

附件二：

**新疆火烧云铅锌矿 60 万吨/年铅锌冶炼工
程配套 220 千伏输变电项目**

**综合自动化系统
(技术规范书)**

目 录

1. 总则	3
2. 适用标准	4
3. 一般技术要求	6
4. 专用技术要求	7
5. 屏体要求	69
6. 技术服务和工厂培训	70
7. 质量保证和试验	72
8. 包装、运输和储存	73
9. 其它	73
10. 供货范围	74

1. 总则

1.1 一般规定

1.1.1 本设备技术协议使用范围仅限于新疆火烧云铅锌矿 60 万吨/年铅锌冶炼工程配套 220 千伏输变电项目监控系统、交直流电源等设备的采购。列举了有关技术参数作为推荐值，提出了本系统的结构设计、系统设备的功能设计、结构、性能、安装、试验、服务、技术支持等方面的技术要求。

1.1.2 提供设备的制造厂商必须具备权威机关颁发的 ISO-9000 系列的认证书或等同的质量保证体系认证证书。投标者应具有设计、制造和提供过与本工程相类似的，或规模更大，较规定的条件更严格的设备的业绩。投标书如有失实情况，买方有权拒绝该投标。

1.1.3 供货方应仔细阅读招标文件，包括商务和技术部分的所有规定。由投标者提供的设备的技术规范应与本技术协议中规定的要求相一致。投标者也可以推荐满足本技术协议要求的类似的定型产品，但必须提出详细的技术偏差。

1.1.4 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作出规定，也未充分引述有关标准和规范的条文，投标者应提供符合 IEC 最新版本的标准和本规范书要求的成熟系统和优质产品。

1.1.5 本技术协议所使用的标准如遇与供货方所执行的标准不一致时，按较高标准执行。

1.1.6 如果投标者没有以书面形式对本技术协议的条文提出异议，则意味着供货方提供的系统及设备完全符合本技术协议的要求。如有异议，应在投标书中以“对技术协议的意见和同规范书的差异”为标题的专门章节中加以详细描述，并按附录 A 的格式填写。

1.1.7 技术协议经招投标双方确认后，作为合同的附件，与合同正文具有同等的法律效力。

1.1.8 本技术协议中涉及的有关商务方面的内容，如与招标文件的商务部分有矛盾时，以商务部分为准。

1.1.9 本技术协议未尽事宜，由招标人和投标人在合同技术谈判时双方协商确定。

1.2 供货方工作范围

供货方应提供满足本规范书要求所必须的硬件、软件和各项服务，其中包括（但不限于）下列内容：

1.2.1 计算机监控系统和配套设备包括：220kV 变电站的计算机监控系统、计算机电路电缆及辅助设施的设计及供货，以及这些设备的现场安装指导、调试、参加验收、投运及售后服务等。

1.2.2 综自系统的设计联络会、工厂试验及验收（FAT）、设备包装、运输、现场安装调试和投运、现场试验及验收（SAT）、对买方技术人员的培训、保修期的维护等。

1.2.3 与其它厂家智能设备的数据通信，根据买方提供的规约实现信息接入，保证数据接收及传送的正确性、实时性，并在验收前，通过联调。

1.2.4 提供必要的备品备件及专用工具。

1.2.5 提供技术资料，包括：

- 技术协议；
- 设备规范清单；
- 各单项设备产品说明书及原理图；
- 各控制对象的逻辑框图；
- I/O 清单及信号报警清单；
- 屏柜布置及端子排安装接线图（A3 版面图集及 AutoCAD R2004 版本绘制的光盘）；
- 试验及测试报告；
- 用户使用及维护手册；等。

1.3 买方工作范围

1.3.1 买方工作

买方将提供下列设备和服务：

- 所有基础、地脚螺栓和灌浆。
- 现场接线和电缆敷设。
- 监控系统所需的交、直流电源。
- 开关量输入信号接点和脉冲设备。
- 按供货方要求提供综合自动化系统接地和接地所需电缆。
- I/O 清单。
- 综合自动化系统设备装卸和安装所需的劳动力和服务。

1.3.2 买方应向供货方提供有特殊要求的技术文件。

1.3.3 设备安装过程中，买方为供货方现场派员提供工作和生活的便利条件。

1.3.4 设备制造过程中，买方可派员到供货方进行监造和检验。

2. 适用标准

所有设备的设计，制造，检查，试验及特性除本规范中规定的特别标准外，都应遵照适用的最新版 IEC 标准和中国国家标准（GB）及电力行业（DL）标准，以及国际单位制（SI）。当某项要求在上述几种标准中不一致时，按国家颁布的较高标准执行。

GB4208-2008	外壳防护等级
GB/T 2423	电工电子产品环境试验
GB/T 2887-2011	电子计算机场地通用规范
GB/T 15532-2008	计算机软件测试规范
GB50059	35~110kV 变电站设计技术规范

DL/T 5218-2012	220~750kV 变电站设计技术规程
DL/T 5136-2012	火力发电厂、变电站二次接线设计技术规定
GB/T 13730-2002	地区电网调度自动化系统
DL/T 5002-2005	地区电网调度自动化设计技术规程
DL/T 5003-2017	电力系统调度自动化设计技术规程
GB/T 14537-1993	量度继电器和保护装置的冲击和碰撞试验
GB/T 14285-2006	继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 50062-2008	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
GB/T 7261-2008	继电保护和安全自动装置基本试验方法
GB 50217-2007	电力工程电缆设计规范
GB/T 15145-2008	微机线路保护装置通用技术条件
GB/T 17626	电磁兼容 试验和测量技术
DL/T 720-2013	电力系统继电保护柜、屏通用技术条件
DL/T 769-2001	电力系统微机继电保护技术导则
DL/T 478-2001	静态继电保护及安全自动装置通用技术条件
DL/T1075-2007	数字式保护测控装置通用技术条件
GB/T 50065-2011	交流电气装置的接地设计规范
DL/T 687-1999	微机型防止电气操作装置通用技术条件
DL 476-2012	电力系统实时数据通信应用层协议
DL/T 5137-2001	电测量及电能计量装置设计技术规程
GB/T 13729-2002	远动终端设备
GB/T 13729-2002	远动终端通用技术条件
DL/T 630-1997	交流采样远动终端技术条件
DL/T 634.5101-2002	远动设备及系统 第 5-101 部分：传输规约 基本远动任务配套标准
DL/T 719-2000	远动设备及系统第 5 部分传输规约第 102 篇电力系统电能累计量传输配套标准
DL/T 667-1999	远动设备及系统 第 5 部分：传输规约 第 103 篇：继电保护设备信息接口配套标准
ANSI/NEMA ICS4	工业控制设备和系统的端子排
ANSI/NEMA ICS6	工业控制设备和系统的外壳
防止电力生产重大事故的二十五项重点要求（原国电发[2000]589 号）	
《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（2018 年修订版）》	

新能源并网运行反事故措施要点（国家电网调[2011] 974 号）

电网与电厂自动化系统及调度数据网络安全防护规定（国家经济贸易委员会第 30 号令，2002 年）

电力二次系统安全防护总体方案（电监安全[2006] 34 号）

GB/T 31366-2015 光伏发电监控系统技术要求

新疆省当地电网公司电力标准及要求。

3. 一般技术要求

3.1 使用环境条件

最高气温： +42.8°C

最低气温： -25°C

海拔高度： 1400 m

平均湿度： 55% (25°C时)

最大风速： 30.3m/s（离地面 10m，10 分钟平均值）

地震烈度： 按 8 度

污秽种类和等级： 按 IV 考虑

泄漏比距： ≥ 3.1 cm/kV（最高电压下）

最大覆冰厚度： 15 mm

3.2 电源

计算机监控系统站控层后台监控等设备采用交流不停电电源（UPS）供电，间隔层设备由站用 220V 直流系统供电。

直流电源电压额定值为 220V，直流电源电压在-20%~+15%的范围内变化时，装置应正确工作；直流电源电压纹波系数≤5%时，装置应正确工作；交流电源电压额定值 220V，50Hz，当交流电源电压在-15%~+15%的范围内，谐波分量≤5%，频率在-5%~+5%之间变化时，装置应正确工作。

3.3 接地

计算机监控系统为了消除设备之间的电位差和噪声干扰，继电器室内设置等电位接地网，等电位接地网必须用至少 4 根以上、截面不小于 50 mm² 的铜排（缆）与变电站的主接地网可靠接地，每面屏内应有足够截面的接地铜排（不小于 100mm²），屏和设备都应该有接地端子，并用截面不小于 4mm² 的多股铜线连接到接地铜排上来接地。有电源输入的屏（柜）必须有接地接到交流电源所在的接地网上。向综合自动化系统二次设备供电的交流电源必须有中性线（零线）回路，中性线应在电源处与接地网相连。信号接地应采用并联一点接地方式。

综合自动化系统的机箱、机柜、以及电缆屏蔽层均应可靠接地，控制电缆的屏蔽层两端或一端应可

靠接地，所有敏感电子装置的工作接地应不与安全地或保护地混接。综合自动化系统各间隔之间，间隔层与站控层之间的连接，以及设备通讯口之间的连接应有隔离措施。不同接地点的设备连接一定要采用电气隔离措施，不破坏“一点接地”的原则。

3.4 抗干扰

综合自动化系统设备安装于无电磁屏蔽继电器室房间内，设备自身应满足抗电磁场干扰及静电影响的要求。在雷击过电压及操作过电压发生及一次设备出现短路故障时，供货方设备均不应误动作。在通信信道装设通信信道防雷器，必要时，在各种装置的交、直流电源输入处设电源防雷器。所有设备均应满足下列抗扰度试验等级要求：

·对静电放电干扰	符合 GB/T 17626.2	4 级
·对辐射电磁场干扰	符合 GB/T 17626.3	3 级(网络要求 4 级)
·对电快速瞬变干扰	符合 GB/T 17626.4	4 级
·对浪涌（冲击）抗扰度	符合 GB/T 17626.5	3 级
·对电磁感应的传导	符合 GB/T 17626.6	3 级
·对工频磁场抗扰度	符合 GB/T 17626.8	4 级
·对脉冲磁场抗扰度	符合 GB/T 17626.9	5 级
·对阻尼振荡磁场抗扰度	符合 GB/T 17626.10	5 级
·对振荡波抗扰度	符合 GB/T 17626.12	2 级(信号端口)

4. 专用技术要求

本光伏电站变电站采用微机保护、微机监控的综合自动化系统。

4.1 计算机监控系统结构

4.1.1 工程概况

新疆火烧云铅锌冶炼 220kV 变电站以 2 回 220kV 线路接入洛浦 220kV 变，新建线路采用两个单回架空线路，长度约 7.6 千米，导线型号 2×JL/GIA-400/35 型截面钢芯铝绞线，对侧洛浦 220kV 变新扩建出线间隔 2 个（由供电公司投资）。

新疆火烧云铅锌冶炼 220kV 变电站本期主变容量均为 2×75MVA，电压变比为 220/10kV，220kV 侧采用双母单分段接线，出线 10 回，2 回至洛浦变，8 回至站内整流变；35kV 侧均采用单母线接线。10kV 电气主接线规划为单母线四分段环形接线，规划出线 44 回，本期建成单母线四分段环形接线，本期建设 26 回出线。

4.1.2 计算机监控系统结构

本工程计算机监控系统采用分层分布式结构。其纵向分两层：站控层和间隔层。站控层采用分布式

结构，就地监控和远动接口相互独立。间隔层在横向按变电站一次设备配置。

综合自动化系统采用以太网通信，站控层网络与间隔层网络直接连接。站控层网络传输速率应满足系统实时性要求，至少为自适应 100Mbps，网络应具有良好的开放性，以满足与电力系统其他网络连接及容量扩充的要求。间隔层网络宜采用工业以太网，也可采用 1Mbps 及以上传输速率的现场总线组网，应具有足够的传送速率和高可靠性。供货方可根据自身产品的特点配置组网。

站控层设备负责整个系统的集中监控，布置在变电站综合楼继电器室及控制室内，由主机/操作员工作站、工程师工作站、远动通信设备、同步时钟对时装置、网络设备及打印机等组成，反映全站数据信息的实时数据库和历史数据库设置在操作员工作站内。

该系统能保证在无人值班的条件下安全可靠运行，数据采集及处理；就地与远方控制操作(互为闭锁)；事件顺序记录及故障处理；异常报警；历史数据记录；运行监视及运行管理、调度通信等功能。

户内的测控设备之间和测控设备与其他设备之间的通信介质采用屏蔽双绞线或光缆，为了提高系统抗各种干扰的能力，保证系统的正常运行，户外的通信传输介质均采用光纤。光缆芯数应满足系统通信要求，并留有备用芯，传输速率应满足自动化系统实时性要求。光端设备应具有光缆检测故障及告警功能。光缆、通信电缆、网络线宜与其它电缆分层敷设，无铠装的光缆、通信电缆、网络线必须穿管敷设。

该系统配置同步时钟对时装置，用于保护测控单元及站控层设备对时。

该系统在上位机故障或退出运行的情况下各间隔级保护和测控功能应不受影响；在通信网络出现故障时，各间隔级保护和测控功能应不受影响；在某一间隔级单元出现故障时，其它间隔级保护和测控功能应不受影响。

模拟量输入方式：采用交流采样。

该系统应具有自诊断功能，自诊断功能一直延伸到各智能模块及其相关通道，包括输入输出模块，同时综合自动化系统支持远方自诊断功能。

该系统必须具有与电力调度数据网连接的能力，并配置必要的二次安防设备，能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。

该系统基于微机开放式设计，可以和任意第三方智能化设备及上级调度管理网对接，做到真正意义上的综合自动化系统。各个单元箱相互独立、互不影响、功能不依赖主机系统。为减小以后的运行工作量，要求综合自动化系统的厂家提供的单元箱插件能完全通用，即各间隔层的单元箱能互为备用。

所有控制、保护、测量、告警等信号均在各单元内处理成数据信号经网络传输至主控室的计算机，各单元相互独立，互不影响，功能上不依赖于监控系统。整个综合自动化系统配置设计必须满足反措要求。

4.1.3 监控对象

4.1.3.1 监控系统控制对象为：

- 220kV 断路器、隔离开关以及接地刀闸；
- 10kV 断路器；
- 400V 站用电源断路器；
- 主变中性点接地开关；
- 主变分接头调节；及电动操作机构的升、降、停；
- 无功补偿装置的调节；
- 重要设备的启动/停止(如站内 400V 电动机的启动/停止、站内自动装置的投入/退出)；
- 成组设备的顺序控制等。

4.1.3.2 监控系统监测对象为：

监测量包括电流、电压、有功功率、无功功率、频率、功率因数、有功电能、无功电能和变压器温度量、油位量、逆变器、交流配电柜等。

4.1.3.3 监控系统信号量

监控系统信号包括断路器、隔离开关以及接地开关、变压器有载调压分接头位置信号、变压器本体信号、各电压等级配电装置的各种报警信号、继电保护装置和安全自动装置动作及报警信号、运行监视信号、SVG 的信号等。

4.1.4 性能指标

- | | |
|---------------------------------|---|
| 1) 模拟量测量综合误差 | $\leq 0.2\%$ |
| 2) 电网频率测量误差 | $\leq 0.01\text{Hz}$ |
| 3) 站内事件顺序记录分辨率 (SOE) | 站控层 $\leq 2\text{ms}$
测控单元 $\leq 1\text{ms}$ |
| 4) 遥测信息响应时间 (从 I/O 输入端至远动工作站出口) | $\leq 3\text{s}$ |
| 5) 遥信变化响应时间 (从 I/O 输入端至远动工作站出口) | $\leq 2\text{s}$ |
| 6) 控制命令从生成到输出的时间 | $\leq 1\text{s}$ |
| 7) 画面实时数据更新周期 (模拟量) | $\leq 3\text{s}$ |
| 8) 画面实时数据更新周期 (开关量) | $\leq 2\text{s}$ |
| 9) 控制操作正确率 | $= 100\%$ |
| 10) 遥控动作成功率 | $= 100\%$ |
| 11) 遥测合格率 | $\geq 98\%$ |
| 12) 远动系统可用率 | $\geq 99.99\%$ |

13) 遥信正确率	≥99.9%
14) 遥调正确率	=100%
15) 事故时遥信年正确动作率	≥99%
16) 系统可用率	≥99.99%
17) 系统平均故障间隔时间 (MTBF)	≥20000h
(其中 I/O 单元模件 MTBF≥50000h)	
18) 间隔层测控单元平均无故障间隔时间	≥40000h
19) 各工作站 CPU 平均负荷率:	
正常时 (任意 30min 内)	≤30%
电力系统故障时 (10s 内)	≤50%
20) 自动化系统网络平均负荷率:	
正常时 (任意 30min 内)	≤20%
电力系统故障时 (10s 内)	≤40%
21) 模数转换分辨率	≥12 位
22) 卫星对时精度	≤1ms
23) 非电气量变送器输出	4~20mA 或 0~5V
24) 历史曲线采样间隔	1~30min, 可调
25) 历史曲线日报, 月报储存时间	≥1 年
26) 事故追忆	
事故前: 5 帧	
事故后: 10 帧	

4.1.5 计算机监控系统组成范围

220kV 变电站工程采用计算机监控系统,它是集成变电站系统的数据采集、数据控制、数据库管理、微机保护信息采集与监测、完备的变电站各种事件报警系统、操作票系统和变电站管理最新技术的变电站综合自动化系统。除 10kV 间隔层保护测控设备就地安装于 10kV 开关柜上外,其它主要保护测控装置采用集中布置方式。计算机监控系统包括后台监控、公用微机测控、主变压器高/低压/本体侧微机测控、远动通信装置、同步时钟对时装置、站内网络通信、10kV 母线微机保护、主变压器微机保护、220kV 线路微机保护、220kV 线路微机测控、电能质量监测装置、故障录波装置、同步相量测量装置、安全自动装置、保信信息子站等,均集中布置于控制室、继保室。

4.2 监控系统技术要求

4.2.1 基本配置

4.2.1.1 硬件基本配置

a) 站控层设备:

站控层设备包括: 后台服务器、操作员站、五防工作站、远动通信及网络接口设备、同步时钟对时设备、网络设备、打印机等。

1) SCADA 服务器:

SCADA 服务器是站控层数据收集、处理、存贮及发送的中心。主要功能为接收、采集和存储光伏场区逆变器、交流汇流箱及箱变数据以及变电站数据, 并对数据进行处理、应用及发送。

2) 操作员站:

操作员站是站内综合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等。通过操作员站, 在操作时直观、便捷、安全、可靠的前提下, 运行值班人员能实现对全站生产设备的运行监测和操作控制。

监控主站应为工业级计算机, 配置不低于以下要求:

四核, 主频 $\geq 3.5\text{GHz}$;

内存 $\geq 16\text{G}$;

硬盘 $\geq 1\text{TB}$;

DVD 光驱: 可读写, 24 倍速;

显示器: 24 寸液晶彩显;

鼠标: 随机配置的串行光电鼠标;

网卡: 双千兆/千兆以太网卡 (PCI 网卡);

显卡: 高速图形卡, 支持 3D 功能, 显存 $\geq 512\text{M}$;

监控系统主机应采用安全的 UNIX 或 LINUX 操作系统;

装设声卡, 并配有源音箱, 以便信号及事故音响的区分, 并提示运行值班员。

2) 远动通信设备:

根据本变电站的建设规模和它在系统中的地位和作用, 按照电网统一调度, 分级管理的原则, 本站 330kV 主设备 (包括线路、断路器、隔离开关、主变压器、无功补偿设备等) 由新疆省调调管, 站内其他设备由酒泉地调调管。远动信息送至新疆省调、酒泉地调, 本次工程变电站的相关信息同时送往酒泉新能源大数据中心。本变电站远动系统具有远动数据处理、规约转换及通信功能, 应满足新疆省电网调度自动化的要求。远动工作站收集全站测控单元、保护装置等设备的数据, 将采集到的远动信息上传至

新疆省调，并接受调度部门和集控中心的远动命令。远动信息的传输采用**网络传输**和**专线通道**传输方式。

应满足直采直送的要求，支持各级调度的双通信通道和通信规约要求，实现遥信、遥测、遥控、遥调及规约转换等功能。远动工作站按双机配置，采用互为热备用工作方式，双机都能独立执行各项功能。当一台工作站故障时，另一台工作站应能执行全部功能，应能实现双机无缝自动切换，并保证切换时数据不丢失，并同时向各级调度和操作员站发送切换报警信息。

技术要求：

·应采用专用操作系统、无硬盘型、非 PC 结构的专用装置。四遥功能能灵活组合，且相对规格化。将来维护和扩展时不会影响原有的硬件及更改原有的 EPROM。

·整机平均故障间隔时间不低于 30000 小时。

·远动信息的海明码距离应 ≥ 4 。

·所有的输入输出接口、通信线及电源输入的耐受冲击耐压试验及抗电磁干扰能力应满足各项规范要求，远动主通道、备用通道均应设置通道防雷器，装置的交直流电源输入处设电源防雷器。

·**远动工作站的制式应与调度端主站系统相适应；应能通过电力调度数据网、专线通道与新疆省调通信，远动规约与新疆省调要求的通信规约相一致。**

·应具备为调度中心提供 SOE 数据的功能，SOE 中的事件时标应是 I/O 单元采集到该数据时的时间。

·具有自检自调，失电保护功能及失电后自启动功能。

·支持主备双通道，当主通道故障后能手动和自动切换至备用通道。

·远动工作站应是可编程的，具有当地维护界面，组态方便且具有在线远方诊断、远方下载、远方配置文件及远方修改参数等功能。

·远动工作站在故障、重启及切换的过程中不应引起误操作及数据扰动。

·远动工作站应具备与调度中心和当地同步时钟对时的功能。

·采用模块化结构，便于维护和扩展。装置内所有的模块应装设硬件发光显示器（LED、LCD 等），以指示其状态及功能。

硬件要求：

远动工作站冗余配置，应能实现双机无缝自动切换，每台远动机至少包括：6 个以太网接口、6 个数字通道接口、6 个模拟通道接口，在远动通道及电源入口处应配置通信和电源防雷保护器等。

4)时钟同步对时系统：

本光伏电站 220kV 变电站设 1 套卫星时钟同步系统，主时钟双重化配置，同时接收北斗卫星的标准授时信号，对监控系统站控层设备、保护测控装置、主变和线路故障录波装置、安全自动装置、光伏电站监控保护系统及其他智能设备等设备进行对时。监控系统站控层设备优先采用 NTP 对时方式，间隔层

设备的对时接口选用 IRIG-B 码对时方式。各 I/O 单元之间的对时误差应小于 1ms。主时钟应提供通信接口，负责将装置运行情况、锁定卫星的数量、同步或失步状态等信息上传，实现对时同步系统的监视及管理，当时钟失去同步时，应自动告警并记录事件。对时接口的数量应满足本工程系统配置的要求。

时钟同步装置应完全模块化，支持 4 路时间源输入，内置高精度内时钟（ 10^{-8} ），具有时间源检测和补偿功能，后台监控和远程监控，所有模块均在线，输出种类齐全，所有输出均相互隔离。

5) 音响报警装置：

本 220kV 变电站内计算机监控系统应提供 1 套音响报警装置。系统根据事故信号和预告信号驱动声响报警装置发出不同的声音报警。

6) 网络设备：

·网络交换机：至少配置 20 台工业网络交换机，其中 4 台布置在继保室屏柜中，每台至少配有 24 个以太网电口，3 个以太网光口，8 台布置在 SVG 成套装置室屏柜中，每台至少配有 24 个以太网电口，3 个以太网光口。网络传输速率不小于 100Mbps，构成一分布式高速工业级以太网，实现站级单元的信息共享以及站内设备的在线监测、数据处理以及站级连锁控制。交换机接口容量应满足监控系统网络要求。

·通信协议转换装置：应能用于多种继电保护装置、光伏电站监控系统、AGC/AVC 控制系统、光电功率预测系统及站内智能设备等与监控系统的通信。装置通信接口类型应至少有 12 个以太网接口，16 个 RS232/RS485/RS422 串行接口，支持的通信接口和通信协议应满足监控系统的要求。

·其它网络设备：包括接口设备、网络连接线、电缆及网络安全设备等。

7) 间隔层测控设备：

间隔层测控设备按本工程规模配置。测控设备直接采集处理现场的原始数据，通过网络传送给站级计算机，同时接收站控层发来的控制操作命令，经过有效性判断、闭锁检测、同步检测等，最后对一次设备进行操作控制。间隔层也可独立完成对断路器、隔离开关等的控制操作。且变电站后台监控系统和间隔层测控设备应具有完善的逻辑防误闭锁功能。

220kV 线路测控单元技术要求：

本工程 2 回 220kV 出线配置 220kV 线路测控单元 2 套。

线路测控装置参数要求：

交流电流：1A；

交流电压： $100/\sqrt{3}$ V、100V；

交流频率：50Hz；

直流电压：220V；

开入点数 \geq 128 点；

开出点数 ≥ 16 点；

AC 模拟电压量 ≥ 8 路；

AC 模拟电流量 ≥ 8 路；

对时接口：RS-485 接口，IRIG-B 时码对时；

通信接口：2 个以太网口，通信规约满足后台监控的要求。

主变压器、整流变测控单元技术要求：

主变微机测控包括测控单元 4 套(主变高压侧 1 套，主变低压侧 2 套，主变本体 1 套)，测控内容包括：主变本体瓦斯、压力释放、油温、绕组温度、油位、有载调压开关瓦斯、压力释放、油位等非电量信号；有载调压开关测控；主变低压配电装置测控；主变中性点隔离刀测控；主变保护装置信号采集等。

·主变高压侧测控单元参数要求：

交流电流：1A；

交流电压：100/ $\sqrt{3}$ V、100V；

交流频率：50Hz；

直流电压：220V；

开入点数 ≥ 96 点；

开出点数 ≥ 16 点；

模拟电压量 ≥ 4 路；

模拟电流量 ≥ 4 路；

对时接口：RS-485 接口，IRIG-B 时码对时；

通信接口：2 个以太网口，通信规约满足后台监控的要求。

主变低压侧测控单元参数要求：

交流电流：1A；

交流电压：100/ $\sqrt{3}$ V、100V；

交流频率：50Hz；

直流电压：220V；

开入点数 ≥ 96 点；

开出点数 ≥ 16 点；

模拟电压量 ≥ 4 路；

模拟电流量 ≥ 4 路；

对时接口：RS-485 接口，IRIG-B 时码对时；

通信接口：2 个以太网口，通信规约满足后台监控的要求。

·主变本体测控单元参数要求：

交流电流：1A；

交流电压：100/ $\sqrt{3}$ V、100V；

交流频率：50Hz；

直流电压：220V；

调压开关档位变送器输入 BCD 码 17 档，输出 3 点；

开入信号 \geq 96 点；

开出信号 \geq 8 点；

温度信号 \geq 3 点；

直流模拟量 \geq 4 路；

对时接口：RS-485 接口，IRIG-B 时码对时；

通信接口：2 个以太网口，通信规约满足后台监控的要求。

整流变测控单元技术要求：

整流变微机测控包括测控单元 2 套(主变高压侧 2 套，主变本体 1 套)，测控内容包括：整流本体瓦斯、压力释放、油温、绕组温度、油位、有载调压开关瓦斯、压力释放、油位等非电量信号；有载调压开关测控；整流变保护装置信号采集等。

·整流变高压侧测控单元参数要求：

交流电流：1A；

交流电压：100/ $\sqrt{3}$ V、100V；

交流频率：50Hz；

直流电压：220V；

开入点数 \geq 96 点；

开出点数 \geq 16 点；

模拟电压量 \geq 4 路；

模拟电流量 \geq 4 路；

对时接口：RS-485 接口，IRIG-B 时码对时；

通信接口：2 个以太网口，通信规约满足后台监控的要求。

·整流变本体测控单元参数要求：

交流电流：1A；

交流电压：100/ $\sqrt{3}$ V、100V；

交流频率：50Hz；

直流电压：220V；

调压开关档位变送器输入 BCD 码 17 档，输出 3 点；

开入信号 \geq 96 点；

开出信号 \geq 8 点；

温度信号 \geq 3 点；

直流模拟量 \geq 4 路；

对时接口：RS-485 接口，IRIG-B 时码对时；

通信接口：2 个以太网口，通信规约满足后台监控的要求。

公用微机测控装置技术要求：

主要测控信息包括：各测控、保护装置故障信号、交直流电源、火灾报警等公用信号及站用备用电源、生活水泵及污水处理系统的运行控制信号等。

公用测控装置参数要求：

交流电流：1A；

交流电压：100/ $\sqrt{3}$ V、100V；

交流频率：50Hz；

直流电压：220V；

开入点数 \geq 240 点；

开出点数 \geq 32 点；

直流模拟量(4-20mA) \geq 4 路；

AC 模拟电压量 \geq 4 路；

AC 模拟电流量 \geq 4 路；

对时接口：RS-485 接口，IRIG-B 时码对时；

通信接口：2 个以太网口，通信规约满足后台监控的要求。

10kV 测控保护装置技术要求

10kV 测控保护装置测控功能主要包括：断路器的就地控制；断路器的远方控制；断路器的防跳回路；断路器和隔离开关位置等状态信息采集。

模拟量测量：10kV 三相电压、三相电流、有功功率、无功功率、功率因素、频率等。

(1)选用微型保护测控一体化装置；

(2)直流电源电压：220V；

(3)交流输入电流：1A；

(4)交流输入电压： $100/\sqrt{3}$ V、100V；

(5)SOE 事故记录；

(6)汉化液晶显示，实时显示电流、电压、有功、无功、功率因数，显示事故与告警信息，进行保护定值设定和投退操作；

(7)有卫星对时功能，应采用 IRIG-B 码对时；

(8)通信接口：3 个以太网口，通信规约满足后台监控的要求。

(9)测控装置测控输入/输出接口数至少满足 4 路模拟电流输入、6 路模拟电压输入、16 路开关量输入、8 路开关量输出；

(10)下放到开关柜内的 10kV 测控保护装置应具有抗干扰能力；

(11)10kV 测控保护装置应能适应-10℃~+45℃的环境温度；

(12)测控装置应能实现全电量测量、动态测角，并能直接显示一次值。

测控功能：

a)断路器的就地控制；

b)断路器的远方控制；

c)断路器的防跳回路；

d)模拟量测量：10kV 三相电压、三相电流、有功功率、无功功率、功率因素、频率等；

e)断路器和隔离开关位置等状态信息采集。

10kV 线路保护功能（包含 SVG、储能出线）

①电流方向速断保护；

②三相两段式方向过流保护、过负荷；

③零序电流保护等；

10kV 站用变保护功能

①电流速断保护；

②三相两段式方向过流保护、过负荷保护；

③零序电流保护；

④低压侧零序过流保护；

⑤低压侧接地保护；

⑥非电量保护：高温报警、超温跳闸等。

10kV PT 保护功能

①PT 接地报警(零序过压报警);

②PT 断线报警;

③过电压、欠压报警。

4.2.1.2 软件基本配置

变电站计算机监控系统应采用国际上流行的、先进的、标准版本的工业软件，必须为中文版，应为模块化结构、开放性好、可靠成熟、方便适用。用户能对软件系统进行安装和生成。

1) 系统软件

站控层各工作站应采用成熟的、开放的多任务操作系统，它包括操作系统、编译系统、诊断系统以及各种软件维护、开发工具等。编译系统应易于与系统支撑软件和应用软件接口，支持多种编程语言。

间隔层采用符合工业标准的实时操作系统。

操作系统能防止数据文件丢失或损坏，支持系统生成及用户程序装入，支持虚拟存储，能有效管理多种外部设备。

2) 支撑软件

支撑软件主要包括数据库软件和系统组态软件。

数据库软件系统应满足下列要求：

实时性：能对数据库快速访问，在并发操作下也能满足实时功能要求；

可维护性：应提供数据库维护工具，以便用户在线监视和修改数据库内的各种数据；

可恢复性：数据库的内容在计算机监控系统的事故消失后，能迅速恢复到事故前的状态；

并发操作：应允许不同程序（任务）对数据库内的同一数据进行并发访问，要保证在并发方式下数据库的完整性；

一致性：在任一工作站上对数据库中数据进行修改时，数据库系统应自动对所有工作站中的相关数据同时进行修改，以保证数据的一致性；

分布性：各间隔层智能监控单元应具有独立执行本地控制所需的全部数据，以便在站控层停运时，能进行就地操作控制；

方便性：数据库系统应提供交互式 and 批处理的两种数据库生成工具，以及数据库的转储与装入功能；

安全性：对数据库的修改，应设置操作权限；

开放性：允许买方利用数据库进行二次开发；

可帮助性：能对数据库快速帮助，在并发操作下也能满足实时帮助功能要求；

系统组态软件用于画面编程，数据生成，应满足系统各项功能的要求，为用户提供交互式的、面向

对象的、方便灵活的、易于掌握的、多样化的组态工具，应提供一些类似宏命令的编程手段和多种实用函数，以便扩展组态软件的功能。用户能很方便的对图形、曲线、报表、报文进行在线生成、修改。

3) 应用软件

应用软件应满足本规范书中各项功能要求。模块化结构，具有良好的实时响应速度和可扩充性。具有出错检测能力。当某个应用软件出错时，除有错误信息提示外，不允许影响其它软件的正常运行。应用程序和数据在结构上应互相独立并满足于反措要求。

4) 通信接口软件

计算机监控系统有较多的通信接口驱动软件，主要是：

- 与微机保护装置的通信接口软件；
- 与各级调度中心的通信接口软件；
- 与电能计量系统的通信接口软件；
- 与直流及 UPS 电源的通信接口软件；
- 与光伏场监控系统的通信接口软件；
- 与无功补偿装置的通信接口软件；
- 与光伏功率预测系统的通信接口软件；
- 与火灾报警的接口软件；
- 与微机五防操作闭锁装置的通信接口软件（如单独配置）；
- 与平单轴支架跟踪系统的通信接口和监控软件；
- 与箱变测控装置的通信接口和监控软件；
- 与本工程配置的其它所有系统的通信接口和监控软件；

计算机监控系统与智能设备的通信规约应执行国标、行标及 IEC 标准。供货方应完成各种通信规约的转换，使计算机监控系统实时正确地接收和发送数据。

4.2.2 主要功能及技术指标：

4.2.2.1 技术性能：

- 具有可编通讯规约功能，信息变化传送功能。
- 具有采集、转换、处理模拟量、脉冲量、遥信量，开关量并将其传送的功能。
- 具有事件顺序记录并将其传送的功能。
- 具有接收和处理遥控命令和遥调命令的功能。
- 具有自检自调功能，程序自恢复功能，远方在线诊断和自诊断功能。
- 具有遥信量，事件顺序记录的模拟量事故追忆功能。

4.2.2.2 显示功能:

- 主接线图、报表等、可上下、左右移动。
- 显示各回路负荷，开关，刀闸状态，主变档拉、温度。
- 显示模拟量参数表，保护定值表，电流、电压越限定值表，电度量参数表。
- 负荷曲线图：曲线可上、下、左右移动，可显示曲线上指定点数值。
- 电压棒图：可自行定义 35kV、220kV 等各级电压，并在棒图的下方有当前值显示。
- 事故、故障列表显示，事故、故障部位元件闪烁。
- 事故追忆显示：可显示事故前 5 分钟，事故后 10 分钟的相关电压、电流、有功、无功等四个量，记录密度为一分钟一次。
- 报文显示：可监视监控计算机与网络接口之间的通讯报文。
- 具有人机对话功能，通过键盘、鼠标等多种方式灵活调用各种画面，并有屏幕拷贝功能，可随时将屏幕显示的内容拷贝到打印机上。
- 能显示越限报警，在系统发生事故或设备工况异常时，能自动推出相应画面。对应的事故、故障设备图形闪烁，并伴有能区别事故，故障的预告音响和语音告警。
- 具有汉字显示功能。

4.2.2.3 打印功能

- 打印格式或记录用户可自定义。
- 定时打印
 - 24 小时日负荷报表（负荷总加）的定时打印（可设定打印时间）；
 - 24 小时负荷曲线的定时打印（可设定打印时间）；
 - 电能日报，电能月报的定时打印（可设定打印时间）。
- 召唤打印
 - 画面拷贝
 - 运行月报
 - 对历史数据库中任一天（一个月内）任一个月数据进行回顾打印。
- 事故打印，异常事故打印。
- 变电站各电压等级设备的保护装置动作时自动打印事故报告的功能，并在后台打印机打印保护装置本身反映的事故报文。
- 随机打印
- 具有汉字打印功能。

4.2.2.4 控制功能

监控系统控制操作应包括自动调节控制和人工控制操作两种。

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，并保持所控设备的状态。

电压—无功自动调节控制功能需服从调度管理部门的要求。

计算机监控系统应根据监测到的变电站运行状况，即根据相关测量值和设备状态的检查结果，结合设定的各种参数进行判断计算后，根据调度下装电压曲线或根据 AVQC 控制策略自动对电容器或电抗器断路器发出投入或切除的指令，从而控制电容器、电抗器等无功设备的投运或停运，调节主变压器分接头，实现对控制目标值—电网电压和无功的自动调节，使其在允许的范围内变化。AVQC 功能在站级监控系统中用软件实现，采集的实时信息均可作判据，该软件的逻辑功能包括：闭锁逻辑（开关量、模拟量），控制策略，提示信息输出功能，整定及统计功能等。

调节控制操作正常执行或操作异常时均应产生控制操作报告。正常执行的报告内容有：操作前的控制目标值、操作时间及操作内容、操作后的控制目标值。控制操作异常的报告内容有：操作时间、操作内容、引起异常的原因、要否由操作员进行人工处理等。另外，当控制功能被停止或起动时也应产生报告。上述几种报告均应打印输出。

2) 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，允许监护人员在操作员站上实施监护，避免误操作。

站内操作控制分为四级：

第一级控制，设备就地检修控制。具有最高优先级的控制权。当操作人员将就地设备的远方/就地切换开关放在就地位置时，将闭锁所有其他控功能，只能进行现场操作。

第二级控制，间隔层后备控制。其与第三级控制的切换在间隔层完成。

第三级控制，站控层控制。该级控制在操作员站上完成，具有调度中心/站内主控层的切换。

第四级控制，为调度/集控站控制，优先级最低。

原则上间隔层和设备层只作为后备操作或检修操作手段。为防止误操作，在任何控制方式下都需采用分步操作，即选择、返校、执行，并在站级层设置操作员、监护员口令及线路代码，以确保操作的安全性和正确性。对任何操作方式，应保证只有在上一次操作步骤完成后，才能进行下一步操作。同一时间只允许一种控制方式有效。

纳入控制的设备主要有：

- a) 220kV、10kV 断路器；
- b) 220kV 隔离开关及带电动机构的接地开关；
- c) 站用电 400V 进线；
- d) 主变有载分接开关，有载调压急升、降、停操作；
- e) 无功补偿装置的控制调节
- f) 保护装置的远方复归及远方投退连接片；
- g) 直流电源系统（通过串行口与后台机交换信息）：电源屏模块开/关机操作；电源屏系统均/浮充转换操作；电源屏模块限流点调节操作；电源屏模块输出电压调节操作。

4.2.2.5 历史数据

- 日报数据保留一个月，月报数据保留一年。
- 对历史数据进行日、月检索，并具备对历史数据库的数据进行操作，复制备份功能。
- 对任一数据进行日、月统计，并指明该数据在该日的最大值，最小值以及出现的时间。该数据在某月的最大值，最小值、平均值。
- 保留告警事件（开关变位、线路越限，保护告警）。
- 对历史数据库中一个月内的日报数据可进行回顾打印。
- 对历史数据库中一年内的月报数据可进行回顾打印。
- 保护动作情况数据保留半年，且能回顾打印。
- 对历史数据库中的日、月、年数据可进行修改。

4.2.2.6 告警功能

- 开关变位：遥控、手动跳闸不发音响，事故跳闸、音响及画面闪烁提示，并在报警框有汉字提示开关的名称以及当前变位状态。
- 越限：音响及画面闪烁提示，并在提示框显示当前越限值和越限给定值。
- 保护动作与告警：提示框显示相应的告警内容。对于开关变位，电流、电压、周波越限、保护动作、操作告警，除了推出告警语句外，还指明对象、性质，同时音响和语音提示，打印机记录相应的告警事件。
- 其他异常：音响及画面闪烁提示，并在提示框显示此信息的名称、性质和状态。

4.2.2.7 后台信号及音响

变电站监控系统设置事故总信号和预告总信号，且可分别启动。设置事故音响和预告音响，具有电笛铃和语音提示功能。所有信号能重复动作，既可手动复归，又可电动复归(当地及远方)，且可将中央音响信号退出。当发生事故使开关跳闸后，发生事故音响；当发生预告音响，并在屏幕上显示信号类型。

4.2.2.8 实时数据采集与安全监测

通过显示器显示变电站主接线图，各回路的颜色满足有关规定：

画面显示各断路器及隔离开关、接地刀(包括主变中性点及母线 PT)位置状态，各母线电压，各线路及主变的电流、功率和电能，主变油温，系统频率，主变有载调压分接开关档位。

各种开关状态及动态数据实时显示，系统日期与系统时钟，主变及线路的负荷与电流监测，断路器、隔离开关状态监视，变位发声光信号，开关就地/远方切换信号，用表格显示实时及整点数据，用棒图、曲线形式显示电压、负荷等模拟量，对电压电流等进行越限监测与告警，报警并自动更换事故信号画面，提供各种数值计算功能，并可整点存储有关数据。

1) 运行记录

·电力系统异常记录：有关开关状态变位记录，事故追忆信息及事件顺序。各种测量的越限记录，正在发生或已经恢复的遥测量在各种异常状态下的时间记录。

·电力系统异常记录(保留历史记录 3 个月，提供数据转储功能，并召唤打印)；有各种日、月报记录表和整点记录存表。

·自动化系统设备运行状态记录。

·事故、故障、操作、月诊断、模拟量越限一览表

·统计曲线表。

·电能计量：采用多功能电能表记录各回路的电能量，并可由计算机对其进行统计；当交流断电时，可进行 72 小时以上连续读数，对电能量可按峰、谷、平、时段分时累计。

2) 控制操作：

可实现对各断路器、隔离开关、接地开关和主变中性点隔离开关分合闸控制。

断路器可在调度主站端、站内工作站、保护装置上的设置键、保护装置上的转换开关进行控制。各控制操作方式可相互闭锁，即同一时间只执行一个控制指令。

3) 实时遥测、遥信、功率总加值，电能累加值。

4.2.2.9 计算功能

·功率总加、电能总加计算。

·母线电量及功率平衡计算。

·24 小时遥测量最大值、量小值，月最大值、月最小值，月平均值。

·日、月、年负荷率计算，功率因数计算。

·电压合格率计算。

·其他辅助计算等。

4.2.2.10 远动功能

- 可与上级调度进行远动通信，实现“四遥”功能。
- 远动通信应满足调度端所要求的通信规约（部颁 CDT，Polling 标准规约等）。
- 可与微机保护进行数据通信，实现远方修改和查看保护定值功能。
- 可接受上级时钟或标准时钟进行对时。

4.2.2.11 在线维修功能

- 各种类型的画面报表在线编辑功能。
- 数据库部分内容的在线修改。
- 部分运行参数及限额的在线设置，状态的修改。

4.2.2.12 人机界面

- 人工随机调出画面，启动报表打印。
- 对一个遥测、遥信量或全部进行抑制告警或恢复告警。
- 非遥测、遥信量的人工输入。
- 在线生成、修改或各种报表及画面。
- 生成、修改数据库、动态生成曲线和棒图。
- 在线拷贝画面。
- 画面区域的放大、缩小功能。
- 人机操作方式有鼠标、键盘，功能键。操作菜单全部汉化，汉字字体，尺寸多样化。
- 打印不影响主机工作。

4.2.2.13 系统自诊断与自恢复

计算机监控系统能在线诊断各软件和硬件的运行工况，当发现异常及故障能及时显示和打印报警信息，并在运行工况图上用不同颜色区分显示。对于间隔层设备的在线诊断应至电路板级。

1) 自诊断的内容包括：

- 站控层设备、测控单元、I/O 采集模件等的故障；
- 外部设备故障；
- 电源故障；
- 系统时钟同步故障；
- 网络通信及接口设备故障；
- 软件运行异常和故障；
- 与远方调度中心数据通讯故障；

- 远动通道故障；
- 网控状态监视。

2) 设备自恢复的内容包括：

- 当软件运行异常时，自动恢复正常运行。
- 当软件发生死锁时，自启动并恢复正常运行。
- 当设备有冗余配置时，在线设备发生软、硬件故障时，能自动切换到备用设备上运行。双机切换从开始至功能恢复时间不大于 30s。当出现供电电源故障后，电源重新恢复时主机能自动地重新启动。

此外，系统应具有便于试验和隔离故障的断开点。可通过公共电话网由供货方对系统进行远程维护。对于间隔层的测控单元，可通过便携式计算机对其进行维护。

4.2.2.14 与其它设备接口

1) 与微机保护的接口

继电保护动作信号，按下列方式接入计算机监控系统：

对于集成电路的继电保护装置，信号接点以硬接线方式接入计算机监控系统的测控单元。

对于微机保护装置，接入方式如下：

- 具有上网能力的保护可直接上网；
- 通过串行口连接，经通信协议转换单元上网；
- 对于反映事故性质的保护出口总信号、保护装置自身故障以及故障录波系统故障等信号应以硬接点方式接入测控单元。

计算机监控系统应能收集保护的事件记录及报警信息，查看和设定及修改保护定值，设定信号复归及投/退保护，并校时等。计算机监控系统与微机保护的通信规约推荐 IEC60870-5-104 规约，供货方应确保与微机保护和安全自动装置的联调成功。保护装置的投入/退出设置软压板，控制软压板（改变控制字）确定保护是否使用。

2) 与电能计量系统的接口

计算机监控系统应能与电能计量系统接口，通信规约推荐使用 IEC870-5-102 规约及 DL/T 719-2000 规约，计算机监控系统供货商应保证与电能计量系统通信成功。

3) 与光伏电场监控系统的接口

变电站监控系统应具备与光伏电场监控系统通信的功能，变电站监控系统宜使用 OPC 接口与光伏电场监控系统连接，变电站监控系统供货商应保证与光伏电场监控系统通信成功。

4) 与光功率预测系统的接口

变电站监控系统应具备与光功率预测系统通信的功能，变电站监控系统宜使用 OPC 接口与光功率预

测系统连接，变电站监控系统供货商应保证与光功率预测系统通信成功。

5) 与箱变测控系统、逆变器、汇流箱等的接口

变电站监控系统应具备与箱变测控系统、逆变器、汇流箱等的通信接口和配套监控软件；

6) 与其它智能设备的接口

计算机监控系统应具有与下列各智能设备接口的能力：

- 全站信息管理系统；
- 直流及 UPS 电源系统；
- 无功补偿装置；
- 火灾报警系统；
- 生活水泵、污水处理装置控制器；
- 视频安防监控系统。

供货方应保证与这些设备通信联调成功，应当保证数据的一致性，功能的完整性，并将接收到的数据进行处理，排序，按应用功能要求，存储到实时数据库或历史数据库中，供调用。

4.2.2.15 运行管理功能

计算机监控系统根据运行要求，可实现如下各种管理功能：

·运行操作指导：对典型的设备异常/事故提出指导性的处理意见，编制设备运行技术统计表，并推出相应的操作指导画面；

·事故分析检索：对突发事件所产生的大量报警信号进行分类检索和相关分析，对典型事故宜直接推出事故指导画面；

·在线设备分析：对主要设备的运行记录和历史记录数据进行分析，提出设备安全运行报告和检修计划；

·操作票：根据运行要求开列操作票；（注：也可由微机五防系统开列操作票）；

·模拟操作：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实际预演，通过相应的操作画面对运行人员进行操作培训。

·变电站其它日常管理，如操作票、工作票管理，运行记录及交接班记录管理，设备运行状态、缺陷、维修记录管理、规章制度等。

·管理功能应满足用户要求，适用、方便、资源共享。各种文档能存储、检索、编辑、显示、打印。

4.2.2.16 监控参数

·主变压器的模拟量、信号量：

高压侧：有功功率、无功功率、三相电流、有功、无功电量，功率因数，断路器、隔离开关及接地

开关状态量、保护动作信号、整定值等。

低压侧：有功功率、无功功率、三相电流、有功、无功电量，断路器状态量，隔离开关状态量、保护动作信号、整定值等。

中性点：零序电流、间隙零序电流、接地开关位置状态量等。

主变油温、绕组温度、油位、瓦斯信号等。

开关量：

高压侧：断路器控制，隔离开关控制，接地开关、主变中性点刀闸控制，保护定值修改等。

低压侧：断路器控制，保护定值修改等。

有载调压变压器调压（有载调压控制：升压、降压、急停，分接头档位显示）。

220kV 出线

模拟量：A、B、C 相电流、有功功率、无功功率和有功、无功电量等。

信号量：断路器状态、接地开关状态、保护动作信号、保护定值量、机构动作信号、弹簧机构储能信号、等。

开关量：断路器控制、隔离开关控制、保护定值修改等。出线 1 回

模拟量：A、B、C 相电流、有功功率、无功功率和有功、无功电量等。

信号量：断路器状态、接地开关状态、保护动作信号、保护定值量、机构动作信号、弹簧机构储能信号、等。

开关量：断路器控制、隔离开关控制、保护定值修改等。

10kV 进线

模拟量：A、B、C 相电流、有功功率、无功功率和有功、无功电量等。

信号量：断路器状态、接地刀状态、保护动作信号、保护定值量、机构动作信号、弹簧机构储能信号等。

开关量：断路器控制、保护定值修改等。

·10kV 无功补偿装置

模拟量：A、B、C 相电流、有功功率、无功功率和有功、无功电量。

信号量：断路器状态、接地刀状态、保护动作信号、保护定值量、机构动作信号、弹簧机构储能信号等。

开关量：断路器控制、保护定值修改等。

·10kV 站用变

模拟量：A、B、C 相电流、有功功率、无功功率和有功、无功电量等。

信号量：断路器状态、接地刀状态、保护动作信号、保护定值量、机构动作信号、弹簧机构储能信号等。

开关量：断路器控制、保护定值修改、高温报警、超温跳闸等。

开关量：断路器控制、保护定值修改、高温报警、超温跳闸等。

·母线、线路电压

模拟量、信号量：UA、UB、UC、U0、Hz。

220kV 电压互感器：电压互感器刀闸位置、计量回路消失信号。

10kV 电压互感器：电压互感器刀闸位置、计量回路消失信号。

·其它遥测、遥信量：

全站事故总信号

控制回路断线总信号

综合自动化设备遥控电源消失信号

综合自动化设备通信故障信号

直流系统模拟量：直流母线电压，直流母线电流，蓄电池组回路电压，蓄电池组回路电流，充电装置输出电压，充电装置输出电流。

直流电源故障信号：充电装置异常信号，蓄电池组熔断器熔断信号，直流母线电压异常信号，直流系统绝缘降低信号，交流电源故障信号等。

UPS 电源系统遥测、遥信量：交流输出电压，电流，频率；UPS 电源主机故障信号等。

4.2.2.17 运行环境

额定电源：AC：220V(185~240V)，50Hz(47.5~52.5Hz)

DC：220V(160~400V)

相对湿度；≤90%

温度：-5.0℃~45℃

直流操作电源：DC220V

电流互感器二次额定电流：1A

电压互感器二次电压：100V/ $\sqrt{3}$ （相电压），100V（零序电压）

特殊量输入：4~20mA，DC 0~250V，AC 0~450V。

4.3 主变微机保护技术要求

4.3.1 技术规范和要求

4.3.1.1 工作条件

变电站电气主接线形式：

220kV/10kV；

220kV 接线：双母单分段接线；

10kV 接线：单母线单元接线；

中性点接地方式：

220kV 中性点直接接地或经间隙接地；

10kV 中性点经小电阻接地；

4.3.1.2 保护装置额定参数：

直流电源额定电压：220V

额定交流电流：1A

额定交流电压：100V/ $\sqrt{3}$ （相电压）100V（零序电压）

额定频率：50Hz

4.3.2 主变压器保护一般技术要求

4.3.2.1 保护屏为室内布置，当室内温度在-5~+40℃，装置应能满足技术规范所规定的精度；室内温度在-10~+45℃时，装置应能正常工作，不拒动不误动。

4.3.2.2 在雷击过电压、一次回路操作、系统故障及其它强干扰作用下，不应误动和拒动。保护装置的快速瞬变干扰试验、高频干扰试验、辐射电磁场干扰试验、冲击电压试验和绝缘试验应至少符合国标相应等级试验要求。装置调试端口应带有光电隔离。

所有保护在谐波、直流分量、励磁涌流以及穿越性短路电流稳态和暂态影响下，不应误动作。保护应该考虑暂态时 CT 饱和的影响，即使在最严重的穿越性短路故障情况下，也不误动。

4.3.2.3 保护装置交流电流回路功率消耗（在额定电流下，包括中线回路负载）：每相 $\leq 0.5VA$ （卖方应提供确切数值）。

保护装置交流电压回路功率消耗（在额定电压下）：每相 $\leq 0.5VA$ （卖方应提供确切数值）。

保护装置正常工作时直流功耗： $\leq 50W$ ；动作时功耗 $\leq 80W$ （卖方应提供确切数值）。

4.3.2.4 各装置(包括各保护装置、操作箱、非电量保护等)均应具有独立的直流快速空气开关，与装置安装在同一面柜上。应对保护屏上的整个直流电压回路进行监视，当直流回路中任何一处发生断线、短路或接地时，都应发告警信号，并且保护装置不应误动。

直流电源电压在 80~115%额定值范围内变化，直流电源波纹系数 $\leq 5\%$ 时，装置应正确工作。

各装置逻辑回路供电的直流/直流变换器和直流电源应有监视，直流电压消失时，装置不应误动，同时应有输出接点以起动告警信号。在直流电源恢复(包括缓慢恢复)至额定电压的 80%时，保护装置的直

流变换电源应能自动恢复。

4.3.2.5 拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，装置不应误动作。装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

4.3.2.6 保护屏装设的出口跳闸继电器，其动作电压应在 50%~70%直流电源电压之间。保护装置的光耦输入回路直流电压应与站内直流控制电压相同，其最小动作电压应在 50%~70%直流电源电压之间，具有足够动作功率，在外部干扰情况下不误动。

4.3.2.7 应能在装置面板上方便地进行参数设定但不影响设备的正常运行，且可在装置内储存不少于 4 组定值。当直流电源失去时，这些设定值不应丢失。

4.3.2.8 所提供的设备包括软件及硬件应能与变电站监控后台以及保护故障信息子站等连接，卖方应提供开放式或通用的规约文本。保护装置向监控后台以及保护故障信息子站提供的信息包括：保护的运行定值；保护的当前运行定值区；保护的動作名称、動作时间以及故障相别；保护的自检状态，自检出错的类型，出错时刻；保护的当前压板状态；保护的当前模拟量；应可以通过通信口修改保护装置的时钟。

4.3.2.9 主变主后备一体化保护设 2 套出口，非电量保护设 1 套出口。设置保护强电跳闸出口连接片和每套保护投退连接片。保护的跳闸出口回路经操作箱自保持。

4.3.2.10 互感器的二次回路故障。保护装置在电压互感器二次回路断线（包括三相断线）、失压时，应发告警信号，并闭锁有可能误动的保护；保护装置在电流互感器二次回路不正常或断线时，应发告警信号，并可选择经延时闭锁保护。

4.3.2.11 跳闸出口继电器接点的长期允许通过电流应不小于 5A，在电感负荷的直流电路($T < 40\text{ms}$)中的断开容量为 50W(跳闸接点)，30W(告警接点)。

4.3.2.12 装置中跳闸出口回路动作信号应自保持，在直流电源消失后，应能维持动作。只有当运行人员复归后，信号才能复归，复归按钮装在屏上的适当位置，以便于操作，并应同时具有远方复归功能。

4.3.2.13 设备之间的信号传送。各保护装置之间、保护与通信设备之间或其他设备之间的联系应由继电器的无压接点（或光电耦合）来连接，继电器接点的绝缘强度试验为交流 2kV，历时 1min。

4.3.2.14 保护屏中的插件应接触可靠，并且具有良好的互换性，以便检修时能迅速更换。

4.3.2.15 应提供标准的试验插件及试验插头，以便对装置的输入和输出回路进行隔离或能通入电流电压进行试验。另外，对屏柜的保护投入、出口跳闸、合闸、闭锁、重合闸等输入、输出回路应在柜面上有隔离措施，以便在运行中可分别断开。隔离及试验部件应考虑操作的方便性，隔离压板标签栏位置应安装在隔离件下部。

4.3.2.16 各套装置的出口电路、主要电路、装置异常及交直流消失等应有经常监视及自诊断功能，除装置本身有 LED 指示外，应提供告警接点给监控的报警装置。

4.3.2.17 在本技术协议规定的工作条件下，各保护装置测量元件整定值与实际动作值的误差应 $<3\%$ ，各装置的时间元件的误差应 $<1\%$ 。

4.3.2.18 本技术规范所列的任何保护动作以后，除特别指明外，应包括以下内容：

保护装置本身的指示灯指示。

提供监控报警装置的接点闭合(包括中央信号、远动、事件记录信号及起动变压器故障录波)。

4.3.2.19 买方只提供直流 220V 电源，如果卖方所供设备的运行电压与买方提供的直流电源电压不同，供货方应提供并且在保护屏上安装满足需要的直流/直流变换器。

4.3.3 主变压器保护装置的具体技术要求

4.3.3.1 保护装置采样 32 位 CPU 结构微机保护。显示故障报告应汉化，简洁明了。

4.3.3.2 主变压器采用双重化的主、后备保护一体变压器电气量保护（采用不同的差动原理）和一套非电量保护，同时还必须保证两套保护在交、直流回路上的独立性。

在应用中可根据电网实际运行情况，除非电量（气体）保护必须投跳外，应选择合理、可靠的主变保护方式，以防止由于微机保护本身缺陷导致主变压器停用或损失负荷。

220kV 及以上系统的供电变压器必须配置经一定延时不经任何闭锁的跳变压器各侧的过电流保护和零序电流保护。

4.3.3.3 保护的配置

变压器保护配置双重化的主、后备保护一体变压器电气量保护和一套非电量保护。两套纵联差动采用不同原理的励磁涌流判据，其中一套应包含二次谐波制动原理。全部保护和操作回路按三面屏布置。

第一面屏配置：主、后一体化变压器保护 1+打印机 1。

第二面屏配置：主、后一体化变压器保护 2+打印机 2。

第三面屏配置：非电量保护+三相不一致保护+高、低压侧断路器操作箱+打印机 1 台。

4.3.3.4 220kV 主变保护的主保护配置方案

差动保护：应包含稳态比率差动、差动速断、工频变化量比率差动、零序差动。

非电量保护：根据主变压器厂家的要求，装设本体重瓦斯、轻瓦斯、油温、绕组温度、油位、压力释放、有载调压开关轻、重瓦斯等保护。非电量保护（除需经保护装置延时的信号外）直接起动装置跳闸回路，且保护动作应自动记录。跳闸型非电量瞬时或延时跳闸，保护出口继电器动作时间范围为 10~35ms，当其电压低于额定电压 55%时应可靠不动作；信号型非电量瞬间发信号。

4.3.3.5 220kV 主变保护的后备保护配置方案

主变 220kV 侧后备保护：

1) 高压侧复合电压闭锁过流保护，设两段。

复合电压闭锁方向过流 I 段：一个时限跳本侧开关或跳主变各侧开关。

过流 II 段(不带复合电压闭锁方向)：第一个时限跳本侧开关；第二个时限跳主变各侧开关。

复合电压取电压（可分别经压板投/退）为：高压侧或低压侧线电压、负序电压。

2) 高压侧零序过流保护设两段。

零序方向过流 I 段：方向指向 220kV 母线或变压器，一个时限跳本侧开关或跳主变各侧开关。

零序过流 II 段：第一个时限跳本侧开关；第二个时限跳主变各侧开关。

3) 高压侧零序过压保护，设一段。

零序过压保护：第一个时限跳本侧开关；第二个时限跳主变各侧开关。

4) 高压侧中性点间隙零序电流保护（电流取高压侧中性点间隙零序电流）设一段。

中性点间隙零序电流保护：一个时限跳主变各侧开关。

5) 过负荷及异常保护：

高压侧设过负荷发信号；

高压侧设过载闭锁主变有载调压。

主变 10kV 侧后备保护：

1) 低压侧复合电压闭锁过流保护，设两段。

复合电压闭锁方向过流保护 I 段：限时跳 35kV 母联断路器和主变低压侧开关。

复合电压闭锁过流 II 段：第一个时限跳 35kV 母联断路器和主变低压侧开关；第二个时限跳主变各侧开关。

复合电压取电压（可分别经压板投/退）为：低压侧或高压侧线电压、负序电压。

2) 过负荷及异常保护：

低压侧设过负荷发信号。

4.3.3.7 220kV 主变保护的功能要求

1) 保护装置应是微机型的。装置的每个电流采样回路应能满足 $0.1I_N$ 以下使用要求：在 $0.05\sim 20I_N$ 或 $0.1\sim 40I_N$ 时测量误差不大于 5%。采样回路应使用 A/D 冗余结构，采样频率不应低于 1kHz。

2) 主变保护应有交流电流监视回路，当交流电流回路不正常或断线时不应误动，装置应发出告警信号；当 TV 失压，装置应发出告警信号。

3) 主变保护实现三相跳 220kV、10kV 侧断路器，各保护装置应具有足够的跳闸出口接点，满足各断路器跳闸的要求；应考虑一定的跳闸备用输出接点。

4) 所有动作于跳闸的保护均给出 3 组信号接点，动作于信号的保护均给出 2 组信号接点，用于事件记录和故障录波。保护装置故障、电源消失应有报警接点输出。

5) 通信功能。保护装置应具备通信管理功能，与变电站监控后台以及保护故障信息处理子站通信，在保护动作时可将保护跳闸事件、跳闸报告、事件报告等信息同时上传至监控系统，并可接受监控后台对保护装置发送的保护投退、定值修改、装置对时命令。

保护装置至少应提供 3 组通信接口（第 1 主保护与后备保护 1 组、第 2 主保护与后备保护 1 组、非电量等保护 1 组），每组通信接口包括 3 个以太网接口。保护装置还应提供 2 个调试接口、2 个打印机接口。

保护上传的信息量包括交流的采样值，保护动作的详尽信息，装置故障及异常信息等，保护装置的应答时间应小于 50ms。

6) 时间同步对时功能。保护装置应具有时间同步对时功能，应具有硬对时和软对时接口，宜采用 RS-485 通信接口，接收时间同步系统发出的 IRIG-B 时码作为对时信号源，对时误差小于 1ms。

7) 差动保护用 CT，各侧均以星形或三角形接线接入，星一角变换和各侧电流数值平衡均由保护装置软件实现。

8) 每套保护装置带有 4 个失灵启动出口，用于启动失灵保护。

9) 保护装置需具备解除失灵保护电压闭锁功能（2 组）。

4.4 母线微机保护技术要求

4.4.1 技术规范和要求

4.4.1.1 工作条件

电气主接线形式：

220kV 接线：双母单分段接线；

10kV 低压侧接线：单母线接线；

中性点接地方式：

220kV 中性点直接接地或经间隙接地；

10kV 低压侧中性点经小电阻接地；

4.4.1.2 保护装置额定参数：

额定直流电源电压：220V

TA 二次额定电流：1A

TV 二次额定电压：100V/ $\sqrt{3}$ （相电压）100V（零序电压）

额定频率：50Hz

4.4.2 母线保护一般技术要求

4.4.2.1 保护屏为室内布置，当室内温度在-5~+40℃，装置应能满足规范书所规定的精度；室内温度在

-10~+45℃时，装置应能正常工作，不拒动不误动。

4.4.2.2 在雷击过电压、一次回路操作、系统故障及其它强干扰作用下，不应误动和拒动。保护装置的快速瞬变干扰试验、高频干扰试验、辐射电磁场干扰试验、冲击电压试验和绝缘试验等应至少符合国标相应等级试验要求。装置调试端口应带有光电隔离。

所有保护在谐波、直流分量、励磁涌流以及穿越性短路电流稳态和暂态影响下，不应误动作。保护应该考虑暂态时 CT 饱和的影响，即使在最严重的穿越性短路故障情况下，也不误动。

4.4.2.3 互感器的二次回路故障。保护装置在电压互感器二次回路断线（包括三相断线）、失压时，应发告警信号，并闭锁有可能误动的保护；保护装置在电流互感器二次回路不正常或断线时，应发告警信号，并可选择经延时闭锁母线保护。

4.4.2.4 保护装置交流电流回路功率消耗（在额定电流下，包括中线回路负载）：每相 $\leq 0.5\text{VA}$ （供货方应提供确切数值）。

保护装置交流电压回路功率消耗（在额定电压下）：每相 $\leq 0.5\text{VA}$ （供货方应提供确切数值）。

保护装置正常工作时直流功耗： $\leq 50\text{W}$ ；动作时功耗 $\leq 80\text{W}$ （供货方应提供确切数值）。

4.4.2.5 保护装置均应具有独立的直流快速空气开关，与装置安装在同一面柜上。应对保护屏上的整个直流电压回路进行监视，当直流回路中任何一处发生断线、短路或接地时，都应发告警信号，并且保护装置不应误动。

直流电源电压在 80~115%额定值范围内变化，直流电源波纹系数 $\leq 5\%$ 时，装置应正确工作。

各装置逻辑回路供电的直流/直流变换器和直流电源应有监视，直流电压消失时，装置不应误动，同时应有输出接点以起动告警信号。在直流电源恢复(包括缓慢恢复)至额定电压的 80%时，保护装置的直流逆变电源应能自动恢复。

4.4.2.6 拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，装置不应误动作。装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

4.4.2.7 保护屏装设的出口跳闸继电器，其动作电压应在 55%~70%直流电源电压之间。保护装置的光耦输入回路直流电压应与站内直流控制电压相同，其最小动作电压应在 55%~70%直流电源电压之间，具有足够动作功率，在外部干扰情况下不误动。

4.4.2.8 应能在装置面板上方便地进行参数设定但不影响设备的正常运行，且可在装置内储存不少于 4 组定值。当直流电源失去时，这些设定值不应丢失。

4.4.2.9 所提供的设备包括软件及硬件应能与变电站监控系统连接，应提供开放式或通用的规约文本。保护装置向监控系统提供的信息包括：保护的运行定值；保护的当前运行定值区；保护的動作名称、動作时间以及故障相别；保护的自检状态，自检出错的类型，出错时刻；保护的当前压板状态；保护的当前

模拟量；应可以通过通信口修改保护装置的时钟。

4.4.2.10 每套保护设 2 套出口（1 套备用出口）。设置保护强电跳闸出口连接片和每套保护投退连接片，保护的跳闸出口回路经操作箱自保持。

4.4.2.11 跳闸出口继电器接点的长期允许通过电流应不小于 1A，在电感负荷的直流电路($T < 40\text{ms}$)中的断开容量为 50W(跳闸接点)，30W(告警接点)。

4.4.2.12 跳闸显示和监视。保护动作使断路器跳闸，则所有使断路器跳闸的保护动作信号应显示出来，并应自保持，直到手动复归或远方复归。

4.4.2.13 设备之间的信号传送。各保护装置之间、保护与通信设备之间或其他设备之间的联系应由继电器的无压接点（或光电耦合）来连接，继电器接点的绝缘强度试验为交流 2kV，历时 1min。

4.4.2.14 保护屏中的插件应接触可靠，并且具有良好的互换性，以便检修时能迅速更换。

4.4.2.15 应提供标准的试验插件及试验插头，以便对装置的输入和输出回路进行隔离或能通入电流电压进行试验。另外，对屏柜的保护投入、出口跳闸、合闸、闭锁、重合闸等输入、输出回路应在柜面上有隔离措施，以便在运行中可分别断开。隔离及试验部件应考虑操作的方便性，隔离压板标签栏位置应安装在隔离件下部。

4.4.2.16 各套装置的出口电路、主要电路、装置异常及交直流消失等应有连续监视及自诊断功能，除装置本身有 LED 指示外，应提供告警接点给监控的报警装置。

4.4.2.17 在本规范书规定的工作条件下，各保护装置测量元件整定值与实际动作值的误差应 $<3\%$ ，各装置的时间元件的误差应 $<1\%$ 。

4.4.2.18 本规范书所列的任何保护动作以后，除特别指明外，应包括以下内容：

保护装置本身的指示灯指示。

提供监控报警装置的接点闭合(包括中央信号、远动、事件记录信号及起动故障录波)。

4.4.2.19 买方只提供直流 220V 电源，如果供货方所供设备的运行电压与买方提供的直流电源电压不同，供货方应提供并且在保护屏上安装满足需要的直流/直流变换器。

4.4.3 母线保护装置的具体技术要求

4.4.3.1 保护装置采样 32 位的多 CPU 结构微机保护。显示故障报告应汉化，简洁明了。

4.4.3.2 保护的配置

220kV 母线保护双重化配置，2 套微机母线差动保护装置,每套母线保护均配置母线差动保护、过流保护、断路器失灵保护功能。失灵电流判别功能由母线保护实现。220kV 母线保护按 2 面屏布置。

4.4.3.3 母线微机保护的功能要求

1) 保护装置应是微机型的。装置的每个电流采样回路应能满足 $0.1I_N$ 以下使用要求：在 $0.05\sim 20I_N$

或 $0.1\sim 40I_N$ 时测量误差不大于 5%。采样回路应使用 A/D 冗余结构，采样频率不应低于 1kHz。

2) 母线保护应具有比率制动特性，以提高安全性。母差保护由分相式比率差动元件构成。当母线发生各种接地和相间故障时以及发展性故障，母线保护应能快速切除故障。

母线保护应能适应被保护母线的各种运行方式。母线充电合闸于有故障的母线时，母线保护应能正确动作切除故障母线。

3) 母线保护不应受 TV 暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的 TV，且含内补偿措施，并应调整方便、准确。母线保护应具有 TA 电流自封功能。

4) 母线保护应有交流电流监视回路，当交流电流回路不正常或断线时不应误动，装置应发出告警信号，均经延时闭锁母线保护；当 TV 失压，装置应发出告警信号。

5) 母线保护实现三相跳闸，各连接元件应设独立的跳闸出口继电器，母线保护动作后应采取措施，促使对侧全线速动保护跳闸。

6) 装置应具有足够的跳闸出口接点，满足各断路器跳闸的要求；应有供闭锁断路器重合闸使用的接点；应预留以后给安全稳定装置的跳闸出口接点：至少 2 对三相跳闸接点；应考虑一定的跳闸备用输出接点。

7) 母线保护装置至变电站监控系统信号硬接点至少应有：母差保护动作；保护运行异常信号；保护装置故障（含直流消失）；TA/TV 断线；刀闸/断路器位置异常等。保护装置还应具有至故障录波的母差保护动作信号。

信号接点要求：跳闸信号：1 组保持接点，2 组不保持接点；告警信号：1 组保持接点，1 组不保持接点。

8) 通信功能。保护装置应具备通信管理功能，与变电站监控后台通信，在保护动作时可将保护跳闸事件、跳闸报告、事件报告等信息同时上传至监控系统，并可接受监控系统对保护装置发送的保护投退、定值修改、装置对时命令。

保护装置至少应提供 3 组通信接口（以太网口或 RS-485 口），1 个调试接口、1 个打印机接口。

保护上传的信息量包括交流的采样值，保护动作的详尽信息，装置故障及异常信息等，保护装置的应答时间应小于 50ms。

9) 时间同步对时功能。保护装置应具有时间同步对时功能，应具有硬对时和软对时接口，宜采用 RS-485 通信接口，接收时间同步系统发出的 IRIG-B 时码作为对时信号源，对时误差小于 1ms。

10) 装置应具有故障录波功能。记录故障前后线路电流、电压等模拟量，断路器位置、保护跳合闸命令等开关量；记录装置的操作事件、状态输入量变位事件、更改定值事件及装置告警事件等；记录的录波报告为不少于 10 个，记录的事件不少于 500 条。记录的报告或事件可被 PC 机读取。

4.5 变电站防误操作技术要求

4.5.1 变电站采用“计算机监控系统的逻辑闭锁 + 本设备间隔电气闭锁”来实现防误操作功能，不再设置独立的微机防误操作系统。

4.5.2 计算机监控系统应具有完善的全站性逻辑闭锁功能。除判别本间隔电气回路的闭锁条件外，还必须对其他跨间隔的相关闭锁条件进行判别。接入计算机监控系统进行防误判别的断路器、隔离开关及接地刀闸等一次设备位置信号，应采用常开、常闭双位置接入校验。

4.5.3 电气闭锁实现设备本间隔内的防误闭锁，不设置跨间隔电气闭锁回路。

4.5.4 计算机监控系统逻辑闭锁应与电气闭锁“串连”，并满足下列功能要求：

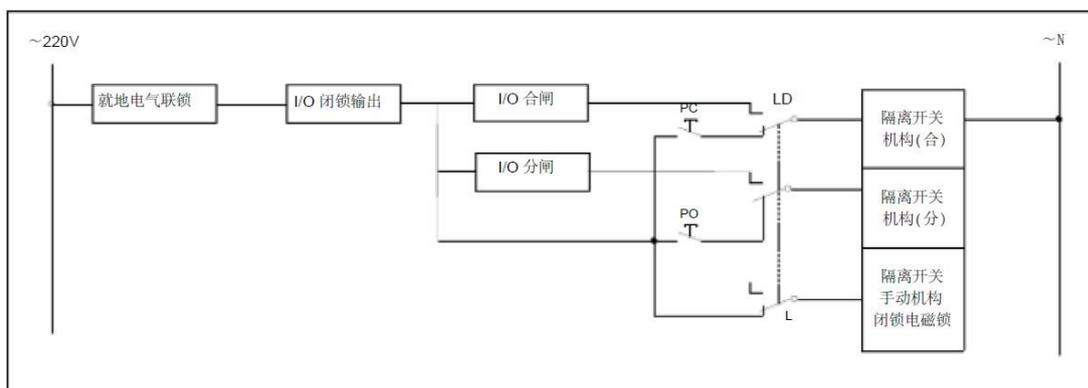
4.5.4.1 当计算机监控系统解除防误闭锁时，不得联解现场设备电气闭锁。

4.5.4.2 解除电气闭锁时，不得联解计算机监控系统逻辑闭锁。

4.5.4.3 现场用按钮近控操作隔离开关，计算机监控系统也应该对逻辑条件进行判别，条件不满足时禁止操作。

4.5.4.4 若隔离开关机构手摇操作带闭锁功能，则闭锁条件也应该通过电气闭锁和计算机监控系统逻辑闭锁来实现。

4.5.4.5 隔离开关操作回路的典型原理图如下：



图中 LD 为远/近控切换开关，PC、PO 为近控操作按钮，L 为手摇操作电磁锁（隔离开关自带、厂家配套的手摇孔闭锁）

4.5.5 解锁的设置

4.5.5.1 计算机监控系统间隔层 I/O 测控屏上装设 2 个解锁开关，一个解锁开关用以解除 I/O 测控模块的防误逻辑功能，此时可以通过 I/O 测控模块操作，但无闭锁逻辑；另一个解锁开关用以解除 I/O 测控模块逻辑闭锁的输出，当 I/O 测控模块故障需现场近控操作时，操作此开关解锁。工程中也可以采用一个解锁开关完成上述两个解锁功能。

4.5.5.2 电气闭锁解除开关装设在现场端子箱内，考虑回路的简洁及实现的方便性，解除开关按间隔装设。

4.5.6 隔离开关、接地刀闸闭锁回路电源应与电机电源分开。

4.5.7 为实现完善的防误闭锁功能，提高设备操作效率，保障安全，变电站的隔离开关、接地刀闸应具备遥控/电动功能。

4.5.8 对一时不具备电动操作功能的接地刀闸，采用电磁锁进行防误操作控制。

4.5.9 对变电站常用的临时接地线的接地点，应设置专用的接地锁用来装设地线，临时接地点的布置及接地锁回路接线应纳入变电站初步设计。

4.5.9.1 该专用接地锁应有动作接点接入 I/O 测控模块，并列入防误闭锁逻辑判别，本身还应具备防带电挂接地线的功能；接地锁制造质量应可靠，放水防锈，与地线连接紧固、接触可靠，与地网的连接应满足故障通流要求。

4.5.9.2 专用接地锁的布点原则：

- 1) 每副敞开式接地刀闸设置一个接地锁；
- 2) 主变本体各侧设置一个接地锁；
- 3) 站用变的高、低压侧各设置一个接地锁；
- 4) 室外电容器组进线电缆处设置一个接地锁；
- 5) 母线根据需要设置接地锁；
- 6) 其他需要装设接地锁的地点。

4.5.9.3 专用的接地锁接线要求

- 1) 装置的常开动作接点与对应接地刀闸常开辅助接点在端子箱中并联，并接入测控装置；
- 2) 装置的常闭动作接点与对应接地刀闸常闭辅助接点在端子箱中串联，并接入测控装置；
- 3) 装置无对应接地刀闸的，其遥信应单独接入测控装置，并作为独立的逻辑条件参与闭锁；
- 4) 为简化电气回路接线、并考虑到综自系统已经采集接地锁接点进行防误，接地锁接点不再接入电气闭锁回路中；
- 5) 装置的电源与对应接地刀闸的电源并联；
- 6) 装置的闭锁条件等同于对应接地刀闸的操作闭锁条件。

4.5.10 应将模拟量判别纳入防误闭锁条件，由监控系统进行逻辑判别。无电流判据的定值应根据隔离开关额定开断电流设置，并大于测控模块电流分辨率，无电压判据的定值设为 $0.7U_n$ 。

4.5.10.1 操作隔离开关应判断本回路 CT 二次无电流；

4.5.10.2 母线地刀的操作应判别母线压变二次无电；

4.5.10.3 出线地刀的操作应判别本线路压变二次无压；

4.5.10.4 主变地刀的操作应判别主变各侧无电压。

4.5.11 微机防误系统除应满足本技术条件外，还应满足有关的国家标准、行业标准和工艺的要求。

4.6 故障录波屏技术要求

4.6.1 基本技术条件

1) 录波装置的额定值：

供电电源：直流或交流；

额定直流电压：220V；

额定交流电压：220V；

额定频率：50Hz；

TA 二次额定电流：1A；

TV 二次额定电压：100V/ $\sqrt{3}$ （相电压）100V（零序电压）。

2) 耐受过电压能力：录波装置应具有根据 IEC 标准所确定的耐受过电压的能力。

3) 故障录波装置宜采用嵌入式系统。

4) 直流电源电压在 80~115%额定值范围内变化，直流电源波纹系数 $\leq 5\%$ 时，装置应正确工作。在直流电源切换期间或直流回路断线或接地故障期间（分布电容和附加电容的值为 0.5~1.0 μ F），故障录波装置不应误动作。装置逻辑回路供电的直流/直流变换器和直流电源应有监视，直流电压消失时，装置不应误动，同时应有输出接点以起动告警信号。在直流电源失压的一段时间内，录波装置不应丢失报告，系统所有的在失压前已动作的信号应该保持。

5) 应保证录波装置的元件和部件的质量；在正常运行期间，装置中任一元件损坏时，装置不应发生误动，并发出装置异常信号。

6) 应具有连续监视和自动检查功能。

7) 对于具有相同尺寸的零件或相同特性的插件应具有完全的互换性。应提供标准的试验插件或试验插头，以便装置的电流、电压回路隔离或试验。

4.6.2 配置要求：

本工程变电站配置 4 面微机故障录波装置柜，其中 220kV 线路 2 面，主变 2 面。装置需满足光伏反措要求，具备独立组网功能，并接入新疆省调、备调故障录波主站、地调故障录波分站。故障录波装置应为微型装置，单独组 4 面屏，每面屏包括 1 套故障录波装置、1 台打印机、1 套故障录波分析软件和远传设备（数据网、Modem）等。故障录波装置根据相关要求配置，故障录波装置应至少接入以下参数：1、各条送出线路的三相电流；2、变电站高、低压各段母线的三相及零序电压、频率；3、各条汇集线变电站侧的三相电流；4、变电站内的保护及开关动作信息；5、变电站无功补偿设备的保护及开关动作信息、三相电流。6、应具有录取 220V 直流量的功能，测量变电站站用直流母线正对地和负对地电压，且

通道输入阻抗不小于 5 兆欧。应能接入变送器输出的直流量。

故障录波装置配置如下：

模拟量： 96 路（电流量：80 路、电压量：16 路）

远传设备（数据网、Modem）： 1 套

硬盘： $\geq 120\text{G}$

开关量： 128 路

通讯接口： 4 个 485 口、2 个以太网口（用于监控通信以及调度、维护方远传，最终以调度要求为准）

4.6.3 技术参数及性能要求

4.6.3.1 输入信号：

模拟量输入信号：96 路，可接入电流量、电压（二次值）量。

开关量输入信号：开关量为 128 路，常开或常闭空接点。

4.6.3.2 性能指标：

1) 录波装置的功耗：

装置交流电流回路功率消耗：每相 $\leq 0.5\text{VA}$ 。

装置交流电压回路功率消耗：每相 $\leq 0.5\text{VA}$ 。

装置正常工作时直流功耗： $\leq 50\text{W}$ 。

2) 采样参数：

采样方式：同步采样；

采样频率：10000Hz；

谐波分辨率为：99 次；

开关事件分辨率：0.1ms；

电流、电压波形采样精度： $< 0.5\%$ ；

频率分辨率：0.001Hz；

测距精度：金属性短路远方（ $\geq 100\text{km}$ ）短路测距误差小于 2%；近处短路（ $< 100\text{km}$ ）测距误差小于 2km。

4.6.3.3 启动要求：

录波启动方式包括模拟量启动、开关量启动和手动启动三种基本形式。

1) 手动启动：人工启动故障录波装置，可就地或远方启动。

2) 开关量启动：开关量可任意设定为变位启动、开启动、闭启动或不启动。

3) 模拟量启动: 任一路模拟量均可作为启动量, 主要概括如下:

- 电压各相和零序电压突变量启动。
- 电流各相和零序电流突变量启动。
- 线路相电流变化越限启动。
- 主变中性点电流过限启动。
- 电压过限启动(相电压有欠压和过压两种)。
- 频率越限与变化率启动。
- 正负序分量启动。
- 系统振荡启动。

4.6.3.4 录波数据存储容量及方式:

故障后可连续记录, 录波次数不限, 录波数据记录可进行远传。

硬盘容量不小于 80G, 可保留 100000 次以上最新的录波数据, 当硬盘存满时, 新数据自动覆盖老数据。

4.6.3.5 纪录时间:

记录故障前 10s 到故障后 60s 的情况, 连续故障时, 可记录 30min 数据。

4.6.3.6 参数整定方式:

在线修改, 离线修改, 远传修改。

4.6.3.7 装置应具有完善的录波数据综合分析软件, 方便分析装置记录的故障数据, 可再现故障时刻的电气量数据及波形, 并完成故障分析计算, 如谐波分析、相序量计算、幅值计算、频率计算、有功和无功计算等。

4.6.3.8 录波装置面板应便于监测和操作。应具有装置自检、装置故障或异常的报警指示等, 并应有自检故障报警、录波起动报警、装置异常报警、电源消失报警和信号总清—手动复归等主要报警硬接点输出。

4.6.3.9 通信及校对功能:

1) 录波装置应具有本地和远方通信接口及与之相关的软件、硬件配置。可在当地进行运行、录波数据存储、调试、定值整定和修改、信号监视、信号复归、控制操作、故障报告形成、远程传送、通信接口等功能, 同时应具有远传功能, 可将录波信息送往调度端。通信接口优先采用以太网口、拨号 Modem。

2) 可以采用拨号、专线或网络等通信方式; 具有断点续传功能; 可以把录波装置当作网络中的一个 IP 节点) 加以访问。

3) 装置应具有时间同步校对功能, 应有硬对时和软对时接口, 宜采用 RS-485 通信接口, 接收时间同步系统发出的 IRIG-B 时码作为对时信号源, 对时误差小于 1ms。

4.7 电能质量监测装置技术要求

4.7.1 主要参数和技术指标

- 工作温度：-20~55℃；
- 供电电源：直流 220V；
- 正常工作时直流功耗：≤25W；交流电流回路功率消耗：每路≤0.5VA。交流电压回路功率消耗：每路≤0.5VA。
- TA 二次额定电流：1A；TV 二次额定电压：100V/√3（相电压）；
- 电流输入通道测量范围：0~2I_N；电压输入通道测量范围：0~1.2U_N；
- 测量精度至少要求：电压、电流基波 0.2%，谐波达到国标 A 级精度，功率、功率因素 0.5%，电压偏差 0.2%，三相电压不平衡 0.2%，三相电流不平衡 0.5%，闪变和电压波动 5%，频率测量误差 0.005Hz。
- 应具有 RS-485/RS-232 串行通信接口、2 个 100M 以太网口及时钟同步对时接口。

4.7.2 监测设备组成

1) 硬件部分：

电能质量在线监测装置

通道扩展卡

通信线路

2) 软件部分：

数据通信软件

数据分析软件

电能质量报表软件

越限图表软件

文件发送，接受软件

监测装置嵌入式安装，可与其它设备组屏，也可单独组屏。

4.7.3 监测设备主要功能

- 1) 装置至少能监测 **4 组电压、16 组电流**（每组电压采集 A、B、C、N 相电压，每组电流采集 A、B、C、N 相电流）。
- 2) 可测量三相电压，三相电流的谐波(2~50 次)，序分量，电压波动和闪变，电压偏差。并满足标准精度要求。
- 3) 所有监测内容可由监测液晶屏上显示读出。
- 4) 实时监测，定时记录，自动刷新。

5) 自动生成月统计报表。6) 自动生成越限情况报告文件。7) 具有谐波超值报警及跳闸功能。8) 可任意设定电压和电流及各次谐波的报警和跳闸越限。9) 数据通信。10) 数据分析。11) 电能质量检测示意图。12) 电能质量报表。13) 日越限报表。14) 可自动形成日、月、年电能质量表, 生成用户指定时段内电能质量报表, 并可打印输出。15) 应有装置故障告警等信号硬接点输出。16) 应能通过以太网口与监控系统连接, 通信规约应满足厂站监控系统的要求, 推荐使用 IEC60870-5-104 通信规约。17) 应有硬对时和软对时接口, 宜采用 RS-485 通信接口, 接收时间同步系统发出的 IRIG-B 时码作为对时信号源, 对时误差小于 1ms。为保证产品质量, 选用斯麦尔、保定亚龙、杭州岩中等品牌。

4.8 同步相量测量装置技术要求

4.8.1 同步相量测量装置额定参数

额定交流电压: 220V。

额定直流电压: 220V。

额定频率: 50Hz。

TA 二次额定电流: 1A。

TV 二次额定电源: 100V (线电压), $100V/\sqrt{3}$ (相电压)。

4.8.2 同步相量测量装置一般技术要求

4.8.2.1 过载能力

交流电流回路: 交流电流回路在 2 倍额定电流下应能连续工作; 10 倍额定电流, 允许 10s; 40 倍额定电流, 允许 1s。

交流电压回路: 1.2 倍额定电压, 连续工作; 1.4 倍额定电压, 允许 10s; 2 倍额定电压, 允许 1s。

4.8.2.2 装置交流消耗: 交流电流回路功率消耗每相不大于 0.5VA ($I_N=1A$), 交流电压回路功率消耗 (额定电压下) 每相不大于 0.5VA。

同步相量测量装置采样脉冲的同步误差应不大于 $\pm 1\mu s$ 。

4.8.3 同步相量测量装置总的技术要求

4.8.3.1 环境温度在 $5^{\circ}C \sim +40^{\circ}C$ 时, 装置应能满足规范书所规定的精度。

4.8.3.2 环境温度在 $10^{\circ}C \sim +45^{\circ}C$ 时, 装置应能正常工作。

4.8.3.3 装置至少应满足最新版本的相关规定、规范和标准的要求。

4.8.3.4 在雷击过电压下, 一次回路操作、系统故障及其他强干扰作用下, 不应误动和拒动。装置快速瞬变干扰试验、高频干扰试验, 辐射电磁场干扰试验, 冲击试验和绝缘试验应至少符合 IEC 标准。装置调试端口应带有光电隔离。

4.8.3.5 同步相量测量屏中的插件应接触可靠，并且有良好的互换性，以便检修时能迅速更换。

4.8.3.6 装置应具有直流电源快速小开关，与装置安装在同一柜上。直流电压消失时，装置不应误动，同时应有输出接点以启动告警信号。直流电压在 80%~115%额定范围内变化时，装置应正确工作。直流电压波纹系数 $\leq 5\%$ 时，装置应正确工作。拉合直流电源时，装置不应误动作。直流电压出现各种异常情况（如短路、断线、一点接地等）时装置不应误动作。

4.8.3.7 应提供标准的试验插件及试验插头，以便对各套装置的输入和输出回路进行隔离或能通入电流电压进行试验。

4.8.3.8 装置的出口电路、主要电路、装置异常及交直流消失等应有经常监视及自诊断功能，以便在动作后启动告警信号、远动信号、事件记录等。

4.8.3.9 装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

4.8.3.10 各装置中的时间元件的刻度误差，在本条款中所列的工作条件下应 $<3\%$ 。

4.8.3.11 供方应提供装置已经运行的情况以及在运行或制造过程中改进情况资料。

4.8.3.12 所提供的设备应能直接与监控系统连接，供方应提供符合国家电网公司要求的通用规约文本。

4.8.3.13 提供的同步相量测量装置应能保证接入变电站其他厂家的子站或监控系统。

4.8.4 同步相量测量装置配置要求

配置一套同步相量测量装置，由同步相量测量控制单元、同步相量数据集中单元、同步相角测量管理单元、内嵌式时钟同步单元组成。可将采集到的信息上传至省调和地调。

装置容量要求：**4 组电压、24 组电流**（每组电压采集 A、B、C、N 相电压，每组电流采集 A、B、C、N 相电流）。

开关量：96 路

4.8.5 同步相量测量装置具体的技术要求

4.8.5.1 实时监测

a) 装置可以实时测量和显示三相基波电压相量、三相基波电流相量、基波正序电压相量、基波正序电流相量、有功功率、无功功率、系统频率、开关状态、非交流电压电流信号，以及发电机内电势和发电机功角。

b) 装置可以向主站实时传送三相基波电压相量、三相基波电流相量、基波正序电压相量、基波正序电流相量、系统频率、开关状态、非交流电压电流信号，以及发电机内电势。

c) 装置可以同时向多个主站传送实时测量数据。

d) 装置可以将时钟同步状态、事件标示等信号实时传送给主站。

e) 可以接收主站提供的参考站的相量信息，进行发电机组功角矢量图显示，监视机组的稳定储

备裕度，可提前预测稳定趋势，并进行报警。

4.8.5.2 实时记录

- a) 装置可以连续不间断地记录所测量的三相基波电压相量、三相基波电流相量、基波正序电压相量、基波正序电流相量、系统频率、开关状态、非交流电压电流信号。
- b) 当装置监测到电力系统发生扰动时，装置能结合时标建立事件标识，并向主站发送告警信息。
- c) 装置可以监测并记录时钟的同步状态。
- d) 装置可以就地显示、分析和输出实时记录数据。
- e) 装置可以按照主站的要求向主站传送实时记录数据。
- f) 装置记录的数据具有足够的安全性，不会因直流电源中断而丢失，不会因外部访问而删除，不提供人工删除和修改的功能。

4.8.5.3 暂态记录

- a) 当系统发生暂态扰动时装置可以通过高速采样记录电力系统的暂态过程。
- b) 暂态记录数据输出格式符合 ANSI/IEEE C37.111-1999 (COMTRADE) 标准要求。
- c) 具有多种录波启动判据
- d) 装置可以就地显示、分析和输出暂态记录数据。
- e) 装置可以按照主站的要求向主站传送暂态记录数据。
- f) 装置记录的暂态数据具有足够的安全性，不会因直流电源中断而丢失，不会因外部访问而删除，不提供人工删除和修改的功能。

4.8.5.4 时钟同步

- a) 装置具有内置的 GPS 接收引擎，可以接受 GPS 定时信号，并用同步采样脉冲。
- b) 具有守时电路，在失去 GPS 信号时仍能在长时间内维持同步采样。
- c) 可接收来自其他装置的同步时钟信号和 PPS 脉冲信号。
- d) 可向其他装置发送同步时钟信号和 PPS 脉冲信号。

4.8.5.5 运行监视

利用装置的人机界面，可以实时显示下列信息：

- 分相基波电压相量、分相基波电流相量；
- 基波正序电压相量、基波正序电流相量；
- 有功功率、无功功率；
- 系统频率；
- 开关状态；

- GPS 同步状态；
- 系统同步时钟；
- 装置各模块工作状态。

装置具有多种显示界面：

- 数值显示；
- 曲线显示；
- 矢量图显示。

4.8.5.6 数据分析

- a) 实时记录数据分析。
- b) 暂态录波数据分析。
- c) 谐波分析。
- d) 通道运算。

4.8.5.7 通信功能要求

向主站实时传送动态数据、装置的状态信息。

向主站传送动态数据记录文件。

向当地厂站监控系统传送装置的状态及数据信息。

接收并响应主站下达的命令。

4.8.5.8 装置告警

装置具有在线自检功能，在装置故障、PT 或 CT 断线、直流电源消失、通讯异常时可以发出告警信号。

4.8.5.9 装置通信

装置应具有不少于两个以太网网络接口和不少于两个 RS-485 接口，装置与主站通信采用网络通信方式。

4.8.5.10 故障自恢复

装置具有自恢复电路，在正常情况下，装置不出现程序走死的情况，在因干扰而造成程序走死时，能通过自复位电路自动恢复正常工作。

4.8.5.11 其它要求

相量测量子站应能够与新疆省调目前已投入运行的相量测量系统通信、发送信息。相量测量子站测量范围：

- a) 智能电站并网线路的有功功率、无功功率、电压、电压相角、电流、电流相角。

- b)变电站主变各侧的有功功率、无功功率、电压、电压相角、电流、电流相角。
- c)汇集线路的有功功率、无功功率、电压、电压相角、电流、电流相角。
- d)变电站主变高、低压侧各段母线的电压、电压。
- e)指定机组的三相电流、三相基波
- f) 预留远期光伏电站汇集线路测量容量。

4.8.5.12 供货范围要求

含辅助设备及有关的软件；数据采集装置与数据处理装置之间连接。与调度数据专网之间连接用的双绞线包括在标书范围之内。线缆等辅助材料、辅助设备按需配置。

4.9 电能量计量系统技术要求

4.9.1 系统要求

变电站至洛浦变 220 千伏线路均按主/副表方式配置 2 只贸易结算计量表计；整流变 220kV 侧单表方式配置 1 只计量表计；主变 220 千伏侧均按主/副表方式配置 2 只贸易结算计量表计，10 千伏侧均按单表方式配置 1 只计量表计；10 千伏侧均按单表方式配置 1 只计量表计。

配置的计量表计应为满足规程规范要求、符合计量结算需要、双向智能电度表，计量精度 0.2S 级。

注意：关口表需要满足当地供电部门的相关要求。

在变电站配置 1 台电能量计量采集终端装置，以 RS485 串口方式采集全站电能量信息，通过通信综合数据网，以网络方式向新疆省电力公司及地区供电分公司的电能量计量主站传送。电能量计量采集终端装置同时与监控系统通信，经监控系统人机终端完成关口电量的就地显示、打印、报表等功能。

4.9.2 高精度多功能电能表功能及技术要求

- 1) 具有双向有功和四象限无功计量功能。
- 2) 具有远方对时功能。
- 3) 具备分时段带时标存储功能。
- 4) 采用多功能固态电能表模块化结构，该表符合 IEC687 标准和 DL/T614-1997 多功能电能表电力标准。
- 5) 精度：有功为 0.2S 级，无功 1.0 级，有功为 0.5S 级，无功 2.0 级。
- 6) 接线方式：三相四线、三相三线。
- 7) 组屏方式及关口表型号满足当地电网公司要求
- 8) 输入电压：相电压 57.7V，50Hz，三相电压互感器二次电压回路负载每块表不得大于 0.75VA。
- 9) 输入电流：1A，50Hz，三相电流互感器二次电流回路负载每块表不得大于 0.75VA。
- 10) 具有 LCD 当地显示屏，显示数字位不少于 7 位，并能显示各种有关状态。
- 11) 具有校表用的光电脉冲输出口，正常脉冲宽为 80ms±5ms 的脉冲。

- 12) 具有电压互感器二次单相、两相、三相失压报警，报警信号以继电器接点输出时，接点容量不小于 220VA。
- 13) 能方便的用计算机对表进行编程，并能通过软件选择表的功能和参数。
- 14) 线性动态范围宽，稳定性高。
- 15) 表的平均无故障运行时间 MTBF \geq 45000 小时，寿命大于 20 年。
- 16) 电表的电磁兼容性满足 DL/614-1997 多功能电能表电力行业标准。
- 17) 远方电量表具备每 5 分钟的电量数据能存储不小于 7 天。
- 18) 表内设供现场不同级别人员维护检查与编程用的铅封。
- 19) 电能表具有独立的双 485 输出口。
- 20) 电能表输出同时满足 DL/645 与 DLMS 规约。
- 21) 具有计量谐波电量功能。
- 22) 能显示当前值与增量值两个数值。
- 23) 环境温度：
存储：-5 $^{\circ}$ C \sim +50 $^{\circ}$ C 运行：-5 $^{\circ}$ C \sim +40 $^{\circ}$ C
- 24)环境湿度：
最大 90%r.F（无露水）
- 25)电源要求为：交流 220V、50Hz，功耗：50VA；
或采用电压互感器二次回路电压（负载不得大于 3VA）。

4.9.3 电能量远方终端功能及技术要求

- 1) 具有电量采集、存储、信息传输、数据预处理、对时、自检、报警、操作和事件记录、操作时口令密码设置、主表备表比较功能。
- 2) 能通过 RS485 数据口和脉冲方式采集远方电表的数据（有功、无功电量）。
- 3) 具有自检和事故报警功能，故障发生和结束时，均向主站及当地系统传送告警信息。
- 4) 具有一收三发功能（预约 2 个拨号方式 102 规约的通信接口）。
- 5) 与主站通信方式采用电力调度数据网为主，专线/拨号传输方式为辅，其应用层通信协议必须与主站系统保持一致。通过 2 个 100M/10M 以太网口和数据网接入设备相连以实现通过数据网方式向省调传输数据；通过 RS485 口与计算机监控系统通信。
- 6) 具有旁代路识别功能。
- 7) 具有多个输出节点，能做到 PT 失压报警。
- 8) 具有抗电磁干扰及浪涌的抑制作用。

- 9) 采用模块化结构，每个模块应设保护机制。
- 10) 远方终端规划容量至少可采集 20 块电量表，每块表 4 个量，采集五分钟电量数据连续存储 60 天以上。
- 11) 与高精度多功能电能表的通信规约同时满足 DL/T 645、DLMS、STOM、EDMI 表计规约和 102 等规约要求。
- 12) 能根据用户的要求制定最少三种积分周期分别采集电量，数据采集积分周期应为 5 分钟。
- 13) 运行人员可通过按钮或便携式 PC 机对远方终端的各种运行方式和参数进行修改和设定，亦可远方对参数进行设置。
- 14) 脉冲量输入有光电隔离措施，光电隔离电压大于 2000V。
- 15) 电量采集满足脉冲输入形式的电量，并能鉴别 10-100ms 脉宽的脉冲。
- 16) 采用通用 MODEM 传输数据，且 MODEM 必须是按工业级标准生产制造的。
- 17) MTBF 大于 45000 小时，使用寿命大于 15 年。
- 18) 每 5 分钟读取电能表当前值与增量值两个数值。
- 19) 有近三年国家级或省级的鉴定报告。

20) 耐压及抗干扰性：

绝缘符合	IEC 340/I
过电压阻抗符合	IEC 340/IEC 060 标准
耐过压频率	1MHz 符合 IEC 2554 标准
静电放电符合	IEC 1000-4 的有关条款
高频电磁场干扰符合	IEC 1000-4 的有关条款
电快速瞬变脉冲群符合	IEC 1000-4 的有关条款

21) 环境温度：

存储：-5°C~+50°C 运行：-5°C~+40°C

22) 环境湿度：

最大 90%r.F (无露水)

23) 电源要求为：交流 220V、50Hz，功耗：50VA；

24) 通道误码率：信噪比为 17dB 时，误码率小于 10⁻⁴。

4.9.4 其它要求

每面柜应装有 25×4mm² 的接地铜母排，安装时应加装绝缘支垫，接地铜排应装有可靠的压接式端子，以备接到变电站的接地电网上，所有柜上的接地线与接地铜排的连接应至少用两个螺丝。CT、PT 回路用端子应能接 6mm² 的电缆线。

每套装置每相交流电流回路额定功率消耗 $\leq 0.5VA$ 。

每套装置每相交流电压回路额定功率消耗 $\leq 1VA$ 。

柜体的防护等级为 IP42，每面柜顶装 10 对小母线支架，带防尘罩。

按照上述各项技术功能要求及性能要求提出的内容包括：

- 1) 产品样本及使用说明书 8 份。
- 2) 系统的功能及各项技术指标。
- 3) 提供的网络介质、传输规约及配置软件种类和各项软件功能。
- 4) 系统软件对用户的透明度。
- 5) 类似项目的系统产品出厂和投运记录清单。
- 6) 保证质量的措施：硬件采购、筛选、实验手段、出厂检验等。
- 7) 供货方承担系统整体调试的责任及完成期限，并提出保证售后服务的期限及紧急处理事故的到现场时间。
- 8) 对用户培训的内容及时间，用户化工作的计划、设计联络会的计划安排。
- 9) 交货时提供的各项技术文件清单及份数。
- 10) 交货时提供当地电网公司出具的关口电度表的电度表校验报告。
- 11) 签定合同后的交货期。

4.9.5 试验电源屏

根据《火力发电厂、变电所继电保护仪器仪表配置定额》的规定，为本场配置微机继电保护测试装置 1 台、继电保护试验电源柜 1 面。

4.10 安全稳定控制系统

本变电站配置 2 套稳控装置。稳控装置主要功能为：

- 1) 将本站信息就近上送至公网变电站；
- 2) 接收公网变下发的机组控制命令；
- 3) 具备与新疆电网系统保护配合的功能；
- 4) 通道组织：变电站接入洛浦变 220kV 侧稳控装置；组织变电站至洛浦变组织 2 个 2M 通道；
- 5) 采集变电站的相关信息，并将信息送至洛浦变，以供主站分析决策使用。

4.10.1 装置具体要求

4.10.1.1 装置的基本功能如下：

- a) 电流、电压等运行参数监视功能。
- b) 自动检测并记录通信通道中断、误码等异常状态。

c) 投退通信通道功能，可通过压板实现。

d) 与装置集中管理系统接口功能。

e) 自复位功能，在正常情况下，装置不应出现程序无反应的情况，在因干扰而造成程序死循环时，装置应能通过自复位电路自动恢复到正常工作状态。

f) 装置应记录必要的信息（如故障波形数据），并通过接口送出；信息不应丢失并可重复输出，记录信息内容主要用于判别装置各部分工作是否正常，分析动作是否正确。

g) 自动对时功能。

4.10.1.2 稳定控制主站功能如下：

a) 满足 4.10.1.1 中装置的基本功能要求。

b) 监测主要输电断面功率、判断设备投停状态，识别电网运行方式。

c) 自动判别电力系统故障、设备跳闸、运行参数异常等。

d) 根据控制策略表，采取切机、切负荷等控制措施。

e) 通过通信通道实时交换运行信息，传送控制命令等。

4.10.1.3 稳定控制子站功能如下：

a) 具备 4.10.1.1 中装置的基本功能要求。

b) 监测本站断面功率、识别本站运行方式，判断本站设备故障状态。

c) 采集本站信息并通过通道传送给稳定控制主站。

d) 接收、转发指令或信息。

e) 执行切机、切负荷等控制指令。

4.10.1.4 稳定控制执行站功能如下：

a) 具备 4.10.1.1 中装置的基本功能要求。

b) 采集本站信息并通过通道传送给稳定控制主站或子站。

c) 接收并执行切机、切负荷等指令。

4.10.1.5 装置的动作判据如下：

a) 装置的判据，应能正确区分故障元件和非故障元件以及各种类型的故障方式和异常运行方式，如线路或元件故障、振荡、潮流转移、过载、低频、低压等。

b) 装置的线路故障跳闸判据，为正确判断本线跳闸，能采用接入电气量加保护跳闸触点或开关位置触点作为判断依据。

c) 仅采用电气量判断跳闸时，判据的延时应适当的加长，能增加开关位置触点或其他相关条件作为判断依据。

4.10.1.6 装置的控制策略如下：

a) 装置内的控制策略表如不能自动匹配电网运行方式或稳定控制措施时，装置应能够设置多个运行方式策略表或特殊方式策略表，并能够以人工投退压板形式启退。对某些特殊情况，能够设置紧急策略表，为后备控制策略。

b) 装置能够判别的主要故障形态有：输电线路单相永久性故障、无故障跳闸、相间故障跳闸（含三相故障）、同通道的双回线故障跳闸、变压器跳闸、发电机—变压器组跳闸、HVDC 单极闭锁、HVDC 双极闭锁、同一串上的两个元件同时故障跳闸、母线故障、其他需要考虑的多重故障等。

c) 装置中电网元件运行状态和故障形态判据，应由装置研发厂家根据电网运行控制要求研究制定，并要求尽量简化需用户整定的定值。装置内部定值中与电网运行相关部分应予以详细说明。

4.10.1.7 对双重化配置的装置二次回路的要求如下：

a) 两套装置应分别组在各自的屏（柜）内，装置退出、消缺或试验时，能够整屏（柜）退出。

b) 两套装置应采用相互独立的输入、输出回路，装置电源及信号传输通道也应独立。

c) 两套装置通道应相互独立，通道及接口设备的电源也应相互独立。

4.10.1.8 装置交流电压、交流电流回路要求如下：

a) 对于线路有三相 TV 的，应直接接入线路三相电压。对于只有母线 TV 的，应接入切换后的三相电压。

b) 对于两绕组变压器或 500kV 三绕组变压器，根据需要，可以接入主变压器高、中压侧三相电压。

4.10.1.9 对装置通信接口的要求如下：

a) 装置应能适应光纤直接连接、SDH 2M 接口、PCM 64K 接口、音频接口等。

b) 光纤通道误码率不大于 10^{-6} 时，装置应能正常工作。

c) 保护室光配线柜至屏柜、通信机房光配线柜至接口柜均应使用尾缆连接。尾缆应使用 ST 或 FC 型连接器与设备连接。光缆通过光配线柜转接。

d) 每个稳定控制通信接口设备的直流电源均取自通信专业的直流电源，并与所接入通信设备的直流电源相对应。直流电源开关的报警触点引至监控系统。各光电转换装置失电、故障信号引至端子排。

e) 稳定控制屏和通信接口屏均应带有光纤接线盒。光电转换装置及相应的光电接线盒、尾纤、稳定控制屏至光电转换装置之间连接用的引入光缆均由稳定控制厂家同时配套提供，并负责与通信装置间的接口设计和配合。

4.11 220kV线路保护装置技术要求

为保障变电站并网线路的安全稳定运行，本变电站至对侧变电站的 220kV 线路配置全线速动保护，在线路两侧分别配置双套光纤电流差动主保护，采用三段相间距离及四段式零序方向过流保护作为其后备

保护，本变电站侧保护需与对侧保护型号配置一致。变电站线路发生各种类型短路故障时，光纤电流差动保护能快速动作，瞬时跳开断路器。可满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。要求带有三相一次重合闸功能（重合闸功能投运与否，由调度运行单位和光伏电站确定）。保护通道利用本线上新架设的 2 根 48 芯光缆，每套保护每条通道使用 2 芯，备用 2 芯。

每套 220kV 线路保护装置均要求按照具备 A、B 两个通道接口配置，第一套保护的通道 A 与第二套保护的通道 A 应采用不同路由；同一套保护装置的通道 A、B 应采用不同路由，满足 220kV 线路 2 套保护通道采用不同路由的反措要求。

4.11.1 保护装置的额定值

额定交流电压：100V/ $\sqrt{3}$ （相电压）100V（零序电压）

额定直流电源：220V

额定频率：50Hz

额定交流电流：1A

打印机工作电源：交流 220V，50Hz

4.11.2 保护装置的功率消耗

每相交流电流回路功耗 $<0.3\text{VA}$;

每相交流电压回路功耗 $<0.5\text{VA}$

直流功耗：正常时不大于 50W;动作时不大于 80W。

4.11.3 耐受过电压的能力

保护装置应具有根据 IEC 标准所确定的耐受过电压能力。

4.11.4 整定范围

距离元件：0.05~125 Ω

零序电流元件：0.1~20 I_n 。

时间元件：0~10S。

4.11.5 保护整组动作时间（含出口继电器时间，不包括通道时间）：

- a) 纵联保护整组动作时间 $\leq 30\text{ms}$;
- b) 相间距离 I 段（0.7 倍整定值） $\leq 30\text{ms}$;
- c) 接地距离 I 段（0.7 倍整定值） $\leq 30\text{ms}$;
- d) 零序 I 段（1.2 倍整定值） $\leq 25\text{ms}$;
- e) 过流速断（1.2 倍整定值） $\leq 25\text{ms}$ 。

4.11.6 组屏方案：

- a) 主一保护屏：主一保护（包括主、后备保护 1）+分相操作箱 1+打印机 1;

b) 主二保护屏：主二保护（包括主、后备保护 2）+辅助保护+打印机 2。

4.11.7 保护功能

4.11.7.1 纵联电流差动保护

a) 功能配置

电流差动保护；相间和接地距离保护；零序电流保护；重合闸。三相不一致保护；过流保护。

b) 输入模拟量

电流 I_a 、 I_b 、 I_c 、 $3I_0$ ；

电压输入采用： U_a 、 U_b 、 U_c 、 U_x 。

c) 输入开关量

差动保护投入；距离保护投入；零序保护投入；过流保护投入；保护检修投入；远方跳闸；闭锁重合闸；压力低闭锁重合闸（或断路器未储能闭锁重合闸）；重合闸转换开关重合闸方式开入；

分相跳闸位置接点 TWJ_a 、 TWJ_b 、 TWJ_c ；信号复归；启动打印。（可选）

d) 输出开关量

分相跳闸 6 组；三相不一致跳闸出口 2 组；重合闸 1 组；永跳 1 组或闭锁重合闸 1 组；

保护动作信号 3 组：1 组保持（可选），2 组不保持；

重合闸动作信号 3 组：1 组保持（可选），2 组不保持；

保护运行异常告警信号（含 PT、CT 断线等）2 组不保持；

通道告警信号 2 组不保持；

保护装置故障告警信号 2 组不保持；

e) 操作箱应具备的回路

与测控配合；

手合、手跳；

分相至合闸线圈；

分相至第一组跳闸线圈；

分相至第二组跳闸线圈；

分相跳闸位置监视回路 1 组；

分相合闸位置监视回路 2 组；

保护分相跳闸 2 组；

保护三相跳闸输入 2 组：启动重合闸、启动失灵即 TJQ；

保护三相跳闸输入 2 组：不启动重合闸、启动失灵即 TJR；

保护三相跳闸输入 2 组：不启动重合闸、不启动失灵即 TJF；

压力闭锁回路；

防跳回路；

保护三跳启动重合闸、启动失灵接点输出（TJQ，启失灵用接点配出口压板）；

保护三跳不启动重合闸、启动失灵接点输出（TJR，启失灵用接点配出口压板）；

与两套保护配合的断路器位置、发/停信、闭锁重合闸接点；

与安全自动装置配合的断路器位置接点；

手跳、三跳(TJR、TJF)、永跳至故障录波接点；

手跳至安全自动装置接点；

合后至安全自动装置接点；

事故跳闸接点；

断路器三相位置不一致接点；

跳合闸位置接点；

一、二组控制回路断线信号；

一、二组电源消失信号；

直流电源监视；

备用中间继电器。

4.11.8 技术要求

4.11.8.1 通用要求

a) 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。

b) 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。

c) 电流互感器、电压互感器回路异常及断线

1) 保护装置在电流互感器二次回路不正常或断线时，应发告警信号，并通过控制字选择是否闭锁保护。

2) 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。

3) 保护装置在电压互感器二次回路一相、两相或三相同断线、失压时，应能发告警信号，并闭锁可能误动作的保护。

d) 保护整组动作时间（含出口继电器时间，不包括通道时间）

1) 纵联保护整组动作时间 $\leq 30\text{ms}$ ；

2) 相间距离 I 段（0.7 倍整定值） $\leq 30\text{ms}$ ；

3) 接地距离 I 段 (0.7 倍整定值) $\leq 30\text{ms}$;

e) 使用通道的保护或远方信号传输装置应具有通道监视功能, 任一通道故障时, 应能发告警信号。

f) 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。

4.11.8.2 线路保护

a) 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。

b) 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。

c) 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。

d) 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。

e) 保护应有允许较大过渡电阻的能力, 保证在发生不大于 $100\ \Omega$ 电阻的接地故障时可靠跳闸。

f) 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。

g) 本线非全相运行期间发生各种故障, 保护应能可靠动作。

h) 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。

i) 线路保护应考虑线路分布电容、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。

j) 纵联电流差动保护

1) 纵联电流差动保护采用比率制动特性。

2) 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。

3) 纵联电流差动保护应经两侧启动元件和两侧差动功能压板闭锁。

4) 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。

5) 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。

6) 纵联电流差动保护应具有电容电流自动补偿功能。

7) 线路空充时, 差动保护不应降低灵敏度, 延时不应超过 30ms 。

8) 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。

9) 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。

10) 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。

11) 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。

12) 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。

l) 相间及接地距离保护

1) 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。

2) 距离I段应能选相跳闸，II段应能经控制字选择选相跳闸，III段三跳不重合。

3) 距离I、II段应可选择经振荡闭锁。

4) 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。

5) 距离保护应具有重合和手合后加速功能，加速段可单独整定或通过控制字选择加速距离II段或III段。

m) 零序电流保护

1) 配置两段定时限零序过流保护。

2) 第一段固定带方向——零序过流II段（或四段式中的III段）；

3) 第二段方向可投退——零序过流III段（或四段式中的IV段）。

n) PT断线相过流和零序过流保护

1) PT断线相过流和零序过流保护可分别整定。

2) 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。

3) 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。

o) 三相不一致保护

1) 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。

p) 过流保护

1) 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。

2) 过流保护经过流保护投入压板和控制字投退。

q) 重合闸

1) 重合闸可由保护跳闸接点起动和断路器位置不对应起动。

- 2) 重合闸应具备检无压方式、检同期方式和不检方式。
- 3) 当重合闸采用不检方式时，同期电压 PT 断线不应报警。
- 4) 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。
- 5) 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。
- 6) 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。
- 7) 设置“重合闸方式”转换开关，通过转换开关实现单相重合闸、三相重合闸、综合重合闸和停用重合闸方式的选择。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。
- 8) 单相重合闸和三相重合闸时间应可分别整定。
- 9) 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。
- 10) 330kV 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。
- 11) 重合闸的合闸脉冲宽度应不小于 100ms，以保证可靠合闸。
- 12) 重合闸充电时间 10s。
- 13) 重合闸装置动作后，应能经设定的时间后自动复归。
- 14) 重合闸装置启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。

3.2.5.3 操作箱

a) 操作箱

- 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) 操作箱应设有断路器合闸位置、跳闸位置和电源指示灯。
- 3) 操作箱的防跳功能应方便取消，合闸回路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。
- 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。
- 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。
- 6) 具有既不启动失灵也不启动重合的跳闸输入回路（TJF）。
- 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 50%，不高

于 70%，启动功率不小于 5W。

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%。

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。

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：

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%；

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；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）；

电流自保持线圈接在出口触点与断路器控制回路之间。

4.11.9 二次回路

4.11.9.1 通用要求

a) 双重化配置的两套保护的电流回路、电压回路、直流电源和跳闸回路相互独立。电流回路的走向见附录 A。

b) 双重化配置的每套保护电压应分别取自电压互感器的不同绕组。

c) 双重化配置的每套保护电流应分别取自电流互感器的不同绕组。

d) 双重化配置的每套保护应分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

e) 未双重化配置的保护出口跳闸应同时作用于断路器的两组跳闸线圈。

d) 操作箱应采用分相合闸出口，并分别与断路器机构的对应相合闸回路连接。

e) 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。

f) 操作箱内的断路器操作机构“压力低闭锁重合接点”的转换继电器应以压力低接点闭合的方式接入保护压力闭锁重合闸的输入回路。

g) 当断路器操动机构本体配置了相应的压力闭锁回路时，应取消串接在操作箱跳合闸控制回路中的压力接点。

h) 优先使用断路器机构本体的防跳回路。

4.11.9.2 回路要求

a) 线路保护及重合闸

b) 每套保护分相跳闸启动失灵出口宜对应启动一套断路器失灵保护。

c) 每套保护的第一组跳闸出口作用于断路器跳闸线圈，第二组和第三组跳闸出口用于启动失灵。在线路保护屏上，跳闸出口公共端不应与合闸出口接点公共端连接在一起。

4.11.10 配合要求

4.11.10.1 对断路器和隔离开关的配合要求

- a) 配置具备双跳闸线圈的断路器。
- b) 220kV 断路器应具有分相合闸和分相跳闸回路。
- c) 断路器本体三相不一致保护动作时间应在 0.5s~4.0s 范围内可整定，时间继电器应采用高精度时间继电器；三相不一致保护动作信号应自保持，并引至端子排；三相不一致保护动作后应由不同继电器的接点分别跳断路器的两个跳闸线圈。
- d) 断路器本体应配置防跳回路。
- e) 合闸回路采用第一路直流电源。
- f) 断路器跳、合闸压力异常闭锁功能由断路器本体机构实现，应提供两套完整独立的压力低闭锁跳闸回路，其电源、继电器和二次回路应完全分开，且两组压力闭锁回路直流电源应分别与对应跳闸回路共用一组操作电源；应提供一套完整的压力低禁止合闸回路，应与合闸回路共同采用第一路直流电源；应提供一副压力低禁止重合闸的接点以供操作箱使用。
- g) 断路器辅助触点与主触头的动作时间之差应不大于 10ms。

4.11.10.2 保护通道及接口设备

a) 通道配置

- 1) 线路纵联保护优先采用光纤通道。
- 2) 每条线路保护的两个通道应遵循完全独立的原则配置，包括电源、设备及通信路由的独立，以防止单点中断引起两套纵联保护同时退出。
- 3) 迂回路由的光通信通道可以复用低一级电压等级的光纤通道，但应优先采用同一电压等级的光纤通道。

4.11.10.3 技术要求

a) 光纤通道接口设备

- 1) 为满足保护通道的通信要求，应结合实际情况配置保护通道接口装置。
- 2) 保护装置采用接点发信方式、保护通道采用光纤通道时，线路保护屏内应配置信号传输装置。
- 3) 保护采用复用光纤通道时，应在通信机房内配置数字接口装置。每台数字接口装置应配置各自独立的电源空开，该电源空开额定电流不宜超过 2A。
- 4) 远方信号传输装置

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；

装置对于接收的信号有检测误码功能，当检测有误码时，不应误出口；

具有通道中断异常报警功能和动作信号指示功能；

具有地址编码功能。

5) 数字接口装置

装置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）；

装置通过光纤与放在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；

装置不应提供通道自环选择功能。

6) 通道接口设备光纤尾纤的接口类型应采用 FC 接口。

b) 载波通道

1) 载波机保护接口设备对允许式及闭锁式保护信号脉冲的收信均不展宽。

2) 电力线载波通道在通道阻塞时载波机应能给出 Unblocking 信号，在系统信号恢复正常时应立即解除 Unblocking 信号。Unblocking 信号仅在保护装置判为相间故障时有效。

3) 载波机为保护专用时，宜将载波机安装在继保小室。

4) 载波通道的收、发信应采用强电空接点连接的方式。

c) 传输信息的通道设备应满足传输时间、可靠性的要求。其传输时间应符合下列要求。

1) 传输线路纵联保护信息的光纤通道传输时间应不大于 12ms；

2) 传输线路纵联保护信息的复用载波通道传输时间，对允许式应不大于 15ms，对闭锁式应不大于 10ms。

3) 传输线路纵联保护信息的专用收发信机通道传输时间应不大于 5ms。

4) 信息传输接收装置在对侧发信信号消失后收信输出的返回时间应不大于通道传输时间。

4.11.10.4 通道规范

a) 线路纵联电流差动保护收、发路由应保持一致。禁止采用光纤通道自愈环。

b) 保护采用复用光通信通道时，每个 2M 通道应为保护专用。

c) 复用光通信通道的通信路由中间不宜经低速转接，正常运行的误码率应优于 10^{-6} 。

d) 在保护室和通信机房均设光配线柜，光缆应通过光配线柜转接，光配线柜的容量、数量宜按照变电站远景规模配置；

e) 继保室或各继保小室的光配线柜至通信机房光配线柜采用单模光缆。光缆敷设 2 条，为双重化配置。每条光缆纤芯数量应按照变电站远景规模配置，并留有备用芯；

f) 保护室光配线柜至保护柜、通信机房光配线柜至接口柜均应使用尾纤连接。尾纤数量按每个通道 2 用 2 备配置；

g) 当保护设备下放继保小室布置时，保护专用的复用载波机宜布置在继保小室。

4.11.10.5 接口装置电源

a) 在具备两套通信电源的条件下，应避免保护装置的数字接口装置、通信设备或直流电源等任何单一故障导致同一条线路所有保护的通道同时中断，其保护装置的数字接口装置使用的直流电源应满足：

- 1) 保护装置的数字接口装置应与提供该通道的通信设备使用同一路（同一套）直流电源。
- 2) 两套线路主保护的通道数字接口装置使用的直流电源应相互独立。
- 3) 两个远跳通道的保护数字接口装置使用的直流电源应相互独立。
- 4) 光纤通道和载波通道的保护数字接口装置使用的直流电源应相互独立。

4.13 保护及故障信息管理子站

4.13.1 总则

为将微机保护信息传送到电厂网络监控系统，将保护和故障信息通过数据网络方式传送到调度端继电保护及故障信息管理系统，配置保护故障信息处理子站一套，应能采集本光伏电站的保护、故障信息，并统一上传电网主站系统。该子站应按照国家电网和新疆电网继电保护及故障信息管理子站系统的功能要求进行配置，并符合其技术规范标准。

4.13.2 功能要求

4.13.2.1 保护及故障信息远传系统采集站内所有保护及故障录波器的信息，通信规约符合IEC-61850标准，装置既能以串口采集，又可以通过硬接点连接。采集的所有信息经过处理后通过以太网接口接入数字数据通信网向山西省调传送信息。站内设有就地显示设备，可以随时调看信息。

4.13.2.2 设备厂家按上述要求提供配置方案，按满足远景规模要求列出详细设备材料清单，有分项报价，包括所用主机、显示器、光缆、网卡、光纤收发器、工业级光纤交换机等。设备厂家负责站内全部组网及接线工作，提供整个网络所需要的所有材料及设备。

4.13.2.3 联网不能影响原有继电保护和故障录波器的独立运行。

4.13.2.4 联网既要考虑运行人员(包括变电站值班人员和调度端值班人员)的需要，又要考虑继电保护人员和管理人员的需要。

4.13.2.5 联网既要满足电网故障情况下对故障信息的快速采集和传送，又要实现日常运行中对继电保护设备的监视功能。

4.13.2.6 不考虑地调通过故障信息管理机对保护装置进行“修改定值”和“修改定值区号”的功能(要采取必要措施防止进行上述两项操作)。

4.13.2.7 联网后用GPS卫星时钟统一整个网络的时钟。

4.13.2.8 能以开关量变位的形式反应其它非微机型保护的动作和告警情况，并将有关信息远传。

4.13.2.9 充分考虑系统和数据的安全性和可靠性，包括系统的管理层次、不同的操作权限、操作过程记录，正常地防止计算机病毒的攻击等。

4.15.2.10 能够实现对保护的故障及异常状况进行分类和统计。

4.13.2.11 站内故障信息管理主机应能完成对各个微机保护和微机故障录波装置的查询、动作报告和自检报告的搜集整理、定值及定值区号改变情况的检查(记录定值改变及形成时间)、记录开关量变位时间并给出汉化的变位信息和有关提示、信息复归、对时功能。故障信息管理机对各微机装置的报告搜集次序应为：

- 1) 已动作出口的保护装置的简要动作报告(报告表头)
- 2) 已动作出口的保护装置的详细动作报告(分报告、采样数据、事故追忆信息等)
- 3) 已起动的保护装置的详细报告(表头、分报告、采样数据、事故追忆信息等)
- 4) 保护装置自检报告
- 5) 录波装置的录波数据

4.13.2.12 为了满足运行人员的需要，要求故障信息管理机一旦发现保护动作出口立即将保护动作的简要报告通过数字接口远传至省调并在变电站就地显示(在一分钟内完成上述工作)并有声响提示。故障信息管理机与通讯机房通过光缆连接。

4.13.2.13 对保护的正常状态、故障退出、检修状态，主机应能相应地加以区别对待，并将状态传至调度端。

4.13.2.14 要求保护装置所有的动作出口报告、自检报告能够通过串口输出，并且串口输出应具有较高的优先级(如：应高于打印口)。

4.13.2.15 利用GPS校对时钟。对装置采用“软”、“硬”给合的对时方法。“硬对时”指利用GPS对时装置发出的“分脉冲”或“时脉冲”通过保护装置的“对时端子”实现每分钟或每小时的时钟校准工作；“软对时”指利用保护装置的串口进行对时。对变电站各种事件均采用该时钟进行记录、归档工作，且故障信息管理机的记录不可更改。用一个GPS时钟解决厂内所有微机设备的对时问题时，当GPS驱动能力不够时，增加驱动电路。

4.13.2.16 变电站故障信息管理机采集的记录信息均为只读文件。删除时须有正确的口令才能进行。

4.13.2.17 变电站故障信息管理机柜具备检查自身系统工作是否正常的自检功能，并能给出故障部位自检信息。

4.15.2.18 主机应有良好的人机界面,在中文windows操作系统环境下，所有信息应汉化，保护装置的动作报告、自检报告等应能以中文和西文两种格式打印输出，以中文格式进行显示；具备必要的在线帮助功能。

4.13.2.19 变电站内的微机保护通过RS-485接口和以太网与故障信息远传系统连接。故障信息远传系统机柜内应配有各种规约转换器，保证与不同厂家、不同设备的通信。

4.13.2.20 变电站内的保护信息网络在失去交流电源的情况下，应能利用站内直流电源系统正常工作和UPS装置。

4.13.2.21 考虑不同厂家，同一型号，不同型号的继电保护装置及故障录波器数据处理及远传的兼用性。

4.13.2.22 在下列几种情况下，向光子牌发送告警信号，同时有声光提示，可人工复归。

- 1) 本系统异常
- 2) 对各设备通信线路中断
- 3) 所监测设备状态异常
- 4) GPS工作异常

告警信息将作为特殊的数据存档，供以后分析使用。

4.13.2.23 可以显示出输出至打印机的信息。

- 1) 各种保护的定值整定表
- 2) 各种录波器的定值整定表
- 3) 线路故障的分析报告和历史报告
- 4) 以采样点数据形式输出
- 5) 以波形曲线形式输出
- 6) 其它文本文件

4.13.2.24 不论是否键盘或打印机操作通讯不间断。

4.13.2.25 子站与主站的通信通过调度数据网完成。

4.13.2.26 子站与主站间信息传送采用TCP/IP传输协议，通信规约符合部颁IEC-61850标准。

4.13.2.27 子站与主站所使用的数据库必须是符合国际标准SQL规范的商用数据库(子站的接入不能影响主站)。

4.13.2.28 信息传输的具体实现、设备信息表和相关数据定义(定值)，主站方提供给子站方和用户。

4.13.2.29 从用户发展的角度，子站原则上尽可能服从主站。

4.13.2.30 具有历史数据的查询功能，可以按照某一个或几个特定的属性查询相关的历史信息，对历史数据的分类统计功能。可以人工的删除某些历史故障信息，不同的用户具有不同的管理权限。

4.13.2.31 装置应具有足够的抗干扰能力，其快速瞬变干扰试验、高频干扰试验、辐射电磁干扰试验和冲击电压试验应至少符合IEC三级标准。

4.13.2.32 考虑软件免费升级。

4.14 网络安全监测、防入侵检测装置

4.14.1 网络安全监测装置功能要求

4.14.1.1 数据采集功能

(1)支持对服务器、工作站、网络设备、安全防护设备、数据库等监测对象进行数据采集；

(2)支持采集服务器、工作站的用户登录、操作信息、运行状态、移动存储设备接入、网络外联等事件信息；

(3)支持采集数据库的操作信息、运行状态等事件信息；

(4)支持采集网络设备的用户登录、操作信息、配置变更信、流量信息、网口状态信息等事件信息；

(5)支持采集安全防护设备的用户登录、配置变更、运行状态、安全事件信息等事件信息；

(6)支持触发性事件信息的采集和周期性上送的状态类信息的采集；

4.14.1.2 数据分析处理功能

(1)支持以分钟级统计周期，对重复出现的事件进行归并处理；

(2)支持根据参数配置，对采集到的CPU利用率、内存使用率、网口流量、用户登录失败等信息进行分析处理，根据处理结果决定是否形成新的上报事件。

(3)应支持对网络设备日志信息进行分析处理，提取出需要的事件信息(如用户添加事件)；

(4)I型网络安全监测装置应支持对网络设备、安全防护设备的采集信息做格式化处理，形成符合网络安全管理平台消息总线的数据格式；

(5)能形成外设接入事件、用户登录事件、危险操作事件、状态异常事件等上传事件。

4.14.1.3 主子站通信功能

(1)具备将告警信息上传至上级内网安全监管平台的功能

(2)支持远程调阅采集信息、上传事件等数据信息，应支持根据时间段、设备类型、事件等级、事件记录个数等综合过滤条件远程调阅数据信息；

(3)支持对被监测系统内的资产进行远程管理，包括资产信息的添加、删除、修改、查看等；

(4)支持参数配置的远程管理，包括系统参数、通信参数及事件处理参数；

(5)支持通过代理方式实现对服务器、工作站等设备基线核查功能的调用；

(6)支持通过代理方式实现对服务器、工作站等设备主动断网命令的调用；

(7)支持通过代理方式实现对服务器、工作站等设备的关键文件清单、危险操作定义值、周期性事件上报周期等参数的添加、删除、修改、查看；

(8)支持通过网络安全管理平台对网络安全监测装置进行远程程序升级。

4.14.1.4 拓扑管理功能

根据当前网络运行状态动态展示网络拓扑结构界面，拓扑图可以人工拖拉，使得布局更合理。首次采用基于变电站专用多层次网络架构的智能自适应自布局的网络发现和拓扑展示技术

4.14.1.5 安全分析功能

支持对主机关键文件变更、用户权限变更、危险操作，对网络设备流量超过阈值，配置变更等事件

进行安全性分析。

4.14.1.6 人机界面功能

提供本地图形化界面对装置进行管理，支持以下功能：

(1)具备自诊断功能，至少包括进程异常、通信异常、硬件异常、CPU 占用率过高、存储空间剩余容量过低、内存占用率过高等，检测到异常时应提示告警，诊断结果应记录日志；

(2)具备用户管理功能，基于三权分立原则划分管理员、操作员、审计员等不同角色，并为不同角色分配不同权限；应满足不同角色的权限相互制约要求，应不存在拥有所有权限的超级管理员角色；

(3)具备资产管理功能，包括资产信息的添加、删除、修改、查看等，资产信息应包括：设备名称、设备 IP、MAC 地址、设备类型、设备厂家、序列号、系统版本等；

(4)支持采集信息、上传信息的本地查看，应支持根据时间段、设备类型、事件等级、事件条数等综合过滤条件进行信息查看；

(5)支持对监视对象数量、在离线状态的统计展示，应支持从设备类型、事件等级等维度对采集信息、上传信息进行统计展示；

(6)具备日志功能，日志类型至少包括登录日志、操作日志、维护日志等；

(7)日志内容包括日志级别、日志时间、日志类型、日志内容等信息，日志应具备可读性；

(8)支持通过本地实现对服务器、工作站等设备的基线核查功能的调用。

4.14.2 防入侵检测装置功能要求

4.14.2.1 数据探测

协议分析：入侵检测装置应能够对 IP、ICMP、ARP、RIP、TCP、UDP、RPC、HTTP、FTP、TFTP、IMAP、SNMP、TELNET、DNS、SMTP、POP3、NETBIOS、NFS、NNTP 等常见协议进行解析。

行为监测：入侵检测系统至少应监视以下攻击行为 端口扫描、强力攻击、木马后门攻击、拒绝服务攻击、缓冲区溢出攻击、IP 碎片攻击、网络蠕虫攻击等。

流量监控：系统应监视整个网络或者某一特定协议、地址、端口的流量。

4.14.2.2 入侵分析

分析方式：系统应能够以模式匹配、异常检测等方式进行入侵分析。

防躲避功能：系统应能发现躲避或欺骗检测的行为 如 IP 碎片重组 TCP 流重组 协议端口重定位 URL 字符串变形 Shell 代码变形等。

事件合并：系统应具有对高频度发生的相同安全事件进行合并告警 避免出现告警风暴的能力。

4.14.2.3 入侵响应

告警方式：应至少支持屏幕实时提示、E-mail 告警、手机短信提醒方式。

排除响应：系统应允许用户定义对被检测网段中指定的主机或特定的事件不予告警。

定制响应：系统应允许用户对被检测网段中指定的主机或特定的事件定制不同的响应方式，以对特定的事件突出告警。

设备需要支持网络时间同步协议 NTP，支持 NTP 认证和 NTP 客户端。

4.14.2.4 管理控制

图形界面：应提供友好的用户界面用于管理、配置入侵检测系统。管理配置界面应包含配置和管理产品所需的所有功能。

分布式部署：系统应具有本地或异地分布式部署、远程管理的能力。

集中管理：系统应设置集中管理中心，对分布式的入侵检测系统进行统一集中管理，形成多级管理结构。

带外管理：应配备不同的网络硬件接口分别用于产品管理和数据采集。

事件数据库：系统的事件数据库应包括事件定义和分析、详细的漏洞修补方案、可采取的对策等。

事件分级：系统应按照事件的严重程度将事件分级 以使授权管理员能从大量的信息中捕捉到危险的事件。

产品升级：系统应具有及时更新、升级产品和事件库的能力。

统一升级：系统应该提供由控制台对各探测器的数据库进行统一升级的功能。

4.14.2.5 检测结果处理

事件记录：系统应记录并保存检测到的入侵事件。事件信息应至少包含以下内容 事件发生时间、源地址、目的地址、危害等级、事件详细描述以及解决方案建议等。

事件可视化：用户应能通过管理界面实时清晰地查看入侵事件。

报告生成和输出：系统应能生成易于用户阅读的检测报告。

报告定制：系统应支持授权管理员按照自己的要求修改和定制报告内容。

4.15 调度自动化

4.15.1 调度所需远动信息以双主机独立通讯模式采用 IEC60870-5-104 规约直送新疆省调、省备调、酒泉地调、备调自动化主站系统。

本期工程远动功能与监控系统统一考虑，远动信息应满足调度要求并直采直送，远动信息通过监控系统远动工作站（双主配置）向各调度端主站传送。安全 I 区配置 2 台数据通信网关机兼图形通信网关机，通过直采直送的方式实现与调度中心的实时数据传输，并提供运行数据浏览服务；安全 II 区配置 2 台数据通信网关机，通过防火墙从 I 区数据服务器获取 II 区数据和模型等信息，与调度中心进行信息交互，提供信息查询和远程浏览服务。

4.15.2 调度自动化和保护信息接入新疆省调度数据网双平面，配置相应的网络设备 2 套、安全防护设备 2 套，包括 2 台路由器和 4 台交换机、4 台纵向加密认证装置，设备配置选型应与省调度数据网及全省二次系统安全防护方案一致。其中远动机、保护信息子站、故障录波器等装置均应接入数据调度网双平面运行。

4.15.3 本工程对新疆电力调度数据网双平面骨干设备进行接口扩容，并对新疆省调、省备调、和酒泉地调、备调自动化主站进行扩容。

4.15.4 变电站配置电能质量在线监测装置 1 套，所装设的电能质量监测设备应满足国标（GB/T19862）的要求，并以网络方式将监测信息送至新疆西省电能质量监测中心，上传数据格式应满足新疆省电能质量监测中心主站接入要求。

4.15.5 本工程配置全站统一的二次时钟同步装置 1 套，主时钟双重化配置，满足“双钟双源、北斗优先”原则，并将所有二次设备均接入全站统一对时；配置 2*15kVA 自动化专用 UPS 电源 1 套，并将所有并网二次自动化设备均接入该 UPS 进行应急供电；时间同步装置和 UPS 经与远动机通讯后将相关运行状态通过调度数据网双平面上传至省调主站监视系统。

4.15.6 本工程配置厂站网络安全监测装置 1 套（安全 I/安全 II 区各 1 台），用来实时监测管理涉网自动化设备网络安全访问行为。

4.15.7 本工程所配置安全 I、安全 II、安全 III 区网络与安全防护设备（交换机、路由器、纵向加密装置、正反向隔离装置、防火墙等）、服务器、工作站均采用国产安全硬件设备，所配置安全 I、安全 II 区服务器、工作站均采用国产安全操作系统。服务器、工作站均应安装匹配操作系统的杀毒软件。注意路由器及交换机应满足新疆省公司地区调度数据专网接入设备要求。安全防护设备应满足新疆省公司对安全防护设备要求。

4.15.8 调度管理系统及交换机配置需满足新疆省电网公司对其相关的技术要求及品牌要求，如不能满足相关要求，需无条件更换。

4.16 组屏方案

变电站监控主机兼操作员站、综合应用服务器、视频监控工作站、打印机等布置在控制室，配置十工位的计算机工作台，远动通信设备、通信协议转换装置、网络设备、测控装置、保护装置等布置于继电器室集中组屏。远动设备可与同步时钟对时装置、通信协议转换装置、网络设备等组 1 面屏；220kV 母线保护装置组 2 面屏；10kV 母线保护装置共组 4 面屏；每台主变保护装置组 3 面屏，每台主变测控装置单独组 1 面屏；220kV 线路保护装置组 1 面屏；电能质量监测装置单独组 1 面屏，同步相量测量装置单独组 1 面屏，故障录波装置组 4 面屏，电能量计量系统组 1 面屏。组屏方案详见设备供货表，设备厂家可根据实际情况对组屏方案进行优化组合。

4.17 继电保护装置要求

本站所用的继电保护及故障录波装置选型应满足《新疆电网继电保护及安全自动化装置选型配置原则及管理办法》和《新疆电网微机继电保护装置软件版本》文件要求。故障录波器和保护信息子站应为非 Windows 操作系统，安全匹配操作系统的杀毒软件，满足二次系统安全防护要求。接入量规范应满足《关于加强省调并网发电企业继电保护故障信息系统管理的通知》要求。涉网继电保护及附属设备应满足新十八项反措要求。

5. 屏体要求

5.1 结构

外型尺寸高 2260mm、宽 800mm、深 600mm。防护等级不小于 IP42 等级，屏体应具有钢底座、顶板和侧板。屏内装有用于检查和维护的照明灯，照明灯行程开关与屏体的后门联锁。屏内装设温湿度控制器及加热器，以确保屏柜内温湿度。屏柜开门方向待定。屏体下部装设不小于 100mm² 的二次等电位接地镀锌铜排。

5.2 喷漆

屏体采用静电粉末喷涂，喷涂后在机械振动以及热和油的作用下均不会出现划痕或变软。喷涂的颜色客户指定。

5.3 直流电源、自动开关配置及保护用直流电源

1) 直流电源自动空气开关配置及保护用直流电源方式按《系统保护设计中贯彻部颁电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点的有关问题》的规定进行。

2) 微机保护和自动装置、测控单元等在屏上设有专用的直流型自动空气开关向装置供电。断路器操作回路采用单独的直流型自动空气开关。

5.4 屏柜的布线及端子

1) 布线应整齐、清晰、美观、导线绝缘良好、无损伤。导线用铜质多股软线，电压电流回路截面应不小于 4mm² 和 1000V 耐压绝缘绞线，其它回路截面应不小于 2.5mm² 和 1000V 耐压绝缘绞线。接线端子应牢固可靠，配线工艺务必采用抗氧化的铜质镀银的材料 T 型、TO 型及针(棒)型外附热缩套管式的冷压端头与铜质多股软线之间冷压处理。

2) 设备接线端部应标明其回路编号。编号正确，字迹打印清晰不易色。

3) 微机保护装置的接线端子排，交流电流电压、直流电源及信号回路要求采用 JHT3-2.5 型抗干扰、阻燃系列接线端子。

4) 所有端子的额定值为 1000V、10A，压接型端子。电流回路的端子应能接不小于 6mm² 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。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 10~15% 的备用端子。直流电源的正负极和交流电源的输入端子不应布置在相邻的端子上。

5) 直流回路的正、负电源之间及交流电压回路的相间最少应隔开两个端子上，以防电源短路。

6) 断路器的跳、合闸回路端子排与正、负电源间至少应隔开两个端子。

5.5 运行的技术条件

交流电压回路断线或发生任何故障时，保护装置会告警，但不会误动作。

当控制回路断线时，保护装置会告警，但不会误动作。

在拉、合直流电源的正极或负极保险时，监控系统及保护装置不会动作。直流电源的正负极性颠倒时，系统不损坏并能正常工作。装置突然加上电源、突然断电、电源电压缓慢上升或缓慢下降，装置均不会动作和误发信号。

在环境湿度变化时，保护装置的整定值变化幅度不大于±5%。保护装置投入一年后，在-10℃~+55℃ 温度下整定值变化幅度不得大于±5%。

在保护装置的正面，整定值能容易和安全地改变。

6. 技术服务和工厂培训

6.1 项目管理

合同签订后，供货方应指定负责本工程的项目经理，负责协调供货方在工程全过程的各项工作，如：工程进度、设计制造、图纸文件、制造确认、包装运输、现场安装、调试验收等。

6.2 技术文件

6.2.1 供货方在订货前向买方提供一般性资料：鉴定证书、报价书、典型说明书、硬件配置图、系统原理图和主要技术参数等。

6.2.2 供货方应根据买方的进度要求，合同签订后 5 个工作日内，向买方提供下列技术文件 6 份，但不限于下列图纸和资料：

·综合自动化系统配置图及其说明；

·I/O 单元原理接线图及其说明，包括手动控制、操作原理接线和电气闭锁原理接线，同步接线、操作方式切换等；

·电气设备监控逻辑框图（按单元划分）；

·设备内部接线及其说明；

- 设备布置和安装图，包括设备尺寸和安装尺寸，光纤网络的连接及安装；
- 设备组屏图、端子排接线图，包括与用户设备接口的端子排；
- 综合自动化系统所有设备清单，包括设备型号、技术参数、性能数据及参数；
- 综合自动化系统各种硬件的功能说明书；
- 综合自动化系统各种软件程序的说明书；
- 综合自动化系统设备运行环境及场地的要求；
- 提供与多级调度的通信规约要求；
- 与其它智能设备的接口规范及要求；
- 供货方认为必须提供的图纸和说明。

6.2.3 设备供货时提供下列资料：设备的开箱资料，除了 7.2.2 所述图纸还应包括安装、运行、维护、修理说明书、部件清单资料、工厂试验报告、生产许可证、产品合格证和质量保证体系文件等。

6.3 技术服务

6.3.1 为便于合同设备的安装、调试和投运，供货方应自费派出熟练的技术人员或专家到合同现场进行技术服务，指导现场安装、调试和运行。并解答合同设备制造及性能等方面的有关问题，详细解答合同范围内买方提出的问题。对现场服务的次数、人数、时间、费用应在投标书分项列出。

6.3.2 由买方安排适当时间，由供货方技术人员对设备的正确安装、使用和试验给予技术讲课，并在现场调试阶段，对买方系统管理员进行培训。

6.3.3 在产品质保期内有制造质量问题的设备，由供货方负责修理或更换，对非供货方责任造成的设备损坏，供货方有优先提供配件和修理的义务。

6.3.4 对买方选购的与本合同设备有关的配套设备，供货方有提供技术配合的义务，并不因此而增加任何费用。

6.3.5 由于供货方的错误指导或建议所致的损失，由供货方负责。

6.4 工厂培训

为了使用户掌握合同设备的安装、调试、运行及维护的技能，以保证综合自动化系统的正常安全运行，供货方应接受买方技术人员去工厂培训。

在合同生效后 1 个月内，供货方应提供一份详细的工厂培训计划给买方。培训计划应包括：培训时间安排，课程内容安排等。该计划买方有权修改，在第二次设计联络会，经双方商定后予以实施；

对于培训人员，供货方应提供技术文件、图纸、参考资料，还应提供试验设备、工具、安全保护装置，以及其它必需品和工作场所；

培训人员在供货方技术人员的指导下，应该掌握本合同设备硬件、软件的结构原理，掌握合同设备

的安装、调试及诊断维护，学习并参与画面编辑、数据库定义、报表生成、参数设定等工作。

买方将派担任综合自动化系统运行、维护、管理的__8__名专业技术人员去工厂接受培训，为期__10__天。其往返旅费（商业仓）、机场至旅馆及市内交通费、膳宿费等，包括在投标价内，但应单独分项列出。

6.5 设计联络会

根据工程需要可以召开设计联络会。联络会应有纪要，内容如下：

- 1) 供货方应对供认可的资料和图纸进行详细的解释，并解答买方的意见和问题。买方将认可后的一份资料和图纸给供货方，以便供货方绘制正式图纸；
- 2) 买方向供货方提出详细的 I/O 配置要求，包括模拟量、开关量及计算量等；向供货方提出详细的画面显示要求，包括每个画面的显示内容及报表打印格式；
- 3) 确认开关操作联锁逻辑，自动控制策略；
- 4) 供货方应介绍同类产品已有的运行经验，包括现场的操作情况；改进情况；供货方还应介绍已运行系统的 I/O 配置原则，与用户设备接口的配合情况等；
- 5) 讨论与调度中心、继电保护设备等智能设备的通讯接口实施方案及试验方法；
- 6) 讨论商定在标书中规定的在联络会议解决的问题及买方认为有必要商讨的其它问题。

7. 质量保证和试验

7.1 质量保证

7.1.1 订购的新产品除应满足本规范书外，供货方还应提供产品的鉴定证书。

7.1.2 供货方应保证制造过程中的所有工艺、材料等（包括供货方的外购件在内）均应符合规范书的规定。若买方根据运行经验指定供货方提供某种外购零部件，供货方应积极配合。

7.1.3 供货方应遵守本规范书中各条款和工作项目的 ISO900_1 或 GB/T19001 质量保证体系，该质量保证体系经过国家认证和正常运转。

7.2 试验

7.2.1 供货方在制造过程中，应对设备的材料、连接、组装、工艺、整体以及功能进行试验和检查，以保证完全符合本规范书和已确认的设计图纸的要求。

7.2.2 买方有权在任何时候对设备的质量管理情况，包括设备试验的记录进行检查。

7.2.3 在试验、检查过程中，如发现任何不符合本规范书要求的硬件和软件，供货方都必须及时更换，由此引起的任何费用都应由供货方承担。

7.2.4 应进行工厂试验、工厂验收试验和现场试验。

7.3 质保期

7.3.1 合同设备的质保期为现场验收合格后起算，质保期为 24 个月；

7.3.2 设备在合同规定的质保期内，发生损坏和缺陷，或者由于设计错误、材料、工艺、制造、装配、发送等原因造成的损坏，或是不满足合同的要求，买方将用书面方式通知供货方，供货方应立即免费更换这些有损坏和有缺陷的设备（包括运输费、税收等）；

7.3.3 在接到买方通知后，供货方虽经努力改进，但仍不满足合同要求，则买方可按合同处理或更换这些设备，由此引起的一切费用由供货方承担。

7.3.4 当系统故障时，供货方应在接到买方通知的 72 小时内派人到现场处理事故。

8. 包装、运输和储存

1) 供货方应负责将所供设备严密包装，防止潮气、锈蚀、淋雨和震动。包装应牢固可靠，应考虑到运输过程中，可能受到的最大加速度所产生的冲击，设备不松动、不损坏、不变形。

2) 对贵重设备和仪器应考虑与一般设备分开，采用特殊包装，并在箱上注明“小心轻放”等标志。

3) 设备在装运后供货方应立即将装货通知单一式四份特快专递邮寄给买方。

4) 设备在达到目的地后，买方将进行初步检查，根据提货单校对包装数量，检查设备包装情况，在装运中是否有损坏。

5) 开箱和最终开箱验收将在现场进行，若设备的质量和数量与合同不符，买方有权向供货方索赔。

6) 在上述检查中，若设备的质量和规格与合同不符或发现明显的或隐藏的损坏，买方将立即通知供货方，供货方应立即修复或更换损坏的部件和设备，所需费用由供货方承担。

7) 在包装箱外应标明买方的订货号、发货号。

8) 随产品提供的技术资料应完整无缺，提供份额符合 GB11032 的要求。

9. 其它

9.1 投标设备厂家可根据自身产品特点，对计算机监控系统组屏方案进行优化。

9.2 变电站监控系统需安装微机五防闭锁系统软件并实现其功能。

9.3 变电站监控系统与直流系统之间进行通讯。监控厂家负责与直流系统供货厂家及建设单位进行协商，由直流系统厂家提供通讯规约。

9.4 变电站监控系统与调度系统的通信，监控厂家负责与调度系统及建设单位进行协商。

9.5 变电站监控系统与智能电度表的通信，同时智能电度表具备与电量采集系统通讯功能(电度表具备双 RS-485 接口)，监控厂家负责与智能电度表厂家及建设单位进行协商。

9.6 变电站监控系统与光伏逆变器监控系统之间的通信，由变电站监控厂家与逆变器厂家进行协商解决。

9.7 供方有长期提供设备易损件或易损件供应商名单的义务。

9.8 供方有为需方免费培训运行维护人员的义务和软件免费升级的义务。

10. 供货范围

10.1 设备供货范围

表 10.1-1 综合自动化设备供货表

序号	名称	型号及规范	单位	数量	生产单位
1	微机监控后台		套	1	
1.1	监控主机柜	含 2 台主机：工业计算机，27 寸液晶显示器，光电鼠标、键盘、KVM 延长器、网卡、显卡、声卡，监控系统及系统应用软件等。	面	1	
1.2	工作台	配置 10 个工作位配套椅子	套	1	
1.3	主机加固设备	满足当地电网要求	套	1	
1.4	语音报警		套	1	
1.5	网络激光打印机	A4/ A3	台	1	
1.6	移动激光打印机	带小车	台	2	
1.7	软件系统	自带探针软件、且配合网安装置通讯接入	套	1	
1.8	微机五防工作站	满足新疆电网计算机防误系统相关要求（包含全站五防主机及锁具等）	套	1	
2	I 区通信网关机柜	含 I 区通信网关机 2 台、I 区站控层交换机 4 台、防火墙 2 台	面	1	
3	II 区通信网关机柜	含 II 区通信网关机 2 台、II 区站控层交换机 4 台	面	1	
4	III/IV 区通信网关机柜	含 III/IV 区通信网关机 1 台、交换机 1 台	面	1	
5	综合应用服务器柜	含综合应用服务器 1 台，正、反向隔离装置各 1 台	面	1	
6	时间同步主机柜	卫星时钟对时装置 2 套，双主时钟，每套主时钟含双北斗对时天线各 2 只、时钟扩展装置 1 套、防雷保护器等；	面	1	
7	时间同步扩展柜	含 1 套时钟扩展装置	面	1	
8	公用测控柜	公用测控装置 2 台	面	2	
9	220kV 母线及并列柜	每面含母线测控装置 1 台、电压并列装置 1 台	面	3	
10	220kV 电压转接柜		面	2	
11	220kV 线路测控柜	线路测控装置 2 台	面	1	

序号	名称	型号及规范	单位	数量	生产单位
12	主变测控柜	每面含高压侧测控 1 台、低压侧测控装置 2 台、本体测控 1 台	面	2	
13	整流变测控柜	含高压侧测控 1 台、本体测控 1 台	面	8	
14	10kV 保护测控装置	10kV 线路保护测控装置 26 套； 10kV SVG 回路保护测控装置 4 套； 10kV 接地变保护测控装置 2 套； 10kV 分段保护测控装置 2 台； 10kV 母线测控装置 4 台；	台	38	
15	10kV 备自投装置		台	2	
16	10kV 电压并列装置		台	2	
17	主变保护 A 柜	含主变电量保护 1 套、电压切换 1 套、打印机 1 台	面	2	双套不同厂家
18	主变保护 B 柜	含主变电量保护 1 套、电压切换 1 套、打印机 1 台	面	2	
19	主变保护 C 柜	含非电量保护 1 套，高压侧操作箱各 1 台、低压侧操作箱 2 台，打印机 1 台	面	2	
20	整流变保护 A 柜	含主变电量保护 1 套、电压切换 1 套、打印机 1 台	面	8	满足用户需求
21	整流变保护 B 柜	含主变电量保护 1 套、电压切换 1 套、打印机 1 台	面	8	满足用户需求
22	整流变保护 C 柜	含非电量保护 1 套，高压侧操作箱 1 台，打印机 1 台	面	8	满足用户需求
23	220kV 线路故障录波柜	每面含故障录波装置 1 台，打印机 1 台	面	1	
24	主变故障录波柜	每面含故障录波装置 1 台，打印机 1 台	面	1	
25	整流变故障录波柜	每面含故障录波装置 1 台，打印机 1 台	面	4	
26	电能质量监测柜	含电能质量监测装置 1 台、打印机 1 台	面	1	
27	同步相量主机柜	含同步相量测量主机 2 台	面	1	
28	同步相量采集柜	每面含同步相量测量采集装置 2 台	面	1	
29	保护故障信息子站柜	能够与当地电网保护故障信息主站对接	面	1	
30	220kV 线路保护柜 A	含光纤电流差动保护装置 1 套（应与对侧站的保护装置厂家型号、批	面	2	专+复

序号	名称	型号及规范	单位	数量	生产单位
		次、版本保持一致），分相双跳操作箱 1 台，电压切换 1 套、光纤附件 1 套、光纤终端盒 1 个、打印机 1 台。			
31	220kV 线路保护柜 B	含光纤电流差动保护装置 1 套（应与对侧站的保护装置厂家型号、批次、版本保持一致），电压切换 1 套、光纤附件 1 套、光纤终端盒 1 个、打印机 1 台。	面	2	专+复
32	线路保护接口柜	每面含接口装置 2 台	面	2	
33	220kV 母线保护柜	含 220kV 母线差动保护和断路器失灵保护 1 套，打印机 1 台	面	2	双套不同厂家
34	220kV 母联(分段)保护测控柜	220kV 母联（分段）保护装置 1 套、测控装置 1 套	面	3	
35	220kV 间隔层交换机柜	交换机 6 台，24 电口 3 光口	面	1	
36	10kV 间隔交换机	24 电口 3 光口	台	8	
37	光纤、网线及通信电缆	用于组网，长度足量	套	1	
40	关口电能量计量系统	满足新疆电网对设备型号、参数的要求	套	1	
40.1	220kV 关口计量柜	含 0.2S 级贸易结算计量表 4 块、电能量远方终端服务器 1 台、专用接线盒、防雷器等	面	1	所有电能表满足新疆电网型号、参数、检测的要求
40.2	220kV 电能表柜	含 0.2S 级关口计量表 8 块，用于整流变	面	1	
40.3	主变电能表柜	共含 0.2S 级计量表 6 块	面	1	
40.4	10kV 电能表	0.2S 级 26 块，用于 10kV 线路；0.2S 级 6 块，用于接地变、SVG，分散安装于 10kV 开关柜内。	块	32	

40	调度数据网				
40.1	调度数据网柜	每面含 1 台路由器、2 台交换机、2 台纵向加密及辅材	面	2	安全可控
40.2	厂站端网络安全监测装置	安全 I 区和安全 II 区各 1 台，含探针软件及调试	台	2	
40.3	杀毒软件		套	1	
40.4	省调调度网络切改费	包括软件修改、系统联调及硬件接口等	套	1	

40.5	省备调调度网络切改费	包括软件修改、系统联调及硬件接口等	套	1	
40.6	地调调度网络切改费	包括软件修改、系统联调及硬件接口等	套	1	
40.7	地县备调调度网络切改费	包括软件修改、系统联调及硬件接口等	套	1	
40	二次防护设备				
40.1	厂站端网络安全监测装置	安全 I 区和安全 II 区各 1 台，含探针软件及调试	台	2	
40.3	入侵监测装置		台	2	
40.4	日志审计		台	1	
40.5	防病毒网关		台	1	
40.7	漏洞扫描		台	1	
40.8	防火墙		台	1	
40.9	监控系统防护方案编制与送审		项	1	
40.10	二次防护设备柜	机柜及辅材	套	1	
41	继电保护试验仪器仪表		套	1	
42	监控系统等保测评级安全防护评估		项	1	
43	监控系统上线测评		项	1	
44	安全防护及主机加固软件（含探针软件）		项	1	
45	安全稳定控制系统				
45.1	安全稳定控制主机柜	每面含安全稳定控制装置 1 套、打印机 1 台	面	2	双重化配置，具备与对端站稳控系统厂家保持一致，含接入及调试。
45.2	安全稳定控制装置采集柜	每面含安全稳定控制采集装置 3 套	面	2	
45.3	通信接口柜	含通信接口装置 4 台	面	2	
46	试验电源屏		面	1	

注：1. 供货方所供所有电脑需采用国产电脑及操作系统并且满足新疆省当地电网的要求，应保证所提供的设备型号在新疆省电网要求的厂家型号范围之内，并保证设备硬件系统、软件系统的完整；并保证设备硬件系统、软件系统的完整，相关的板卡、模块满足实际需求；并负责相关的安装、配线及调试工作，保证通信设备的可靠接入电网系统，满足验收要求。所接入及上传的遥控、遥测、遥调及其他信息完全

满足工程所在地省调及地调部门要求。如不满足要求，无条件升级或更换。

2. 220kV 系统双重化配置的线路、变压器和母线保护应采用不同厂家的设备。
3. 控制室内所有液晶显示器统一品牌型号（27 寸、黑色，带双层架）。站内组网应采用超五类网线，也可采用光纤。
4. 10kV 保护测控装置安装至开关柜中，供货方应负责将保护测控装置及技术资料准确的提供给开关柜厂家，并配合开关柜厂家安装、配线及调试等。
5. 电能量计量系统装置投标人应根据新疆电网电能量计量系统的要求选用满足其要求的设备及型号。电能量计量表计应经新疆省电网计量中心校验，首次检定误差应不大于规定误差限值的 60%。
6. 所有二次分系统，应自带探针软件、配合网安置置通讯接入。
7. 所有货物需按合同要求及时到达买方指定区域（变电站库房或现场临时库房），由于供货方原因造成所供货物未能到达者，一切损失由乙方承担。
8. 后期现场调试期间，供货方售后人员一切费用自理（交通、食宿）。
9. 所有产品需提供常用备品备件及保修期限等。
10. 整流变保护满足相关规程及业主需求。
11. 通信规约为 IEC61850。

10.2 备品备件及专用工具

10.2.1 备品备件

- 1) 供货方应提供必要的备品备件，其价格单独列出，并包括在设备的基价内。
- 2) 备品备件数量应满足系统连续运行三年的要求。买方在认为必要时有权要求增加或减少备品备件的数量。
- 3) 在设备使用寿命期间，供货方应保证备品备件的及时供应；当供货方决定中断生产某些组件或设备时，应预先告知买方，以便买方增加这些设备的备品备件。
- 4) 所有备品备件应当是新的，必须能与原件相互替换。
- 5) 合同订购的全部备品备件，应随设备一并运抵目的地。备品备件应有合格的单独包装，并注明“备品”字样。
- 6) 供货方提供有关备品备件的保管资料，如存放期限、是否需干燥剂等。
- 7) 所有备品备件的一些主要部件（如印刷电路板）在发运前，都应逐件进行测试，以保证在综合自动化系统中正常运行。
- 8) 每一种类的模件，至少应有 10% 的备品备件。
- 9) 投标书中供货方应列出推荐的备品备件清单，并有详细的说明，以便买方了解这些

备品备件的使用寿命。备品备件清单见表 11-2。

表 10-2 备品备件清单

序号	名称	型号和规范	单位	数量	用途	备注
		无				

10.2.2 专用工具和测试仪器

1) 供货方应提供一套专用的维修工具和必要的仪器仪表，以满足系统的维护及测试需要。其价格单独列出，并包括在设备的基价内。

2) 除专用工具外，供货方还应向买方提供一份推荐的维修测试人员必备的标准工具的清单。

3) 应提供完整的资料。

表 10-3 专用工具及仪器

序号	名称	型号和规范	单位	数量	用途	备注
		无				