 内衬层

金属铠装电缆应具有挤包或绕包的内衬层，采用非吸湿性、且适合电缆运行温度并与电缆绝缘材料相兼容的材料，应不粘连绝缘线芯，其厚度应符合 GB/T9330 规定。

2.4.16.2.8 铠装

钢带铠装结构尺寸应符合 GB/T 9330.1-2008 表 5 规定。

钢带铠装应采用双层涂漆钢带或镀锌钢带左向螺旋状间隙绕包，外层金属带的中间大致在内层金属带间隙的上方，包带间隙应不大于金属带宽度的 50%。

2.4.16.2.9 使用特性

电缆导体的一般最高额定温度为 70℃。

短路时（最长持续时间不超过 5S）电缆导体的最高温度不超过 160℃。

2.4.16.2.10 成品电缆

成品电缆的外径：成品电缆的外径应符合 GB/T9330 规定（双屏蔽控制电缆除外）。在圆形护套电缆的同一横截面上测得的最大外径和最小外径之差应不超过平均外径规定上限的 15%。

导体电阻：电缆的每芯导体在 20℃时的直流电阻应符合 GB/T 3956 规定。

绝缘非电性能：绝缘在正常使用温度范围内，绝缘混合物老化前后的机械性能应符合 GB/T9330 规定。

电缆防水、防潮性能应满足以下要求：取电缆样品 3m 浸入水中（15~30℃），样品两端头密封，伸出水面 300mm 长度，浸泡 72 水时后，去除绝缘层以外的结构，绝缘层外表层应无目力可见的水分。

成品电缆中间无驳接现象。

2.4.16.2.11 电缆交货盘

二次控制电缆应采用电缆交货盘盘装交付，交货盘应符合 JB/T8137 规定。

2.4.16.3 试验

2.4.16.14.3.1 型式试验

投标人在投标时应至少提供三款型号控制电缆的型式试验报告。应对如下项目逐条进行型式检验：

- a) 结构尺寸检查；
- b) 绝缘机械物理性能；
- c) 护套机械物理性能；
- d) 电气性能试验；
- e) 电缆的燃烧性能；
- f) 外观；

2.4.16.3.2 出厂试验

每盘二次电缆均应进行出厂试验，经质量检验部门确认合格后方可出厂，并应具有证明

产品合格的出厂证明书。

投标方应提供同类设备加盖质量检验部门检验专用章的出厂检验报告。

2.4.16.3.3 现场试验

二次电缆运到工地后，招标方会通知投标方专家到场参加交接试验。试验完毕后，投标方应向招标方提供试验报告。

在试验过程中，若发现设备存在不符合规定情况，投标方应负责更换。

2.4.16.4 包装、运输、贮存和质量保证

2.4.16.4.1 设备制造完成并通过试验后应及时包装，否则应得到切实的保护，确保其不受污损。

2.4.16.4.2 成圈或成盘电缆应卷绕整齐，妥善包装。电缆盘应符合 JB/T8137-1999 的规定。电缆端头应可靠密封，伸出盘外的电缆端头应加保护罩。。

2.4.16.4.3 每圈或每盘上应附有标签标明：

- (1) 制造厂名称；
- (2) 型号、规格，单位为 mm²；
- (3) 额定电压，单位为 V；
- (4) 长度，单位为 m；
- (5) 质量，单位为 kg；
- (6) 制造日期，年 月；
- (7) 标准编号或认证标志；
- (8) 电缆盘正确旋转方向。

2.4.16.4.4 装箱时，箱体外壳上应标明

- (1) 制造厂名称；
- (2) 型号、规格，单位为 mm²；
- (3) 额定电压，单位为 V；
- (4) 标准编号或认证标志；
- (5) 箱体外形尺寸及质量，单位为 kg；
- (6) 防潮防掷标志；
- (7) 包装箱外应标明需方的订货号、发货号。

2.4.16.4.5 订购的新型产品除应满足本招标技术文件外，投标方还应提供产品的鉴定证书。

2.4.16.4.6 投标方应保证制造过程中的所有工艺、材料等(包括投标方的外购件在内)均应符合本招标技术文件的规定。

2.4.16.4.7 投标方应遵守本招标技术文件中各条款和工作项目的 ISO900、GB/T1900 质量保证体系，该质量保证体系已经过国家认证和正常运转。

2.4.16.4.8 投标方还应提供相关试验报告。

第三部分 标准与规范

合同设备包括投标方向其他厂商购买的所有附件和设备，这些附件和设备应符合相应的标准规范或法规的最新版本或其修正本的要求，除非另有特别说明，将包括在投标期内有效的任何修正和补充。除非合同另有规定，均须遵守最新的国家标准（GB）和国际电工委员会（IEC）标准以及国际单位制（SI）标准。当上述标准不一致时，按技术条款要求高的标准执行。

国家、电力行业颁发与本标工程有关的各种现行有效版本的技术规范、规程、设计院和制造厂技术文件上的质量要求适用于本标段工程。

本工程施工质量检验评价规程按国家能源局颁发《电力建设施工质量验收及评价规程》执行，以及电力行业颁发的其它有关规定。

《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能安全[2014]161号文）。

对不在规范验评标准范围内的，执行设计院、制造厂或招标方和投标方双方议定的补充技术标准和本标书的施工技术要求。

投标方提供的设备和配套件要符合以下标准但不局限于以下标准：

3.1 二次系统设计应遵循的现行标准

XX 110kV 变电站改造项目投标方应完成二次系统设计工作，设计需参照《Q/CSG1201010-2016-110kV 变电站二次接线标准》执行，结合南网“置换式”改造试点要求，利用原屏原电缆的方式完成设计。

投标方应在招标方通知中标后 30 日内完成勘测和设计工作，提交设备厂商图纸及施工图纸，施工图纸提交招标方审核。

投标方在施工过程中的所有设计变更，需经批准签证后交施工单位实施。

投标方应在施工结束 30 日内完成竣工图纸绘制，并提交招标方存档。

图纸采用电子资料方式存档，以 U 盘方式交付。

3.2 二次系统设备应遵循的现行标准

下列文件对于本文件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文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

标准编号	描 述
GB156-93	标准电压
GB/T 14285-2006	继电保护和安全自动装置技术规程
GB 50479	电力系统继电保护及自动化设备柜（屏）工程技术规范
GB 50062	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
GB 50976	继电保护及二次回路安装及验收规范
GB 50479	电力系统继电保护及自动化设备柜（屏） 工程技术规范
GB 7261	继电保护和安全自动装置基本试验方法
GB 34125	电力系统继电保护及安全自动装置户外柜通用技术条件
DL/T720	电力系统继电保护及安全自动装置柜（屏）通用技术条件

标准编号	描 述
DL 317	继电保护设备标准化设计规范
GB14598.10	量度继电器和保护装置 第 22-4 部分：电气骚扰试验 电快速瞬变/脉冲群抗扰度试验
GB14598.13	电气继电器 第 22-1 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 1MHz 脉冲群抗扰度试验
GB14598.14	量度继电器和保护装置第 22-2 部分：电气骚扰试验 静电放电试验
GB14598.18	量度继电器和保护装置第 22-5 部分：电气骚扰试验 浪涌抗扰度试验
GB14598.9	量度继电器和保护装置第 22-3 部分：电气骚扰试验 辐射电磁场抗扰度
GB14598.17	电气继电器 第 22-6 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 射频场感应的传导骚扰的抗扰度
GB14598.19	电气继电器 第 22-7 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 工频抗扰度试验
GB/T19520.12	电子设备机械结构 482.6mm(19in) 系列机械结构尺寸第 101 部分：插箱及其插件
Q/CSG1203005	南方电网电力二次装备技术导则
Q/CSG1203045-2017	南方电网智能变电站继电保护及相关二次设备信息描述规范
Q/CSG1204009-2015	中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范
IEC 61010-1	测量、控制和实验室电气设备安全要求 第一部分 总的要求
IEC 60255-22-1	继电器. 第 22-1 部分：测量继电器和保护设备的电气骚扰试验. 1MHz 猝发抗扰性试验
IEC 60255-22-2	量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 静电放电试验
IEC 60255-22-3	测量继电器和保护设备. 第 22-3 部分：电气骚扰试验. 辐射电磁场抗扰性
IEC 60255-22-4	量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 电快速瞬变/脉冲群抗扰度试验
IEC 60255-22-5	量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 浪涌抗扰度试验
IEC 60255-22-6	电气继电器. 第 22-6 部分：测量继电器和保护设备的电气骚扰试验. 对由射频场诱发的传导骚扰的抗扰度
IEC 60255-22-7	量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 工频抗扰度试验
IEC 60255-24	电气继电器—电力系统暂态数据交换（COMTRADE）通用格式
IEC 60255-26	量度继电器和保护装置电磁兼容要求
IEC 60255-27	量度继电器和保护装置的产品安全要求
	《南方电网微机继电保护装置软件版本管理规定》

3.3 设备安装部分应遵循的现行标准

标准编号	描 述
DL5190.4	《电力建设施工技术规范》
GB50150	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》
GB50168	《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》
GB50169	《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》
GB50171	《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》
GB50254	《电气装置安装工程低压电气施工及验收规范》
GB50257	《电气装置安装工程爆炸和火灾危险环境电器装置施工及验收规范》
GB50259	《电气装置安装工程电气照明装置施工及验收规范》
DL5161.1	《电气装置安装工程质量检验及评定规程：第1部分 通则》
DL5161.8	《电气装置安装工程质量检验及评定规程：第8部分 盘、柜及二次回路接线施工质量检验》
DL5161.12	《电气装置安装工程质量检验及评定规程：第12部分 低压电器施工质量检验》
DL5161.16	《电气装置安装工程质量检验及评定规程：第16部分 1kV及以下配电工程施工质量检验》
DL5161.17	《电气装置安装工程质量检验及评定规程：第17部分 电气照明装置施工质量检验》
DL5759	《配电系统电器装置安装工程施工及验收规范》
	《中国南方电网有限责任公司 10kV~500kV 输变电及配电工程质量验收与评定标准》（2012 版）变电部分
Q/CSG1205019-2018	《南方电网电力设备交接验收规程》
DL/T 995—2006	《继电保护及电网安全自动装置检验规程》
GB 14285—2008	《继电保护及安全自动装置技术规程》
Q/CSG 10008—2004	《继电保护及安全自动装置检验条例》
Q/CSG11105-2008	《南方电网工程施工工艺控制规范》
QCSG_10001-2004	《南方电网变电站安健环设施标准》
Q/CSG510001-2015	《南方电网电力安全工作规程》
	《南方电网反事故措施（2020 年版）》

除上述国家及电力行业颁发的规范、规程以外，检查验收仍需遵照如下图纸、文件：
 经会审签证的施工图纸和设计文件；
 批准签证的设计变更；
 设备制造厂家提供的图纸和技术文件；
 招标方与施工单位、设备材料供货商单位签订的合同文件中有关质量的条款；
 招标方签订的合同文件及相关文件。

移交生产达标考核评定，必须以项目批准的有关文件为依据，分招标方自检、预检、复检三个阶段。

招标文件中只列出主要标准，要求投标单位投标时自行列出适用于本工程的质量、安全等标准、规范、规程，并按国家、省部级标准、企业及检验试验标准等进行分类编制，并作为评标因素。

第四部分 供货范围及设备材料响应

4.1 工程概况

本技术规范书采购的设备适用的工程概况

工程概况一览表（项目单位填写）

序号	名 称	项目单位填写
1	工程名称	220kV 环西变电站综合改造项目实施总承包技术规范书
2	工程地址	220kV 环西变电站
3	运输条件	陆运

4.2 设备详细技术要求

4.2.1 标准技术特性参数表

投标人应认真逐项填写技术参数表中投标人保证值，不能空格，也不能以“响应”两字代替，不允许改动招标人要求值。如有差异，请填写投标方技术偏差表。

注：需按照以下类型参数填写方式准确填写：

针对标准值特性“单一”，项目单位无需填写，投标人必须完全响应，如有偏差逐项填写在“4.4 投标方技术偏差”部分；

针对标准值特性“可选”，项目单位可选定参数，投标人必须完全响应，如有偏差逐项填写在“4.4 投标方技术偏差”部分；

针对标准值特性“投标人响应”，有标准参数值要求，投标方需根据自身实际情况，提供限制要求范围内的响应值，同时需将此部分逐项填写在“4.4 投标方技术偏差”部分；

针对标准值特性“投标人提供”，无标准参数值要求，投标方根据实际情况填写投标响应值；

针对标准值特性“扩建”，项目单位根据原项目情况填写，投标方根据实际情况填写投标响应值；

针对标准值特性“特殊”，项目单位提出的所有特殊要求，需附对应审批流程，投标方根据实际情况填写投标响应值。

4.2.1.1 智能变电站自动化标准技术特性参数表（投标方填写）

序号	参数类型	标准参数值	标准值特性	项目单位要求值	投标人响应值
1	电流量、电压量测量误差	$\leq 1.0\%$	单一		（投标人填写）
2	有功功率、无功功率测量误差	$\leq 1.0\%$	单一		（投标人填写）
3	电网频率测量误差	$\pm 0.005\text{Hz}$	单一		（投标人填写）
4	模拟量死区整定值	$\leq 0.2\%$	单一		（投标人填写）

5	事件顺序记录分辨率（SOE）	$\leq 2 \text{ ms}$	单一		（投标人填写）
6	遥测信息响应时间				
6.1	从遥测量越死区至远动装置向远方调度发出报文的延迟时间	$\leq 4\text{s}$	单一		（投标人填写）
6.2	总召唤时通信装置向远方调度发出报文的延迟时间	$\leq 2\text{s}$	单一		（投标人填写）
6.3	从遥测量越死区至站控层显示的延迟时间	$\leq 2\text{s}$	单一		（投标人填写）
7	遥信变化响应时间				
7.1	从遥信变位至远动装置向远方调度发出报文的延迟时间	$\leq 4\text{s}$	单一		（投标人填写）
7.2	从遥信变位至站控层显示的延迟时间	$\leq 2\text{s}$	单一		（投标人填写）
8	从操作员工作站发出操作指令到现场变位信号返回总的响应时间(扣除回路和设备的动作时间)	$\leq 4\text{s}$	单一		（投标人填写）
9	画面实时数据更新周期模拟量	$\leq 3\text{s}$	单一		（投标人填写）
10	遥控动作成功率	$\geq 99.99\%$	单一		（投标人填写）
11	遥测合格率	$\geq 98\%$	单一		（投标人填写）
12	事故时遥信年正确动作率	$\geq 99\%$	单一		（投标人填写）
13	系统可用率	$\geq 99.9\%$	单一		（投标人填写）
14	测控装置对时精度	$\leq 1\text{ms}$	单一		（投标人填写）
15	事故追忆				
15.1	事故前	1 min	单一		（投标人填写）
15.2	事故后	2 min	单一		（投标人填写）
16	控制操作正确率	100%	单一		（投标人填写）

17	系统平均无故障间隔时间 (MTBF)	$\geq 20000h$	单一		(投标人填写)
18	间隔级测控单元平均无故障间隔时间	$\geq 30000h$	单一		(投标人填写)
19	各工作站的 CPU 平均负荷率				
19.1	正常时 (任意 30min 内)	$\leq 30\%$	单一		(投标人填写)
19.2	电力系统故障 (10S 内)	$\leq 50\%$	单一		(投标人填写)
20	监控系统网络平均负荷率				
20.1	正常时 (任意 30min 内)	$\leq 20\%$	单一		(投标人填写)
20.2	电力系统故障 (10S 内)	$\leq 40\%$	单一		(投标人填写)
21	模数转换分辨率	$\geq 14bit$	单一		(投标人填写)
22	双机自动切换至功能恢复时间	$\leq 30s$	单一		(投标人填写)
23	高精度模数转换器采样速度	≥ 32 点/周波	单一		(投标人填写)
24	模拟输入信号容量	≥ 10000	单一		(投标人填写)
25	开关量输入信号容量	≥ 32768	单一		(投标人填写)
26	开关量输出信号容量	≥ 1024	单一		(投标人填写)
27	动态画面响应时间	$\leq 2s$	单一		(投标人填写)
28	监控单元的 CPU 负荷率				
28.1	正常时	$\leq 30\%$	单一		(投标人填写)
28.2	故障时	$\leq 50\%$	单一		(投标人填写)
29	实时数据扫描周期	$\leq 2s$	单一		(投标人填写)
30	实时数据循环上送周期	$\leq 5min$	单一		(投标人填写)
31	项目单位需求差异 (项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值, 根据工程实际情况, 如有差异, 应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改, 如有冲突, 应以本表为准。)				
31.1			特殊		
31.2			特殊		

4.2.1.2 变电站站控层以太网交换机标准技术参数表（投标方填写）

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标人保证值
1.	I型交换机端口配置	个	100M电口24个 调试端口1个	（投标人填写）
2	II型交换机端口配置	个	100M电口24个 1000M光口2个 调试端口1个	（投标人填写）
3	III型交换机端口配置	个	100M光口16个 1000M电口2个 调试端口1个	（投标人填写）
4	流量控制	Mbit/s	0~100Mbps可选，最小设置单位不大于64kbit/s	（投标人填写）
5	整机吞吐量		=端口速率×端口数量（流控关闭时）	（投标人填写）
6	端口转发速率		=端口线速	（投标人填写）
7	MAC地址缓存能力	个	≥4096，MAC地址老化时间可以配置，默认设置300s。	（投标人填写）
8	MAC地址学习速率	个/s	>1000	（投标人填写）
9	存储转发时延	μs	交换机一对端口线速转发下的平均时延应<10μs。	（投标人填写）
10	帧丢失率		0	（投标人填写）
11	队头堵塞		0	（投标人填写）
12	功耗	W	≤满载时整机功耗宜不大于（10+1×电接口数量+2×光接口数量）W。	（投标人填写）
13	SNMP		支持SNMP的网络管理能力	
14	项目单位需求差异（项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值，根据工程实际情况，如有差异，应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改，如有冲突，应以本表为准。）			
14.1				
14.2				

4.2.1.3 安全可控过程层以太网交换机标准技术参数表（投标方填写）

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标方保证值
1.	I型交换机端口配置	个	100M光口6个 1000M光口2个 1调试端口1个 运维端口2个	（投标方填写）
2	II型交换机端口配置	个	100M光口16个 1000M光口4个 1调试端口1个 运维端口2个	（投标方填写）
3	III型交换机端口配置	个	1000M光口16个（千兆光口应兼容百兆光口工作模式） 1调试端口1个 运维端口2个	（投标方填写）
4	流量控制	Mbit/s	0~100Mbps可选，最小设置单位不大于64kbit/s	（投标方填写）
5	交换延时累加		交换机应支持SV数据帧的交换延时累加功能	（投标方填写）

6	整机吞吐量		=端口速率×端口数量（流控关闭时）	（投标方填写）
7	端口转发速率		=端口线速	（投标方填写）
8	MAC地址缓存能力	个	≥4096，MAC地址老化时间可以配置，默认设置300s。	（投标方填写）
9	MAC地址学习速率	个/s	>1000	（投标方填写）
10	存储转发时延	μs	交换机一对端口线速转发下的平均时延应<10μs。 交换机启用交换延时累加功能后存储转发延时应<20μs。	（投标方填写）
11	时延抖动	μs	<1μs	（投标方填写）
12	帧丢失率		0	（投标方填写）
13	队头堵塞		0	（投标方填写）
14	功耗	W	≤满载时整机功耗宜不大于（10+1×电接口数量+2×光接口数量）W。	（投标方填写）
15	SNMP		支持SNMP的网络管理能力	
16	CSD		支持CSD配置文件，通过导入CSD配置文件完成交换机的离线自动配置。	
17	延时累加		支持延时累加功能	
18	项目单位需求差异（项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值，根据工程实际情况，如有差异，应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改，如有冲突，应以本表为准。）			
18.1				
18.2				

4.2.1.4 安全可控智能录波器屏标准技术参数表（投标方填写）

序号	参数名称			单位	标准参数值	投标方保证值
1	数字量采样	转换准确度	相电压		电压通道不应超过 0.02UN；	（投标方填写）
			交流电流		电流通道不应超过 0.005IN。	（投标方填写）
2	交流采样	精确工作范围	相电压		0.01~1.1 Un	（投标方填写）
			交流电流		在 0.05~20 In 范围内，相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 0.01In；或者，在 0.1~40 In 范围内，相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 0.02 In。	（投标方填写）
3	暂态录波采样频率			Hz	≥10000Hz 或不低于 MU 标称采样率	（投标方填写）
4	稳态录波采样频率			Hz	≥2000Hz	（投标方填写）
5	测量元件特性准确度	整定误差	%	≤±2.5	（投标方填写）	
		温度变差	%	在正常工作环境温度范围内，相对于+20℃±2℃时，≤±2.5	（投标方填写）	
6	故障测距精度	允许偏差	%	偏差不大于 2.5%	（投标方填写）	
7	每面采集屏模拟量（包括交流量、				模拟量不少于 96 路，其中直流量	（投标方填写）

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
	直流量)			不少于 4 路	
8	最大接入能力（组网方案）		台/面	全数字采集模式：接入不少于 60 台 MU	（投标方填写）
9	最大接入能力（点对点方案）		台/面	全数字采集模式：接入不少于 48 台 MU	（投标方填写）
10	采集单元的过程层采集插件数		个/台	≥2 个	（投标方填写）
11	采集单元每个过程层采集插件接口数		个/台	≥ 2 个，100Mbps 应支持 ST 或 LC 接口，1000Mbps 应支持 LC 接口	（投标方填写）
12	采集单元站控层报文采集接口数		个/台	≥ 3 个、RJ45	（投标方填写）
13	采集单元数据上送接口数		个/台	≥ 4 个，100M/1000M 自适应 RJ45，	（投标方填写）
14	管理单元接口数		个/台	≥ 6 个，100M/1000M 自适应 RJ45	
15	最大报文处理能力		Mbps/面	全数字采集模式：≥800Mbps 混合采集模式：≥400Mbps	（投标方填写）
16	采集单元	支持接入 MU 数量	台	不少于 24 台 MU	（投标方填写）
		SV 采样值通道数量	路	经挑选的 SV 通道不少于 128 路	（投标方填写）
		GOOSE 信号通道数量	路	不少于 64 个 GOOSE 控制块，经挑选的 GOOSE 通道不少于 512 路	（投标方填写）
17	暂态完整数据记录次数		次	≥2500 次	（投标方填写）
18	异常报文事件记录		条	≥10000 条	（投标方填写）
19	异常报文记录		条	≥5000 条	（投标方填写）
20	记录数据分辨率		μs	≤1 μs	（投标方填写）
21	连续报文记录时间		天	在平均流量不大于 200Mbps 情况下（其中非 SV 报文所占比例不应大于 10%），SV 报文≥3 天，非 SV 报文≥7 天；	（投标方填写）
22	稳态录波记录时间		天	≥7 天	（投标方填写）
23	数字量采样规约（数字量采样）			GB/T 20840.8 及 DL/T 860.92	（投标方填写）
24	功率消耗	直流电源回路		正常工作时，不大于 100 W；	（投标方填写）
25	过载能力	交流电流回路		2 倍 In 时连续工作，50 倍 In 时允许 1s	（投标方填写）
		交流电压回路		1.4 倍 Un 时连续工作，2 倍 Un 允许 10s	（投标方填写）

4.2.1.5 变电站站时间同步系统标准技术参数表（投标方填写）

序号	参数类型	标准参数值	标准值特性	项目单位要求值	投标人响应值
1	主时钟基本配置	设备主机（内置高稳晶体钟、内	单一		（投标方填写）

序号	参数类型	标准参数值	标准值特性	项目单位 要求值	投标人响 应值
		置卫星信号接收机（含天馈线）			
2	主时钟输入接口				
2.1	卫星输入接口	2 路卫星输入接口	单一		（投标方填写）
2.2	IRIG-B（DC）输入接口	2 个	单一		（投标方填写）
2.3	上级有线时间基准 PTP 输入接口	1 个（以太接口，光接口或电接口）	可选		（投标方填写）
2.4	网管接口	1 路	可选		（投标方填写）
3	主时钟输出接口				
3.1	IRIG-B（DC）电口输出	不小于 16 路	可选		（投标方填写）
3.2	IRIG-B（DC）光口输出	不小于 8 路	可选		（投标方填写）
3.3	脉冲输出	不小于 16 路	可选		（投标方填写）
3.4	NTP 输出	不小于 2 路	可选		（投标方填写）
3.5	PTP 输出（以太接口，光接口或电接口）	不小于 2 路	可选		（投标方填写）
4	从时钟配置	主机（高稳晶体钟）	单一		（投标方填写）
5	从时钟输入接口				
5.1	IRIG-B（DC）电口或光口输入	2 路	单一		（投标方填写）
5.2	PTP 输入（以太接口，光接口或电接口）	2 路	可选		（投标方填写）
6	输出接口类型及数量				
6.1	IRIG-B（DC）电口输出	不小于 32 路	可选		（投标方填写）
6.2	IRIG-B（DC）光口输出	不小于 8 路	可选		（投标方填写）
6.3	脉冲输出	不小于 16 路	可选		（投标方填写）
6.4	NTP 输出	不小于 2 路	可选		（投标方填写）
6.5	PTP 输出（以太接口，光接口或电接口）	不小于 2 路	可选		（投标方填写）
7	MTBF	不小于 25000 小时	可选		（投标方填写）
8	MTTR	不大于 30 分钟	可选		（投标方填写）
9	设备尺寸	标准的 19 英寸 N*U 工业机箱	单一		（投标方填写）
10	接收机载波频率	1561.098MHz	单一		（投标方

序号	参数类型	标准参数值	标准值特性	项目单位 要求值	投标人响 应值
					填写)
11	接收机接收灵敏度				
11.1	捕获	≤ -130 dBm	可选		(投标方填写)
11.2	跟踪	≤ -140 dBm	可选		(投标方填写)
12	接收机授时精度	优于 1 μ s (1PPS, 相对于 UTC)	可选		(投标方填写)
13	接收机同时跟踪卫星数量				(投标方填写)
13.1	冷起动	不少于 4 颗	可选		(投标方填写)
13.2	热起动	不少于 1 颗	可选		(投标方填写)
14	接收机捕获时间				
14.1	热起动	< 2min	可选		(投标方填写)
14.2	冷起动	< 20min	可选		(投标方填写)
15	PTP	具备 E2E 和 P2P 两种授时模式	可选		(投标方填写)
16	PTP 授时精度	$\leq 1\mu$ s	可选		(投标方填写)
17	时间同步输出信号	脉冲信号、IRIG-B 码、串行口时间报文、网络时间报文、PTP 时间报文	可选		(投标方填写)
18	时间同步输出脉冲信号	支持 IPPS、IPPM、IPPH 或可编程脉冲信号	可选		(投标方填写)
19	静态空接点				
19.1	准时沿	上升沿	单一		(投标方填写)
19.2	上升时间	$\leq 1\mu$ s	可选		(投标方填写)
19.3	上升沿的时间准确度	优于 3 μ s	可选		(投标方填写)
19.4	隔离方式	光电隔离	单一		(投标方填写)
19.5	输出方式	集电极开路	单一		(投标方填写)
19.6	允许最大 Vce 电压	220VDC	单一		(投标方填写)
19.7	允许最大 Ice 电流	20mA	单一		(投标方填写)
20	RS-422, RS-485				
20.1	准时沿	上升沿	单一		(投标方填写)
20.2	上升时间	≤ 100 ns	可选		(投标方填写)
20.3	上升沿的时间准	优于 1 μ s	可选		(投标方

序号	参数类型	标准参数值	标准值特性	项目单位要求值	投标人响应值
	准确度				填写)
21	光纤				
21.1	电平	使用光纤传导时，亮对应高电平，灭对应低电平，由灭转亮的跳变对应准时沿	单一		(投标方填写)
22.2	秒准时沿	上升沿	单一		(投标方填写)
22.3	上升时间	≤100ns	可选		(投标方填写)
22.4	上升沿的时间准确度	优于 1μs	可选		(投标方填写)
23	IRIG-B 码	符合 IRIG Standard 200-04 的规定	单一		(投标方填写)
24	IRIG-B (DC) 码				
24.1	帧率	每秒 1 帧，包含 100 个码元，每个码元 10ms	单一		(投标方填写)
24.2	脉冲上升时间	≤100ns	可选		(投标方填写)
24.3	抖动时间	≤200ns	可选		(投标方填写)
24.4	秒准时沿的时间准确度	优于 1μs	可选		(投标方填写)
24.5	接口类型	TTL 电平、RS-422、RS-485 或光纤	可选		(投标方填写)
24.6	电平	使用光纤传导时，灯亮对应高电平，灯灭对应低电平，由灭转亮的跳变对应准时沿	单一		(投标方填写)
24.7	格式	IRIG-B000	单一		(投标方填写)
25	串行口时间报文				
25.1	波特率	1200，2400，4800，9600，19200bit/s 可选，缺省值为 9600bit/s	可选		(投标方填写)
25.2	数据位	8 位	单一		(投标方填写)
25.3	停止位	1 位	单一		(投标方填写)
25.4	校验方式	偶校验	单一		(投标方填写)
26	守时性能	优于 1μs/h	可选		(投标方填写)

4.2.1.6 安全稳定控制标准技术参数表（投标方填写）

序号	名称	单位	标准参数值	投标方保证值
1	外部防误设计	/	装置应具备完善的外部防误设计，当外部任一输入输出回路发生异常时，不应引起装置误动作。	(投标方填写)

2	自身防误设计		/	装置应具备完善的自身防误设计，当自身任意元器件（出口继电器除外）发生异常时，不应引起装置误动作。	（投标方填写）
3	过载能力	交流电流回路	s		（投标方填写）
4		交流电压回路	s		（投标方填写）
5	电磁兼容	辐射电磁场干扰	/		（投标方填写）
6		快速瞬变干扰	/		（投标方填写）
7		脉冲群干扰	/		（投标方填写）
8		静电放电干扰	/		（投标方填写）
9		射频场感应的传导骚扰	/		（投标方填写）
10	绝缘电阻		/	在正常试验大气条件下，装置各独立电路与外露的可导电部分之间，以及电气上无联系的各独立电路之间，用电压为直流500V的测试仪器测定装置的绝缘电阻值不小于100M Ω 。	（投标方填写）
11	介质强度		/	在正常试验大气条件下，装置能承受GB/T14598.3规定的交流电压为2kV（强电回路）或500V（弱电回路）、频率为50Hz历时1min的介质强度试验，而无击穿和闪络现象。	（投标方填写）
12	冲击电压		/	在正常试验大气条件下，装置的交直流输入回路、输入输出触点等各电路对地，以及电气上无联系的各独立电路之间，应能承受GB/T14598.3规定的峰值为5kV（强电回路）或1kV（弱电回路）的1.2/50 μ s标准雷电波的冲击电压试验。试验后，装置应无绝缘损坏，性能应符合本规范中的各项规定。	（投标方填写）
13	机械性能	振动	/		（投标方填写）
14		冲击和碰撞	/		（投标方填写）
15	反措技术要求		/	装置所有的软硬件设计均满足《南方电网公司反事故措施》（最新版）	（投标方填写）
16	“调控一体化”技术要求		/	装置具备“调控一体化”功能	（投标方填写）

17	网络安全防护技术要求	/	装置满足《电力监控系统网络安全防护导则》（GB/T 36572）和《电力二次系统安全防护技术规范》（Q/CSG 110005）的相关技术要求	（投标方填写）
18	网口数量	/	不少于 4 个用于“调控一体化”功能的以太网口	（投标方填写）

4.2.1.7 220kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏标准技术参数表（投标方填写）

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
1	交流回路精确工作范围	相电压		$0.01 \sim 1.5 U_n$	（投标方填写）
		交流电流		在 $0.05 \sim 20 I_n$ 范围内，相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大 $0.01 I_n$ ，实际故障电流超过电流上限 $20 I_n$ 时，保护装置不误动不拒动；或者，在 $0.1 \sim 40 I_n$ 范围内，相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 $0.02 I_n$ 。	（投标方填写）
2	测量元件特性准确度	整定误差	%	$\leq \pm 2.5$	（投标方填写）
		温度变差	%	在正常工作环境温度范围内，相对于 $+20^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ 时， $\leq \pm 2.5$	（投标方填写）
3	采样频率		Hz	≥ 1000	（投标方填写）
4	输出继电器触点性能	机械寿命	次	> 10000	（投标方填写）
		最大接通能力	W	≥ 1000 (当 $L/R=40\text{ms}$ 时)	（投标方填写）
		触点电流（连续）	A	≥ 5	（投标方填写）
		触点电流（短时）	A	持续 200ms， ≥ 30	（投标方填写）
		最大断开能力	W	≥ 30 (当 $L/R=40\text{ms}$ 时)	（投标方填写）
		触点最大电压	V	直流 220V 或 110V 的 1.1 倍	（投标方填写）
		介质强度(同一组触点断开时)		能承受工频 1000V 电压，时间 1min	（投标方填写）
		介质强度(触点与线圈之间)		能承受工频 2000V 电压，时间 1min	（投标方填写）
5	功率消耗	直流电源回路		正常工作时，不大于 50 W； 当保护动作时，不大于 80 W；	（投标方填写）
		交流电流回路		当 $I_n=1\text{A}$ 时，不大于 0.5VA/相； 当 $I_n=5\text{A}$ 时，不大于	（投标方填写）

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
				1VA/相	
		交流电压回路		在额定电压下 不大于 1VA/相	(投标方填写)
6	过载能力	交流电流回路		2 倍 I_n 时连续工作， 50 倍 I_n 时允许 1s	(投标方填写)
		交流电压回路		1.4 倍 U_n 时连续工作， 2 倍 U_n 允许 10s	(投标方填写)
7	逆变电源平均无故障时间			≥ 100000 小时(11.4 年)	(投标方填写)
8	站控层 MMS 以太网接口数量		个	3	(投标方填写)
9	过程层 GOOSE 组网接口数量		个	2	(投标方填写)
10	装置过程层 GOOSE 点对点接口数量，由投标方在设计联络阶段确认。				
11	项目单位需求差异(项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值，根据工程实际情况，如有差异，应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改，如有冲突，应以本表为准。)				
11.1					
11.2					

4.2.1.8 110kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏标准技术参数表(投标方填写)

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
1	交流回路 精确工作 范围	相电压		$0.01 \sim 1.5 U_n$	(投标方填写)
		交流电流		在 $0.05 \sim 20 I_n$ 范围内， 相对误差不大于 2.5%或 绝对误差不大 $0.01 I_n$ ， 实际故障电流超过电 流上限 $20 I_n$ 时，保护装置 不误动不拒动；或者， 在 $0.1 \sim 40 I_n$ 范围内， 相对误差不大于 2.5%或 绝对误差不大于 $0.02 I_n$ 。	(投标方填写)
2	测量元件 特性准确 度	整定误差	%	$\leq \pm 2.5$	(投标方填写)
		温度变差	%	在正常工作环境温度范 围内，相对于 $+20^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ 时， $\leq \pm 2.5$	(投标方填写)
3	采样频率		Hz	≥ 1000	(投标方填写)
4	输出继电 器触点性 能	机械寿命	次	> 10000	(投标方填写)
		最大接通能力	W	≥ 1000 (当 $L/R=40\text{ms}$ 时)	(投标方填写)
		触点电流(连续)	A	≥ 5	(投标方填写)
		触点电流(短时)	A	持续 200ms, ≥ 30	(投标方填写)
		最大断开能力	W	≥ 30 (当 $L/R=40\text{ms}$ 时)	(投标方填写)
		触点最大电压	V	直流 220V 或 110V 的 1.1 倍	(投标方填写)

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
		介质强度(同一组触点断开时)		能承受工频1000V电压, 时间1min	(投标方填写)
		介质强度(触点与线圈之间)		能承受工频2000V电压, 时间1min	(投标方填写)
5	功率消耗	直流电源回路		正常工作时, 不大于50W; 当保护动作时, 不大于80W;	(投标方填写)
		交流电流回路		当 $I_n=1A$ 时, 不大于0.5VA/相; 当 $I_n=5A$ 时, 不大于1VA/相	(投标方填写)
		交流电压回路		在额定电压下 不大于1VA/相	(投标方填写)
6	过载能力	交流电流回路		2倍 I_n 时连续工作, 50倍 I_n 时允许1s	(投标方填写)
		交流电压回路		1.4倍 U_n 时连续工作, 2倍 U_n 允许10s	(投标方填写)
7	逆变电源平均无故障时间			≥ 100000 小时(11.4年)	(投标方填写)
8	站控层MMS以太网接口数量		个	3	(投标方填写)
9	过程层GOOSE组网接口数量				
9.1	110kV母线保护装置		个	2	(投标方填写)
9.2	110kV母联(分段)保护装置		个	2	(投标方填写)
10	装置过程层GOOSE点对点接口数量, 由投标方在设计联络阶段确认。				
11	项目单位需求差异(项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值, 根据工程实际情况, 如有差异, 应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改, 如有冲突, 应以本表为准。)				
11.1					
11.2					

4.2.1.9 220kV 安全可控光缆跳闸主变保护屏标准技术参数表(投标方填写)

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
1	交流回路 精确工作 范围	相电压		$0.01 \sim 1.5 U_n$	(投标方填写)
		交流电流		在 $0.05 \sim 20 I_n$ 范围内, 相对误差不大于2.5%或 绝对误差不大于 $0.02 I_n$; 或者, 在 $0.1 \sim 40 I_n$ 范围内, 相对误差不大于2.5%或绝对误差	(投标方填写)

				不大于 0.02 In。	
2	测量元件 特性准确 度	整定误差	%	$\leq \pm 2.5$	(投标方填写)
		温度变差	%	在正常工作环境温度范 围内，相对于 + 20℃ $\pm$ 2℃时， $\leq \pm 2.5$	(投标方填写)
3	采样频率		Hz	≥ 1000	(投标方填写)
4	输出继电 器触点性 能	机械寿命	次	> 10000	(投标方填写)
		最大接通能力	W	≥ 1000 (当 L/R=40ms 时)	(投标方填写)
		触点电流 (连续)	A	≥ 5	(投标方填写)
		触点电流 (短时)	A	持续 200ms, ≥ 30	(投标方填写)
		最大断开能力	W	≥ 30 (当 L/R=40ms 时)	(投标方填写)
		触点间最大电压	V	直流 220V 或 110V 的 1.1 倍	(投标方填写)
		介质强度 (同一组触 点断开时)		能承受工频 1000V 电压， 时间 1min	(投标方填写)
		介质强度 (触点与线 圈之间)		能承受工频 2000V 电压， 时间 1min	(投标方填写)
5	功率消耗	直流电源回路		正常工作时，不大于 50 W；当保护动作时，不大 于 80 W；	(投标方填写)
		交流电流回路		当 $I_n=1A$ 时，不大于 0.5VA/相；当 $I_n=5A$ 时， 不大于 1VA/相	(投标方填写)
		交流电压回路		在额定电压下不大于 1VA/相	(投标方填写)
6	过载能力	交流电流回路		2 倍 I_n 时连续工作，50 倍 I_n 时允许 1s	(投标方填写)
		交流电压回路		1.4 倍 U_n 时连续工作，2 倍 U_n 允许 10s	(投标方填写)
7	智能终端跳合闸响应时间		ms	≤ 7	(投标方填写)
8	智能终端开入响应时间 (不含消 抖时间)		ms	≤ 5	(投标方填写)
9	智能终端 SOE 分辨率		ms	≤ 1	(投标方填写)
10	智能终端温湿度模拟量采集精度			$\leq$ 额定值的 1%	(投标方填写)
11	智能终端对时精度		ms	≤ 1	(投标方填写)

12	智能终端启动功率（出口类中间继电器回路的启动功率）	W	不小于 5	（投标方填写）
13	逆变电源平均无故障时间		≥ 100000 小时(11.4 年)	（投标方填写）
14	站控层 MMS 以太网接口数量	个	3	（投标方填写）
15	过程层 GOOSE 组网接口数量			
15.1	主变保护装置（光缆跳闸）	个	6	（投标方填写）
15.2	智能终端	个	2	（投标方填写）
16	装置过程层 GOOSE 点对点接口数量，由投标方在设计联络阶段确认。			
17	项目单位需求差异 （项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值，根据工程实际情况，如有差异，应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改，如有冲突，应以本表为准。）			
17.1				
17.2				

4.2.1.10 220kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏标准技术参数表（投标方填写）

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
1	交流回路精确工作范围	相电压		$0.01 \sim 1.5 U_n$	（投标方填写）
		检同期电压		$0.01 \sim 1.8 U_n$	（投标方填写）
		交流电流		在 $0.05 \sim 20 I_n$ 范围内，相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 $0.02 I_n$ ；或者，在 $0.1 \sim 40 I_n$ 范围内，相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 $0.02 I_n$ 。	（投标方填写）
2	故障测距精度	允许偏差	%	$\leq \pm 2.5$	（投标方填写）
3	测量元件特性准确度	整定误差	%	$\leq \pm 2.5$	（投标方填写）
		温度变差	%	在正常工作环境温度范围内，相对于 $+20^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ 时， $\leq \pm 2.5$	（投标方填写）
4	采样频率		Hz	≥ 1000	（投标方填写）
5	输出继电器触点性能	机械寿命	次	> 10000	（投标方填写）
		最大接通能力	W	≥ 1000 (当 $L/R=40\text{ms}$ 时)	（投标方填写）
		触点电流（连续）	A	≥ 5	（投标方填写）
		触点电流（短时）	A	持续 200ms， ≥ 30	（投标方填写）
		最大断开能力	W	≥ 30 (当 $L/R=40\text{ms}$ 时)	（投标方填写）
		触点间最大电压	V	直流 220V 或 110V 的 1.1	（投标方填写）

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
				倍	
		介质强度(同一组触点断开时)		能承受工频1000V电压, 时间1min	(投标方填写)
		介质强度(触点与线圈之间)		能承受工频2000V电压, 时间1min	(投标方填写)
6	功率消耗	直流电源回路		正常工作时, 不大于 50 W; 当保护动作时, 不大于 80 W;	(投标方填写)
		交流电流回路		当 $I_n=1A$ 时, 不大于 0.5VA/相; 当 $I_n=5A$ 时, 不大于 1VA/相	(投标方填写)
		交流电压回路		在额定电压下不大于 1VA/相	(投标方填写)
7	过载能力	交流电流回路		2 倍 I_n 时连续工作, 50 倍 I_n 时允许 1s	(投标方填写)
		交流电压回路		1.4 倍 U_n 时连续工作, 2 倍 U_n 允许 10s	(投标方填写)
8	智能终端跳合闸响应时间		ms	≤ 7	(投标方填写)
9	智能终端开入响应时间(不含抖动时间)		ms	≤ 5	(投标方填写)
10	智能终端SOE分辨率		ms	≤ 1	(投标方填写)
11	智能终端温湿度模拟量采集精度			$\leq$ 额定值的 1%	(投标方填写)
12	智能终端对时精度		ms	≤ 1	(投标方填写)
13	智能终端启动功率(出口类中间继电器回路的启动功率)		W	不小于 5	(投标方填写)
14	逆变电源平均无故障时间			≥ 100000 小时(11.4年)	(投标方填写)
15	光纤接口衰减裕度			按直连光纤 40km 考虑	(投标方填写)
16	站控层 MMS 以太网接口数量		个	3	(投标方填写)
17	过程层 GOOSE 组网接口数量		个	2	(投标方填写)
18	装置过程层 GOOSE 点对点接口数量, 由投标方在设计联络阶段确认。				
19	项目单位需求差异 (项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值, 根据工程实际情况, 如有差异, 应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改, 如有冲突, 应以本表为准。)				
19.1					
19.2					

4.2.1.11 110kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏标准技术参数表(投标方填写)

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
1	交流回路	相电压		$0.01 \sim 1.5 U_n$	(投标方填写)

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
	精确工作范围	检同期电压		0.01~1.8 Un	(投标方填写)
		交流电流		在 0.05~20 In 范围内, 相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 0.02In;或者, 在 0.1~40 In 范围内, 相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 0.02 In。	(投标方填写)
2	故障测距精度	允许偏差	%	$\leq \pm 2.5$	(投标方填写)
3	测量元件特性准确度	整定误差	%	$\leq \pm 2.5$	(投标方填写)
		温度变差	%	在正常工作环境温度范围内, 相对于 +20℃ $\pm$ 2℃时, $\leq \pm 2.5$	(投标方填写)
4	采样频率		Hz	≥ 1000	(投标方填写)
5	输出继电器触点性能	机械寿命	次	> 10000	(投标方填写)
		最大接通能力	W	≥ 1000 (当 L/R=40ms 时)	(投标方填写)
		触点电流 (连续)	A	≥ 5	(投标方填写)
		触点电流 (短时)	A	持续 200ms, ≥ 30	(投标方填写)
		最大断开能力	W	≥ 30 (当 L/R=40ms 时)	(投标方填写)
		触点间最大电压	V	直流 220V 或 110V 的 1.1 倍	(投标方填写)
		介质强度 (同一组触点断开时)		能承受工频 1000V 电压, 时间 1min	(投标方填写)
		介质强度 (触点与线圈之间)		能承受工频 2000V 电压, 时间 1min	(投标方填写)
6	功率消耗	直流电源回路		正常工作时, 不大于 50 W; 当保护动作时, 不大于 80 W;	(投标方填写)
		交流电流回路		当 In=1A 时, 不大于 0.5VA/相; 当 In=5A 时, 不大于 1VA/相	(投标方填写)
		交流电压回路		在额定电压下不大于 1VA/相	(投标方填写)
7	过载能力	交流电流回路		2 倍 In 时连续工作, 50 倍 In 时允许 1s	(投标方填写)
		交流电压回路		1.4 倍 Un 时连续工作, 2 倍 Un 允许 10s	(投标方填写)
8	智能终端跳合闸响应时间		ms	≤ 7	(投标方填写)
9	智能终端开入响应时间 (不含抖动时间)		ms	≤ 5	(投标方填写)
10	智能终端 SOE 分辨率		ms	≤ 1	(投标方填写)
11	智能终端温湿度模拟量采集精			$\leq$ 额定值的 1%	(投标方填写)

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标方保证值
	度			
12	智能终端对时精度	ms	≤ 1	(投标方填写)
13	智能终端启动功率(出口类中间继电器回路的启动功率)	W	不小于 5	(投标方填写)
14	逆变电源平均无故障时间		≥ 100000 小时(11.4年)	(投标方填写)
15	光纤接口衰耗裕度		按直连光纤 40km 考虑	(投标方填写)
16	站控层 MMS 以太网接口数量	个	3	(投标方填写)
17	过程层 GOOSE 组网接口数量	个	2	(投标方填写)
18	装置过程层 GOOSE 点对点接口数量, 由投标方在设计联络阶段确认。			
19	项目单位需求差异 (项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值, 根据工程实际情况, 如有差异, 应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改, 如有冲突, 应以本表为准。)			
19.1				
19.2				

4.2.1.12 10kV 备自投装置标准技术参数表 (投标方填写)

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标人保证值
1	交流回路 精确工作 范围	电压		0.01~1.5 Un	(投标人填写)
		交流电流		在 0.05~20 In 范围内， 相对误差不大于 2.5%或 绝对误差不大于 0.02In;或者，在 0.1~ 40 In 范围内，相对误差 不大于 2.5%或绝对误差 不大于 0.02 In。	(投标人填写)
2	测量元件 特性准确 度	整定误差	%	≤±2.5	(投标人填写)
		温度变差	%	在正常工作环境温度范 围内，相对于+20℃± 2℃时，≤±2.5	(投标人填写)
3	采样频率		Hz	≥1000	(投标人填写)
4	输出继电 器触点性 能	机械寿命	次	>10000	(投标人填写)
		最大接通容量	W	≥1000(当 L/R=0ms 时)	(投标人填写)
		通过电流（连续）	A	≥5	(投标人填写)
		通过电流（短时）	A	持续 200ms，≥30	(投标人填写)
		最大断开容量	W	≥30(当 L/R=40ms 时)	(投标人填写)
		触点电压	V	直流 220 或 110	(投标人填写)
		介质强度(同一组触 点断开时)		能承受工频1000V 电压， 时间 1min	(投标人填写)
		介质强度(触点与线 圈之间)		能承受工频2000V 电压， 时间 1min	(投标人填写)

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标人保证值
5	功率消耗	直流电源回路		正常工作时，不大于 50 W；当保护动作时，不大于 80 W；	（投标人填写）
		交流电流回路		当 $I_n=1A$ 时，不大于 0.5VA/相；当 $I_n=5A$ 时，不大于 1VA/相	（投标人填写）
		交流电压回路		在额定电压下不大于 1VA/相	（投标人填写）
6	过载能力	交流电流回路		2 倍 I_n 时连续工作，50 倍 I_n 时允许 1s	（投标人填写）
		交流电压回路		1.4 倍 U_n 时连续工作，2 倍 U_n 允许 10s	（投标人填写）
7	站控层 MMS 以太网接口数量		个	3	（投标人填写）
8	项目单位需求差异（项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值，根据工程实际情况，如有差异，应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改，如有冲突，应以本表为准。）				
8.1					
8.2					

4.2.1.13 220kV 变电站交流不间断电源系统（UPS）标准技术参数表（投标方填写）

序号	项 目	要 求	投标人响应值
1	交流/直流电源输入		
1.1	交流输入电压	AC323V~AC456V（AC187V~AC264V）	（投标人填写）
1.2	输入频率	50Hz（允许偏差：-2%~+2%）	（投标人填写）
1.3	输入功率因数	≥0.9（三相）；≥0.7（单相）	（投标人填写）
1.4	输入电流失真度 THDI	<30%	（投标人填写）
1.5	直流输入电压	额定电压：220V / 110V (允许偏差：-15%~+15%)	（投标人填写）
2	旁路电源输入		
2.1	旁路输入	AC220V(允许偏差：-10%~+10%)	（投标人填写）
2.2	输入频率	50Hz（允许偏差：-2%~+2%）	（投标人填写）
2.3	旁路过载能力	135%额定电流以下可长期过载	（投标人填写）
2.4	短路能力	200%额定电流的瞬间冲击	（投标人填写）
3	交流电源输出		
3.1	输出电压瞬变（负载阶跃变化：0 到 100%和 100%到 0）	AC380 (220V) V±10%	（投标人填写）
3.2	输出电压瞬变响应恢复时间	≤10ms	（投标人填写）
3.3	输出频率	≤50Hz±1Hz（跟踪旁路输入）；	（投标人填写）

		≤50Hz±0.2Hz（断开旁路输入）	
3.4	输出功率因数	≥0.8	（投标人填写）
3.5	切换蓄电池组供电时间	0ms	（投标人填写）
3.6	切换旁路时间	<4ms	（投标人填写）
3.7	同步精度	≤±2%	（投标人填写）
3.8	电压不平衡度（适用于三相输出 UPS）	≤5%	（投标人填写）
3.9	电压相位偏差（适用于三相输出 UPS）	≤±3°	（投标人填写）
3.10	输出过载能力	105%~125%的额定负载 10 分钟； 125%~150%的额定负载 1 分钟	（投标人填写）
3.11	反灌纹波电压有效值系数	≤0.5%	（投标人填写）
3.12	输出电压的失真度（THDU）	≤3%（线性负载）	（投标人填写）
3.13	稳压精度	≤AC380（220V） ±3%	（投标人填写）
4	系统特性		
4.1	交流输入逆变输出效率	5kVA以上：逆变输出效率≥80%； 5kVA 及以下：逆变输出效率≥75%	（投标人填写）
4.2	直流输入逆变输出效率	5kVA以上：输入输出效率≥85%； 5kVA 及以下：输入输出效率≥80%	（投标人填写）
4.3	噪声	正常运行时，自冷式设备的噪声不应大于 55 dB(A 声级)。风冷式设备的噪声在额定负载的 50% 及以下时不应大于 60 dB(A 声级)、额定负载时不应大于 65 dB(A 声级)。	（投标人填写）
4.4	输入/输出绝缘电阻	用绝缘电阻测试仪（1000V档）分别测量输入端、输出端对地的绝缘电阻，应>10MΩ。	（投标人填写）
4.5	绝缘强度	UPS电源输入端、输出端对地应能承受50Hz、2000V交流电压1min漏电流应少于10mA或2800V直流电压1min漏电电流应少于1mA，无击穿，无飞弧。	（投标人填写）
4.6	对地漏电流	UPS机壳对地的漏电流应不大于3.5mA。如大于3.5mA，应贴警告标示牌。	（投标人填写）
4.7	UPS电源的使用年限	≥12年	（投标人填写）

4.8	蓄电池充电模块	具备对蓄电池充电功能	(投标人填写)
-----	---------	------------	---------

4.2.1.14 移动主控室标准技术参数表（投标方填写）

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标人保证值
1	移动主控室性能		(提供第三方检测报告)	
1.1	防护等级		IP55	(投标人填写)
1.2	耐火试验	min	180	(投标人填写)
1.3	交变盐雾	h	336	(投标人填写)
1.4	中性盐雾	h	1440	(投标人填写)
1.5	抗震等级	度	9	(投标人填写)
1.6	舱外噪声	dB	<55	(投标人填写)
1.7	防腐等级		C5	(投标人填写)
1.8	±50℃环境下 保温性能	℃	满足 10-30℃温度要求	(投标人填写)
			以下无需第三方检测报告	
1.9	室顶坡度		>5%	(投标人填写)
1.10	室内照度	Lx	>300	(投标人填写)
1.11	主控室寿命	年	≥40（定期维护下）	(投标人填写)
2	移动主控室参数			
2.1	外形规格	mm	3300*2900*3900*mm (高*宽*长)	(投标人填写)
2.2	电缆夹层	mm	>250	(投标人填写)
2.3	主控室门净宽度	mm	≥950	(投标人填写)
2.4	开门数量	扇	2（含逃生门）	(投标人填写)
2.5	照明电源箱	个	≥1（暗装）	(投标人填写)
2.6	检修电源箱	个	≥1（暗装）	(投标人填写)
2.7	空调	台	≥1 (考虑远期扩展，外机与门同侧，如有)	(投标人填写)
2.8	轴流风机	台	≥1	(投标人填写)
2.9	除湿机	台	≥1（根据需要）	(投标人填写)
2.10	屏后检修通道	mm	≥800	(投标人填写)
2.11	屏前检修通道	mm	≥1100	(投标人填写)
2.12	门前活动台阶	阶	≥2（配套，，大于门宽 400mm 每扇门一个）	(投标人填写)
2.13	主控室侧面出线孔	个	≥3（提供外接线缆连接，带门）	(投标人填写)
3	室内屏体参数			
3.1	外形规格	mm	2260*800*600 (高*宽*深)	(投标人填写)
3.2	屏体型式		满足南网要求	(投标人填写)
4	室内消防系统			
4.1	主机	台	1	(投标人填写)
4.2	烟感	个	≥1	(投标人填写)
4.3	报警器	套	声光、手动各 1	(投标人填写)
4.4	配套附件	套	1	(投标人填写)
5	室内视频系统			

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标人保证值
5.1	主机	台	1	(投标人填写)
5.2	显示设备	台	1	(投标人填写)
5.3	摄像头		≥2	(投标人填写)
5.4	配套附件	套	1	(投标人填写)
6	项目单位需求差异（项目单位原则上不能改动通用部分技术条款及专用部分标准技术参数值，根据工程实际情况，如有差异，应逐项在“项目单位需求差异表”中列出。本表是对技术规范的补充和修改，如有冲突，应以本表为准。）			
6.1	空			
6.2	空			

4.2.1.15 220kV 直流系统技术参数和性能要求响应表（投标方填写）

项目单位可选技术参数

序号	参数类型	标准参数值		标准值特性	项目单位 要求值	投标人响应值
1	直流充电屏					
1.1	高频开关电源模块	输出 DC:110V	10A	可选	项目单位 选择	
			20A			
			40A			
		输出 DC:220V	10A	可选	项目单位 选择	
			20A			
			30A			
			40A			
50A						
1.2	母联隔离开关	315A		可选	项目单位 选择	
		400A				
		630A				
1.3	蓄电池出口熔断器	125A		可选	项目单位 选择	
		200A				
		315A				
		400A				
		630A				
1.4	蓄电池出口刀开关	125A		可选	项目单位 选择	
		200A				
		315A				
		400A				
		630A				
1.5	充电机出口熔断器	50A		可选	项目单位 选择	
		63A				
		100A				
		160A				
		200A				
		300A				
1.6	充电机出口双投隔离开关	50A		可选	项目单位 选择	
		63A				
		100A				
		125A				
		160A				
		200A				
		300A				

序号	参数类型		标准参数值	标准值特性	项目单位 要求值	投标人响应值
1.7	试验放电回路断路器		50A	可选	项目单位 选择	
			63A			
			100A			
			125A			
			160A			
1.8	屏体		2260*800*600 前后开门，颜色 RAL7035	单一	符合标准 参数值	
2	双路交流输入自动切换单元		含交流接触器	单一	符合标准 参数值	
3	交流进线防雷保护器		相对地、中性线对地保护模式 标称放电电流 ≥10KA（8/20us）	可选	项目单位 选择	
4	监控装置		含馈线状态监测单元、智能监控模块	可选	项目单位 选择	
5	降压硅链		40A	可选	项目单位 选择	
			60A			
			80A			
			100A			
			120A			
			160A			
			200A			
6	直流馈电屏					
6.1	直流断路器		125A	可选	项目单位 选择	
6.2	直流断路器		100A			
6.3	直流断路器		63A			
6.4	直流断路器		50A			
6.5	直流断路器		25A			
6.6	绝缘监测装置（含 CT）		128 路	可选	项目单位 选择	
			96 路			
			64 路			
			48 路			
			32 路			
6.7	屏体		2260*800*600 前后开门，颜色 RAL7035	单一		
7	直流防雷保护器		合闸母线及控制母线正极对地、负极对地保护模式 标称放电电流 ≥20KA（8/20us）	可选	项目单位 选择	
8	蓄 电 池 监 测装置	蓄电池在线监测装置		可选	项目单位 选择	
		蓄电池电压巡检仪				
9	蓄电池环境温度测温探头		不少于 3 个	可选	项目单位 选择	
10	交流断路器		额定电流 63A，与防雷保护器相匹配	单一	符合标准 参数值	
11	核对性放电装置（可选）		与本系统配套	可选	符合标准 参数值	
12	直流分馈电屏					
12.1	隔离开关		125A	单一	符合标准 参数值	
12.2	直流断路器		50A	可选	项目单位 选择	
12.3	直流断路器		25A	可选	项目单位 选择	
12.4	绝缘监测装置（含 CT）		128 路	可选	项目单位 选择	
			96 路			
			64 路			
			48 路			

序号	参数类型	标准参数值	标准值特性	项目单位 要求值	投标人响应值
		32 路			
12.5	直流防雷保护器	直流母线正极对地、负极对地保护模式 标称放电电流 $\geq 10\text{KA}$ (8/20us)	可选	项目单位选择	
		直流进线正极对地、负极对地保护模式 标称放电电流 $\geq 10\text{KA}$ (8/20us)	可选	项目单位选择	
12.6	屏体	2260*800*600 前后开门, 颜色 RAL7035	单一	符合标准参数值	
13	直流联络屏	2260*800*600 前后开门, 颜色 RAL7035	单一	符合标准参数值	

4.2.1.16 二次控制电缆标准技术参数（投标方填写）

序号	参数名称		单位	标准参数值或测试方法	投标人保证值
1	二次控制 电缆额定 电压	相电压/线电压	V	450/750	（投标人填写）
2	绝缘电阻 值（采用 2500V 摇 表检测）	200C	M Ω ·km	1.5mm ² :11.16 2.5mm ² :10.22 4mm ² :8.56 6mm ² :4.28 10mm ² (B):6.40	（投标人填写）
		700C	M Ω ·km	1.5mm ² :0.011 2.5mm ² :0.010 4mm ² :0.0085 6mm ² :0.007 10mm ² (B):0.0065	（投标人填写）
3	金属导体单位长度电阻（200C）		Ω /km	1.5mm ² :12.1 2.5mm ² :7.41 4mm ² :4.61	（投标人填写）
4	成品电缆交流电压（加压时间 5min）		V	3000	（投标人填写）
5	绝缘线芯电压（浸水时间>1h, 水温 20 $\pm$ 50C, 加压时间 5min）		V	2500	（投标人填写）
6	标志	清晰度：标志颜色应易于识别或易于辨认		用目力检查，当试样表面受到污染不能辨认时，可用汽油或其它合适溶剂浸过的棉织物擦拭，或用洁净的刀片切取试样断面进行检查	（投标人填写）
		耐擦性		用浸过水的脱脂棉或棉布轻轻擦拭 10 次	（投标人填写）
7	电缆燃烧 性能	ZA：试样非金属材料体积 7L/m, 供火时间 40min		试样上炭化的长度最大不应超过距喷嘴边向上 2.5m; 停止供火后试样上的有焰燃烧时间不应超过	（投标人填写）
		ZB：试样非金属材料体积 3.5L/m, 供火时			

序号	参数名称		单位	标准参数值或测试方法	投标人保证值
		间 40min		1h。	
		ZAN: 供火时间 90min, 冷却时间 15min		1) 2A 熔断器不断; 2) 指示灯不熄。	
		ZBN: 供火时间 90min, 冷却时间 15min			
8	编织层覆盖密度：采用 GB/T9330.1 中 7.4 计算方法			编织密度≥80%	（投标人填写）
9	绝缘物理 机械性能	老化前抗张强度	N/mm ²	≥12.5	（投标人填写）
		老化前断裂伸长率	%	≥150	（投标人填写）
		老化后抗张强度	N/mm ²	≥12.5	（投标人填写）
		老化后断裂伸长率	%	≥150	（投标人填写）
		老化前后抗张强度 变化率	%	≤±25	（投标人填写）
		老化前后断裂伸长 率变化率	%	≤±25	（投标人填写）
10	护套物理 机械性能	老化前抗张强度	N/mm ²	≥12.5	（投标人填写）
		老化前断裂伸长率	%	≥150	（投标人填写）
		老化后抗张强度	N/mm ²	≥12.5	（投标人填写）
		老化后断裂伸长率	%	≥150	（投标人填写）
		老化前后抗张强度 变化率	%	≤±25	（投标人填写）
		老化前后断裂伸长 率变化率	%	≤±25	（投标人填写）
11	单根电缆	上支架下缘与炭化 部分起点之间的距 离	mm	≥50	（投标人填写）
		燃烧向下延伸至上 支架下缘之间的距 离	mm	≤540	（投标人填写）
12	成束电缆	炭化部分所达到的 高度	m	≤2.5	（投标人填写）

4.2.2 主要元器件来源

4.2.2.1 智能变电站自动化设备主要元器件来源一览表 (投标方填写)

序号	名称	单位	项目单位要求型式、规格	项目单位 要求数量	投标方 响应型式、规格	投标方 响应生产厂家	投标方响 应数量	备注
1.	综合自动化系统 【均采用安全可控】		DC: 220V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 站控层双网络, 电流电压电缆直采, 监控系统、智能辅助系统、一次设备在线监测系统的信息。具备一键顺控操作功能。 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色:					以下设备均由综自厂家提供

序号	名称	单位	项目单位要求型式、规格	项目单位要求数量	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量	备注
			RAL7035。					
1.1	主机/操作员	套	1) 操作员工作站/主机 1 台; 2) 23 英寸液晶显示器 1 台。	2				布置于主控台 采用国产操作系统
1.2	五防锁具更换	套	五防锁具 600 把	1				原微机五防锁 长园共创
1.3	智能远动屏	面	微机型 1) 智能远动装置 2 台; 2) 远动通道防雷器 6 套; 3) E1 协议转换器 2 台; 4) 规约转换器 2 台; 5) 调制解调器 2 台; 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1.4	公用测控屏	面	微机型 1) 公用测控装置 3 台。 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	2				
1.5	220kV 过程层公用测控屏	面	1) 公用测控装置 3 台。 2) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1.6	110kV 过程层公用测控屏	面	1) 公用测控装置 3 台。 2) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	2				
1.7	#1 (#3) 主变测控屏	面	1) 高压侧测控装置 1 台; 2) 中压侧测控装置 1 台; 3) 本体测控装置 1 台; 4) 低压侧测控装置 1 台; 5) 温度变送器 3 台; 6) 档位变送器 1 台; 7) 24 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1 (含屏内配接线、	2				

序号	名称	单位	项目单位要求型式、规格	项目单位要求数量	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量	备注
			小开关、按钮、端子排、连片等)，1面，前后开门 2260mm×800mm×600mm					
1.8	#2 主变测控屏	面	1) 高压侧测控装置 1 台； 2) 中压侧测控装置 1 台； 3) 本体测控装置 1 台； 4) 低压侧测控装置 2 台； 5) 温度变送器 3 台； 6) 档位变送器 1 台； 7) 24 口 ODF 箱 1 台； 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等)，1面，前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1.9	220kV 线路测控屏	面	1) 220kV 线路测控装置 1 台； 2) 24 口 ODF 箱 1 台； 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等)，1面，前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				环京线
1.10	220kV 线路测控屏	面	1) 220kV 线路测控装置 2 台； 2) 24 口 ODF 箱 1 台； 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等)，1面，前后开门 2260mm×800mm×600mm	2				罗涌甲、乙线，石环甲、乙线
1.11	220kV 母线及 PT 测控屏	面	1) 220kV 母联测控装置 1 台； 2) 220kVPT 测控装置 2 台； 3) 24 口 ODF 箱 1 台； 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等)，1面，前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1.12	110kV 线路测控装置	面	1) 110kV 线路测控装置 2 台； 2) 24 口 ODF 箱 1 台； 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等)，1面，前后开门	6				

序号	名称	单位	项目单位要求型式、规格	项目单位要求数量	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量	备注
			2260mm×800mm×600mm					
1. 13	110kV 线路测控装置	面	1) 110kV 线路测控装置 1 台; 2) 24 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				127 开关间隔五仙门线
1. 14	110kV PT 测控装置	面	1) 110kV PT 测控装置 4 台; 2) 24 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1. 15	110kV 母联测控装置	面	1) 110kV 母联测控装置 2 台; 2) 24 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1. 16	110kV 分段测控装置	面	1) 110kV 分段测控装置 2 台; 2) 24 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1. 17	10kV PT 测控屏	面	1) 10kV PT 测控装置 4 台。 2) 24 口 ODF 箱 1 台 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				安装于高压室
1. 18	220kV PT 并列屏	面	1) 220kV PT 并列装置 2 台。 2) 屏背面预留 2 台 220kV 母线电压监测装置的安装位置 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				

序号	名称	单位	项目单位要求型式、规格	项目单位要求数量	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量	备注
1.19	110kV PT 并列屏	面	1) 110kV PT 并列装置 4 台; 2) 屏背面预留 2 台 110kV 母线电压监测装置的安装位置 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	2				
1.20	10kV PT 并列屏	面	1) 10kV PT 并列装置 4 台; 2) 屏背面预留 4 台 10kV 母线电压监测装置的安装位置 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1.21	10kV 备自投屏	面	1) 10kV 备自投装置 2 台 2) 打印机 1 台 3) 24 口 ODF 箱 1 台; 4) 加密狗 1 只 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	1				
1.22	10kV 分段保护测控装置	台	保护测控二合一, YX≥30, 安装于 10kV 开关柜。 配套空开、压板、把手	2				
1.23	10kV 线路保护测控装置	台	保护测控二合一, YX≥30, 安装至 10kV 开关柜。 配套空开、压板、把手	30				
1.24	10kV 电容器保护测控装置	台	保护测控二合一, YX≥30, 安装至 10kV 开关柜。 配套空开、压板、把手	12				
1.25	10kV 并联电抗器保护测控装置	台	保护测控二合一, YX≥30, 安装至 10kV 开关柜。 配套空开、压板、把手	6				
1.26	10kV 接地变保护测控装置	台	保护测控二合一, YX≥30, 安装至 10kV 开关柜。 配套空开、压板、把手	3				
1.27	10kV 站用变保护测控装置	台	保护测控二合一, YX≥30, 安装至 10kV 开关柜。 配套空开、压板、把手	2				
1.28	10kV 开关柜	项	更换开关柜操作面板, 提供	1				

序号	名称	单位	项目单位要求型式、规格	项目单位要求数量	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量	备注
	面板改造(用于保护)		位置指示及报警灯、操作把手/按钮、压板、柜内所有二次电源空开、加热照明材料、小母线端子、端子排等辅助元器件，完成上述材料以及10kV 保护测控装置的现场配线、柜顶小母线的安装等。拆除需改造的旧设备。其中： 1) 10kV 馈线开关柜 30 面； 2)10kV 电容器开关柜 12 面； 3) 10kV 站用变开关柜 2 面； 4) 10kV 分段开关柜 2 面； 5) 接地变开关柜 3 面； 6)10kV 并联电抗器开关柜 6 面； 7) 变低开关柜 3 面； 共 58 台					
1. 29	10kV 开关柜面板改造(用于非保护)	项	更换开关柜操作面板，提供位置指示及报警灯、操作把手/按钮、压板、柜内所有二次电源空开、加热照明材料、小母线端子、端子排等辅助元器件，完成上述材料以及10kV 保护测控装置的现场配线、柜顶小母线的安装等。拆除需改造的旧设备。其中： 1) 10kV PT 柜 4 面； 2) 10kV 分段隔离柜 2 面； 共 6 台	1				
1. 30	超五类屏蔽以太网线	百米	AMP 超五类屏蔽网线	30				
1. 31	路由器	台	16 个网口	2				用于电压质量监测屏 IP 出口分配
1. 32	铠装光缆	百米	4~8 芯，多模	40				
1. 33	尾纤	组	多模，用于监控网络及对时钟系统屏内连接光纤熔接盒与交换机， 3 根一组(2 用 1 备)，每根 3 米	700				
1. 34	光纤熔接盒	个	12 口 主控室交换机屏共安装 3	6				

序号	名称	单位	项目单位要求型式、规格	项目单位要求数量	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量	备注
			个，同步时钟对时屏安装 1 个，10kV 高压室交换机屏安装 1 个，10kV 高压室对时扩展及交换机屏安装 1 个。					
1.35	插座	个	额定电流：≥10A 标称放电电流：≥10kA（8/20μs） 保护电压：≤1.4kV 插孔数量：≥5，插孔形式须与设备兼容 防雷保护模式：要求采用相线对地（L-PE）、相线对中性线（L-N）、中性线对地（N-PE）全保护模式	2				

4.2.2.2 变电站站控层以太网交换机货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	单位	项目单位要求型式、规格	项目单位要求数量	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量
2.1	主控室 A 网交换机屏	面	1) 二层网络交换机（24 电口，2 光口交换机）6 台 监控屏柜（含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等），1 面，前后开门，箱体尺寸 1800mm×800mm×800mm	1			
2.2	主控室 B 网交换机屏	面	1) 二层网络交换机（24 电口，2 光口交换机）6 台 监控屏柜 1（含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等），1 面，前后开门 2260mm × 800mm × 600mm	1			
2.3	主控室 C1 网交换机屏	面	1) 二层网络交换机（24 电口，2 光口交换机）4 台	1			

			监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm × 800mm × 600mm				
2.4	高压室 A、B 网交换机屏	面	1) 二层网络交换机 (24 电口, 2 光口交换机) 8 台 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm × 800mm × 600mm	1			
2.5	高压室 C1 网交换机	台	二层网络交换机 (24 电口, 2 光口交换机)	4			
2.6	超五类屏蔽以太网线	百米	AMP 超五类屏蔽网线	120			

4.2.2.3 安全可控过程层以太网交换机货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

设备需求						投标方响应				
序号	物资编码	名 称	项目要求 主要技术要求	项目 要求 单位	项目 要求 数量	投标方响 应主要 技术要求	投标方 响应型 号 及规范	投标 方响 应单 位	投标 方响 应数 量	备注
3.1		主控室 220kV 过程层 A1 网交换机屏	1) 二层网络交换机 (16 个 100M 光口, 4 个 1000M 光口) 5 台 2) 三层网络交换机 (16 个 1000M 光口) 1 台 3) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm × 800mm × 600mm 应与 B 网不同厂家	面	1					
3.2		主控室 220kV 过程层 A2 网交换机屏	1) 二层网络交换机 (16 个 100M 光口, 4 个 1000M 光口) 5 台 2) 三层网络交换机 (16 个 1000M 光口) 1 台	面	1					

			3) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、 小开关、按钮、端子排、连 片等),1 面,前后开门 2260mm ×800mm×600mm 应与 B 网不同厂家						
3.3		主控室 220kV 过程层 B1 网交换机屏 【安全可控】	1) 二层网络交换机 (16 个 100M 光口, 4 个 1000M 光口) 5 台 2) 三层网络交换机 (16 个 1000M 光口) 1 台 3) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、 小开关、按钮、端子排、连 片等),1 面,前后开门 2260mm ×800mm×600mm 应与 A 网不同厂家	面	1				
3.4		主控室 220kV 过程层 B2 网交换机屏 【安全可控】	1) 二层网络交换机 (16 个 100M 光口, 4 个 1000M 光口) 5 台 2) 三层网络交换机 (16 个 1000M 光口) 1 台 3) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、 小开关、按钮、端子排、连 片等),1 面,前后开门 2260mm ×800mm×600mm 应与 A 网不同厂家	面	1				
3.5		主控室 110kV 过程层 A1 网交换机屏	1) 二层网络交换机 (16 个 100M 光口, 4 个 1000M 光口) 7 台 2) 三层网络交换机 (16 个 1000M 光口) 1 台 3) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、 小开关、按钮、端子排、连 片等),1 面,前后开门 2260mm ×800mm×600mm 应与 B 网不同厂家	面	1				
3.6		主控室 110kV 过程层 A2 网交换机屏	1) 二层网络交换机 (16 个 100M 光口, 4 个 1000M 光口) 7 台 2) 三层网络交换机 (16 个 1000M 光口) 1 台 3) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、	面	1				

			小开关、按钮、端子排、连片等),1面,前后开门 2260mm×800mm×600mm 应与 B 网不同厂家							
3.7		主控室 110kV 过程层 B1/B2 网交换机屏 【安全可控】	1) 二层网络交换机 (16 个 100M 光口, 4 个 1000M 光口) 4 台 2) 三层网络交换机 (16 个 1000M 光口) 2 台 3) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等),1面,前后开门 2260mm×800mm×600mm 应与 A 网不同厂家	面	1					
3.8		尾纤/尾缆	多模, 尾纤 3 根一组 (2 用 1 备), 尾缆不少于 4 芯, 每根 30 米	组	320					
3.9		屏内跳纤	柜内光配架到装置的跳纤, 多模, 3 米	根	180					
3.10		铠装光缆	4~8 芯, 多模	百米	200					
11		光纤配线架	24 口, 含柜内配套尾纤及储纤盒	台						

4.2.2.4 安全可控智能录波器屏货物需求及供货范围一览表 (投标方填写)

序号	名称	主要技术要求	项目要求单位	项目要求数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
5.	智能录波系统 【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: ~220V; 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035.						
5.1	智能录波管理机屏	1) 管理单元 2 台; 2) 管理单元屏附件 1 套; 3) 站控层 C2 网交换机, 1 台; 4) 二层网络交换机 (24 个 100M 电口, 4 个 100M 光口) 1 台; 5) 打印机 1 台; 6) 系统软件 2 套; 7) 离线式系统软件 2 套	面	1				含保信功能

		8) 就地显示装置 1 台; 9) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面,前后开门 2260mm×800mm ×600mm						
5.2	智能录波采集屏	1) 采集单元(智能站) 96 路模拟量, 8 路直流模拟量, 1 台; 2) 开关量采集模块(智能站) 32 路开关量, 1 台; 3) 打印机 1 台; 4) 24 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面,前后开门 2260mm×800mm ×600mm	面	8				4 面主变采集(#1、#2 用 2 台, #3#4 用 2 台, 10kV 主变录波) 2 面 220kV 采集、2 面 110kV 采集
5.3	尾纤/尾缆	多模, 尾纤 3 根一组(2 用 1 备), 尾缆不少于 4 芯, 每根 30 米	组	12				

4.2.2.5 变电站站时间同步系统货物需求及供货范围一览表(投标方填写)

序号	名称	主要技术要求	项目要求单位	项目要求数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
6.	同步时钟对时系统 【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: ~220V; 屏体尺寸: 2260×800×600mm(高×宽×深), 颜色: RAL7035.						
6.1	时钟同步系统主屏	1) 主时钟设备(可同时支持双北斗) 2 台; 2) 主控室授时扩展装置 2 台; 3) 北斗卫星接收卡及配套件 4 块; 4) IRIG-B(DC) 电口输出卡 6 块; 5) IRIG-B(DC) 光口输出卡 10 块; 1) 从时钟串口输出卡 2 块; 2) 从时钟网络时间输出卡 2 块;	面	1				含保信功能

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
		3) 从时脉冲信号输出卡 2 块; 4) 从时钟 PTP 时间输出卡 2 块; 6) 天馈线, 4 百米; 7) 避雷器, 8 个; 8) 48 口光纤熔接盒 2 个; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片、电源防雷器等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm						
6.2	10kV 高压室时钟同步系统扩展屏	1) 高压室授时扩展装置 2 台; 2) IRIG-B (DC) 电口输出卡 6 块; 3) IRIG-B (DC) 光口输出卡 4 块; 4) 从时钟网络时间输出卡 2 块; 5) 24 口 ODF 箱 2 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片、电源防雷器等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	1				放置于高压室
6.3	对时电缆	ZR-RVVP-4*1.0, 用于对时	百米	100				用于对时
6.4	铠装光缆	4 芯多模, 铠装、阻燃、防鼠咬	百米	100				

4.2.2.6 安全稳定控制货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	主要技术要求	单 位	数量	投标方响 应主要技 术要求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
4.34	稳定控制主机屏	1) 稳控主机装置 1 台; 2) 稳控从机装置 2 台; 3) 16 电口交换机 1 台; 4) 打印机 1 台; 5) SIP 调试 1 站; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等),	面	2				

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
		1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm						
4. 35	稳定控制从机屏	1) 稳控从机装置 2 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	2				
4. 36	稳控通信接口屏	1) 2M 通信接口装置 4 台; 2) 路由器 2 台。 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	1				
空								

4. 2. 2. 7 220kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏货物需求及供货范围一览表(投标方填写)

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
4.	继电保护及安全自动装置【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57. 7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 数字化保护装置至少含 3 个以太网口; 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035。						
4. 17	220kV 母线差动保护屏 A	1) 220kV 母线保护装置 1 台 (双母线接线, 含失灵保护、母联分段保护) 2) 模拟盘 1 台 3) 打印机 1 台 4) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	1				A、B 屏不同厂家
4. 18	220kV 母线差动保护屏 B	1) 220kV 母线保护装置 1 台 (双母线接线, 含失灵保护、母联分段保护) 2) 模拟盘 1 台 3) 打印机 1 台 4) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等),	面	1				A、B 屏不同厂家

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
		1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm						
4.19	220kV 母线差动保护智能接口屏		面	1				临时租用

4.2.2.8 110kV 安全可控光缆跳闸母线保护屏货物需求及供货范围一览表(投标方填写)

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
4.	继电保护及安全自动装置【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 数字化保护装置至少含 3 个以太网口; 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035。						
4.27	110kV 母线保护屏	1) 110kV 母线保护装置 1 台 2) 模拟盘 1 台 3) 打印机 1 台 4) 48 口 ODF 箱 1 台; 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	4				
4.28	110kV 母线差动保护智能接口屏		面	1				临时借用
4.30	110kV 母联保护屏	1) 110kV 母联保护装置 2 台; (1M-2M、5M-6M) 2) 打印机 1 台。 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	2				
4.31	110kV 分段保护屏	1) 110kV 分段保护装置 2 台; (1M-5M、2M-6M) 2) 打印机 1 台。 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	2				

4.2.2.9 220kV 安全可控光缆跳闸主变保护屏货物需求及供货范围一览表(投标方填写)

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
4.	继电保护及安全自动装置 【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: $\sim$ 220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 数字化保护装置至少含 3 个以太网口; 屏体尺寸: 2260 $\times$ 800 $\times$ 600mm (高 $\times$ 宽 $\times$ 深), 颜色: RAL7035。						
4.1	#1 (#3) 主变保护屏 A 【原屏改造】	1) 220kV 主变保护装置 (低压侧单分支) 1 台 2) 高压侧电压切换箱 (不含旁路电压切换) 1 台 3) 中压侧电压切换箱 (不含旁路电压切换) 1 台 4) 打印机 1 台 5) 24 口 ODF 箱 1 台;	面	2				原屏服务费 开列在综自
4.2	#1 (#3) 主变保护屏 B 【原屏改造】	1) 220kV 主变保护装置 (低压侧单分支) 1 台 2) 高压侧电压切换箱 (不含旁路电压切换) 1 台 3) 中压侧电压切换箱 (不含旁路电压切换) 1 台 4) 打印机 1 台 5) 24 口 ODF 箱 1 台;	面	2				原屏服务费 开列在综自
4.3	#2 主变保护屏 A 【原屏改造】	1) 220kV 主变保护装置 (低压侧双分支) 1 台 2) 高压侧电压切换箱 (不含旁路电压切换) 1 台 3) 中压侧电压切换箱 (不含旁路电压切换) 1 台 4) 打印机 1 台 5) 24 口 ODF 箱 1 台;	面	1				原屏服务费 开列在综自
4.4	#2 主变保护屏 B 【原屏改造】	1) 220kV 主变保护装置 (低压侧双分支) 1 台 2) 高压侧电压切换箱 (不含旁路电压切换) 1 台 3) 中压侧电压切换箱 (不含旁路电压切换) 1 台 4) 打印机 1 台 5) 24 口 ODF 箱 1 台;	面	1				原屏服务费 开列在综自

4.2.2.10 220kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
4.	继电保护及安全自动装置 【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 数字化保护装置至少含 3 个以太网口; 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035。						
4.10	220kV 线路保护屏 A 【原屏改造】	1) 220kV 线路光纤纵联电流差动保护 1 台 2) 电压切换箱 1 台 3) 24 口 ODF 箱 1 台; 4) 尾纤 (单模, 含 FC 接头, 尾纤 3 根一组 (2 用 1 备), 尾纤不少于 4 芯, 每根 30 米) 2 组 (超过 30m 按 4 组申报) 5) 打印机 1 台 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	3				石环甲、乙线、环京线采用与主二保护不同厂家。一路采用光纤专用通道, 一路采用光 2M 复用通道。原屏服务费开列在综自
4.11	220kV 线路保护屏 B 【原屏改造】	1) 220kV 线路光纤纵联电流差动保护 1 台 2) 电压切换箱 1 台 3) 24 口 ODF 箱 1 台; 4) 尾纤 (单模, 含 FC 接头, 尾纤 3 根一组 (2 用 1 备), 尾纤不少于 4 芯, 每根 30 米) 2 组 (超过 30m 按 4 组申报) 5) 打印机 1 台 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	3				石环甲、乙线、环京线采用与主一保护不同厂家。三路采用光 2M 复用通道。原屏服务费开列在综自
4.12	二次屏柜原屏改造服务	更换二次屏柜操作把手/按钮、压板、柜内二次电源空开等辅助元器件, 完成上述材料以及装置的现场更换等。拆除需改造的旧设备。包含: 1) 主变保护屏 6 面; 2) 220kV 线路保护 6 面;	项	1				

4.2.2.11 110kV 安全可控光缆跳闸线路保护屏货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
4.	继电保护及安全自动装置【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 数字化保护装置至少含 3 个以太网口; 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035。						
4.22	110kV 线路保护屏	1) 110kV 线路光纤两端差动保护装置 2 台; 2) 尾纤/尾缆(保护装置), 4 组 3) 打印机 1 台。 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	10				环彩甲、环大德线、环三乙线、环水线、环彩乙 其中西村水厂线、鹿鸣线、五仙门线、罗涌线、泮塘线为退运备用线。
4.23	110kV 线路保护屏	1) 110kV 线路三端光纤差动保护装置 2 台; 2) 尾纤/尾缆(保护装置), 4 组 3) 打印机 1 台。 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	2				用于环涌甲线、环涌乙线、申购时要与 220kV 罗涌、110kV 南德站型号一致
4.24	110kV 线路保护屏	1) 110kV 线路三端光纤差动保护装置 2 台; 2) 尾纤/尾缆(保护装置), 2 组 3) 打印机 1 台。 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	1				用于环三甲线 申购时要与 110kV 三元里站保护型号一致

4.2.2.12 智能控制柜货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
4.	继电保护及安全自动装置【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 数字化保护装置至少含 3 个以太网口; 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035。						
4.5	主变高压侧智能终端屏	1) 变高智能采集执行单元 2 台; 2) 综合控制分析单元 1 台; 3) 智能模拟盘 1 台; 4) 24 口 ODF 箱 1 台; 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门, 箱体尺寸 1800mm × 800mm × 800mm	面	3				放置于 220kV GIS 室 【单一来源合智电气】
4.6	主变变高机构智能化改造	1) 断路器智能控制模块 1 台 (分相机构); 2) 断路器角度传感器 1 台 (分相机构); 3) 刀闸智能控制模块 6 台 (每台刀闸 1 台); 4) 刀闸角度传感器 6 台 (每台刀闸 1 台, 地刀已选配);	间隔	3				【单一来源合智电气】
4.7	主变中压侧智能终端屏	1) 变中智能终端 2 台; 2) 24 口 ODF 箱 1 台; 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门, 箱体尺寸 1800mm × 800mm × 800mm	面	3				放置于 110kV GIS 室 每面其中一套智能终端与保护 B 厂家一致
4.8	220kV 主变低压侧智能终端	1) 10kV 变低智能终端 1 台, 带操作箱; 2) 24 口 ODF 箱 1 台;	套	8				安装于变低开关柜上 其中 4 套智能终端与保护 B 厂家一致
4.9	主变本体智能终端屏	1) 220kV 本体智能终端 2 台; 2) 24 口 ODF 箱 1 台; 3) 预留铁芯接地在线监测装置的安装位置;	面	3				放置于主变室 每面其中一套智能

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
		4) 温度变送器 3 台； 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面，前后开门，箱体尺寸 1800mm × 800mm × 800mm						终端与保护 B 厂家一致
4.13	220kV 线路智能终端屏	1) 线路智能采集执行单元 2 台； 2) 综合控制分析单元 1 台； 3) 智能模拟盘 1 台； 4) 24 口 ODF 箱 1 台； 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面，前后开门，箱体尺寸 1800mm×800mm×800mm	面	5				放置于 220kV GIS 室 【单一来源合智电气】
4.14	220kV 线路机构智能化改造	1) 断路器智能控制模块 3 台（每相 1 台）； 2) 断路器角度传感器 3 台（每相 1 台）； 3) 刀闸智能控制模块 6 台（每台刀闸 1 台）； 4) 刀闸角度传感器 6 台（每台刀闸 1 台，地刀已选配）；	间隔	5				【单一来源合智电气】
4.15	220kV 母联智能终端柜	1) 母联智能采集执行单元 2 台； 2) 综合控制分析单元 1 台； 3) 智能模拟盘 1 台； 4) 24 口 ODF 箱 1 台； 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面，前后开门，箱体尺寸 1800mm×800mm×800mm	面	1				放置于 220kV GIS 室 【单一来源合智电气】
4.16	220kV 母联机构智能化改造	1) 断路器智能控制模块 2 台（每相 1 台）； 2) 断路器角度传感器 1 台（每相 1 台）； 3) 刀闸智能控制模块 4 台（每台刀闸 1 台）； 4) 刀闸角度传感器 4 台（每台刀闸 1 台，地刀已选配）；	间隔	1				【单一来源合智电气】
4.20	220kV 母线 PT 机构智能化改造	1) 综合控制分析单元 1 台； 2) 智能模拟盘 1 台； 3) 24 口 ODF 箱 1 台； 4) 刀闸智能控制模块 3 台（每台刀闸 1 台）；	面	2				【单一来源合智电气】

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
		5) 刀闸角度传感器 3 台（每台刀闸 1 台，地刀已选配）； 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面，前后开门，箱体尺寸 1800mm × 800mm × 800mm						
4.21	一、二次融合管理后台机套件	1) 24 口设备管理交换机 4 台；（110kV GIS 室 2 台，220kV GIS 室 2 台） 2) 设备管理后台机 1 台； 3) 间隔内电缆、光纤、尾缆及其他附件 1 套；	套	1				【单一来源合智电气】
4.25	110kV 线路智能终端屏	1) 110kV 线路智能终端 2 台； 2) 打印机 1 台。 3) 12 口 ODF 箱 2 台； 4) 尾纤/尾缆(保护装置)，4 组 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面，前后开门，箱体尺寸 1800mm × 800mm × 800mm	面	10				放置于 110kV GIS 室；环彩甲、环大德线、环三乙线、环水线、环彩乙其中西村水厂线、鹿鸣线、五仙门线、罗涌线、泮塘线为退运备用线。
4.26	110kV 线路智能终端屏	1) 110kV 线路智能终端 2 台； 2) 打印机 1 台。 3) 12 口 ODF 箱 2 台； 4) 尾纤/尾缆(保护装置)，4 组 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面，前后开门，箱体尺寸 1800mm × 800mm × 800mm	面	3				用于环涌甲线、环涌乙线、环三甲线申购时要与 220kV 罗涌、110kV 南德站、三元里型号一致
4.29	110kV 母线 PT 智能终端屏	1) 110kV PT 智能终端 1 台； 2) 24 口 ODF 箱 1 台； 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面，前后开门，箱体尺寸 1800mm × 800mm × 800mm	面	4				
4.32	110kV 母联智能终端柜	1) 110kV 母联智能终端 2 台； 2) 24 口 ODF 箱 1 台；	面	2				放置于 110kV GIS

序号	名称	主要技术要求	单位	数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
		户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门, 箱体尺寸 1800mm×800mm×800mm						室
4.33	110kV 分段智能终端柜	1) 110kV 分段智能终端 2 台; 2) 24 口 ODF 箱 1 台; 户外监控屏柜(含屏内配接线、空调、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门, 箱体尺寸 1800mm×800mm×800mm	面	2				放置于 110kV GIS 室

4.2.2.13 220kV 变电站交流不间断电源系统（UPS）货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	主要技术要求	项目要求单位	项目要求数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
8.	交流不间断电源系统 【均采用安全可控】	DC: 220V, AC: ~220V; 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035。采用 61850 通信						
8.1	UPS 屏	1) 电力专用 UPS 5kVA 1 台 2) 监控单元 (带液晶显示、事件记录) 1 台 3) 交流输入电压表 2 只 4) 交流输入电流表 2 只 5) 直流输入电压表 2 只 6) 直流输入电流表 2 只 7) 交流输出电压表 2 只 8) 交流输出电流表 2 只 9) 交流进线防雷保护 2 套 10) 防雷保护器空气开关 63A 8 只 11) 交流输入回路、旁路空气开关 32A 两极 (带辅助触点和报警接点) 10 只 12) 直流输入回路空气开关 32A (带报警接点) 2 只 13) 母联空气开关 32A 两极 (带辅助触点和报警接点) 1	面	2				

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
		只 14) 交流输出回路空气开关 10A 两极（带报警接点）20 只 15) 交流输出回路空气开关 6A 两极（带报警接点）10 只						
9.	交、直流电源 系统	DC: 220V, AC: ~220V; 屏体 尺寸: 2260×800×600mm（高 ×宽×深），颜色: RAL7035。						
9.1	直流充电屏	高频开关电源	20A	套		面	2	
		母联隔离开关	400A	只				
		蓄电池出口熔断器	400A	只				
		蓄电池出口隔离开关	630A	只				
		充电机出口断路器	200A	只				
		充电机出口双投隔离 开关	200A	只				
		试验放电回路断路器	63A	只				
		屏体	2260*800*600 前后开门, 颜色 RAL7035	面				
		双路交流输入自动切 换单元	含交流接触器	套				
		交流进线防雷保护器	相对地、中性线 对地保护模式 标称放电电流≥ 10KA （8/20us）	套 （三 相及 N线）				
		监控单元		套				
		降压硅链	200A	套				
		直流防雷保护器	控制母线正极对 地、负极对地保 护模式 标称放 电电流≥10KA （8/20us）	套（两 极）				
		直流防雷保护器	合闸母线正极对 地、负极对地保 护模式 标称放 电电流≥10KA （8/20us）	套（两 极）				
		直流防雷保护器	直流进线正极对 地、负极对地保 护模式 标称放 电电流≥10KA （8/20us）	套（两 极）				

序号	名称	主要技术要求		项目要求单位	项目要求数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
		直流防雷保护器	直流母线正极对地、负极对地保护模式 标称放电电流≥10KA（8/20us）		套（两极）				
		单台充电模块交流输入断路器	与单台充电模块容量匹配		台				
		蓄电池在线监测装置			台				
		绝缘监察装置及蓄电池巡检装置通信电缆	铠装屏蔽通信电缆		米				
		蓄电池环境温度测温探头	不少于 3 个		台				
		蓄电池电压巡检仪			台				
		空气开关	额定电流 63A,与防雷保护器相匹配		只				
9.2	直流馈线屏	直流断路器	63A		回	面	8	其中：110kV 下放两面	
		直流断路器	32A		回				
		绝缘监察装置(含 CT)	≥96 路		套				
		屏体	2260*800*600 前后开门，颜色RAL7035		面				
9.3	二次交流及试验电源屏	1) 交流输入自动切换装置 1 台 2) 交流输入电压表 2 只 3) 交流输入电流表 2 只 4) 交流输出电压表 2 只 5) 交流输出电流表 2 只 6) 交流进线防雷保护 2 套 7) 防雷保护器空气开关 63A 8 只 8) 交流输入回路、旁路空气开关 50A 两极（带辅助触点和报警接点）2 只 9) 母联空气开关 50A 两极（带辅助触点和报警接点）1 只 10) 交流输出回路空气开关 16A 两极（带报警接点）16 只 11) 交流输出回路空气开关 32A 两极（带报警接点）7 只 屏柜(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面，		面	1				

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
		前后开门 2260mm×800mm×600mm						

4.2.2.14 移动主控室货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	规格型号	单位	数量	备注	投标方响 应型号及 规格	投标方 响应设 备名称	投标方 响应设 备生产 厂家
1	移动主控室	3300*2900*3900mm（高*宽*长）	套	1	辅助配置 参考移动 主控室技 术特性清 单			
2	线路保护、测控屏	（每面含以下配置）	面	2	每面两条 线路			
2.1	110kV 智能线路保护装置		台	2	带光差、 可投退			
2.2	110kV 智能线路测控装置		台	2				
2.3	打印机		台	1				
2.4	屏柜及附件	2260*800*600mm（高*宽*深）	套	1	含光配及 相关附件			
3	远动通讯屏	（含以下配置）	面	1				
3.1	智能化远动设备屏		台	2	满足南 网通讯需 求			
3.2	站控层 A 网交换机		台	1	光电			
3.3	站控层 B 网交换机		台	1	光电			
3.4	站控层 C 网交换机		台	1	光电			
3.5	过程层 A 网交换机		台	1	光电			
3.6	过程层 B 网交换机		台	1	光电			
3.7	屏柜及附件	2260*800*600mm（高*宽*深）	套	1	含光配及 相关附件			
4	监控服务屏	（含以下配置）	面	1				
	公用测控		台	1	常规			
	显示器		台	1	上屏或舱 内壁安装			
	监控主机		台	1	上屏（含			

					键盘、鼠标)			
	屏柜及附件	2260*800*600mm (高*宽*深)	套	1	含光配及相关附件			
5	现场使用附件	含以下配置	套	1				
5.0	二次设备信息转换设备		套	2	满足南网常规设备和智能化设备信息互通			
5.1	7*4 柔性电缆		根	8	数量、长度满足移动主控室到待改造间隔接入位置需求(约 100 米/根)			
5.2	7*2.5 柔性电缆		根	待定 ≥ 4	数量、长度满足移动主控室到待改造间隔接入位置需求(约 100 米/根)			
5.3	柔性多模 4 芯尾缆		根	待定 ≥ 4	数量、长度满足移动主控室到待改造间隔接入位置需求(约 100 米/根)			
5.4	主控室柔性线缆 (光缆、电缆)	建议交、直流电源电缆每芯 6-10 平方, 光缆 4 芯	套	1	数量、长度满足移动主控室到电源或通讯接入位置需求			
5.5	线缆保护盖板		套	按需	满足对现场移动主控室至接入间隔线缆的保护需求, 灵活使用,			
5.6	其他必需的外部、内部线缆、跳线		套	1				
5.7	线缆敷设路径标志、标识		套	1	总包施工单位提供			

上述供货范围仅限主要设备，必需配套的相关设备需要在供货范围内补齐，相关辅助配套设备供货需要考虑，其辅助设备主机可采用舱内壁挂或安装于屏柜。**配套连接线缆需做好接线端，满足反复连接使用。线缆保护盖板可以多次使用、非一次性设备。**

4.2.2.15 监测系统货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	主要技术要求	项目要求单位	项目要求数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
7.	监测系统	DC: 220V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 屏体尺寸: 2260×800×600mm（高×宽×深），颜色: RAL7035。						
7.1	铁芯接地监测装置	含限流电阻 3×250Ω 1套。	台	3				显示器安装在对应主变本体智能终端上
7.2	220kV 母线电压质量监测装置（迁移）	2台	项	1				安装在220kV PT并列屏背面
7.3	110kV 母线电压质量监测装置（迁移）	4台	项	1				安装在110kV PT并列屏背面
7.4	10kV 母线电压质量监测装置（迁移）	4台	项	1				安装在10kV PT并列屏背面

4.2.2.16 电缆其他货物需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	主要技术要求	项目要求单位	项目要求数量	投标方响应主要技术要求	投标方响应生产厂家及型号	投标方响应数量	备注
10.	电缆							
10.1	控制电缆	ZRA-KVVP2/22 0.45/0.75kV。 电缆头数量约为 2×800	km	100				半户内GIS站
10.2	耐火电缆	ZAN-KVVP2/22	km	40				

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
		0.45/0.7kV 电缆头数量约为 2×250						
10.3	电力电缆	ZRA-YJV22-1X120 200m; ZRA-YJV22 1000m; 电缆头数量约为 2×20	km	1.2				
11.	其他							
11.1	户外落地端子箱	JXW-1-LD 型，落地式 箱体尺寸：600mm×600mm×1400mm (宽×深×高) 箱体材质：304#不锈钢 防污等级：III 级 防护等级：IP56 配防凝露和照明装置	个	3				主变端子箱均使用独立电机电源配置
11.2	高压室直流端子箱	JXN-1-Q，户内不锈钢嵌墙式 箱体尺寸：600mm×150mm×600mm (宽×深×高) 箱体材质：304#不锈钢 防污等级：III 级 防护等级：IP33	个	3				
11.3	高压室交流端子箱	JXN-1-Q，户内不锈钢嵌墙式 箱体尺寸：600mm×150mm×600mm (宽×深×高) 箱体材质：304#不锈钢 防污等级：III 级 防护等级：IP33	个	3				
11.4	PE 管	Φ 20 保护光纤用。	km	10				【乙供】
11.5	保护网线用槽盒	阻燃 PVC 槽盒。 50mmx50mm	km	5				【乙供】
11.6	PT 单相专用空开改造及调试	单相专用 PT 空开 1P B 型 5A 78 个，带 OF 接点； 软线 400 米； 220kV 母线 PT 二次绕组更换分相空气开关 18 个（220kV I、II 段母线 PT 保护 1、保护 2、计量等二次绕组）； 110kV 母线 PT 二次绕组更换分相空气开关 36 个（110kV I、II、VI、VII 段母线 PT 保护 1、保护 2、计量等二次绕组）；	项	1				

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
		10kV 母线 PT 二次绕组更换分相空气开关 24 个（10kV I、IIA、IIB、III 段母线 PT 保护测量二次绕组，并在开关柜中分开 2 组保护测量绕组至 PT 并列屏）；						
11.7	安健环设施	1) 保护屏标志牌（屏顶牌），800×65 mm，2×140 个； 2) 端子箱标志牌，320×220 mm，框内线粗 3mm，9 个； 3) 运行中设备标志牌，横式：200×80 mm，框内线粗 2mm，140 个； 运行中设备标志牌，竖式：80×200 mm，框内线粗 2mm，140 个； 4) 安全警戒线，宽 120 mm，长 40m； 5) 防止踏空线，宽 120 mm，长 8m。	项	1				
11.8	调度端 EMS/SCADA 配合调试		项	1				
11.9	保信及安自主站系统扩充	含广州地调、广东中调的主备调	项	1				
11.10	原微机五防调试费		项	1				对原微机五防系统进行调试 长园共创
11.11	主控台更换	新增一张 4.2m*0.8m 主控台	项	1				
11.12	电子化移交服务		项	1				

4.2.2.17 拆除施工内容一览表 （投标方填写）

序号	名称	施工内容	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
----	----	------	----------------	------------------	---------------------	----------------------------------	------------------------	----

序号	名称	施工内容	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
12.1	拆除主控室屏柜		面	73				
12.1.1	拆除主控室屏柜（公用及交直流部分）	拆除主控室旧屏柜面，包括： 远动通信屏（1P）、 公用接口屏（2P）、 保信子站（3P）、 GPS 屏（9P）、 公用测控屏（10P）、 直流系统（65P-72P）、 试验电源屏（73P）、 二次交流屏（91P）、 安稳主机屏（92P）、 安稳从机屏（93P）、 UPS 屏 I、II（119P、120P）、 控制型子站屏（16P）	面	20				
12.1.2	拆除主控室屏柜（220kV 部分）	220kV 母联及 PT 测控屏（5P）、 220kV 线路测控屏 I（6P）、 220kV 石环甲、乙线测控屏（7P）、 220kV #1（#2、#3）主变测控屏（13P-15P）、 220kV PT 并列屏（47P）、 220kV 故障录波屏（48P）、 220kV 母联保护屏（61P）、 220kV 母线母差及失灵保护屏 I、II（62P、63P）、	面	11				
12.1.3	拆除主控室屏柜（110kV 部分）	110kV 母线测控屏（17P）、 110kV 线 路 测 控 屏 I-V（18P-22P）、 110kV 母联测控屏（25P）、 110kV 分段测控屏（26P）、 网 络 交 换 机 屏 I-III（29P-31P）、 110kV 环大德线测控屏（32P）、 #1（#2、#3）主变保护屏 A（B、C）屏、主变故障录波屏（33P-43P）、 110kV 母联保护屏（74P）、 110kV 分段保护屏（75P）、 110kV 线 路 保 护 屏 I-VI（76P-81P）、	面	39				

序号	名称	施工内容	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
		110kV 母线保护屏 I、II（83P、84P）、 110kV PT 并列屏 I、II（85P、86P）、 110kV 故障录波屏 I、II（87P、88P）、 110kV 环彩线保护屏（110P）、 110kV 环彩线测控屏（111P）、						
12.1.4	拆除主控室屏柜（10kV 部分）	10kV 母线测控屏（11P）、 10kV 备自投屏（89P）、 10kV PT 并列屏（90P）。	面	3				
12.2	拆除端子箱	原#1、#2、#3 主变端子箱、原#1、#2、#3 高压室交流端子箱、原#1、#2、#3 高压室直流端子箱，共 9 个箱体	项	1				
12.3	拆除控制电缆	ZRB-KVVP2/22 0.45/0.75kV。 电缆头数量约为 2×400	km	70				
12.4	拆除高压室屏柜	拆除高压室旧屏柜面，包括：高压室对时扩展屏	面	2				
12.5	拆除原有主控台		项	1				

4.2.2.18 对侧工程需求及供货范围一览表（投标方填写）

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
13.	对 侧 工 程 （220kV 罗涌站）	DC：220V，AC：~220V，220kV CT：5A，110kV CT：1A，10kV CT：5A，PT：57.7/100V；使用 IEC61850 通信协议，保护装置至少含 3 个以太网口；屏体尺寸：2260×800×600mm（高×宽×深），颜色：RAL7035。						常规站，220kV 双母带旁路，110kV
13.3	110kV 线路保护屏	1) 110kV 线路保护装置（光纤纵联电流差动保护，电缆跳闸	面	2				环涌甲、乙线

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
	(安全可控)	电缆跳闸 GA-N 型)，2 台； 2) 尾纤/尾缆(保护装置)，4 组； 3) 打印机，1 台 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面,前后开门 2260mm×800mm×600mm。						这三个站要 同一型号
13.4	控制电缆	ZRA-KVVP2-22 0.45/0.7kV 2000m ZAN-KVVP2-22 0.45/0.7kV 500m 电缆头数量约为 2×40	项	1				
13.5	超五类以太网线		百米	2				
13.6	屏蔽双绞线		百米	2				
13.7	安健环设备	1) 保护屏标志牌(屏顶牌)，800×65 mm，2×2 个； 2) 运行中设备标志牌，横式：200×80 mm，框内线粗 2mm，2 个； 3) 运行中设备标志牌，竖式：80×200 mm，框内线粗 2mm，2 个； 4) 安全警戒线，宽 120mm，长 40m； 5) 防止踏空线，宽 120 mm，长 8m；	项	1				
13.8	站端监控系统调试	公用测控 1 台、同步对时装置 1 台、110kV 线路测控装置 2 台	项	1				
13.9	继保及安自系统调试	110kV 故障录波装置 2 台、110kV 母线差动保护 2 台	项	1				
13.10	调度端 SCADA/EMS 系统调试	含广州地调主备调	项	1				
13.11	拆除屏柜	拆除主控室二次屏柜：旧 110kV 环涌甲、乙线线路保护屏，共 2 面	项	1				
14.	对侧工程 (220kV 石	DC: 220V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 使用	面	2				常规站双 母线

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数 量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
	井站)	IEC61850 通信协议,保护装置至少含 3 个以太网口;屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035。						
14.1	220kV 线路保护屏 A (安全可控)	1) 220kV 线路保护装置(双光纤纵联电流差动保护, 电缆跳闸 A2-N 型)1 台; 2) 操作箱 1 台; 3) 电压切换装置 1 台; 4) 打印机 1 台。 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	2				石环甲、乙线 采用与主一保护不同厂家。 一路采用光纤专用通道, 一路采用光 2M 复用通道。
14.2	220kV 线路保护屏 B (安全可控)	1) 220kV 线路保护装置(集成分相接点方式纵联距离保护功能的光纤电流差动保护, 电缆跳闸 A2-N 型)1 台; 2) 操作箱 1 台; 3) 电压切换装置 1 台; 4) 打印机 1 台; 5) 信号传输装置 1 台。 监控屏柜 1(含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm	面	2				石环甲、乙线 采用与主一保护不同厂家。 三路采用光 2M 复用通道。
14.3	控制电缆	ZRA-KVVP2-22 0.45/0.7kV 4200m ZAN-KVVP2-22 0.45/0.7kV 1000m 电缆头数量约为 2×40	百米	3				
14.4	超五类以太网线		百米	3				
14.5	屏蔽双绞线		项	1				
14.6	安健环设备	6) 保护屏标志牌(屏顶牌), 800×65 mm, 2×3 个; 7) 运行中设备标志牌, 横式: 200×80 mm, 框内线粗 2mm, 3 个; 8) 运行中设备标志牌, 竖式:	项	1				

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数 量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
		80×200 mm，框内线粗 2mm，3个； 9) 安全警戒线，宽 120mm，长 40m； 10) 防止踏空线，宽 120 mm， 长 8m；						
14.7	站端监控系统 调试	公用测控 1 台、220kV 线路测 控装置 4 台、同步对时装置 1 台	项	1				
14.8	继保及安自系 统调试	220kV 故障录波装置 1 台、安 稳系统 2 台、220kV 备自投装 置 2 台、220kV 母线差动保护 2 台	项	1				
14.9	调 度 端 SCADA/EMS 系 统调试	含广州地调、广东中调的主备 调	项	1				
14.10	拆除屏柜	拆除主控室二次屏柜：旧石环 甲、乙线 I、II，共 4 面						
15.	对侧工程 (110kV 三元 里站)	DC: 220V, AC: ~220V, CT: 5A, PT: 57.7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 保护装置 至少含 3 个以太网口; 屏体尺 寸: 2260×800×600mm (高× 宽×深), 颜色: RAL7035。						常规站单 母线
15.1	110kV 线路保 护屏 (安全可控)	1) 110kV 线路保护装置(光纤 纵联电流差动保护, 电缆跳闸 电缆跳闸 GA-N 型), 2 台; 2) 尾纤/尾缆(保护装置), 2 组; 3) 打印机, 1 台 监控屏柜 1(含屏内配接线、小 开关、按钮、端子排、连片等), 1 面, 前后开门 2260mm×800mm ×600mm。	面	1				环三甲线 和环西站 要同一型 号
15.2	控制电缆	ZRA-KVVP2-22 0.45/0.7kV 1000m ZAN-KVVP2-22 0.45/0.7kV 100m 电缆头数量约为 2×40	项	1				
15.3	超五类以太网 线		百米	2				

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
15.4	屏蔽双绞线		百米	1				
15.5	安健环设备	1) 保护屏标志牌（屏顶牌），800×65 mm，2×1 个； 2) 运行中设备标志牌，横式：200×80 mm，框内线粗 2mm，1 个； 3) 运行中设备标志牌，竖式：80×200 mm，框内线粗 2mm，1 个； 4) 安全警戒线，宽 120mm，长 40m； 5) 防止踏空线，宽 120 mm，长 8m；	项	1				
15.6	站端监控系统调试	公用测控 1 台、110kV 线路测控装置 1 台、同步对时装置 1 台	项	1				
15.7	继保及安自系统调试	110kV 故障录波装置 1 台、110kV 备自投 1 台	项	1				
15.8	调度端 SCADA/EMS 系统调试	含主、备调	项	1				
15.9	拆除屏柜	拆除原线路保护屏，共 1 面	项	1				
16.	对侧工程（110kV 南德站）	DC: 110V, AC: ~220V, CT: 1A, PT: 57.7/100V; 使用 IEC61850 通信协议, 保护装置至少含 3 个以太网口; 屏体尺寸: 2260×800×600mm (高×宽×深), 颜色: RAL7035。						常规站线变组
16.1	110kV 线路保护屏（安全可控）	1) 110kV 线路保护装置（光纤纵联电流差动保护，电缆跳闸电缆跳闸 GA-N 型），2 台； 2) 尾纤/尾缆（保护装置），4 组； 3) 打印机，1 台 监控屏柜 1 (含屏内配接线、小开关、按钮、端子排、连片等)，1 面, 前后开门 2260mm×800mm×600mm。	面	2				环涌甲、乙线和环西、罗涌要同一型号
16.2	控制电缆	ZRA-KVVP2-22 0.45/0.7kV 2000m ZAN-KVVP2-22 0.45/0.7kV	项	1				

序号	名称	主要技术要求	项目 要求 单位	项 目 要 求 数量	投标方响应 主要技术要 求	投 标 方 响 应 生 产 厂 家 及 型 号	投 标 方 响 应 数 量	备注
		200m 电缆头数量约为 2×40						
16.3	超五类以太网线		百米	2				
16.4	屏蔽双绞线		百米	1				
16.5	安健环设备	1) 保护屏标志牌（屏顶牌），800×65 mm，2×1 个； 2) 运行中设备标志牌，横式：200×80 mm，框内线粗 2mm，1 个； 3) 运行中设备标志牌，竖式：80×200 mm，框内线粗 2mm，1 个； 4) 安全警戒线，宽 120mm，长 40m； 5) 防止踏空线，宽 120 mm，长 8m；	项	1				
16.6	站端监控系统调试	公用测控 1 台、同步对时装置 1 台	项	1				
16.7	继保及安自系统调试	故障录波装置 1 台	项	1				
16.8	调度端 SCADA/EMS 系统调试	含主、备调	项	1				

4.2.2.19 一次电气货物需求及供货范围一览表（需配套提供）

序号	名 称	型 号	规格及技术数据	单位	数量	备 注
一	电气一次					
(一)	环西站					
1	动力电缆		ZRA-YJV22-3x35+1x16	米	150	
2	铜排		-40×4, 紫铜排	米	200	二次接地网
3	支柱绝缘子		500V	套	250	二次接地网
4	母线固定金具		MGD, 适合-40×4 铜排用, 单孔固定, 与支柱绝缘子配套, 配螺栓 1 个	套	250	二次接地网

5	黄绿软铜线		TRJ-50mm ²	米	90	二次接地网
6	铜鼻子		DT-50	套	180	
7	黄绿软铜线		TRJ-120mm ²	米	100	二次接地网
9	铜鼻子		DT-120	套	100	
10	热镀锌扁钢		50×5	米	150	用于一次接地
11	有机堵料		DFD-(A)	kg	2000	
12	无机堵料			kg	500	
13	防火涂料		G60-3D	kg	1000	
14	防火板		12mm 厚	平米	100	
15	防火包		1kg/1 只	只	1000	
16	低标号水泥			kg	200	
17	防火槽盒		200×150	米	500	动力电缆分隔和移动主控室的动力电缆
18	高分子封堵材料			kg	30	
19	热镀锌钢材			吨	2	含二次电缆槽盒铺设
20	负荷转移材料		由于业主还未定下负荷转移方案，负荷转移先按 6 回计算，最终以实际情况为准。	回	6	
	10kV 电力电缆		ZR-YJV22-8.7/15-3×300	米	50	材料利库，仅考虑施工和试验费用
	10kV 电力电缆终端	冷缩型	冷 缩 型 ， 适 合 ZR-YJV22-8.7/15-3×300	三相/套	2	材料利库，仅考虑施工和试验费用
	10kV 电力分接箱			个	1	材料利库，仅考虑施工和试验费用
(二)	对侧 110kV 三元里站					
1	黄绿软铜线		TRJ-50mm ²	米	1	
2	铜鼻子		DT-50	套	2	
3	有机堵料		DFD-(A)	kg	20	
4	防火涂料		G60-3D	kg	1	

(三)	对侧 220kV 罗涌站					
1	黄绿软铜线		TRJ-50mm ²	米	5	
2	铜鼻子		DT-50	套	10	
3	有机堵料		DFD-(A)	kg	50	
4	防火涂料		G60-3D	kg	3	
(四)	对侧 110kV 南德站					
1	黄绿软铜线		TRJ-50mm ²	米	1	
2	铜鼻子		DT-50	套	2	
3	有机堵料		DFD-(A)	kg	20	
4	防火涂料		G60-3D	kg	1	

4.3 实施单位响应

4.3.1 勘察设计单位响应（投标单位填写）

序号	项目	投标人响应设计实施单位	设计实施单位资质（附证书）	设计实施单位同类工程业绩（附设计合同）
1	初步设计（含勘察）			
2	施工设计（含勘察）			

4.3.2 施工单位响应（投标单位填写）

序号	项目	投标人响应施工实施单位	施工实施单位资质（附证书）	施工实施单位同类工程业绩（附施工合同）
1	更换直流电源系统、UPS 交流不间断电源系统。			
2	更换主机/操作员工作站；更换设备上的五防锁具，并对原五防系统进行调试			
3	更换智能远动装置、规约转换装置、公用测控装置；更换主控室交换机屏、高压室交换机屏；更换#1、#2、#3 主变测控屏；更换部分 220kV 电压等级测控；更换部分 110kV 电压等级测控；更换部分 10kV 电压			

	等级测控，；更换 10kV 备自投装置；更换 10kV 开关柜面板；更换 220kV、110kV、10kV 的所有电压并列装置。			
4	新增过程层设备；新增主变各侧智能终端；新增 220kV、110kV 各间隔智能终端；220kV 和 110kV 母线保护改造期间，临时新增 220kV 和 110kV 母差保护智能接口屏用于新旧母差屏的配合；增加“移动主控室”设备。			
5	更换#1、#2、#3 主变保护；更换 110kV 线路保护、110kV 分段保护、110kV 母联保护、220kV 母线差动保护、110kV 母线差动保护；更换故障录波系统，新增双套主机的智能录波管理机屏及相应故障录波采集屏；更换安稳系统；拆除继电保护故障及信息管理子站。			
6	更换主控室同步时钟对时系统及 10kV 高压室同步对时扩展装置			
7	更换#1、#2、#3 主变端子箱；更换#1、#2、#3 高压室交、直流端子箱；更换#1、#2、#3 铁芯接地监测装置；迁移 220kV、110kV 及 10kV 电压监测装置至对应电压等级新 PT 并列屏；			
8	更换相应的二次电缆及完成防火封堵；更换 220kV、110kV 及 10kVPT 柜内的三相联动空开为单相 PT 专用空开			
9	在主控室前部扩建二次屏位 20 个；迁移并更换主控台；拆除更换掉的旧设备；配合二次改造，完成新增设备的接地、电缆敷设及防火封堵工作；			
10	10kV 馈线进行保护改造时的负荷转移			
11	对侧罗涌站、三元站、南德站屏柜的更换及辅助工作。			
12	空			
13	空			
14	空			
15	空			
16	空			

4.4 投标方技术偏差

4.4.1 投标方技术偏差

投标方应将所供设备与本招标书技术文件有差异之处，无论优于或劣于本招标书要求，均汇集成此表。

表 4.1 投标单位技术差异表

序号	招标文件条目	招标文件简要内容	投标文件条目	投标文件简要内容
1				
2				
3				
4				
5				
6				

投标方：_____ 盖章：

4.3.2 投标方需说明的其他问题

如有需说明的其他问题，投标方应通过书面形式提交，并加盖公章。