**高粱冲光伏发电项目光伏场区综合自动化系统采购项目**

**询比价邀请函**



**采购人：云南朔铭电力工程有限公司**

**二〇二五年七月**

# 询比价邀请函

**各受邀报价单位：**

云南朔铭电力工程有限公司（以下简称“采购人”），以邀请询比价方式对高粱冲光伏发电项目综合自动化系统采购项目 所需的综合自动化系统进行采购，项目资金为材料款，现邀请你单位参加本项目报价。

## 一、项目概况及采购范围

1、项目概况

云南电建新能源开发有限公司高粱冲光伏发电项目位于云南省玉溪市新平县。项目建设 17 个光伏发电子方阵，本工程交流侧容量为 50MW，直流侧容量为 61.72MWp，共布置 710Wp 单晶硅 N 型光伏组件86930 块，共 3104个组串，配置逆变器 157台，共有 17 个光伏方阵，通过 2 回 35kV 集电线路汇集到鲁奎山 110kV 变电站。项目总用地总面积 84.34 公顷，其中开关站占地 7760㎡，光伏阵列占地 690195㎡。

1. 采购范围

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 名称及规格 | 型号 | 单位 | 数量 | 招标限价（元） | 品牌 | 备注 |
| 1 | 监控（监测）系统 |  |  |  |  |  |  |
| 2 | 计算机监控系统： 八核3.2GHz；DDR4 32G内存；2×1TB硬盘；4G双显独立显卡（支持2显示器）；24英寸液晶显示器；安全操作系统；键盘及鼠标各一个。 采用国产操作系统 |  |  |  |  |  |  |
| 3 | 主机兼操作员工作站：八核3.2GHz；DDR4 32G内存；2×1TB硬盘；4G双显独立显卡（支持2显示器）；24英寸液晶显示器；安全操作系统；键盘及鼠标各一个。 采用国产操作系统 | 浪潮服务器NP3020M5标配，1CPU3.4G,16G内存,2T硬盘,集成显卡,双网口,塔式,单电源，24英寸液晶显示器；国产安全操作系统；键盘及鼠标各一个。 | 台 | 2 | 39600.00 |  |  |
| 4 | 五防工作站 采用国产操作系统 | 含主机及锁具 | 台 | 1 | 49500.00 |  |  |
| 5 | 音响及语音报警装置 |  | 套 | 1 | 1100.00 |  |  |
| 6 | 网络激光打印机 | A3打印机 | 套 | 1 | 6600.00 |  |  |
| 7 | 软件系统：光盘、系统软件、远动软件、SCADA软件、多媒体语音报警软件、图形软件、交互式作图软件、内部网络通讯软件、保护信息处理软件、数据库生成软件、报表生成软件、系统自诊断及处理软件、其它支持软件、常用工具软 | NS3000-S | 套 | 1 |  |  |  |
| 8 | 电压并列装置 | NSR654RF-D | 套 | 1 | 4400.00 |  |  |
| 9 | 网络通信柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm，远动主机2台，规约转换器2台，组网交换机2台。 | NSC320-SK（麒麟操作系统）远动主机2台，NSC320-S规约转换器2台，组网交换机2台。 | 面 | 1 | 68200.00 |  |  |
| 10 | 对时柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm，卫星时钟同步系统2套（每套均含2套北斗对时装置） | 每套均含2套HY-8000北斗对时装置 | 面 | 1 | 28600.00 |  |  |
| 11 | 公用测控柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 公用测控装置3台； | NSR685RF-D公用测控装置3台 | 面 | 1 | 50600.00 |  |  |
| 12 | 35kV测控保护装置  安装于35kV开关柜上，35kV线路测保装置2台，分段测保装置1台 | NSR600RF-D | 台 | 3 | 16500.00 |  |  |
| 13 | 35kV组网交换机 安装于35kV开关柜上，24电口、2个光口， | 24电2光 | 台 | 2 | 4400.00 |  |  |
| 14 | 35kV电能表 安装于35kV开关柜上，35kV线路柜2台，站用变柜1台， |  | 台 | 3 | 4950.00 |  |  |
| 15 | 升压站图像监控系统  室外高速球形摄像机：8个； 室内中速球形摄像机：10个； 被动红外探测器：8个； 红外对射1套； 图像监控主机屏2260(H)×800(W)×600(D)：1面 |  | 套 | 1 | 132000.00 |  |  |
| 16 | 火灾报警系统 50点火灾报警主机挂墙安装：1面 |  | 套 | 1 | 61600.00 |  |  |
| 17 | 门禁系统 4门控制 |  | 套 | 1 | 12100.00 |  |  |
| 18 | 保护设备 |  |  |  | 0.00 |  |  |
| 19 | 35kV线路保护柜  800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 光纤电流差动保护装置2台/柜，操作箱2台/柜 |  | 面 | 1 | 187000.00 |  |  |
| 20 | 硬压板在线监测装置 |  | 套 | 1 | 165000.00 |  |  |
| 21 | 35kV母线保护屏 母线保护装置1台（适用于单母线分段） 800(宽)×600(深)×2260(高)mm | NSR-371母线保护装置1台 | 面 | 1 | 57200.00 |  |  |
| 22 | 防孤岛保护柜 防孤岛保护装置1套 800(宽)×600(深)×2260(高)mm | NSR659RF-D防孤岛保护装置1套 | 面 | 1 | 22000.00 |  |  |
| 23 | 电能表柜  800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 三相四线多功能电度表0.2S级，2块；电能量远方终端2台。 |  | 面 | 1 | 110000.00 |  |  |
| 24 | 电能质量监测柜  800(宽)×600(深)×2260(高)mm 电能质量监测装置一台 | 4U4I | 面 | 1 | 33000.00 |  |  |
| 25 | PMU宽频测量柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 同步相量采集装置1台，集中处理装置1台 | SMU-2CU同步相量采集装置1台，SMU-2ME集中处理装置1台 | 面 | 1 | 110000.00 |  |  |
| 26 | 光功率预测系统柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 包含数据库服务器一台，系统服务器一台，PC工作站一台，通信及安全装置一台，kVM一套，防火墙1台，并包含自动气象站等辅助系统和系统运行所需要的系统软件和应用软件等。环境监测仪1套。 | 浪潮NP3020数据库服务器1台，浪潮NP3020系统服务器一台，浪潮NP3020 PC工作站一台，浪潮NP3020通信及安全装置一台，反向隔离1台，防火墙2台，交换机1台，环境监测仪1套 | 面 | 1 | 137500.00 |  |  |
| 27 | 一次调频装置柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm | NSFC3000 | 面 | 1 | 132000.00 |  |  |
| 28 | 二次设备电源可靠性在线检测装置 |  | 套 | 1 | 165000.00 |  |  |
| 29 | **E文本远动机屏** |  |  |  | 0.00 |  |  |
| 30 | E文本远动机 | NSC320-SK，麒麟操作系统，满足云南电网E文本上送要求 | 台 | 2 | 66000.00 |  |  |
| 31 | 防火墙 | FW1000-MA-D | 台 | 2 | 17600.00 |  |  |
| 32 | 交换机 | 24电2光 | 台 | 2 | 5500.00 |  |  |
| 33 | 屏柜 |  | 项 | 1 | 11000.00 |  |  |
| 34 | 35kV测控保护装置  安装于35kV开关柜上，35kV变压器测保装置1台 | NSR600RF-D | 台 | 1 | 5500.00 |  |  |
| 35 | 防孤岛保护装置1套 | NSR659RF-D防孤岛保护装置1套 | 台 | 1 | 22000.00 |  |  |
| 36 | 智能故障录波屏 |  |  |  | 0.00 |  |  |
| 37 | 录波管理单元 | NSMD-GDNS-DM-N，集成保信子站功能 | 套 | 1 | 88000.00 |  |  |
| 38 | 工业级网络交换机 | NSJ830-VF2，10/100M自适应交换机，不少于2路光口24路电口 | 台 | 2 | 13200.00 |  |  |
| 39 | 光纤配线架 | 24口 | 台 | 1 | 1100.00 |  |  |
| 40 | 屏柜及附件 | TG1RJ ，颜色:RAL7035(电脑灰) 尺寸：800×600×2260(宽×深×高) | 面 | 1 | 11000.00 |  |  |
| 41 | 录波采集装置 | 64路模拟量、192路开关量、8路直流量 NSMD-GDNS-DG-N | 套 | 1 | 77000.00 |  |  |
| 42 | 打印机 |  | 台 | 1 | 2200.00 |  |  |
| 43 | 就地显示装置 | 显示器 | 台 | 1 | 3300.00 |  |  |
| 44 | 屏柜及附件 | TG1RJ ，颜色:RAL7035(电脑灰) 尺寸：800×600×2260(宽×深×高) | 面 | 1 | 11000.00 |  |  |
| 45 | 小电流接地选线装置 |  | 台 | 1 | 11000.00 |  |  |

备注：工程量为单个工程，以实际采购量为准。

## 二、交货时间和地点

交货时间：合同签订后，根据现场需求供应，采购人发出下货单后15日到货。

交货地点：高粱冲光伏发电项目施工点。

## 三、产品质量要求

质量符合国家及行业相关标准，及满足规范和图纸要求。

## 四、报价人资格要求

报价人必须满足以下全部资格要求

（1）报价人必须是中国境内注册的企业法人，持有有效期内营业执照，具有独立承担民事责任的能力。

（2）报价人应具有近3年类似的销售业绩至少2个，并提供相关的业绩证明材料，如供货(工程)合同或中标通知书等证明材料。

（3）报价人近三年没有处于被责令停业、财产被接管、冻结、破产状态，无采取非法手段谋取不正当利益的违法、违纪不良记录（提供“信用中国”（ [www.creditchina.gov.cn）系统查询截图）。](http://www.creditchina.gov.cn）系统查询截图）；)

（4）报价人是增值税一般纳税人，能开具增值税专用发票。

## 五、询比价文件的获取

5.1收到询比价邀请函并书面确认回复愿意参加本项目报价的单位应按相应规定进行下载询比价文件（否则报价文件不予接受），报名询比价文件下载时间：2025年07月 15日起至2025年07月19日，每日上午09:00至11:30（北京时间），下午14:00至17:30（北京时间）。

5.2报名方式：

5.2.1方式一：线上报名询比价文件的，可在询比价文件下载时间内，登录“云南朔铭电力工程有限公司”网站(http://www.yndlgc.com)点击“招标信息”进入招标文件进行相应报价报名及下载询比价邀请函。

5.2.2方式二：至采购公司现场报名并购买询比价文件的，请在询比价文件时间内，每日上午09:00至11:30（北京时间），下午14:00至17:30（北京时间），在中国（云南）自由贸易试验区昆明片区官渡区关上街道中樾花园—云境苑3栋18层持相应报名资料购买询比价文件；购买询比价文件时应提供以下报名资料：【1）企业营业执照(复印件加盖公章)、2）法定代表人身份证明书(盖公章)、3）法定代表人授权委托书(加盖公章且法人签字或签章)及被授权人身份证，若为法人代表本人前来报名询比价文件则提供法人本人身份证无需提供授权委托书、4）联系人的电话、传真、E-mail等联系方式资料】。

## 六、报价文件的递交及开标

6.1 报价文件递交的截止时间（报价截止时间，下同）为2025年07月 26日上午11时30分，报价地点为云南朔铭电力工程有限公司会议室（地址：中国（云南）自由贸易试验区昆明片区官渡区关上街道中樾花园—云境苑3栋18层）或以邮件发送至**15368718425@163.com**。

6.2 逾期送达的或者未送达指定地点的报价文件，采购人不予受理。

## 七、成交确定原则

符合采购需求、质量和服务相等且报价最优。

## 八、其他

后附邀请确认回函、询比价要求、评审办法及报价文件格式

## 九、联系方式

采 购 人：云南朔铭电力工程有限公司

询比价文件递交地址：中国（云南）自由贸易试验区昆明片区官渡区关上街道中樾花园—云境苑3栋18层

邮编：650200

联系人：朱支龙

电话：18208807225

联系人：把亚楠

电话：13211642191

# 

# 邀请确认回函

项目名称：高粱冲光伏发电项目综合自动化系统采购项目

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **报价人名称**  **（单位全称）** | **是否收到**  **邀请书**  **对应选项打“√”** | **是否参与**  **本项目报价**  **对应选项打“√”** | **报价人**  **代表签字** | **联系方式** |
|  | □是  □否 | □是  □否 |  | 电话：  传真： |
| **报价人单位名称： （盖单位公章）**  日期：2025年 月 日 | | | | |

★**请各潜在报价人在收到询比价文件后（含询比价邀请函）及时（24小时内）在此确认回函上签字和盖章，并将扫描件[回复邮件至15368718425@163.com](mailto:回复邮件至996570470@qq.com)确认。**

# **询比价要求**

## 一、商务要求

1、本次采购采用邀请询比价方式，报价人须写明产品规格、单价及总价等参数，报价包含产品货物原价、运输至工地现场运费、货物装车、卸车费等交付采购人使用前可能发生所有含税费用以及售后服务的含税费用。

2、供应商的报价应为最优惠价格。

3、交货时间：合同签订后，根据现场需求供应，采购人发出下货单后25日到货。

4、交货地点：高粱冲光伏发电项目施工点。

供应商不得虚报所供产品的各项技术指标，所供产品若不能符合技术要求，成交供应商必须接受全额退还货款，并承担由此给采购单位造成的经济损失。

5、供应商不得虚报所供产品的各项技术指标，所供产品若不能符合技术要求，成交供应商必须接受全额退还货款，并承担由此给采购单位造成的经济损失。

6、报价人出现下列情况之一者，报价文件视为无效：

（1）未提供营业执照有效复印件（加盖投标企业公章）。

（2）报价文件字迹模糊不清（包括提交的各类复印件）。

（3）报价文件响应内容没有实质性响应询比价文件要求。

7、特殊说明：本次询比价暂不设最高限价，若报价人的报价超出市场价及信息价过高，采购人认为无法接受的，重新组织询比价采购。

## 技术要求

**1 总则**

1.1本技术规范书适用于**高粱冲光伏发电项目的综合自动化系统**的选型和采购，提出了该设备的功能设计、结构、性能、安装、试验等方面的技术要求。

1.2本技术规范书提出了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技术规范书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。

1.3在招投标过程中，投标方若对本技术规范书某条款有特别的建议、方案、技术特点或差异，可在该条款下加以描述和说明。如有差异（无论多少），均应填写到本技术规范书的差异表中。如投标方没有对本技术规范书的要求提出书面异议(或差异)，招标方则认为投标方完全接受和同意本技术规范书的要求。

1.4投标方应执行本技术规范书所列标准，有不一致时，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标准版本。合同签订后2个周，投标方应按本规范的要求，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确认。

1.5 本技术规范书经招标方、投标方双方确认后作为合同的技术附件，与合同正文具有同等的法律效力。

1.6如果本技术规范书的描述存在矛盾或不一致之处，或技术部分和商务部分在供货范围的描述存在矛盾或不一致之处，或投标方所提供的投标文件前后有不一致的地方，应以更有利于设备安装运行、工程质量为原则，由招标方确定执行原则。

1.7投标方对供货范围内的成套系统设备（含辅助系统及设备、附件等）负有全责，即包括分包（或对外采购）的产品。分包（或对外采购）的主要产品制造商应征得招标方的认可。

1.8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，投标方保证招标方不承担有关设备专利的一切责任，且设备合同价不变。

1.9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。投标方提供的所有软、硬件产品均应是该品牌供货时的主流配置，本工程不使用已过时（即将淘汰）及试验性的产品。

1.10招标方有权提出因规范标准和规程发生变化而产生的一些补充要求，具体项目由供需双方共同商定。当参数发生变化时而补充的变化要求，本设备合同价不变。

**2 工程概况**

梁冲光伏电站位于云南省玉溪市新平县扬武镇大开门社区高粱冲小组，场址在高粱冲背后的山坡上，地理坐标东经 102°7′9.42″～ 102°8′29.45″、北纬 23°58′52.44″～ 23°58′21.99″之间，场址高程在1199m～1434m之间，开关站自然标高在1240m~1255m。污秽等级E级，海拔高度1500米。

本工程新建一座35kV开关站，并以35kV电压等级送出。采用一级升压方式，即0.8kV→35kV。35kV采用户内金属铠装手车式高压开关柜，规划采用单母线分段接线，本期采用单母线分段接线，本期共2个集电进线柜、1个站变柜、2个母线PT柜、2个出线柜、1个分段柜、1个联络柜。根据接入系统报告开关站暂不设置无功补偿装置。35kV系统采用消弧线圈并小电阻的接地方式由鲁奎山项目升压站统一配置。

**3 标准和规范**

本工程所有设备、备品备件，包括投标方从第三方获得的所有附件和设备，除本协议中规定的技术参数和要求外，其余均应遵照最新版本的电力行业标准（DL）、国家标准（GB）和IEC标准及国际单位制（SI），这是对设备的最低要求。投标方如果采用自己的标准或规范，必须向招标方提供中文复印件并经招标方同意后方可采用，但不能低于最新的DL、GB和IEC的有关规定。

所有螺栓、双头螺栓、螺纹、管螺纹、螺栓夹及螺母均应遵守国际标准化组织（ISO）和国际单位制（SI）的标准。

投标方提供的设备及附属设备应满足下列规范和标准的要求，但不局限于以下标准，以下标准应执行最新版本，当标准不一致时按高标准执行。

|  |  |
| --- | --- |
| 标准号 | 标准名称 |
| GB 4208 | 外壳防护等级（IP代码） |
| GB 50171 | 电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范 |
| GB 50217 | 电力工程电缆设计标准 |
| GB/T 2887 | 电子计算机场地通用规范 |
| GB/T 7261 | 继电器及装置基本试验方法 |
| GB/T 9813 | 微型计算机通用规范 |
| GB/T 11287 | 量度继电器和保护装置的振动、冲击、碰撞和地震试验 |
| GB/T 14285 | 继电保护和安全自动装置技术规程 |
| GB/T 15153 | 远动设备及系统 |
| GB/T 16435.1 | 远动设备及系统　接口（电气特性） |
| GB/T 17626 | 电磁兼容 试验和测量技术 |
| DL/T 478 | 静态继电保护及安全自动装置通用技术条件 |
| DL/T 860 | 变电站通信网络和系统 |
| DL/T 720 | 电力系统继电保护柜、屏通用技术条件 |
| DL/T 5136 | 火力发电厂、变电站二次线设计技术规程 |
| DL/T 5137 | 电测量及电能计量装置设计技术规程 |
| GB 38755 | 电力系统安全稳定导则 |
| GB∕T 40594 | 电力系统网源协议技术导则 |
| GB∕T 40595 | 并网电源一次调频技术规定及试验导则 |
| DL/T 1870 | 电力系统网源协调技术规范 |
| Q/GDW140 | 交流采样测量装置运行检验管理规程 |
| 南方电网 | 南方电网反事故措施（最新版） |
| 国家能源局 | 防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023版） |

**4 技术参数**

**4.1 计算机监控系统**

计算机监控系统设备分为站控层设备和间隔层设备。开关站监控采用双以太网结构，网络传送规范采用TCP/IP网络规范，网络传输速率≥100Mb/s。主机兼操作员工作站、五防工作站、AGC/AVC工作站和打印机布置在开关站中控室，其它组屏安装在继保室。间隔层设备主要包括测控、保护装置和网络接口设备。35kV的间隔层设备采用保护测控一体化装置，安装于35kV配电装置柜内，设备通讯接入综合自动化系统。

**计算机监控系统配置远程集控系统接口。**

4.1.1 基本技术条件

4.1.1.1额定值

额定交流电压：220V

额定直流电压：220V

UPS电压：AC220V

额定频率：50Hz

TA二次额定电流：1A

TV二次额定电压：100V（线电压），100/（相电压）

特殊量输入：4～20mA ，DC 0～300V，AC 0～450V。

4.1.1.2 接地与隔离要求

计算机监控系统不设置单独的接地网，接地线与变电站主接地网连接。系统的机柜以及电缆屏蔽层均应可靠接地。监控系统各间隔之间，间隔层与站控层之间的连接，以及设备通信口之间的连接应有隔离措施。

4.1.1.3 环境温度要求

计算机监控系统屏为室内布置，当室内温度5～+40℃，装置应能满足规范所规定的精度。室内温度在-5～+45℃时，装置应能正常工作，不拒动不误动。

4.1.1.4 电磁兼容性要求

在雷击过电压、一次回路操作、开关场故障及其它强干扰作用下，在二次回路操作干扰下，装置包括测量元件，逻辑控制元件，均不应误动作。装置不应要求其交直流输入回路外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求。系统装置的电磁兼容性能应满足国标要求。

4.1.1.5直流电源的影响

4.1.1.5.1 I/O测控装置屏各装置应配备有直流快速小开关。

4.1.1.5.2 直流电源电压在80%～120%额定值范围内变化时，装置应正确工作。直流电源波纹系数≤5%时，装置应正确工作。

4.1.1.5.3 拉合直流电源时，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，装置不应误动作。

4.1.1.5.4 各装置的逻辑回路应由独立的直流/直流逆变器供电，在直流电源恢复（包括缓慢恢复）至额定电压的80％时，装置的直流变换电源应能可靠自起动。

4.1.1.5.5 当交流电源电压在85%～110%额定值范围内，谐波分量不大于5%，频率在47.5～52.5Hz之间变化时，设备应能正常工作。

4.1.1.6 自诊断功能

4.1.1.6.1 装置异常及交直流消失等应有告警信号及各装置应有自诊断功能，装置本身也应有LED信号指示。

4.1.1.6.2 配置的软件应与系统的硬件资源相适应，除系统软件、应用软件外，还应配置在线故障诊断软件，数据库应具有在线修改运行参数、在线修改屏幕显示画面等功能。软件设计应遵循模块化和向上兼容的原则。软件技术规范、汉字编码、点阵、字型等都应符合相应的中国国家标准。

4.1.1.7 其他要求

4.1.1.7.1 屏上各测控装置应有隔离措施，以便根据需要断开或连接。

4.1.1.7.2 装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

4.1.1.7.3 计算机监控系统中任一设备故障时，均不应影响其它设备的正常运行工作；站级控制层发生故障而停运时，不能影响间隔级控制层设备的正常运行工作。

4.1.2 计算机监控系统配置

监控系统采用开放式分层分布结构，由站控层、间隔层以及网络设备构成。站控层设备按变电站远景规模配置，间隔层设备按本期规模配置。

4.1.2.1 系统设备配置

（一）站控层设备

（1）主机、操作员站：监控主机用作站控层数据收集、处理、存储及网络管理的中心。操作员站是站内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，等等。运行人员可通过操作员站对变电站各一二次设备进行运行监测和操作控制；可完成数据库的定义、修改，系统参数的定义、修改，报表的制作、修改，以及网络维护、系统诊断等工作。

（2）五防工作站：根据变电站的防误闭锁方案，配置1台五防工作站，通过五防工作站实现对全站终期设备的五防操作闭锁功能。在五防工作站上可进行操作预演，可检验、打印和传输操作票，并对一次设备实施“五防”强制闭锁。五防锁具按本期规模配置。

（3）智能设备接口装置（通讯管理机）：为智能通信及规约转换装置，用于智能设备与当地监控通信。智能设备接口装置处于中间层，对上（与当地监控系统通信）、对下（与交直流一体化电源、无功补偿装置、消防报警、电能量采集以及风机监控通信服务器等智能设备通信）均应支持多种通信接口和多种通信规范。提供的对上通信接口类型至少应有：提供4个以太网接口、2个RS232串口。提供的对下通信接口类型至少应有RS232/RS485/RS422（双绞线或光纤）、LON网、以太网（双绞线或光纤）通信，至少提供10个以太网（双绞线或光纤）、16个串行、双绞线接口、2个LON网接口。

（4）打印机：配置一台具有网络打印功能的激光打印机（A3、A4、A5幅面）。

（二）网络设备

（1）工业以太网交换机：配置工业以太网交换机，用于监控系统A/B双网。网络传输速率≥100Mbps，实现站级单元的信息共享以及站内设备的在线监测、数据处理以及站级联锁控制，设备组屏布置。每台工业以太网交换机应满足以下要求：

* 端口：16/28个100M RJ-45端口+2个100FX多模光纤1300nm-ST接口
* 传输距离：至少2km
* 支持VLAN、RSTP（快速生成树）、MSTP（多生成树）、广播风暴抑制、端口速率限制优先级队列
* 电源：DC220V
* 工作温度：-40ºC~+85ºC，自冷散热方式（无风扇）；
* 防护等级：IP40，封装至少为镀锌钢等金属结构
* 满足标准：IEEE1613 Class2(电力)，IEC61850-3(电力)
* 安装方式：19"机架安装，后出线
* 电磁兼容性要求：

IEC61000-4-2静电放电抗扰度：接触放电±8kV，空气放电±15kV；

EN 61000-4-3辐射电磁场抗扰度：35V/m；

IEC61000-4-4电快速瞬变脉冲群抗扰度：电源±4kV / 以太网接口±2kV

EN 61000-4-5浪涌（冲击）抗扰度：电源共模±4kV/差模±2kV，以太网接口共模±4kV；

* 通过KEMA测试，或国内电力工业权威机构检测合格。

（2）其他网络设备：包括光/电转换器，接口设备（如光纤接线盒）和网络连接线及网络安全设备等完成监控系统通信所需的全部接口设备及连接件。

(三) 间隔层设备

（1）I/O测控装置：I/O测控装置具有交流采样、测量、防误闭锁、同期检测、断路器操作和单接线状态及测量数字显示等功能，对全所运行设备的信息进行采集、转换、处理和传送。

I/O测控装置的配置原则为：

a)装置应拥有单断路器测控、分接头的调节、隔离接地开关的控制及与用于温度、直流系统测量的常规变送器的接口。

b)每套装置至少应有以下功能：

* + 96路自定义遥信开入，开关量输入为DC220V光电隔离输入;
  + 2组电压、2组电流的模拟量输入，其基本计算量有电流、电压、电度计算、频率、功率及功率因数；
  + 4路变送器接口单元；主变本体测控装置至少17档主变分接头位置BCD码的输入单元；至少4路4~20mA模拟量输入单元。
  + 遥控输出至少配置为8路遥控分合，遥控出口为空节点，遥控分合闸无公共点，出口动作保持时间可程序设定；
  + 遥控事件记录及事件SOE；
  + 支持电力行业标准DL/T1667（IEC60870-5-103标准）和DL/T 860（IEC61850）的通讯规约，配有独立的双以太网（100Mbps），超五类或光纤通讯接口；
  + 对时功能：装置具有同步对时接口，同步对时方式采用RS485串行数据通信接口接收IRIG-B(DC)时码作为对时信号源，对时误差小于1ms
  + 逻辑闭锁功能，闭锁逻辑可编程；
  + 大屏幕液晶，图形化人机接口，主接线图、开关、刀闸及模拟量的显示，菜单及图形界面可编辑，并通过系统网络直接下载。

2）35kV线路宜采用保护测控一体化装置，就地布置在35kV开关柜上。

4.1.2.3 系统网络结构

监控系统网络结构采用间隔层设备直接上站控层网络，测控装置直接与站控层通讯的结构。在站控层网络失效的情况下，间隔层应能独立完成就地数据采集控制层的监测和断路器控制功能。

站控层网络负责站控层各个工作站之间和来自间隔层的全部数据的传输和各种访问请求。硬件设备、数据链路用以太网构成，网络传送规范采用TCP/IP网络规范，网络传输速率≥100Mb/s，站控层网络按双网配置，网络配置规模需满足工程远期要求。

4.1.2.4 监控系统硬件要求

计算机监控系统应该用标准的、网络的、分布功能和系统化的开放式的硬件结构。计算机的存储和处理能力应满足本变电站的远景要求，输入输出设备及I/O测控装置应满足本期工程要求，并考虑扩建需要。

I/O测控装置应是模块化的、标准化的、容易维护更换的、允许带电插拔的，任何一个模块故障检修时，应不影响其它模块的正常工作。所有I/O测控装置的部件在输入输出回路上都必须具有电气隔离措施。

二次设备室内设备之间的通信介质采用屏蔽双绞线通讯，需穿越室外电缆沟的通信媒介则采用光缆。光缆应有外保护层，能承受一定的机械应力。

4.1.2.5 监控系统软件要求

* + 1. 监控系统应采用先进的、成熟稳定的、标准版本的工业软件，有软件许可，软件配置应满足开放式系统要求，由实时多任务操作系统软件、支持软件及监控应用软件组成，采用模块化结构，具有实时性、可靠性、适应性、可扩充性及可维护性。站控层主机兼操作员站应采用安全操作系统，并且应是正版软件。
    2. 应采用最新版本的完整的操作系统软件，它应包括操作系统生成包、编译系统、诊断系统和各种软件维护、开发工具。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。
    3. 数据库的规模应能满足监控系统基本功能所需的全部数据，并适合所需的各种数据类型，数据库的各种性能指标应能满足系统功能和性能指标的要求。数据库应用软件应具有实时性，能对数据库进行快速访问，对数据库的访问时间必须小于0.5ms；同时具有可维护性及可恢复性。对数据库的修改，应设置操作权限。
    4. 应采用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。
    5. 应用软件应采用模块化结构，具有良好的实时响应速度和可扩充性。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。
    6. 应国家发展改革委2014年第14号令 《电力监控系统安全防护规定》、2015年2月国家能源局的《电力监控系统安全防护总体方案》等安全防护方案评估规范（国能安全【2015】36号）通知的要求，为保证服务器不被入侵，重要的数据和文件不被更改、删除、非法拷贝；关键业务、进程不被非法停止,必须在主机上部署防护产品。构建一个由网络边界到核心的纵深多层次防护体系，**须采用主机加固软件对操作系统进行安全防护**。

主要功能有：

安全操作系统产品需支持跨平台统一管理要求，采用集中式管理

安全操作系统产品应为保护透明模式应用，不影响原有系统正常应用。

安装和卸载容易，安装不修改操作系统内核，卸载后系统可完全恢复到安装前的状态，系统断电重启时仍能保持原有安全设置。

具有系统自身的保护功能，保护系统自身进程不被异常终止、伪造、信息注入。

支持细粒度的多种资源客体的强制访问控制，允许多种资源主体类型以不同访问权限对多种资源客体设制访问规则。访问控制资源客体包含文件、端口、进程、服务、网络共享、磁盘、注册表。

支持对各种资源添加敏感标记，通过对主体和客体进行标记，遵循BLP安全模型原则，保证数据的游走，使数据的安全得到有效地保证。

支持对CPU、内存、磁盘、进程等资源的异常检测，可以根据需求配置检测策略，可以选择邮件或者短信报警方式传送到报警工作站。

产品安装后无须重启系统，对系统总体性能影响不超过2%。

使用便利通过图形化界面配置，拖动资源可完成管理配置操作。

支持核心服务器系统状态监控，防BOF（缓冲区溢出漏洞）攻击 保护系统在内核层检测攻击及防止获得root shell，强制结束进程及自动阻断其行为，并记录在日志中，防BOF攻击。

4.1.3 计算机监控系统功能

4.1.3.1数据采集和处理

监控系统通过I/O测控装置实时采集模拟量、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。

I/O数据采集单元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、刻度计算等加工，从而提供可应用的电流、相电压、有功功率、无功功率，功率因数等各种实时数据，并将这些实时数据传送至站控层和各级调度中心、集控中心。

监控系统应能与保护测控装置进行数据通信，收集各保护测控装置的录波信息，通过必要的软件，对事故进行分析。

（一）采集信号的类型

采集信号的类型分为模拟量、状态量（开关量）。

（1）模拟量：包括电流、电压、温度量等。

（2）状态量（开关量）：包括断路器、隔离开关以及接地开关的位置信号、一次设备的告警信号、继电保护和安全自动装置的动作及告警信号、运行监视信号、变压器有载调压分接头位置信号等。

（二）信号输入方式

（1）模拟量输入：间隔层测控装置电气量除直流电压、温度通过变送器输入外，其余电气量采用交流采样，A/D转换位数≥14位，采样精度不低于0.5级；输入TA、TV二次值，计算I、U、P、Q、F、COSΦ。交流采样频率 ≥ 32点/周波，应能采集到13次谐波分量，变送器输出为4～20mA，DC 0～150V（DC 0～250V），AC 0～450V。

（2）状态量（开关量）输入：通过无源接点输入；断路器、隔离开关、接地开关等取双位置接点信号；

（3）保护信号的输入：重要的保护动作、装置故障信号等通过无源接点输入；其余保护信号通过保护信息采集器通过以太网接口或串口与监控系统相连，或通过保护及故障录波子站上传各类保护信息。

（4）智能设备接口信号接入：站内智能设备主要包括交直流一体化电源、电度表、无功补偿装置、消防报警以及风机监控通信服务器、主要设备在线监测系统等。监控系统智能接口设备采用数据通信方式收集各类信息，且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。

(三)数据处理

（1）模拟量处理

定时采集：按扫描周期定时采集数据并进行相应转换、滤波、精度检验及数据库更新等。

越限报警：按设置的限值对模拟量进行死区判别和越限报警，其报警信息应包括报警条文、参数值及报警时间等内容

（2）状态量处理

定时采集：按快速扫描方式周期采集输入量、并进行状态检查及数据库更新等。

设备异常报警：当被监测的设备状态发生变化时，应出现设备变位指示或异常报警，其报警信息应包括报警条文、事件性质及报警时间。

事件顺序记录：对断路器位置信号、继电保护动作信号等需要快速反应的开关量应按其变位发生时间的先后顺序进行事件顺序记录。

（1）开关事故跳闸到指定次数或开关拉闸到指定次数，推出报警信息，提示用户检修。

（2）当某一设备设置为挂牌操作时，与该设备相关联的状态量报警和操作将被闭锁。

4.1.3.2数据库的建立与维护

（一）数据库的建立

（1）实时数据库：存储监控系统采集的实时数据，其数值应根据运行工况的实时变化而不断更新，记录着被监控设备的当前状态。

（2）历史数据库：对于需要长期保存的重要数据将存放在历史数据库中。应提供通用数据库，记录周期为1分钟～1小时一次可调。历史数据应能够在线存储1年，所有的历史数据应能够转存到光盘或磁带等大容量存储设备上作为长期存档。

对实时数据库中的每一个检测点，都可以由用户事先定义并按设定的周期，以秒、分、时、日、月、年等时间间隔转存入历史数据库。对于状态量变位、事件、越限等信息，应按时间顺序分类保存在历史事件库中，保存时间可由用户自定义为几个月、几年等。

（二）数据库的维护

（1）数据库应便于扩充和维护，应保证数据的一致性、安全性；可在线修改或离线生成数据库；用人—机交互方式对数据库中的各个数据项进行修改和增删。

（2）可方便地交互式查询和调用。

4.1.3.3 控制操作

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。

（一）自动调节控制

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。

（1）电压—无功自动调节控制（该功能需服从运行管理部门的要求）

计算机监控系统应能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启动时也应产生报告。上述几种报告均应打印输出。

（二）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；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。

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。对于遥控，需要设置各个控制源的遥控投退压板，当遥控投退压板投入时则允许当前控制源对站内可控设备的操作权，否则取消操作权。

（三）监控系统的控制输出

控制输出的接点为无源接点，接点的容量对直流为220V，5A，对交流为220V，2.5A。

（1）对35kV所有断路器的控制输出：1个独立的合闸接点和1个独立的跳闸接点。

（2）对于遥控刀闸35kV带电动机构的隔离开关的控制应为：1个独立的合闸接点、1个独立的跳闸接点和1个独立的闭锁接点。合闸、跳闸输出，均应通过监控系统闭锁逻辑判断。闭锁接点应能实时正确反映隔离开关的闭锁状态，当满足相关闭锁条件，允许对该隔离开关进行操作时，该闭锁输出接点闭合，以接通电动操作机构的控制电源回路；且该接点应能长期保持，直到闭锁条件不满足时，该接点断开以切断电动操作机构的控制电源。

4.1.3.4 智能防误系统

五防工作站服务器独立配置，五防工作站服务器按照终期规模配置，其他按照工程实际建设规模配置。应具有五防功能：

防止误拉、合断路器；

防止带负荷拉、合刀闸；

防止带电挂接地线；

防止带地线送电；

防止误入带电间隔。

（一）防误闭锁方案

变电站的防误操作闭锁采用以下方案：

监控系统设置“五防”工作站。远方操作时通过“五防”工作站实现全站的防误操作闭锁功能，就地操作时则由电脑钥匙和锁具来实现，在受控设备的操作回路中串接本间隔的闭锁回路。

（二）设备功能要求

（1）采用“五防”工作站防止电气误操作的设备要求。

1）监控系统操作经微机防误系统闭锁，其它操作使用电脑钥匙进行常规操作。在五防工作站显示一次主接线图及设备当前位置情况，进行模拟预演及开出操作票。

2）具有操作票专家系统，利用计算机实现对倒闸操作票的智能开票及管理功能，能够使用图形开票、手工开票、典型票等方式开出完全符合“五防”要求的倒闸操作票，并能对操作票进行修改、打印。

3）具有操作及操作票追忆功能。电脑钥匙应记录在五防工作站上模拟的操作步骤，以及执行操作过程中的实际操作步骤，并对错误的操作步骤做提示标志。应能记录16个以上的操作任务。

4）具有检修、传动功能（设置此状态时需使用专用钥匙）

将五防工作站设置检修状态后，五防工作站上拉合检修（传动）设备偶数次（拉合单数次应报警提示），则选定的设备在监控系统系统和电脑钥匙中应开放闭锁条件，同时闭锁其它所有设备。检修操作完毕之后，应能将电脑钥匙回传并与检修前记忆开关位置比对，在确认对位无问题后方可恢复正常状态。设置检修状态的设备应无数量限制并可重复设置。

5）电脑钥匙可跳步（使用此功能需专用解锁钥匙）

在操作过程中锁具出现问题，使用解锁钥匙完成此步操作后，可使用专用解锁钥匙在电脑钥匙中跳过此步，继续执行以后的操作。

6）具有操作终止功能。在操作过程中遇特殊情况终止操作，将电脑钥匙回传，主机应确认已完成的操作，并提示恢复未完成的操作步骤。在电脑钥匙发出“无电”报警时应能完成此项功能。

7）具有重复操作功能。监控操作和使用电编码锁操作时，如设备未操作到位，可重复操作此步及此设备反方向的一步，同时记忆设备的位置。

8）电脑钥匙可执行提示性操作。在某些操作步骤前可加步骤提示（如验电、检查负荷）。

9）电脑钥匙具有全汉字库汉字显示设备编号，并具有操作步骤提示功能（语音提示功能运行单位自选），汉字库标准使用最新版。

10）电脑钥匙应具有抗各种干扰的能力。在雷击过电压，一次回路操作，配电装置内故障及其它强干扰作用下，电脑钥匙应能正常工作。

11）电脑钥匙应采用智能充电装置，具有掉电记忆、自学锁编码、锁编码检测、操作票浏览、操作记忆、音响提示功能;且钥匙本身具有电能量显示和无电报警。配置电脑钥匙2个。电脑钥匙应在室外零下20度温度也能正常使用. 电脑钥匙应每充电一次可连续操作在4h以上。

12）电脑钥匙与五防工作站间信息传递，无电气触点，保证不受外界干扰.

13）锁具应有专用的解锁钥匙3个。

14）有状态检测器，可防走空程序。具备操作票专家系统。

15）室外机械编码锁制作应采用防氧化和防腐材料.

16）电脑钥匙应有内部照明，在晚上操作时能看清显示。

17）锁具设置要求

站内可操作（电动、手动）的高压电气设备须加装锁具（电编码锁、机械编码锁），数量应满足现场实际需要。隔离开关、接地开关、临时接地线、网门、遮栏门等采用电编码锁或挂锁式机械编码锁进行闭锁。

（三）其他要求

闭锁逻辑应经运行单位确认，闭锁条件应满足初期和最终规模的运行要求，修改、增加联锁条件、设备编码应满足运行要求。

（四）系统配置

* **硬件配置**

1) 工业级计算机1台(包括主机、24寸液晶彩显、键盘、鼠标、网卡、显卡等)，性能应能满足“五防”系统要求。

2) 电脑钥匙及充电座2套。

3) 锁具及其附件、接地头、接地桩、验电器、闭锁盒、状态检测器、解锁钥匙、智能钥匙管理机等(数量按开关站电气主接线的实际规模确定，锁具按20%提供备品备件)。

* **软件配置**

1) 操作票专家系统；

2) 与开关站监控系统通信接口；

3) 防误操作系统图形软件；

4) 多媒体1套。

4.1.3.5 同期

35kV断路器均可为同期检测点。监控系统应能实现同期检测及操作。合闸检测分为检无压合闸和检同期合闸。同期检测部件（位于间隔层）检测来自断路器两侧的母线TV及线路TV的输入电压的幅度、相角及频率的瞬时值，实行自动同期捕捉合闸。监控系统应能根据电气接线状态，自动选择同期检测的对象。

4.1.3.6报警处理

监控系统应具有事故报警和预告报警功能。事故报警包括非正常操作引起的断路器跳闸和保护装置动作信号；预告报警包括一般设备变位、状态异常信息、模拟量或温度量越限等。

（一）事故报警

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。

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。

（二）预告报警

预告报警发生时，除不向远方发送信息外，其处理方式与上述事故报警处理相同（音响和提示信息颜色应区别于事故报警）。部分预告信号应具有延时触发功能。

（三）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。

4.1.3.7事件顺序记录及事故追忆

当变电站一次设备出现故障时，将引起继电保护动作、断路器跳闸，事件顺序记录功能应将事件过程中各设备动作顺序，带时标记录、存储、显示、打印，生成事件记录报告，供查询。系统保存1年的事件顺序记录条文。事件分辨率：测控装置≤1ms，站控层≤2ms。事件顺序记录应带时标及时送往调度主站。

事故追忆范围为事故前1min到事故后2min的所有相关模拟量值，采样周期与实时系统采样周期一致。系统可生成事故追忆表，以显示、打印方式输出。

4.1.3.8画面生成及显示

系统应具有电网拓扑识别功能，实现带电设备的颜色标识。所有静态和动态画面应存储在画面数据库内。应具有图元编辑图形制作功能，使用户能够在任一台主计算机或人机工作站上均能方便直观的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，并且对画面的生成和修改应能够通过网络广播方式给其他工作站。在主控室运行工作站显示器上显示的各种信息应以报告、图形等形式提供给运行人员。

4.1.3.9 在线计算及制表

（1）系统应向操作人员提供方便的实时计算功能。

（2）应具有加、减、乘、除、积分、求平均值、求最大最小值和逻辑判断，以及进行功率总加、电量分时累计等计算功能。

（3）供计算的值可以是采集量、人工输入量或前次计算量，这些计算从数据库取变量数据，并把计算结果返送数据库。

（4）计算结果应可以处理和显示，并可以对计算结果进行合理性检查。

（5）应可以由用户用人机交互方式或编程方式定义一些特殊公式，并按用户要求的周期进行计算。

（6）监控系统应能生成不同格式的生产运行报表。

4.1.3.10 远动功能

根据系统调度部门要求定义需要的数据，包括遥测量、遥信量、遥控量。

4.1.3.11 时钟同步

监控系统设备应从站内时间同步系统获得授时（对时）信号，保证各工作站和I/O测控装置的时间同步达到1ms精度要求。当时钟失去同步时，应自动告警并记录事件。监控系统的对时接口优先选用 IRIG-B对时方式。

4.1.3.12人—机联系

主要包括：调用、显示和拷贝各种图形、曲线、报表；发出操作控制命令；数据库定义和修改；各种应用程序的参数定义和修改；查看历史数值以及各项定值；图形及报表的生成、修改；报警确认，报警点的退出/恢复；操作票的显示、在线编辑和打印；日期和时钟的设置；运行文件的编辑、制作。

4.1.3.13系统自诊断和自恢复

远方或变电站负责管理系统的工程师可通过工程师工作站对整个监控系统的所有设备进行的诊断、管理、维护、扩充等工作。系统应具有可维护性，容错能力及远方登录服务功能。

系统应具有自诊断和自恢复的功能。系统应具有自监测的功能，应提供相应的软件给操作人员，使其能对计算机系统的安全与稳定进行在线监测。系统应能够在线诊断系统硬件、软件及网络的运行情况，一旦发生异常或故障应立即发出告警信号并提供相关信息。应具有看门狗和电源监测硬件，系统在软件死锁、硬件出错或电源掉电时，能够自动保护实时数据库。在故障排除后，能够重新启动并自动恢复正常的运行。某个设备的换修和故障，应不会影响其他设备的正常运行。

4.1.3.14与其他设备的通信接口

（一）监控系统与继电保护的通信接口

监控系统以串口或网口的方式与保护装置连接获取保护信息。监控系统与保护装置、保护及故障信息管理子站的联网方案如下：

考虑在监控系统后台实现继电保护装置软压板投退、远方复归的功能，保护及故障信息管理子站系统与监控系统分网采集保护信息。保护装置可直接通过网口，按照子站系统和监控系统对保护信息量的要求，将保护信息分别传输至子站系统和监控系统，故障录波单独组网后直接与子站连接。

（二） 监控系统与其他智能设备的通信接口

监控系统智能接口设备主要采用数据通信方式（RS-485通讯口和RJ45-OPC接口）收集各类信息，经过规约转换后通过以太网传送至监控系统主机。

4.1.3.15运行管理

计算机监控系统根据运行要求，可实现如下各种管理功能：

（一）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；

（二）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；

（三）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；

（四）操作票：根据运行要求开列操作票、进行预演，并能进行纠错与提示；

（五）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。

（六）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。

（七）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。

4.1.4 系统性能指标

计算机监控系统至少应满足以下性能指标要求：

（1）模拟量测量误差≤0.2%

（2）电网频率测量误差≤0.01Hz

（3）事件顺序记录分辨率（SOE）：站控层≤2ms，间隔层测控装置≤1ms

（4）模拟量越死区传送时间（至站控层显示器）≤2s

（5）开关量变位传送时间（至站控层显示器）≤1s

（6）遥测信息响应时间（从I/O输入端至远动工作站出口）≤3s

（7）遥信变化响应时间（从I/O输入端至远动工作站出口）≤2s

（8）控制命令从生成到输出的时间≤1s

（9）双机系统可用率≥99.9％

（10）控制操作正确率100％

（11）站控层平均无故障间隔时间（MTBF）≥20000小时

间隔级测控装置平均无故障间隔时间≥30000小时

（12）各工作站的CPU平均负荷率：

正常时（任意30min内）≤30％

电力系统故障（10s内）≤50％

（13）网络负荷率

正常时（任意30min内）≤20％

电力系统故障（10s内）≤40％

（14）模数转换分辨率≥12位

（15）整个系统对时精度≤1ms

**4.2 全站时间同步设备**

**4.2.1 基本技术条件**

4.2.1.1 电源

主钟、时钟扩展单元应采用双电源供电功能，能同时适应以下供电电源：

4.2.1.1.1 交流电源。

（一）额定电压：220V，允许偏差为－20％～＋15％；

（二）频率：50Hz，允许偏差±5％；

（三）交流电源波形为正弦波，谐波含量小于5％。

4.2.1.1.2 直流电源。

（一）额定电压：220V，允许偏差为－20％～＋15％；

（二） 直流电源电压纹波系数小于5％。

4.2.1.2 设备性能

绝缘性能、耐湿热性能、机械性能、电磁兼容性、可靠性、可维修性、安全性不应低于国家及行业相关标准要求。

**4.2.2 技术性能要求**

4.2.2.1 时间同步系统功能

时间同步系统的主要功能就是为变电站用时设备提供全站统一的时间基准。

4.2.2.2 时间同步系统组成

时间同步系统由：主钟、时钟扩展单元、传输介质组成。

4.2.2.3 主钟技术要求与指标

主钟由：时间信号同步单元、守时单元、时间信号输出单元、显示与告警单元组成。

4.2.2.3.1 时间信号同步单元技术要求

（一）时间信号同步单元接收基准时间信号，并将本地时间同步到基准时间。

（二）时间信号同步单元应能同时接收：

（1）北斗基准时间信号；

（2） GPS基准时间信号；

（三） 变电站应实现双主钟配置。

4.2.2.3.2 时间信号输出单元技术要求

（一） 输出单元应保证时间信号有效时输出，时间无效时应禁止输出或输出无效标志。

（二） 在多时间源工作模式下，时间输出应不受时间源切换的影响。

（三） 主时钟时间信号输出口在电气上均应相互隔离。

（四） 时间输出信号方式有：脉冲信号、IRIG-B码、串行口时间报文、网络时间报文等。

4.2.2.3.3 时间信号输出单元技术指标

**（一）脉冲信号**

脉冲信号有lpps、lppm、lpph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。

**（二）IRIG-B码**

IRIG-B码应符合IEEE C37.118的规定。

（1） IRIG-B（DC）码。

1）采用IRIG-B000格式；

2）每秒1帧，包含100个码元，每个码元10ms；

3）脉冲上升时间：≤100ns；

4）抖动时间：≤200ns；

5）秒准时沿的时间准确度：优于1μs；

6）接口类型： TTL电平、RS-422、RS-485或光纤；

7）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。

（2）IRIG－B（AC）码。

1）载波频率：1kHz。

2）频率抖动：≤载波频率的1％。

3） 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。

4）输出阻抗：600Ω，变压器隔离输出。

5）秒准时点的时间准确度：优于20μs。

6）采用IRIG-B120格式。

**（三）网络时间同步**

网络接口：电缆接口或光缆接口。

4.2.2.4 时钟扩展单元技术要求与指标

主钟的时间信号输出路数有限，应根据实际需要配置时钟扩展单元。时钟扩展单元应满足如下规定：

（一）时钟扩展单元的时间信号由主钟通过光接口输入，应支持A、B路输入，两路间自动切换。

（二） 时钟扩展单元应具有延时补偿功能，用来补偿主钟到扩展单元间传输介质引入的时延。

（三） 时钟扩展单元应具备自诊断功能，并支持通过本地人机界面、外部信息接口显示信息、设置配置参数。

4.2.2.5 传输介质的技术要求与指标

4.2.2.5.1传输介质的技术要求

主钟时间信号输出单元和时钟扩展单元要能支持使用同轴电缆、屏蔽控制电缆、音频通信电缆、光纤等传输介质来传递时间信号。

4.2.2.5.2 同一室内的时间同步系统设备之间及时间同步系统与外部设备之间的连接采用屏蔽控制电缆；跨小室的经过屋外配电区电缆沟的时间同步系统设备之间的连接采用单模光缆。

**4.3 110kV主变压器保护(不适用)**

**4.4 35kV母线保护**

4.4.1 保护配置

4.4.1.1 母线保护配置

（一）110kV/35kV母线配置单套母线保护。

（二）每面母线保护屏含1套母线差动保护装置。

4.4.2 保护功能

4.4.2.1 母线保护

（一）保护装置应是微机型的。保护装置的每个电流采样回路应能满足0.1IN以下使用要求，在0.05～20IN或者0.1～40IN时测量误差不大于5％。保护装置的采样回路应使用A/D冗余结构，采样频率不应低于1000Hz。

（二）母线保护应具有比率制动特性，以提高安全性。母线差动保护由分相式比率差动元件构成，母线大差比率差动用于判别母线区内和区外故障，小差比率差动用于故障母线的选择。

（三）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。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。

（四）对构成环路的各类母线，母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。对于各种类型区外故障，不应由于电流互感器的饱和以及短路电流中的暂态分量而误动，应能正确切除由区外转区内的故障。

（五）母线保护不应受TA 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TA。

（六）母线保护应能自动识别母联（分段）的充电状态，合闸于死区故障时，应瞬时跳母联（分段），不应误切除运行母线；

（七）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，并除母联（分段）TA断线不闭锁差动保护外，其余支路均经延时闭锁母线保护。当TV失压，装置应发出告警信号。

（八）母线保护仅实现三相跳闸，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。

（九）母线保护应具备TA电流自封功能。

（十）装置还应设有母联充电保护功能。充电过流保护应具有两段过流和一段零序过流保护功能。

4.4.2.2 跳闸出口接点

每套保护按接入元件配备出口。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。

4.4.2.3 信号硬接点

(一) 母差保护

（1）保护装置至计算机监控系统信号

母差保护动作；母差保护TA/TV断线；保护装置故障（含直流电源消失）；保护运行异常

（2）保护装置至故障录波器信号

母差保护动作

(二) 保护装置信号接点要求

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。

**4.4 220kV母线保护(不适用)**

**4.5 35kV线路保护**

4.5.1 线路光纤差动保护装置的要求。

1）线路光纤差动保护应具备以电流差动为主体的快速主保护，由三段过电流保护构成的全套后备保护。保护装置应配有重合闸功能、TV断线、TA断线、过负荷告警功能，装置应带有跳合闸操作回路。

2） 电流差动保护两侧起动元件和本侧差动元件同时动作才允许差动保护出口。线路两侧的电流差动保护装置均应设置本侧独立的电流起动元件，必要时可用交流电压量等作为辅助起动元件，但应考虑在TV断线时对辅助起动元件的影响，差动电流不能作为装置的起动元件。

3） 线路两侧电流差动保护装置应互相传输可供用户整定的通道识别码，并对通道识别码进行校验，校验出错时告警并闭锁差动保护。

4） 电流差动保护装置应具有通道监视功能，保护对通道中断或判断通道数据异常的情况应有完整的记录报告并发出报警信号，并在投标文件中阐明该情况下闭锁保护的延时时间及发通道异常告警信号的延时时间。

5） 重合闸可由保护跳闸起动。对于线路双侧都有电源的情况，重合闸应具备检同期方式和检无压方式，并可投退。

重合闸装置应有外部闭锁重合闸的输入回路，用于在手动跳闸、手动合闸、母线故障、延时段保护动作、断路器操作压力降低等情况下接入闭锁重合闸接点。

当不使用用于重合闸检线路侧电压和检同期的电压元件时，线路TV断线不应报警；用户可自行选择重合闸检同期所采用的线路电压的相别和额定值。

跳闸和重合闸信号应具备至少一组不保持接点和保持接点，保持接点可通过远方和就地复归。

4.5.2 光纤差动保护通道设备的要求。

1） 优先采用专用光纤通道。

2） 采用复用光纤时，优先采用2Mbit/s数字接口，对光纤通道的误码应有可靠的防护措施，确保通道传输发生误码时，不造成保护误动。

3） 保护室光配线柜至保护柜、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。

4） 线路纵联电流差动保护通道的收发时延应相同。2Mbit/s数字接口装置与通信设备采用75Ω同轴电缆不平衡方式连接。

5） 每个继电保护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。各光电转换装置失电、故障信号引至端子排。

6） 保护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、保护屏至光电转换装置之间连接用的引入光缆及敷设用穿管、光纤头熔接（包括备用纤芯）均由保护厂家同时配套提供，并负责与通信装置间的接口设计和配合。

除主保护外，还应包含相间保护、接地距离保护及零序电流保护功能。

线路保护通用参数参照南方电网公司要求执行。

**4.5 220kV线路保护(不适用)**

**4.6 频率电压紧急控制装置/防孤岛保护**

4.6.1测量装置安装处的电压、电流、频率及电压和频率的变化率。

4.6.2当电力系统有功功率缺额引起频率下降时，装置可根据频率下降值自动切除部分负荷，使系统有功供求重新平衡；当系统有功功率缺额较大时，装置配有根据df/dt 加速切负荷的功能，以期尽快制止频率下降，防止系统频率崩溃。

4.6.3当电力系统无功功率不足引起电压下降时，装置可根据电压下降值自动切除部分负荷，确保系统内无功平衡，使电网的电压恢复正常；当电力系统的电压下降较快时，装置配有根据du/dt 加速切负荷的功能，以期尽快制止电压下降，防止系统电压崩溃，并使电压恢复到允许的运行范围内。

4.6.4当地区电网有功功率过剩出现频率上升时，装置可根据频率上升值自动切除部分机组；当有功功率过剩较大时，装置配有根据df/dt 加速跳闸的功能，以期尽快制止频率上升，防止系统频率崩溃。

4.6.5当电力系统电压升高时，装置可根据电压上升值自动切除部分机组。

4.6.6装置配有短路故障检测、频率滑差（df/dt）闭锁、电压滑差（du/dt）闭锁、频率异常、频率超限、PT 断线告警、母线失压告警等完善的闭锁功能，可防止由于短路故障、负荷反馈、频率或电压的异常等情况引起的误动作。

4.6.7装置还可用于低频解列、低压解列、过频解列及过压解列、震荡解列等。

4.6.8装置需采用全封闭、高阻抗、小功耗继电器，减少装置的功耗和发热，以提高装置的安全性。

4.6.9装置所有信号在保护屏上有反映，所有信号引出三对接点，用于RTU、中央信号及故障录波，并能与综合自动化装置和保护管理机通讯。提供2路RS485通讯口和2路以太网接口，采用IEC60870-5-103和DL/T 860（IEC61850）规约文本。装置向子站或监控系统提供的信息包括：装置的运行定值及控制字；装置的当前运行定值区；装置的动作信号、动作时间；装置的自检状态，自检出错的类型，出错时刻；装置的当前压板状态；装置的当前模拟量。

4.6.10装置具有时钟同步接口，时钟同步对时方式采用RS-485双绞线接口的IRIG-B(DC)。

4.6.11装置应具有事件记录、故障录波功能，为分析装置动作行为提供详细、全面的数据信息。装置对故障信息记录的要求：

（一）事件记录内容应包括动作原因、动作时间、动作前后的模拟量（含频率）和开关量。

（二）故障录波内容应包括输入模拟量（含频率）和开关量。

（三）应能保证发生多重复杂故障或装置频繁启动时不丢失装置动作的记录信息。

（四）应能存储6次以上最新动作报告，每个报告应包含启动前0.2s至启动后20s的数据，数据应满足事故分析需要。数据记录存储数据的时间可根据实际需要加长，不限于20s。

（五）应能保证在装置直流电源消失时，不丢失已记录信息。

（六）装置记录的动作报告应分类显示。

4.6.12跳闸出口回路采用有触点继电器。跳闸出口继电器触点应有足够容量，跳闸出口继电器触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＜5ms）中的断开容量为50W。信号继电器触点的长期允许通过电流应不小于2A，在电感负荷的直流电路（t＜5ms）中的断开容量为30W。

4.6.13对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的开入量，应经抗干扰继电器重动后开入；抗干扰继电器的启动功率应大于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10ms～35ms，应具有抗220V工频电压干扰的能力。

**4.7 电能质量监测装置**

4.7.1装置配置要求

4.7.1.1硬件配置

装置硬件至少应满足以下要求：

4.7.1.1.1整套装置至少能满足4回线路监测，监测4组电压和4组电流。（每组电压采集A、B、C相电压；每组电流采集A、B、C相电流）

4.7.1.1.2采用32位高性能“PowerPC+DSP”为核心的嵌入式平台，提高数据处理能力和逻辑、控制能力。

4.7.1.1.3数据采集通道采用单通道单A/D 设计，每个通道独享一个16 位并行A/D，所有通道完全同步采样，且任何一路A/D 损坏都不影响其它通道数据的正常采集。

4.7.1.1.4具有大容量存储空间，实时数据掉电不丢失；

4.7.1.1.5电能质量数据支持PQDIF格式，事件触发录波数据支持COMTRAD格式。

4.7.1.1.6当地监控单元能够就地大屏幕液晶显示各项主要电能质量实时参数、波形等。

4.7.1.1.7装置背板每个通道均具有越限报警和跳闸接点，可以输出越限报警、跳闸信号，并可软件控制继电器是否对外部输出。

4.7.1.1.8具有双100M以太网口、RS232、RS485，支持外部IRIG-B（DC）码GPS对时。

4.7.1.2软件配置

装置应采用嵌入式实时操作系统作为软件平台，全部软件采用高级语言编程，保证了系统的高可靠性和高移植性；

4.7.2 装置功能要求：

装置除具有常规的电能质量稳态指标的监测外，还对电能质量的暂态扰动，主要是电压的骤升、骤降进行监测和记录。主要功能包括：

4.7.2.1基本测量量

电网频率；电压、电流有效值；总的有功、无功功率、功率因数。

4.7.2.2基本监测指标

三相基波电压、电流有效值，基波功率、功率因数、相位等；

电压偏差、频率偏差；

三相电压不平衡度、三相电流不平衡度、负序电压、电流；

谐波（2～50次）。包括电压、电流的总谐波畸变率、各次谐波含有率、幅值、相位；

各次谐波的有功、无功功率等；

4.7.2.3高级监测指标

间谐波；

电压波动、闪变；

电压骤升、骤降、短时中断；

暂时过电压、瞬态过电压。

4.7.2.4显示功能

装置面板应配置LCD显示器，以图形方式显示主要电能质量监测指标的实时数据。

4.7.2.5设置功能

可对装置硬件时钟进行设置，对监测参数进行设置、修改和查看，并设密码保护。

4.7.2.6记录存储功能

可对基本监测指标和高级监测指标实时保存，统计时间间隔可设置，3Min数据（保存最大值、最小值、平均值、95％概率大值中的一项）在装置上最长保存时间为30天，之后按”先进先出”原则更新。

4.7.2.7统计功能

装置具有对主要监测指标的在线统计功能，可统计一个时间段内监测指标的最大值、最小值、平均值、95％概率大值等。

4.7.2.8通讯功能

装置提供多种通讯接口方式，实现监测数据的实时传输或定时提取存储记录，可通过工业以太网接口与调度主站通讯。电能质量装置通信接入需满足与电网调度的通信接入要求。

4.7.2.9对时功能

装置具有硬对时接口，可以接受IRIG-B码对时或者秒脉冲对时信号，保持与远方管理中心的时钟一致。

4.7.2.10事件触发录波功能

可根据客户要求设定事件触发条件（手动或自动），记录事件触发前、后实时数据并保存，并保存有事件日志以供查询。

4.7.3 监测精度要求（以满足电网要求为准）

电压、电流：0.2%；

功率、功率因数：0.5%；

频率偏差：0.005Hz；

电压偏差：0.2%；

三相电压不平衡：0.2%；

三相电流不平衡：0.5%；

谐波：符合GB/T 14549-1993中附录D中的A级要求；

间谐波：符合GB/T 14549-1993附录D中对谐波要求的A级；

闪变：5％；

电压波动：5％

**4.8 宽频测量装置(PMU装置)**

4.8.1对设备的总体要求

宽频测量子站是安装在厂站的宽频测量装置和数据集中器的集合。

子站应包括相量测量单元、数据集中器和北斗、GPS授时单元。相量测量单元与数据集中器集中布置。

为保证装置的抗干扰性能，优先采用装置化硬件，不应采用工控机作为子站系统的核心组成部分。

采用嵌入式实时操作系统为软件运行平台，使用安全操作系统。

子站装置（包括通信接口装置）应采用直流供电，以提高运行可靠性。

4.8.2一般技术要求

为防止输入回路及采样回路出错，在软件上采用冗余容错外，需用计算量的物理关系对计算结果进行校核。（1）

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，让装置出现死机后的5分钟内重新进入正常工作状态。

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。

CT、PT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。

对于共电源的各功能板之间的电源联接部分应考虑退耦电路。在每个芯片的电源引脚上加无感吸收电容。

装置应能在线自检、事故记录、数据记录等功能。

装置应带有本地和远方通信接口，以实现就地和远方查询故障信息、装置信息以及修改定值等。装置应预留与开关站监控系统的信息交换接口，通信规约采用IEC 60870-5-103和DL/T 860（IEC61850）标准。

装置采用专用的北斗、GPS装置实现秒脉冲对时。

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。

装置应提供足够的输出接点供信号、远方起信等使用。

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。

为了方便定值的输入，装置应采用小键盘或PC机进行整定。

装置人机界面应友好；对装置访问应经多级口令控制。

装置的硬件组成应模块化，各模块应具有良好的可扩展性。

装置A/D转换精度应满足14bits, 采样率>=4800Hz；发送实时数据间隔不低于100Hz。

装置对外通信应用层规范应遵循《电力系统实时动态监测系统技术规范（试行）》。

所有的输入/输出连接，包括通信接口，一次设备接口和外部供电电源的接口均应有保护，并应详细说明防止各种瞬态冲击的保护措施。

4.8.3 装置主要功能要求

4.8.3.1实时监测

a) 装置应具备同时向主站传送实时监测数据的能力，不同主站对PMU的数据管理应是完全独立的，互不影响。

b) 装置应能接受多个主站的召唤命令，传送部分或全部测量通道的实时监测数据。

c) 装置实时监测数据的输出速率应可以在下列数值中整定：25次/秒、50次/秒、100次/秒。

d) 装置实时监测数据的输出时延（相量时标与数据输出时刻之时间差）应不大于30ms。

e) 装置可以通过监测发电机转子轴位置信号和机端电压相量来测量发电机内电势和发电机功角。也可以根据发电机电气参数和机端电压相量、电流相量来计算发电机内电势和发电机功角。

4.8.3.2实时记录

a) 装置应能实时记录全部测量通道的相量数据。

b) 装置实时记录数据的速率应可以在下列数值中整定：25次/秒、50次/秒、100次/秒，实时记录数据的速率可以与实时监测数据的输出速率不同，传送数据的内容也应可以独立定义。

c) 装置实时记录数据的保存时间应不少于14天。

d) 当电力系统发生事件时装置应能建立事件标识，以方便用户获取事件发生时段的实时记录数据。

e) 当装置监测到跳闸输出信号（空接点）或接到手动记录命令时应建立事件标识，以方便用户获取对应时段的实时记录数据。

f) 当同步时钟信号丢失、异常以及同步时钟信号恢复正常时，装置应建立事件标识。

4.8.3.3暂态录波功能

采样率：大于等于4800Hz

录波数据长度：故障前5s,故障后15s

故障录波的起动条件：

频率突变、频率越限

相电压突变、零序电压突变

相电压、正序电压、零序电压越限

相电流、正序电流、零序电流越限

相角差越限

线路低频振荡

开关量变位

手动或接受主站的触发命令起动

4.8.3.4装置通信

a) 装置应具有不少于两个网络接口和不少于两个RS-232/RS-485接口，建议优先选择以太网通信方式。

b) 装置的底层传输规范采用TCP/IP规范。

c) 装置应预留向当地厂站监控系统传送信息的接口，通信规范采用IEC 60870-5-103和DL/T 860（IEC61850）标准。

d) 装置对外通信时应用层规范应符合《电力系统实时动态监测系统技术规范》的要求。

e) 装置与主站之间采用电力调度数据网通信方式。本期新增相角监测装置应能接入到电网的主站系统，按主站的功能要求提供相关的实时数据、录波数据等。

4.8.3.5时钟同步

a) 装置应利用同步时钟（北斗、GPS系统的授时信号）作为数据采样的基准时钟源。

b) 装置应能利用北斗、GPS秒脉冲同步装置的采样脉冲，采样脉冲的同步误差应不大于±1µs。为保证同步精度，使用独立的北斗、GPS接收系统。

c) 当同步时钟信号丢失或异常时，装置应能维持正常工作。要求在失去同步时钟信号30分钟以内装置的相角测量误差不大于1度。

**4.9 故障录波装置**

4.9.1总的要求

要求故障录波器具有如下三种动态记录功能，包括高速故障记录、故障动态过程记录及长过程动态记录。故障录波器分别记录故障前10s到故障后60s电流、电压、保护装置动作及保护通道的运行情况及开关位置状态等。

4.9.2对故障动态过程记录设备的基本要求

具有按反应系统发生大扰动的系统电参量幅度及变化率判据而自起动和反应系统动态过程基本结束而自动停止的功能；也能由外部命令而起动和停止。

每次记录的数据必须随即快速地转出到中间载体，以迎接可能随之而来的下一次故障数据记录。其内存容量应满足连续在规定时间内发生规定次数的故障时能不中断地存入全部故障数据的要求。

有足够的抗干扰能力；满足规定的电气量线性测量范围；记录的数据可靠，不失真；记录的故障数据有足够安全性，不因供电电源中断或人为偶然因素丢失和抹去。

记录数据带有时标，并适应记录时间同步化要求。

按要求输出原始采样数据和经过处理取得的规定电参量值。

对外关系如下，

故障动态过程记录设备应收集和记录全部规定的故障模拟量数据和直接改变系统状态的继电保护跳闸命令、安全自动装置的操作命令和纵联保护的通道信号。模拟量直接来自主设备，而开关量则由相应装置用空触点送来。

故障动态过程记录设备原则上应作为变电所监控系统中的故障数据收集及单个数据处理(输出每一采样周波的有关电参量数值)的一个组成单元，并按要求接受监控计算机命令输出相应数据。

故障动态过程记录设备又是电网事故自动分析系统的一个组成单元，根据要求可经由专设的通信接口直接接受自动分析系统主站计算机的命令调出数据。

为了便于调度处理事故，在装设故障动态过程记录设备的变电所的配出线路或电力元件故障时，应立即直接输出有助于事故处理的极少量故障电参量。

为适应集中处理的要求，输出的动态过程记录数据应符合标准格式，规定与ANSI/IEEEC37.1111991COMTRADE兼容；记录短路故障等突发事件的数据，其时间标志应满足同步化要求。

记录装置本身可靠，便于维护，备品备件容易解决，具有自动测试功能；其绝缘试验标准及抗干扰要求与继电保护装置等同。

装置应具备接入保护及故障信息处理系统的接口，要求3个以太网口。并采用符合IEC61850通讯规约。

装置采用IRIG-B(DC)码与全站时间同步系统对时。

4.9.3记录的故障动态量

不低于18个电流量、4个电压量和128个开关量。

故障动态记录量的有效范围及分辨率

交流电流量：以额定电流有效值IN=1A，要求线性测量范围为工频有效值(0.1～20) IN，考虑直流分量。

交流电压量 ：以额定相电压有效值为标准，要求线性测量范围为工频有效值(0.01～2.0) UN。

开关量 ：分辨率不劣于0.5ms。

4.9.4起动故障动态记录的参数

内部自起动判据推荐值 ：

各相和零序电压突变量：ΔUφ≥±5%UN；ΔU0≥±2%UN。

电压越限：110%UN≤U1≤90%UN；U2≥3%UN；U0≥2%UN。

主变压器中性点电流：3I0≥10%IN。

频率越限与变化率：50.5Hz≤f≤49.5Hz；df/dt≥0.1Hz/s。

线路同一相电流变化：0.5s内最大值与最小值之差≥10%。

4.9.5起动量的接入电源

电压量取自电压互感器。

所有的电压起动量应防止因正常谐波量引起的误输出。

电压突变量ΔU不得在系统振荡时有输出。

当U1≤0.1UN的时间连续超过3s时，应自动退出U1≤90%UN起动判据。

主变压器中性点电流，分别接到保证至少在任何运行情况下有一台中性点投入运行的两台主变压器中性点电流互感器中。

判别电流变化率的一相线路电流应分别取自两条正常与主电源连接的线路的电流互感器中。

**4.10 保护及故障信息子站**

4.10.1装置的功能要求

子站系统主要功能为完成开关站内继电保护、故障录波装置、安全稳定控制装置信息的采集与管理，包括装置接入、规约转换、数据的规范化和转发等。

系统的软硬件均应实现分层式、模块化、通用性，以使系统的使用、扩充、维护、升级具有灵活性和连贯性。

子站系统采集的数据包括：全站保护量测值、装置运行状态、装置定值、装置参数、开入信息、压板状态、告警信息、事件报告、故障报告、录波数据等。接口的通信规约采用电力行业标准DL/T667（IEC60870-5-103）和DL/T 860（IEC61850）。故障录波器接口为RS422/485或RJ45以太网口，支持标准TCP/IP规范、IEC60870-5-103和DL/T 860（IEC61850）规约。子站系统将采集到的录波数据自动转换为IEEE-COMTRADE标准格式的文件并进行相应的整理，再上传主站系统。系统数据采集可自动进行也可通过外部触发。

主站和后台计算机与子站之间采用WEB技术，实现主站对子站各种查询和操作。如对微机保护实现：复归动作信号、修改保护时钟、召唤采样值、查询事件报告，召唤开关量状态、召唤故障报告、召唤保护定值、召唤最新报告、召唤自检报告、退出查询与操作等；对微机故障录波器实现召唤时钟、曲线分析、报告检索、查看定值、启动录波、复制录波、开关量配置、退出查询与操作等。

组成子站系统的任何元件，均不能影响保护装置、站内的监控系统和故障录波器的正常运行。在系统设计上，应做到没有使保护装置动作出口的可能性。子站系统应可以连接至少三个主站，但只能向设定的主站主动传送报告。具备在当地及远方进行软压板投退、定值修改功能，并具备屏蔽功能。

4.10.2硬件要求

所有的设备应该是新造的, 能够经久耐用；在结构上应该便于拆装、检查和安装；制造设备用的材料均应对其性能经过严格检查。

子站系统硬件包括：后台计算机，保护管理机组成。后台计算机、保护管理机设置于继电器室内，保护设备和故障录波装置通过通信设备与子站系统互联。本系统所使用的硬件设备应具有较强的抗干扰能力，符合有关国家标准。系统组屏配置，直流供电。

4.10.2.1子站系统后台计算机采用 笔记本电脑 ；内存 ≥32G；硬盘 ≥1 TB； DVD-R/W 。

4.10.2.2 保护信息管理机应能满足以下要求：

* 提供足够数量的以太网接口与监控系统和各调度数据网通信，并提供2个2M复用光纤接口作为备用通道；主站与子站间采用IEC103+104的传输方式。
* 提供足够数量的以太网、RS-485/422/232、LONWORKS、CAN总线接口与各保护装置和故障录波装置通信；
* 各模块应能独立工作，并支持热拔插；
* 应充分考虑本开关站后期保护和录波设备的接入问题，供方应负责未来设备的接入。
* 应提供必要手段对定值修改等控制功能进行屏蔽，任何情况下仅允许1个调度端进行修改，并将经修改后定值上传给其他调度端。
* 应提供必要手段告知开关站监控系统子站对保护设备、录波设备的修改情况。
* 具备必要的存储能力，保证通信中断时不丢失任何数据，中断时间过长时保证重要事件不丢失。系统应能对自动存储保护测量值、保护事件、故障报告、自检信息、保护录波数据、来自主站系统的控制和配置信息、经过数据处理的生成信息。
* 应能提供服务对所存储的信息进行远方和就地检索、查询和调用。
* 具备断点续传功能，串口传输率应达到设备串口支持的最高速率。
* 系统应采用GPS软对时及IRIG-B（DC）对时相结合方式，保护管理机通过通信方式对各装置下发对时命令，以校正时钟的年、月、日、时、分。硬接点对时利用GPS的分脉冲或秒脉冲对装置精确对时，软件对时可采用主站下发的对时命令。
* 要充分考虑系统和数据的安全性和可靠性。应包括系统的管理层次、操作权限、操作过程记录、防病毒和黑客攻击等措施。

4.10.2.3 提供满足要求的交换机、光收发器及通信设备；提供必要数量的光电隔离器，包括所有与本系统通过串口通信的设备和本屏内的串口。

4.10.2.4 主要性能指标

系统可用率： 99.9% ；

主设备 MTBF： >20000 小时；

系统时钟与标准时间误差： < 2ms /天 ，采用脉冲硬接点秒对时。

正常情况下，主服务器CPU负荷率 ≤5 %，大批量数据时 ≤40%；

正常情况下，网络平均负荷 ≤5 %，电网事故情况下 ≤10 %。

4.10.3 软件要求

4.10.3.1 后台计算机操作系统及数据库软件要求满足电网及功能要求，所有软件均应为正版软件。

4.10.3.2 软件配置：系统管理软件、规约转换软件、用户界面、故障分析软件、数据库管理软件。

**4.11 35kV保护测控装置**

4.11.1 35kV保护测控装置一般技术要求

(1)选用微机型保护装置；

(2)SOE事故记录；

(3)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；

(4)有GPS对时功能，宜采用IRIG-B码对时；

(5)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、1路模拟电压输入、6路开关量输入、3路开关量输出；

(6)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。

(7) 提供电流电压信号及开关位置的接点用于故障录波采集。

(8) 保护测控装置应配置双以太网口，并通过以太网接口实现与开关站计算机监控系统之间的通信。

(9)测控功能

a)断路器的就地、远方控制；

b)断路器的防跳回路；

c)模拟量测量：35kV线路三相电压、三相电流、有功功率、无功功率、功率因素、频率等；

d)断路器和隔离开关位置等开关量信息采集。

4.11.2 35kV线路保护测控装置保护功能

a)三段式方向过流保护、过负荷保护；

b)两段式零序电流保护。

4.11.3 35kV接地变/站用变保护测控装置保护功能

a) 三段式方向过流保护、过负荷保护；

b) 高压侧零序电流保护；

c)低压侧单相接地短路保护；

d) 非电量保护。

4.11.4 35kV无功补偿保护测控装置保护功能

a)三段式方向过流保护、过负荷保护；

b)两段式零序电流保护。

**4.12 电量计费系统**

根据《DL/T448-2016电力计量装置技术管理规程》及云南电网公司关口电能计量装置管理办法。在本工程在每个送出线侧设置关口考核点1只，本侧按I类设置计量装置，配置0.2S的电能表共2块，与计量表相匹配的电流互感器准确级为0.2S，电压互感器准确级为0.2级。电能表具有两个相互独立的RS485通信接口，具备失压计时功能。

**4.12.1高精度电度表**

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多功能电能表电力行业标准。

5) 精度：有功为0.2S级，无功2.0级。

6) 接线方式：三相四线。

7) 组屏方式及关口表型号满足供电局要求

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：1/5A，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100VA。

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≥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℃～+50℃ 运行：-5℃～+40℃

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）。

**4.12.2电能量远方终端装置（柜装式）**

电能量采集装置1套（按双终端配置），负责采集电量后远传到地调和备调电能量计量主站系统。

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量表的数据（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）应能接入中调和备调、地调的计量信息，传输均采用电力调度数据网通道,通信规约为IEC60870-5-102。电站至营销采控主站采用2M专线通道及GPRS拨号通道。

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以采集16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。

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 338/I

过电压阻抗符合 IEC 338/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℃～+50℃ 运行：-5℃～+40℃

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；

**4.13继电保护试验电源屏(不适用)**

**4.14有功/无功功率控制系统（AGC/AVC）（不适用）**

**4.15 快速频率响应系统**

投标方作为本标的责任人，除负责本标的技术协调外，还被指定作为负责不属于本次招标范围但与本标相关的设备等的技术协调和责任人，并提供有关的技术资料及设备的接口，使之成为一个完整的整体，且不发生合同外的任何费用。

4.15.1 基本要求

(1)根据电网要求的快速频率响应相应参数，满足快速频率响应响应时间、响应速率、调节精度、调频合格率、考核积分电量等参数的要求；且留有后期提高性能的裕量及扩展的接口。

(2)具备高精度的频率测量装置。具备躲避单一短路故障引起的瞬时频率突变及相应控制措施的能力。

(3)快速频率响应系统将指令下发至风机，实现快速频率响应功能。

(4)实现电站快速频率响应功能的参数设置、运行监视、数据采集等人机交互功能。

(5)实现一次调频事件记录、查询功能以及一次调频积分电量等相关考核指标的计算分析功能。操作系统必须为经安全加固的安全系统。

(6)联系第三方有资质单位完成本项目快速频率响应功能测试，确保一次性通过测试，拿到本项目具备快速频率响应功能的正式报告。

(7)涉及其他厂家配合的部分，投标方应全部考虑在技术方案内，由投标方全面协调和付费。

(8)协助本项目在电力公司完成备案。

4.15.2 性能要求

4.15.2.1响应性能指标：

对于调节目标变化量不低于额定出力10%的频率阶跃扰动，响应过程应满足以下要求（各指标定义详见图1）：

(1)响应滞后时间thx：自频率越过新能源场站调频死区开始到发电出力可靠的向调频方向开始变化所需的时间，应满足规范及电网要求。

(2)响应时间t0.9：自频率超出调频死区开始，至有功功率调节量达到调频目标值与初始功率之差的90%所需时间，应满足规范及电网要求。

(3)调节时间ts：自频率超出调频死区开始，至有功功率达到稳定（功率波动不超过额定出力±1%）的最短时间，应满足规范及电网要求。

4.15.2.2调频控制偏差指标：调频控制偏差应控制在额定出力的±1%以内。

4.15.2.3测频精度指标：频率测量分辨率不大于0.003Hz。

4.15.2.4频率采样周期：频率采样周期不大于100ms。

4.15.2.5有功控制周期：新能源场站参与电网快速频率响应有功控制周期应不大于1s。

4.15.2.6新能源场站参与电网快速频率响应功能应与AGC控制相协调，即新能源场站有功功率控制目标应为AGC指令值与快速频率响应调节量代数和。当电网频率超出50±0.1Hz时，新能源参与电网快速频率响应功能应闭锁AGC反向调节指令。

4.15.2.7 快速频率响应应能躲过单一短路故障引起的瞬时频率突变。

4.15.2.8 单次大频差扰动一次调频合格率应不小于60%。

4.15.2.9 一次调频月度平均合格率应不小于60%。



0

*t*

*p*

*t*hx

*t*0.9

*t*s

*△p*

±1%额定出力偏差

目标出力

实际出力

图1 新能源参与电网快速频率响应频率阶跃扰动过程调节示意图

**4.16 光功率预测系统**

**光功率预测系统的软硬件配置应满足GB/T 19964 《光伏发电站接入电力系统技术规定》、GB/T 30153《光伏发电站太阳能资源实时监测技术要求》、NB/T 32011《光伏发电站功率预测系统技术要求》、NB/T 32031《光伏发电功率预测系统功能规范》等国标、行标要求，以及当地电网公司的所有要求。当要求不一致时，按更高标准执行。**

**4.16.1 系统总体配置要求**

4.16.1.1 预测系统配置

发电功率预测系统应包括：软件平台、数据处理服务器、功率预测服务器、预测工作站、机柜、通信及二次安全防护装置、气象采集系统等。

系统需要建设如下内容：

（1）气象采集系统的建设：包括气象站观测选址、收资，配套设备供货、土建施工、安装、调试、投运等。

（2）功率预报系统的建设：包括系统所需的硬件、平台软件、短期光功率预报软件、超短期光功率预报软件等。

4.16.1.2 预测系统总体要求

（1）在系统设计时，应坚持标准化和开放性原则，选择开放性技术平台和软件架构，遵循统一的标准和规范。数据库系统采用标准数据接口，具有与远程集控系统及其它信息系统进行数据交换和共享的能力。

（2）系统应在充分考虑本项目实际需求的前提下，做到安全实用，准确及时。

（3）系统所采取的技术要求先进，符合相关技术规范的要求。

（4）系统应满足电网公司功率预测系统建设要求，系统验收以最终上报电网的准确率、合格率、上报率等作为考核指标。

（5）网络结构和安全防护方案满足电力二次系统安全防护规定的要求。

（6）数据按照要求格式生成有关数据报表和曲线。

（7）考虑出力受限、故障检修等非正常停机对发电能力的影响，支持限电和故障等特殊情况下的功率预测。

（8）考虑装机扩容对发电的影响，支持扩建，满足后期扩容要求。

（9）对于功率预测系统预测得到的曲线，可人工修正，人工修正应设置严格的权限管理。

（10）能够对预测曲线进行误差估计，预测给定置信度的误差范围。

（11）系统界面友好美观，具有方便灵活的查询、统计以及图表展示功能。

（12）系统文档必须直观、准确描述系统，对功能架构、业务流程等信息准确细致描述，为系统日常应用和二次开发提供准确的依据。

（13）投标人应无偿满足本项目与电网公司功率预测系统的通信要求，保障通信安全、稳定、可靠。

**4.16.2实时气象信息采集要求**

4.16.2.1 基本要求

实时气象信息采集设备的技术指标应满足国家标准GB/T 30153的要求。应包括但不局限于总辐射、直接辐射、散射辐射、气温、气压、相对湿度、风速和风向等。数据的时间分辨率应为5min。

4.16.2.2站址要求

1)气象信息采集系统应能反映本项目范围内的气象条件。

2)气象信息采集系统环境信息观测仪器感应元件平面以上应无任何障碍物，避免障碍物的阴影对感应元件的遮挡。不应靠近浅色墙面或其它易于反射阳光的物体，也不应暴露在人工辐射源之下。

4.16.2.3测量设备要求

1）直接辐射表技术参数：

光谱范围：280～3000nm

测量范围：0～2000W/m2

跟踪精度：24小时小于±1°

灵敏度：7～14μV／W·m2

安装：自动跟踪装置

2）散射辐射表技术参数：

光谱范围：280～3000nm

测量范围：0～2000W/m2

灵敏度：7～14μV／W·m2

3）总辐射表技术参数：

光谱范围：280～3000nm

测量范围：0～2000W/m2

测量精度：≤5%

灵敏度：7～14 μV／W·m2

安装：水平安装

4）风速传感器：

测量范围：0～50m/s

测量精度：<±0.5 m/s

工作环境温度：-40℃至60℃

5）风向传感器：

测量范围：0～360º

测量精度：±2.5º

工作环境温度：-40℃至60℃

6）湿度传感器：

测量范围：0～100%RH

测量精度：±8%RH

工作环境温度：-40℃至60℃

7）大气压力传感器：

测量范围：500hPa～1100hPa

测量精度：±0.3hPa

工作环境温度：-40℃至60℃

8）环境温度传感器：

测量范围：-40℃至60℃

测量精度：±0.5℃

9）组件温度传感器：

测量范围：-50℃至150℃

测量精度：±0.5℃

10）数据记录仪：

输入通道数：≥8

准确度：0.5%

数据存贮容量：记录3个月数据

工作温度: -40℃至+60℃

11）全天空成像仪：

图像解析度：≥352×288色彩，24Bit，JPEG格式

采样速度：可调，时间间隔不能大于5min

工作温度：-40℃至+60℃

**4.16.3预测数据要求**

（1）基本要求

光伏发电站功率预测所需的数据至少应包括数值天气预报数据、实时气象数据、实时功率数据、运行状态、计划检修信息等。

（2）数据采集

1）数值天气预报数据应满足以下要求：

应至少包括次日零时起未来3天的数值天气预报数据，时间分辨率为15min；数据至少应包括辐照强度、云量、气温、湿度、风速、风向、气压等参数；每日至少提供两次数值天气预报数据。

2）实时气象数据应满足以下要求：

实时气象数据应取自光伏发电站的实时气象信息采集系统；

数据至少应包括总辐射、直接辐射、散射辐射、环境温度、湿度、光伏组件温度、风速、风向、气压等参数；

数据传输应采用光纤传输方式，传输时间间隔应不大于5min；

数据可用率应大于99%。

3）实时功率数据、设备运行状态应取自光伏发电站计算机监控系统，采集时间间隔应不大于5min。

4）所有数据的采集应能自动完成，并能通过手动方式补充录入。

5）所有实时数据的时间延迟应不大于1min。

（3）数据处理

1）所有数据存入数据库前应进行完整性及合理性检验，并对缺测和异常数据进行补充和修正。

2）数据完整性检验应满足：

数据的数量应等于预期记录的数据数量；

数据的时间顺序应符合预期的开始、结束时间，中间应连续。

3）数据合理性检验应满足：

对功率、数值天气预报、实测气象数据进行越限检验，可手动设置限值范围；

根据实测气象数据与功率数据的关系对数据进行相关性检验。

4）缺测和异常数据宜按下列要求处理：

以前一时刻的功率数据补全缺测或异常的功率数据；

以零替代小于零的功率数据；

缺测或异常的气象数据可根据相关性原理由其它气象要素进行修正；不具备修正条件的以前一时刻数据替代；

所有经过修正的数据以特殊标识记录并可查询；

所有缺测和异常数据均可由人工补录或修正。

（4）数据存储

数据存储应符合下列要求：

1）存储系统运行期间所有时刻的数值天气预报数据；

2）存储系统运行期间所有时刻的功率数据、实时气象数据；

3）存储每次执行的短期功率预测的所有预测结果；

4）存储每15min滚动执行的超短期功率预测的所有预测结果；

5）预测曲线经过人工修正后存储修正前后的所有预测结果；

6）所有数据至少保存10年。

**4.16.4系统硬件要求**

（1）总体要求

1）系统的参考配置参见网络结构图（参照图1-1）。硬件配置应具有扩展性。

2）本规范所列硬件为系统主要设备但非全部设备，投标方应根据自己情况调整。除本规范所列设备外，本系统必需的其它设备投标方需列出并说明，如投标时未列出，将视为包含在本系统其它栏目内。

3）系统的各个部分应当搭配协调，同类服务资源可以互相支援和互备。

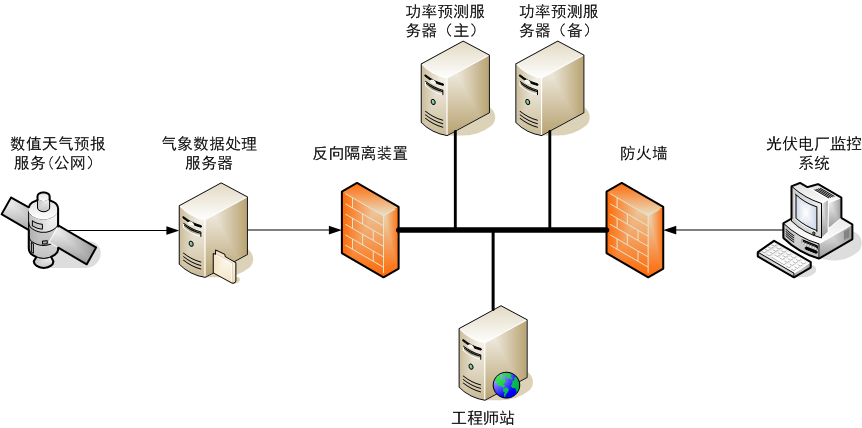


图1-1 网络结构图

（2）输出功率系统配置要求

1）光伏发电站功率预测系统硬件至少应包括数值天气预报服务器、系统应用服务器、物理隔离装置、人机工作站、数据库服务器、网络交换设备、硬件防火墙等。

2）应采用主流的服务器，支持集群、RAID等技术特性，支持双路独立电源输入，采用机架式安装，采用冗余配置。

3）工作站采用主流硬件厂商的图形工作站，应具有良好的可靠性和可扩展性。

4）物理隔离装置应通过国家指定部门检测认证。

5）根据需要配置交换机、防火墙、路由器等必要设备。

**4.16.5预测系统软件要求**

（1）基本要求

1）应根据光伏发电站的具体特点，结合光伏发电站的历史及实测数据，采用适当的预测方法构建预测模型，在此基础上建立光伏发电站功率预测系统。

2）光伏发电站功率预测系统软件应包括数值天气预报处理模块、实时气象信息处理模块、短期预测模块、超短期预测模块、系统人机界面、数据库、数据交换接口等。

（2）预测软件配置要求

1）预测系统应满足电监会5号令和的电监安全[2006]34号令的要求。

2）预测系统应配置通用、成熟的商用关系型数据库，用于数据、模型及参数的存储。

3）预测系统软件应在统一的支撑平台上实现，具有统一风格的人机界面，并采用公共电力系统模型接口。

4）预测系统软件应采用模块化划分，单个功能模块故障不影响整个系统的运行。

5）预测系统应具有可扩展性，支持用户和第三方应用程序的开发。

6）预测系统应采用权限管理机制，确保系统操作的安全性。

（3）预测模型要求

1）短期功率预测应满足下列要求：

应能预测次日零时起至未来24h、48h、72h的光伏发电站输出功率，时间分辨率为15min；

短期预测输入包括数值天气预报等数据，从而获得预测功率；

短期预测应考虑检修、故障、扩容等不确定因素对光伏发电站输出功率的影响；

预测模型应具有多样性，可满足新建、已建光伏发电站的功率预测；

宜采用多种预测方法建立预测模型，形成最优预测策略；

短期预测每日宜执行两次，单次计算时间应小于5min。

2）超短期功率预测应满足下列要求：

能预测未来15min-4h的光伏发电站输出功率，时间分辨率为15min；

超短期预测模型的输入应包括实测功率数据、实测气象数据及设备状态数据等；

宜采用图像识别技术对全天空成像仪的实测图形进行分析，判断云层运动及对光伏发电站的遮挡情况，进而实现对超短期功率波动的预测；

超短期预测应15min执行一次，动态更新预测结果，单次计算时间应小于5min。

（4）人机界面要求

1）应具备光伏发电站出力监视页面，以地图形式展示光伏发电站布局，至少同时显示实际功率、预测功率及各实测气象要素，数据更新时间应不大于5min。

2）应具备光伏发电站出力的曲线展示页面，应同时显示系统预测曲线、实际功率曲线，实际功率曲线应动态更新且更新时间应不大于5min。

3）应具备历史数据的曲线查询页面，至少提供日、周等时间区间的曲线展示，页面查询时间应小于1min。

4）应提供数据统计分析页面，提供饼图、棒图、表格等多种可视化展示手段。

5）系统页面应采用统一的风格，页面布局合理，便于运行人员使用。

（5）数据统计要求

1）应能对光伏发电站运行参数、实测气象数据及预测误差进行统计。

2）运行参数统计应包括发电量、有效发电时间、最大出力及其发生时间、利用小时数及平均负荷率等。

3）气象数据统计应包括各气象要素的平均值及辐射量、日照时数、可照时数等。

4）预测误差统计指标至少应包括均方根误差、平均绝对误差、相关性系数、最大预测误差、合格率等，误差指标计算见附录A。

5）参与统计数据的时间范围应能任意选定，可根据光伏发电站所处地理位置的日出日落时间自动剔除夜间时段。

6）各指标的统计计算时间应小于1min。

**4.16.6部署要求**

光伏发电站功率预测系统的部署方案应满足电监会5号令的要求。

光伏发电站功率预测系统应运行于电力二次系统安全区Ⅱ，满足电力调度数据网接入要求。光伏发电站功率预测系统应与调度计划系统相接口。

**4.16.7性能指标**

（1）光伏发电站发电时段（不含出力受控时段）的短期预测月均方根误差应小于0.15，月合格率应大于80%；超短期预测第4小时月均方根误差应小于0.1，月合格率应大于85%。

（2）所有计算机的CPU负荷率在正常状态下任意5分钟内小于30%，峰值负荷率小于50%。

（3）系统服务器平均无故障时间（MTBF）应不小于30000小时。

（4）系统月可用率应大于99%。

**4.16.8系统输入接口**

（1）实时功率采集接口

预测程序通过防火墙由光伏电场监控系统获取，获取频次为每5分钟一次。

（2）光伏电场开机容量接口

光伏电场开机容量以单个组串的实时运行状态为基础，通过对单个组串运行状态及容量的统计，累加得到光伏电场总的开机容量，数据采集方式与实时功率采集方式相同。

（3）数值天气预报数据接口

数据处理服务器定时从互联网由指定FTP下载NWP数据，并通过反向隔离装置以E语言的格式传送至系统应用服务器，NWP数据每日传送两次。

（4）实时测光数据接口

实时测光数据通过光纤通信方式和无线传输方式实时传送至开关站监控系统和光功率预测系统。

**5 二次屏的技术要求**

5.1 屏体要求

5.1.1屏内的所安装的元器件应有型式试验报告和合格证，宜采用标准化元件和组件。装置结构模式由插件组成插箱或屏。插件、插箱的外形尺寸应符合GB3047的规定。装置中的插件应牢固、可靠，可更换。屏体及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。对装置中带有调整定值的插件，调整机构应有良好的绝缘和锁紧设施。

5.1.2柜体下方应设有接地铜排和端子。接地铜排的的截面不应小于100mm2，，接地端子为压接型。屏间铜排应方便互连。

5.1.3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。屏应有良好的防电磁干扰的屏蔽功能。

5.1.4内部配线的额定电压为1000V，应采用防潮隔热和阻燃聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于1.5mm2，TA/TV回路的截面应不小于4mm2。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。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。

5.1.5 屏上跳闸回路应采用能接2.5mm2截面电缆芯的端子，并且跳闸回路的公共端子应采用多个端子的连接方式（跳闸回路端子应不少于6个连接端子），以保证一个端子只允许接入一根电缆芯。

屏上电源回路应采用能接4mm2截面电缆芯的端子，并且要求正、负级之间应有端子隔开。

5.1.6屏体尺寸为宽800mm、深600mm、高2260mm。屏体结构为屏前、后开门、垂直自立、柜门内嵌式的柜式结构，正视屏体，**转轴在左边，门把手在右边**。柜内主要设备及装置均采用嵌入安装法，并要求与屏正面平齐美观。柜内的侧板和背板上可安装少量零星部件。柜内端子排布置在柜内背板上。应提供由柜门而自动开启的柜内照明设备，以便于对柜内的设备进行检查和接线。柜内应设有横向及竖向导线槽，所有设备安装的位置都应方便外部电缆从屏的底部进入。屏颜色RAL7035。

5.1.7屏面上信号灯和复归按钮的安装位置应便于维护、运行监视和操作。

5.1.8所有供货的屏均应有足够的支撑强度，应提供必要设施，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。

5.1.9所有屏面应清洁，并涂有一层底漆和两层面漆，或静电粉末喷涂，以防止在运输、仓储和运行中的腐蚀和锈蚀。屏的内外应清洁，应无灰尘、划痕及油污等。

5.1.10屏上的所有设备（包括继电器、控制开关、熔断器、空气开关、指示灯及其它独立安装的设备、交流插排），均应有铭牌或标签框，以便于识别。

5.1.11对于必须按制造厂的规定才能运行更换的部件和插件，应有特殊的符号标出。

5.1.12屏上设备，安装水平高度应一致。屏上安装的最高设备的中心线离屏顶为200mm；最低设备的中心线离屏底不低于为350mm。屏的布置图应按比例画出，并按比例标注尺寸。

5.2 端子排布置

5.2.1屏内设备的安排及端子排的布置，应保证各套装置的独立性，在一套装置检修时不影响其他任何一套装置的正常运行。

5.2.2端子排由制造厂负责，统一使用凤凰端子，外部端子排按不同功能进行划分，端子排布置应考虑各插件的位置，避免接线相互交叉，可按交流电流输入、交流电压输入、输入回路、输出回路、直流强电、交流强电分组布置端子排。

5.3 直流电源应采用双极快速专用直流小开关，并具有合适的断流能力和指示器。

**第二章 供货范围**

**1 一般要求**

1.1投标方保证提供设备为全新的、先进的、成熟的、完整的、安全可靠的，且设备的技术经济性能符合本技术规范书的要求。

1.2 投标方应提供详细供货清单，清单中依此说明型号、数量、产地、生产厂家等内容。对于属于整套设备运行和施工所必需的部件，即使未列出、数目不足的，投标方仍须在执行的同时免费补足。

1.3 投标方应提供所有安装和检修所需专用工具和装置性材料等，并提供详细供货清单。

1.4 提供运行所需备品备件(包括仪表和控制设备)，并在投标书中给出具体清单。

1.5 提供所供设备的外购件清单。

1.6 投标方提供的技术资料清单见第三章。

1.7 投标方所供产品须满足当地电网公司关于品牌、型号、版本、通信等所有要求，并具备设备性能检测报告。投标方需负责全部装置的安装调试工作，并负责与电网配合的全部工作直至所供设备顺利通过验收，投入使用。

# 评审办法

**一、评审办法**

质量和服务满足要求且报价最优。

**二、评审原则**

评审遵循公平、公正、科学、择优的原则。

**三、评审组织及服务**

1、为做好评审工作，成立询比价小组。

2、询比价小组由采购人依法组建，熟悉相关业务的有关技术、经济等方面的专家组成。

3、询比价小组成员为5人及以上单数。

**四、评审程序及内容**

1、报价文件初步评审

1.1报价资格审查---报价人的财务、技术、生产、业绩等方面是否满足报价资格的全部要求。

2、报价文件澄清

2.1报价文件中有含义不明确的内容、明显文字或者计算错误及报价水平等，询比价小组认为需要报价人做出必要的澄清、说明、成本价佐证、或者对细微偏差进行补正的，提出澄清问题。

2.2询比价小组的澄清问题不得要求或提出对报价文件实质性内容进行修改，澄清问题由评审委员会主任确认后发出。

2.3报价人的答复由其授权代表签字、加盖公章、签署日期后按要求发送，不得对原报价文件实质性内容进行修改，报价人的书面澄清、说明和补正属于报价文件的组成部分。

2.4询比价小组不接受报价人主动提出的澄清、说明。

2.5询比价小组的澄清问题和报价人的答复均以书面方式进行。

3、经评审的报价

3.1经评审的报价计算公式

经评审的报价=报价+算术错误修正+遗漏修正

3.2遗漏修正

审核报价组成内容是否有遗漏计算。若有遗漏，遗漏部分按照其报价组成中此部份价格的最高金额进行加价。

3.3评审及排序

根据经评审的报价从低到高进行排序推荐。经评审的报价相等时，按报价低的优先；报价也相等的，按并列推荐。

**（报价文件格式）**

**高粱冲光伏发电项目综合自动化系统采购项目**

报价文件

**报价人全称： (盖单位章)**

**法定代表人或其委托代理人： （签字）**

**2025年 月 日**

## **1、报价函**

**报 价 函**

致：云南朔铭电力工程有限公司

1.我方已经仔细的研究了高粱冲光伏发电项目综合自动化系统采购项目 文件的全部内容，包括但不限于合同文件、技术要求、附表、澄清、补遗以及询比价文件中所列的事项，并完全理解和同意放弃对这方面有不明及误解的权利。

我方愿意以人民币（大写） 元（￥ ）的总价（含税价），税率 %，交货地点 ，交货时间 ，按合同约定提供货物和技术服务。

2、如我方中标：

（1）我方承诺在收到中标通知书后，在中标通知书规定的期限内与你方签订合同。

（2）我方承诺按照竞争性谈判文件要求向你方递交履约担保。

（3）我方承诺在合同约定的期限内供货。

（4）保证忠实地执行双方所签的经济合同，并承担合同规定的责任义务。

（5）我方愿意向贵方提供任何与该项竞争性谈判有关的数据、情况和技术数据。

3、本报价自响应截止之日起60日内有效。

报价人（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联系人：

电话：

传真：

开户银行：

帐号：

年 月 日

**2、法定代表人授权委托书**

**法定代表人授权委托书**

本人 （姓名） 系 （报价人） 的法定代表人，现委托 （姓名） 为我方代理人。代理人根据授权，以我方名义签署、澄清、说明、补正、递交、撤回、修改 （项目名称） 报价文件，其提交的报价文件内容我方均承认，法律后果由我方承担。

委托期限： 年 月 日—— 年 月 日 。

代理人无转委托权。

报价人（盖单位章）：

法定代表人（签字）：

身份证号码：

委托代理人（签字）：

身份证号码：

年 月 日

附：1.法定代表人身份证复印件。

2.委托代理人身份证复印件。

## **3、报价表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 名称及规格 | 型号 | 单位 | 数量 | 招标限价（元） | 含税合价（元） | 品牌 | 备注 |
| 1 | 监控（监测）系统 |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | 计算机监控系统： 八核3.2GHz；DDR4 32G内存；2×1TB硬盘；4G双显独立显卡（支持2显示器）；24英寸液晶显示器；安全操作系统；键盘及鼠标各一个。 采用国产操作系统 |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 | 主机兼操作员工作站：八核3.2GHz；DDR4 32G内存；2×1TB硬盘；4G双显独立显卡（支持2显示器）；24英寸液晶显示器；安全操作系统；键盘及鼠标各一个。 采用国产操作系统 | 浪潮服务器NP3020M5标配，1CPU3.4G,16G内存,2T硬盘,集成显卡,双网口,塔式,单电源，24英寸液晶显示器；国产安全操作系统；键盘及鼠标各一个。 | 台 | 2 |  |  |  |  |
| 4 | 五防工作站 采用国产操作系统 | 含主机及锁具 | 台 | 1 |  |  |  |  |
| 5 | 音响及语音报警装置 |  | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 6 | 网络激光打印机 | A3打印机 | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 7 | 软件系统：光盘、系统软件、远动软件、SCADA软件、多媒体语音报警软件、图形软件、交互式作图软件、内部网络通讯软件、保护信息处理软件、数据库生成软件、报表生成软件、系统自诊断及处理软件、其它支持软件、常用工具软 | NS3000-S | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 8 | 电压并列装置 | NSR654RF-D | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 9 | 网络通信柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm，远动主机2台，规约转换器2台，组网交换机2台。 | NSC320-SK（麒麟操作系统）远动主机2台，NSC320-S规约转换器2台，组网交换机2台。 | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 10 | 对时柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm，卫星时钟同步系统2套（每套均含2套北斗对时装置） | 每套均含2套HY-8000北斗对时装置 | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 11 | 公用测控柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 公用测控装置3台； | NSR685RF-D公用测控装置3台 | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 12 | 35kV测控保护装置  安装于35kV开关柜上，35kV线路测保装置2台，分段测保装置1台 | NSR600RF-D | 台 | 3 |  |  |  |  |
| 13 | 35kV组网交换机 安装于35kV开关柜上，24电口、2个光口， | 24电2光 | 台 | 2 |  |  |  |  |
| 14 | 35kV电能表 安装于35kV开关柜上，35kV线路柜2台，站用变柜1台， |  | 台 | 3 |  |  |  |  |
| 15 | 升压站图像监控系统  室外高速球形摄像机：8个； 室内中速球形摄像机：10个； 被动红外探测器：8个； 红外对射1套； 图像监控主机屏2260(H)×800(W)×600(D)：1面 |  | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 16 | 火灾报警系统 50点火灾报警主机挂墙安装：1面 |  | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 17 | 门禁系统 4门控制 |  | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 18 | 保护设备 |  |  |  |  |  |  |  |
| 19 | 35kV线路保护柜  800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 光纤电流差动保护装置2台/柜，操作箱2台/柜 |  | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 20 | 硬压板在线监测装置 |  | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 21 | 35kV母线保护屏 母线保护装置1台（适用于单母线分段） 800(宽)×600(深)×2260(高)mm | NSR-371母线保护装置1台 | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 22 | 防孤岛保护柜 防孤岛保护装置1套 800(宽)×600(深)×2260(高)mm | NSR659RF-D防孤岛保护装置1套 | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 23 | 电能表柜  800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 三相四线多功能电度表0.2S级，2块；电能量远方终端2台。 |  | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 24 | 电能质量监测柜  800(宽)×600(深)×2260(高)mm 电能质量监测装置一台 | 4U4I | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 25 | PMU宽频测量柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 同步相量采集装置1台，集中处理装置1台 | SMU-2CU同步相量采集装置1台，SMU-2ME集中处理装置1台 | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 26 | 光功率预测系统柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm， 包含数据库服务器一台，系统服务器一台，PC工作站一台，通信及安全装置一台，kVM一套，防火墙1台，并包含自动气象站等辅助系统和系统运行所需要的系统软件和应用软件等。环境监测仪1套。 | 浪潮NP3020数据库服务器1台，浪潮NP3020系统服务器一台，浪潮NP3020 PC工作站一台，浪潮NP3020通信及安全装置一台，反向隔离1台，防火墙2台，交换机1台，环境监测仪1套 | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 27 | 一次调频装置柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm | NSFC3000 | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 28 | 二次设备电源可靠性在线检测装置 |  | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 29 | **E文本远动机屏** |  |  |  |  |  |  |  |
| 30 | E文本远动机 | NSC320-SK，麒麟操作系统，满足云南电网E文本上送要求 | 台 | 2 |  |  |  |  |
| 31 | 防火墙 | FW1000-MA-D | 台 | 2 |  |  |  |  |
| 32 | 交换机 | 24电2光 | 台 | 2 |  |  |  |  |
| 33 | 屏柜 |  | 项 | 1 |  |  |  |  |
| 34 | 35kV测控保护装置  安装于35kV开关柜上，35kV变压器测保装置1台 | NSR600RF-D | 台 | 1 |  |  |  |  |
| 35 | 防孤岛保护装置1套 | NSR659RF-D防孤岛保护装置1套 | 台 | 1 |  |  |  |  |
| 36 | 智能故障录波屏 |  |  |  |  |  |  |  |
| 37 | 录波管理单元 | NSMD-GDNS-DM-N，集成保信子站功能 | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 38 | 工业级网络交换机 | NSJ830-VF2，10/100M自适应交换机，不少于2路光口24路电口 | 台 | 2 |  |  |  |  |
| 39 | 光纤配线架 | 24口 | 台 | 1 |  |  |  |  |
| 40 | 屏柜及附件 | TG1RJ ，颜色:RAL7035(电脑灰) 尺寸：800×600×2260(宽×深×高) | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 41 | 录波采集装置 | 64路模拟量、192路开关量、8路直流量 NSMD-GDNS-DG-N | 套 | 1 |  |  |  |  |
| 42 | 打印机 |  | 台 | 1 |  |  |  |  |
| 43 | 就地显示装置 | 显示器 | 台 | 1 |  |  |  |  |
| 44 | 屏柜及附件 | TG1RJ ，颜色:RAL7035(电脑灰) 尺寸：800×600×2260(宽×深×高) | 面 | 1 |  |  |  |  |
| 45 | 小电流接地选线装置 |  | 台 | 1 |  |  |  |  |

注：（1）以上报价含税综合单价，包含材料、运输至工地现场所涉及的运费和转运（路况详见邀请函）、装卸费、出厂检验试验费、运输保管、保险、利润等交付采购人使用前可能发生所有含税费用以及售后服务的含税费用税率为13%。  
 （2）上表的预估数量仅作为报价时的计价依据，不作为最终结算量；最终结算以实际采购数量为准；供货商交货时需提供产品出厂检验合格相关证明材料。

（3）施工期间，价格不因物价波动而调整。

报价人： （盖单位章）

法定代表人或其委托代理人： （签字）

年 月 日

**4、报价文件其他组成部分**

请报价人自行编报以下文件，作为本次询比价的报价文件组成部分。

1、资格文件（营业执照、代理人授权委托书经办人身份证明文件等，详见询比价邀请书报价人资格条件要求）

2、业绩证明（供货（工程）合同或中标通知书）

3、履约信用（在“信用中国”网站（ www.creditchina.gov.cn）无不良记录及失信记录，提供系统查询截图）

4、售后承诺（格式自拟）。

5、报价人是增值税一般纳税人证明材料。

6、其他证明材料或报价说明