水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

招 标 文 件

招标编号：GBT2026-5019

（第一册，共两册）

招　　标　人：　贵州能源水城煤电化一体化有限公司

招标代理机构：　贵　州　省　招　标　有　限　公　司

2026 年 11 月

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

说　明

本招标文件共两册：

第一册　商务册

第二册　技术规范书

本册为第一册：商务册。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

目　录

第一章　招标公告 4

第二章　投标人须知 8

第三章　评标办法（综合评估法） 32

第四章　合同条款及格式 48

第五章　招标人要求（另册） 149

第六章　招标人提供的资料 150

第七章　投标文件格式 151

水城区营盘乡光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第一章　招标公告

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

招标公告

一、招标条件

本招标项目为水城区营盘乡兰花村光伏电站已由贵州省能源局以《贵州省企业投资项目备案证明》批准建设（贵州省企业投资项目编码：2504-520000-60-01-477345），项目业主为贵州能源水城煤电化一体化有限公司，建设资金来自自筹和银行贷款，项目出资比例为自筹 20%，银行贷款 80%，招标人为贵州能源水城煤电化一体化有限公司。项目已具备招标条件，现对该项目标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程进行公开招标。

二、项目概况与招标范围

2.1 项目概况：本项目规划容量为 30MW，实际安装容量为 42.336MWp（直流侧），容配比不超过 1.411，包括本工程升压站、光伏场区、1 条 35kV 集电线路的设计、设备和材料采购、建筑安装、试验、调试、试运行、性能验收以及将本工程相关数据接入升压站、水城新能源区域运维中心、水城煤电化应急值班室、项目部和贵州能源集团新能源集控中心，实现远程监视、操作、控制等方面的技术要求。

（具体以技术规范书为准）。

2.1.2 建设地点：贵州省六盘水市水城区杨梅乡、发耳镇、鸡场镇、都格镇等乡镇境内。

2.1.3 项目规模：本项目规划装机容量 42.336MWp 的山地并网光伏电站，包括太阳能光伏电站相应的配套并网设施。备案项目总投资 37243.95 万元（含标段一和标段二），本标段合同估算价 11336.99 万元。

2.1.4 本项目工期要求：从合同签订之日起 270 日历天,完成并网手续办理具备全容量并网条件。

2.2 本项目招标范围：

包括但不限于：

1.本工程光伏场区、35kV 集电线路、升压站所涉及的勘测设计、建筑安装、设备（材料）采购、试验、消缺、调试、并网、试运行、竣工验收、售后服务等全部工作。政府、主管部门和电网公司要求办理的相关准入手续，生产准备及所必须的技术培训等全部工作。

2.本工程所涉及的所有设备和材料（含备品备件、专用工具、标识标牌、劳保用品、消

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

耗品及技术资料等）的采购、运输、现场装卸、保管、转运等工作。

3.本工程相关数据接入能源电投新能源集控中心，实现远程监视、操作、控制的所有工作。

4.本工程涉及所有道路（场区内及场区外，包含但不限于大件运输道路、进场道路、进站道路施工（检修）便道、边界围栏、临时道路）的新建、拓宽、改造、加固、施工损坏修复、手续办理、协调工作、土地征收及地表附着物补偿属于本工程的招标范围，产生的相关费用包含于投标报价中（按项目生命周期一次性补偿、补偿协议须以招标方名义签订）。

5.本工程场地移交后的所有协调工作及相关费用。包括：与当地群众、农民工、劳务工、临时工、政府部门、电力部门、监督部门等的协调工作；人员、设备和工程车辆进场涉及的协调工作。

6.本工程所涉及的环保、水保、安全、职业卫生等专题报告、批复及专家评审意见招标方已完成，投标方结合现场实际情况，根据报告及专家评审意见进行优化设计、施工直至通过验收及核查。如相关专题实施方案发生变更的，投标方负责完善变更手续，并负责设计、施工直至通过验收及核查，产生的相关费用包含于投标报价中。

7.本工程所涉及的建设项目“三同时”验收工作：消防设计审查备案和验收；安全设施设计专篇；职业病危害设施设计专篇；防雷接地设计审查、检测、验收等工作由投标方负责。

8.本工程环保监测及竣工验收评价；水保监理、监测及竣工验收评价；安全设施竣工验收评价、职业病危害效果评价由投标方负责，招标方监管。

9.本工程满足工程建设所需的地勘报告和施工图审查意见、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建设工程施工许可证、竣工验收备案等手续办理由投标方负责，招标方配合。

10.本工程经调试后，从工程启动开始无故障连续并网运行时间不应少于光伏组件接收总辐射量累计达 60kWh/m2 的时间，含质监、并网和验收各类手续办理，并承担此过程中发生的相关费用。

11.本工程光伏场区红线内土地流转工作由招标方负责，投标方无条件配合；35kV 线路工程、箱变、蓄水池等涉及的土地征用、租用由投标方自行勘察并负责协调、所产生的费用由投标方负责（按项目生命周期一次性补偿、补偿协议须以招标方名义签订）。

12.场区红线外占用林（草）地、其他地类性质的用地由投标方按国家法律法规办理相关合规性手续后方能使用。线路工程涉及林木砍伐（含办理砍伐证并在线路带电前和竣工验收前分别完成廊道清理及验收，满足电力设施安全运行要求）、青苗赔偿、构建筑物的拆除、穿越电力输电线路、跨越公路、铁路和燃气管道等的手续办理、费用补偿等相关费用由投标方负责。投标方如对线路路径进行优化，塔基不能占管控因素，如不能避让，由投标方编制

水城区营盘乡兰花坝光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

专题报告并获得相关职能部门的批复，确保用地的合规性，塔基及线路施工占地相关费用由投标方承担。

13.光伏场区禁止机械场平、清表，场地清理由投标方负责按招标方提供的土地范围开展；原则上全部采用人工成孔方案，具备条件的区域可以采用机械打孔；在招标方提供的土地范围内，最大程度节约集约用地，投标方应采用整组或半组+半组及固定支架，用地指标不能突破自然资源部2023年8月1日要求实施的《光伏发电站工程项目用地控制指标》，并确保总装机容量不低于42.336MWp。

14.本工程光伏场区临时消防设施、光伏场区防火设施的设计、协调、采购及施工，费用包含在投标报价中。

15.本工程项目未全容量并网前，涉及南方电网公司最新要求的相关二次、通讯、网安、自动化、光功率等设备的软、硬件升级优化，相关费用包含在投标总价内。

16.本工程涉及的质监、并网（含每批次并网资料收集、上传、协调电网审核，直到全部批次并网完成）和验收等各类手续办理，包括质监、电网公司相关单位协调，以及需第三方开展的检测、试验（包括逆变器、SVG单机建模试验、型式检测报告及电网公司最新要求等；在未全容量并网之前，每批次并网后按照电网公司最新要求开展相关涉网试验，包括但不限于一次调频、AGC、AVC、电能质量测试等），项目全容量并网后整站建模试验，上述相关费用包含在投标总价内。

17.负责本工程区域安全稳定控制专题分析论证及所涉及的工作；二次评估所涉及的工作；计算机监控系统、光功率预测等设备的两次等保测评、商用密码评估、质保期内的特征库升级、漏洞扫描，以及查出网络安全问题的整改等工作，上述相关费用包含在投标报价中。

18.本工程光伏区部分区域零星生长有树苗，投标方的施工图设计方案应满足《贵州省光伏发电项目用地管理办法（试行）》黔自然资函〔2023〕564号的要求，产生的相关费用包含于投标报价中。

19.本工程涉及使用农户自行修建的森林防火道路、机耕道路，投标方使用上述道路应自行协调并进行补偿，损坏负责修复，费用包含在投标报价中。

20.本工程涉及的光伏场区施工（检修）便道护栏，需在工程建设前先行建设，产生的相关费用包含于投标报价中。

21.光伏场区、线路及升压站所有设备安全标识、标牌、设备铭牌、警示标识牌安装及喷涂，升压站等外装及标识、目视化建设按最新国家标准（GB2894—2025）实施，并结合企业文化出具建设方案经招标方审核后方可实施，涉及的全部工作和全部费用包含在投标总价中。

22.本工程涉及村民耕种的土地必须预留进入耕种的道路，涉及村民祭祀的坟墓必须预

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和12.3MW光伏区EPC总承包工程

留进入祭祀的道路，投标方应根据招标方提供的用地红线结合现状进行设计，若未预留产生的一切后果和经济损失由投标方负责。

23.本工程所涉及各电压等级继电保护、自动装置、安稳装置、远动装置等的整定计算，投标方负责提供完整的定值书和整定计算书（含加盖公章的纸质版和电子版），并经过电网公司和招标方的备案。投标方应提供线路参数等资料报送到电网公司。上述费用已包含在投标总价中。

24.施工期间安全视频监控（含设备采购、安装、远程传输流量费用）、现场作业按文明施工一级标准执行，费用含在投标总价内。

25.项目启动并网前委托专业单位开展一次技术监督工作，标准满足国家及南方电网相关规范要求，费用含在投标总价内。

26.本工程实施过程中若涉及改造村寨道路，、协调、施工，全部改造费用包含在投标总价中；

27.本工程满足两路不同营运商宽带，施工前装设临时中国移动基站，升压站投运前将临时基站移至升压站内转为永久基站。

28.负责项目的并网手续的协调办理。

29.分界点

投标方应积极配合分界点第三方的工作，及时提供条件给予便利，投标方应协助招标方对第三方分界点的工作进行安全监督和质量验收。

（1）本工程和110kV送出线路的分界点

以110kV送出线路导线和架空地线进入升压站钢构架挂点为分界点，分界点靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。通信光缆以进入升压站间隔架构上第一个熔接盒为分界点（熔接盒光纤熔接由投标方负责），分界点靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。

（2）本工程和水城区营盘乡兰花村标段二的其他分界点

以升压站视频监控系统交换机、光伏场区计算机监控系统交换机接口为分界点，分界点靠升压站侧（含交换机）的全部工作属于本工程总承包范围。

以35kV线路导线进入升压站35kV集电线路开关柜一次下桩头为分界点，分界点（含接线）靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。

投标方应积极配合分界点第三方的工作，及时提供条件给予便利，投标方应协助招标方对第三方分界点的工作进行安全监督和质量验收。

30.组件采购

（1）投标方在签订本合同后30日内完成组件招标、90日内组件全容量到场，若因投标方签订本合同后未按招标文件要求及时采购组件，超过签订本合同90日后到货的组件，以

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和23MWp光伏区EPC总承包工程

签订本合同后 90 日内结算价格的最低价结算。

（2）投标方负责组件堆放场地的租赁、组件到货验收、到货卸车、仓储保管（保管期间投标方负责组件的包装、安全，保证组件能按招标文件要求安装完成，质量合格。组件在投标方保管期间出现的一切意外情况由投标方负责）、现场装卸运输、搬运、安装，相关费用列入投标费用。

31.红线范围内的土地，经过优化设计后，若存在富余情况，招标方需将土地调配给其他标段使用时，投标方应积极配合招标方。

具体范围及内容详见技术规范书。

三、投标人资格要求

3.1 投标人须具有中华人民共和国独立法人资格，持有有效营业执照。

3.2 资质要求：

投标人应当同时具备下列条件：

（1）设计资质：具有工程设计电力行业乙级及以上资质或工程设计综合甲级资质。

（2）施工资质：具有电力工程施工总承包二级（或乙级）及以上资质、具备有效的安全生产许可证、具备有效的承装（修、试）电力设施许可证（许可类别和等级为承装类二级及以上和承试类二级及以上）。

3.3 主要项目管理人员

（1）工程总承包项目经理资格要求：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具备有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B 类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的项目经理（或总负责人）。

（2）项目施工负责人资格要求：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具有有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B 类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的施工负责人。

（3）项目设计负责人资格要求：具有电力工程相关专业高级工程师及以上职称。

（4）项目安全负责人资格要求：具备中级及以上注册安全工程师资格，具有有效的建筑施工企业安全生产考核合格证书（B 类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的安全负责人。

注：①工程总承包项目经理与项目施工负责人可为同一人；②联合体参与投标的，项目经理需由联合体牵头单位派出。

3.4 信誉要求：详见投标人须知前附表 1.4.1 条关于“信誉要求”的相关规定。

3.5 本项目**接受**联合体投标：

水城区董箐乡老花村光伏电站标段-110k V升压站和42.5MW光伏区EPC总承包工程

1.联合体由满足施工资质的施工单位与满足设计资质的设计单位 2 家单位组成；

2.联合体两方之间应当签订联合体协议，明确联合体牵头人及联合体成员承担的工作范围及职责；

3.联合体投标的，联合体双方不得再以自己名义单独或参加其他联合体在同一标段投标，且应符合相关法律法规对联合体投标的有关规定；

4.联合体牵头人代表所有联合体成员负责本项目招标文件获取、递交投标文件、递交保证金和合同的全面实施；

5.联合体中标后，联合体双方共同与招标人签订合同，就中标项目向招标人承担连带责任。联合体牵头人负责整个合同的全面履行和接受本项目合同项下的项目款支付。

四、现场踏勘

招标人不组织现场踏勘，投标人可自行现场踏勘。

五、招标文件的获取

5.1 凡有意投标者，请于 2026 年 11 月 14 日 00 时 00 分至 2026 年 11 月 20 日 23 时 59 分，登录全国公共资源交易平台（贵州省）网上获取（交易中心网址：ggzy.guizhou.gov.cn）下载电子招标文件。

5.2 招标文件每套售价 0 元。

六、投标文件的递交、开标

6.1 投标文件递交截止时间为 2026 年 12 月 15 日 09 时 30 分，投标人应在截止时间前通过全国公共资源交易平台（贵州省•省中心）（http://ggzy.guizhou.gov.cn/）（电子招标投标交易平台）递交电子投标文件。

6.2 本项目为电子招标远程（线上）开标项目，投标人须在递交投标文件截止时间前完整的将加密电子投标文件（注：由 交易中心编标工具生成格式为.GZTYTB 的文件）上传到全国公共资源交易平台（贵州省）网址：https://ggzy.guizhou.gov.cn （电子招标投标交易平台），投标截止时间前未完成投标文件传输或撤回投标文件的，视为未递交投标文件。投标截止时间 后，贵州省公共资源交易平台不再接收投标文件。远程开标需使用数字证书（必须是生成投标文件时使用的数字证书）进行远 程解密。

七、发布公告媒介

本次招标公告同时在贵州省招标投标公共服务平台、全国公共资源交易平台（贵州省•省中心）（网址：http://ggzy.guizhou.gov.cn）上发布。

水城区营盘乡花时光供电站标段—110K V升压站和42.5MW光伏区EPC总承包工程

八、行政监督部门

行政监督单位：贵州省能源局

联系电话：0851-86891321

地址：贵阳市观山湖区林城西路 95 号贵州能源集团 B 栋塔楼

九、联系方式

招 标 人：贵州能源水城煤电化一体化有限公司

联络地址：贵州省六盘水市水城区老鹰山街道石河社区

联 系 人（商务）：毛泽道

电　　话：15286030080

联 系 人（技术）：高昌海

电　　话：18788733533

招标代理机构：贵州省招标有限公司

联络地址：贵阳市观山湖区龙滩坝路腾祥迈德国际 A2 栋 15 楼业务五部

联 系 人：崔伟、史珂、杨小飞、张丽华

电　　话：13765153050

2026 年 11 月 13 日

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第二章　投标人须知

投标人须知前附表

条款号	条款名称	编　列　内　容
1.1.2	招标人	招 标 人：贵州能源水城煤电化一体化有限公司 联络地址：贵州省六盘水市水城区老鹰山街道石河社区 联 系 人（商务）：毛泽道 电　　话：15286030080 联 系 人（技术）：高昌海 电　　话：18788733533
1.1.3	招标代理机构	名称：贵州省招标有限公司 地址：贵阳市观山湖区龙滩坝路腾祥迈德国际A2栋15楼业务五部 联 系 人：崔伟、史珂、杨小飞、张丽华 电话：13765153050
1.1.4	项目名称	**水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程**
1.1.5	建设地点	贵州省六盘水市水城区杨梅乡、发耳镇、鸡场镇、都格镇等乡镇境内。
1.2.1	资金来源	企业自筹和银行贷款。
1.2.2	出资比例	企业自筹20%，银行贷款80%。
1.2.3	资金落实情况	已落实
1.3.1	招标范围	包括但不限于下列内容： 1.本工程光伏场区、35kV集电线路、升压站所涉及的勘测设计、建筑安装、设备（材料）采购、试验、消缺、调试、并网、试运行、竣工验收、售后服务等全部工作。政府、主管部门和电网公司要求办理的相关准入手续，生产准备及所必须的技术培训等全部工作。 2.本工程所涉及的所有设备和材料（含备品备件、专用工具、标识标牌、劳保用品、消耗品及技术资料等）的采购、运输、现场装卸、保管、转运等工作。 3.本工程相关数据接入能源电投新能源集控中心，实现远程监视、操作、控制的所有工作。 4.本工程涉及所有道路（场区内及场区外，包含但不限于大件运输道路、进场道路、进站道路施工（检修）便道、边界围栏、临时道路）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

		的新建、拓宽、改造、加固、施工损坏修复、手续办理、协调工作、土地征收及地表附着物补偿属于本工程的招标范围，产生的相关费用包含于投标报价中（按项目生命周期一次性补偿、补偿协议须以招标方名义签订）。 5.本工程场地移交后的所有协调工作及相关费用。包括：与当地群众、农民工、劳务工、临时工、政府部门、电力部门、监督部门等的协调工作；人员、设备和工程车辆进场涉及的协调工作。 6.本工程所涉及的环保、水保、安全、职业卫生等专题报告、批复及专家评审意见招标方已完成，投标方结合现场实际情况，根据报告及专家评审意见进行优化设计、施工直至通过验收及核查。如相关专题实施方案发生变更的，投标方负责完善变更手续，并负责设计、施工直至通过验收及核查，产生的相关费用包含于投标报价中。 7.本工程所涉及的建设项目“三同时”验收工作：消防设计审查备案和验收；安全设施设计专篇；职业病危害设施设计专篇；防雷接地设计审查、检测、验收等工作由投标方负责。 8.本工程环保监测及竣工验收评价；水保监理、监测及竣工验收评价；安全设施竣工验收评价、职业病危害效果评价由投标方负责，招标方监管。 9.本工程满足工程建设所需的地勘报告和施工图审查意见、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建设工程施工许可证、竣工验收备案等手续办理由投标方负责，招标方配合。 10.本工程经调试后，从工程启动开始无故障连续并网运行时间不应少于光伏组件接收总辐射量累计达 60kWh/m2 的时间，含质监、并网和验收各类手续办理，并承担此过程中发生的相关费用。 11.本工程光伏场区红线内土地流转工作由招标方负责，投标方无条件配合；35kV 线路工程、箱变、蓄水池等涉及的土地征用、租用由投标方自行勘察并负责协调、所产生的费用由投标方负责（按项目生命周期一次性补偿、补偿协议须以招标方名义签订）。 12.场区红线外占用林（草）地、其他地类性质的用地由投标方按国家法律法规办理相关合规性手续后方能使用。线路工程涉及林木砍伐（含办理砍伐证并在线路带电前和竣工验收前分别完成廊道清理及验收，满足电力设施安全运行要求）、青苗赔偿、构建筑物的拆除、穿越电力

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—10kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

		输电线路、跨越公路、铁路和燃气管道等的手续办理、费用补偿等相关费用由投标方负责。投标方如对线路路径进行优化，塔基不能占管控因素，如不能避让，由投标方编制专题报告并获得相关职能部门的批复，确保用地的合规性，塔基及线路施工占地相关费用由投标方承担。 13.光伏场区禁止机械场平、清表，场地清理由投标方负责按招标方提供的土地范围开展；原则上全部采用人工成孔方案，具备条件的区域可以采用机械打孔；在招标方提供的土地范围内，最大程度节约集约用地，投标方应采用整组或半组+半组及固定支架，用地指标不能突破自然资源部 2023 年 8 月 1 日要求实施的《光伏发电站工程项目用地控制指标》，并确保总装机容量不低于 42.336MWp。 14.本工程光伏场区临时消防设施、光伏场区防火设施的设计、协调、采购及施工，费用包含在投标报价中。 15.本工程项目未全容量并网前，涉及南方电网公司最新要求的相关二次、通讯、网安、自动化、光功率等设备的软、硬件升级优化，相关费用包含在投标总价内。 16.本工程涉及的质监、并网（含每批次并网资料收集、上传、协调电网审核，直到全部批次并网完成）和验收等各类手续办理，包括质监、电网公司相关单位协调，以及需第三方开展的检测、试验（包括逆变器、SVG单机建模试验、型式检测报告及电网公司最新要求等；在未全容量并网之前，每批次并网后按照电网公司最新要求开展相关涉网试验，包括但不限于一次调频、AGC、AVC、电能质量测试等），项目全容量并网后整站建模试验，上述相关费用包含在投标总价内。 17.负责本工程区域安全稳定控制专题分析论证及所涉及的工作；二次评估所涉及的工作；计算机监控系统、光功率预测等设备的两次等保测评、商用密码评估、质保期内的特征库升级、漏洞扫描，以及查出网络安全问题的整改等工作，上述相关费用包含在投标报价中。 18.本工程光伏区部分区域零星生长有树苗，投标方的施工图设计方案应满足《贵州省光伏发电项目用地管理办法（试行）》黔自然资函〔2023〕564 号的要求，产生的相关费用包含于投标报价中。 19.本工程涉及使用农户自行修建的森林防火道路、机耕道路，投标方使用上述道路应自行协调并进行补偿，损坏负责修复，费用包含在投标报价中。

水城区营盘乡老龙坝光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

		20.本工程涉及的光伏场区施工（检修）便道护栏，需在工程建设前先行建设，产生的相关费用包含于投标报价中。 21.光伏场区、线路及升压站所有设备安全标识、标牌、设备铭牌、警示标识牌安装及喷涂，升压站等外装及标识、目视化建设按最新国家标准（GB2894—2025）实施，并结合企业文化出具建设方案经招标方审核后方可实施，涉及的全部工作和全部费用包含在投标总价中。 22.本工程涉及村民耕种的土地必须预留进入耕种的道路，涉及村民祭祀的坟墓必须预留进入祭祀的道路，投标方应根据招标方提供的用地红线结合现状进行设计，若未预留产生的一切后果和经济损失由投标方负责。 23.本工程所涉及各电压等级继电保护、自动装置、安稳装置、远动装置等的整定计算，投标方负责提供完整的定值书和整定计算书（含加盖公章的纸质版和电子版），并经过电网公司和招标方的备案。投标方应提供线路参数等资料报送到电网公司。上述费用已包含在投标总价中。 24.施工期间安全视频监控（含设备采购、安装、远程传输流量费用）、现场作业按文明施工一级标准执行，费用含在投标总价内。 25.项目启动并网前委托专业单位开展一次技术监督工作，标准满足国家及南方电网相关规范要求，费用含在投标总价内。 26.本工程实施过程中若涉及改造村寨道路，、协调、施工，全部改造费用包含在投标总价中； 27.本工程满足两路不同营运商宽带，施工前装设临时中国移动基站，升压站投运前将临时基站移至升压站内转为永久基站。 28.负责项目的并网手续的协调办理。 29.分界点 投标方应积极配合分界点第三方的工作，及时提供条件给予便利，投标方应协助招标方对第三方分界点的工作进行安全监督和质量验收。 （1）本工程和110kV送出线路的分界点 以110kV送出线路导线和架空地线进入升压站钢构架挂点为分界点，分界点靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。通信光缆以进入升压站间隔架构上第一个熔接盒为分界点（熔接盒光纤熔接由投标方负责），分界点靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。 （2）本工程和水城区营盘乡兰花村标段二的其他分界点

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏场EPC总承包工程

		以升压站视频监控系统交换机、光伏场区计算机监控系统交换机接口为分界点，分界点靠升压站侧（含交换机）的全部工作属于本工程总承包范围。 以35kV线路导线进入升压站35kV集电线路开关柜一次下桩头为分界点，分界点（含接线）靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。 投标方应积极配合分界点第三方的工作，及时提供条件给予便利，投标方应协助招标方对第三方分界点的工作进行安全监督和质量验收。 30.组件采购 （1）投标方在签订本合同后30日内完成组件招标、90日内组件全容量到场，若因投标方签订本合同后未按招标文件要求及时采购组件，超过签订本合同90日后到货的组件，以签订本合同后90日内结算价格的最低价结算。 （2）投标方负责组件堆放场地的租赁、组件到货验收、到货卸车、仓储保管（保管期间投标方负责组件的包装、安全，保证组件能按招标文件要求安装完成，质量合格。组件在投标方保管期间出现的一切意外情况由投标方负责）、现场装卸运输、搬运、安装，相关费用列入投标费用。 31.红线范围内的土地，经过优化设计后，若存在富余情况，招标方需将土地调配给其他标段使用时，投标方应积极配合招标方。 具体范围及内容详见技术规范书。
1.3.2	计划工期	从合同签订之日起270日历天,完成并网手续办理具备全容量并网条件。
1.3.3	质量要求	质量标准：必须全面达到国家或电力行业标准、满足技术规范书要求。
1.4.1	投标人资质条件、能 力和信誉	**资质条件：** 1. 投标人须具有中华人民共和国独立法人资格，持有有效营业执照。 **2. 资质要求：** 投标人应当同时具备下列条件： （1）设计资质：具有工程设计电力行业乙级及以上资质或工程设计综合甲级资质。 （2）施工资质：具有电力工程施工总承包二级（或乙级）及以上资质、具备有效的安全生产许可证、具备有效的承装（修、试）

水城区营盘乡三花村光伏电站标段一10kV升压站和42.9MWp光伏区EPC总承包工程

		电力设施许可证（许可类别和等级为承装类二级及以上和承试类二级及以上）。 3.人员资格要求 （1）工程总承包项目经理资格要求：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具备有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的项目经理（或总负责人）。 （2）项目施工负责人资格要求：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具有有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的施工负责人。 （3）项目设计负责人资格要求：具有电力工程相关专业高级工程师及以上职称。 （4）项目安全负责人资格要求：具备中级及以上注册安全工程师资格，具有有效的建筑施工企业安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的安全负责人。 注：①工程总承包项目经理与项目施工负责人可为同一人；联合体参与投标的，项目经理需由联合体牵头单位派出。 □工程总承包项目经理、项目施工负责人提供有效的身份证、上述要求的注册证书、投标截止日期前最近3个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件、安全生产考核合格证书（B类）； □设计负责人提供有效的身份证、电力工程相关专业职称证及投标截止日期前最近3个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件。 □项目安全负责人提供有效的身份证、中级及以上注册安全工程师资格证、安全生产考核合格证书（B类合格证）及投标截止日期前最近3个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件。 4、信誉要求： （1）投标人不存在第二章“投标人须知正文”1.4.3款情形之一； （2）投标人不存在第二章“投标人须知正文”1.4.4款情形；
1.4.2	是否接受联合体投标	本项目接受联合体投标。 1.联合体由满足施工资质的施工单位与满足设计资质的设计单位2

水城区营盘乡三花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MW光伏项目EPC总承包工程

		家单位组成； 2.联合体两方之间应当签订联合体协议，明确联合体牵头人及联合体成员承担的工作范围及职责； 3.联合体投标的，联合体双方不得再以自己名义单独或参加其他联合体在同一标段投标，且应符合相关法律法规对联合体投标的有关规定； 4.联合体牵头人代表所有联合体成员负责本项目招标文件获取、递交投标文件、递交保证金和合同的全面实施； 5.联合体中标后，联合体双方共同与招标人签订合同，就中标项目向招标人承担连带责任。联合体牵头人负责整个合同的全面履行和接受本项目合同项下的项目款支付。
1.5	费用承担和设计成果补偿	不补偿
1.9.1	踏勘	招标人不组织现场踏勘，投标人可自行现场踏勘。
1.10.1	投标预备会	不召开
1.10.2	投标人提出问题的截止时间	投标截止时间前10日
1.10.3	招标人书面澄清的时间	投标截止时间前15日
1.11	分包	允许，分包内容要求：招标范围涉及的非主体、非关键工作内容可依法分包，接受分包的单位需具备法律规定的相应资质，分包人的资格能力应与其分包工程的标准和规模相适应，接受分包的单位不得再次分包。
1.12	偏离	（允许，允许偏离的内容、偏离范围和幅度：允许细微偏差，细微偏差是指投标文件在实质上响应招标文件要求，但在个别地方存在漏项或者提供了不完整的技术信息和数据等情况，并且补正这些漏项或者不完整不会对其他投标人造成不公平的结果。细微偏差不影响投标文件的有效性。
2.1	构成招标文件的其他资料	补遗、澄清、修改通知等（如有）
2.2.1	投标人要求澄清招标文件的截止时间	投标截止时间前10日
2.2.2	投标截止时间	以发布的招标公告为准。
2.2.3	投标人确认收到招标文件澄清的时间	以贵州省公共资源交易中心系统发布时间，投标人自行及时上网查看。
2.3.2	投标人确认收到招标文件修改的时间	以贵州省公共资源交易中心系统发布时间，投标人自行及时上网查看。

水城区营盘乡法花村光伏电站标段—110kV升压站及42.3MW光伏区EPC总承包工程

3.1.1	构成投标文件的其他资料	投标截止时间前递交的补遗、澄清、修改通知等，以及应评标委员会要求作出的澄清说明（如有）。
3.2.4	最高投标限价或其计算方法	本项目设置含税最高投标限价为：人民币 11336.99 万元，（其中固定总价（含税）10945.29 万元，暂列金（含税）391.70 万元），投标人报价时不得修改招标人给定的暂列金额数额，超过最高投标限价或修改招标人给定的暂列金额数额的为否决性投标。
3.2.5	投标报价的其他要求	（1）报价原则 投标人依据招标文件范围、国家相关法律法规、规定或标准要求现场踏勘，投标人需自行计算投标工程量，并对计算工程量的准确性负责。 本EPC总承包项目投标报价总价由固定总价和暂列金两部分组成，投标总价=固定总价+暂列金，暂列金【（含税）391.70万元】，投标人报价时不得修改招标人给定的暂列金额数额，否则按废标处理。 （1.1）光伏场区部分按装机容量42.336MWp计算总价，除投产总装机容量变化或约定设备价格达到调价要求或国家法律法规及执行规范标准发生变化调整或合同另有约定外，固定总价在合同执行期间不予调整。组件报价（含税，含运费）单瓦价格为P（保留四位小数），P≥97%P0（若投标人组件报价P＜97%P0，则此投标人的投标报价不参与评标基准价的计算）。P0为2026年11月04日InfoLink网站（网址：https://www.infolink-group.com/zh-cn）最新公布的中国项目组件182*182-210mm/210mmTOPCon组件-集中式项目(RMB)均价，P0=0.705元/Wp。 （1.2）价格调整要求如下： （1.2.1）组件设备价格调整 本项目要求中标人在签订本合同后90天内组件全容量到货。光伏组件调价原则为参照PV InfoLink网站（网址：https://www.infolink-group.com/zh-cn）公布的中国项目组件182*182—210mm/210mm TOPCon组件-集中式项目（RMB）均价，依据市场波动情况对组件单瓦结算价格进行调整。光伏组件单瓦价格调整计算公式如下： P：为中标组件单价； P1：为参照PV InfoLink网站（网址：https://www.infolink-group.com/zh-cn）公布的中国项目组件182*182—210mm/210mm TOPCon组件

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段-110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

		一集中式项目（RMB）均价 P1 按组件到货前最近一期 PV InfoLink 网站已公布的中国项目组件 182*182-210mm/210mm TOPCon 组件-集中式项目(RMB)的均价(元/Wp)取值； K：为组件网站价偏差，K=（P1-P0）/P0，K 值为百分数，保留两位小数，第三位四舍五入； 组件结算单价 P2=P×（1+K），保留四位小数，第五位四舍五入。 （1.2.2）投产容量减少对应的合同价格调整 本 EPC 总承包项目若投产总装机容量减少，按照税率变动对应的合同价格调整后的光伏场区固定总价部分（含税）再除以计划总装机容量（42.336MWp）得到用于结算的单瓦造价，按减少后的实际容量乘以结算的单瓦造价办理竣工结算（若因投标人原因导致实际装机容量未达到计划总装机容量，则按未达到总装机容量部分双倍扣除投标人费用）。 （1.2.3）暂列金价格结算 暂列金（含税 391.70 万元），暂列金对应结算范围： （1）因土地红线发生变化导致工程量增加的费用。 （2）国家法律法规发生变化增加的费用或合同另有约定可增加的费用。 （3）其他不可预见发生的费用。 （1.2.4）税率变动对应的合同价格调整 投标人应依据《中华人民共和国增值税法》及其实施条例等规定和纳税归属地税务主管部门相关要求确定适用税率并编制投标报价，投标时需分别明确设备费用、建筑安装费用、其他费用的投标税率并在报价函中予以明确。合同实施阶段，实际开票税率与投标税率产生偏差的相关风险由投标人自行承担。税率变动对应的合同价格调整约定如下： （1）若投标人实际开具发票税率高于投标报价税率，按照含税合同总价不变的原则，依据实际税率调整合同不含税价格，按照调整后的不含税价格及实际税率办理结算及价款支付。 （2）若投标人实际开具发票税率低于投标报价税率，按照不含税合同总价不变的原则，依据实际税率对合同含税总价予以调减，按照不含税价格及实际开票税率办理结算及价款支付。 （1.3）投标人应充分考虑国家现行技术标准、规范以及投标企业自身情况，自主报价。投标报价应是招标范围内全部工作内容的价格体现和投标人应承担的风险。相关管理费及利润包含在投标报价中。投标人未报或漏报项

水城区营盘乡光伏小电站标段—110kV升压站和42.336MWp光伏区EPC总承包工程

		目视为已包含在合同固定总价中。 （1.4）投标报价须列出报价构成及汇总价。除非在招标文件技术要求中有特别指出，否则投标人应报出完成全部工程项目的投标报价，投标人所报出的单价和总价应包括勘测、设计、设备及材料采购、运输、保管、施工、劳务、管理、调试、并网、试运行、检测、培训、维护、保险、利润、税费、招标文件中要求的所有许可、证照办理、政策性文件规定及合同包含的所有风险、责任等各项费用以及投标人在项目实施过程中可能发生的任何费用。在招标文件规定的报价表中，投标人没有报出的单价和总价的项目将不予支付，且认为此项费用已包括在其他单价和总价中，投标人应按招标文件的要求在项目执行过程中实施该部分内容，不允许追加费用。 （1.5）投标人应充分考虑投标人购置设备的场内二次倒运事宜（如有）。如发生，则费用含在报价中。 （1.6）本工程主要设备由投标人根据招标文件技术规范书要求报价。投标人针对某一分项内容只能报出唯一的价格，并以该价格计入投标报价。投标人应保证其报价的真实性、合理性。 （1.7）安全生产费按国家相关标准（不低于建安工程费的2.5%）单独计列，分别包含在建筑、安装工程费中。 （1.8）工程施工中的有关协调工作由投标人负责，招标人配合，该费用由投标人负责，包含在报价中。 （1.9）第三方检测、质量监督的项目所发生的费用，由投标人负责，费用包含在报价中。 （1.10）现场所有计量表计的检定由投标人负责，所需的费用已经包含在报价中。 （1.11）工程达设计值投产相关费用由投标人负责，包含在报价中。 （1.12）投标人施工过程中的环境污染防治工作由投标人负责，费用包含在报价中。 （1.13）上述固定总价范围内的费用未报或低于合理成本或者远高于市场行情，有可能被视为报价不合理的因素影响评标结果。 （1.14）招标人提出的取消的项目按投标报价直接核减合同总价（含暂列金）。 （1.15）投标人应依据《中华人民共和国增值税法》及其实施条例等规定和纳税归属地税务主管部门相关要求确定适用税率并编制投标报价。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MW光伏项目EPC总承包工程

		（2）投标报价 （2.1）填写标准：投标人应完整填写本项目所有报价项目，报价表中的单价及总价不能为空格，如投标人弃取某项费用应以“0”填写。 （2.2）投标人应严格按照本招标文件第七章投标文件格式中的格式填写投标报价表。 （2.3）参加本次招标的投标人必须以人民币作为投标报价（进口设备也按人民币报价）。 （2.4）根据贵州省发布的《省就业促进和劳动保护工作领导小组办公室关于进一步加强政府国企项目保障农民工工资支付工作的通知》（黔就劳办发〔2026〕5号）：明确人工费用最低拨付标准。政府国企项目的人工费用拨付周期不得超过1个月，在保证当月足额发放农民工工资的基础上，并且不得低于下列标准：施工第1个月，拨付的人工费用不得低于“施工合同总价×行业最低人工费比例÷合同工期总月数×1”；施工第2个月，累计拨付的人工费用不得低于“施工合同总价×行业最低人工费比例÷合同工期总月数×2”；以此类推，确保施工最后1个月时，累计拨付的人工费用不低于“施工合同总价×行业最低人工费比例”。根据贵州省有关规定，本项目最低人工费比例为建安费的15%。投标人需在报价时考虑。
3.3.1	投标有效期	120日历天，如投标截止时间延期，则投标有效期相应顺延。
3.4.1	投标保证金	一、投标保证金的交纳 投标保证金的形式：银行转账、银行保函、保险公司投标保证保险、合法担保机构出具的担保。 投标保证金以银行转账方式提交的，须从投标人基本账户转出**（联合体投标的，由联合体牵头单位交纳）。** 投标保证金的金额：48万元（人民币）（大写：肆拾捌万元整）。 递交地点：“贵州省公共资源交易中心网”（网址：http://ggzy.guizhou.gov.cn） 递交时间：投标截止时间前。 账户名称：贵州省公共资源交易中心 开 户 行：贵州银行股份有限公司贵阳展览馆支行 单位账号：0109001400000182-0002。 注：（1）投标保证金以银行转账方式交纳的：须由投标人在投标截止时间前自行在系统内与参与投标项目进行绑定。未绑定的，将视为未交纳投标

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—10kV升压站和423MW光伏EPC总承包工程

		保证金。（2）投标保证金应以招标文件规定的交纳形式进行交纳，投标人可通过贵州省公共资源交易综合金融服务平台 PC 端或移动端（贵州交易通 APP）在线办理电子保函（注：其内容应载有招标人名称、投标人名称、项目名称、保证金金额、有效期，且其有效期应不小于投标有效期），直接在交易系统中确认；未通过贵州省公共资源交易综合金融服务平台交纳投标保证金的，应在交易系统中选择“纸质保函”交纳方式， 并上传保函扫描件，上传内容确保清晰可见。招标人（代理机构）在开标时对其进行真伪验证，通过上传保函中提供的在线官网地址进行查验，检查未通过或不能查验的视为未按规定交纳投标保证金。**（注：上传纸质保函扫描件的同时需提供保函官网查询地址及查询方式（提供查询方式说明，扫描后随保函扫描件一同上传），若因提供的保函查询地址及查询方式不准确或未提供导致保函不能查验或未通过查验，后果由投标人自行承担）。** 公示期结束后,招标人应在 10 日内书面通知公共资源交易中心退还未中标人的投标保证金及银行同期存款利息（如有异议或投诉情形的除外）。 招标人应当在法定时间内和中标人签订合同，并书面通知公共资源交易中心，公共资源交易中心应于 5 日内向中标人退还投标保证金及银行同期存款利息。
3.6	是否允许递交备选投标方案	√不允许
3.7.3	签字或盖章要求	1.投标文件由投标人使用“电子交易平台”自带的“投标文件制作工具”制作生成。 2.投标人在编制投标文件时按照标签提示导入相关内容。 3.投标文件中证明资料的“复印件”均为“原件的扫描件”。 4.“投标文件格式”中要求盖单位章的地方，投标人均应使用 CA 数字证书加盖投标人的单位电子印章。**联合体投标的，除联合体协议书及投标文件格式中单独提出要求联合体成员单位加盖单位公章（可采用纸质版盖联合体各方单位印章后扫描上传）外，其他要求签字或盖章的均由联合体牵头单位签字或盖章。** 5.“投标文件格式”中要求法定代表人签名（或盖章）、授权代理人签名（或盖章）的地方，投标人法定代表人、授权代理人可选择亲笔签字或使用 CA 数字证书加盖法定代表人、授权代理人的个人电子印章或电子签名章。 6.投标文件制作完成后，投标人应使用 CA 数字证书对投标文件进行

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段二10kV
V升压站和42.3MW光伏区EPC总承
包工程

		文件加密，形成加密的投标文件。 7.投标文件制作工具使用问题咨询贵州省公共资源交易中心： 0851-85971363/85971912 （信息化处） 0851-85971671/85971629 （工具维保）
3.7.4	投标文件格式	本项目为电子招标远程开标项目，投标人须在递交投标文件截止时间前将按照交易平台系统的要求编制的电子投标文件上传到全国公共资源交易平台（贵州省）（网址： ggzy.guizhou.gov.cn），投标文件递交截止时间后未完成投标文件传输或撤回的，视为未递交投标文件，贵州省公共资源交易平台不再接收投标文件。 **其他要求：中标后，中标人须另行向招标人提供与投标时完全一致的纸质投标文件，文件数量由招标人确定。**
4.2.2	递交投标文件地点	贵州省公共资源交易云 https://ggzy.guizhou.gov.cn/
4.2.3	是否退还投标文件	√否
5.1	开标时间和地点	开标时间：同投标截止时间。 开标地点：贵州省公共资源交易中心（贵州省贵阳市遵义路 65 号）开标网络地址：贵州省公共资源交易云 https://ggzy.guizhou.gov.cn/
5.2	开标程序	开标顺序：主持人按下列程序进行开标： （1）宣布开标纪律； （2）宣布开标人、唱标人、记录人、监标人等有关人员姓名； （3）解密电子投标文件，宣读投标函主要内容； （4）开标结束。 具体开标程序以“省公共资源交易中心电子招标远程开标须知省公共资源交易中心电子招标远程开标须”中“二、关于开标程序”要求执行。
6.1.1	评标委员会的组建	评标委员会构成：15 人，其中招标人代表 5 人，评标专家 10 人。根据《省发展改革委关于明确贵州省省域内和跨省远程异地评标项目范围的通知》（黔发改法规〔2026〕337 号）规定，本项目属于跨省远程异地评标的范围，主场评标专家从贵州省综合评标专家库抽取，客场评标专家在客场所属地省综合评标专家库抽取。
7.1	是否授权评标委员会确定中标人	√否，推荐的中标候选人数：≤3

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

7.2	中标候选人公示媒介	招标人将中标候选人的情况在本项目招标公告发布的同一媒介予以公示，公示期不少于 3 日。
7.4.1	履约担保	履约担保的形式: 银行转账或电汇、银行保函、保险公司保证保险 、担保（经国家有关部门认定的担保公司出具） 履约担保的金额 ：中标金额（扣除暂列金）的 10%； 中标人提交履约担保的时间：签订合同协议书后 45 日历天内由中标人向招标人交纳；履约担保应采用招标人事先同意的格式，必须为见索即付，并保证其有效；履约担保将在本项目竣工验收合格后 28 日历天内予以退还。合同协议书签订之日起 45 日历天内未如期提交履约担保的，每逾期一天承包人承担违约金 1 万元，违约金封顶 30 万元，从工程款中扣除。
8.5	监督部门	监督单位：贵州省能源局 联系电话：0851-86891321 地址：贵阳市观山湖区林城西路 95 号贵州能源集团 B 栋塔楼
9	补充的其他内容	
9.1		本招标文件中填写的投标报名时间、文件获取时间、投标截止时间及投标保证金缴纳时间与贵州省公共资源交易中心网上发布的公告时间不一致的，以贵州省公共资源交易中心网上发布的公告时间为准，后期如有补遗发布时间变更的，以补遗发布变更的时间为准。
9.2		投标人已经充分了解项目具体位置及任何其他足以影响承包价的情况，因投标人忽视或误解工地情况而导致的索赔或工期延长申请将不被批准；
9.3		本工程价款中包含的安全文明施工措施费用不低于国家相关规定（不含设备费用）。
9.4		**本项目采用综合评标法，招标人不保证报价最低的投标人中标，对未中标的投标人无解释义务。**
9.5		**（1）经核实，若投标人所提供的材料有虚假材料，招标人将没收其投标保证金，上报有关部门追究其法律责任，提请相关部门将其列入不良企业名单，若给招标人造成损失的，应给予赔偿，若其为中标单位，将取消其中标资格；若已签订合同则取消合同，没收履约保证金。** **（2）招标人保留核实投标人是否被责令停产停业、暂扣或者吊销**

水城区营盘乡三花村光伏电站标段—10kV升压站和423MWP光伏区EPC总承包工程

	许可证、暂扣或者吊销执照、进入清算程序，或者被宣告破产，或其他丧失履约能力的情形及投标人须知前附表第1.4.1条中关于“信誉要求”的权力，若投标人在投标有效期内存在以上情形或经核实不满足“信誉要求”的，招标人将有权取消其中标资格，并没收其投标保证金，给招标人造成损失的，中标人还应当予以赔偿。
9.6	（1）投标人须承诺如下内容（提供承诺书，见投标承诺函格式）：若中标,本项目拟派的项目经理及项目管理机构人员未经招标人同意不进行更换； （2）投标人须承诺如下内容（提供承诺书，见投标承诺函格式）：在签订合同之前，招标人如发现投标人在招标过程中有任何违法违规的行为的（包括投标时提供的证明等一切材料违规作假的），一经查实，取消其投标、中标资格，所交纳的投标保证金不予退还。在签订合同之后及工程实施阶段，如发现投标人在招标过程中有任何违法违规的行为的（包括投标时提供的证明等一切材料 违规作假的），一经查实，双方合同终止，其所交纳的履约保证金不予退还，且中标人在此所消耗的一切人力、财力和物力及已完成工程量业主方均不予认可、计量，不予支付任何费用，给招标人造成的损失，中标人应当予以赔偿。 （3）投标人须承诺如下内容（提供承诺书，见投标承诺函格式）：中标后全面接入并应用‘黔薪保’平台落实工资支付保障制度。
9.7	投标人提供承诺书（见投标承诺函格式）：供货不限于投标人提供的供货范围清单里的内容，投标人最终供货的设备材料数量、规格型号、材质、参数以满足项目性能要求、技术协议要求、现场施工要求、系统正常运行为准，如有增加，也属于投标人的供货范围，招标人不再另行支付费用。设备材料的规格型号、材质非经招标人同意不得变更，即使经招标人同意的变更，若标准降低，则招标人相应扣减由此造成的价格差额。
9.8	招标代理服务费由中标人支付，在领取中标通知书时支付给招标代理机构。招标代理服务费用标准： （1）招标代理服务费收费参照标准：原国家计划发展委员会计价格[2002]1980 号文《招标代理服务收费管理暂行办法》。 （2）招标代理服务费收费标准：以招标项目各相应工程中标金额下浮60%为基准，参照上述文件的规定按各相应工程的报价分别分类计算汇总后执行。

水城区营盘乡三龙村光伏电站标段—10kV升压站和42.31MWp光伏区EPC总承包工程

9.9	当投标人须知前附表与投标人须知正文内容不一致时，以投标人须知前附表为准。
9.10	**付款方式：详见合同条款。**
9.11	★特别提醒： 1、投标人投标时在交易系统**“投标总报价”**栏下填写的报价为本次投标**含税投标总价（含税投标总价=含税固定总价+暂列金（含税）391.70万元）**，填报时需仔细填写；该报价为开标一览表和中标候选人公示信息读取来源，请确保和投标对应报价内容一致，因填写不完整和不一致导致的后果由投标人自行承担并可能会有废标风险！！ 2、其他相关报价内容，按照投标文件格式提供的“投标函”及“投标报价汇总表”相关格式及要求的报价项目详细填写，本项目以**不含税固定总价**作为评标价计算报价得分，请投标人仔细阅读报价要求及**评标价计算规则**。
9.12	**特别说明：**投标人在参与本次招标采购活动过程中，不得实施恶意阻却采购行为。如需提出异议或投诉，应基于客观事实并遵守法定流程。经查证核实，投标人存在恶意阻却采购行为，并造成招标人损失或影响企业重大生产经营正常进行的，招标人保留依法追究投标人相关法律责任及经济损失赔偿的权利。
10	电子招标投标：是，具体要求：见须知前附表相关要求。

1. 总则

1.1 项目概况

1.1.1 根据《中华人民共和国招标投标法》等有关法律、法规和规章的规定，本招标项目已具备招标条件，现对该项目设计施工进行总承包招标。

1.1.2 招标人：见投标人须知前附表。

1.1.3 招标代理机构：见投标人须知前附表。

1.1.4 招标项目名称：见投标人须知前附表。

1.1.5 项目建设地点：见投标人须知前附表。

1.2 项目的资金来源和落实情况

1.2.1 资金来源及比例：见投标人须知前附表。

1.2.2 资金落实情况：见投标人须知前附表。

1.3 招标范围、计划工期和质量标准

1.3.1 招标范围：见投标人须知前附表。

1.3.2 计划工期：见投标人须知前附表。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—10KV升压站和42.5MWp光伏区EPC总承包工程

1.3.3 质量标准：见投标人须知前附表。

1.4 投标人资格要求（适用于未进行资格预审的）

1.4.1 投标人应具备承担本招标项目资质条件、能力和信誉。

（1）资质要求：见投标人须知前附表；

（2）财务要求：见投标人须知前附表；

（3）信誉要求：见投标人须知前附表；

（4）项目负责人的资格要求：见投标人须知前附表；

（5）项目管理机构及人员：见投标人须知前附表；

（6）其他要求：见投标人须知前附表。

1.4.2 投标人须知前附表规定接受联合体投标的，除应符合本章第1.4.1项和投标人须知前附表的要求外，还应遵守以下规定：

（1）联合体各方应按招标文件提供的格式签订联合体协议书，明确联合体牵头人和各方权利义务；

（2）联合体中有同类资质的联合体成员按照联合体分工承担相同工作的，按照资质等级较低的单位确定资质等级；

（3）联合体各方不得再以自己名义单独或参加其他联合体在本招标项目中投标。

1.4.3 投标人不得存在下列情形之一：

（1）为招标人不具有独立法人资格的附属机构(单位)；

（2）与招标人存在利害关系且可能影响招标公正性；

（3）为本招标项目的监理人；

（4）为本招标项目的代建人；

（5）为本招标项目提供招标代理服务的；

（6）被责令停产停业、暂扣或者吊销许可证、暂扣或者吊销执照的；

（7）被依法暂停或取消投标资格的；

（8）进入清算程序，或者被宣告破产，或其他丧失履约能力的情形；

（9）在最近三年内有骗取中标或严重违约的情形；

（10）与本招标项目的监理人或代建人或招标代理机构同为一个法定代表人的；

（11）与本招标项目的监理人或代建人或招标代理机构相互控股或参股的；

（12）在最近三年内发生重大工程质量问题或在近18个月内存在较大及以上生产安全责任事故（以相关行业主管部门的行政处罚决定或者司法出具的有关法律文书为准）；

（13）被工商行政管理机关在全国企业信用信息公示系统中列入经营异常名录和严重违法失信名单；需提供查询截图，查询截图需体现查询日期，时间为发布招标公告之日起

水城区营盘乡兰花坪光伏电站标段—110k V升压站和23MWp光伏EPC总承包工程

至开标前（若为联合体投标，联合体成员单位均需提供，并各自加盖单位公章）。

（14）被最高人民法院在“信用中国”网站或各级信用信息共享平台中列入严重失信主体名单；需提供信用中国网站查询截图，查询截图需体现查询日期，时间为发布招标公告之日起至开标前（若为联合体投标，联合体成员单位均需提供，并各自加盖单位公章）。

（15）在近三年内投标人或其法定代表人、拟委任的工程总承包项目项目经理、项目施工负责人、设计负责人有行贿犯罪行为的以“中国裁判文书网”网站(https://wenshu.court.gov.cn)查询结果为准；

（16）为本项目前期准备提供设计或咨询服务的（但招标人公开已经完成的相应咨询服务成果的除外）；

（17）法律法规规定的其他情形。

1.4.4 单位负责人为同一人或者存在控股、管理关系的不同单位，不得同时参加本次招标项目投标。

1.5 费用承担和设计成果补偿

1.5.1 投标人准备和参加投标活动发生的费用自理。

1.5.2 招标人对符合招标文件规定的未中标人的设计成果进行补偿的，按投标人须知前附表规定给予补偿，并有权免费使用未中标人设计成果。

1.6 保密

参与招标投标活动的各方应对招标文件和投标文件中的商业和技术等秘密保密，否则应承担相应的法律责任。

1.7 语言文字

招标投标文件使用的语言文字为中文。专用术语使用外文的，应附有中文注释。

1.8 计量单位

所有计量均采用中华人民共和国法定计量单位。

1.9 踏勘现场

1.9.1 投标人须知前附表规定组织踏勘现场的，招标人按投标人须知前附表规定的时间、地点组织投标人踏勘项目现场。

1.9.2 投标人踏勘现场发生的费用自理。

1.9.3 除招标人的原因外，投标人自行负责在踏勘现场中所发生的人员伤亡和财产损失。

1.9.4 招标人在踏勘现场中介绍的工程场地和相关的周边环境情况，供投标人在编制投标文件时参考，招标人不对投标人据此作出的判断和决策负责。

1.10 投标预备会

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110K V升压站和423MWp光伏区EPC总承包工程

1.10.1 投标人须知前附表规定召开投标预备会的，招标人按投标人须知前附表规定的时间和地点召开投标预备会，澄清投标人提出的问题。

1.10.2 投标人应在投标人须知前附表规定的时间前，以书面形式将提出的问题送达招标人，以便招标人在会议期间澄清。

1.10.3 投标预备会后，招标人在投标人须知前附表规定的时间内，将对投标人所提问题的澄清，以书面形式通知所有购买招标文件的投标人。该澄清内容为招标文件的组成部分。

1.11 分包

1.11.1 投标人须知前附表规定应当由分包人实施的非主体、非关键性工作，投标人应当按照第五章“招标人要求”的规定提供分包人候选名单及其相应资料。

1.11.2 投标人拟在中标后将中标项目的部分非主体、非关键性工作进行分包的，应符合投标人须知前附表规定的分包内容、分包金额和资质要求等限制性条件。

1.12 偏离

投标人须知前附表允许投标文件偏离招标文件某些要求的，偏离应当符合招标文件规定的偏离范围和幅度。

2. 招标文件

2.1 招标文件的组成本招标文件包括：

（1）招标公告；

（2）投标人须知；

（3）评标办法；

（4）合同条款及格式；

（5）招标人要求；

（6）招标人提供的资料和条件；

（7）投标文件格式；

（8）投标人须知前附表规定的其他资料。

根据本章第 1.10 款、第 2.2 款和第 2.3 款对招标文件所作的澄清、修改，构成招标文件的组成部分。

2.2 招标文件的澄清

2.2.1 投标人应仔细阅读和检查招标文件的全部内容。如发现缺页或附件不全，应及时通过交易平台向招标人提出，以便补齐。如有疑问，应在投标人须知前附表规定的时间前通过交易平台，要求招标人对招标文件予以澄清。

2.2.2 招标文件的澄清通过交易平台发给所有投标人，但不指明澄清问题的来源。澄

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—10kV
V升压站和1.3MWp光伏区EPC总承
包工程招标公告

清发出的时间距投标人须知前附表规定的投标截止时间不足 15 天的，并且澄清内容影响投标文件编制的，将相应延长投标截止时间。投标人自行及时上网查看。

2.3 招标文件的修改

2.3.1 招标人可以通过交易平台修改招标文件。修改招标文件的时间距投标人须知前附表规定的投标截止时间不足 15 天的，并且澄清内容影响投标文件编制的，将相应延长投标截止时间。投标人自行及时上网查看。

3. 投标文件

3.1 投标文件的组成

3.1.1 投标文件应包括下列内容：

（一）商务标

（1）投标函及投标函附录；

（2）法定代表人身份证明或授权委托书；

（3）联合体协议书（如有）；

（4）投标承诺函；

（5）资格、商务审查资料；

（6）其他资料；

（7）价格清单；

注：投标人在评标过程中作出的符合法律法规和招标文件规定的澄清确认，构成投标文件的组成部分。

（二）技术标

（8）投标人实施方案。

3.2 投标报价

3.2.1 投标人应按第七章“投标文件格式”的要求填写。

3.2.2 投标人应充分了解施工场地的位置、周边环境、道路、装卸、保管、安装限制以及影响投标报价的其他要素。投标人根据投标设计，结合市场情况进行投标报价。

3.2.3 投标人在投标截止时间前修改投标函中的投标报价总额，应同时修改投标文件“投标函附录”中的相应报价，投标报价总额为各分项金额之和。此修改须符合本章第 4.3 款的有关要求。

3.2.4 招标人设有最高投标限价的，投标人的投标报价不得超过最高投标限价，最高投标限价或其计算方法在投标人须知前附表中载明。

3.2.5 投标报价的其他要求见投标人须知前附表。

3.3 投标有效期

3.3.1 除投标人须知前附表另有规定外，投标有效期为 90 天。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110k
V光伏送出42.5MWp光伏区EPC总承
包工程

3.3.2 在投标有效期内，投标人撤销或修改其投标文件的，应承担招标文件和法律规定的责任。

3.3.3 出现特殊情况需要延长投标有效期的，招标人以书面形式通知所有投标人延长投标有效期。投标人同意延长的，应相应延长其投标保证金的有效期，但不得要求或被允许修改或撤销其投标文件；投标人拒绝延长的，其投标失效，但投标人有权收回其投标保证金。

3.4 投标保证金

3.4.1 投标人在递交投标文件的同时，应按投标人须知前附表规定的金额、担保形式和第七章“投标文件格式”规定的投标保证金格式递交投标保证金，并作为其投标文件的组成部分。

3.4.2 投标人不按本章第 3.4.1 项要求提交投标保证金的，评标委员会将否决其投标。

3.4.3 招标人与中标人签订合同后 5 日内，向未中标的投标人和中标人退还投标保证金。

3.4.4 有下列情形之一的，投标保证金将不予退还：

（1）投标人在规定的投标有效期内撤销或修改其投标文件；

（2）投标人在中标后，在规定期限内无正当理由不与招标人签订合同或者未按招标文件规定提交履约保证金或者履约保函的；

（3）评标委员会或行政监管部门认定投标人串通投标或弄虚作假或有其他违法行为的；

（4）中标人放弃中标的；

（5）法律、法规规定的其他情形。

3.5 资格审查资料

3.5.1 “投标人基本情况表”应附投标人营业执照及其年检合格的证明材料、资质证书副本等材料的复印件。

3.5.2 “近年财务状况表”应附经会计师事务所或审计机构审计的财务会计报表，包括资产负债表、现金流量表、利润表和财务情况说明书等复印件，具体年份要求见投标人须知前附表。投标人的成立时间少于规定年份的，应提供成立以来的财务审计报告等对应资料。

3.5.3 “近年完成的类似项目情况表”应附中标通知书和（或）合同协议书、工程接收证书（工程竣工验收证书）复印件。具体年份要求见投标人须知前附表，每张表格只填写一个项目，并标明序号。

3.5.4 “正在实施和新承接的项目情况表”应附中标通知书和（或）合同协议书复印件。每张表格只填写一个项目，并标明序号。

水城区猪场乡三花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

3.5.5 “近年发生的重大诉讼及仲裁情况”应说明相关情况，并附法院或仲裁机构作出的判决、裁决等有关法律文书复印件，具体年份要求见投标人须知前附表。

3.5.6 投标人须知前附表规定接受联合体投标的，本章第3.5.1项至第3.5.5项规定的表格和资料应包括联合体各方相关情况。

3.6 备选投标方案

除投标人须知前附表另有规定外，投标人不得递交备选投标方案。允许投标人递交备选投标方案的，只有中标人所递交的备选投标方案方可予以考虑。评标委员会认为中标人的备选投标方案优于其按照招标文件要求编制的投标方案的，招标人可以接受该备选投标方案。

3.7 投标文件的编制

3.7.1 投标文件应按第七章“投标文件格式”进行编写，如有必要，可以增加附页，作为投标文件的组成部分。其中，投标函附录在满足招标文件实质性要求的基础上，可以提出比招标文件要求更有利于招标人的承诺。

3.7.2 投标文件应当对招标文件有关招标范围、投标有效期、工期、质量标准、招标人要求等实质性内容作出响应。

3.7.3 投标文件格式中明确要求投标人法定代表人（单位负责人）或其委托代理人签字之处，可以使用印章、签名章或其他电子制版签名；明确要求投标人加盖单位章之处，必须加盖单位章或电子章。其中，投标函及对投标文件的澄清和说明应加盖投标人单位章，由投标人的法定代表人（单位负责人）或其委托代理人签字或盖章。

如果投标文件由委托代理人签署，则投标人须提交授权委托书，授权委托书应按第七章“投标文件格式”的要求出具，并由法定代表人（单位负责人）和委托代理人使用印章、签名章或其他电子制版签名章。

如果由投标人的法定代表人（单位负责人）亲自签署投标文件，则投标人须提交法定代表人（单位负责人）身份证明，身份证明应符合第七章“投标文件格式”的要求。

4. 投标

4.1 投标文件的密封和标记

本项目为电子招标远程开标项目，按投标须知前附表相关要求执行。

4.2 投标文件的递交

本项目为电子招标远程开标项目，按投标须知前附表相关要求执行。

4.3 投标文件的修改与撤回

4.3.1 在规定的投标截止时间前，投标人可以修改或撤回已递交的投标文件，但应以书面形式通知招标人。

水城区营盘乡老花村光伏电站标段—110kV升压站和23MW光伏项目EPC总承包工程

4.3.2 投标人修改或撤回已递交投标文件的通知，应按照本章第 3.7.3 项的要求加盖电子印章。电子招标投标交易平台收到通知后，即时向投标人发出确认回执通知。

4.3.3 投标人撤回投标文件的，招标人自收到投标人书面撤回通知之日起 5 日内退还已收取的投标保证金。

4.3.4 修改的内容为投标文件的组成部分。修改的投标文件应按照本章第 3 条、第 4 条的规定进行编制、密封、标记和递交，并标明“修改”字样。

5. 开标

5.1 开标时间和地点

招标人在规定的投标截止时间（开标时间），通过电子招标投标交易平台公开开标，所有投标人的法定代表人或其委托代理人应当准时参加。

5.2 开标程序

主持人按下列程序进行开标：

（1）宣布开标纪律；

（2）宣布开标人、唱标人、记录人、监标人等有关人员姓名；

（3）解密电子投标文件，宣读投标函主要内容；

（4）开标结束。

5.3 开标异议

投标人对开标有异议的，应当在开标现场电子开标系统内提出，招标人当场作出答复，并制作记录。

6. 评标

6.1 评标委员会

6.1.1 评标由招标人依法组建的评标委员会负责。评标委员会由招标人或其委托的招标代理机构熟悉相关业务的代表，以及有关技术、经济等方面的专家组成。评标委员会成员人数以及技术、经济等方面专家的确定方式见投标人须知前附表。

6.1.2 评标委员会成员有下列情形之一的，应当回避：

（1）作为项目主管部门或者行政监督部门工作人员的（含聘用、挂职、借调人员等）；

（2）作为投标人的在职工作人员，或者过去 3 年内与投标人有劳动关系的；

（3）任职单位与招标人为同一单位或者隶属关系，或者存在控股、管理关系的；

（4）参与过招标项目资格预审文件、招标文件等资料编制以及意见征询、审核的；

（5）与投标人的法定代表人或者负责人有夫妻、直系血亲、三代以内旁系血亲或者近姻亲关系；

（6）法律、法规、规章规定的其他情形。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和23MWp光伏区EPC总承包工程

6.2 评标原则

评标活动遵循公平、公正、科学和择优的原则。

6.3 评标

评标委员会按照第三章“评标办法”规定的方法、评审因素、标准和程序对投标文件进行评审。第三章“评标办法”没有规定的方法、评审因素和标准，不作为评标依据。

7. 合同授予

7.1 定标方式

除投标人须知前附表规定评标委员会直接确定中标人外，招标人依据评标委员会推荐的中标候选人确定中标人，评标委员会推荐中标候选人的人数见投标人须知前附表。

7.2 中标候选人公示

招标人在投标人须知前附表规定的媒介公示中标候选人。

7.3 中标通知

在本章第 3.3 款规定的投标有效期内，招标人以书面形式向中标人发出中标通知书，同时将中标结果通知未中标的投标人。中标通知书按本章附表格式填写。

7.4 履约担保（如需）

7.4.1 中标人应按投标人须知前附表规定的担保形式，和招标文件第四章“合同条款及格式”规定的或者事先经过招标人书面认可的履约担保格式，向招标人提交履约担保。

7.4.2 中标人不能按本章第7.4.1项要求提交履约担保的，视为放弃中标，其投标保证金不予退还，给招标人造成的损失超过投标保证金数额的，中标人还应当对超过部分予以赔偿。

7.5 签订合同

7.5.1 招标人和中标人应当自中标通知书发出之日起 30 天内，根据招标文件和中标人的投标文件订立书面合同。中标人无正当理由拒签合同的，招标人取消其中标资格，其投标保证金不予退还；给招标人造成的损失超过投标保证金数额的，中标人还应当对超过部分予以赔偿。

7.5.2 发出中标通知书后，招标人无正当理由拒签合同的，招标人向中标人退还投标保证金；给中标人造成损失的，还应当赔偿损失。

8. 纪律和监督

8.1 对招标人的纪律要求

招标人不得泄漏招标投标活动中应当保密的情况和资料，不得与投标人串通损害国家利益、社会公共利益或者他人合法权益。

8.2 对投标人的纪律要求

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110K
V升压站和23MWp光伏EPC总承
包工程

投标人不得相互串通投标或者与招标人串通投标，不得向招标人或者评标委员会成员行贿谋取中标，不得以他人名义投标或者以其他方式弄虚作假骗取中标；投标人不得以任何方式干扰、影响评标工作。

8.3 对评标委员会成员的纪律要求

评标委员会成员不得收受他人的财物或者其他好处，不得向他人透漏对投标文件的评审和比较、中标候选人的推荐情况以及评标有关的其他情况。在评标活动中，评标委员会成员应当客观、公正地履行职责，遵守职业道德，不得擅离职守，影响评标程序正常进行，不得使用第三章“评标办法”没有规定的评审因素和标准进行评标。

8.4 对与评标活动有关的工作人员的纪律要求

与评标活动有关的工作人员不得收受他人的财物或者其他好处，不得向他人透漏对投标文件的评审和比较、中标候选人的推荐情况以及评标有关的其他情况。在评标活动中，与评标活动有关的工作人员不得擅离职守，影响评标程序正常进行。

8.5 投诉

投标人和其他利害关系人认为本次招标活动违反法律、法规和规章规定的，有权向有关行政监督部门投诉。

9. 需要补充的其他内容

需要补充的其他内容：见投标人须知前附表。

10. 电子招标投标

采用电子招标投标，对投标文件的编制、密封和标记、递交、开标、评标等具体要求，见投标人须知前附表。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第三章　评标办法（综合评估法）

评标办法前附表

条款号		评审因素	评审标准
2.1.1	形式评审标准	投标人名称	与营业执照、资质证书一致
		投标函签字盖章	按照招标文件所提供的投标文件格式中投标函格式要求签字、盖章
		投标文件	同一投标人不得提交两份及以上不同内容的投标文件。
		报价唯一	只能有一个有效报价
2.1.2	资格评审标准	营业执照	具备有效的营业执照，联合体投标的，牵头单位及成员单位均需提供营业执照。
		资质等级	投标人应当同时具备下列条件： （1）设计资质：具有工程设计电力行业乙级及以上资质或工程设计综合甲级资质。 （2）施工资质：具有电力工程施工总承包二级（或乙级）及以上资质、具备有效的安全生产许可证、具备有效的承装（修、试）电力设施许可证（许可类别和等级为承装类二级及以上和承试类二级及以上）。
		安全生产许可证	承担本项目施工内容的施工单位具备有效的安全生产许可证。
		信誉	**信誉要求：** （1）投标人不存在第二章“投标人须知正文”1.4.3 款情形之一； （2）投标人不存在第二章“投标人须知正文”1.4.4 款情形； 注：提供承诺，见投标承诺函格式。**其中（1）**未被工商行政管理机关在全国企业信用信息公示系统中列入经营异常名录和严重违法失信名单；需提供查询截图，查询截图需体现查询日期，时间为发布招标公告之日起至开标前（若为联合体投标，联合体成员单位均需提供，并各自加盖单位公章）。（2）未被最高人民法院在

水城区营盘乡兰花村光伏电站项目35kV升压站和42.3MWp光伏电站工程

			“信用中国”网站或各级信用信息共享平台中列入严重失信主体名单；需提供信用中国网站查询截图，查询截图需体现查询日期，时间为发布招标公告之日起至开标前（若为联合体投标，联合体成员单位均需提供，并各自加盖单位公章）。
		人员资格	1.工程总承包项目经理资格要求：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具备有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的项目经理（或总负责人）。 2.项目施工负责人资格要求：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具有有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的施工负责人。3.项目设计负责人资格要求：具有电力工程相关专业高级工程师及以上职称。 4.项目安全负责人资格要求：具备中级及以上注册安全工程师资格，具有有效的建筑施工企业安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的安全负责人。 注：①工程总承包项目经理与项目施工负责人可为同一人；联合体参与投标的，项目经理需由联合体牵头单位派出。 □工程总承包项目经理、项目施工负责人提供有效的身份证、上述要求的注册证书、投标截止日期前最近3个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件、安全生产考核合格证书（B类）； ③设计负责人提供有效的身份证、电力工程相关专业职称证及投标截止日期前最近3个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件。④项目安全负责人提供有效的身份证、中级及以上注册安全工程师资格证、安全生产考核合格证书（B类合格证）及投标截止

水城区营盘乡兰花村光伏电站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 V升压站

			日期前最近 3 个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件。
		联合体投标人	本工程接受联合体投标。联合体参与投标的提供有效的联合体投标协议，详见格式。
		投标承诺函	真实、有效，见招标文件格式文本。
		澄清和说明情况	按照评标委员会要求澄清和说明---以评标委员会成员的判断为准。
		投标人在投标过程中遵章守法	没有发现存在弄虚作假、行贿或者其他违法违规行为---以评标委员会成员的甄别及以投标承诺函内容为证明材料。
2.1.3	响应性评审标准	投标报价	本项目设置含税最高投标限价为：人民币 11336.99 万元，（其中固定总价（含税）10945.29 万元，暂列金（含税）391.70 万元），投标人报价时不得修改招标人给定的暂列金额数额，超过最高投标限价或修改招标人给定的暂列金额数额的为否决性投标。
		投标内容	符合第二章“投标人须知前附表”第 1.3.1 项规定，见投标函附录。
		工期	从合同签订之日起 270 日历天,完成并网手续办理具备全容量并网条件。 见投标函附录。
		质量标准	质量标准：必须全面达到国家或电力行业标准、满足技术规范书要求。见投标函附录。
		投标有效期	120 日历天。
		投标保证金	投标保证金的金额：48 万元（人民币）。
		权利义务	符合第四章“合同条款及格式”规定的权利义务。见投标函附录。
		投标人须知前附	见投标承诺函承诺内容。

水城区营盘乡兰花村光伏电站接入110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

		表 9.6、9.7 条规定的相关承诺	
2.2.1		分值构成 （总分 100 分）	商务部分：5 分 技术部分：45 分 投标报价：50 分
2.2.2 （1）	商务部分评分标准 （5 分）	投标人企业类似项目业绩 （3 分）	投标人 2021 年 1 月 1 日至投标截止日（业绩认定时间以合同签订日期为准）已完工山地光伏发电项目业绩（业绩认定标准：1）单体 40MWp 及以上规模；2）已完工山地光伏（除草原、沙漠、戈壁、荒漠、水上光伏外），按以下规则计分： 独立投标人：每提供 1 个满足上述要求的已完工山地光伏发电 EPC 总承包项目业绩得 1 分，最高得 3 分。 联合体投标人： （1）本项目投标联合体中承担设计分工的成员单位：每提供 1 项满足上述要求的已完工山地光伏发电项目独立设计业绩或作为联合体参与方在已完工山地光伏发电 EPC 总承包项目中承担设计工作的业绩，得 0.5 分，本项目投标联合体中承担设计分工的成员单位类似业绩得分最高 1.5 分； （2）本项目投标联合体中承担施工分工的成员单位：每提供 1 项满足上述要求的已完工山地光伏发电项目独立施工业绩或作为联合体参与方在已完工山地光伏发电 EPC 总承包项目中承担施工工作的业绩，得 0.5 分，本项目投标联合体中承担施工分工的成员单位类似业绩得分最高 1.5 分； 备注： ①业绩证明材料分类要求： 1）山地光伏发电 EPC 总承包业绩、独立施工业绩：须同时提供合同复印件、竣工验收等相关证明材料（如：竣工验收移交签证书或工程试运和移交生产验收鉴定书或发包人出具的竣工验收证明或并网证明复印件或其它能证明已竣工验收的材料）；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段-110KV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

			2）独立光伏发电设计业绩：须提供设计合同复印件 ，无需提供项目整体竣工验收资料； 3）联合体成员作为EPC项目参与方承担设计或施工分工的业绩，按照EPC总承包业绩证明材料标准执行； ②合同复印件至少包含：合同双方盖章页、合同签订日期、承包或设计或分工等合同范围内容及项目关键技术参数页面； ③业绩仅限投标人直接与项目建设单位（发包人）签订合同承接的项目，投标人从总承包单位、第三方单位分包获得的设计、施工分包业绩不予认可； ④ 如联合体成员提供 EPC 总承包业绩作为其自身在本项目投标中承担设计或施工的专业业绩，合同文件须清晰体现该成员在所提供的EPC项目业绩内对应的分工（设计或施工）；无法体现分工范围的，该项业绩不予采信；
		投标人工程总承包项目经理类似项目业绩 （2分）	投标人拟派工程总承包项目经理2021年1月1日至投标截止日（业绩认定时间以合同签订日期为准）主持完成的山地光伏发电项目业绩（业绩认定标准：1）单体40MWp及以上规模；2）已完工山地光伏（除草原、沙漠、戈壁、荒漠、水上光伏外），按以下规则计分： 每具有1项以项目经理或工程总承包项目经理（项目负责人）身份主持完成的满足上述要求的山地光伏发电项目施工业绩或山地光伏发电EPC总承包业绩得1分，本项最高得2分。 备注：1.业绩证明材料须同时提供：项目合同复印件、竣工验收等相关证明材料（如：竣工验收移交签证书或工程试运和移交生产验收鉴定书或发包人出具的竣工验收证明或并网证明复印件或其它能证明已竣工验收的材料）。合同复印件至少包含：合同甲乙双方盖章页、合同签订日期、承包范围、项目关键技

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

			术参数页面；缺少任意一类资料的，该项业绩不予计分。 2.合同复印件中未能载明拟派项目经理姓名及在项目中担任职务的，须补充提供以下佐证材料：①载明该项目经理姓名及职务（工程总承包项目经理或项目负责人）的中标通知书或项目建设单位出具的项目经理业绩证明（证明其在所提供的类似项目中作为工程总承包项目经理或项目负责人身份主持完成该项目）并由项目建设单位加盖公章。仅提供单方面陈述、无公章的证明材料不予采信。 3.业绩仅限项目经理所在单位直接与项目建设单位（发包人）签订合同的项目中任职；项目经理所在单位在总承包单位分包项目中担任岗位的业绩不予认可。
2.2.2 （2）	技术部分 评分标准 （45 分）	设计方案 （10 分）	根据投标文件中的设计方案及设计说明的完整性、深度、优异性，以及设计图纸的完整性，设计方案对招标文件的技术要求的响应性进行横向比较。 优秀：7-10 分； 良好：3-7（不含）分； 一般：0-3（不含）分。 未提供不得分。
		施工组织 （10 分）	**投标人须结合现场踏勘实际情况，编制具有针对性的施工方案**，评委对施工方案与技术措施、质量管理体系与措施、确保安全生产的技术措施、施工总进度图进行横向比较。 优秀：7-10 分； 良好：3-7（不含）分； 一般：0-3（不含）分。 未提供不得分。
		主要技术参数和性能指标 （8 分）	根据投标文件中拟采用的设备，就其合理性、先进性、主要性能参数、性能保证值及可靠性（包括但不限于组件、逆变器及系统整体效率

水城区营盘乡兰村光伏电站标段—10kV升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

			等）进行横向比较。 优秀：6-8 分； 良好：3-6（不含）分； 一般：0-3（不含）分。 未提供不得分。
		组织机构及人员配备 （6 分）	对投标文件中拟设立的组织机构（现场常驻管理人员不得少于17人（可根据项目建设进度适时调整，施工高峰期不得低于该配置），根据人员配置的健全性、岗位职责和技术力量进行横向比较。 优秀：4-6 分； 良好：2-4 分（不含）； 一般：0-2 分（不含）。 未提供不得分。
		设备采购 （5 分）	对投标文件中的设备管理及保证措施，设备采购方案，保证设备采购满足技术要求的管控措施，设备供货及时性，设备保管措施，设备性能验收方案进行横向比较。 优秀：4-5 分； 良好：2-4 分（不含）； 一般：0-2 分（不含）。 未提供不得分。
		工期保障 （6 分）	对项目整体计划及进度计划、进度控制措施进行横向比较。 优秀：4-6 分； 良好：2-4（不含）分； 一般：0-2（不含）分。 未提供不得分。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110K V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2.2.2（3）	投标报价评分标准（50 分）	投标报价（50 分）	1.本项目以不含税固定总价作为评标价（该报价数值需评标委员会在投标函“（2）含税投标总报价”的报价内容中进行查询）。 2.投标人的投标报价存在下列情形之一的，其不含税固定总价不参与评标基准价计算： 1）经校核的含税固定总价低于招标文件中含税固定总价最高投标限价 90%即 9850.761 万元（10945.29*90%=9850.761）的，其不含税固定总价不参与评标基准价计算，参与价格得分计算）； 2）组件报价（含税，含运费）单瓦价格为 P（保留四位小数），P≥97%P0，P0 为 2026 年 11 月 04 日 InfoLink 网站（网址：https://www.infolink-group.com/zh-cn）最新公布的中国项目组件 182*182-210mm/210mmTOPCon 组件-集中式项目(RMB)均价，P0=0.705 元/Wp。若投标人组件报价 P 值＜97%P0 的，其投标报价的不含税固定总价不参与评标基准价计算，参与价格得分计算。 3.评标基准价（评标基准价以各投标人的不含税固定总价计算）的计算方法： （1）参与评标基准价计算的投标人家数 n＜5 时：评标基准价=所有参与基准价计算的经校核的评标价（不含税固定总价）平均值 。 （2 参与评标基准价计算的投标人家数 5≤n＜9 时： 评标基准价=去掉一个参与基准价计算的不含税最高固定总价后的经校核的评标价（不含税固定总价）的平均值 。 （3）参与评标基准价计算的投标人家数 n≥9 时：评标基准价=去掉参与基准价计算的一个不含税最高固定总价、一个不含税最低固定总价后的经

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

			校核的评标价（不含税固定总价）的平均值。 3.偏差率 V 与不含税固定总价报价部分得分 T 计算方法： 偏差率 V=（不含税固定总价-评标基准价）/评标基准价×100% 4.各有效投标人不含税固定总价报价得分 T 计算办法为： （1）V=0 时，T=50.00 分； （2）V＞5%时，T=46.5-（V-5%）÷1%×0.8； （3）0＜V≤5%时，T=50.00-V÷1%×0.7； （4）-5%≤V＜0 时，T=50.00+V÷1%×0.35； （5）V＜-5%时，T=48.25+（V+5%）÷1%×0.4； （6）0≤T≤50.00 结果按四舍五入规则保留两位小数。 ★特别提醒：1、本项目评标价采用不含税固定总价计算；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1. 评标方法

本次评标采用综合评估法。评标委员会对满足招标文件实质性要求的投标文件，按照本章第2.2款规定的评分标准进行打分，并按得分由高到低顺序推荐中标候选人，或根据招标人授权直接确定中标人，但投标报价低于其成本的除外。综合评分相等时，以投标报价低的优先；投标报价也相等的，以设计方案得分高的优先；设计方案得分也一致时由招标人或者经招标人授权评标委员会自行确定。

2. 评审标准

2.1 初步评审标准

2.1.1 形式评审标准：见评标办法前附表。

2.1.2 资格评审标准：见评标办法前附表。

2.1.3 响应性评审标准：见评标办法前附表。

2.2 分值构成与评分标准

2.2.1 分值构成

（1）商务部分：见评标办法前附表；

（2）技术部分：见评标办法前附表；

（3）投标报价：见评标办法前附表；

（4）其他评审因素：见评标办法前附表；

2.2.2 评分标准

（1）商务部分：见评标办法前附表；

（2）技术部分：见评标办法前附表；

（3）投标报价：见评标办法前附表；

（4）其他评审因素：见评标办法前附表；

3. 评标程序

3.1 初步评审

3.1.1 评标委员会可以要求投标人提交第二章“投标人须知”第3.5.1项至第3.5.3项规定的有关证明和证件，以便核验。评标委员会依据本章第2.1款规定的标准对投标文件进行初步评审。有一项不符合评审标准的，评标委员会应当否决其投标。（适用于未进行资格预审的）

评标委员会依据本章第2.1.1项、第2.1.3项规定的评审标准对投标文件进行初步评审。有一项不符合评审标准的，评标委员会应当否决其投标。当投标人资格预审申请文件的内容发生重大变化时，评标委员会依据本章第2.1.2项规定的标准对其更新资料进行评审。（适用于已进行资格预审的）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

3.1.2 投标人有以下情形之一的，评标委员会应当否决其投标：

（1）第二章“投标人须知”第 1.4.3 项、第 1.4.4 项规定的任何一种情形的；

（2）串通投标或弄虚作假或有其他违法行为的；

（3）不按评标委员会要求澄清、说明或补正的。

3.1.3 投标报价有算术错误的，评标委员会按以下原则对投标报价进行修正，修正的价格经投标人书面确认后具有约束力。投标人不接受修正价格的，评标委员会应当否决其投标。

（1）投标文件中的大写金额与小写金额不一致的，以大写金额为准；

（2）总价金额与依据单价与工程量乘积汇总计算出的结果不一致的，以单价金额为准修正总价，但单价金额小数点有明显错误的除外。

3.2 详细评审

3.2.1 评标委员会按本章第 2.2 款规定的量化因素和分值进行打分，并计算出综合评估得分。评标办法前附表对商务部分、技术部分的评审有特殊规定的，从其规定。

（1）按本章第 2.2.2（1）目规定的评审因素和分值对商务部分计算出得分 A；

（2）按本章第 2.2.2（2）目规定的评审因素和分值对技术部分计算出得分 B；

（3）按本章第 2.2.2（3）目规定的评审因素和分值对投标报价计算出得分 C；

3.2.2 评分分值计算保留小数点后两位，小数点后第三位“四舍五入”。

3.2.3 投标人得分=A+B+C。

投标人得分统计应遵循下列原则：

每个评分项目的最终得分为评标委员会成员有效评分的算术平均值。

3.2.4 评标委员会发现投标人的报价明显低于其他投标报价，或者在设有标底时明显低于标底，使得其投标报价可能低于其个别成本的，应当要求该投标人作出书面说明并提供相应的证明材料。投标人不能合理说明或者不能提供相应证明材料的，评标委员会应当认定该投标人以低于成本报价竞标，应当否决其投标。

3.3 投标文件的澄清和补正

3.3.1 在评标过程中，评标委员会可以书面形式要求投标人对所提交投标文件中不明确的内容进行书面澄清或说明，或者对细微偏差进行补正。评标委员会不接受投标人主动提出的澄清、说明或补正。

3.3.2 澄清、说明和补正不得改变投标文件的实质性内容。投标人的书面澄清、说明和补正属于投标文件的组成部分。

3.3.3 评标委员会对投标人提交的澄清、说明或补正有疑问的，可以要求投标人进一步澄清、说明或补正，直至满足评标委员会的要求。

3.4 评标结果

水城区营盘乡三龙村光伏电站标段—110kV升压站和1.3MW光伏区EPC总承包工程

3.4.1 除第二章“投标人须知”前附表授权直接确定中标人外，评标委员会按照得分由高到低的顺序推荐中标候选人。

3.4.2 评标委员会完成评标后，应当向招标人提交书面评标报告和中标候选人名单。

说明：评标委员会在评标过程中（1）发现投标文件中含义不明确、对同类问题表述不一致、有明显文字和计算错误、投标报价低于成本警戒线或可能低于成本影响履约的，应当先请投标人作必要的澄清、说明，不得直接否决投标；（2）有效投标不足三个的，应当对投标是否明显缺乏竞争和是否需要否决全部投标进行充分论证，并在评标报告中记载论证过程和结果；（3）发现违法行为的，以及评标过程和结果受到非法影响或者干预的，应当及时向行政监督部门报告。

4.无效标条件

无效标条件

投标人或其投标文件有下列情形之一的，其投标作无效标处理：

（1）电子投标文件未在招标文件规定时间内通过贵州省公共资源交易中心电子招投标系统解密成功的。

（2）在形式评审、资格评审（适用于未进行资格预审的）、响应性评审中，评标委员会认定投标人的投标不符合评标办法前附表中规定的任何一项评审标准。

（3）评标委员会认定投标人以低于工程成本报价竞标的。

（4）评标委员会认定投标文件异常一致或投标报价呈规律性差异的。

（5）不同投标人的投标文件载明的项目管理班子成员出现同一人的。

（6）评标委员会认定投标人串通投标或弄虚作假或有其他违法行为的。

（7）违反法律法规规章相关规定。

5. 电子投标文件雷同情形认定

根据《关于工程建设项目电子投标文件雷同认定及处理的指导意见》（黔发改法规〔2024〕296号）相关规定：评标评审过程中，不同投标人的电子投标文件（资格预审申请文件）存在下列情形之一的，视为雷同：

（一）不同投标人的电子投标文件（资格预审申请文件）存在上传文件的IP地址信息相同，且无法提供合理解释的，应当认定为在同一工作场所上传投标文件，涉嫌存在《招标投标法实施条例》第四十条第（二）项规定的“不同投标人委托同一单位或者个人办理投标事宜”的投标人相互串通投标情形；

（二）不同投标人的电子投标文件（资格预审申请文件）计算机网卡MAC地址、硬盘序列号机器码信息均异常一致的，应当认定为利用同一台电脑制作投标文件，涉嫌

水城区营盘乡老龙村光伏电站标段—110K V升压站和35KV间隔扩建工程总承包工程

存在《中华人民共和国招标投标法实施条例》第四十条第（一）项规定的“不同投标人的投标文件由同一单位或者个人编制”的投标人相互串通投标情形；

（三）不同投标人的电子投标文件已标价工程量清单电子文档记录的计价软件加密锁号，存在信息异常一致的，应当认定为利用同一计价软件制作投标文件，涉嫌存在《中华人民共和国招标投标法实施条例》第四十条第（一）项规定的“不同投标人的投标文件由同一单位或者个人编制”的投标人相互串通投标情形；

（四）不同投标人的电子投标文件（资格预审申请文件）经查重分析，投标文件载明的联合体成员为同一法人、项目管理成员为同一人的，以及出现错误内容异常一致的，涉嫌存在《中华人民共和国招标投标法实施条例》第四十条第（四）项规定的“不同投标人的投标文件异常一致或者投标报价呈规律性差异”的投标人相互串通投标情形；

（五）不同投标人的电子投标文件投标报价呈等差数列、报价的差额本身呈等差数列或者规律性的百分比等情况的，涉嫌存在《中华人民共和国招标投标法实施条例》第四十条第（四）项规定的“不同投标人的投标文件异常一致或者投标报价呈规律性差异”的投标人相互串通投标情形；

（六）国家、省规定的其他利用电子化手段串通投标情形。

6.雷同电子投标文件处理

对电子投标文件（资格预审申请文件）雷同，并经评标委员会集体表决认定为串通投标行为的，应当按照招标文件（资格预审文件）规定的评标方法和标准，依法否决其投标，并在评标报告中如实记录。

招标项目评审所在公共资源交易中心要按照《贵州省工程建设领域招标项目评标评审活动管理办法》相关规定，将评标委员会提交的评标报告通过公共资源交易“全省一张网”推送至招标项目行政监督部门，由其依法处理涉嫌的串通投标问题线索以及异议、投诉。

水城区营盘乡老龙村光伏电站标段—10kV
V升压站和423MWp光伏区EPC总承
包工程

第四章　合同条款及格式

招标人合同编号：	
投标人合同编号：	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

合 同 书

发 包 人：贵州能源水城煤电化一体化有限公司

承 包 人：

二〇二六 年　　月

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第一节　通用合同条款

1. 一般约定

1.1 词语定义

通用合同条款、专用合同条款中的下列词语应具有本款所赋予的含义。

1.1.1 合同

1.1.1.1 合同文件（或称合同）：指水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程合同协议书、中标通知书、投标函及投标函附录、专用合同条款、通用合同条款、招标人要求、价格清单、投标人建议书，以及其他构成合同组成部分的文件。

1.1.1.2 合同协议书：指第 1.5 款[合同协议书]所指的合同协议书。

1.1.1.3 中标通知书：指招标人通知投标人中标的函件。中标通知书随附的澄清、说明、补正事项纪要等，是中标通知书的组成部分。

1.1.1.4 投标函：指构成合同文件组成部分的由投标人填写并签署的投标函。

1.1.1.5 投标函附录：指附在投标函后构成合同文件的投标函附录。

1.1.1.6 招标人要求：指构成合同文件组成部分的名为招标人要求的文件，包括招标项目的目的、范围、设计与其他技术标准和要求，以及合同双方当事人约定对其所作的修改或补充。

1.1.1.7 价格清单：指构成合同文件组成部分的由投标人按规定的格式和要求填写并标明价格的清单。

1.1.1.8 投标人建议书：指构成合同文件组成部分的名为投标人建议书的文件。投标人建议书由投标人随投标函一起提交。投标人建议书应包括投标人的设计图纸及相应说明等设计文件。

1.1.1.9 其他合同文件：指经合同双方当事人确认构成合同文件的其他文件。

1.1.2 合同当事人和人员

1.1.2.1 合同当事人：指招标人和（或）投标人。

1.1.2.2 招标人：指专用合同条款中指明并与投标人在合同协议书中签字的当事人。

1.1.2.3 投标人：指与招标人签订合同协议书的当事人。

1.1.2.4 投标人项目经理：指投标人指定代表投标人履行义务的负责人。

1.1.2.5 设计负责人：指投标人指定负责组织指导协调设计工作并具有相应资格的人员。

1.1.2.6 施工负责人：指投标人指定负责组织指导协调施工工作并具有相应资格的人员。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1.1.2.7 采购负责人：指投标人指定负责组织指导协调采购工作的人员。

1.1.2.8 分包人：指从投标人处分包合同中某一部分工作，并与其签订分包合同的分包人。

1.1.2.9 监理人：指在专用合同条款中指明的，受招标人委托对合同履行实施管理的法人或其他组织。属于国家强制监理的，监理人应当具有相应的监理资质。

1.1.2.7 总监理工程师：指由监理人委派对合同履行实施管理的全权负责人。

1.1.3 工程和设备

1.1.3.1 工程：指永久工程和（或）临时工程。

1.1.3.2 永久工程：指按合同约定建造并移交给招标人的工程，包括工程设备。

1.1.3.3 临时工程：指为完成合同约定的永久工程所修建的各类临时性工程，不包括施工设备。

1.1.3.4 区段工程：指专用合同条款中指明特定范围的能单独接收并使用的永久工程。

1.1.3.5 工程设备：指构成或计划构成永久工程的机电设备、仪器装置、运载工具及其他类似的设备和装置。

1.1.3.6 施工设备：指为完成合同约定的各项工作所需的设备、器具和其他物品，不包括临时工程和材料。

1.1.3.7 临时设施：指为完成合同约定的各项工作所服务的临时性生产和生活设施。

1.1.3.8 投标人设备：指投标人为工程实施提供的施工设备。

1.1.3.9 施工场地（或称工地、现场）：指用于合同工程施工的场所，以及在合同中指定作为施工场地组成部分的其他场所，包括永久占地和临时占地。

1.1.3.10 永久占地：指专用合同条款中指明为实施合同工程需永久占用的土地。

1.1.3.11 临时占地：指专用合同条款中指明为实施合同工程需临时占用的土地。

1.1.4 日期、检验和竣工

1.1.4.1 开始工作通知：指监理人按第 11.1 款通知投标人开始工作的函件。

1.1.4.2 开始工作日期：指监理人按第 11.1 款发出的开始工作通知中写明的开始工作日期。

1.1.4.3 工期：指投标人在投标函中承诺的完成合同工作所需的期限，包括按第 11.3 款[投标人引起的工期延误]、第 11.4 款[异常恶劣的气候条件]和第 11.6 款[工期提前]约定所作的变更。

1.1.4.4 竣工日期：指第 1.1.4.3 目[工期]约定工期届满时的日期。实际竣工日期以工程接收证书中写明的日期为准。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段-10kV升压站和2.2MWp光伏区EPC总承包工程

1.1.4.5 缺陷责任期：指履行第19.2款[缺陷责任]约定的缺陷责任的期限，具体期限在招标人要求中明确的包括根据第19.3款[缺陷责任期的延长]约定所作的延长。

1.1.4.6 基准日期：指投标截止之日前28天的日期。

1.1.4.7 天：除特别指明外，指日历天。合同中按天计算时间的，开始当天不计入，从次日开始计算。期限最后一天的截止时间为当天24:00。

1.1.4.8 竣工试验：是指在工程竣工验收前，根据第18.1款[竣工试验]要求进行的试验。

1.1.4.9 竣工验收：是指投标人完成了全部合同工作后，招标人按合同要求进行的验收。

1.1.4.10 竣工后试验：是指在工程竣工验收后，根据第18.9款[竣工后试验]约定进行的试验。

1.1.4.11 国家验收：是指政府有关部门根据法律、规范、规程和政策要求，针对招标人全面组织实施的整个工程正式交付投运前的验收。

1.1.5 合同价格和费用

1.1.5.1 签约合同价：指中标通知书明确的并在签订合同时于合同协议书中写明的合同总金额。

1.1.5.2 合同价格：指投标人按合同约定完成了包括缺陷责任期内的全部承包工作后，招标人应付给投标人的金额，包括在履行合同过程中按合同约定进行的变更和调整。

1.1.5.3 费用：指为履行合同所发生的或将要发生的所有合理开支，包括管理费和应分摊的其他费用，但不包括利润。

1.1.5.4 暂列金：指招标文件中给定的，用于在签订协议书时尚未确定或不可预见变更的设计、施工及其所需材料、工程设备、服务等的金额，包括以计日工方式支付的金额。

1.1.5.5 暂估价：指招标文件中给定的，用于支付必然发生但暂时不能确定价格的专业服务、材料、设备专业工程的金额。

1.1.5.6 计日工：指对零星工作采取的一种计价方式，按合同中的计日工子目及其单价计价付款。

1.1.5.7 质量保证金：指按第17.4.1项约定用于保证在缺陷责任期内履行缺陷修复义务的金额。

1.1.6 其他

1.1.6.1 书面形式：指合同文件、信函、电报、传真、数据电文、电子邮件、会议纪要等可以有形地表现所载内容的形式。

1.1.6.2 投标人文件：指由投标人根据合同应提交的所有图纸、手册、模型、计算书、

水城区营盘乡三松村光伏电站标段—110kV升压站和12.8MWp光伏EPC总承包工程

软件和其他文件。

1.1.6.3 变更是指根据第15条[变更]的约定，经指示或批准对招标人要求或工程所做的改变。

1.2 语言文字

合同使用的语言文字为中文。专用术语使用外文的，应附有中文注释。

1.3 法律

适用于合同的法律包括中华人民共和国法律、行政法规、部门规章，以及工程所在地的地方性法规、自治条例、单行条例和地方政府规章。

1.4 合同文件的优先顺序

组成合同的各项文件应互相解释，互为说明。除专用合同条款另有约定外，解释合同文件的优先顺序如下：

（1）合同签订后双方商定的补充协议或合同履行期间内经双方签署的备忘录及会议纪要；

（2）合同协议书；

（3）中标通知书；

（4）合同条款及附件；

（5）本合同双方技术协议及附件；

（6）标准、规范和其它有关技术资料、技术要求；

（7）招标文件及澄清文件；

（8）投标文件及澄清文件；

（9）其他合同文件。

1.5 合同协议书

投标人按中标通知书规定的时间与招标人签订合同协议书。除法律另有规定或合同另有约定外，招标人和投标人的法定代表人或其委托代理人在合同协议书上签字并盖单位公章或合同专用章，投标人向招标人提交履约担保后，合同生效。

1.6 文件的提供和照管

1.6.1 投标人文件的提供

除专用合同条款另有约定外，投标人应在合理的期限内按照合同约定的数量向监理人提供投标人文件。合同约定投标人文件应批准的，监理人应当在合同约定的期限内批复。投标人的设计文件的提供和审查按第5.3款[设计审查]和第5.5款[竣工文件]的约定执行。

水城区营盘乡三花村光伏电站标段—110k V升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

1.6.2 招标人提供的文件

按专用合同条款约定由招标人提供的文件，包括前期工作相关文件、环境保护、气象水文、地质条件等，招标人应按约定的数量和期限交给投标人。由于招标人未按时提供文件造成工期延误的，工期顺延。

1.6.3 文件错误的通知

任何一方发现了文件中存在的明显错误或疏忽，应及时通知另一方。

1.6.4 文件的照管

投标人应在现场保留一份合同、招标人要求中列出的所有文件、投标人文件、变更以及其它根据合同收发的往来信函。招标人有权在任何合理的时间查阅和使用上述所有文件。

1.7 联络

1.7.1 与合同有关的通知、批准、证明、证书、指示、要求、请求、同意、意见、确定和决定等，均应采用书面形式。

1.7.2 第 1.7.1 项中的通知、批准、证明、证书、指示、要求、请求、同意、意见、确定和决定等来往函件，均应在合同约定的期限内送达指定的地点和指定的接收人，并办理签收手续。

1.8 转让

除合同另有约定外，未经投标人同意，招标人不得将合同权利全部或部分转让给第三人，也不得全部或部分转让合同义务。投标人不得将合同权利和义务全部转让给第三人，也不得将合同的义务全部或部分转让给第三人，法律另有规定的除外。

1.9 严禁贿赂

合同双方当事人不得以贿赂或变相贿赂的方式，谋取不当利益或损害对方权益。因贿赂造成对方损失的，行为人应赔偿损失，并承担相应的法律责任。

1.10 化石、文物

1.10.1 在施工场地发掘的所有文物、古迹以及具有地质研究或考古价值的其他遗迹、化石、钱币或物品属于国家所有。一旦发现上述文物，投标人应采取有效合理的保护措施，防止任何人员移动或损坏上述物品，并立即报告当地文物行政部门，同时通知监理人和招标人。招标人、监理人和投标人应按文物行政部门要求采取妥善保护措施，由此导致费用增加和（或）工期延误由招标人承担。

1.10.2 投标人发现文物后不及时报告或隐瞒不报，致使文物丢失或损坏的，应赔偿损失，并承担相应的法律责任。

水城区营盘乡三化村光伏电站标段一110kV升压站和42.5MW光伏区EPC总承包工程

1.11 知识产权

1.11.1 除专用合同条款另有约定外，投标人完成的设计工作成果和建造完成的建筑物，除署名权以外的著作权以及建筑物形象使用收益等其他知识产权均归招标人享有。

1.11.2 投标人在设计，以及使用任何材料、投标人设备、工程设备或采用施工工艺时，因侵犯专利权或其他知识产权所引起的责任，由投标人承担。

1.11.3 投标人在投标文件中采用专利技术的，专利技术的使用费包含在投标报价内。

1.12 文件及信息的保密

未经对方同意，任何一方当事人不得将有关文件、技术秘密、需要保密的资料和信息泄露给他人或公开发表与引用。

1.13 招标人要求违法

招标人要求违反法律规定的，投标人发现后应书面通知招标人，并要求其改正。招标人收到通知书后不予改正或不予答复的，投标人有权拒绝履行合同义务，直至解除合同。招标人应承担由此引起的投标人全部损失。

2. 招标人义务

2.1 遵守法律

招标人在履行合同过程中应遵守法律，并保证投标人免于承担因招标人违反法律而引起的任何责任。

2.2 发出投标人开始工作通知

招标人应委托监理人按第 11.1 款[开始工作]的约定向投标人发出开始工作通知。

2.3 提供施工场地

招标人应按专用合同条款约定向投标人提供施工场地，并明确与投标人的交接界面。

2.4 办理证件和批件

法律规定和（或）合同约定由招标人负责办理的工程建设项目必须履行的各类审批、核准或备案手续，招标人应按时办理。

法律规定和（或）合同约定由投标人负责的有关设计、施工证件和批件，招标人应给予必要的协助。

2.5 支付合同价款

招标人应按合同约定向投标人及时支付合同价款。专用合同条款对招标人工程款支付担保有约定的，从其约定。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和423MWp光伏区EPC总承包工程

2.6 组织竣工验收

招标人应按合同约定及时组织竣工验收。

2.7 其他义务

招标人应履行合同约定的其他义务。

3. 监理人

3.1 监理人的职责和权力

3.1.1 监理人受招标人委托，享有合同约定的权力，其所发出的任何指示应视为已得到招标人的批准。监理人在行使某项权力前需要经招标人事先批准而通用合同条款没有指明的，应在专用合同条款中指明。未经招标人批准，监理人无权修改合同。

3.1.2 合同约定应由投标人承担的义务和责任，不因监理人对投标人文件的审查或批准，对工程、材料和工程设备的检查和检验，以及为实施监理作出的指示等职务行为而减轻或解除。

3.2 总监理工程师

招标人应在发出开始工作通知前将总监理工程师的任命通知投标人。总监理工程师更换时，应提前 14 天通知投标人。总监理工程师超过 2 天不能履行职责的，应委派代表代行其职责，并通知投标人。

3.3 监理人员

3.3.1 总监理工程师可以授权其他监理人员负责执行其指派的一项或多项监理工作。总监理工程师应将被授权监理人员的姓名及其授权范围通知投标人。被授权的监理人员在授权范围内发出的指示视为已得到总监理工程师的同意，与总监理工程师发出的指示具有同等效力。总监理工程师撤销某项授权时，应将撤销授权的决定及时通知招标人和投标人。

3.3.2 总监理工程师授权的监理人员对投标人文件、工程或其采用的材料和工程设备未在约定的或合理的期限内提出否定意见的，视为已获批准，但不影响监理人在以后拒绝该项工作、工程、材料或工程设备的权利，监理人的拒绝应当符合法律规定和合同约定。

3.3.3 投标人对总监理工程师授权的监理人员发出的指示有疑问的，可在该指示发出的 48 小时内向总监理工程师提出书面异议，总监理工程师应在 48 小时内对该指示予以确认、更改或撤销。

3.3.4 除专用合同条款另有约定外，总监理工程师不应将第 3.5 款[商定或确定]约定应由总监理工程师作出确定的权力授权或委托给其他监理人员。

3.4 监理人的指示

水城区董箐乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和23MWp光伏区EPC总承包工程

3.4.1 监理人应按第 3.1 款[监理人的职责和权力]的约定向投标人发出指示，监理人的指示应盖有监理人授权的项目管理机构章，并由总监理工程师或总监理工程师约定授权的监理人员签字。

3.4.2 投标人收到监理人作出的指示后应遵照执行。指示构成变更的，应按第 15 条[变更]执行。

3.4.3 在紧急情况下，总监理工程师或其授权的监理人员可以当场签发临时书面指示，投标人应遵照执行。监理应在临时书面指示发出后 24 小时内发出书面确认函，监理人在 24 小时内未发出书面确认函的，该临时书面指示应被视为监理人的正式指示。

3.4.4 除合同另有约定外，投标人只从总监理工程师或按第 3.3.1 项被授权的监理人员处取得指示。

3.4.5 由于监理人未能按合同约定发出指示、指示延误或指示错误而导致投标人费用增加和（或）工期延误的，招标人应承担由此增加的费用和（或）工期延误，并向投标人支付合理利润。

3.5 商定或确定

3.5.1 合同约定总监理工程师商定或确定任何事项时，应与合同当事人协商，尽量达成一致。不能达成一致的，总监理工程师应认真研究后审慎确定。

3.5.2 总监理工程师应将商定或确定的事项通知合同当事人，并附详细依据。对总监理工程师的确定有异议的，构成争议，按照第 24 条[争议的解决]的约定处理。在争议解决前，双方应暂按总监理工程师的确定执行，按照第24条[争议的解决]的约定对总监理工程师的确定作出修改的，按修改后的结果执行，由此导致投标人增加的费用和（或）延误的工期由招标人承担。

4. 投标人

4.1 投标人的一般义务

4.1.1 遵守法律

投标人在履行合同过程中应遵守法律，并保证招标人免于承担因投标人违反法律而引起的任何责任。

4.1.2 依法纳税

投标人应按有关法律规定纳税，应缴纳的税金包括在合同价格内。

4.1.3 完成各项承包工作

投标人应按合同约定以及监理人根据第 3.4 款[监理人的指示]作出的指示，完成合同约

水城经营盘乡兰花坝光伏电站标段一110k
V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

定的全部工作，并整改、完善和修补工作中的任何缺陷，使其满足合同约定的目的。除专用合同条款另有约定外，投标人应提供合同约定的工程设备和投标人文件，以及为完成合同工作所需的劳务、材料、施工设备和其他物品，并按合同约定负责临时设施的设计、施工、运行、维护、管理和拆除。

4.1.4 对设计、施工作业和施工方法，以及工程的完备性负责

投标人应按合同约定的工作内容和进度要求，编制设计、施工的组织和实施计划，并对所有设计、施工作业和施工方法，以及全部工程的完备性和安全可靠性负责。

4.1.5 保证工程施工和人员的安全

投标人应按第 10.2 款[投标人的安全责任]约定采取施工安全措施，确保工程及其人员、材料、设备和设施的安全，防止因工程施工造成的人身伤害和财产损失。

4.1.6 负责施工场地及其周边环境与生态的保护工作

投标人应按照第 10.4 款[环境保护]约定负责施工场地及其周边环境与生态的保护工作。

4.1.7 避免施工对公众与他人的利益造成损害

投标人在履行合同约定的各项内容时，不得侵害招标人与他人使用公用道路、水源、市政管网等公共设施的权利，避免对邻近的公共设施产生干扰。投标人占用或使用他人的施工场地，影响他人作业或生活的，应承担相应责任。

4.1.8 为他人提供方便

投标人应按监理人的指示为他人在施工场地或附近实施与工程有关的其他各项工作提供可能的条件。除合同另有约定外，提供有关条件的内容和可能发生的费用，由监理人按第 3.5 款[商定或确定]商定或确定。

4.1.9 工程的维护和照管

工程接收证书颁发前，投标人应负责照管和维护工程。工程接收证书颁发时尚有部分未竣工工程的，投标人还应负责该未竣工工程的照管和维护工作，直至竣工后移交给招标人。

4.1.10 其他义务

投标人应履行合同约定的其他义务。

4.2 履约担保

4.2.1 投标人应保证其履约担保在招标人颁发工程接收证书前一直有效。招标人应在工程接收证书颁发后 28 天内将履约担保退还给投标人。需进行竣工后试验的，投标人应保证其履约担保在竣工后试验通过前一直有效，招标人应在通过竣工验收后 28 天内将履约担保退还给投标人。

4.2.2 如工程延期，投标人有义务继续提供履约担保。由于招标人原因导致延期的，继

水城区营盘乡三花村光伏电站标段-110kV升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

续提供履约担保所需的费用由招标人承担；由于投标人原因导致延期的，继续提供履约担保所需费用由投标人承担。

4.3 分包和不得转包

4.3.1 投标人不得将其承包的全部工程转包给第三人，也不得将其承包的全部工程肢解后以分包的名义分别转包给第三人。

4.3.2 投标人不得将设计和施工的主体、关键性工作分包给第三人。除专用合同条款另有约定外，未经招标人同意，投标人也不得将非主体、非关键性工作分包给第三人。

4.3.3 分包人的资格能力应与其分包工作的标准和规模相适应。

4.3.4 招标人同意投标人分包工作的，投标人应向招标人和监理人提交分包合同。

4.4 联合体（如有）

4.4.1 联合体各方应共同与招标人签订合同。联合体各方应为履行合同承担连带责任。

4.4.2 联合体协议经招标人确认后作为合同附件。在履行合同过程中，未经招标人同意，不得修改联合体协议。

4.4.3 联合体牵头人或联合体授权的代表负责与招标人和监理人联系，并接受指示，负责组织联合体各成员全面履行合同。

4.5 投标人项目经理

4.5.1 投标人应按合同协议书的约定指派项目经理，并在约定的期限内到职。投标人更换项目经理应事先征得招标人同意，并应在更换 14 天前将拟更换的项目经理的姓名和详细资料提交招标人和监理人。投标人项目经理 2 天内不能履行职责的，应事先征得监理人同意，并委派代表代行其职责。

4.5.2 投标人项目经理应按合同约定以及监理人按第 3.4 款[监理人的指示]作出的指示，负责组织合同工作的实施。在情况紧急且无法与监理人取得联系时，可采取保证工程和人员生命财产安全的紧急措施，并在采取措施后 24 小时内向监理人提交书面报告。

4.5.3 投标人为履行合同发出的一切函件均应盖有投标人单位章/项目专用章或由投标人项目经理签字。

4.5.4 投标人项目经理可以授权其下属人员履行其某项职责，但事先应将这些人员的姓名和授权范围书面通知招标人和监理人。

4.6 投标人人员的管理

4.6.1 投标人应在接到开始工作通知之日起 28 天内，向监理人提交投标人的项目管理机构以及人员安排的报告，其内容应包括项目管理机构的设置、各主要岗位的技术和管理人

水泥区雪盆乡三花村光伏电站标段—110kV升压站42.5MW光伏区EPC总承包工程

员名单及其资格，以及设计人员和各工种技术人员的安排状况。投标人安排的主要管理人员和技术人员应相对稳定，更换主要管理人员和技术人员的，应取得监理人的同意,并向监理人提交继任人员的资格、管理经验等资料。项目经理的更换，应按照本章第 4.5 款规定执行。

4.6.2 投标人安排的主要管理人员包括项目经理、设计负责人、施工负责人、采购负责人以及专职质量、安全生产管理人员等；技术人员包括设计师、建筑师、土木工程师、设备工程师、建造师等。

4.6.3 投标人的设计人员应具有国家规定和招标人要求中约定的资格，并具有从事设计所必需的经验与能力。

投标人应保证其设计人员（包括分包人的设计人员）在合同期限内的任何时候，都能按时参加招标人或其委托的监理人组织的工作会议。

4.6.4 国家规定应当持证上岗的工作人员均应持有相应的资格证明，监理人有权随时检查。监理人认为有必要时，可现场考核。

4.6.5 除专用合同条款另有约定外，投标人的主要施工管理人员离开施工现场连续超过 3 天的，应事先征得监理人同意。投标人擅自更换项目经理或主要施工管理人员，或前述人员未经监理人许可擅自离开施工现场连续超过 3 天的，应按照专用合同条款约定承担违约责任。

4.7 撤换投标人项目经理和其他人员

投标人应有效管理其项目经理和其他人员。监理人要求撤换不能胜任本职工作、行为不端或玩忽职守的投标人项目经理和其他人员的，投标人应予以撤换。

4.8 保障投标人人员的合法权益

4.8.1 投标人应与其雇用的人员签订劳动合同，并按时发放工资。

4.8.2 投标人应按劳动法的规定安排工作时间，保证其雇用人员享有休息和休假的权利。因设计、施工的特殊需要占用休假日或延长工作时间的，应不超过法律规定的限度，并按法律规定给予补休或付酬。

4.8.3 投标人应为其雇用人员提供必要的食宿条件，以及符合环境保护和卫生要求的生活环境，在远离城镇的施工场地，还应配备必要的伤病防治和急救的医务人员与医疗设施。

4.8.4 投标人应按国家有关劳动保护的规定，采取有效的防止粉尘、降低噪声、控制有害气体和保障高温、高寒、高空作业安全等劳动保护措施。其雇用人员在施工中受到伤害的，投标人应立即采取有效措施，实施抢救和治疗。

4.8.5 投标人应按有关法律规定和合同约定，为其雇用人员办理保险。

4.8.6 投标人应负责处理其雇用人员因工伤亡事故的善后事宜。

永城区酇镇乡三苑村光伏电站标段—10kV光伏并网线路及3.2MW光伏区EPC总承包工程

4.9 工程价款应专款专用

招标人按合同约定支付给投标人的各项价款应专用于合同工作。

4.10 投标人现场查勘

4.10.1 招标人应向投标人提供施工场地及毗邻区域内的供水、排水、供电、供气、供热、通信、广播电视等地下管线资料、气象和水文观测资料，相邻建筑物和构筑物、地下工程的有关资料，以及其他与建设工程有关的原始资料，并承担原始资料错误造成的全部责任，但投标人应对其阅读上述有关资料后所作出的解释和推断负责。

4.10.2 投标人应对施工场地和周围环境查勘，并收集除招标人提供外为完成合同工作有关的当地资料。在全部合同工作中，视为投标人已充分估计了应承担的责任和风险。

4.11 不可预见物质条件（A）

4.11.1 不可预见物质条件，除专用合同条款另有约定外，是指投标人在施工场地遇到的不可预见的自然物质条件、非自然的物质障碍和污染物，包括地下和水文条件，但不包括气候条件。

4.11.2 投标人遇到不可预见物质条件时，应采取适应不利物质条件的合理措施继续设计和（或）施工，并及时通知监理人，通知应载明不利物质条件的内容以及投标人认为不可预见的理由。监理人应当及时发出指示，指示构成变更的，按第 15 条约定执行。监理人没有发出指示的，投标人因采取合理措施而增加的费用和（或）工期延误，由招标人承担。

4.11 不可预见的困难和费用（B）

除合同另有约定外，投标人应视为已取得工程有关风险、意外事件和其他情况的全部必要资料，并预见工程所有困难和费用。投标人遇到不可预见的困难和费用时，合同价格不予调整。

4.12 进度计划

4.12.1 合同进度计划

投标人应按合同约定的内容和期限，编制详细的进度计划，包括设计、投标人文件提交、采购、制造、检验、运达现场、施工、安装、试验的各个阶段的预期时间以及设计和施工组织方案说明等报送监理人。监理人应在专用合同条款约定的期限内批复或提出修改意见，否则该进度计划视为已得到批准。经监理人批准的进度计划称合同进度计划，是控制合同工程进度的依据。投标人还应根据合同进度计划，编制更为详细的分阶段或分项进度计划，报监理人批准。

4.12.2 合同进度计划的修订

水城区营盘乡花椅光伏电站标段一10kV升压站和42.3MW光伏区EPC总承包工程

不论何种原因造成工程的实际进度与第 4.12.1 项[合同进度计划]的合同进度计划不符时，投标人可以在专用合同条款约定的期限内向监理人提交修订合同进度计划的申请报告，并附有关措施和相关资料，报监理人批准；监理人也可以直接向投标人作出修订合同进度计划的指示，投标人应按该指示修订合同进度计划，报监理人批准。监理人应在专用合同条款约定的期限内批复。监理人在批复前应获得招标人同意。

4.13 质量保证

4.13.1 为保证工程质量，投标人应按照合同要求建立质量保证体系。监理人有权审查投标人的质量保证体系。

4.13.2 投标人应在各设计和实施阶段开始前，向监理人提交其具体的质量保证细则和工作程序。

4.13.3 遵守质量保证体系，不应免除合同约定的投标人的义务和责任。

5. 设计

5.1 投标人的设计义务

5.1.1 设计义务的一般要求

投标人应按照法律规定，以及国家、行业和地方的规范和标准完成设计工作，并符合招标人要求。

5.1.2 法律和标准的变化

除合同另有约定外，投标人完成设计工作所应遵守的法律规定，以及国家、行业和地方的规范和标准，均应视为在基准日适用的版本。基准日之后，前述版本发生重大变化，或者有新的法律，以及国家、行业和地方的规范和标准实施的，投标人应向招标人或招标人委托的监理人提出遵守新规定的建议。招标人或其委托的监理人应在收到建议后 7 天内发出是否遵守新规定的指示。招标人或其委托的监理人指示遵守新规定的，按照第 15 条[变更]或第 16.2 款[法律变化引起的调整]约定执行。

5.2 投标人设计进度计划

投标人应按照招标人要求，在合同进度计划中专门列出设计进度计划，报招标人批准后执行。投标人需按照经批准后的计划开展设计工作。

因投标人原因影响设计进度的，按第11.5款[投标人引起的工期延误]的约定执行。因招标人原因影响设计进度的，按第 15 条变更处理。

招标人或其委托的监理人有权要求投标人根据第11.5款[投标人引起的工期延误]提交修正的进度计划、增加投入资源并加快设计进度。

水城区营盘乡三花村光伏电站标段—10kV升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

5.3 设计审查

5.3.1 投标人的设计文件应报招标人审查同意。审查的范围和内容在招标人要求中约定。

除合同另有约定外，自监理人收到投标人的设计文件以及投标人的通知之日起，招标人对投标人的设计文件审查期不超过 21 天。投标人的设计文件对于合同约定有偏离的，应在通知中说明。投标人需要修改已提交的投标人文件的，应立即通知监理人，并向监理人提交修改后的投标人的设计文件，审查期重新起算。

招标人不同意设计文件的，应通过监理人以书面形式通知投标人，并说明不符合合同要求的具体内容。投标人应根据监理人的书面说明，修改投标人文件后重新报送招标人审查，审查期重新起算。

合同约定的审查期满，招标人没有做出审查结论也没有提出异议的，视为投标人的设计文件已获招标人同意。

5.3.2 投标人的设计文件不需要政府有关部门审查或批准的，投标人应当严格按照经招标人审查同意的设计文件设计和实施工程。

5.3.3 设计文件需政府有关部门审查或批准的，招标人应在审查同意投标人的设计文件后 7 天内，向政府有关部门报送设计文件，投标人应予以协助。

对于政府有关部门的审查意见，不需要修改招标人要求的，投标人需按该审查意见修改投标人的设计文件；需要修改招标人要求的，招标人应重新提出招标人要求，投标人应根据新提出的招标人要求修改投标人文件。上述情形还应适用第 15 条、第 1.13 款的有关约定。政府有关部门审查批准的，投标人应当严格按照批准后的投标人的设计文件设计和实施工程。

5.4 培训

投标人应按照招标人要求，对招标人的人员进行工程操作和维修方面的培训。合同约定接收之前完成培训的，应在第 18.3 款约定的竣工验收前完成培训。

5.5 竣工文件

5.5.1 投标人应编制并及时更新反映工程实施结果的竣工记录，如实记载竣工工程的确切位置、尺寸和已实施工作的详细说明。竣工记录应保存在施工场地，并在竣工试验开始前，按照专用合同条款约定的份数提交给监理人。

5.5.2 在颁发工程接收证书之前，投标人应按照招标人要求的份数和形式向监理人提交相应竣工图纸，并取得监理人对尺寸、参照系统及其他有关细节的认可。监理人应按照第 5.3 款的约定审查。

5.5.3 在监理人收到上述文件前，不应认为工程已根据第 18.3 款和第 18.5 款约定完成验收。

水城区营盘乡三花村光伏电站项目一期工程（142.3MWp光伏区）EPC总承包工程

5.6 操作和维修手册

5.6.1 在竣工试验开始前，投标人应向监理人提交暂行的操作和维修手册，该手册应足够详细，以便招标人能够操作、维修、拆卸、重新安装、调整及修理生产设备。

5.6.2 投标人应提交足够详细的最终操作和维修手册，以及在招标人要求中明确的相关操作和维修手册。在监理人收到上述文件前，不应认为工程已根据第 18.3 款和第 18.5 款约定完成验收。

5.7 投标人文件错误

投标人文件存在错误、遗漏、含混、矛盾、不充分之处或其他缺陷，无论投标人是否根据本款获得了批准，投标人均应自费改正前述问题带来的缺陷和工程问题。

6. 材料和工程设备

6.1 投标人提供的材料和工程设备

6.1.1 除专用合同条款另有约定外，投标人提供的材料和工程设备均由投标人负责采购、运输和保管。投标人应对其采购的材料和工程设备负责。

6.1.2 投标人应按专用合同条款的约定，将各项材料和工程设备的供货人及品种、技术要求、规格、数量和供货时间等报送监理人批准。投标人应向监理人提交其负责提供的材料和工程设备的质量证明文件，并满足合同约定的质量标准。

6.1.3 对投标人提供的材料和工程设备，投标人应会同监理人检验及交货验收，应当查验材料合格证明和产品合格证书，并按合同约定和监理人指示，对材料抽样检验，对工程设备检验测试。检验和测试结果应提交监理人，所需费用由投标人承担。

6.2 招标人提供的材料和工程设备（A）

6.2.1 专用合同条款约定招标人提供部分材料和工程设备的，应写明材料和工程设备的名称、规格、数量、价格、交货方式、交货地点等。

6.2.2 投标人应根据合同进度计划的安排，向监理人报送要求招标人交货的日期计划。招标人应按照监理人与合同双方当事人商定的交货日期，向投标人提交材料和工程设备。

6.2.3 招标人应在材料和工程设备到货 7 天前通知投标人，投标人应会同监理人在约定的时间内，赴交货地点共同验收。除专用合同条款另有约定外，招标人提供的材料和工程设备验收后，由投标人负责接收、运输和保管。

6.2.4 招标人要求向投标人提前交货的，投标人不得拒绝，但招标人应承担投标人由此增加的费用。

6.2.5 投标人要求更改交货日期或地点的，应事先报请监理人批准。由于投标人要求更

水城区营盘乡法拉村光伏电站标段一110kV升压站和123MWp光伏区EPC总承包工程

改交货时间或地点所增加的费用和（或）工期延误由投标人承担。

6.2.6 招标人提供的材料和工程设备的规格、数量或质量不符合合同要求，或由于招标人原因发生交货日期延误及交货地点变更等情况的，招标人应承担由此增加的费用和（或）工期延误，并向投标人支付合理利润。

6.2 招标人提供的材料和工程设备（B）

招标人不提供材料和工程设备。

6.3 专用于工程的材料和工程设备

6.3.1 运入施工场地的材料、工程设备，包括备品备件、安装专用工器具与随机资料，必须专用于合同约定范围内的工程，未经监理人同意，投标人不得运出施工场地或挪作他用。

6.3.2 随同工程设备运入施工场地的备品备件、专用工器具与随机资料，应由投标人会同监理人按供货人的装箱单清点后共同封存，未经监理人同意不得启用。投标人因合同工作需要使用上述物品时，应向监理人提出申请。

6.4 实施方法

投标人对材料的加工、工程设备的采购、制造、安装应当按照法律规定、合同约定以及行业习惯来实施。

6.5 禁止使用不合格的材料和工程设备

6.5.1 监理人有权拒绝投标人提供的不合格材料或工程设备，并要求投标人立即更换。监理人应在更换后再次检查和检验，由此增加的费用和（或）工期延误由投标人承担。

6.5.2 监理人发现投标人使用了不合格的材料和工程设备，应即时发出指示要求投标人立即改正，并禁止在工程中继续使用不合格的材料和工程设备。

6.6 清退出场

如果招标人或监理根据检验、检查或试验结果判定，投标人提供的工程设备、材料、设计或加工成品或半成品质量不合格或不符合合同的规定，且是无法通过修复达到符合合同规定的，则招标人或监理就可发出通知要求投标人将上述工程设备、材料、设计或加工成品或半成品，立即运离现场，并说明清退出场的理由。投标人则应立即组织清退并更换，并保证上述被更换物资符合合同规定。

6.7 其它约定

6.7.1 对投标人所提供的相关材料和设备进行验收。

水城区营盘乡老村光伏电站标段二10kV
V开压站和2.3MW光伏区EPC总承
包工程

7. 施工设备和临时设施

7.1 投标人提供的施工设备和临时设施

7.1.1 投标人应按合同进度计划的要求，及时配置施工设备和修建临时设施。进入施工场地的投标人设备需经监理人核查后才能投入使用。投标人更换合同约定的投标人设备的，应报监理人批准。

7.1.2 除专用合同条款另有约定外，投标人应自行承担修建临时设施的费用。需要临时占地的，应由招标人办理申请手续并承担相应费用。

7.2 招标人提供的施工设备和临时设施（A）

招标人提供的施工设备或临时设施在专用合同条款中约定。

7.2 招标人提供的施工设备和临时设施（B）

招标人不提供施工设备或临时设施。

7.3 要求投标人增加或更换施工设备

投标人使用的施工设备不能满足合同进度计划和（或）质量标准时，监理人有权要求投标人增加或更换施工设备，投标人应及时增加或更换，由此增加的费用和（或）工期延误由投标人承担。

7.4 施工设备和临时设施专用于合同工程

7.4.1 除合同另有约定外，运入施工场地的所有施工设备以及在施工场地建设的临时设施应专用于合同工程。未经监理人同意，不得将上述施工设备和临时设施中的任何部分运出施工场地或挪作他用。

7.4.2 经监理人同意，投标人可根据合同进度计划撤走闲置的施工设备。

8. 交通运输

8.1 道路通行权和场外设施（A）

招标人应根据工程的施工需要，负责办理取得出入施工场地的专用和临时道路的通行权，以及取得为工程建设所需修建场外设施的权利，并承担有关费用。投标人应协助招标人办理上述手续。

8.1 道路通行权和场外设施（B）

投标人应根据工程的施工需要，负责办理取得出入施工场地的专用和临时道路的通行权，以及取得为工程建设所需修建场外设施的权利，并承担有关费用。招标人应协助投标人办理上述手续。

水城汪营盆乡三化村光伏电站标段—110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

8.2 场内施工道路

8.2.1 除专用合同条款另有约定外，投标人应负责修建、维修、养护和管理施工所需的临时道路和交通设施，包括维修、养护和管理招标人提供的道路和交通设施，并承担相应费用。

8.2.2 除专用合同条款另有约定外，投标人修建的临时道路和交通设施应免费提供招标人和监理人为实现合同目的使用。

8.3 场外交通

8.3.1 投标人车辆外出行驶所需的场外公共道路的通行费、养路费和税款等由投标人承担。

8.3.2 投标人应遵守有关交通法规，严格按照道路和桥梁的限制荷重安全行驶，并服从交通管理部门的检查和监督。

8.4 超大件和超重件的运输

由投标人负责运输的超大件或超重件，应由投标人负责向交通管理部门办理申请手续，招标人给予协助。运输超大件或超重件所需的道路和桥梁临时加固改造费用和其他有关费用，由投标人承担，但专用合同条款另有约定除外。

8.5 道路和桥梁的损坏责任

因投标人运输造成施工场地内外公共道路和桥梁损坏的，由投标人承担修复损坏的全部费用和可能引起的赔偿。

8.6 水路和航空运输

本条上述各款的内容适用于水路运输和航空运输，其中“道路”一词的涵义包括河道、航线、船闸、机场、码头、堤防以及水路或航空运输中其他相似结构物；“车辆”一词的涵义包括船舶和飞机等。

9. 测量放线

9.1 施工控制网

9.1.1 招标人应在专用合同条款约定的期限内，通过监理人向投标人提供测量基准点、基准线和水准点及其书面资料。除专用合同条款另有约定外，投标人应根据国家测绘基准、测绘系统和工程测量技术规范，按上述基准点（线）以及合同工程精度要求，测设施工控制网，并在专用合同条款约定的期限内，将施工控制网资料报送监理人批准。

9.1.2 投标人应负责管理施工控制网点。施工控制网点丢失或损坏的，投标人应及时修复。投标人应承担施工控制网点的管理与修复费用，并在工程竣工后将施工控制网点移交招

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段-110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

标人。

9.2 施工测量

9.2.1 投标人应负责施工过程中的全部施工测量放线工作，并配置合格的人员、仪器、设备和其他物品。

9.2.2 监理人可以指示投标人抽样复测，当复测中发现错误或出现超过合同约定的误差时，投标人应按监理人指示修正或补测，并承担相应的复测费用。

9.3 基准资料错误的责任

招标人应对其提供的测量基准点、基准线和水准点及其书面资料的真实性、准确性和完整性负责，对其提供上述基准资料错误导致投标人损失的，招标人应当承担由此增加的费用和（或）工期延误，并向投标人支付合理利润。投标人应在设计或施工中核实上述资料的准确性，发现存在明显错误或疏忽的，应及时通知监理人。

9.4 监理人使用施工控制网

监理人需要使用施工控制网的，投标人应提供必要的协助，招标人不再为此支付费用。

10. 安全、治安保卫和环境保护

10.1 招标人的安全责任

10.1.1 招标人应按合同约定履行安全职责，授权监理人按合同约定的安全工作内容监督、检查投标人安全工作的实施，组织投标人和有关单位开展安全检查。

10.2 投标人的安全责任

10.2.1 投标人应按合同约定履行安全职责，执行监理人有关安全工作的指示，并在专用合同条款约定的期限内，按合同约定的安全工作内容，编制安全措施计划报送监理人批准。

10.2.2 投标人按照合同约定需要勘察的，应严格执行操作规程，采取措施保证各类管线、设施和周边建筑物、构筑物的安全。

10.2.3 投标人应当按照法律、法规和工程建设强制性标准设计，在设计文件中注明涉及施工安全的重点部位和环节，提出保障施工作业人员和预防安全事故的措施建议，防止因设计不合理导致生产安全事故的发生。

10.2.4 投标人应加强施工作业安全管理，特别应加强易燃、易爆材料、火工器材、有毒与腐蚀性材料和其他危险品的管理，以及对爆破作业和地下工程施工等危险作业的管理。

10.2.5 投标人应严格按照国家安全标准制定施工安全操作规程，配备必要的安全生产和劳动保护设施，加强对投标人人员的安全教育，并发放安全工作手册和劳动保护用具。

10.2.6 投标人应按监理人的指示制定应对灾害的紧急预案，报送监理人批准。投标人

水城区营盘乡三化村光伏电站标段—10kV升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

还应按预案做好安全检查，配置必要的救助物资和器材，切实保护好有关人员的人身和财产安全。

10.2.7 合同约定的安全作业环境及安全施工措施所需费用应遵守有关规定，并包括在相关工作的合同价格中。因采取合同未约定的安全作业环境及安全施工措施增加的费用，由监理人按第 3.5 款商定或确定。

10.2.8 投标人应对其履行合同所雇用的全部人员，包括分包人人员的工伤事故承担责任，但由于招标人原因造成投标人人员工伤事故的，应由招标人承担责任。

10.2.9 由于投标人原因在施工场地内及其毗邻地带造成的第三者人员伤亡和财产损失，由投标人负责赔偿。

10.3 治安保卫

10.3.1 除合同另有约定外，投标人应与当地公安部门协商，在现场建立治安管理机构或联防组织，统一管理施工场地的治安保卫事项，履行合同工程的治安保卫职责。

10.3.2 招标人和投标人除应协助现场治安管理机构或联防组织维护施工场地的社会治安外，还应做好包括生活区在内的各自管辖区的治安保卫工作。

10.3.3 除合同另有约定外，投标人应编制施工场地治安管理计划，并制定应对突发治安事件的紧急预案，报监理人批准。自投标人进入施工现场，至招标人接收工程的期间，施工现场发生暴乱、爆炸等恐怖事件，以及群殴、械斗等群体性突发治安事件的，招标人和投标人应立即向当地政府报告。招标人和投标人应积极协助当地有关部门采取措施平息事态，防止事态扩大，尽量减少财产损失和避免人员伤亡。

10.4 环境保护

10.4.1 投标人在履行合同过程中，应遵守有关环境保护的法律，履行合同约定的环境保护义务，并对违反法律和合同约定义务所造成的环境破坏、人身伤害和财产损失负责。

10.4.2 投标人应按合同约定的环保工作内容，编制环保措施计划，报送监理人批准。

10.4.3 投标人应确保施工过程中产生的气体排放物、粉尘、噪声、地面排水及排污等，符合法律规定和招标人要求。

10.5 事故处理

合同履行过程中发生事故的，投标人应立即通知监理人，监理人应立即通知招标人。招标人和投标人应立即组织人员和设备抢救、抢修，减少人员伤亡和财产损失，防止事故扩大，并保护事故现场。需要移动现场物品时，应作出标记和书面记录，妥善保管有关证据。招标人和投标人应按国家有关规定，及时如实地向有关部门报告事故发生的情况，以及正在采取的紧急措施等。

水城区董箐乡三花村光伏电站标段—110kV升压站和2.3MW光伏区EPC总承包工程

11. 开始工作和竣工

11.1 开始工作

符合专用合同条款约定的开始工作的条件的，监理人应提前 7 天向投标人发出开始工作通知。监理人在发出开始工作通知前应获得招标人同意。工期自开始工作通知中载明的开始工作日期起计算。

11.2 竣工

投标人应在第 1.1.4.3 目约定的期限内完成合同工作。实际竣工日期按第 18.3 款约定确定，并在工程接收证书中载明。

11.3 投标人引起的工期延误

由于投标人原因，未能按合同进度计划完成工作，或监理人认为投标人工作进度不能满足合同工期要求的，投标人应采取措施加快进度，并承担加快进度所增加的费用。由于投标人原因造成工期延误，投标人应支付逾期竣工违约金。逾期竣工违约金的计算方法和最高限额在专用合同条款中约定。投标人支付逾期竣工违约金，不免除投标人完成工作及修补缺陷的义务。

11.4 行政审批

合同约定范围内的工作需国家有关部门审批的，招标人和（或）投标人应按照合同约定的职责分工完成行政审批报送。

12. 暂停工作

12.1 由招标人暂停工作

12.1.1 招标人认为必要时，可通过监理人向投标人发出暂停工作的指示，投标人应按监理人指示暂停工作。由于招标人原因引起的暂停工作造成工期延误的，投标人有权要求招标人延长工期和（或）增加费用，并支付合理利润。

12.1.2 由于投标人下列原因造成招标人暂停工作的，由此造成费用的增加和（或）工期延误由投标人承担：

（1）投标人违约；

（2）投标人擅自暂停工作；

（3）合同约定由投标人承担责任的其他暂停工作。

12.2 由投标人暂停工作

12.2.1 合同履行过程中发生下列情形之一的，投标人可向招标人发出通知，要求招标

水城区营盘乡兰花村光伏电站项目—110K V升压站和42.8MWp光伏区EPC总承包工程

人采取有效措施予以纠正。招标人收到投标人通知后的 28 天内仍不履行合同义务，投标人有权暂停施工，并通知监理人，招标人应承担由此增加的费用和（或）工期延误责任，并支付投标人合理利润。

（1）招标人无正当理由不支付价款，或拖延、拒绝批准付款申请和支付证书，导致付款延误的；

（2）监理人无正当理由没有在约定期限内发出复工指示，导致投标人无法复工的。

12.2.2 由于招标人的原因发生暂停施工的紧急情况，且监理人未及时下达暂停工作指示的，投标人可先暂停施工，并及时向监理人提出暂停工作的书面请求。监理人应在收到书面请求后的 24 小时内予以答复，逾期未答复的，视为同意投标人的暂停工作请求。

12.3 暂停工作后的照管

不论由于何种原因引起暂停工作的，暂停工作期间，投标人应负责妥善保护工程并提供安全保障，由此增加的费用由责任方承担。

12.4 暂停工作后的复工

12.4.1 暂停工作后，监理人应与招标人和投标人协商，采取有效措施积极消除暂停工作的影响。当工程具备复工条件时，监理人应立即向投标人发出复工通知。投标人收到复工通知后，应在监理人指定的期限内复工。

12.4.2 投标人无故拖延和拒绝复工的，由此增加的费用和工期延误由投标人承担；因招标人原因无法按时复工的，投标人有权要求招标人延长工期和（或）增加费用，并支付合理利润。

12.5 暂停工作 56 天以上

12.5.1 监理人发出暂停工作指示后 56 天内未向投标人发出复工通知的，除该项暂停由于投标人违约造成之外，投标人可向监理人提交书面通知，要求监理人在收到书面通知后 28 天内准许已暂停工作的全部或部分继续工作。如监理人逾期不予批准，则投标人可以通知监理人，将工程受影响的部分按第 15 条的约定作为可取消工作的变更处理。暂停工作影响到整个工程的，视为招标人违约，应按第 12.2.1 项的约定执行，同时投标人有权解除合同。

12.5.2 由于投标人原因引起暂停工作的，如投标人在收到监理人暂停工作指示后 56 天内不采取有效的复工措施，造成工期延误的，视为投标人违约，应按第 12.1.2 项的约定执行。

龙洲区雷盘乡三花村光伏电站标段一110kV升压站和2.5MWp光伏区EPC总承包工程

13. 工程质量

13.1 工程质量要求

13.1.1 工程质量验收按法律规定和合同约定的验收标准执行。

13.1.2 因投标人原因造成工程质量不符合法律的规定和合同约定的，监理人有权要求投标人返工直至符合合同要求为止，由此造成的费用增加和（或）工期延误由投标人承担。

13.1.3 因招标人原因造成工程质量达不到合同约定验收标准的，招标人应承担由于投标人返工造成的费用增加和（或）工期延误，并支付投标人合理利润。

13.2 投标人的质量检查

投标人应按合同约定对设计、材料、工程设备以及全部工程内容及其施工工艺进行全过程的质量检查和检验，并作详细记录，编制工程质量报表，报送监理人审查。

13.3 监理人的质量检查

监理人有权检查和检验全部工程内容及其施工工艺、材料和工程设备。投标人应为监理人的检查和检验提供方便，包括监理人到施工场地，或制造、加工地点，或合同约定的其他地方察看和查阅施工原始记录。投标人还应按监理人指示，完成施工场地取样试验、工程复核测量和设备性能检测，提供试验样品、提交试验报告和测量成果，并完成监理人要求的其他工作。监理人的检查和检验，不免除投标人按合同约定应负的责任。

13.4 工程隐蔽部位覆盖前的检查

13.4.1 通知监理人检查

经投标人自检确认的工程隐蔽部位具备覆盖条件后，投标人应通知监理人在约定的期限内检查。投标人的通知应附有自检记录和必要的检查资料。监理人应按时到场检查。经监理人检查确认质量符合隐蔽要求，并在检查记录上签字后，投标人才能覆盖。监理人检查确认质量不合格的，投标人应在监理人指示的时间内修整返工后，由监理人重新检查。

13.4.2 监理人未到场检查

监理人未按第 13.4.1 项约定的时间检查的，除监理人另有指示外，投标人可自行完成覆盖工作，并作相应记录报送监理人，监理人应签字确认。监理人事后对检查记录有疑问的，可按第 13.4.3 项的约定重新检查。

13.4.3 监理人重新检查

投标人按第 13.4.1 项或第 13.4.2 项覆盖工程隐蔽部位后，监理人对质量有疑问的，可要求投标人对已覆盖的部位钻孔探测或揭开重新检验，投标人应遵照执行，并在检验后重新覆盖恢复原状。经检验证明工程质量符合合同要求的，由招标人承担由此增加的费用和

水城区营盘乡三花村光伏电站标段—110k
V升压站和23MWp光伏区EPC总承
包工程

（或）工期延误，并支付投标人合理利润；经检验证明工程质量不符合合同要求的，由此增加的费用和（或）工期延误由投标人承担。

13.4.4 投标人私自覆盖

投标人未通知监理人到场检查，私自将工程隐蔽部位覆盖的，监理人有权指示投标人钻孔探测或揭开检查，由此增加的费用和（或）工期延误由投标人承担。

13.5 清除不合格工程

因投标人设计失误，使用不合格材料、工程设备，或采用不适当的施工工艺，或施工不当，造成工程不合格的，监理人可以随时发出指示，要求投标人立即采取措施补救，直至达到合同要求的质量标准，由此增加的费用和（或）工期延误由投标人承担。

14. 试验和检验

14.1 材料、工程设备和工程的试验和检验

14.1.1 本款适用于竣工试验之前的试验和检验。

14.1.2 投标人应按合同约定进行材料、工程设备和工程的试验和检验，并为监理人对上述材料、工程设备和工程的质量检查提供必要的试验资料和原始记录。按合同约定应由监理人与投标人共同试验和检验的，由投标人负责提供必要的试验资料和原始记录。

14.1.3 监理人未按合同约定派员参加试验和检验的，除监理人另有指示外，投标人可自行试验和检验，并应立即将试验和检验结果报送监理人，监理人应签字确认。

14.1.4 监理人对投标人的试验和检验结果有疑问的，或为查清投标人试验和检验成果的可靠性要求投标人重新试验和检验的，可按合同约定由监理人与投标人共同进行。重新试验和检验的结果证明该项材料、工程设备或工程的质量不符合合同要求的，由此增加的费用和（或）工期延误由投标人承担；重新试验和检验结果证明该项材料、工程设备和工程符合合同要求，由招标人承担由此增加的费用和（或）工期延误，并支付投标人合理利润。

14.2 现场材料试验

14.2.1 根据合同约定或监理人指示的现场材料试验，应由投标人提供试验场所、试验人员、试验设备器材以及其他必要的试验条件。

14.2.2 监理人在必要时可以使用投标人的试验场所、试验设备器材以及其他试验条件，实施以工程质量检查为目的的复核性材料试验，投标人应予以协助。

14.3 现场工艺试验

投标人应按合同约定或监理人指示进行现场工艺试验。对大型的现场工艺试验，监理人认为必要时，应由投标人根据监理人提出的工艺试验要求，编制工艺试验措施计划，报送监

水城区营盘乡兰张村光伏电站标段—110kV升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

理人批准。

15. 变更

15.1 变更权

在履行合同过程中，经招标人同意，监理人可按第 15.3 款约定的变更程序向投标人作出有关招标人要求改变的变更指示，投标人应遵照执行。变更应在相应内容实施前提出，否则招标人应承担投标人损失。没有监理人的变更指示，投标人不得擅自变更。

15.2 投标人的合理化建议

在履行合同过程中，投标人对招标人要求的合理化建议，均应以书面形式提交监理人。合理化建议书的内容应包括建议工作的详细说明、进度计划和效益以及与其他工作的协调等，并附必要的设计文件。监理人应与招标人协商是否采纳建议。建议被采纳并构成变更的，应按第 15.3 款约定向投标人发出变更指示。

15.3 变更程序

15.3.1 变更的提出

（1）在合同履行过程中，监理人可向投标人发出变更意向书。变更意向书应说明变更的具体内容和招标人对变更的时间要求，并附必要的相关资料。变更意向书应要求投标人提交包括拟实施变更工作的设计和计划、措施和竣工时间等内容的实施方案。招标人同意投标人根据变更意向书要求提交的变更实施方案的，由监理人按第 15.3.3 项约定发出变更指示。

（2）投标人收到监理人按合同约定发出的文件，经检查认为其中存在对招标人要求变更情形的，可向监理人提出书面变更建议。变更建议应阐明要求变更的依据，以及实施该变更工作对合同价款和工期的影响，并附必要的图纸和说明。监理人收到投标人书面建议后，应与招标人共同研究，确认存在变更的，应在收到投标人书面建议后的 14 天内作出变更指示。经研究后不同意作为变更的，应由监理人书面答复投标人。

（3）投标人收到监理人的变更意向书后认为难以实施此项变更的，应立即通知监理人，说明原因并附详细依据。监理人与投标人和招标人协商后确定撤销、改变或不改变原变更意向书。

15.3.2 变更估价

监理人应按照第 3.5 款商定或确定变更价格。变更价格应包括合理的利润，并应考虑投标人根据第 15.2 款提出的合理化建议。由双方在专用条款中约定。

15.3.3 变更指示

（1）变更指示只能由监理人发出。

水城区营盘乡三花村光伏电站标段-10kV升压站和0.23MW分光伏EPC总承包工程

（2）变更指示应说明变更的目的、范围、变更内容以及变更的工程量及其进度和技术要求，并附有关图纸和文件。投标人收到变更指示后，应按要求变更。

15.4 暂列金

经招标人同意，投标人可使用暂列金，但应按照第 15.6 款规定的程序执行。

15.5 计日工（A）

15.5.1 招标人认为有必要时，由监理人通知投标人以计日工方式实施变更的零星工作。其价款按列入合同中的计日工计价子目及其单价计算。

15.5.2 采用计日工计价的任何一项变更工作，应从暂列金中支付，投标人应在该项变更的实施过程中，每天提交以下报表和有关凭证报送监理人批准：

（1）工作名称、内容和数量；

（2）投入该工作所有人员的姓名、专业/工种、级别和耗用工时；

（3）投入该工作的材料类别和数量；

（4）投入该工作的施工设备型号、台数和耗用台时；

（5）监理人要求提交的其他资料和凭证。

15.5.3 计日工由投标人汇总后，按第 17.3.3 项的约定列入进度付款申请单，由监理人复核并经招标人同意后列入进度付款。

15.5 计日工（B）

签约合同价包括计日工的，按合同约定支付。

15.6 暂估价（A）

15.6.1 招标人在价格清单中给定暂估价的专业服务、材料、工程设备和专业工程属于依法必须招标的范围并达到规定的规模标准的，由招标人和投标人以招标的方式选择供应商或分包人。招标人和投标人的权利义务关系在专用合同条款中约定。中标金额与价格清单中所列的暂估价的金额差以及相应的税金等其他费用列入合同价格。

15.6.2 招标人在价格清单中给定暂估价的专业服务、材料和工程设备不属于依法必须招标的范围或未达到规定的规模标准的，应由投标人按第 6.1 款的约定提供。经监理人确认的专业服务、材料、工程设备的价格与价格清单中所列的暂估价的金额差以及相应的税金等其他费用列入合同价格。

15.6.3 招标人在价格清单中给定暂估价的专业工程不属于依法必须招标的范围或未达到规定的规模标准的，由监理人按照第 15.3.2 项估价，但专用合同条款另有约定的除外。经估价的专业工程与价格清单中所列的暂估价的金额差以及相应的税金等其他费用列入合同

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和12.3MWp光伏区EPC总承包工程

价格。

15.6 暂估价（B）

签约合同价包括暂估价的，按合同约定支付。

16. 价格调整

除法律规定或专用合同条款另有约定外，合同价格不进行调整。

17. 合同价格与支付

17.1 合同价格

除专用合同条款另有约定外，

（1）合同价格包括签约合同价以及按照合同约定进行的调整；

（2）合同价格包括总包方依据法律规定或合同约定应支付的规费和税金；

（3）价格清单列出的任何数量仅为估算的工作量，不得将其视为要求总包方实施的工程的实际或准确的工作量。在价格清单中列出的任何工作量和价格数据应仅限用于变更和支付的参考资料，而不能用于其他目的。

合同约定工程的某部分按照实际完成的工程量进行支付的，应按照专用合同条款的约定进行计量和估价，并据此调整合同价格。

17.2 首次付款

17.2.1 首次付款

首次付款用于投标人为合同工程的设计和工程实施购置材料、工程设备、施工设备、修建临时设施以及组织施工队伍进场等。首次付款的额度和支付在专用合同条款中约定。首次付款必须专用于合同工作。

17.2.2 首次付款保函

无。

17.2.3 首次付款的扣回与还清

首次付款在进度付款中扣回，扣回办法在专用合同条款中约定。

17.3 工程进度付款

17.3.1 付款时间

除专用合同条款另有约定外，工程进度付款按进度支付。

17.3.2 支付分解表

除专用合同条款另有约定外，投标人应根据价格清单的价格构成、费用性质、计划发生

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110k
V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

时间和相应工作量等因素，按照以下分类和分解原则，结合第 4.12.1 项约定的合同进度计划，汇总形成月度支付分解报告。

（1）勘察设计费。按照提供勘察设计阶段性成果文件的时间、对应的工作量分解。

（2）材料和工程设备费。分别按订立采购合同、进场验收合格、安装就位、工程竣工等阶段和专用条款约定的比例分解。

（3）技术服务培训费。按照价格清单中的单价，结合第 4.12.1 项约定的合同进度计划对应的工作量分解。

（4）其他工程价款。除第 17.1 款约定按已完成工程量计量支付的工程价款外，按照价格清单中的价格，结合第 4.12.1 项约定的合同进度计划拟完成的工程量或者比例分解。

投标人应当在收到经监理人批复的合同进度计划后 7 天内，将支付分解报告以及形成支付分解报告的支持性资料报监理人审批，监理人应当在收到投标人报送的支付分解报告后 7 天内给予批复或提出修改意见。经监理人批准的支付分解报告为有合同约束力的支付分解表。如修订合同进度计划的，应相应修改支付分解表，并按本目规定报监理人批复。

17.3.3 进度付款申请单

投标人应在每笔进度款支付前，按监理人批准的格式和专用合同条款约定的份数，向监理人提交进度付款申请单，并附相应的支持性证明文件。除合同另有约定外，进度付款申请单应包括下列内容：

（1）当期应支付金额总额，以及截至当期期末累计应支付金额总额、已支付的进度付款金额总额；

（2）当期根据支付分解表应支付金额，以及截至当期期末累计应支付金额；

（3）当期根据第 17.1 款约定计量的已实施工程应支付金额，以及截至当期期末累计应支付金额；

（4）当期根据第 15 条应增加和扣减的变更金额，以及截至当期期末累计变更金额；

（5）当期根据第 23 条应增加和扣减的索赔金额，以及截至当期期末累计索赔金额；

（6）当期根据第 17.2 款约定应支付的首次付款和扣减的返还首次付款金额，以及截至当期期末累计返还首次付款金额；

（7）当期根据第 17.4.1 项约定应扣减的质量保证金金额，以及截至当期期末累计扣减的质量保证金金额；

（8）当期根据合同应增加和扣减的其他金额，以及截至当期期末累计增加和扣减的金额。

17.3.4 进度付款证书和支付时间

水城区营盘乡兰花村光伏电站项目
V升压站同12.3MW分光伏区EPC总承包工程

（1）监理人在收到投标人进度付款申请单以及相应的支持性证明文件后的 14 天内完成审核，提出招标人到期应支付给投标人的金额以及相应的支持性材料，经招标人审批同意后，由监理人向投标人出具经招标人签认的进度付款证书。监理人未能在前述时间完成审核的，视为监理人同意投标人进度付款申请。监理人有权核减投标人未能按照合同要求履行任何工作或义务的相应金额。

（2）招标人最迟应在监理人收到进度付款申请单后的 28 天内，将进度应付款支付给投标人。招标人未能在前述时间内完成审批或不予答复的，视为招标人同意进度付款申请。招标人不按期支付的，按专用合同条款的约定支付逾期付款违约金。

（3）监理人出具进度付款证书，不应视为监理人已同意、批准或接受了投标人完成的该部分工作。

（4）进度付款涉及政府投资资金的，按照国库集中支付等国家相关规定和专用合同条款的约定执行。

17.3.5 工程进度付款的修正

在汇总和复核以往历次已签发的进度付款证书时，发现错、漏或重复的，监理人有权修正。投标人也有权提出修正申请。经监理人、投标人复核同意的修正，应在本次进度付款中支付或扣除。

17.4 质量保证金

17.4.1 监理人应从招标人的每笔进度付款中，按专用合同条款的约定扣留质量保证金，直至扣留的质量保证金总额达到专用合同条款约定的金额或比例为止。质量保证金的计算额度不包括首次付款的支付、扣回的金额。

17.4.2 在第 1.1.4.5 目约定的缺陷责任期满时，投标人向招标人申请到期应返还投标人剩余的质量保证金，招标人应在 14 天内会同投标人按照合同约定的内容核实投标人是否完成缺陷责任。如无异议，招标人应当在核实后将剩余质量保证金返还投标人。

17.4.3 在第 1.1.4.5 目约定的缺陷责任期满时，投标人没有完成缺陷责任的，招标人有权扣留与未履行责任剩余工作所需金额相应的质量保证金余额，并有权根据第 19.3 款约定要求延长缺陷责任期，直至完成剩余工作为止。

17.5 竣工结算

17.51 竣工结算金额

工程竣工并验收合格后，由投标人编制工程竣工结算书提交招标人，招标人内审通过，送第三方审计单位进行竣工结算审核，竣工结算金额按照第三方审计单位出具的审核定案报告为准。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—10kV升压站和23MW光伏区EPC总承包工程

17.5.2 竣工付款申请单

（1）工程竣工验收合格，且第三方审计单位出具工程竣工结算审核定案报告后，投标人应按专用合同条款约定的份数和期限向监理人提交竣工付款申请单，并提供相关证明材料。除专用合同条款另有约定外，竣工付款申请单应包括下列内容：竣工结算金额、招标人已支付投标人的工程价款、应扣留的质量保证金、应支付的竣工付款金额。

（2）监理人对竣工付款申请单有异议的，有权要求投标人修正和提供补充资料。经监理人和投标人协商后，由投标人向监理人提交修正后的竣工付款申请单。

17.5.3 竣工付款证书及支付时间

（1）监理人在收到投标人提交的竣工付款申请单后的 14 天内完成核查，提出招标人到期应支付给投标人的价款送招标人审核并抄送投标人。招标人应在收到后 14 天内审核完毕，由监理人向投标人出具经招标人签认的竣工付款证书。监理人未在约定时间内核查，又未提出具体意见的，视为投标人提交的竣工付款申请单已经监理人核查同意；招标人未在约定时间内审核又未提出具体意见的，监理人提出招标人到期应支付给投标人的价款视为已经招标人同意。

（2）招标人应在监理人出具竣工付款证书后的 14 天内，将应支付款支付给投标人。招标人不按期支付的，按第 17.3.4（2）目的约定，将逾期付款违约金支付给投标人。

（3）投标人对招标人签认的竣工付款证书有异议的，招标人可出具竣工付款申请单中投标人已同意部分的临时付款证书。存在争议的部分，按第 24 条的约定执行。

（4）竣工付款涉及政府投资资金的，按第 17.3.4（4）目的约定执行。

17.6 最终结清

17.6.1 最终结清申请单

（1）缺陷责任期终止证书签发后，投标人可按专用合同条款约定的份数和期限向监理人提交最终结清申请单，并提供相关证明材料。

（2）招标人对最终结清申请单内容有异议的，有权要求投标人修正和提供补充资料，由投标人向监理人提交修正后的最终结清申请单。

17.6.2 最终结清证书和支付时间

（1）监理人收到投标人提交的最终结清申请单后的 14 天内，提出招标人应支付给投标人的价款送招标人审核并抄送投标人。招标人应在收到后 14 天内审核完毕，由监理人向投标人出具经招标人签认的最终结清证书。监理人未在约定时间内核查，又未提出具体意见的，视为投标人提交的最终结清申请已经监理人核查同意；招标人未在约定时间内审核又未提出具体意见的，监理人提出应支付给投标人的价款视为已经招标人同意。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段-10kV升压站和2.3MWp光伏EPC总承包工程

（2）招标人应在监理人出具最终结清证书后的 14 天内，将应支付款支付给投标人。招标人不按期支付的，按第 17.3.4（2）目的约定，将逾期付款违约金支付给投标人。

（3）投标人对招标人签认的最终结清证书有异议的，按第 24 条的约定执行。

（4）最终结清付款涉及政府投资资金的，按第 17.3.4（4）目的约定执行。

18. 竣工试验和竣工验收

18.1 竣工试验

18.1.1 投标人按照第 5.5 款和第 5.6 款提交文件后，进行竣工试验。

18.1.2 投标人应提前 21 天将可以开始竣工试验的日期通知监理人，监理人应在该日期后 14 天内，确定竣工试验具体时间。除专用合同条款中另有约定外，竣工试验应按下述顺序：

（1）第一阶段，投标人进行适当的检查和功能性试验，保证每一项工程设备都满足合同要求，并能安全地进入下一阶段试验；

（2）第二阶段，投标人启动试验，保证工程或区段工程满足合同要求，在所有可利用的操作条件下安全运行；

（3）第三阶段，当工程能安全运行时，投标人应通知监理人，可以启动其他竣工试验，包括各种性能测试，以证明工程符合招标人要求中列明的性能保证指标。

18.1.3 投标人应按合同约定进行工程及工程设备试运行。试运行所需人员、设备、材料、燃料、电力、消耗品、工具等必要的条件以及试运行费用等由专用合同条款规定。

18.1.4 某项竣工试验未能通过的，投标人应按照监理人的指示限期改正，并承担合同约定的相应责任。

18.2 竣工验收申请报告

当工程具备以下条件时，投标人即可向监理人报送竣工验收申请报告：

（1）除监理人同意列入缺陷责任期内完成的尾工（甩项）工程和缺陷修补工作外，合同范围内的全部区段工程以及有关工作，包括合同要求的试验和竣工试验均已完成，并符合合同要求；

（2）已按合同约定的内容和份数备齐了符合要求的竣工文件；

（3）已按监理人的要求编制了在缺陷责任期内完成的尾工（甩项）工程和缺陷修补工作清单以及相应施工计划；

（4）监理人要求在竣工验收前应完成的其他工作；

（5）监理人要求提交的竣工验收资料清单。

水城区营盘乡二花村光伏电站标段—10kV升压站和2MWp光伏区EPC总承包工程

18.3 竣工验收

监理人收到投标人按第 18.2 款约定提交的竣工验收申请报告后，应审查申请报告的各项内容，并按以下不同情况处理。

18.3.1 监理人审查后认为尚不具备竣工验收条件的，应在收到竣工验收申请报告后的 28 天内通知投标人，指出在颁发接收证书前投标人还需完成的工作内容。投标人完成监理人通知的全部工作内容后，应再次提交竣工验收申请报告，直至监理人同意为止。监理人收到竣工验收申请报告后 28 天内不予答复的，视为同意投标人的竣工验收申请，并应在收到该竣工验收申请报告后 28 天内提请招标人竣工验收。

18.3.2 监理人同意投标人提交的竣工验收申请报告的，应在收到该竣工验收申请报告后的 28 天内提请招标人工程验收。

18.3.3 招标人经过验收后同意接受工程的，应在监理人收到竣工验收申请报告后的 56 天内，由监理人向投标人出具经招标人签认的工程接收证书。招标人验收后同意接收工程但提出整修和完善要求的，限期修好，并缓发工程接收证书。整修和完善工作完成后，监理人复查达到要求的，经招标人同意后，再向投标人出具工程接收证书。

18.3.4 招标人验收后不同意接收工程的，监理人应按照招标人的验收意见发出指示，要求投标人对不合格工程返工重做或补救处理，并承担由此产生的费用。投标人在完成不合格工程的返工重作或补救工作后，应重新提交竣工验收申请报告，按第 18.3.1 项、第 18.3.2 项和第 18.3.3 项的约定进行。

18.3.5 除专用合同条款另有约定外，经验收合格工程的实际竣工日期，以提交竣工验收申请报告的日期为准，并在工程接收证书中写明。

18.3.6 招标人在收到投标人竣工验收申请报告 56 天后未验收的，视为验收合格，实际竣工日期以提交竣工验收申请报告的日期为准，但招标人由于不可抗力不能验收的除外。

18.4 国家验收

需要国家验收的，竣工验收是国家验收的一部分。竣工验收所采用的各项验收和评定标准应符合国家验收标准。招标人和投标人为竣工验收提供的各项竣工验收资料应符合国家验收的要求。

18.5 区段工程验收

18.5.1 招标人根据合同进度计划安排，在全部工程竣工前需要使用已经竣工的区段工程时，或投标人提出经招标人同意时，可按区段验收。验收的程序可参照第 18.2 款与第 18.3 款的约定进行。验收合格后，由监理人向投标人出具经招标人签认的区段工程验收证书。已签发区段工程接收证书的区段工程由招标人负责照管。区段工程的验收成果和结论作

水城区营盘乡三板村光伏电站项目—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

为全部工程竣工验收申请报告的附件。

18.5.2 招标人在全部工程竣工前，使用已接收的区段工程导致投标人费用增加的，招标人应承担由此增加的费用和（或）工期延误，并支付投标人合理利润。

18.6 施工期运行

18.6.1 施工期运行是指合同工程尚未全部竣工，其中某项或某几项区段工程或工程设备安装已竣工，根据专用合同条款约定，需要投入施工期运行的，经招标人按第 18.5 款的约定验收合格，证明能确保安全后，才能在施工期投入运行。

18.6.2 在施工期运行中发现工程或工程设备损坏或存在缺陷的，由投标人按第 19.2 款约定修复。

18.7 竣工清场

18.7.1 除合同另有约定外，工程接收证书颁发后，投标人应按以下要求对施工场地清理，直至监理人检验合格为止。竣工清场费用由投标人承担。

（1）施工场地内残留的垃圾已全部清除出场；

（2）临时工程已拆除，场地已按合同要求清理、平整或复原；

（3）按合同约定应撤离的投标人设备和剩余的材料，包括废弃的施工设备和材料，已按计划撤离施工场地；

（4）工程建筑物周边及其附近道路、河道的施工堆积物，已按监理人指示全部清理；

（5）监理人指示的其他场地清理工作已全部完成。

18.7.2 投标人未按监理人的要求恢复临时占地，或者场地清理未达到合同约定的，招标人有权委托其他人恢复或清理，所发生的金额从拟支付给投标人的款项中扣除。

18.8 施工队伍的撤离

工程接收证书颁发后的 56 天内，除了经监理人同意需在缺陷责任期内继续工作和使用的人员、施工设备和临时工程外，其余的人员、施工设备和临时工程均应撤离施工场地或拆除。除合同另有约定外，缺陷责任期满时，投标人的人员和施工设备应全部撤离施工场地。

18.9 竣工后试验（A）

除专用合同条款另有约定外，招标人应：

（1）为竣工后试验提供必要的电力、设备、燃料、仪器、劳力、材料，以及具有适当资质和经验的工作人员；

（2）根据承包商按照第 5.6 款提供的手册，以及投标人给予的指导实施竣工后试验。

招标人应提前 21 天将竣工后试验的日期通知投标人。如果投标人未能在该日期出席竣

水利区盐亭三花村光伏电站标段—110kV升压站及42.5MW光伏区EPC总承包工程

工后试验，招标人可自行组织实施，投标人应对检验数据予以认可。

因投标人原因造成某项竣工后试验未能通过的，投标人应按照合同的约定赔偿，或者投标人提出修复建议，按照招标人指示的合理期限内改正，并承担合同约定的相应责任。

18.9 竣工后试验（B）

除专用合同条款另有约定外：

（1）投标人应提供竣工后试验所需要的所有其他设备、仪器，以及有资格和经验的工作人员；

（2）投标人应在招标人在场的情况下，实施竣工后试验。招标人应提前 21 天将竣工后试验的日期通知投标人。因投标人原因造成某项竣工后试验未能通过的，投标人应按照合同的约定赔偿，或者投标人提出修复建议，按照招标人指示的合理期限内改正，并承担合同约定的相应责任。

19. 缺陷责任与保修责任

19.1 缺陷责任期的起算时间

缺陷责任期自实际竣工日期起计算。在全部工程竣工验收前，已经招标人提前验收的区段工程或进入施工期运行的工程，其缺陷责任期的起算日期相应提前到相应工程竣工日。

19.2 缺陷责任

19.2.1 投标人应在缺陷责任期内对已交付使用的工程承担缺陷责任。

19.2.2 缺陷责任期内，招标人对已接收使用的工程负责日常维护工作。招标人在使用过程中，发现已接收的工程存在新的缺陷或已修复的缺陷部位或部件又遭损坏的，投标人应负责修复，直至检验合格为止。

19.2.3 监理人和投标人应共同查清缺陷和（或）损坏的原因。经查明属投标人原因造成的，应由投标人承担修复和查验的费用。经查验属招标人原因造成的，招标人应承担修复和查验的费用，并支付投标人合理利润。

19.2.4 投标人不能在合理时间内修复缺陷的，招标人可自行修复或委托其他人修复，所需费用和利润的承担，按第 19.2.3 项约定执行。

19.3 缺陷责任期的延长

由于投标人原因造成某项缺陷或损坏使某项工程或工程设备不能按原定目标使用而需要再次检查、检验和修复的，招标人有权要求投标人相应延长缺陷责任期，但缺陷责任期最长不超过 2 年。

19.4 进一步试验和试运行

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段-110kV升压站和23MW光伏区EPC总承包工程

任何一项缺陷或损坏修复后，经检查证明其影响了工程或工程设备的使用性能，投标人应重新进行合同约定的试验和试运行，试验和试运行的全部费用应由责任方承担。

19.5 投标人的进入权

缺陷责任期内投标人为缺陷修复工作需要，有权进入工程现场，但应遵守招标人的保安和保密规定。

19.6 缺陷责任期终止证书

在第 1.1.4.5 目约定的缺陷责任期，包括根据第 19.3 款延长的期限终止后 14 天内，由监理人向投标人出具经招标人签认的缺陷责任期终止证书，并退还剩余的质量保证金。

19.7 保修责任

合同当事人根据有关法律规定，在专用合同条款中约定工程质量保修范围、期限和责任。保修期自实际竣工日期起计算。在全部工程竣工验收前，已经招标人提前验收的区段工程，其保修期的起算日期相应提前。

20. 保险

20.1 设计和工程保险

20.1.1 投标人按照专用合同条款的约定向双方同意的保险人投保建设工程设计责任险、建筑工程一切险或安装工程一切险等保险。具体的投保险种、保险范围、保险金额、保险费率、保险期限等有关内容应当在专用合同条款中明确约定。

20.1.2 在缺陷责任期终止证书颁发前，投标人应按照专用合同条款的约定投保第三者责任险。

20.2 工伤保险

20.2.1 投标人员工伤保险

投标人应依照有关法律规定，为其履行合同所雇用的全部人员投保工伤保险，缴纳工伤保险费，并要求其分包人也投保此项保险。

20.2.2 招标人员工伤保险

招标人应依照有关法律规定，为其现场机构雇用的全部人员投保工伤保险，缴纳工伤保险费，并要求其监理人也进行此项保险。

20.3 人身意外伤害险

20.3.1 招标人应在整个施工期间为其现场机构雇用的全部人员，投保人身意外伤害险，缴纳保险费，并要求其监理人也进行此项保险。

龙城区屋盘乡三化村光伏电站标段—110K
V升压站和42.3MW光伏区EPC总承
包工程

20.3.2 投标人应在整个施工期间为其现场机构雇用的全部人员，投保人身意外伤害险，缴纳保险费，并要求其分包人也进行此项保险。

20.4 其他保险

除专用合同条款另有约定外，投标人应为其施工设备、进场的材料和工程设备等办理保险。

20.5 对各项保险的一般要求

20.5.1 保险凭证

投标人应在专用合同条款约定的期限内向招标人提交各项保险生效的证据和保险单副本，保险单必须与专用合同条款约定的条件保持一致。

20.5.2 保险合同条款的变动

投标人需要变动保险合同条款时，应事先征得招标人同意，并通知监理人。保险人作出变动的，投标人应在收到保险人通知后立即通知招标人和监理人。

20.5.3 持续保险

投标人应与保险人保持联系，使保险人能够随时了解工程实施中的变动，并确保按保险合同条款要求持续保险。

20.5.4 保险金不足的补偿

保险金不足以补偿损失的，应由投标人和（或）招标人按合同约定负责补偿。

20.5.5 未按约定投保的补救

（1）由于负有投保义务的一方当事人未按合同约定办理保险，或未能使保险持续有效的，另一方当事人可代为办理，所需费用由对方当事人承担。

（2）由于负有投保义务的一方当事人未按合同约定办理某项保险，导致受益人未能得到保险人的赔偿，原应从该项保险得到的保险金应由负有投保义务的一方当事人支付。

20.5.6 报告义务

当保险事故发生时，投保人应按照保险单规定的条件和期限及时向保险人报告。

21. 不可抗力

21.1 不可抗力的确认

21.1.1 不可抗力是指投标人和招标人在订立合同时不可预见，在履行合同过程中不可避免发生并不能克服的自然灾害和社会性突发事件，包括但不限于下列情况：

（1）战争、敌对行动（无论宣战与否）、入侵、外敌行为；

（2）叛乱、恐怖主义、暴动、军事政变或篡夺政权、或内战；

水坝乡营盘乡三花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MW光伏区EPC总承包工程

（3）暴乱、骚动、混乱、非投标人员工以及非投标人和分包人的其他雇员所造成的罢工或停工；

（4）战争军火、爆炸材料、放射能产生的离子辐射污染，但可能因投标人使用此类军火、炸药、放射或辐射能引起的除外；

（5）自然灾难，例如地震、瘟疫、飓风、台风、雷暴或火山爆发。

因不可抗力因素导致增加的费用和（或）工期延误，招标人跟投标人应友好协商解决。协商未果，可按专用合同条款第 24 条执行。

22. 违约

22.1 投标人违约

22.1.1 投标人违约的情形

在履行合同过程中发生的下列情况之一的，属投标人违约：

（1）投标人的设计、投标人文件、实施和竣工的工程不符合法律以及合同约定；

（2）投标人违反第 1.8 款或第 4.3 款的约定，私自将合同的全部或部分权利转让给其他人，或私自将合同的全部或部分义务转移给其他人；

（3）投标人违反第 6.3 款或第 7.4 款的约定，未经监理人批准，私自将已按合同约定进入施工场地的施工设备、临时设施或材料撤离施工场地；

（4）投标人违反第 6.5 款的约定使用了不合格材料或工程设备，工程质量达不到标准要求，又拒绝清除不合格工程；

（5）投标人未能按合同进度计划及时完成合同约定的工作，造成工期延误；

（6）由于投标人原因未能通过竣工试验或竣工后试验的；

（7）投标人在缺陷责任期内，未能修复工程接收证书所列的缺陷清单的内容或缺陷责任期内发生的缺陷，而又拒绝按监理人指示修补；

（8）投标人无法继续履行或明确表示不履行或实质上已停止履行合同；

（9）投标人不按合同约定履行义务的其他情况。

22.1.2 对投标人违约的处理

（1）投标人发生第 22.1.1（6）目约定的违约情况时，应承担招标人要求中的未能通过竣工/竣工后试验的损害赔偿。发生延期的，投标人应承担延期责任。

（2）投标人发生第 22.1.1（8）目约定的违约情况时，招标人可通知投标人立即解除合同，并按第 22.1.3 项、第 22.1.4 项、第 22.1.5 项约定处理。

（3）投标人发生除第 22.1.1（6）目和第 22.1.1（8）目约定以外的其他违约情况时，监理人可向投标人发出整改通知，要求其在指定的期限内纠正。除合同条款另有约定外，投

水城区营盘乡三花村光伏电站项目—110k V升压站和2.8MW光伏区EPC总承包工程

标人应承担其违约所引起的费用增加和（或）工期延误。

22.1.3 因投标人违约解除合同

监理人发出整改通知 28 天后，投标人仍不纠正违约行为的，招标人有权解除合同并向投标人发出解除合同通知。投标人收到招标人解除合同通知后 14 天内，投标人应撤离现场，招标人派员进驻施工场地完成现场交接手续，招标人有权另行组织人员或委托其他投标人施工。招标人因继续完成该工程的需要，有权扣留使用投标人在现场的材料、设备和临时设施。但招标人的这一行动不免除投标人应承担的违约责任，也不影响招标人根据合同约定享有的索赔权利。

22.1.4 招标人发出合同解除通知后的估价、付款和结清

（1）投标人收到招标人解除合同通知后 28 天内，监理人按第 3.5 款商定或确定投标人实际完成工作的价值，包括招标人扣留投标人的材料、设备及临时设施和投标人已提供的设计、材料、施工设备、工程设备、临时工程等的价值。

（2）招标人发出解除合同通知后，招标人有权暂停对投标人的一切付款，查清各项付款和已扣款金额，包括投标人应支付的违约金。

（3）招标人发出解除合同通知后，招标人有权按第 23.4 款的约定向投标人索赔由于解除合同给招标人造成的损失。

（4）合同双方确认合同价款后，招标人颁发最终结清付款证书，并结清全部合同款项。

（5）招标人和投标人未能就解除合同后的结清达成一致而形成争议的，按第 24 条的约定执行。

22.1.5 协议利益的转让

因投标人违约解除合同的，招标人有权要求投标人将其为实施合同而签订的材料和设备的订货协议或任何服务协议利益转让给招标人，并在投标人收到解除合同通知后的 14 天内，依法办理转让手续。招标人有权使用投标人文件和由投标人或以其名义编制的其他设计文件。

22.1.6 紧急情况下无能力或不愿抢救

在工程实施期间或缺陷责任期内发生危及工程安全的事件，监理人通知投标人抢救，投标人声明无能力或不愿立即执行的，招标人有权雇用其他人员抢救。此类抢救按合同约定属于投标人义务的，由此发生的金额和（或）工期延误由投标人承担。

22.2 招标人违约

22.2.1 招标人违约的情形

在履行合同过程中发生下列情形之一的，属招标人违约：

（1）招标人未能按合同约定支付价款，或拖延、拒绝批准付款申请和支付凭证，导致

水城区营盘乡兰松村光伏电站标段-110k
V升压站用2.8MWp光伏EPC总承
包工程

付款延误；

（2）招标人原因造成停工；

（3）监理人无正当理由没有在约定期限内发出复工指示，导致投标人无法复工；

（4）招标人无法继续履行或明确表示不履行或实质上已停止履行合同；

（5）招标人不履行合同约定其他义务。

22.2.2 因招标人违约解除合同

（1）发生第 22.2.1（4）目的违约情况时，投标人可书面通知招标人解除合同。

（2）投标人按12.2.1项约定暂停施工28天后，招标人仍不纠正违约行为的，投标人可向招标人发出解除合同通知。但投标人的这一行为不免除招标人承担的违约责任，也不影响投标人根据合同约定享有的索赔权利。

22.2.3 解除合同后的付款

因招标人违约解除合同的，招标人应在解除合同后 28 天内向投标人支付下列款项，投标人应在此期限内及时向招标人提交要求支付下列金额的有关资料和凭证：

（1）投标人发出解除合同通知前所完成工作的价款；

（2）投标人为该工程施工订购并已付款的材料、工程设备和其他物品的金额。招标人付款后，该材料、工程设备和其他物品归招标人所有；

（3）投标人为完成工程所发生的，而招标人未支付的金额；

（4）投标人撤离施工场地以及遣散投标人人员的金额；

（5）因解除合同造成的投标人损失；

（6）按合同约定在投标人发出解除合同通知前应支付给投标人的其他金额。

招标人应按本项约定支付上述金额并退还质量保证金和履约担保，但有权要求投标人支付应偿还给招标人的各项金额。

22.2.4 解除合同后的投标人撤离

因招标人违约而解除合同后，投标人应妥善处理正在施工的工程和已购材料、设备的保护和移交工作，并按招标人的要求将投标人设备和人员撤出施工场地。投标人撤出施工场地应遵守第 18.7.1 项的约定，招标人应为投标人撤出提供必要条件并办理移交手续。

22.3 第三人造成的违约

在履行合同过程中，一方当事人因第三人的原因造成违约的，应当向对方当事人承担违约责任。一方当事人和第三人之间的纠纷，依照法律规定或者按照约定解决。

水城区营盘乡法都村光伏电站项目—110kV升压站和2.8MW光伏EPC总承包工程

23. 索赔

23.1 投标人索赔的提出

根据合同约定，投标人认为有权得到追加付款和（或）延长工期的，应按以下程序向招标人提出索赔：

（1）投标人应在知道或应当知道索赔事件发生后 28 天内，向监理人递交索赔意向通知书，并说明发生索赔事件的事由。投标人未在前述 28 天内发出索赔意向通知书的，工期不予顺延，且投标人无权获得追加付款；

（2）投标人应在发出索赔意向通知书后 28 天内，向监理人正式递交索赔通知书。索赔通知书应详细说明索赔理由以及要求追加的付款金额和（或）延长的工期，并附必要的记录和证明材料；

（3）索赔事件具有连续影响的，投标人应按合理时间间隔继续递交延续索赔通知，说明连续影响的实际情况和记录，列出累计的追加付款金额和（或）工期延长天数；

（4）在索赔事件影响结束后的 28 天内，投标人应向监理人递交最终索赔通知书，说明最终要求索赔的追加付款金额和延长的工期，并附必要的记录和证明材料。

23.2 投标人索赔处理程序

（1）监理人收到投标人提交的索赔通知书后，应及时审查索赔通知书的内容、查验投标人的记录和证明材料，必要时监理人可要求投标人提交全部原始记录副本。

（2）监理人应按第 3.5 款商定或确定追加的付款和（或）延长的工期，并在收到上述索赔通知书或有关索赔的进一步证明材料后的 42 天内，将索赔处理结果答复投标人。监理人应当在收到索赔通知书或有关索赔的进一步证明材料后的 42 天内不予答复的，视为认可索赔。

（3）投标人接受索赔处理结果的，招标人应在作出索赔处理结果答复后 28 天内完成赔付。投标人不接受索赔处理结果的，按第 24 条的约定执行。

23.3 投标人提出索赔的期限

23.3.1 投标人按第 17.5 款的约定接受了竣工付款证书后，应被认为已无权再提出在合同工程接收证书颁发前所发生的任何索赔。

23.3.2 投标人按第 17.6 款的约定提交的最终结清申请单中，只限于提出工程接收证书颁发后发生的索赔。提出索赔的期限自接受最终结清证书时终止。

23.4 招标人的索赔

23.4.1 招标人应在知道或应当知道索赔事件发生后 28 天内，向投标人发出索赔通知，

水利区营盘乡二龙村光伏电站标段—110kV
升压站和2.3MW光伏区EPC总承
包工程

并说明招标人有权扣减的付款和（或）延长缺陷责任期的细节和依据。招标人未在前述 28 天内发出索赔通知的，丧失要求扣减付款和（或）延长缺陷责任期的权利。招标人提出索赔的期限和要求与第 23.3 款的约定相同，要求延长缺陷责任期的通知应在缺陷责任期届满前发出。

23.4.2 招标人按第 3.5 款商定或确定招标人从投标人处得到赔付的金额和（或）缺陷责任期的延长期。投标人应付给招标人的金额可从拟支付给投标人的合同价款中扣除，或由投标人以其他方式支付给招标人。

24. 争议的解决

24.1 争议的解决方式

招标人和投标人在履行合同中发生争议的，可以友好协商解决或者提请争议评审组评审。合同当事人友好协商解决不成、不愿提请争议评审或者不接受争议评审组意见的，可在专用合同条款中约定下列一种方式解决：

（1）向约定的仲裁委员会申请仲裁；

（2）向有管辖权的人民法院提起诉讼。

24.2 友好解决

在提请争议评审、仲裁或者诉讼前，以及在争议评审、仲裁或诉讼过程中，招标人和投标人均可共同努力友好协商解决争议。

24.3 争议评审

24.3.1 采用争议评审的，招标人和投标人应在开工日后的 28 天内或在争议发生后，协商成立争议评审组。争议评审组由有合同管理和工程实践经验的专家组成。

24.3.2 合同双方的争议，应首先由申请人向争议评审组提交一份详细的评审申请报告，并附必要的文件、图纸和证明材料，申请人还应将上述报告的副本同时提交给被申请人和监理人。

24.3.3 被申请人在收到申请人评审申请报告副本后的 28 天内，向争议评审组提交一份答辩报告，并附证明材料。被申请人应将答辩报告的副本同时提交给申请人和监理人。

24.3.4 除专用合同条款另有约定外，争议评审组在收到合同双方报告后的 14 天内，邀请双方代表和有关人员举行调查会，向双方调查争议细节；必要时争议评审组可要求双方进一步提供补充材料。

24.3.5 除专用合同条款另有约定外，在调查会结束后的 14 天内，争议评审组应在不受任何干扰的情况下进行独立、公正的评审，作出书面评审意见，并说明理由。在争议评审期

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110k V升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

间，争议双方暂按总监理工程师的确定执行。

24.3.6 招标人和投标人接受评审意见的，由监理人根据评审意见拟定执行协议，经争议双方签字后作为合同的补充文件，并遵照执行。

24.3.7 招标人或投标人不接受评审意见，并要求提交仲裁或提起诉讼的，应在收到评审意见后的 14 天内将仲裁或起诉意向书面通知另一方，并抄送监理人，但在仲裁或诉讼结束前应暂按总监理工程师的确定执行。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第二节　专用合同条款

1. 一般约定

1.1 词语定义

1.1.1 合同

1.1.1.1 合同文件（或称合同）：是指“水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程”合同，包括合同协议书、合同条件及附件、双方同意的技术资料、图纸、变更、补充协议、会议纪要等文件、履约担保以及可能明确列入协议书中的此类进一步的补充文件。

1.1.2 合同当事人和人员

1.1.2.1 招标人：系指贵州能源水城煤电化一体化有限公司或其财产所有权的合法继承人或合法受让人，以下专用条款中简称“招标人”。

1.1.2.2 投标人：系指_____公司及其财产所有权的合法继承人或合法受让人，以下专用条款中简称“投标人”。

1.1.2.3 分包人：指在按合同规定将被确定为本工程某一部分的设计、施工、调试的分包人、制造商或供货商的任何当事人，或已分包了本工程某一部分的任何当事人，以及上述当事人财产所有权的合法继承人，但不是上述当事人的任何受让人。

1.1.2.4 监理人：系指招标人另行确定的第三方，受招标人委托对合同履行实施管理的法人或其他组织。

第 1.1.2 项下增加：

1.1.2.11 技术支持方：为本项目的标的与投标人签订了技术转让合作协议书或项目合作协议书的技术提供者。

1.1.2.12 争议裁决机构：系指在合同中双方均同意的司法机构。

1.1.3 工程和设备

1.1.3.1 工程：本工程为水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程，系指永久工程和临时工程的统称，包括合同协议书、合同条件及合同附件中写明的合同范围内的全部工程，主要包括：勘察、设计、采购、施工、调试、试运行、竣工验收以及各项手续办理工作等，直至转商业运行期间实行全过程的承包。具体内容详见合同附件技术协议。

1.1.3.2 永久工程：系指按照合同规定设计、施工的永久性工程以及合同附件技术协议的要求，包括工程设备。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1.1.3.3 临时工程：系指为本工程施工和竣工及缺陷修补所需要的，按照合同定标准建设的各种类型的所有临时性工程（投标人设备除外）和安全文明设施。

1.1.3.4 区段工程

不适用。

1.1.3.5 投标人设备（投标人设备）：系指为本工程施工和竣工及缺陷修补所需要的所有机械、仪器和其他设备（临时工程除外），但不包括构成或预定构成永久工程一部分的工程设备、材料或其他物资。

1.1.3.6 施工场地（或称工地、现场）：系指由招标人提供的、工程施工的所在地和工程设备与材料运达的目的地，以及可能在合同中被明确指定为现场组成部分的其他场所。在本合同中特指水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程项目厂区、施工加工与组合场地、施工生活区等区域。

第 1.1.3 项下增加：

1.1.3.12 材料：系指应由投标人提供并用于永久工程中的各种物资（工程设备除外），包括合同中规定的、投标人仅负责供货的项目（若有的话）。

1.1.3.13 安全文明设施：系指根据合同附件技术协议规定的要求实施的安全文明设施和安全标识。

1.1.3.14 工程范围：系指本合同工程承包范围详见合同附件技术协议。

1.1.4 日期、检验和竣工

1.1.4.3 工期：指合同协议书中承诺的完成合同工程所需的期限，包括按第 11.3 款、第 11.4 款和第 11.6 款约定所作的变更。

第 1.1.4 项下增加：

1.1.4.12 移交生产日期：指本合同工程全部完成，全容量并网并试运行合格，经招标人、监理人在移交证书上确认的日期。

1.2 语言文字

合同使用的语言文字为中文。专用术语使用外文的，应附有中文注释，以中文注释为准；进口设备技术资料如采用外文，投标人应免费提供中文翻译资料，以中文翻译为准，准确性由投标人负责。

1.3 法律

法律、法规是指中华人民共和国最高权力机关制定颁布的法律及中华人民共和国政府、地方政府制定颁布的法规，行业协会颁布的规定。

1.4 合同文件的优先顺序

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

组成合同的各项文件应互相解释，互为说明。解释合同文件的优先顺序如下：

（1）合同签订后双方商定的补充协议或合同履行期间内经双方签署的备忘录及会议纪要；

（2）合同协议书；

（3）中标通知书；

（4）合同条款及附件；

（5）本合同双方技术协议及附件；

（6）标准、规范和其它有关技术资料、技术要求；

（7）招标文件及澄清文件；

（8）投标文件及澄清文件；

（9）其他合同文件。

属于同一类内容的文件，应以最新签署的为准。

1.6 文件的提供和照管

1.6.1 投标人文件的提供

（1）投标人应按合同规定，按时向招标人分批提供满足本项目工程勘察、设计、采购、施工、调试、试验、检验、培训、移交生产、运行和维修所需的技术资料。提供 12 套最终技术资料；合同约定投标人文件应批准的，监理人应当在收到文件后 7 日内批复。投标人的设计文件的提供和审查按第 5.3 款和第 5.5 款的约定执行。

（2）投标人负责办理的各类手续文件的原件，包括并不限于质量监督、并网前技术监督、保护定值计算、启动验收、并网验收、达标投产、并网安全性评价、水保验收、环保验收、安全竣工验收（安全专篇）、消防验收、防雷接地、档案验收、竣工验收以及国家、地方政府、电网公司要求开展的所有验收及专项验收等；上述验收报验文件的编制、咨询、报审、专家评审、承办会议等直至验收通过的全部工作，全部由投标人负责并承担相关费用。

1.7 联络

1.7.2 第 1.7.1 项中的通知、批准、证明、证书、指示、要求、请求、同意、意见、确定和决定等来往函件，均应在 48 小时内送达指定的地点和指定的接收人，并办理签收手续。

第 1.7 款下增加：

1.7.3 以上文件可以电子文件传递，但必须使用正式纸质文件存档。

1.9 严禁贿赂

合同当事人不得以贿赂或变相贿赂的方式，谋取非法利益或损害对方权益。因一方合同

水城县营盘乡三花村光伏电站标段—110k
V升压站和23MW光伏EPC总承
包工程

当事人的贿赂造成对方损失的，应赔偿损失，并承担相应的法律责任。投标人不得与监理人或招标人聘请的第三方串通损害招标人利益。未经招标人书面同意，投标人不得为监理人提供合同约定以外的通讯设备、交通工具及其他任何形式的利益，不得向监理人支付报酬。投标人必须按照招标人提供的格式同招标人签订廉洁协议。

1.11 知识产权

第 1.11 款下增加：

如果属于下列情况，则对于因侵犯专利权、已注册的设计、版权、商标或商标名，或者其他知识产权而引起的索赔，投标人应保障招标人免于承担所有赔偿责任：

（1）索赔或诉讼起因于本工程的设计、施工、制造或使用；

（2）本工程的部分或全部被用于合同规定的、或按合同合理推定的使用范围之外的某种目的，但侵权（或被指称的侵权）并非由此造成的结果；

（3）本工程的一部分或全部与其他供货商提供的物资被联合使用或合并使用（所述联合使用或合并使用一事在合同签订日之前未告知投标人、在合同中也没有记载），但侵权（或被指称的侵权）并非由此造成的结果；

（4）侵权（或被指称的侵权）并非投标人遵行“招标人要求”而不可避免的结果。

招标人在接到向其提出的、本款项下的索赔要求后，应立即通知投标人。投标人可以就解决该项索赔谈判，或者进行可能由此而引起的诉讼或仲裁，费用自理。除非投标人在接到应诉要求之后的合理时间内未接手上述的谈判、诉讼或仲裁，招标人不得做出任何可能对投标人不利的认错表示。

除已经招标人同意之外，在投标人按照招标人可能提出的要求、向招标人提供适当担保之前，投标人不得做出任何可能对招标人不利的认错表示。所述担保的金额应为招标人可能要承担的、适用本款项下的赔偿条文的补偿、损害赔偿、诉讼费及其他费用的应缴总额。

应投标人要求，招标人应在上述索赔、仲裁或诉讼活动中，协助投标人处理争议。费用由投标人承担；此外，招标人因此而发生的全部合理费用均应由投标人偿还。

由投标人或以投标人名义编制的施工文件及其他设计文件，就当事双方而言，其版权（知识产权）是投标人的财产，招标人有义务保护。未经投标人同意，招标人不得超出本工程范围使用、复制上述文件或将其传送给第三方。

2. 招标人义务

2.3 提供施工场地

光伏场区土地租赁费及青苗补偿费由招标人负责。

水城区营盘乡三龙村光伏电站标段-110k
V升压站和23MWp光伏区EPC总承
包工程

2.7 其他权利义务

2.7.1 基本义务

招标人负责支付光伏场区土地租赁费及青苗补偿费、工程监理的委托工作并承担其费用；协助投标人为完成本工程需要与地方政府的协调工作。

招标人应成立项目安全生产监督委员会，督促项目安全生产委员会确定项目安全管理的方针、目标、管理制度和主要保证措施并监督执行。投标人进入安全生产监督委员会并负责保证措施的具体施行。

2.7.2 进入与占用现场

在合同生效后 7 日内，除投标人负责办理的部分以外，招标人应开始分期分批提供建设场地（具体要求由投标人向招标人提出），提供场地应满足建设要求。

2.7.3 招标人的权利

2.7.3.1 招标人的基本权利

（1） 招标人有权进入现场的任何地方；

（2） 招标人对工程有建议、检查、监督、奖罚权；

（3） 招标人有权获得按照合同规定其可以获得的资料；

（4） 有权纠正投标人和分包人的违约行为，并得到损失赔偿；

（5） 招标人有权要求投标人撤换由其派遣或雇用的那些工作不能胜任玩忽职守、工作不负责任的人员。上述撤换的人员未经招标人同意不得重新回到合同工程工作；

（6） 招标人有权将（1）至（6）的部分或全部权力委托监理单位或其他单位代其行使。

2.7.3.2 **因投标人原因导致招标人批准的重要节点工期滞后 30 天及以上，招标人有权另委施工队伍或设计单位或另行采购，费用从投标人合同价款中扣除，由此给招标人造成的损失由投标人负责赔偿。**

2.7.3.3 投标人具有下列情形之一的，招标人可以终止合同：

（1） 未能遵守第 4.2[履约担保]款的规定或未遵行监理人发出的通知，经招标人再次通知，仍未能在新通知规定的期限内纠正违约行为；

（2） 不执行或拒绝执行合同；

（3） 有确切证据证明投标人在本工程的设计、采购、施工、安全中未投入足够的力量，导致合同目的不能实现；

（4） 投标人不能有效管理分包人，使其不能相互协作，难以保证工程质量和进度，并有确切证据证明将导致合同目的不能实现；

（5） 投标人破产或无力偿还债务，或停业清理，或已由法院委托其破产案财产管理人

水城区营盘乡二龙村光伏电站标段一10kV升压站和2.3MW光伏区EPC总承包工程

或遗产管理人，或为其债权人的利益与债权人达成有关协议，或在财产管理人、财产委托人或财务管理人的监督下营业，或投标人所采取的任何行动或发生的任何事件（根据有关的适用法律）具有与前述行动或事件相似的效果；

（6） 在收到根据第 6.6[清退出场]款和第 13.5[清除不合格工程]发出的通知后 7 天内未遵行该通知；

（7） 有确切证据证明投标人丧失了履约能力；

（8） 未经必要的许可，将工程分包出去，或将合同转让他人；

（9） 由于投标人原因出现重大及以上人身伤亡事故或重大及以上工程质量事故；

（10） 法律、法规和合同中约定的招标人可终止合同的其他情形。

招标人依据此款终止合同，应向投标人发出通知。在投标人收到通知之日起 2 天之后，发生终止合同的效力。

2.7.3.4 合同终止时，投标人应对施工现场、施工现场内的材料、在建或已建工程、不在施工现场的招标人已付款的有关本工程的设备和材料及在建或已建工程和设备的技术资料办理交接手续。投标人人员全部撤离现场后，招标人将按 22.1.3 款和 22.1.4 款估价、付款和结清。

3. 监理人

3.1 监理人的职责和权力

3.1.1 监理人应当根据招标人授权及法律规定，代表招标人对工程施工相关事项检查、查验、审核、验收，并签发相关指示，但监理人无权修改合同。监理人在行使以下权力前需要经招标人事先批准：

（1）按第 11.3 款、第 11.4 款规定，确定工期延长；

（2）按第 15.3.2 项规定，确定变更价格；

（3）按第 22 条规定，确定违约；

（4）按第 23 条规定，作出索赔处理决定。

3.4 监理人的指示

3.4.5 由于监理人未能按合同约定发出指示、指示延误或指示错误而导致投标人费用增加和（或）工期延误的，招标人应承担延误的工期。

3.5 商定或确定

当投标人对监理人发出的指令存在疑义时，应通过招标人商定或确定。

3.5.2 总监理工程师应将商定或确定的事项通知合同当事人，并附详细依据。对总监理

水城区营盘乡三花村光伏电站标段-110kV升压站及42.5MWp光伏区EPC总承包工程

工程师的确定有异议的，构成争议，按照第 24 条的约定处理。在争议解决前，三方应暂按总监理工程师的确定执行，按照第 24 条的约定对总监理工程师的确定作出修改的，按修改后的结果执行，由此导致投标人费用增加和（或）工期延误的，招标人应承担延误的工期。

4. 投标人

4.1 投标人的一般权利义务

4.1.2 依法纳税

投标人应按有关法律规定纳税，应缴纳的税金包括在合同价格内。投标人应支付并应要求其分包人支付有关部门依法对投标人或其分包人在履行本合同时所征收的所有税款及其他收费。

4.1.3 完成各项承包工作

投标人应按照合同约定的承包范围设计、实施和完成工程，并修补工程中的任何缺陷。投标人实施完成的工程必须满足合同规定的工程预期目标，应与“招标人要求”完全一致。

投标人负责合同工程设备、材料采购，提供投标人文件，以及勘察、设计、施工、竣工和修补缺陷所需的所有投标人人员、货物、消耗品及其它物品和服务。

投标人应满足合同约定的“招标人要求”或合同隐含要求的任何工作，以及（合同虽未提及但）为工程的稳定或完成或安全和有效运行所需的所有工作。

当招标人提出要求时，投标人应为工程勘察、设计、采购、施工、调试、培训、竣工验收、移交生产等方面提交建议计划安排和采用方法的细节。如事先未通知招标人，投标人对这些计划安排和方法不得做重要改变。

投标人应具有承担本工程所必须具备的相应资质证书等，并向招标人提供复印件。

4.1.4 其他义务

投标人应在合同规定工期内完成本工程的勘察、设计，包括提供施工文件；投标人应对工程设备采购、施工、调试直至竣工投产以及修补缺陷进行全过程的管理，所需要的所有工程监督、工人、工程设备、材料、投标人设备、临时工程及其他所有物资，不管是临时性的还是永久性的，均应由投标人管理。

投标人在开始设计之前，应充分了解招标人要求（包括设计标准和计算书）以及第9[测量放线]款所言及的各种基准标志。投标人应将招标人要求和上述基准标志中存在的错误、不完整或其他缺点通知监理单位，监理单位在收到此通知后，与投标人协商决定是否执行第15.1[变更权]款，并向招标人发出相应的通知。

不管是否已经招标人和监理单位批准或同意，投标人应对现场全部作业、所有施工方法

龙湖区崖鉴乡三花村光伏电站标段—110K V升压站和2.3MWp光伏EPC总承包工程

与全部工程的完整性、稳定性和安全性承担全部管理责任。

组织施工图交底和有关工程协调会议。

投标人负责本项目工程建设相关证件的办理和取证，投标人按固定资产转固要求完成相关资料的清理，并配合招标人完成资产转固及跟踪审计工作。

投标人应自费为其办理非招标人所属道路、桥梁的特别通行权或临时通行权。因使用非招标人所属道路、桥梁引起的道路、桥梁加固工程费用与索赔，由投标人承担。除合同条款另行规定外，投标人还应自费办理本工程所需的工商、税务、治安、卫生防疫、消防、环保、技术监督、流动人口与计划生育、交通、气象、建设、水利、进出省、市及县等国家法律、地方行政法规及合同规定的应由投标人负责的有关许可手续。

第 4.1 款下增加：

4.1.11 投标人必须为监理的检验提供方便和协助。

4.1.12 投标人应自行建设现场办公和生活场所，但要按照招标人有关临建标准及文明施工的要求建设，临建方案必须经招标人审批后实施。

4.1.13 投标人的基本权利

（1）依照合同规定享有进入现场和占用现场的权利；

（2）有权得到按照合同规定应获得的资料；

（3）有权得到按照合同规定应获得的价款；

（4）有权纠正招标人的违约行为，并得到损失赔偿；

（5）除非法律、法规及合同另有规定，投标人在得到招标人确认后，享有施工组织设计、采购、施工、调试等工作的管理权。

4.2 履约担保

4.2.1 投标人应保证其履约担保在颁发工程接收证书前一直有效，招标人应在工程接收证书颁发后 28 天内将履约担保退还给投标人。

4.2.2 如工程延期，投标人有义务继续提供履约担保。

第 4.2 款下增加：

4.2.3 投标人应在签订合同协议书后 45 日内，向招标人提交履约担保，同时通知监理单位。**履约担保采用**银行转账或电汇、银行保函、保险公司保证保险 、担保（经国家有关部门认定的担保公司出具）**的形式，履约担保应采用招标人事先同意的格式，必须为见索即付，并保证其有效**。履约担保的正本由招标人保存。执行本条各项要求所需的费用由投标人承担。履约担保金额为本工程合同总价（扣除暂列金）**的10%**。合同协议书签订之日起45日历天内未如期提交履约担保的，每预期 1 天，承包人承担违约金 1 万元，违约金封顶 30 万元，从工程款中扣除。

水城区董箐乡兰花村光伏电站项目一期（2.3MWp光伏）EPC总承包工程

4.3 分包和不得转包

第 4.3 款下增加：

4.3.5 投标人确定分包人时，分包人的资格能力应与其分包工程的标准和规模相适应。

4.3.6 投标人的分包应满足国家法律法规和规章制度对工程总承包项目分包的规定，分包需符合招标人相关管理制度要求，并接受招标人的监督管理。严禁转包和违法分包。投标人将建设工程转包、违法分包的，招标人有权解除合同。投标人按照合同约定对招标人负责，分包人按照分包合同的约定对投标人负责。工程分包不能免除投标人的合同义务和法律责任，投标人和分包人就分包工程对招标人承担连带责任。

4.3.7 工程总承包单位对承包范围内工程的安全生产负总责。分包单位应当服从工程总承包单位的安全生产管理，分包单位不服从管理导致生产安全事故的，由分包单位承担主要责任，分包不免除工程总承包单位的安全责任。

4.3.8 工程保修书由建设单位与工程总承包单位签署，保修期内工程总承包单位应当根据法律法规规定以及合同约定承担保修责任，工程总承包单位不得以其与分包单位之间保修责任划分而拒绝履行保修责任。

4.3.9 对分包人的付款

投标人必须保证分包价款（设备费、建安工程费等）的按时支付，严禁挪为它用（因投标人挪用款项，应承担相应违约责任），必要时招标人可采用背书的方式支付给对应分包单位。

4.3.10 分包合同价格的约定

投标人合法分包的设备、材料、设计、施工等分包价格不能低于成本价。

4.5 投标人项目经理

4.5.1 投标人应任命投标文件中承诺的具有同类型项目工程施工经验、熟悉项目建设全过程的合格人员作为本工程的项目经理，投标人任命或更换项目经理均应经招标人同意，并应在更换 14 天前通知招标人和监理人。项目经理代表投标人履行本合同，接受招标人及监理人的指令。

本工程项目经理姓名：_____，职称：_____，注册执业证书名称及编号：_____。

负责本工程的项目经理具备相关执业资格和有效的安全生产考核合格证书，且未担任其他在建工程项目的项目经理。

项目经理在本项目施工期间，应常驻工程场地，每月在现场的天数不低于 22 天。投标人项目经理不能履行职责的，应通知招标人和监理人，并授权一名项目副经理履行项目经理

水城区猴盘乡岩花村光伏电站项目 V升压站和2.3MW光伏区EPC总承包工程

的职责。

项目经理在本项目施工期间，不得兼任其他项目的项目经理。未经招标人和监理人书面同意，投标人不得更换项目经理。

第 4.5 款下增加：

4.5.5 投标人应在工程场地设置项目部。项目部是投标人履行其在本合同项下义务的执行机构，在工程竣工前应为常设机构。

4.6 投标人人员的管理

4.6.1 投标人应在接到开始工作通知之日起 7 天内，向监理人提交投标人的项目管理机构以及人员安排的报告，其内容应包括项目管理机构的设置、各主要岗位的技术和管理人员名单及其资格，以及设计人员和各工种技术人员的安排状况。投标人安排的主要管理人员和技术人员应相对稳定，更换主要管理人员和技术人员的，应取得监理人的同意，并向监理人提交继任人员的资格、管理经验等资料。项目经理的更换，应按照本章第 4.5 款规定执行。

4.6.2 投标人安排的主要管理人员包括项目经理、设计负责人、施工负责人、采购负责人以及专职质量、安全生产管理人员等；技术人员包括设计师、建筑师、土木工程师、设备工程师、建造师、电气工程师等。

第 4.6 款下增加：

4.6.4 投标人应指派满足国家规范要求执业资格证书的具有较丰富经验的专职安全员负责其所辖工地的施工安全工作。专职安全员的更换应提前 7 天前通知招标人和监理人，并应征得监理人同意和招标人批准。投标人的所有人员应统一着装、佩戴安全帽及工号牌。

4.6.5 除非合同另有规定，投标人应全权负责其劳务及职员的雇用（相应人员应在招标人处备案，并执行当地的相关的管理规定）、安全教育，按规定支付工资、按政府强制规定购买有关保险。投标人所付的工资标准以及所遵守的劳动条件，应不低于当地类似行业中所执行的标准的一般水平。同时，投标人不得从招标人或监理单位所雇用的人员中，招收或试图招收其所需要的员工。

4.6.6 投标人应雇用（或促使雇用）工作认真和具有相应资格的、在其各自行业或职业方面有熟练技能和经验的人员。招标人可要求投标人撤换（或促使撤换）其雇用在现场为本工程工作的，招标人认为有下列一项行为的人员，包括投标人项目经理：

（1） 工作中经常出差错；

（2） 无能力履行其职责或玩忽职守；

（3） 不遵行合同的规定；

（4） 坚持有害于安全、健康或环保的行为。如情况属实，则投标人须另行委派（或促

水城县营盘乡三花村光伏电站标段二10kV升压站和23MW光伏区EPC总承包工程

使委派）合适的替代人员。

4.6.7 扰乱社会治安的行为

投标人应随时采取各种合理的预防措施，防止其员工或员工内部发生非法行为、暴乱行为或扰乱社会治安的行为，并维持好治安、防止上述行为殃及本工程现场及附近的人员和财产。

4.6.8 劳动力及投标人设备的报表

如招标人或监理提出要求，投标人应向招标人或监理送交详细的书面报表，其格式和时间间隔由招标人或监理预先规定，报表中开列投标人在工地随时雇用的人员与各类工作人员人数，当招标人或监理需要时，还应开列有关投标人设备的此类报表。

4.8 保障投标人人员的合法权益

4.8.1 投标人应与所雇用的劳动者签订劳动合同，切实加强用工管理，按合同规定按时足额支付用工费用。因投标人拖欠其劳动者应得的报酬，造成工程损失或直接影响招标人的，投标人承担全部责任，招标人有权向投标人索赔并从招标人应向投标人支付的款额中直接支付投标人拖欠其劳动者的报酬。

第 4.8 款下增加：

4.8.2 投标人应加强劳务合同的管理，对劳务人员按统一培训，持证上岗。

4.8.3 投标人人员假如发生了传染性疾病，那么，投标人应遵守并执行国家有关部门及贵州省医疗和卫生主管部门为处理并消除上述传染病而制定的法规、条例、指令和要求。

4.8.4 投标人应严格执行《保障农民工工资支付条例》（国务院令第 724 号）文件、《工程建设领域农民工工资保证金规定》（人社部发〔2021〕65 号）、《治理欠薪工作监管部门指引》（黔就劳办发〔2025〕4 号）及当地劳动和社会保障部门制定的相关规定。因不执行相关文件及规定而给招标人造成损失的由投标人承担全部赔偿责任。**合同签订后一个月内未设立本项目农民工专户的，招标人有权单方面终止合同，由此带来的损失由投标人承担。**

4.8.5 工程竣工后满六十日，投标人可以持招标人、监理人等部门签署同意的竣工报告、施工期间的农民工工资支付名册、投标人出具的无拖欠农民工工资保证书、缴款收据到当地劳动保障行政部门申请返还工资保障金。

4.10 投标人现场查勘

4.10.1 投标人应自行收集施工场地及毗邻区域内的供水、排水、供电、供气、供热、通信、广播电视等地下管线资料、气象和水文观测资料，相邻建筑物和构筑物、地下工程的有关资料，以及其他与建设工程有关的原始资料，并承担原始资料错误造成的全部责任，投

水城区营盘乡三花坝光伏电站标段—110kV升压站和23MW光伏EPC总承包工程

标人应对其阅读上述有关资料后所作出的解释和推断负责。

4.10.2　现场基础资料

招标人在合同签订前，已向投标人提供其掌握的现场地质、气象条件，包括环境等方面所有有关资料。在合同签订后招标人得到的所有有关此类资料，也应提供给投标人。招标人提供的现场资料包括：

（1） 现场的状况、性质和地下条件；

（2） 水文和气候条件；

（3） 现场进场道路、水、电供应条件，现场可利用设施情况、场内外运输条件等；

投标人负责核实和解释招标人向其提供的工程现场地下、水文条件及环境方面的所有有关资料，除第 5.1 款提出的情况外招标人对这些资料的准确性、充分性和完整性不承担责任。

4.10.3 现场考察

应认为，投标人在签订合同之前，已实施完成了现场考察，对现场和其周围环境以及可得到的有关资料实施了察看和核查，已经查明以下方面：

（1） 现场的地形地貌和特征；

（2） 现场进场道路、通信、水、电供应条件，现场施工场地条件，投标人人员食宿条件，现场可利用设施情况、场内外运输条件等；

（3） 工程所在地的法规、程序和劳务惯例；

（4） 为实施和完成合同工程以及修复任何缺陷所需的工作与货物的范围和性质；

（5） 当地的乡规民约和风俗习惯。

投标人应被认为通过招标人提供资料和现场考察，在签订合同前已取得可能对工程产生影响或作用的有关风险、意外事件及其他情况的全部必要资料并对所有相关事项已感到满足要求。

4.11 不可预见的困难和费用：采用通用条款中 B。

除合同另有约定外，投标人应视为已取得工程有关风险、意外事件和其他情况的全部必要资料，并预见工程所有困难和费用。投标人遇到不可预见的困难和费用时，合同价格不予调整。

4.12 进度计划

4.12.1 合同进度计划

投标人应按合同约定的内容和期限，编制详细的进度计划，包括设计、投标人文件提交、采购、检验、运达现场、施工、安装、试验的各个阶段的预期时间以及设计和施工组织方案说明等报送监理人。监理人应在收到进度计划后的 5 天内批复或提出修改意见，否则该进

水城区营盘乡兰花坪光伏电站标段二110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

度计划视为已得到批准。经监理人批准的进度计划称合同进度计划，是控制合同工程进度的依据。投标人还应根据合同进度计划，编制更为详细的分阶段或分项进度计划，报监理人批准。

4.12.2 合同进度计划的修订

不论何种原因造成工程的实际进度与第 4.12.1 项的合同进度计划不符时，投标人应当在发现进度不符时 2 天内向监理人提交修订合同进度计划的申请报告，并附有关措施和相关资料，报监理人批准；监理人也可以直接向投标人作出修订合同进度计划的指示，投标人应按该指示修订合同进度计划，报监理人批准。监理人应在收到修订进度计划修订后的 5 天内批复。监理人在批复前应获得招标人同意。

第 4.12 款下增加：

4.12.3 工程的进展不符合进度计划时，招标人及监理人有权要求投标人修改计划。招标人和监理人对投标人提交的施工进度计划的确认，不能减轻或免除投标人根据法律规定和合同约定应承担的任何责任或义务。

第 4 条下增加：

4.13 工作符合合同要求

投标人应严格按照合同约定实施和完成合同工程及其缺陷的修复，使其完成的设计、设备采购、施工等工作在质量、安全、进度、性能保证等方面达到合同文件约定的预期要求。投标人应该严格遵守并执行招标人和监理单位就有关本工程实施的任何事项所作的指令，无论这些事项在合同中是否写明。

4.14 工程协调

4.14.1 投标人应负责工程的协调与施工管理。投标人应根据招标人要求中的规定，为下列人员从事其工作提供方便：

（1）招标人的人员；

（2）监理单位的人员；

（3）招标人可能雇用的、在现场或现场附近从事合同中未包括但可能为招标人所需要的工作的、合法公共机构的人员。

（4）经招标人允许的其他第三方人员；

投标人应负责协调设计、设备与材料供应、建安工程施工和调试等单位之间的关系，负责承包范围内各项工作的进度、质量、安全和现场组织配合的协调和管理工作。

投标人应将各分包人的所有详细资料收集、整理并提交招标人和监理单位，供其查阅。各分包人、投标人自己的工作位置及材料存放位置，应由投标人统一负责管理，以保证上述

水城汇营盘乡兰花村光伏电站标段—1101
V光压缩机423MWp光伏EPC总承
包工程

各方在工作上不发生冲突。

4.14.2 协同管理专项考核条款（针对联合体中标）

（1）牵头单位为本项目总协调主体，负责编制并动态更新一体化总进度计划（含出图计划、采购计划、施工计划），组织图纸会审、设计交底、交叉界面协调、每周协同例会，建立问题台账并跟踪闭环，统一汇总、报送周报、月报、变更、方案及整改资料。

（2）招标人、监理单位检查发现存在协同管理履职不到位情形的（包括但不限于：一体化计划未按期更新、图纸交付与施工工序脱节、未按要求组织协同例会、界面矛盾长期未闭环、违规单独报送重大文件、问题台账闭环滞后等），视为协同管理缺陷，每次计取协同管理违约金人民币【5000 元】。

（3）若因协同管理履职不到位，造成项目关键控制节点延误，除按本合同工期违约条款执行工期违约金外，招标人有权追加协同管理违约处罚；连续两次协同整改仍不满足要求的，招标人有权要求更换工程总承包项目经理，中标人须在【7】日历天内更换同等资历人员，并承担相应违约责任。

（4）牵头单位不得以联合体成员配合滞后为由，免除自身协同管理责任；联合体内部纠纷、内部追偿，不免除牵头单位对招标人的履约责任。

（5）工程总承包项目经理为协同管理第一责任人，未经招标人书面同意不得更换；项目经理无故缺席关键协同会议、长期不在岗，按本条协同管理缺陷予以考核。

（6）本条款为专项协同考核条款，不替代质量、工期、安全、环保等其他违约罚则，可并行执行。

4.15 现场设施的保护与拆迁

投标人应按招标人提供的资料做好施工现场的既有道路、地下管线、临时建筑物和构筑物的保护工作；若根据工程要求，需要拆除或拆迁，应及时通知招标人，经招标人同意后，由投标人负责拆除，如需在现场内重建，由投标人负责重建，拆除和重建的费用由投标人承担。

4.16 合同价格的充分性

投标人应被认为已完全理解了合同价格的合宜性和充分性。除非合同中另有规定，合同价格应包括投标人在合同中应承担的全部合同义务（包括根据暂估价应承担的义务，如有时）以及为合理设计、实施和完成工程并修补任何缺陷所必需的全部有关事宜。

4.17 工程的照管与维护

从合同签订之日起，投标人应全面负责照管与维护合同工程和将用于或安装在合同工程中的设备、材料、成品、半成品，直到合同工程“竣工验收”签发之日为止。此后的照管与

水城区营盘乡兰花河光伏电站标段-110kV升压站和23MWp光伏EPC总承包工程

维护责任即交给招标人，而且：投标人应对其它在保修期内承担的未完工程和将用于或安装在该工程中的设备、材料、成品、半成品的照管与维护负责，直到该未完工程“竣工验收”签发之日为止。

在工程进入分部（含单机和分系统）试运阶段时，按照有关规定，如需招标人对部分已经基本完成的设备及系统实施代保管时，并不免除投标人对该设备及系统在”竣工验收”签发之前的所有责任。实施代保管时应具备以下条件：

（1）代保管的项目必须是能够独立运行的设备及系统，且具备专人值班、操作和监护的条件；

（2）该设备及系统已按设计要求完成了安装工作，与其相关的建筑工程已基本完工；

（3）该设备系统已经完成分部试运，并经有关各方确认为合格，且办理完成了验收签证手续；

（4）投标人应组织施工、调试单位已向招标人的生产人员现场交底；

实施代保管时，由投标人向招标人提出申请，经监理组织有关各方联合检查代保管条件，合格后即签发代保管证书。实施代保管期间，招标人的生产单位按照正规的生产制度及规程对该设备系统实施运行管理，投标人负责完善尾留工程和缺陷消除。

4.18 弥补损失或损害的责任

在投标人负责照管与维护期间，如果合同工程或其组成部分，或将用于或安装在合同工程中的设备、材料、成品、半成品等发生损失或损害，除第21.1[不可抗力的确认]款确认的不可抗力原因外，投标人均应自费弥补，达到合同要求。投标人还应负责实施作业过程中由投标人造成的对工程的任何损失或损害。

4.19 电、水

投标人施工及生活使用的水、电由投标人自行解决（含计量装置），并负责施工期间的安装、维护、维修及管理，费用已包含在合同价格中。临时用电接驳完毕后，经监理到现场确认合格后方可使用。

4.20 投标人应在现场内作业

投标人应将其各项作业限制在现场以及可能由投标人提供、经招标人同意作为工地的其他附加作业区内。投标人应采取一切必要的预防措施，保证其人员与设备均处在现场和上述其他附加作业区范围之内，避免并禁止其人员与设备进入邻近地区。

投标人应对作业现场管理制定管理规则，这类规则包括但不限于下列内容:

（1）安全防卫；

（2）工程安全；

水现江崖盘乡三花村光伏电站标段-10kV升压站和2.3MW户用光伏项目EPC总承包工程

（3）工地出入管理制度；

（4）环境卫生；

（5）防火措施；

（6）周围及近邻环境保护的附加规则。

4.21 现场清理

在本工程施工期间，投标人应保持现场没有不必要的障碍物，应妥善存放和处置投标人设备或多余工程设备与材料。从现场清除并运走所有残余物、垃圾和不再需要的临时工程。其中所有残余物、垃圾必须做到当日清除到指定的垃圾存放处。

“竣工验收”一经签发，就应立即清除并运走所有投标人机械、设备、多余材料、残余物、垃圾和临时工程。应使该部分现场与工程保持清洁和安全，使招标人感到满意。但在合同有效期期满之前，投标人有权在现场保留为其履行合同规定的各项义务所需的投标人机械、设备、材料和临时工程。

在移交生产证书签发后 28 天内，若未运出所有剩下的投标人设备、多余材料、残余物、垃圾和临时工程，招标人可将上述物资出售或另作处理。招标人有权从出售上述物资的收入中，扣留足够款额，以抵付出售、处理上述物资和清理现场所发生的费用。上述收入的余额应归投标人所有。若上述收入不足以抵支付招标人处理上述物资和清理现场的支出，则招标人有权从投标人的保留金中收回清场的差额。

5. 设计

5.1 投标人的设计义务

第 5.1 款下增加：

5.1.1 投标人应完成本工程的勘察、设计并对其负责。投标人承担本项目的初步设计阶段和施工图设计阶段的勘察与设计。勘察、设计文件应由有相应资格的专业人员编制、审核、批准。负责组织设计图报审、招标技术规范书编制，组织开展设计联络会、设计提资、施工图优化、施工图会审、竣工图纸编制、各设计阶段经济效益测算和财务分析等工作。

5.3 设计审查

5.3.1 投标人的设计文件应报招标人审查同意。审查的范围和内容在招标人要求中约定。

除合同另有约定外，自监理人收到投标人的设计文件以及投标人的通知之日起，招标人对投标人的设计文件审查期不超过 7 天。投标人的设计文件对于合同约定有偏离的，应在通知中说明。投标人需要修改已提交的投标人文件的，应立即通知监理人，并向监理人提交修改后的投标人的设计文件，审查期重新起算。

水城区营盘乡兰花坝光伏电站标段-110k
V升压站和2.8MWp光伏区EPC总承
包工程

招标人不同意设计文件的，应通过监理人以书面形式通知投标人，并说明不符合合同要求的具体内容。投标人应根据监理人的书面说明，修改投标人文件后重新报送招标人审查，审查期重新起算。

合同约定的审查期满，招标人没有做出审查结论也没有提出异议的，视为投标人的设计文件已获招标人同意。

第 5.3 款下增加：

5.3.4 招标人审核批准后的设计文件，投标人在工程建设中不得擅自更改，否则由投标人承担由此造成的所有损失。

5.5 竣工文件

5.5.1 投标人应编制并随时更新一套完整的、有关工程施工情况的“竣工”记录，如实记载竣工工程的准确位置、尺寸、调试试验资料和实施工作的详细说明。上述竣工记录应保存在现场，并仅限用于本款的目的。应在竣工试验开始前，提交 12 套纸质版及两套电子版分别提交监理人及招标人。

第 5.5 款下增加：

5.5.4 投标人应在项目全容量并网后 20 天内向招标人提供竣工结算所需资料。

5.5.5 投标人提交的工程建设过程性资料及竣工资料应满足国家和招标人有关档案管理规定的要求。

第 5 条下增加：

5.8 勘察设计文件的交付

（1） 工程勘察：合同签订后，投标人应立即开展勘察工作，其进展应满足设计及开工的要求。并向招标人提供勘察报告 12 套（电子版 2 套）。

（2） 初步设计：合同签订后，投标人立即开展初步设计并向招标人提供完整的初设文件（含计算书）12 份（电子版 2 套），招标人应在初步设计完成后尽早安排初设审查，最终设计方案以审定的初步设计收口版为准。

（3） 施工图设计：投标人在接到初设审批文件后尽快安排施工图设计。并分期分批向招标人提供施工图 12 套、设备图纸及资料 12 套（电子版 2 套）。招标人另需的设计图纸投标人可以按招标人要求印制，由招标人承担费用。

（4） 竣工图：合同竣工后，投标人应向招标人提供竣工图 12 套，设备图纸及资料 12 套（电子版 2 套）。招标人另需的设计图纸投标人可以按招标人要求印制，由招标人承担费用。

永城区酇鄂乡兰花村光伏电站标段-110k
V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

6. 材料和工程设备

6.1 投标人提供的材料和工程设备

6.1.2 投标人应将各项材料和工程设备的供货人及品种、技术要求、规格、数量和供货时间等在到货前 7 日报送监理人批准。投标人应向监理人提交其负责提供的材料和工程设备的质量证明文件，并满足合同约定的质量标准。

6.2 招标人提供的材料和工程设备

采用通用条款中 B。

招标人不提供材料和工程设备。

6.3 专用于工程的材料和工程设备

第 6.3 款下增加：

6.3.3 投标人应负责合同工程移交生产前所需要的备品备件及专用工具。上述专用工具和备品备件的价格均已包含在合同价格中。投标人应在设备订货合同签订后 7 天内向招标人提供备品备件、专用工具清单及合同价格。投标人应在合同工程竣工验收结束后 14 天内，按照设备采购合同中的清单及技术协议的要求，将合同工程所有设备的备品备件、专用工具移交招标人，备品备件及专用工具移交时应保证其完好性。

7. 施工设备和临时设施

7.1 投标人提供的施工设备和临时设施

7.1.3 投标人应自行承担修建临时设施的费用。

7.1.4 投标人在设计阶段应充分考虑永临结合，避免重复建设。

7.2 招标人提供的施工设备和临时设施

采用通用条款中 B

招标人不提供施工设备或临时设施。

10. 安全、治安保卫和环境保护

10.2 投标人的安全责任

10.2.1 投标人应按合同约定履行安全职责，执行监理人有关安全工作的指示，并在开工前 7 日内，按合同约定的安全工作内容，编制安全措施计划报送监理人批准。

10.2.7 合同约定的安全作业环境及安全施工措施应遵守有关规定。

第 10.2 款下增加：

10.2.10 投标人应完全响应贵州省卫生防疫要求，提供防疫方案，并提交监理人审核。

水城区营盘乡羊花村光伏电站项目 35kV升压站和42.8MW光伏区EPC总承包工程

10.2.11 投标人应严格执行《电力企业对外委队伍安全管理十必须两严格规定》等有关要求。

10.3 治安保卫

10.3.4 施工现场、施工办公区及施工生活区的治安保卫工作由投标人负责。投标人应设置必要的保安及其监督设施，防止现场工程设备、材料失盗、失火、爆炸、洪灾等；除非合同另有规定，则：

（1） 投标人应负责禁止未经许可的人员及交通工具进入现场；

（2） 许可进入现场的人员及交通工具仅限于招标人、监理人、投标人、分包人，以及经招标人批准的人员和交通工具。

上述许可证件统一由投标人管理。

10.3.5 招标人、监理的现场办公区及生活区（如有）及其治安保卫由 投标人 负责。

10.4 环境保护

第 10.4 款下增加：

10.4.4 投标人应采取严格管控措施，保证现场内外的环境及水土流失、限制由其施工作业引起的扬尘、污染、噪音、水土流失及其他后果所造成的对公众、招标人及公共财产的损害或滋扰。

10.4.5 投标人应文明施工，保持施工现场清洁，争创文明工地。

8. 交通运输

8.1 道路通行权和场外设施

采用通用条款 B。

投标人应根据工程的施工需要，负责办理取得出入施工场地的专用和临时道路的通行权，以及取得为工程建设所需修建场外设施的权利，并承担有关费用。招标人应协助投标人办理上述手续。

9. 测量放线

9.1 施工控制网

9.1.1 除专用合同条款另有约定外，投标人应根据国家测绘基准、测绘系统和工程测量技术规范，按上述基准点（线）以及合同工程精度要求，测设施工控制网，并在开工 7 天之前，将施工控制网资料报送监理人批准。

第 9.1 款下增加：

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和23MWp光伏项目EPC总承包工程

9.1.3 投标人应有效地保护一切基准点、标桩和其他有关标志，直到工程移交生产。

11. 开始工作和竣工

11.1 开始工作

项目正式动工之前一周，需由招标人组织开展安全条件审查专题会议，审查通过后监理人方可向投标人发出开始工作通知。监理人在发出开始工作通知前应获得招标人同意。

11.3 投标人引起的工期延误

由于投标人原因，未能按合同进度计划完成工作，或监理人认为投标人工作进度不能满足合同工期要求的，投标人应采取措施加快进度，并承担加快进度所增加的费用。

如因投标人原因导致重要节点工期（见附件六）连续两个月未达到签订目标的，招标人有权单方面解除合同并对投标人作清场处理，同时将投标人纳入招标人所在集团的黑名单，因投标人未如期达到节点工期造成的损失由投标人负责赔偿。

由于投标人原因造成工期延误，投标人应支付逾期竣工违约金。投标人支付逾期竣工违约金，不免除投标人完成工作及修补缺陷的义务。

11.4 行政审批

合同约定范围内的工作需国家有关部门审批的，招标人和（或）投标人应按照合同约定的职责分工完成行政审批报送。

11.5 工期奖惩机制

合同签订日开始，270 日历天内完成并网手续办理具备全容量并网条件，每提前一天奖励 1 万元。每延期一天承担违约金 1 万元；由于招标人土地移交时间或不可抗拒因素等原因造成工期延误，不承担违约金。

违约金累计超过签约合同总价（扣除暂列金）的 5%或延期超过 90 天时甲方有权单方面解除合同，并追究乙方因此给甲方造成的损失。

12. 暂停工作

12.1 由招标人暂停工作

12.1.1 招标人认为必要时，可通过监理人向投标人发出暂停工作的指示，投标人应按监理人指示暂停工作。

12.2 由投标人暂停工作

12.2.1 合同履行过程中发生下列情形之一的，投标人可向招标人发出通知，要求招标人采取有效措施予以纠正。招标人收到投标人通知后的 28 天内仍不履行合同义务，投标人

水城区营盘乡三花村光伏电站项目
V升压站和40.3MW光伏区EPC总承包工程

有权暂停施工，并通知监理人，招标人应承担由此增加的费用和（或）工期延误责任。

（1）招标人无正当理由不支付价款，或拖延、拒绝批准付款申请和支付证书，导致付款延误的；

（2）监理人无正当理由没有在约定期限内发出复工指示，导致投标人无法复工的。

12.4 暂停工作后的复工

12.4.2 投标人无故拖延和拒绝复工的，由此增加的费用和工期延误由投标人承担。

13. 工程质量

13.1 工程质量要求

13.1.1 投标人保证其完成的工程是完整的、准确的和没有缺陷的；并且符合设计文件和合同约定的质量标准与性能要求，满足预期的用途；符合行业的良好惯例。

投标人应确保由第三方所做的性能试验证明本项目性能达到以下技术指标：

（1）光伏电站综合效率不低于 80.50%（含双面增益）；

（2）组件首年衰减率不高于 1%，次年不高于 0.4%。

否则，投标人承诺无条件免费更换设备至达标。

投标人保证其工作符合适用的法律法规、国际标准、合同及其附件约定的标准规范，且满足获得无条件限制生产许可的所有要求。

投标人保证其人员具有为其委派任务所需要的相应的能力、资格和经验，并保证他们能够及时有效地履行职责。

如果投标人未能履行其质量保证义务，招标人有权委派第三方履行此类义务，投标人承担全部由此产生的费用。

本工程的质量验收标准、包括但不限于下列标准，如有内容重复者以质量标准高者为准，同时跟踪最新版标准执行与本工程有关的国家、行业及招标人的技术规程、规范、标准的其它有关规定。

质量标准：本工程质量标准必须全面达到国家或电力行业标准。

投标人应接受监理单位、招标人及国家和行业相关部门的质量监督。

13.3 监理人的质量检查

13.3.1 监理人有权对全部工程内容及其施工工艺、材料和工程设备进行检查和检验。投标人应为监理人的检查和检验提供方便，包括监理人到施工场地，或制造、加工地点，或合同约定的其他地方察看和查阅施工原始记录。投标人还应按监理人指示，进行施工场地取样试验、工程复核测量和设备性能检测，提供试验样品、提交试验报告和测量成果，并完成

水城区营盘乡兰松村光伏电站项目-110k
V升压站和2.3MWp光伏区EPC总承
包工程

监理人要求其他工作。监理人的检查和检验，不免除投标人按合同约定应负的责任。

13.3.2 质量与检验

（1）投标人随时接受招标人、监理方、第三方质量检查单位所进行的安全质量的监督和检查。投标人为此类监督、检查提供方便。

（2）招标人委托第三方对施工质量进行检查、检验、检测和试验时，以书面形式通知投标人。第三方的验收结果视为招标人的验收结果。

（3）投标人遵守施工质量管理的有关规定，负有对其操作人员进行培训、考核、图纸交底、技术交底、操作规程交底、安全程序交底和质量标准交底，及消除事故隐患的责任。

13.4 工程隐蔽部位覆盖前的检查

13.4.1 通知监理人检查

经投标人自检确认的工程隐蔽部位具备覆盖条件后，投标人应通知监理人在接到投标人通知后 24 小时内检查。投标人的通知应附有自检记录和必要的检查资料。监理人应按时到场检查。经监理人检查确认质量符合隐蔽要求，并在检查记录上签字后，投标人才能覆盖。监理人检查确认质量不合格的，投标人应在监理人指示的时间内修整返工后，由监理人重新检查。

13.4.3 监理人重新检查

投标人按通用条款第 13.4.1 项或第 13.4.2 项覆盖工程隐蔽部位后，监理人对质量有疑问的，可要求投标人对已覆盖的部位钻孔探测或揭开重新检验，投标人应遵照执行，并在检验后重新覆盖恢复原状。经检验证明工程质量符合合同要求的，由招标人承担由此造成的工期延误；经检验证明工程质量不符合合同要求的，由此增加的费用和（或）工期延误由投标人承担。

第 13 条下增加：

13.6 质量争议

招标人和投标人对工程质量有争议的，除可按合同条款第 24 条办理外，可委托有相应资质的工程质量检测机构鉴定。经检测，质量确有缺陷的，费用由投标人承担；质量合格的，费用由招标人承担。

14. 试验和检验

14.1 材料、工程设备和工程的试验和检验

14.1.1 本款适用于合同附件技术规范书要求的试验和检验。

14.1.4 监理人对投标人的试验和检验结果有疑问的，或为查清投标人试验和检验成果

水城区营盘乡三花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

的可靠性要求投标人重新试验和检验的，可按合同约定由监理人与投标人共同进行。重新试验和检验的结果证明该项材料、工程设备或工程的质量不符合合同要求的，由此增加的费用和（或）工期延误由投标人承担；重新试验和检验结果证明该项材料、工程设备和工程符合合同要求，由招标人承担由此造成的工期延误。

第 14.1 款下增加：

14.1.5 投标人应按合同附件技术协议要求编制的材料、工程设备和工程的现场试验和需委托第三方实施的试验和检验项目工作计划，安排所有设备、材料按规程、规范要求应进行的任何现场试验的时间和试验方案，报监理人审核，招标人批准。投标人应提供足够的具有相应资格和经验的职员进行合同所规定的各项现场试验，并负责准备试验所需的技术文件、装备、仪器、工具、燃料、水电与材料等消耗品，相关费用已包含在合同价格内。现场无法完成需外送的试验和检验项目，送出及取回由投标人负责，相关费用已包含在合同价格内。

如果需要招标人及监理人到场的试验，则投标人应提前 48 小时通知招标人及监理人。

投标人应及时将正式的试验报告提交监理人及招标人。无论招标人及监理人是否参加了试验，检验或试验的准确性及正确性，仍由投标人负责，不解除投标人的任何义务或职责。

15. 变更

15.3.2 因不归责于甲乙双方的事由导致土地红线变更引起的工程费用增减，按以下方式处理：

（1）已标价工程量清单中有相同项目的，按照相同项目单价认定；

（2）已标价工程量清单中无适用或类似子目单价的，按照贵州“2016 版计价定额”相应子目取费后下浮 10%（未计价材料费和税金不下浮）执行，该下浮费率在项目实施过程中不予调整；定额计价材料按定额中规定的价格进入执行，不予调整；未计价材料按《贵州省建设工程造价信息》中六盘水市地区当期相对应材料价格进入结算，《贵州省建设工程造价信息》中六盘水市地区没有相对应材料价格的，参考贵阳市地区相对应材料价格，贵阳市地区没有相对应材料价格的，由甲方、监理、审计、乙方根据市场价共同确认，未计价材料费在项目实施过程中不予调整，乙方应将该部分风险自行测算至包干总价内。《贵州省工程计价定额》（2016 版）中没有相应计价子目的，由甲方、监理、审计、乙方根据市场价共同确认综合单价。

15.4 暂列金

暂列金（含税 391.70 万元），暂列金对应结算范围：

（1）因土地红线发生变化导致工程量增加的费用。

（2）国家法律法规发生变化增加的费用或合同另有约定可增加的费用。

水城区营盘乡云花村光伏电站示范项目-110kV升压站和35kV光伏区EPC总承包工程

（3）其他不可预见发生的费用。

15.5 计日工

采用通用条款 B。

签约合同价包括计日工的，按合同约定支付。

15.6 暂估价

采用通用条款 B。

16. 价格调整

第 16 条下增加：

光伏场区按装机容量 42.336MWp 计算总价，除投产总装机容量变化或约定设备价格达到调价要求或国家法律法规及执行规范标准发生变化调整或合同另有约定外，不含税固定总价在合同执行期间不予调整。

16.1 投产容量变化的价格调整

光伏场区部分按装机容量 42.336MWp 计算总价，除投产总装机容量变化或约定设备价格达到调价要求或国家法律法规及执行规范标准发生变化调整或合同另有约定外，不含税固定总价在合同执行期间不予调整。组件有效投标报价单瓦价格为 P（含税和运费，保留四位小数），P≥97%P0。P0 为 2026 年 11 月 04 日 InfoLink 网站（网址：https://www.infolink-group.com/zh-cn）最新公布的中国项目组件 182*182-210mm/210mmTOPCon 组件-集中式项目(RMB)均价，P0=0.705 元/Wp。

价格调整要求如下：

组件设备价格调整

本项目要求中标人在签订本合同后 90 内组件全容量到货。光伏组件调价原则为参照 PV InfoLink 网站（网址：https://www.infolink-group.com/zh-cn）公布的中国项目组件 182*182—210mm/210mm TOPCon 组件－集中式项目（RMB）均价，依据市场波动情况对组件单瓦结算价格进行调整。光伏组件单瓦价格调整计算公式如下：

P 为中标组件单价；

P1 按组件到货前最近一期 PV InfoLink 网站已公布的中国项目组件 182*182-210mm/210mm TOPCon 组件-集中式项目(RMB)的均价(元/Wp)取值；

K 为组件网站价偏差，K=（P1-P0）/P0，K 值为百分数，保留两位小数，第三位四舍五入；

组件结算单价 P2=P×（1+K），保留四位小数，第五位四舍五入。

水城区营盘乡三张河光伏电站标段二110kV升压站和12.3MWp光伏区EPC总承包工程

投产容量变化的价格调整

投产容量减少对应的合同价格调整：本 EPC 总承包项目若投产总装机容量减少，按照税率变动对应的合同价格调整后的光伏场区固定总价部分（含税）再除以计划总装机容量（42.336MWp）得到用于结算的单瓦造价，按减少后的实际容量乘以结算的单瓦造价办理竣工结算。

16.3 其他

除合同另有约定外，招标人提出取消的项目按对应投标报价核减合同总价。

17. 合同价格与支付

17.1 合同价格

本本工程投标人工作范围内的签约合同价格（固定总价+暂列金）**为人民币（含税）元整（￥_____）、（不含税）_____元整（￥_____），其中固定总价（含税）为人民币（含税）_____元整（￥_____）、固定总价（不含税）_____元整（￥_____）；**暂列金（含税）为人民币叁佰玖拾壹万柒仟元整（**￥3917000.00**）。

其中安全生产费：人民币（大写，含税，税率　　%）：_____（￥____元），人民币（大写，不含税）_____（￥_____元）。

投标人应按工程进度（付款进度）向招标人提供由投标人出具的增值税专用发票。若开票时受国家税率政策调整影响，则按国家规定的新税率确定含税价格并开具增值税专用发票，不含税价不变。

招标人每次向投标人付款前，投标人应当向招标人出具符合招标人要求的税收发票，若投标人未向招标人出具符合招标人要求的税收发票的，招标人有权拒绝付款且不承担任何违约责任，且投标人不得因此暂停施工。

17.2 付款方式

银行汇款。为保证工程顺利实施，本项目要求设立共管账户及农民工工资专用账户，共管账户及农民工工资专用账户银行由甲乙双方共同协商指定，招标人具有共管账户及农民工工资专用账户资金支付审批权限。招标人对投标人的付款方式及付款比例，投标人需按此付款方式及付款比例给组件厂、支架厂支付。若投标人未按此付款方式及付款比例给组件厂、支架厂支付，招标人有权停止对投标人的款项支付。

17.3 首次付款

17.3.1 首次付款的支付

工程进度首次付款的额度和支付约定为：签约合同价格（扣除安全生产费、暂列金）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

的 10%；合同签订且生效，提交签约合同总价 10%的履约担保（扣除暂列金）和支付额度对等的收款收据后 7 日内支付。

17.3.2 首次付款的抵扣

首次付款在进度付款中抵扣，抵扣办法约定为：首次付款从工程进度款中抵扣，原则上按当次进度款的 10%扣除，发包人可根据当月承包人实际完成工程量作适当调整，在进度付款支付至签约合同价格（扣除安全生产费、暂列金）80%前完成所有首次付款的抵扣。

17.3.3 安全生产费首次付款的支付及抵扣

安全生产费首次付款的额度和支付约定为：本项目根据《财政部应急部关于印发〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》（财资〔2022〕136 号）的规定，发包人在开工之日起一个月内向承包人支付 50%的企业安全生产费用，发包人支付 50%的企业安全生产费用时，承包人应提交支付额度等额收据。安全生产费首次付款在安全生产进度款中抵扣。

17.4 工程进度付款

设备、材料（不含地材）到货验收合格后支付至 90%，其中组件、支架每月可支付两次，其他设备、材料每月支付一次。工程量以经监理单位和建设单位验收的到货数量为准，总量不突破实际安装总量。

其他工程进度付款按月支付。承包人需在每月 15 日前编制当月完成工程的进度款付款材料报监理人、跟踪审计单、发包人审核。其中安全文明施工费用需独立报送进度、独立支付、独立结算。监理人、跟踪审计单、发包人需在次月 25 日前完成审核并按审核金额的 85%支付承包人工程进度款（根据工程推进情况，最高不超过 90%）。达到全容量并网，工程竣工验收合格，移交生产后支付至合同总价的 95%。

进度付款前承包人需提交付款等额增值税专用发票。工程竣工并验收合格后，由承包人提交工程竣工结算书，分包人内审通过后，送第三方审计单位进行竣工结算审核，竣工结算金额以第三方审计单位出具的审核定案报告为准，竣工结算经第三方审计单位审核完成并出具审核定案报告后，按扣减违约金等考核前的结算金额开具 100%增值税专用发票，工程款支付至审核定案金额的 97%。

工程款支付担保：甲方需向乙方提供工程款支付担保，担保形式为银行保函/工程担保公司保函/工程保证保险；担保金额为中标金额（扣除暂列金）的 10%；在乙方提交履约担保后 28 天内交付乙方；有效期至除质保金外全部工程款结清；不得以单位承诺替代担保文件。

17.5 质保金

17.5.1 质保金预留比例： 3 %，缺陷责任期 1 年。可在投标人开具合同结算金额 3%的质保保函或银行保险（1 年期）后，支付合同结算金额 3%的质保金，

水城区营盘乡三张村光伏电站标段-110kV
V升压站和2.3MW光伏区EPC总承
包工程项目

17.5.2 在第 1.1.4.5 目约定的缺陷责任期满时，投标人向招标人申请到期应返还投标人剩余的质量保证金，招标人应在 28 天内会同投标人按照合同约定的内容核实投标人是否完成缺陷责任。如无异议，招标人应当在核实后将剩余质量保证金返还投标人。

17.5.3 在第 1.1.4.5 目约定的缺陷责任期满时，投标人没有完成缺陷责任的，招标人有权扣留与未履行责任剩余工作所需金额相应的质保金，并有权根据第 19.3 款约定要求延长缺陷责任期，直至完成剩余工作为止。

17.6 竣工结算

17.6.1 竣工结算金额

工程竣工并验收合格后，由投标人提交工程竣工结算书，招标人内审通过后，送第三方审计单位进行竣工结算审核，竣工结算金额以第三方审计单位出具的审核定案报告为准。

17.7 最终结清

在提交申请最终付款报告时，投标人应给招标人一份书面结算清单，进一步证实最终付款报告中的总额，相当于由合同引起的或与合同有关的全部和最后确定应支付给投标人的所有金额，并将一份副本呈交监理人。但该结算清单只是在最终证书规定的应支付款项支付之后，以及履约担保退还给投标人之后才能生效。

17.7.1 最终支付证书

在收到最终支付证书付款报告和书面结算清单后 21 天内，监理人应向招标人发出最终支付证书，复印件送投标人，表明：

（a） 监理人认为应按合同最终支付给投标人的款额。

（b） 在对招标人以前支付过的所有款额和根据合同招标人有权得到的全部金额加以确认后，招标人还应支付给投标人，或者投标人还应支付给招标人的余额（如有的话）。

（c） 投标人对招标人签认的最终结清证书有异议的，按第 24 条的约定办理。

17.7.2 支付时间

在监理人按本条款最终支付证书送交招标人并经确认后 28 天内，由招标人支付给投标人。

17.7.3 支付方式

发包人向承包人的支付应按合同中规定的方式，支付到合同约定的银行账户中。

第 17 条下新增：

17.8 安全生产费

17.8.1 安全生产费的提取标准：为投标时投标报价明细所列建安工程费的 2.5%；（参考《财政部应急部关于印发＜企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》（财资

水城区营盘乡老松村光伏电站标段—10kV升压站和23MW光伏区EPC总承包工程

〔2022〕136 号））。

17.8.2 安全生产费应当用于以下支出：

（一）完善、改造和维护安全防护设施设备支出（不含“三同时”要求初期投入的安全设施），包括施工现场临时用电系统、洞口或临边防护、高处作业或交叉作业防护、临时安全防护、支护及防治边坡滑坡、工程有害气体监测和通风、保障安全的机械设备、防火、防爆、防触电、防尘、防毒、防雷、防台风、防地质灾害等设施设备支出；

（二）应急救援技术装备、设施配置及维护保养支出，事故逃生和紧急避难设施设备的配置和应急救援队伍建设、应急预案制修订与应急演练支出；

（三）开展施工现场重大危险源检测、评估、监控支出，安全风险分级管控和事故隐患排查整改支出，工程项目安全生产信息化建设、运维和网络安全支出；

（四）安全生产检查、评估评价（不含新建、改建、扩建项目安全评价）、咨询和标准化建设支出；

（五）配备和更新现场作业人员安全防护用品支出；

（六）安全生产宣传、教育、培训和从业人员发现并报告事故隐患的奖励支出；

（七）安全生产适用的新技术、新标准、新工艺、新装备的推广应用支出；

（八）安全设施及特种设备检测检验、检定校准支出；

（九）安全生产责任保险支出；

（十）与安全生产直接相关的其他支出。

17.8.3 安全生产费的返还

工程竣工决算后结余的安全生产费用，应当退回发包人。

18. 竣工试验和竣工验收

18.1 竣工试验

18.1.3 投标人应按合同约定进行工程及工程设备调试。调试所需人员、设备、材料等必要的费用由投标人承担。

18.1.4 竣工试验不合格

如果工程或某部分工程竣工试验未能合格，监理方有权：

（1） 下令重复试验直至合格；

（2） 拒收工程或某部分工程（视实际情况而定），监理方有权对投标人采取缺陷责任款所规定的补救办法；

（3） 根据发包人的要求与承包人商定足以弥补此项试验未通过的后果对发包人带来的

水城区营盘乡三张村光伏电站标段—10kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

价值损失的赔偿款额，并从合同价格中减去这笔款项。

18.3 竣工验收

18.3.7 其它约定：工程竣工及验收应符合国家、行业、南网等最新相关规范、标准及合同附件技术协议的要求。

18.5 区段工程验收

不适用，删除。

18.9 竣工后试验

采用通用条款 B。

（1）投标人应提供竣工后试验所需要的所有其他设备、仪器，以及有资格和经验的工作人员；

（2）投标人应在招标人在场的情况下，实施竣工后试验。招标人应提前 21 天将竣工后试验的日期通知投标人。因投标人原因造成某项竣工后试验未能通过的，投标人应按照合同的约定赔偿，或者投标人提出修复建议，按照招标人指示的合理期限内改正，并承担合同约定的相应责任。

18.11 移交生产验收

18.11.1 移交生产验收具备的条件：

（1）全容量并网发电，且合格；

（2）已按规定编制竣工图、表、资料；

（3）本合同工程已经实质上完工。

18.11.2 验收申请流程

在具备 18.11.1 项条件后，投标人可向监理人提出移交生产验收的申请，并抄送招标人。监理人在收到该申请后，应在 5 天内审核并报招标人，招标人在收到该申请并审核合格后的 10 天内应组织移交生产验收。移交生产达标考核评定，按照招标人有关安全文明施工标准化的要求等相关规定考核验收。

18.11.3 移交生产验收的组织机构、验收程序及需准备的资料，按照国家、行业相关技术标准执行。验收合格后，参加各方在“工程移交生产验收交接书”履行签字手续。

18.11.4 如经移交生产验收，工程质量达不到合格标准，则监理人应根据移交生产验收小组的意见，在验收工作完毕后 7 天内向投标人发出不予验收的指令，要求投标人对不合格工程认真返工、重做或补救处理。投标人在完成上述不合格工程的修复工作后，应重新提出移交生产验收的申请，经移交生产验收小组复验认为达到合格标准后签发移交生产证书。

木城区营盘乡老龙村光伏电站标段—110k V升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

证书中写明的移交日期应为投标人重新提出申请移交生产验收的日期。

18.11.5 自移交生产之日起，本工程的使用权就由投标人移交给了招标人，但投标人应继续完成电能质量测试等全部涉及并网性能的测试（并网前、并网后）、专项验收（环保、水保、安全设施、消防、防雷接地、人防、节能、档案等）、工程竣工验收等相关工作。

19. 缺陷责任与保修责任

19.1 缺陷责任期的起算时间

缺陷责任期自签发本光伏电站工程移交生产证书之日起计算__一__年。

19.2 缺陷责任

19.2.3 监理人和投标人应共同查清缺陷和（或）损坏的原因。经查明属投标人原因造成的，应由投标人承担修复和查验的费用。经查验属招标人原因造成的，招标人应承担修复和查验的费用。

19.2.4 投标人不能在合理时间内修复缺陷的，招标人可自行修复或委托其他人修复，所需费用的承担，按第 19.2.3 项约定执行。

19.7 保修责任

保修期起算日期：签发本光伏电站工程移交生产证书之日起是本项目保修期开始的日期。

质量保修的范围、期限：基础设施工程的地基基础工程和主体结构工程，为设计文件规定的该工程的合理使用年限。

质量保修责任及相关约定：投标人应按法律规定的保修内容及范围、保修期限，及质量保修责任与招标人签订质量保修责任书，作为本合同附件。质量保修书是竣工验收申请报告的组成内容，在递交合同条款第 18.3 款约定的竣工验收报告的同时，将质量保修书一并报送监理人。投标人应当按照有关法律法规规定和合同所附的格式出具质量保修书，质量保修书的主要内容应当与本款上述约定内容一致。

20. 保险

20.1 设计和工程保险

20.1.1 投标人向双方同意的保险人投保建设工程设计责任险、建筑工程一切险、安装工程一切险等保险。

20.1.2 投标人（或其分包人）须在合同生效 10 日内办理工程期间的第三者责任险、安全生产责任险；对从事危险作业的人员必须购买人身伤害意外险（额度不低于 200 万元）。

20.1.3 单晶组件第一年功率衰减≤1%,从第 2 年至第 25 年运行期内每年输出功率衰减≤

水城区营盘乡三花村光伏电站标段-110k V升压站和2.3MW光伏区EPC总承包工程

0.4%，承包方须为本项目使用的组件购买 25 年期的线性功率保险，并须提交投保证明原件、保费支付单据和保险单生效的证明，保单受益人为发包方。

在保单期间内，由承包方提供的组件，由于质量原因，导致发包方损失，应由保险公司在承保范围内对组件维修、更换、退货或者承诺发电功率与实际发电功率差额进行赔偿。承包方应在提供组件当日提供投保单、投保单对应《有限质保书》、投保组件序列号等投保文件，以证明交货的组件已经经过保险公司承保。

发生保单约定的保险事故，承包方给发包方造成损失的，发包方应要求保险公司直接向发包方赔偿保险金,不得截留赔偿保险金。购买保险险种由发包方、承包方组件生产商和保险公司四方共同确认后，由逆变器或组件生产商和保险公司签署。

如果发生承包方未对合同设备进行运输投保或投保的保险公司不符合要求发包方有权将这部分保险费从该合同设备的运杂费中扣除。而且，由此发生的连带责任，将全部由承包方承担。

如果发包方要求承包方提供已购买及维持此类保险项目的保单，而承包方未能提供时或提供的不符合要求，发包方将认为承包方未对该台合同设备进行投保，并按上一款处理

如果交付的合同设备和/或文件在运输途中发生任何丢失或损坏，承包方应立即补发。如果此种丢失或损坏不属于保险公司的赔偿范围，须由承包方负责对买方进行赔偿。

20.5 对各项保险的一般要求

20.5.1 保险凭证

投标人应在工程开工的 15 日内向招标人提交各项保险生效的证据和保险单副本，保险单必须与专用合同条款约定的条件保持一致。

20.5.4 保险金不足的补偿

保险金不足以补偿损失的，应由投标人负责补偿。

21. 不可抗力

21.1 不可抗力的确认

21.1.1 不可抗力是指投标人和招标人在订立合同时不可预见，在履行合同过程中不可避免发生并不能克服的自然灾害和社会性突发事件，包括但不限于下列情况：

（1）战争、敌对行动（无论宣战与否）、入侵、外敌行为；

（2）叛乱、恐怖主义、暴动、军事政变或篡夺政权、或内战；

（3）暴乱、骚动、混乱、非投标人员工以及非投标人和分包人的其他雇员所造成的罢

水城区崔嵬乡三花村光伏电站标段—110K V升压站和42.5MWp光伏区EPC总承包工程

工或停工；

（4）战争军火、爆炸材料、放射能产生的离子辐射污染，但可能因投标人使用此类军火、炸药、放射或辐射能引起的除外；

（5）自然灾难，例如地震、瘟疫、飓风、台风、雷暴或火山爆发。

因不可抗力因素导致增加的费用和（或）工期延误，招标人跟投标人应友好协商解决。协商未果，可按专用合同条款第 24 条执行。

22. 违约

22.1 投标人违约

22.1.2 对投标人违约的处理第 22.1.2 项下增加（4）目、（5）目、（6）目、（7）目、（8）目、（9）目、（10）目：

（4）投标人发生工期延误的，按专用条款 11.3 款[投标人引起的工期延误]约定的标准处以违约金；

（5）发生质量目标未达到招标人要求的，按专用合同条款 13.1.1 款约定的标准处以违约金。

（6）发生安健环与文明施工未达到招标人要求的，按专用合同条款附件二“建设工程项目安全生产管理协议书”约定处以违约金。

（7）发生投标人违约时，投标人应在约定时间至招标人有关部门缴纳违约金，否则，招标人有权在任意一笔工程款支付时直接扣除。

（8）全容量并网发电后竣工验收前，由承包人委托的第三方检测机构出具系统效率检测报告，报告实测系统效率≥80.5%，每低于1%（不足1%的按1%考核），扣除10万元，同时投标人须在规定时间内无条件整改至达标。

（9）发生维护工人合法权益未达到招标人要求的，按专用合同条款附件三“维护工人合法权益协议”约定处以违约金。

（10）履约担保违约条款：合同协议书签订之日起 45 日历天内未如期提交履约担保，每预期 1 天，承包人承担违约金 1 万元，违约金封顶 30 万元，从工程款中扣除。

23. 索赔

23.1 投标人索赔的提出

根据合同约定，投标人应按以下程序向招标人提出索赔：

（1）投标人应在知道或应当知道索赔事件发生后 7 天内，向监理人递交索赔意向通知书，并说明发生索赔事件的事由。

水城区营盘乡三花村光伏电站标段—110k V升压站40.5MWp光伏区EPC总承包工程

（2）投标人应在发出索赔意向通知书后 14 天内，向监理人正式递交索赔通知书。索赔通知书应详细说明索赔理由，并附必要的记录和证明材料；

24. 争议的解决

24.1 争议的解决方式

招标人和投标人在履行合同中发生争议的，可以友好协商解决或者提请争议评审组评审。合同当事人友好协商解决不成、不愿提请争议评审或者不接受争议评审组意见的，可选择下列第 2 种方式解决：

（1）向约定的仲裁委员会申请仲裁；

（2）向工程所在地的有管辖权人民法院提起诉讼。

由上述过程发生的费用除法院判决另有规定外，应由败诉方承担因此产生的诉讼费、律师费、财产保全费、评估费、执行费、差旅费等一切费用。

在法院审理期间，除提交法院审理的事项外，本合同其它条款仍应继续履行。

24.3 争议评审

不适用，删除。

25. 专用合同条款附件

附件一：工程廉政协议

附件二：建设工程项目安全生产管理协议书

附件三：维护工人合法权益协议

附件四：工程质量保修书

附件五：安全文明施工专篇

附件六：合同价格表

附件七：重要节点工期表

附件八：技术协议

水坝江镇盛乡三花村光伏电站标段—110K
V升压站和23.31MWp光伏区EPC总承
包工程

附件一 工程廉政协议

根据国家和党对有关工程建设、廉政建设的规定，为做好工程建设中的党风廉政建设，保证工程建设高效优质，保证建设资金的安全和有效使用以及投资效益，建设工程的发包单位贵州能源水城煤电化一体化有限公司（以下简称“招标人”）与承包单位（投标人全称）（以下简称“投标人”），特订立本协议。

1．甲、乙双方的权利和义务

（1）严格遵守党的政策规定和国家有关法律法规及主管部门的有关规定。

（2）严格执行“水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程”的合同文件，自觉按合同办事。

（3）双方的业务活动坚持公开、公正、诚信、透明的原则（法律认定的商业秘密和合同文件另有规定除外），不得损害国家和集体利益，违反工程建设管理规章制度。

（4）建立健全廉政制度，开展廉政教育，公布举报电话，监督并认真查处违法违纪行为。

（5）发现对方在业务活动中有违反廉政规定的行为，有及时提醒对方纠正的权利和义务。

（6）发现对方严重违反合同义务条款的行为，有向其上级有关部门举报、建议给予处理并要求告知处理结果的权利。

2．招甲方的义务

（1）甲方及其工作人员不得索要或接受投标人的礼金、有价证券和贵重物品，不得在乙方报销任何应由甲方或甲方工作人员个人支付的费用等。

（2 甲方工作人员不得参加乙方安排的超标准宴请和娱乐活动；不得接受投标人提供的通讯工具、交通工具和高档办公用品等。

（3）甲方及其工作人员不得要求或者接受乙方为其住房装修、婚丧嫁娶活动、配偶子女的工作安排以及出国出境、旅游等提供方便等。

（4）甲方工作人员及其配偶、子女不得从事与甲方工程有关的材料设备供应、工程分包、劳务等经济活动等。

（5）甲方及其工作人员不得以任何理由向乙方推荐分包单位或推销材料，不得要求投标人购买合同规定外的材料和设备。

（6）甲方工作人员要秉公办事，不准营私舞弊，不准利用职权从事各种个人有偿中介活动和安排个人施工队伍。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

3．乙方的义务

（1）乙方不得向甲方及其工作人员行贿或馈赠礼金、有价证券、贵重礼品。

（2）乙方不得为甲方及其工作人员报销应由招标人单位或个人支付的任何费用。

（3）乙方不得安排甲方工作人员参加超标准宴请及娱乐活动。

（4）乙方不得为乙方单位和个人购置或提拱通讯工具、交通工具和高档办公用品等。

4．违约责任

（1）甲方及其工作人员违反本合同第1条、第2条，按管理权限，依据有关规定给予党纪、政纪或组织处理；涉嫌犯罪的，移交司法机关追究刑事责任；给乙方单位造成经济损失的，应予以赔偿。

（2）投乙方及其工作人员违反本合同第1条、第3条，按管理权限，依据有关规定给予党纪、政纪组织处理；给甲方单位造成经济损失的，应予以赔偿；情节严重的，甲方建议建设主管部门给予投标人一至三年内不得进入其主管的工程建设市场的处罚。

5．双方约定：本合同由两方或两方上级单位的纪检监察机关负责监督执行。由甲方或甲方上级单位的纪检监察机关约请乙方或乙方上级单位纪检监察机关对本合同执行情况检查，提出在本合规定范围内的裁定意见。

6．本合同作为“水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程”协议书的附件，与工程施工协议书具有同等的法律效力，经合同双方签署立即生效。

7．本协议有效期为合同生效之日起至该工程项目完工验收投用后12个月止。

8．本协议一式8份，双方各执4份。

甲 方：（公章或合同专用章）　　乙 方：（公章或合同专用章）

法定代表人：　　法定代表人：

或委托代理人：　　或委托代理人：

签订地点：　　签订地点：

签订日期：　　年　月　日　　签订日期：　　年　月　日

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

附件二 建设工程项目安全生产管理协议书

发包人：贵州能源水城煤电化一体化有限公司

承包人：

为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，明确发包人、承包人双方的安全责任，提高施工现场安全文明施工管理水平，保障工程项目从业人员的安全与健康，确保水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程建设工作顺利实施和完成，根据《中华人民共和国安全生产法》和《建设工程安全生产管理条例》，在发包人、承包人双方签订商务合同的基础上，经发包人、承包人双协商一致，签订以下安全管理协议书：

第一条 工程概况

（一）工程项目名称：水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（二）工程项目地点： 。

（三）工程内容：本工程所涉及的勘测设计、建筑安装、试验、消缺、调试、并网、试运行、竣工验收等全部工作。（完整内容详见合同）

第二条 工程期限

自 202X 年_____月____日开工，实际开始工作时间按照监理人发出的开工令中载明的开始工作时间为准）至工程完工截止。

第三条 执行的主要法律法规、规程规范及标准制度

（一）《中华人民共和国安全生产法》；

（二）《中华人民共和国民法典法》；

（三）《中华人民共和国劳动法》；

（四）《建设工程安全生产管理条例》；

（五）《电力设备典型消防规程》；

（六）《电力安全工作规程发电厂和变电站部分》；

（七）《电业安全工作规程第一部分热力和机械》；

（八）《建设工程监理规范》和《电力建设工程监理》；

（九）国能发安全〔2022〕55 号国家能源局关于印发《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》的通知；

（十）贵州能源集团有限公司、贵州能源集团电力投资有限公司、贵州能源水城煤电化一体化有限公司相关安全管理制度、规范、标准等。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第四条　安全目标

（一）不发生人身轻伤及以上安全责任事故；

（二）不发生一般及以上电力安全责任事故；

（三）不发生重大设备损坏事故；

（四）不发生一般及以上责任认定的交通事故；

（五）不发生一般及以上突发环境事故，不因环保问题被列入环保“黑名单”，不发生被行政处罚罚款的环保违法事件；

（六）不发生一般及以上质量事件；

（七）不发生一般及以上火灾险情事件；

（八）不发生影响企业形象和发展的社会事件；

（九）不发生食品中毒事件；

（十）安全培训教育完成率100%；

（十一）隐患治理完成率达到100%；

第五条 双方的权利和义务

（一）发包人的权利和义务

1.贯彻落实国家有关法律、法规和标准，以及集团公司、上级公司规章制度。

2.核查承包人的安全资质、管理人员及作业人员的安全资格；核查施工人员身体健康体检证明材料；核查承包人使用的施工机械、工器具、安全用具、安全防护用品等的安全资格；对核查材料复印件存档保管。

3.督促承包人建立健全以全员安全生产责任制为中心的安全生产管理体系。

4.组织或参加工程项目建设的安全工作例会和安全专题会议，协调解决现场的安全文明生产问题。

5.汇同监理审查承包人提交的组织措施、技术措施、安全措施、环保措施、应急预案、施工方案（简称四措两案），并监督承包人严格执行。

6.对承包人管理人员进行安全教育培训、考试和安全技术交底。汇同监理监督承包人对其施工人员进行安全教育培训和安全考试，并获取相关资料留存备案。

7.组织现场安全监督检查，纠正违章行为，提出整改意见，进行违约扣款。对查出问题整改不力的，可视其严重程度责令承包人停工整顿直至终止合同。

8.发生下列情况要求承包人停工整顿，包括但不限于：

（1）发生人身伤亡事故。

（2）发生大型施工机械、生产主设备严重损坏事故。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110k
V升压站和2.3MWp光伏EPC总承
包工程

（3）发生施工区域内建筑物火灾、环保事故、职业健康事故、交通事故、治安事件或其它重大事故安全隐患。

（4）重复发生相同性质恶劣的事故。

（5）施工现场脏、乱、差，不能满足安全和文明施工要求。

（6）不服从发包人（包括监理方）管理人员管理；多次发生习惯性违章不进行认真整改的。

（7）发生一级违章事件。

9.发包人的安全监督管理不代替承包人依法依规履行安全生产管理责任，如因承包人在工作中的安全管理不到位，发生的一切事故，其经济责任及法律责任仍由承包人承担。

10.对承包人在施工现场的违章行为和反复出现的隐患排查治理不彻底，在发包人和监理人通过提示和纠正后仍然存在的，发包人将以书面形式向承包人上级单位反馈。

11.发包人指派_____同志（电话：_____）负责与承包人联系、协调安全生产方面的工作。

（二）承包人的权利和义务

1. 按规定提供本单位及其管理人员、施工人员所有的有关安全资质、资格证明材料，并对其真实性负责。

2. 负责结合工程实际编制项目的组织措施、技术措施、安全措施、环保措施、应急预案和施工方案，报监理和发包人审核批准后严格执行。（应在施工组织设计中包含或专项制定项目施工安全生产技术方案、施工临时用电方案、施工期间消防防火方案、外脚手架搭设方案、模板支撑体系搭设方案、施工现场排水防洪方案、应急救援方案等。各类方案应有详细的计算核验结果，经项目技术负责人、施工单位公司总工、项目总监理工程师审批后实施。涉及深基坑、地下暗挖等工程的安全专项方案需组织专家进行论证、审查。）

3. 建立健全项目安全生产组织机构和安全保证体系，制定并落实安全生产责任制度、安全生产文明施工规章制度和操作规程。负责保证本项目安全施工条件所需资金的投入，对建设工程进行定期和专项安全检查，并做好安全检查记录。

4. 按照中华人民共和国住房和城乡建设部《关于印发<建筑施工企业、工程项目安全生产管理机构设置及安全生产管理人员配备办法>的通知》（建质规〔2025〕3 号）的要求配备足够数量且资质符合的专职安全生产管理人员，项目负责人、专职安全生产管理人员应当经相应主管部门或者其他有关部门培训考核合格，其工作经历、个人能力满足招标文件和施工合同相关要求。

5. 对进场作业工人的安全教育必须做到“全员全覆盖”，所有工人未经安全培训合格严禁

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段二10kV升压站和2.8MWp光伏区EPC总承包工程

上岗作业；定期开展安全培训，建立安全生产教育培训台账，定期向监理和发包人报送备案。

6. 按照国家规定购买符合要求的安全生产责任保险，保险期限自建设工程开工之日起至竣工验收合格止。

7. 每日开工前，承包人管理人员应当对施工人员进行安全、技术交底，并由双方签字确认。

8. 建立施工现场消防安全责任制度，确定消防安全责任人，制定用火、用电、使用易燃易爆材料等各项消防安全管理制度和操作规程，设置消防通道、消防水源，配备消防设施和灭火器材，并在施工现场入口处设置明显标志。

9. 在施工场地危险部位设置明显且符合规范要求的安全警示标识，具体部位至少包含：工地出入口、施工机械防护棚、临时用电设备、安全通道口、楼梯电梯口、临边洞口、基坑边缘、易燃易爆或有害物品存放点、消防器材等。

10.遵守有关环境保护法律、法规的规定，在施工现场采取措施，防止或者减少粉尘、废气、废水、固体废物、噪声、振动对人和环境的危害和污染。

11.遵守现场安全文明施工管理制度，服从发包人、监理对现场安全文明施工的管理，配合安全检查，按要求限期落实整改。对项目施工可能造成损害的毗邻建筑物、构筑物、地下管线等，应采取专项保护措施，对施工“三废”排放、扬尘、噪音、光污染等应有专项治理方案，避免对周边人员、环境造成伤害或污染。

12.交叉作业时应采取相应的隔离或错时施工等安全措施，服从发包人（监理）的协调，必要时签订交叉作业互不伤害协议。

13.承包人应统一着装，进入作业现场应穿着反光背心或穿着满足《职业用高可视性警示服》【GB20653-2020】的反光服装。

14.施工前对所在的施工区域、作业环境、操作设施设备、工器具等进行认真检查，发现隐患立即停止施工，并经落实整改后方准继续施工。

15.按照有关安全管理要求，建立相关的安全记录台账（包括不限于人员进出场动态台账、机具进出场动态台账、安全检查整改台账等）。

16.严格特种作业人员持证上岗和特种作业管理，并报发包人备案；严格特种设备和现场施工机械管理，由具备资质的检测机构对特种机械进行检验检测，并将检测报告和检测合格证书报发包人（监理）备案；对特种设备的管理做到专人管理、定期检查、及时维修，严禁带病作业。

17.落实常态化开展打非治违行动和重大事故隐患专项排查治理行动工作要求，高效完成隐患整改；落实风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制体制，层层压实责任，把事故消除在萌芽状态；开展风险危害辨识与风险评估工作，进行作业场所危险点的告知并落实防范措施。

水城区营盘乡兰花河光伏电站标段一110kV升压站和23MWp光伏区EPC总承包工程

18.大力开展自纠自查，查现场违章指挥、违章作业、违反劳动纪律、习惯性违章、装置性违章等不安全行为和状态，对施工现场作业人员行为规范和安全措施落实情况进行监督检查，对发现的问题及时纠正和整改。

19.为作业人员配备合格的劳动防护用品，并督促其按照使用规范正确佩带和使用。

20.负责完成建设工程主体结构的施工，严禁违法分包、转包。依法将建设工程分包给其他单位的，对分包工程的安全生产承担连带责任。

21.按实际情况和季节特点制定和落实防火、防风、防汛、防冻、防暑、防雷、防雨、防冰雹、防雾等安全措施。

22.根据参与监督作业现场的环境特点，对可能存在的隐患或危险点对人体的伤害【如高空坠落、高空落物、触电、机械伤害（井、坑、孔、洞、沟道伤害）、杂物绊倒、滑倒、踏空、噪声或粉尘污染、高温中暑、有毒有害气体伤害、车辆碾压及翻车伤害、高速公路（铁路）中断、供电中断、车辆碰撞伤害、脚手架垮塌伤害、高边坡塌方伤害、电弧伤害、切割机器及切割物体伤害、气体爆燃伤害等危险】，编制参与监督现场作业的安全注意事项及安全管理办法（包括对从业人员的安全考核等），并督促本单位人员在实施监督过程中执行。

23.将施工现场的办公、生活区与作业区分开设置，并保持安全距离；办公、生活区的选址应当符合安全性要求；确保职工的膳食、饮水、休息场所等应当符合卫生标准；严禁在尚未竣工的建筑物内设置员工集体宿舍。

24.施工现场临时搭建的建筑物应当符合安全使用要求；施工现场使用的装配式活动房屋应当具有产品合格证。

25.对因建设工程施工可能造成损害的毗邻建筑物、构筑物和地下管线等采取专项防护措施，严禁冒险作业、野蛮作业。

26.建立和执行施工临时用电管理制度，按要求选用合格的配电箱，装设漏电保护器并每日进行测试检查。

27.建立和执行起重、电动工器具等安全管理规定，定期检查检测，符合安全使用要求。

28.临近带电设备作业，保持足够的安全距离，做好安全隔离措施，必须指定专人监护。

29.在危险性较大的分部分项工程施工前编制专项方案，对于超过一定规模的危险性较大的分部分项工程组织专家论证。

30.关心职工的身体、心理健康状况，定期对身体、心理健康状态筛查，严禁患有心脏病、癫痫、高血压、恐高、肢体残疾、心理扭曲、思想极端、狂躁易怒或其它疾病的工人从事高空、临边、操作施工机械等高危工作。

31.定期组织开展隐患排查治理，每周组织一次覆盖全工地的安全隐患排查活动，

水城区营盘乡兰花村光伏电站项目-10kV升压站和42.8MWp光伏区EPC总承包工程

32.编制项目施工阶段的安全应急救援方案和演练计划，认真开展安全应急救援活动。

33.加强施工期间现场交通组织，严禁不符合安全技术条件的车辆进入施工区域；严禁无证驾驶和违规载人。

34.项目施工所涉及到的安全生产、环境保护、扬尘治理等费用必须做到专款专用。

35.对发包人及上级单位违反安全生产规定、制度并可能造成事故的指令有权拒绝执行，对发包人在安全管理工作中存在的问题有权提出意见和改进建议。

承包人指派_____同志（电话： ____ ）负责与发包人联系、协调安全生产方面的工作。

第六条 事故报告、调查、责任划分

（一）事故报告

1.承包人发生事故后，事故现场有关人员应当立即向承包人项目部负责人报告，项目部负责人接到事故报告后，应当立即如实向发包人报告，并启动相应的应急预案，采取有效措施，组织抢救，防止事故扩大；

2.项目建设过程中发生人身伤亡事故的，承包人现场负责人在接到事故报告后，应立即向发包人汇报，构成国家规定事故（事件）等级的，同时按照相关规定向事故发生地负责安全生产的政府部门报告；

3.项目建设过程中发生的事故，由承包人负责统计和归档，同时报发包人备案。

（二）事故调查

1. 构成国家规定事故（事件）等级的，由政府相关职能部门组织调查，承包人应积极配合；

2. 施工现场发生未构成国家规定事故（事件）等级的不安全事件，由发包人和监理组织调查，其他单位和部门参与；

3. 事故调查应深挖事故发生原因，深刻吸取事故教训，提出防止同类事故发生、扩大的组织措施、技术措施、安全措施及环境保护措施。

（三）事故应急

1. 事故的应急抢救工作由承包人主导进行，发包人配合其疏散与抢救工作；

2. 发生安全事故后，承包人应当采取有效措施，组织抢救，防止事故扩大，减少人身死亡和财产损失，保护事故现场。

（四）责任划分

1.若因承包人原因造成的安全责任事故由承包人承担全部责任，并承担全部经济损失；

2.承包人的不安全行为如受到政府相关职能部门处罚，由承包人负责整改、处理，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段-110K V升压站和12.8MWp光伏区EPC总承包工程

并缴纳罚款。

第七条 其它安全管理约定

1.承包人不履行施工安全生产管理职责和本协议规定，导致项目施工安全生产管理失控、安全隐患不能及时有效的消除或控制、项目建设处于高风险施工状态、发生安全生产事故等，除承担相应法律责任、经济赔偿和合同违约责任以外，发包人将另外按以下标准对承包人违约扣款：

1.1 对安全风险较大的工序，不执行报验审批监理管理程序，按1000元/条对承包人进行违约扣款；因不执行报验审批监理管理程序，导致安全风险加剧或无法消除，按1000元/条对承包人进行违约扣款。

1.2 不按要求参加建设（监理）单位组织的项目安全隐患检查活动，按1000元/次对承包人进行违约扣款。

1.3 采用各种理由拒绝接受建设（监理）单位有关安全生产方面的整改指令，按1000元/次承包人进行违约扣款。

1.4 不按建设（监理）单位要求（含整改期限、整改效果）完成安全隐患整改，按200元/条对承包人进行违约扣款，并继续整改直至整改完成。

1.5 因承包人安全管理失控导致发生安全责任事故，除依法承担相应法律责任、经济赔偿以外，发包人依据安全责任事故大小对承包人进行违约扣款。

1.5.1 发生较小火灾事故，未造成人员伤亡但造成较大社会影响，按10000元/次进行违约扣款；发生一般火灾事故，未造成人员伤亡但造成较大社会影响，按20000元/次进行违约扣款；发生较大火灾事故，未造成人员伤亡但造成较大社会影响，按50000元/次进行违约扣款。

1.5.2 发生事故，经济损失超过10万元或造成较大社会影响，按30000元/次进行违约扣款。

1.5.3 发生安全责任事故导致人员轻伤，按10000元/人进行违约扣款。

1.5.4 发包人发现承包人现场有违章、违规行为的，按照以下安全考核标准对承包人进行违约追责：

（1）项目经理、专职安全管理人员未到岗、未请假的扣违约金200元/天。

（2）专项施工方案、安全文明施工措施方案等未按规定报审就施工的扣违约金1000元/次。

（3）未按照规程、规范要求和施工方案落实安全措施的扣违约金1000元/处。

（4）特种设备未取得检测合格报告就投入使用的，扣违约金1000元/天。

水城区营盘乡三板田光伏电站标段-110kV升压站和42.8MWp光伏EPC总承包工程

（5）特种设备未委托有资质维保单位进行定期维保、检查的扣违约金 1000 元/次。

（6）特种作业人员未持证上岗的扣违约金 1000 元/人次。

（7）施工现场危险设备、危险物质、危险作业区、危险区域未按照规定设置安全遮拦、围栏、安全网等安全防护措施的扣违约金 1000 元/处。

（8）未正确佩戴安全帽、安全带、绝缘手套等规定的安全防护用品扣违约金 1000 元/人次。

（9）安全管理制度、应急预案不健全，扣违约金 500 元/项。

（10）安全教育、检查、会议等安全记录资料不全的扣违约金 100 元/处。

（11）施工现场危险区域、设备未悬挂安全警示标志牌的扣违约金 200 元/处。

（12）承包人对发包人提出的安全隐患不按时整改的，每逾期一天，发包人按 500 元/天/项扣承包人违约金。

（13）承包人施工过程中发生生产安全事故有隐瞒行为的，除接受政府有关部门处理外，还应接受发包人 5000 元至 10000 元/次扣违约金。

1.5.6 安全责任事故和人员伤亡同时发生，按上述处罚标准累加处罚。

1.6 承包人不作为或处置不当，导致工地发生群体事件、工人维权事件，造成不良社会影响，按 10000 元/次对承包人进行违约扣款。

1.7 承包人故意拖欠或挪用工人工资，怂恿、唆使工人群体集会、封堵道路大门等，以讨薪为由向建设单位施压，谋求不按工程款合同支付条件申报工程款。一经核实，按 50000 元/次对责任施工单位进行违约扣款。

1.8 对承包人进行违约扣款后，并不能减少或转移承包人的安全生产管理责任，承包人还应继续履行相关整改、恢复责任。

1.9 承包人未按照上述安全生产协议的要求落实承包人应尽的义务，根据违约事项对工程建设的影响，支付违约款 10000～50000 元/项。

2.承包人须严格按照发包人文明施工管理要求进行设备、材料堆放以及施工、生活垃圾清理，不得随意放置、丢弃。整改期限内未完成整改的，将由发包人或委托第三方进行强行清理、整顿，由此产生的费用由承包人支付，相关违约扣款从工程款中扣除。

3.本协议约定的各项条款，经双方签字、盖章后生效，与商业合同具有同等法律效力，并可独立于商业合同存在，甲、乙双方应严格按照本协议规定的各项条款，承担相应的安全文明施工、环境保护管理责任。因违反本协议造成的人身、设备事件或环境影响事件，由违约方承担相应的法律责任和经济责任。

4.本协议内容如与国家有关法律、法规和规定不一致，按照国家有关规定执行。

水城区营盘乡岩松村光伏电站标段-10kV
V开低钻孔灌注桩施工
包工程 2.8MW光伏区EPC总承

5.本协议有效期与工程合同工期保持一致。工程合同工期变更，本协议有效期相应变更；合同施工工作内容、范围有变动时，应及时签订补充协议。

6.因不可抗力造成的双方设备损坏、人员伤亡，各自承担相应的损失。

7.未尽事宜，双方经友好协商后，可另行签订有关补充协议。补充协议与本协议具有同等法律效力。

8.本协议书在履行中若发生争议，双方应友好协商解决。协商不成的，向项目工程所在地有管辖权的人民法院提起诉讼解决。

9.本合同经双方法定代表人或委托代理人签字并加盖双方公章或合同专用章正式生效，本协议一式 8 份，双方各执 4 份，每份具有同等法律效力。

（以下无正文）

发包人：贵州能源水城煤电化一体化有限公司　　承包人：

法定代表人：　　法定代表人：

或委托代理人：　　或委托代理人：

签订日期：　　年　月　日

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

附件三 维护工人合法权益协议

为了进一步加强对各投标人的监督管理，维护工人（含农民工）合法权益，根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国劳动法》《中华人民共和国劳动合同法》及国家有关规定要求，在水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程合同基础上，建设工程的甲方贵州能源水城煤电化一体化有限公司（以下简称“甲方”）与承包单位（乙方全称）（以下简称“乙方”），经协商并达成以下维护工人合法权益协议，共同遵守。

第一条 甲方按国家、贵州省颁布的有关保证工人合法权益的法律、法规及条例，加强工程建设管理。监督和督促投标人按相关规程、规范维护工人合法权益，严禁乙方拖欠工人工资。

第二条 当甲方发现乙方存在拖欠其下属员工工资或因拖欠下属人员工资影响工程施工进度时，甲方有权直接从乙方工程款中提取资金发放其下属员工工资。

第三条 乙方应严格执行《保障农民工工资支付条例》（国务院令第 724 号）文件、《工程建设领域农民工工资保证金规定》（人社部发〔2021〕65 号）、《贵州省工程建设领域农民工工资专用账户管理暂行办法》（黔人社发〔2021〕14 号）、《治理欠薪工作监管部门指引》（黔就劳办发〔2025〕4 号）及当地劳动和社会保障部门制定的相关规定的要求，充分保障农民工的合法权益，其工资应当以货币形式按月支付，不得以任何理由拖欠、克扣所聘农民工的工资。

第四条 乙方必须依法为其所聘农民工购买必要的社会保险和商业保险（其费用已含在合同价格中），如投标人未履行上述义务，造成农民工合法权益受损，由乙方承担完全经济和法律责任及所发生的一切费用。

第五条 乙方应严格遵守招标人现场管理的有关规定，严禁违章违规指挥。

第六条 乙方应为农民工配备必要的安全生产设施和劳动保护用具，并经常对其员工进行施工安全教育，切实保证农民工的现场施工安全，并严格落实安全管理责任制，消除事故隐患。

第七条 乙方雇用农民工必须与农民工签订劳动合同（用工协议），禁止雇用未签订劳动合同（用工协议）的农民工。

第八条 乙方必须确保全员代发农民工工资，严禁发放给“包工头”或其他不具备用工主体资格的组织、个人。

第九条 乙方必须严格执行国家、省关于农民工工资支付相关规定，农民工工资应当全部以货币形式经农民工工资专用账户直接发放至农民工本人。

第十条 乙方必须确保农民工工资按时、足额发放。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第十一条　农民工劳动合同、考勤、核算、审批、发放、公示各环节应形成完整、清晰的记录，确保工资支付的全过程可查询、可追溯。相关信息严格按照规定在“黔薪保”平台及时录入和更新，保证信息准确性。

第十二条　乙方必须通过“黔薪保”平台上传六项制度所需资料；台账式监管，但需按要求上传工资保证金、劳动合同、工资支付、考勤、离场结算单等纸质资料备查。

乙方自行登录“黔薪保”劳动用工大数据平台注册，投标方自工程项目取得施工审批手续（含施工许可证，开工报告批复，监理工程师签发的开工令等）或签订施工合同之日起 10 个工作日内（无相关手续的于用工行为发生之前），完成“黔薪保”劳动用工大数据平台注册。工程完工且无农民工工资拖欠的，按规定在“黔薪保”申请注销专用账户及相关信息。

严格落实六项制度

1.存储工资保证金。投标方自工程项目取得施工审批手续（含施工许可证、开工报告批复、监理工程师签发的开工令等）或签订施工合同之日起 20 个工作日内，通过现金存储、银行保函或工程保证保险等方式，通过“黔薪保”劳动用工大数据平台完成在工程所在工资保证金管理地区存储工资保证金。金融机构将工资保证金存储信息推送至“黔薪保”劳动用工大数据平台。

工资保证金按工程施工合同额 2%的比例存储，单个项目存储金额上限为 1000 万元。投标方在同一工资保证金管理地区内有两个以上在建工程的，第二个工程起存储比例降低至 1.5%。连续两年未发生工资拖欠的，新开工工程存储比例降低至 0.5%；连续三年未发生工资拖欠且落实相关制度的，可免于存储工资保证金。发生工资拖欠的，存储比例提高至 3%或 4%。

2.农民工全员签订劳动合同（用工协议），乙方雇用农民工必须与农民工全员签订劳动合同（用工协议），明确约定农民工工资标准、工资组成、发放时间、发放方式，并于农民工进场施工 15 日内通过“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端完成农民工实名制信息以及劳动合同的上传。禁止雇用未签订劳动合同农民工，农民工先签订劳动合同后再进场施工。

3.农民工实名制考勤管理。乙方对工程项目的农民工实名制管理负总责，制定本单位农民工实名制管理制度，承担施工现场农民工实名制管理职责。进行用工实名登记，并对现场用工进行实名制考勤管理。未与分包单位订立劳动合同并进行用工实名登记的人员，不得进入项目现场施工。对封闭式管理的项目，建立实名制闸机通道，农民工本人每日上下班通过实名制闸机通道进行考勤打卡。对开放式管理的项目，农民工本人每日上下班通过“ 黔薪保” 劳动用工大数据平台民工端（智慧劳务 APP）进行人脸识别考勤打卡。

4.人工费用分账拨付。

水城区营盘乡三花坝光伏电站项目—110kV升压站和2.3MWp光伏EPC总承包工程

（1）农民工工资专用账户开立：乙方应当在工程施工合同签订之日起 30 日内，通过“黔薪保”劳动用工大数据平台企业端自主选择在工程项目所属区域内设有分支机构的商业银行申请开立农民工工资专用账户，“黔薪保”劳动用工大数据平台收到申请信息后，自动将申请信息推送至对应金融机构。乙方线下向金融机构提交开设农民工工资专用账户所需资料（具体开户资料请联系开户银行获取），并与建设单位，开户银行签订专用账户资金管理三方协议，金融机构为其开设农民工工资专用账户，专户名称为总承包单位名称加工程建设项目名称加“农民工工资专用账户”。专户开立后，金融机构将相关账户信息推送至“黔薪保”劳动用工大数据平台。施工总承包企业在农民工工资专用账户开立 10 日内在“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端将相关信息上传至平台，并报行业工程建设主管部门备案。

（2）人工费用拨付：乙方每月汇总编制所有分包单位上月应发工资花名册，经监理单位及跟踪审计单位审批后，向甲方申请将人工费用款项拨付至农民工工资专用账户；甲方收到拨付申请后经审核无误应及时拨付款项。人工费用的拨付日期应当提前工资支付日期至少 7 日，人工费用拨付周期不得超过 1 个月，次月拨付上月人工费。人工费用占工程款（含首次付款、进度款）的约定比例不低于 15%。甲方应当根据工程施工合同约定，按时足额将人工费用拨付至农民工工资专用账户。

5.银行代发工资。分包单位必须以实名制管理信息为基础，按月考核农民工工作量并编制工资支付表，经农民工本人签字确认后，与农民工考勤表，当月工程进度等情况一并交总包单位，乙方汇总审核各分包单位月度农民工工资应发工资资料，通过“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端提交汇总后的工资支付花名册，开户银行根据工资支付花名册从农民工工资专用账户中将工资拨付至农民工本人的银行账户。金融机构将工资支付银行流水推送至“黔薪保”劳动用工大数据平台。

6.离场结算。农民工完成施工任务或中途退场，用人单位应及时为其办理退场登记，登记退场日期，编制退场工资结算单并经农民工本人签字确认。农民工离职前，农民工本人与分包单位，班组长进行工资结算，分包单位将结算情况报至乙方劳资专管员，由劳资专管员从“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端制作离场结算单，并经四方确认后上传“黔薪保”劳动用工大数据平台。禁止现金代领、截留工资。

第十三条　乙方必须配备专职劳资专管员，负责农民工工资支付管理工作。

第十四条　乙方对农民工工资支付负总责。建立用工台账，与分包单位签订委托支付农民工工资协议，代发农民工工资。

第十五条　乙方于工程项目开工前，在施工现场大门口或作业区人员出入口等醒目位置设立农民工维权信息告示牌。告示牌应当载明参建单位信息、工资发放日、最低工资标准、行业工程建设主管部门、劳动保障监察机构、劳动争议调解仲裁机构、法律援助机构、招标人投诉举报电话和地址，以及“ 黔薪保”平台维权二维码等信息。公示农民工每月考勤、工资支付领取签字花名册。

第十六条　资料归档

水城县董箐乡老花岗光伏电站标段-110kV升压站和40MW光伏项目EPC总承包工程

（一）归档周期。资料归档以自然年度为周期，自 1 月 1 日起至 12 月 31 日止，建设时间跨多个年度的，分年度归档整理。必须保存 3 年以上。

（二）资料分类分册。归档资料按项目基础资料，资金往来资料，用工管理资料，政府项目其他资料等四大类，分类编制成册。资料较多的，可编分册。

1.项目基础资料。包括项目施工许可证（开工令，备案表），项目招标文件（含中标通知书，投标文件），工程施工合同（含项目施工合同，监理合同，分包合同），工程施工合同补充协议（包括工程量的变化，付款方式的调整，工期的变动等文件），项目施工日志，项目安全日志，项目监理日志，监理例会纪要，分包单位资质。

2.资金往来资料。包括工程款支付担保凭证，农民工工资专用账户三方协议，开立凭证（含农民工工资保证金使用，补缴，退回等材料），分包单位委托总承包企业发放工资委托书（如有），建设单位人工费用分月拨付凭证，其他工程款拨付凭证，工程款拨付申请表或工程结算单（如有），年度工资发放记录（含每月发放工资记录），工资保证金缴存证明（保函，保单）或免缴证明。

3.用工管理资料。包括进场施农民工员劳动合同（分班组），用工花名册（分班组），考勤表（分月），工资支付表（分月），项目部关键岗位人员（项目经理，劳资专管员）任职文件，社保缴纳凭证。

4.政府项目其他资料。包括建设单位向施工企业拨付工程款凭证，项目主管部门批复的可研报告，项目财政资金拨付凭证

（三）资料编排

在分类，分册基础上，册内资料应当按照所属用人单位，班组，工种，时间以及内在逻辑关系有序编排，方便归档资料的检索，查阅。

（四）资料保存

农民工工资支付相关台账、凭证等资料档案至少保存至工程完工且全部工资结清后 3 年。

第十七条　乙方对农民工工资支付负总责。投标方负责对分包单位农民工劳动合同签订、实名制考勤登记、工资支付表编制等进行监督管理。分包单位拖欠农民工工资的，由投标方先行垫付，再依法向分包单位追偿。 分包单位是农民工直接用工主体，负责农民工劳动合同签订、实名制考勤登记、工资支付表编制、配合总承包单位代发工资，并对自身原因造成的欠薪负责。

第十八条　发生农民工工资拖欠投诉或信访的，在 5 个工作日内完成欠薪核查，在 60 个工作日内（政府、国企项目在 30 个工作日内）完成化解处置。化解完毕后，应及时收集工资支付凭证、工资清册、无欠薪承诺书等资料归档备查。

第十九条　违约追责

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段-10kV
V光伏电站42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

（一）乙方未配备专职劳资专管员，负责农民工工资支付管理工作，承担违约金10000元。

（二）未建立用工台账或用工台账不完善，承担违约金 500元/人/次。

（三）未与分包单位签订委托支付农民工工资协议，承担违约金20000元/家；未执行代发农民工工资的规定，承担违约金500元/人/次。

（四）未于工程项目开工前，在施工现场大门口或作业区人员出入口等醒目位置设立农民工维权信息告示牌，承担违约金1000元/天。未公示农民工每月考勤、工资支付领取签字花名册，承担违约金500元/次。

（五）乙方未在规定的时间内完成“黔薪保”劳动用工大数据平台注册，承担违约金5000元/天。

（六）未在规定的时间内完成存储工资保证金，承担违约金5000元/天。

（七）未与农民工全员签订劳动合同（用工协议）。明确约定农民工工资标准、工资组成、发放时间、发放方式。并于农民工进场施工5日内通过“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端完成农民工实名制信息以及劳动合同的上传，承担违约金500元/人/次。

（八）未进行用工实名登记，并对现场用工进行实名制考勤管理,未与分包单位订立劳动合同并进行用工实名登记的人员，进入项目现场施工,对封闭式管理的项目，农民工本人每日上下班未通过实名制闸机通道进行考勤打卡;对开放式管理的项目，农民工本人每日上下班未通过“黔薪保”劳动用工大数据平台民工端（智慧劳务APP）进行人脸识别考勤打卡，承担违约金500元/人/次。

（九）未按规定的时间完成开立农民工工资专用账户，并在“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端将相关信息上传至平台，并报行业工程建设主管部门备案，承担违约金5000元/天；每月汇总编制所有分包单位上月应发工资花名册，经跟踪审计及监理单位审批后，当月7日前向分公司申请拨付人工费款项，未完成承担违约金5000元/次；汇总编制上月应发工资花名册错误或不完善，承担违约金500元/人/次。

（十）分包单位未以实名制管理信息为基础，按月考核农民工工作量并编制工资支付表，经农民工本人签字确认后，与农民工考勤表，当月工程进度等情况一并交总包单位，投标方未汇总审核各分包单位月度农民工工资应发工资资料，通过“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端提交汇总后的工资支付花名册，开户银行根据工资支付花名册从农民工工资专用账户中将工资拨付至农民工本人的银行账户，承担违约金5000元/次。

（十一）农民工完成施工任务或中途退场，用人单位未及时为其办理退场登记，登记退场日期，编制退场工资结算单并经农民工本人签字确认。农民工离职前，农民工本人与分包单位，班组长进行工资结算，分包单位将结算情况报至投标方劳资专管员，由劳资专管员从“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端制作离场结算单，并经四方确认后上传“黔薪保”劳动用工大数据平台，承担违约金500元/人/次。

水城区营盘乡三花村沈尺电排标段二110kV
V升压站和23MW光伏区EPC总承包
招标文件

（十二）乙方农民工工资资料归档，未按规定的归档周期、归档分类分册、编排要求归档，承担违约金 100 元/人/次。

（十三）发生舆情、上访等相关事件,上访至公司或县级单位属实的，总包单位承担违约金 5000 元/次;发生上访至能源电投、能源集团等上级单位造成舆情影响属实事件的，总包单位承担违约金 10000 元/次;发生上访至国家级相关平台、舆论媒体造成舆情影响属实事件的，总包单位承担违约金 20000 元/次。

（十四）对预警信息未及时响应和处置的，在投诉举报处理中推诿、拖延或处置不当，导致事态扩大的，总包单位责任承担违约金 10000 元/次。

（十五）对发生严重拖欠农民工工资行为、拒不履行支付义务的乙方，甲方将其信息报送至属地人力资源社会保障部门及行业主管部门，依法依规申请列入失信联合惩戒对象名单。

（十六）发生上述违约情形，未按时完成整改的按上述违约条款加倍追击违约责任。

第二十条　本协议与工程承包合同具有同等法律效力。

第二十一条　协议生效及协议份数

1．由双方法定代表人或其授权的代理人签署与加盖公章或合同专用章后生效，有效期为生效之日起至该工程项目完工验收投用后 12 个月止。

2．本协议一式 8 份，双方各执 4 份。

甲 方：　　（公章或合同专用章）	乙 方：　　（公章或合同专用章）
法定代表人：	法定代表人：
或委托代理人：	或委托代理人：
签订地点：	签订地点：
签订日期：　　年　月　日	签订日期：　　年　月　日

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—10kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

附件四 工程质量保修书

招标人:（全称）

投标人:（全称）

为保证（工程名称）水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程在合理使用期限内正常使用，合同双方当事人根据《中华人民共和国建筑法》、《建设工程质量管理条例》和《房屋建筑工程质量保修办法》等规定，经协商一致，订立本质量保修书。

1. 质量保修范围

质量保修范围包括（但限于）水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程建设范围内的所有项目。具体质量保修范围，合同双方当事人约定如下：合同工程承包范围。

2. 质量保修期

2.1 缺陷责任期

本项目缺陷责任期的开始日期是本光伏电站工程移交生产证书时间。

缺陷责任期：1年。

2.2 双方根据《建设工程质量管理条例》及有关规定，约定本工程质量保修期如下：

1）地基基础工程、主体结构工程为设计文件规定的合理使用年限；

2）屋面防水工程、有防水要求的卫生间、房间和外墙面的防渗漏工程为 5 年；

3）电气管线工程、给排水管道工程、设备及安装工程为 2 年，组串式逆变器为5年；

4）供热、供冷系统工程为 2 个采暖期、供冷期；

5）装饰装修工程为 2 年；

3. 质量保修责任

3.1 属于保修范围的项目，投标人应在接到招标人通知后的7天内派人保修。投标人未能在规定时间内派人保修的，招标人可自行或委托第三方保修，所有费用由投标人承担。

3.2 发生紧急抢修事故的，投标人在接到通知后，应立即到达事故现场抢修。

3.3 在国家规定的合理使用期限内，投标人应确保地基基础工程和主体结构的质量和安全。凡出现质量问题，应立即报告当地建设行政主管部门，经设计人提出保修方案后，投标人应立即实施保修。

3.4 质量保修完成后，由招标人组织验收。

4. 质量保修费用

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

质量保修等费用，由责任方承担。

5. 质量保证金

质量保证金的约定、支付和使用与本合同《通用条款》和《专用条款》赋予的规定一致。

6. 其他

6.1 合同双方当事人约定的其他质量保修事项：无

6.2 本质量保修书，由合同双方当事人在投标人向招标人提交竣工验收申请报告时签署。

6.3 本质量保修书，自合同双方当事人签署之日起生效，至质量保修期满后失效。

甲 方：（公章或合同专用章）	乙 方：（公章或合同专用章）
法定代表人：	法定代表人：
或委托代理人：	或委托代理人：
签订地点：	签订地点：
签订日期：　　年　月　日	签订日期：　　年　月　日

水城区营盘乡兰花村光伏电站二期项目110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

附件五安全文明施工专篇

一、总则

为落实国家相关法律法规的要求，从源头防范重大安全环保风险，保障项目建设全过程合规管理，结合实际，制定本专篇。本专篇为招标文件不可分割组成部分，投标人必须全面响应。

二、一般要求

1.投标人须具备承接光伏场区、集电线路、升压站等施工场景所需的法定资质，并持有有效的安全生产许可证。

2.投标人须依法依规配置必须的安全管理机构，机构及人员配置应满足《建筑施工企业安全生产管理机构设置及专职安全生产管理人员配备办法》相关规定，不低于以下标准：

（1）项目经理：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具备有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B 类合格证）；每月现场履职不得少于当月施工时间 80%，危大工程期间必须在场；不得在本项目实施期间同时在其他在建项目任职项目经理/项目负责人、技术负责人。

（2）安全负责人：具备中级及以上注册安全工程师资格，具备安全生产考核 B 证。

（3）专职安全员：具备安全生产考核 C 证且专业匹配；总包项目部专职安全员、分包单位专职安全员人数应合理配置；涉及起重机械、环保水保据实增配至少 1 名专职安全管理人员。

其他施工各阶段应按以下作业人数比例动态配置：50 人以下≥1 人，50～200 人≥2 人，200 人以上≥3 人且≥总人数 1%。

（4）特种作业人员：100%持证上岗。

3.投标人须按规定投保工伤保险、安全生产责任险，建筑/安装工程一切险、人身意外伤害险等，保额不低于法定最低要求。

4.投标人须自主完成项目主体工程施工，并在投标文件中明确主体工程范围。严禁违法分包转包、二次分包，须明确本项目的分包管控规定，将分包单位的安全管控纳入总承包安全管理体系，所有分包单位的资质、业绩、安全管理人员配置须报业主方审核备案。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和2.8MW光伏EPC总承包工程

6.投标人应成立项目部或项目公司，并建立健全覆盖本项目全过程的安全管理制度体系，包括但不限于全员安全生产责任制、安全例会、安全教育培训、安全技术交底、风险分级管控、隐患排查治理、危大工程管理、作业票管理、分包安全管理、安全生产费用管理、机械设备管理、临时用电管理、消防安全管理、危险作业审批、应急管理、事故报告、山地施工安全管理、森林防火与地质灾害防控、安全生产考核及责任追究等安全管理制度。

7.投标人须按相关规定，建立健全本项目危大超危大工程专项管理体制机制，按要求落实专项方案的“编审批”和专家论证，建立健全危大工程专项档案，按规定公示。

8.投标人须编制完整的项目安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制文件，形成风险清单并制定对应管控措施，建立健全日常隐患排查动态清零机制。

9.投标人须建立本项目危险与特殊作业许可管理制度，制定重大风险管控措施，强化逐级审批和作业监护要求，涉及项目外临时占道、断路施工作业的负责向所在地交通主管部门申请报备。

10.投标人应建立应急管理机制，编制生产安全事故应急预案、森林火灾应急预案、防汛应急预案、触电事故应急预案、消防应急预案等，按相关规定备案；规范储备应急救援物资。

11.投标人应负责完成本项目相关专项验收或配合工作，包括安全设施设计专篇及验收；消防设计审查、施工、检测和消防验收或备案；环保验收及竣工环境保护相关手续；水土保持设施验收；职业病危害控制效果评价及职业卫生验收；防雷接地检测；并网涉网试验；竣工资料、数字化资料移交等。

三、其他要求

1.投标人须建立危险作业（含特殊作业、危大及超危大工程）专职安全监护人队伍，并满足一作业一监护，且监护人须培训合格，监护人从站班会至班后会全程旁站；

2.投标人须在作业现场设置管理区，分区实名制规范化管理。

3.投标人须设置“一站式安培固定场所”，所有作业人员必须经过此场所培训合格上岗，场所内配备安全培训所需的设备器材，并配备外来和临时人员安全交底视频。

4.投标人须设置覆盖所有施工区域、人员的视频监控系统。系统应具备红外检测、视频切换、存储、检索、回放、远程管理功能，存储期限应满足建设单位

水城区营盘乡法花村光伏电站标段-110kV升压站和2.3MWp光伏区EPC总承包工程

和主管部门要求。施工期视频系统应接入建设单位及其上级单位、监理单位或项目智慧工地平台值班室。

5.投标人须配置人员定位系统，覆盖所有施工人员，满足：人员实名制管理、位置显示、电子围栏、进入/离开施工区域时间记录、入侵越界滞留报警、历史轨迹回放等功能，数据安全存储时间一般不少于 6 个月。

四、投标提交的文本

1.安全、环保、职业健康、消防总体承诺；

2.一票否决响应表；

3.无重大安全事故、无重大环境事件、无重大火灾事故承诺；

4.合规经营及信用记录查询截图或承诺文件；

5.安全生产许可证，承装、承修、承试许可证，法定代表人身份证明及授权委托书；

6.业绩证明：每项业绩应提供合同首页、范围页、签字盖章页，竣工验收证明或并网证明；项目规模、地形条件、电压等级、投运时间；业主联系人及电话；业绩真实性承诺书。

7.项目管理机构格式：项目经理任命书；建造师证书；安全 B 证、社保证明；安全总监、专职安全员证书；各专业负责人简历及证书。

8.项目分包管控规定，项目建设安全管理制度清单，危大超危大工程清单，特种设备管控方案，环保水保消防职业健康管控方案，数字化管控方案，文明施工方案，双重预防机制建设方案，职业健康消防应急物资储备方案，应急预案。

9.安全专篇（含环保、水保、消防、职业健康及数字化管控相关内容）。

水城区营盘乡三轮村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏EPC总承包工程

第三节　合同协议书格式

合同协议书

贵州能源水城煤电化一体化有限公司（以下简称“甲方”）已接受（中标人名称，以下简称“乙方”）对水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程的投标。甲方和乙方共同达成如下协议。

一、合同范围：

1.本工程光伏场区、35kV 集电线路、升压站所涉及的勘测设计、建筑安装、设备（材料）采购、试验、消缺、调试、并网、试运行、竣工验收、售后服务等全部工作。政府、主管部门和电网公司要求办理的相关准入手续，生产准备及所必须的技术培训等全部工作。

2.本工程所涉及的所有设备和材料（含备品备件、专用工具、标识标牌、劳保用品、消耗品及技术资料等）的采购、运输、现场装卸、保管、转运等工作。

3.本工程相关数据接入能源电投新能源集控中心，实现远程监视、操作、控制的所有工作。

4.本工程涉及所有道路（场区内及场区外，包含但不限于大件运输道路、进场道路、进站道路施工（检修）便道、边界围栏、临时道路）的新建、拓宽、改造、加固、施工损坏修复、手续办理、协调工作、土地征收及地表附着物补偿属于本工程的承包范围，产生的相关费用包含于合同固定总价中（按项目生命周期一次性补偿、补偿协议须以甲名义签订）。

5.本工程场地移交后的所有协调工作及相关费用。包括：与当地群众、农民工、劳务工、临时工、政府部门、电力部门、监督部门等的协调工作；人员、设备和工程车辆进场涉及的协调工作。

6.本工程所涉及的环保、水保、安全、职业卫生等专题报告、批复及专家评审意见招标方已完成，投标方结合现场实际情况，根据报告及专家评审意见进行优化设计、施工直至通过验收及核查。如相关专题实施方案发生变更的，乙方负责完善变更手续，并负责设计、施工直至通过验收及核查，产生的相关费用包含于合同固定总价中。

7.本工程所涉及的建设项目“三同时”验收工作：消防设计审查备案和验收；安全设施设计专篇；职业病危害设施设计专篇；防雷接地设计审查、检测、验收等工作由乙方负责。

8.本工程环保监测及竣工验收评价；水保监理、监测及竣工验收评价；安全设施竣工验收评价、职业病危害效果评价由乙方负责，甲方监管。

9.本工程满足工程建设所需的地勘报告和施工图审查意见、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建设工程施工许可证、竣工验收备案等手续办理由乙方负责，甲方配合。

10.本工程经调试后，从工程启动开始无故障连续并网运行时间不应少于光伏组件接收总辐射量累计达 60kWh/㎡的时间，含质监、并网和验收各类手续办理，并承担此过程中发生

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

的相关费用。

11.本工程光伏场区红线内土地流转工作由甲方负责，乙方无条件配合；35kV 线路工程、箱变、蓄水池等涉及的土地征用、租用由乙方自行勘察并负责协调、所产生的费用由乙方负责（按项目生命周期一次性补偿、补偿协议须以甲方名义签订）。

12.场区红线外占用林（草）地、其他地类性质的用地由投标方按国家法律法规办理相关合规性手续后方能使用。线路工程涉及林木砍伐（含办理砍伐证并在线路带电前和竣工验收前分别完成廊道清理及验收，满足电力设施安全运行要求）、青苗赔偿、构建筑物的拆除、穿越电力输电线路、跨越公路、铁路和燃气管道等的手续办理、费用补偿等相关费用由乙方负责。乙方如对线路路径进行优化，塔基不能占管控因素，如不能避让，由乙方编制专题报告并获得相关职能部门的批复，确保用地的合规性，塔基及线路施工占地相关费用由乙方承担。

13.光伏场区禁止机械场平、清表，场地清理由乙方负责按甲方提供的土地范围开展；原则上全部采用人工成孔方案，具备条件的区域可以采用机械打孔；在乙方提供的土地范围内，最大程度节约集约用地，乙方应采用整组或半组+半组及固定支架，用地指标不能突破自然资源部 2023 年 8 月 1 日要求实施的《光伏发电站工程项目用地控制指标》，并确保总装机容量不低于 42.336MWp。

14.本工程光伏场区临时消防设施、光伏场区防火设施的设计、协调、采购及施工，费用包含在合同固定总价中。

15.本工程项目未全容量并网前，涉及南方电网公司最新要求的相关二次、通讯、网安、自动化、光功率等设备的软、硬件升级优化，相关费用包含在合同固定总价中。

16.本工程涉及的质监、并网（含每批次并网资料收集、上传、协调电网审核，直到全部批次并网完成）和验收等各类手续办理，包括质监、电网公司相关单位协调，以及需第三方开展的检测、试验（包括逆变器、SVG 单机建模试验、型式检测报告及电网公司最新要求等；在未全容量并网之前，每批次并网后按照电网公司最新要求开展相关涉网试验，包括但不限于一次调频、AGC、AVC、电能质量测试等），项目全容量并网后整站建模试验，上述相关费用包含在合同固定总价中。

17.负责本工程区域安全稳定控制专题分析论证及所涉及的工作；二次评估所涉及的工作；计算机监控系统、光功率预测等设备的两次等保测评、商用密码评估、质保期内的特征库升级、漏洞扫描，以及查出网络安全问题的整改等工作，上述相关费用包含在合同固定总价中。

18.本工程光伏区部分区域零星生长有树苗，乙方的施工图设计方案应满足《贵州省光伏发电项目用地管理办法（试行）》黔自然资函〔2023〕564 号的要求，产生的相关费用包

水城区青腊乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和23MWp光伏区EPC总承包工程

含于合同固定总价中。

19.本工程涉及使用农户自行修建的森林防火道路、机耕道路，乙方使用上述道路应自行协调并进行补偿，损坏负责修复，费用包含在合同固定总价中。

20.本工程涉及的光伏场区施工（检修）便道护栏，需在工程建设前先行建设，产生的相关费用包含于合同固定总价中。

21.光伏场区、线路及升压站所有设备安全标识、标牌、设备铭牌、警示标识牌安装及喷涂，升压站等外装及标识、目视化建设按最新国家标准（GB2894—2025）实施，并结合企业文化出具建设方案经甲方审核后方可实施，涉及的全部工作和全部费用包含在合同固定总价中。

22.本工程涉及村民耕种的土地必须预留进入耕种的道路，涉及村民祭祀的坟墓必须预留进入祭祀的道路，乙方应根据招标方提供的用地红线结合现状进行设计，若未预留产生的一切后果和经济损失由乙方负责。

23.本工程所涉及各电压等级继电保护、自动装置、安稳装置、远动装置等的整定计算，投标方负责提供完整的定值书和整定计算书（含加盖公章的纸质版和电子版），并经过电网公司和甲方的备案。乙方应提供线路参数等资料报送到电网公司。上述费用已包含在合同固定总价中。

24.施工期间安全视频监控（含设备采购、安装、远程传输流量费用）、现场作业按文明施工一级标准执行，费用含在合同固定总价中。

25.项目启动并网前委托专业单位开展一次技术监督工作，标准满足国家及南方电网相关规范要求，费用含在合同固定总价中。

26.本工程实施过程中若涉及改造村寨道路，、协调、施工，全部改造费用包含在合同固定总价中。

27.本工程满足两路不同营运商宽带，施工前装设临时中国移动基站，升压站投运前将临时基站移至升压站内转为永久基站。

28.负责项目的并网手续的协调办理。主要工作包括（但不限于）：

（1）负责并网协议协调签订；

（2）负责调度协议协调签订；

（3）负责购售电合同协调签订；

（4）负责申请明确关口计量点并取得复函；

（5）协调并负责按中调（地调）要求完成并网相关资料的收集整理及上交；

（6）协调计量中心到现场验收、做系统配置和联调，并取得合格证明文件；

（7）负责协调中调（地调）接入传输装置，开通业务通道及调试；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110K
V升压站和23MW光伏EPC总承
包工程

（8）协调中调（地调）明确调管范围、调度命名及编号，取得调管范围工作的通知；

（9）协调中调（地调）取得二次安防相关配置数据、证书，并协调联调完成业务通道开通；

（10）协调中调（地调）：取得数据网、PMU、远动等配置数据；数据网做配置并配合联调；PMU 做配置和对点；远动、OCS 做配置和对点；

（11）协调中调（地调）取得调试正式保护定值；

（12）协调中调（地调）现场验收，并协调责任单位整改取得最终验收通过的证明文件；

（13）负责协调中调（地调）完成受令系统主机加固，受令系统能够正常使用；

（14）协调中调（地调），联调综合数据网，调通 IP 电话；

（15）协调计量中心，开展现场验收，做配置并联调，取得计量装置带电前验收报告；

（16）协调中调完成并网方案审批、并网申请审批、检修申请审批，同意并网；

（17）其他按最新版的贵州电网新能源并网调度服务指南有关要求协调办理，完成并网所有业务。

（18）负责按照分批次并网的要求，开展并网资料准备、上传、协调工作，取得调度同意并网意见，直至项目全容量并网。

29.分界点

乙方应积极配合分界点第三方的工作，及时提供条件给予便利，乙方应协助甲方对第三方分界点的工作进行安全监督和质量验收。

（1）本工程和 110kV 送出线路的分界点

以 110kV 送出线路导线和架空地线进入升压站钢构架挂点为分界点，分界点靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。通信光缆以进入升压站间隔架构上第一个熔接盒为分界点（熔接盒光纤熔接由投标方负责），分界点靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。

（2）本工程和水城区营盘乡兰花村标段二的其他分界点

以升压站视频监控系统交换机、光伏场区计算机监控系统交换机接口为分界点，分界点靠升压站侧（含交换机）的全部工作属于本工程总承包范围。

以 35kV 线路导线进入升压站 35kV 集电线路开关柜一次下桩头为分界点，分界点（含接线）靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。

乙方应积极配合分界点第三方的工作，及时提供条件给予便利，乙方应协助甲方对第三方分界点的工作进行安全监督和质量验收。

30.组件采购

（1）乙方在签订本合同后 30 日内完成组件招标、90 日内组件全容量到场，若因投标方签订本合同后未按招标文件要求及时采购组件，超过签订本合同 90 日后到货的组件，以签

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段二110kV升压站和35MW光伏区EPC总承包工程

订本合同后90日内结算价格的最低价结算。

（2）乙方负责组件堆放场地的租赁、组件到货验收、到货卸车、仓储保管（保管期间乙方负责组件的包装、安全，保证组件能按招标文件要求安装完成，质量合格。组件在投标方保管期间出现的一切意外情况由乙方负责）、现场装卸运输、搬运、安装，相关费用列入合同固定总价中。

31.红线范围内的土地，经过优化设计后，若存在富余情况，甲方需将土地调配给其他标段使用时，乙方应积极配合甲方。

32.本工程合同具体范围和要求详见技术协议。

二、本协议书与下列文件一起构成合同文件：

1.合同签订后双方商定的补充协议或合同履行期间内经双方签署的备忘录及会议纪要；

2.合同协议书；

3.中标通知书；

4.合同条款及附件；

5.本合同双方技术协议及附件；

6.标准、规范和其它有关技术资料、技术要求；

7.招标文件及澄清文件；

8.投标文件及澄清文件；

9.其他合同文件。

属于同一类内容的文件，应以最新签署的为准。

三、. 上述文件互相补充和解释，如有不明确或不一致之处，以合同约定次序在先者为准。

四、. 签约合同价（含税，固定总价+暂列金）：人民币（大写）

（¥_____），**其中固定总价（含税）为人民币**（大写）

（¥_____），暂列金（含税）为人民币（大写）叁佰玖拾壹万柒仟元整，人民币小写（**￥3917000.00**）。

其中固定总价（含税）：

建安工程费用（含税）：（¥ ）

其中安全文明施工费（含税）：（¥ ）

设备费（含税）：（¥ ）

其他费用（含税）：（¥ ）

五、 投标人项目经理：；设计负责人：_____；施工负责人：_____。

六、工程质量符合的标准和要求：工程质量标准符合《建筑工程施工质量验收统一标准》、《光伏发电工程验收规范》、《光伏发电工程达标投产验收规程》等国家、行业规

水磨区营盘乡兰花村光伏电站标段—110k V升压站和42.5MWp光伏区EPC总承包工程

范及相关质量验收标准及合同附件技术协议的要求。

七、投标人承诺按合同约定承担工程的设计、实施、竣工及缺陷修复。

八、招标人承诺按合同约定的条件、时间和方式向投标人支付合同价款。

九、投标人计划开始工作时间：_____，实际开始工作时间按照监理人开始工作通知中载明的开始工作时间为准。首并时间：_____,全容量并网时间：_____。

十 本协议书一式 8 份，合同双方各执 4 份。

十一. 合同未尽事宜，双方另行签订补充协议。补充协议是合同的组成部分。

十二、本合同签订日期为本合同生效日期。

（以下无正文）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110K V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

签署页（此页无正文）

甲方：贵州能源水城煤电化一体化有限公司		**乙方：**	
企业法定代表人：		企业法定代表人：	
法定代表人或委托代理人：		法定代表人或委托代理人：	
联系人：		联系人：	
电　话：		电　话：	
地　址：		地　址：	

邮　编：	邮　编：
开户银行：	开户银行：
账　号：	账　号：
纳税人识别号:	纳税人识别号：
签订日期：　　年　　月　　日	签订日期：　　年　　月　　日
签订地点：	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第五章　招标人要求（另册）

详见本招标文件第二册 技术规范书。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第六章　招标人提供的资料

详见本招标文件第二册 技术规范书。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第七章　投标文件格式

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

贵州省公共资源交易中心电子招标远程开标须知

一、关于投标保证金交纳

投标保证金的形式：银行转账、保函、保证保险等符合相关规定的有效方式。

（1）投标保证金以银行转账方式交纳的，必须从投标人的基本账户转出。

投标保证金的金额为¥：480000（人民币肆拾捌万元整）户名：贵州省公共资源交易中心

开户银行：贵州银行股份有限公司贵阳展览馆支行

账号：0109001400000182-0002

注：投标保证金以银行转账方式交纳的：须由投标人在投标截止时间前自行在系统内与参与投标项目进行绑定。未绑定的，将视为未交纳投标保证金。

（2）投标保证金应以招标文件规定的交纳形式进行交纳，投标人可通过贵州省公共资源交易综合金融服务平台PC端或移动端（贵州交易通APP）在线办理电子保函（注：其内容应载有招标人名称、投标人名称、项目名称、标段名称、保证金金额、有效期，且其有效期应不小于投标有效期），直接在交易系统中确认；未通过贵州省公共资源交易综合金融服务平台**交纳投标保证金的，应在交易系统中选择“纸质保函”交纳方式，并上传保函扫描件，上传内容确保清晰可见。招标人（代理机构）在开标时对其进行真伪验证，通过上传保函中提供的在线官网地址进行查验，检查未通过或不能查验的视为未按规定交纳投标保证金。**

二、关于开标程序

本项目采用电子招标远程开标，投标人无须到现场递交投标文件和参加开标会议。

1.开标准备：投标人应在投标截止时间之前使用数字证书（实体CA锁或贵州交易通APP）自行登陆远程开标系统，根据系统检测提示完成开标电脑环境配置。（环境配置及加解密注意事项详见：https://ggzy.guizhou.gov.cn/fwzn/xzzx/czsc/）

2.出现下列情形之一，将予以拒收投标文件：①投标截止时间前未完整上传；②未按规定进行电子签名、加密。③投标截止时间前未交纳投标保证金。

3.投标文件远程解密：在解密前招标人（代理机构）对递交的纸质保函真伪进行验证，验证未通过的视为投标保证金交纳不成功，不得参加解密。在招标人（代理机构）发出解密指令后，投标人应使用加密投标文件的数字证书（实体CA锁或贵州交易通APP），在30分钟内完成解密。如因投标人网络问题、访问设备终端问题、未按操作手册要求完成设备环境设置或检测、解密数字证书发生故障或用错等，导致投标文件未在规定时间内完成解密，视为无效投标文件。

（环境配置及加解密注意事项详见：
https://ggzy.guizhou.gov.cn/fwzn/xzzx/czsc/）

4.开标结果确认：投标人在**解密完成**后，应对**投标**内容进行确认，确认时间为 10 分钟。未在规定时间内对**投标内容**进行确认且未提出异议（质疑）的，视为默认开标结果。

5.公开开标信息：确认投标信息后，系统生成开标记录表，内容包含所有投标人名称和招标文件规定的其他内容，并将开标记录表在网上开标系统内公开。

6.投标人如发现系统提取的自身投标信息不正确的，可通过远程开标系统向招标人（代理机构）提出异议。

三、关于投标文件递交方式及要求

本项目为电子招标远程开标项目：投标人须在递交投标文件截止时间前完整的将加密电子投标文件（.GZTYTB对应格式）上传至贵州省公共资源交易网上大厅（https://ggzy.guizhou.gov.cn/hallweb/#/login），投标截止时间前未完成投标文件传输或撤回投标文件的，视为未递交投标文件。**投标截止时间后，项目所属交易中心的交易平台不再接收投标文件。**远程开标需使用数字证书（实体CA锁或贵州交易通APP）进行远程解密，解密证书必须是生成投标文件时使用的加密数字证书。

公示期结束后，中标人须按招标人要求提交与电子投标文件一致的纸质投标文件。

四、关于阐述方案 、演示及样品展示

1.电子招标远程开标项目有项目阐述的，采用书面阐述，须将书面阐述作为投标文件的组成部分一并上传。

2.电子招标远程开标项目有演示或样品展示的，无需送达开标现场，在投标文件中以图片、文字等形式体现，作为投标文件的组成部分。

3.加密上传的电子投标文件最大不超过200MB。

五、关于异常情况处置

出现下列情形之一的，暂停项目开标，并根据实际情况向监督部门报告：

1.交易系统发生服务器故障、业务系统故障、数据库故障等，导致无法正常访问网站或无法正常使用交易系统；

2.受到网络攻击或发生安全漏洞等问题，导致交易系统有潜在泄密风险；

3.发生计算机病毒，导致交易系统无法正常运行；

4.发生电力或网络故障，导致交易系统无法运行；

5.其他非投标人原因，导致开标无法正常进行。

若发生的故障在三个小时内排除，则重新启动项目开标；若三个小时内未排除故障，则另行通知开标时间。

六、关于注意事项

1.电子招标远程开标会议期间，投标人均应在开标设备旁，直至开标结束，如因不能及时响应或反馈导致出现问题的自行承担。

2.投标人参加电子招标远程开标项目，应在投标截止时间前完整上传经过数字证书（实体CA锁或贵州交易通APP）加密的投标文件。

3.投标人应提前完成数字证书的检查，确保参与本次投标活动中使用的数字证书与加密投标文件的数字证书为同一证书（实体CA锁或贵州交易通APP绑定的移动证书），确保开标过程中可正常在线进行投标文件解密、确认报价、开标异议等网上交互相关操作。（环境配置及加解密注意事项详见：https://ggzy.guizhou.gov.cn/fwzn/xzzx/czsc/）。

4. 投标文件**加解密**只能始终选择实体CA证书（实体CA锁）或移动CA证书（贵州交易通APP）其中一种方式，在交易活动过程中不能交叉操作使用。注：贵州交易通APP的注册办理及咨询，可拨打官方服务热线：400-658-7878 ，贵州交易通APP操作手册下载地址：https://service.ebidsun.com/#/activity/guizhou）

5. 请早于项目开标时间1天使用平台提供的环境检测工具进行开标环境检测（实体CA锁检测地址：http://117.187.130.150:8960/Detection.htm， 移动CA证书（贵州交易通APP）检测地址：https://service.ebidsun.com/#/activity/guizhou/check）。

6.开评标全过程中，投标人参与远程交互的人员应始终为同一人，若随意更换自行承担由此导致的一切后果。

7.因投标人使用的操作终端（软件或硬件）发生故障或参数设置等问题，导致不能参与交易活动，由投标人自行承担一切后果。

8.在开标过程中操作遇到问题时，请及时向项目所属交易中心咨询。

（咨询电话：0851-85971671/85971629；QQ群：530035634 贵州交易通服务热线：400-658-7878 QQ群：597556561）

（如招标文件中其他章节关于远程开标描述与本须知不一致的以本须知为准）

报价与最高限价表

标包名称：水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

序号	报价名称	报价形式	最高限价	报价单位	报价形式说明
1	含税投标总报价	金额报价	113369900.00	元	含税投标总报价=含税固定总价+暂列金

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

开标一览表

招标项目名称：水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

招标项目编号：E520204202600004TU001

标段名称：水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

标段编号：E520204202600004TU001001

（一）唱标记录

序号	投标单位名称	含税投标总报价(元)	工程总承包项目经理姓名	工程总承包项目经理资质	工程总承包项目经理一级建造师注册证书编号
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					

序号	投标单位名称	含税投标总报价(元)	工程总承包项目经理姓名	工程总承包项目经理资质	工程总承包项目经理一级建造师注册证书编号
8					

序号	投标单位名称	施工负责人姓名	施工负责人一级建造师注册证书编号	设计负责人姓名	安全负责人姓名
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					

序号	投标单位名称	工期(日历天)	质量标准
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			

投标人名称（盖章）：_____ ____年____月____日

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程评标办法附表（综合评估法）

一、项目基本信息

本招标项目编号为 E520204202600004TU001 ， 招标项目名称为 水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 ， 招标方式为 公开招标 ， 资格审查方式为 资格后审 ；

标段（包）编号 E520204202600004TU001001 ， 标段（包）名称 水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 ， 接受 联合体投标； 确定中标人方式为 推荐中标候选人 ，推荐中标候选人的人数为 3 人。

含税投标总报价 的报价方式为 总价 ， 报价方式说明： 含税投标总报价＝含税固定总价+暂列金 ；

本项目设置最高投标限价，随招标文件一起发布。

二、评标办法设置

评审步骤设置：

技术标评审方式为 明标评审 ，评审步骤评分采用 分值评分， 投标报价评审有， 进行修正报价无， 设置细微偏差扣分否 。

三、评审步骤：

评分汇总计算方法：方法一

打分步骤汇总方式： 分项汇总

评委打分计算规则：

当评委总数＜ 15 时，去掉 0 个最高分，去掉 0 个最低分，然后计算平均值；

当评委总数≥ 15 时，去掉 0 个最高分，去掉 0 个最低分，然后计算平均值。

通过制：

形式评审

序号	评审因素	评审标准
1	投标人名称	与营业执照、资质证书一致
2	投标函签字盖章	按照招标文件所提供的投标文件格式中投标函格式要求签字、盖章
3	投标文件	同一投标人不得提交两份及以上不同内容的投标文件。
4	报价唯一	只能有一个有效报价

通过制：

资格性审查

序号	评审因素	评审标准
1	营业执照	具备有效的营业执照，联合体投标的，牵头单位及成员单位均需提供营业执照。
2	资质等级	投标人应当同时具备下列条件：（1）设计资质：具有工程设计电力行业乙级及以上资质或工程设计综合甲级资质。（2）施工资质：具有电力工程施工总承包二级（或乙级）及以上资质、具备有效的安全生产许可证、具备有效的承装（修、试）电力设施许可证（许可类别和等级为承装类二级及以上和承试类二级及以上）。
3	安全生产许可证	承担本项目施工内容的施工单位具备有效的安全生产许可证。
4	信誉	信誉要求： （1）投标人不存在第二章“投标人须知正文”1.4.3款情形之一；（2）投标人不存在第二章“投标人须知正文”1.4.4款情形；注：提供承诺，见投标承诺函格式。其中（1）未被工商行政管理机关在全国企业信用信息公示系统中列入经营异常名录和严重违法失信名单；需提供查询截图，

		查询截图需体现查询日期，时间为发布招标公告之日起至开标前（若为联合体投标，联合体成员单位均需提供，并各自加盖单位公章）。（2）未被最高人民法院在“信用中国”网站或各级信用信息共享平台中列入严重失信主体名单；需提供信用中国网站查询截图，查询截图需体现查询日期，时间为发布招标公告之日起至开标前（若为联合体投标，联合体成员单位均需提供，并各自加盖单位公章）。
5	人员资格	1.工程总承包项目经理资格要求：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具备有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的项目经理（或总负责人）。2.项目施工负责人资格要求：具有建筑工程专业或机电工程专业一级建造师执业资格，具有有效的建筑施工企业项目负责人安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的施工负责人。3.项目设计负责人资格要求：具有电力工程相关专业高级工程师及以上职称。4.项目安全负责人资格要求：具备中级及以上注册安全工程师资格，具有有效的建筑施工企业安全生产考核合格证书（B类合格证），且承诺实施本项目期间不再担任其他在建项目的安全负责人。注：①工程总承包项目经理与项目施工负责人可为同一人；联合体参与投标的，项目经理需由联合体牵头单位派出。②工程总承包项目经理、项目施工负责人提供有效的身份证、上述要求的注册证书、投标截止日期前最近3个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件、安全生产考核合格证书（B类）；③设计负责人提供有效的身份证、电力工程相关专业职称证及投标截止日期前最近3个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件。④项目安全负责人提供有效的身份证、中级及以上注册安全工程师资格证、安全生产考核合格证书（B类合格证）及投标截止日期前最近3个月由投标单位为其缴纳的养老保险扫描件。
6	联合体投标人	本工程接受联合体投标。联合体参与投标的提供有效的联合体投标协议，详见格式。
7	投标承诺函	真实、有效，见招标文件格式文本。
8	澄清和说明	按照评标委员会要求澄清和说明---以评标委员会成员的判断为准。

	情况	
9	投标人在投标过程中遵章守法	没有发现存在弄虚作假、行贿或者其他违法违规行为---以评标委员会成员的甄别及以投标承诺函内容为证明材料。

通过制：

响应性审查

序号	评审因素	评审标准
1	投标报价	本项目设置含税最高投标限价为：人民币11336.99万元，（其中固定总价（含税）10945.29万元，暂列金（含税）391.70万元），投标人报价时不得修改招标人给定的暂列金额数额，超过最高投标限价或修改招标人给定的暂列金额数额的为否决性投标。
2	投标内容	符合第二章“投标人须知前附表”第1.3.1项规定，见投标函附录。
3	工期	从合同签订之日起270日历天,完成并网手续办理具备全容量并网条件。见投标函附录。
4	质量标准	质量标准：必须全面达到国家或电力行业标准、满足技术规范书要求。见投标函附录。
5	投标有效期	120日历天。
6	投标保证金	投标保证金的金额：48万元（人民币）。
7	权利义务	符合第四章“合同条款及格式”规定的权利义务。见投标函附录。
8	投标人须知前附表9.6、9.7条规定的相关承诺	见投标承诺函承诺内容。

打分制：

商务部分评审

序号	评审因素	评审标准	打分方式	最低分	最高分	客观项评审
1	投标人企业类似项目业绩（3分）	投标人2021年1月1日至投标截止日（业绩认定时间以合同签订日期为准）已完工山地光伏发电项目业绩（业绩认定标准：1）单体40MWp及以上规模；2）已完工山地光伏（除草原、沙漠、戈壁、荒漠、水上光伏外），按以下规则计分：独立投标人：每提供1个满足上述要求的已完工山地光伏发电EPC总承包项目业绩得1分，最高得3分。联合体投标人：（1）本项目投标联合体中承担设计分工的成员单位：每提供1项满足上述要求的已完工山地光伏发电项目独立设计业绩或作为联合体参与方在已完工山地光伏发电EPC总承包项目中承担设计工作的业绩，得0.5分，本项目投标联合体中承担设计分工的成员单位类似业绩得分最高1.5分；（2）本项目投标联合体中承担施工分工的成员单位：每提供1项满足上述要求的已完工山地光伏发电项目独立施工业绩或作为联合体参与方在已完工山地光伏发电EPC总承包项目中承担施工工作的业绩，得0.5分，本项目投标联合体中承担施工分工的成员单位类似业绩得分最高1.5分；备注：①业绩证明材料分类要求：1）山地光伏发电EPC总承包业绩、独立施工业绩：须同时提供合同复印件、竣工验收等相关证明材料（如：竣工验收移交签证书或工程试运和移交生产验收鉴定书或发包人出具的竣工验收证明或并网证明复印件或其它能证明已竣工验收的材料）；2）独立光伏发电设计业绩：须提供设计合同复印件 ，无需提供项目整体竣工验收资料；3）联合体成员作为EPC项目参与方承担设计或施工分工的业绩，按照EPC总承包业绩证明材料标准执行； ②合同复印件至少包含：合同双方盖章页、合同签订日期、承包或设计或分工等合同范围内容及项目关键技术参数页面；③业绩仅限投标人直接与项目建设单位（发包人）签订合同承接的项目，投标人从总承包单位、第三方单位分包获得的设计、施工分包业绩不予认可；④ 如联合体成员提供 E	区间打分	0	3	是

		PC 总承包业绩作为其自身在本项目投标中承担设计或施工的专业业绩，合同文件须清晰体现该成员在所提供的EPC项目业绩内对应的分工（设计或施工）；无法体现分工范围的，该项业绩不予采信；				
2	投标人工程总承包项目经理类似项目业绩（2分）	投标人拟派工程总承包项目经理2021年1月1日至投标截止日（业绩认定时间以合同签订日期为准）主持完成的山地光伏发电项目业绩（业绩认定标准：1）单体40MWp及以上规模；2）已完工山地光伏（除草原、沙漠、戈壁、荒漠、水上光伏外），按以下规则计分：每具有1项以项目经理或工程总承包项目经理（项目负责人）身份主持完成的满足上述要求的山地光伏发电项目施工业绩或山地光伏发电EPC总承包业绩得1分，本项最高得2分。备注：1.业绩证明材料须同时提供：项目合同复印件、竣工验收等相关证明材料（如：竣工验收移交签证书或工程试运和移交生产验收鉴定书或发包人出具的竣工验收证明或并网证明复印件或其它能证明已竣工验收的材料）。合同复印件至少包含：合同甲乙双方盖章页、合同签订日期、承包范围、项目关键技术参数页面；缺少任意一类资料的，该项业绩不予计分。2.合同复印件中未能载明拟派项目经理姓名及在项目中担任职务的，须补充提供以下佐证材料：①载明该项目经理姓名及职务（工程总承包项目经理或项目负责人）的中标通知书或项目建设单位出具的项目经理业绩证明（证明其在所提供的类似项目中作为工程总承包项目经理或项目负责人身份主持完成该项目）并由项目建设单位加盖公章。仅提供单方面陈述、无公章的证明材料不予采信。3.业绩仅限项目经理所在单位直接与项目建设单位（发包人）签订合同的项目中任职；项目经理所在单位在总承包单位分包项目中担任岗位的业绩不予认可。	区间打分	0	2	是

打分制：

技术部分评审

序号	评审因素	评审标准	打分方式	最低分	最高分	客观项评审

1	设计方案（10分）	根据投标文件中的设计方案及设计说明的完整性、深度、优异性，以及设计图纸的完整性，设计方案对招标文件的技术要求的响应性进行横向比较。优秀：7-10分；良好：3-7（不含）分；一般：0-3（不含）分。未提供不得分。	区间打分	0	10	否
2	施工组织（10分）	投标人须结合现场踏勘实际情况，编制具有针对性的施工方案，评委对施工方案与技术措施、质量管理体系与措施、确保安全生产的技术措施、施工总进度图进行横向比较。优秀：7-10分；良好：3-7（不含）分；一般：0-3（不含）分。未提供不得分。	区间打分	0	10	否
3	主要技术参数和性能指标（8分）	根据投标文件中拟采用的设备，就其合理性、先进性、主要性能参数、性能保证值及可靠性（包括但不限于组件、逆变器及系统整体效率等）进行横向比较。优秀：6-8分；良好：3-6（不含）分；一般：0-3（不含）分。未提供不得分。	区间打分	0	8	否
4	组织机构及人员配备（6分）	对投标文件中拟设立的组织机构（现场常驻管理人员不得少于17人（可根据项目建设进度适时调整，施工高峰期不得低于该配置），根据人员配置的健全性、岗位职责和技术力量进行横向比较。优秀：4-6分；良好：2-4分（不含）；一般：0-2分（不含）。未提供不得分。	区间打分	0	6	否
5	设备采购（5分）	对投标文件中的设备管理及保证措施，设备采购方案，保证设备采购满足技术要求的管控措施，设备供货及时性，设备保管措施，设备性能验收方案进行横向比较。优秀：4-5分；良好：2-4分（不含）；一般：0-2分（不含）。未提供不得分。	区间打分	0	5	否
6	工期保障（6分）	对项目整体计划及进度计划、进度控制措施进行横向比较。优秀：4-6分；良好：2-4（不含）分；一般：0-2（不含）分。未提供不得分。	区间打分	0	6	否

投标报价评分：

报价评审

全部总分：50分

序号	报价项	报价类型	最高限价	是否参与评分	分值（分）
1	含税投标总报价	金额报价	113369900.00	是	50

含税投标总报价评分算法设置：

计算规则如下：

1.本项目以不含税固定总价作为评标价（该报价数值需评标委员会在投标函“（2）含税投标总报价”的报价内容中进行查询）。2.投标人的投标报价存在下列情形之一的，其不含税固定总价不参与评标基准价计算：1）经校核的含税固定总价低于招标文件中含税固定总价最高投标限价90%即9850.761万元（10945.29*90%=9850.761）的，其不含税固定总价不参与评标基准价计算，参与价格得分计算）；2）组件报价（含税，含运费）单瓦价格为P（保留四位小数），P≥97%P0，P0为2026年11月04日InfoLink网站（网址：https://www.infolink-group.com/zh-cn）最新公布的中国项目组件182*182-210mm/210mmTOPCon组件-集中式项目(RMB)均价，P0=0.705元/Wp。若投标人组件报价P值＜97%P0的，其投标报价的不含税固定总价不参与评标基准价计算，参与价格得分计算。3.评标基准价（评标基准价以各投标人的不含税固定总价计算）的计算方法：（1）参与评标基准价计算的投标人家数n＜5时：评标基准价=所有参与基准价计算的经校核的评标价（不含税固定总价）平均值 。（2参与评标基准价计算的投标人家数5≤n＜9时：评标基准价=去掉一个参与基准价计算的不含税最高固定总价后的经校核的评标价（不含税固定总价）的平均值 。（3）参与评标基准价计算的投标人家数n≥9时：评标基准价=去掉参与基准价计算的一个不含税最高固定总价、一个不含税最低固定总价后的经校核的评标价（不含税固定总价）的平均值。3.偏差率V与不含税固定总价报价部分得分T计算方法：偏差率V=（不含税固定总价-评标基准价）/评标基准价×100%4.各有效投标人不含税固定总价报价得分T计算办法为：（1）V=0时，T=50.00分；（2）V＞5%时，T=46.5-（V-5%）÷1%×0.8；（3）0＜V≤5%时，T=50.00-V÷1%×0.7；（4）-5%≤V＜0时，T=50.00+V÷1%×0.35；（5）V＜-5%时，T=48.25+（V+5%）÷1%×0.4；（6）0≤T≤50.00结果按四舍五入规则保留两位小数。★特别提醒：1、本项目评标价采用不含税固定总价计算；

四、评分汇总计算方法：

序号	评审步骤名称	分值	权重(%)	权重分值
1	商务部分评审	5	100	5
2	技术部分评审	45	100	45

3	报价评审	50	100	50

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

招标文件

第二册　技术规范书

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

贵州能源水城煤电化一体化有限公司

2026年9月

目　　录

第一章　技术规范 1

一、总则 1

（一）基本要求 1

（二）工程概况 2

（三）基本方案 4

（四）标准和规范 15

（五）性能保证 27

（六）质保期 28

（七）投标方应承诺 28

二、技术要求 29

（一）总的技术要求 29

（二）光伏组件支架的技术要求 30

（三）组件技术要求 32

（四）逆变器技术要求 44

（五）35kV 箱式变压器(后简称 35kV 箱变) 55

（六）光伏区监控自动化及生产运营管理系统 65

（七）光伏场区视频监控 81

（八）光伏区土建工程 91

（九）对电缆材料和配件的要求 99

（十）防雷 104

（十一）接地 104

（十二）电缆桥架 105

（十三）油漆、色彩、设备标牌 107

（十四）35kV 配电装置 107

（十五）35kV 母线保护 117

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（十六）35kV 接地变及小电阻成套装置.....121

（十七）智能故障录波装置.....122

（十八）电能质量在线监测装置.....127

（十九）时间同步装置.....129

（二十）UPS 不间断电源.....140

（二十一）直流系统.....149

（二十二）电力调度数据网接入设备.....157

（二十三）电能量远方终端.....171

（二十四）升压站计算机监控系统.....177

（二十五）光伏功率预测系统.....198

（二十六）火灾报警系统.....207

（二十七）通信部分.....210

（二十八）防孤岛装置及频率电压紧急控制装置.....235

（二十九）气象环境监测系统.....235

（三十）PMU（同步相量采集装置）配置.....236

（三十一）一次调频系统装置.....236

（三十二）远动含有功无功控制系统（AGC/AVC）.....236

（三十三）SVG 无功补偿装置.....243

（三十四）主变.....244

（三十五）110kV 配电装置.....251

（三十六）110kV 变压器保护.....255

（三十八）110kV 线路保护.....273

（三十九）安全稳定控制装置.....281

（四十）光伏场区防火设施.....282

（四十一）新能源集控中心接入.....283

（四十二）涉网试验.....288

（四十三）整定计算.....289

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（四十四）光伏电站 IV 曲线&CV 无人机融合诊断系统.....289

（四十五）液晶显示大屏.....296

（四十六）农民工工资管理.....297

（四十七）安全目视化和企业文化建设.....302

（四十八）专题报告.....307

（四十九）特殊安全要求.....307

（五十）安全文明施工.....308

（五十一）其它：.....311

第二章　招标范围.....311

一、总则.....311

二、设计范围.....315

三、施工范围.....316

四、物资供货范围.....317

五、其他方面.....317

六、质量标准、工期要求、安全目标.....318

七、服务范围.....321

第三章　设计范围和设计联络会.....322

一、设计范围及进度控制.....322

二、设计联络会.....323

三、设计确认.....324

四、设计完成进度.....324

第四章　技术资料内容及交付进度.....324

一、设计文件的交付.....324

二、操作维修手册.....325

三、竣工文件.....325

四、资料交付进度.....326

第五章　工程总进度和设备交货进度.....326

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

第六章　监造、检验和性能验收试验.....327

四、性能验收试验.....331

第七章　技术培训.....334

第八章　大件部件情况.....337

第九章　项目组织与管理.....338

一、项目管理组织机构和人员配置.....338

二、施工分包商的选择.....339

三、施工所用的标准及规范.....340

四、施工综合进度.....340

五、施工总平面布置.....342

六、施工临时设施及场地.....342

七、施工力能供应.....342

八、主要施工方案及特殊施工措施.....342

九、设备、物质的管理.....343

十、项目质量管理.....343

十一、职业健康安全管理和环境管理.....345

十四、与招标方有关的主要工作.....350

十五、建筑/机电安装施工安全规则.....351

第十章　参考资料.....365

第十一章　投标方需要说明的其它内容.....366

第十二章　工程质量要求及考核要求.....366

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

第一章　技术规范

一、总则

本规范书仅适用于水城煤电化水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程，本项目规划容量为30MW，实际安装容量为42.336MWp（直流侧），容配比不超过1.411，它包括本工程升压站、光伏场区、1条35kV集电线路的设计、设备和材料采购、建筑安装、试验、调试、试运行、性能验收以及将本工程相关数据接入升压站、水城新能源区域运维中心、水城煤电化应急值班室、项目部和贵州能源集团新能源集控中心，实现远程监视、操作、控制等方面的技术要求。

110kV送出线路及对侧间隔建设不在本项目范围内。

（一）基本要求

1.本技术规范书提出的是最低限度的技术要求，并没有对一切技术细节作出规定，投标方应保证提供符合本技术规范书和有关最新工业标准的产品和服务。

2.投标方如对本规范书有偏差（无论多少或微小）都必须清楚地表示在“十一章投标方需要说明的其他内容”中。如果投标方没有书面对技术规范书的条文提出异议，那么招标方可以认为投标方提出的产品完全满足技术规范书的要求。

3.如招标方有除本技术规范书以外的其他要求，应以书面形式提出，经双方讨论确认后，载于本技术规范书。

4.本技术规范书所引用的标准若与投标方所执行的标准发生矛盾时，按较严格的标准执行。

5.本技术规范书经双方共同确认和签字后作为订货合同的技术附件，与订货合同正文具有同等效力。

6.投标方对本项目设备负有全责，即包括分包（或采购）的产品。分包（或采购）的产品制造商应事先征得招标方的认可。

7.本工程采用KKS标识系统，投标方在合同签订后提供的技术资料（含图纸）和设备的标识必须有KKS编码，具体标识要求投标方拟定。

8.投标方配套的设备，应充分考虑高海拔对设备性能的影响；所有计量单位应采用国际单位制。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

9.在合同签订后，招标方有权因规范、标准、规程发生变化而提出一些补充要求，投标方应遵守这个要求。

10.本项目用地原则及设计按照《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发〔2023〕12 号）执行，投标方应核实招标方提供的用地范围，否则造成偏差损失在投标范围内。

11.分包或采购的国外进口部件或材料必须随整套设备提供原产地证明。用进口材料的（含分包或采购的商品），还应提供此部分进口材料的性能参数。

12.本工程按照《贵州能源集团电力投资有限公司三不作业和三关管控管理规定》《贵州能源集团电力投资有限公司集中式光伏发电项目安全管理规范化指导清单（试行）》《贵州能源集团电力投资有限公司劳务外包管理指引》等有关要求进行全过程安全管理，做到“无视频不作业、无监护不作业和不安全不作业”，工程开工前，投标方负责先行建设施工现场视频监控，并将视频传输至投标方项目部、水城煤电化应急值班室和能源电投信息调度与应急值守中心（地点：贵阳黔桂国际商务中心）。

13.工程设备选型原则:

本工程招标方提供的设备、材料、元器件、仪器仪表以及相关控制系统等物资（以下简称设备物资）的合格供应商库是招标方调研、搜集同类项目使用情况、市场应用情况后统计整理的最低性能要求的生产商、供应商和品牌清单，作为本工程物资采购的最低档次要求供投标方采购选型报价参考，投标方原则上应从合格供应商库清单中择优选取，也可选取包含但不限于质量技术优于清单的产品（并须经招标方书面同意）。投标方对采购的物资性能及质量等负责。

对招标方合格供应商库清单中带“*”符号的设备材料，投标方中标后应参照招标方提供的清单进行选择，并须经招标方书面同意。

对本工程的其他物资（合格供应商库清单中未标注“*”符号的），原则上投标方中标后应参照招标方提供的清单进行选择。若投标方拟采购清单外的其他品牌设备物资，其性能及质量等不得低于招标方所提供的清单标准，且采购前应当向招标方提供证明不低于清单标准的相关书面材料（包括但不限于供应商及设备物资的简介、资质、性能、业绩等），并须经招标方书面同意。

投标方需对逆变器、光功率预测系统以最高价计入总价，最终设备选型由招标方确认。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

本招标文件在技术规范书技术规格中指出的工艺、材料和设备的标准以及参照的牌号、型号或分类号仅起说明作用，并没有任何限制性。投标人在投标中可以选用替代标准、牌号或分类号，但这些替代要实质上不低于技术规范书技术规格的要求，并提供相关支撑文件。

（二）工程概况

水城区营盘乡兰花村光伏电站规划装机容量 110.0736MWp，容配比不超过 1.411，包括升压站、光伏场区、35kV 集电线路的设计、设备和材料采购、建筑安装、试验、调试、试运行、性能验收以及将本工程相关数据接入升压站、水城新能源区域运维中心、水城煤电化应急值班室、项目部和贵州能源集团新能源集控中心，实现远程监视、操作、控制等方面的技术要求。

1.建设地点

水城区营盘乡兰花村光伏电站项目位于贵州省六盘水市水城区发耳镇、鸡场镇、营盘乡。

2.建设内容

本工程规划装机容量 42.336MWp 的山地并网光伏电站，包括太阳能光伏电站相应的配套并网设施。组件排布需考虑当地地形地貌，采用固定支架方式安装。项目总体设计采取模块化分组设计的思路。本工程光伏组件采用 N 型 630Wp 及以上高效双面太阳能电池，经串并联、逆变、升压、集电线路后，连接至升压站 35kV 配电装置。

本工程新建一座 110kV 升压站，主变容量为 1×78MVA，配电装置采用户外式 GIS 布置，光伏电站以 4 条 35kV 集电线路接入升压站 35kV 母线（本标段规划建成 2 条集电线路），升压站最终出线 1 回至 110kV 米箩变电站（110kV 送出线路及对侧间隔由电网公司建设），工程土建本期一次建成。

本工程远期配置储能系统，本期按 “场平一次建成、设备预留接口” 的原则完成储能接入所需的全部土建及电气预留。升压站站区已预留储能电池仓（舱）布置场地，场地平整、站内道路、排水、独立避雷针（含接地网）及消防通道本期一次建成，预留场地满足储能设备运输、吊装及防火间距要求；35kV 配电装置室预留与集电线路开关一致的储能接入开关间隔 1 个（含断路器、隔离开关、互感器等一次设备及保护、测控等二次设备成套配置），本期一次安装到位；二次设备室预留储能二次盘柜安装位置 4 面；盘柜基础、电缆沟（槽）、接地设施本期一次建成，并同步预留储能系统至

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程招标文件

计算机监控系统、调度端的通信接口及电缆通道。远期配置储能设备时，仅需完成设备就位、电缆敷设、二次接线及系统联调，无需对升压站停电改造，即可并网投运。

本工程电气部分，最终满足贵州电网公司批准的接入系统审查意见和初步设计（代可研）批复要求。

3.基本设计条件

（1）区域概况

水城区境属亚热带湿润季风气候，跨南亚热带、中亚热带、北亚热带及南温带等多个气候带，具有冬无严寒，夏无酷暑，雨热同季，湿暖共节等特点。地域性温差较大，自北而南，气候随海拔降低而升高，降水量则相反。全年平均气温 20℃，最冷月（元月）平均气温 6.5℃，最热月（7 月）平均气温 23.7℃，年无霜期长达 297—345 天，年日照时数为 1273 小时，平均年降水量 1300 毫米。全县温度适中，雨量充沛，气候宜人。

（2）站址概况

本项目拟建于贵州省六盘水市水城区勺米镇、米箩镇，利用场地多为西南、南向坡，场地坡度多数在 0°-40°之间，阳光接收条件较好，适于光伏组件板的布置，场地整体稳定性较好，具备修建光伏电站的地形条件。场址周围具有已建道路，场址交通条件较为便利。

（3）场址气象数据

项目建设区域位于水城区贵州省六盘水市水城区勺米镇、米箩镇，距离水城气象站最近。项目建设区域与水城气象站属中亚热带湿润季风气候区，具有相同的气候背景，因此本项目选取水城气象站作为高影响天气评估和日照时数参证站。海拔 1500~2000 米。

（4）多年气象特征值

常规气象特征值均根据水城气象站 1981—2025 年实测资料统计得出，气象站及工程区域订正后气象特征值见下表。

气象站名称	水城
历年平均气温（℃）	12.5
历年极端最高气温（℃）	38.7
出现日期：年、月、日	
历年极端最低气温（℃）	-12.6
出现日期：年、月、日	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承

历年平均风速（m/s）	2.2
最多风向及频率	
大风日数	
历年平均雷暴日（天）	62
历年平均气压（hpa）	815
平均水气压（hpa）	11.8
平均相对湿度（%）	82
最小相对湿度（%）	12
出现日期：年、月、日	
雾日数（d）	7.2

（5）太阳能资源

水城区营盘乡兰花村光伏电站项目建设地点太阳年总辐射量为4487.9MJ/m 、直接辐射为1791.4MJ/m²，光伏场区太阳能资源直射比为0.399，根据直射比等级划分，本项目建设场区直射比属 于中级（C），散射辐射较多。

（6）风压雪压

光伏阵列主要荷载包括自重荷载、风荷载、雪荷载。自重荷载根据设备重量确定；查《建筑结构荷载规范》（GB 50009-2012）本场区的基本风压及基本雪压如下。

基本风压为：0.35kN/m²（50年）；

基本雪压为：0.35kN/m²（50年）。

（三）基本方案

本工程用地约935亩，投标方应最大程度科学、合理、充分利用土地，确保装机规模不低于42.336MWp（按招标方要求充分利用土地），容配比不高于1.411，光伏组件采用N型630Wp及以上高效双面太阳能电池，倾角17°（可结合地形地貌进行优化，最终满足综合转换效率要求），**原则上光伏支架最低端不低于1.8m。**光伏场区35kV系统通过集电线路接入新建的110kV升压站。投标方可根据地面条件、输电线路条件，对子系统的容量分配以及系统配置进行设计供招标方选择。建设42.336MWp容量的太阳能光伏发电系统及相应的配套并网设施，35kV集电线路尽量采取直埋、可结合电缆槽盒及架空线路的形式。

本工程新建一座110kV升压站，主变容量为1×78MVA，配电装置采用户外式GIS布置，光伏电站以4条35kV集电线直接接入升压站35kV母线，升压站最终出线1回至110kV米箩变电站。升压站电气设备污秽等级按d级选取，并按海拔修正。

1.主变压器

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

型式：户外三相铜芯双圈有载调压高效节能变压器

额定容量：78MVA

额定电压：115±8x1.25%/37kV

额定频率：50Hz

短路阻抗：10.5%（满足国家规范）

调压方式：有载调压

联接组标号：YNd11

冷却方式：ONAN/ONAF

110kV 中性点绝缘水平：66kV 等级

中性点接地方式：经避雷器和隔离开关接地

数量：1 台

能效等级：二级能效

色谱在线分析装置：与主变配套，多组分监测（后台配置监控电脑）

2.110kV 配电装置

升压站 110kV 配电装置间隔采用户外 GIS 配电装置，本次设计升压站 110kV 侧设备短路电流水平按 40kA 考虑。

3.35kV 配电装置

35kV 配电装置采用单母线接线，35kV 配电间隔包含集电线路 4 回、主变低压侧、SVG、PT、站用兼接地变等所有间隔数，储能备用开关柜间隔 1 个一（含开关、保护等全套），本期一次建成，短路电流水平按 31.5kA 选择。

形式：户内铠装交流金属封闭移开型开关柜

型号：KYN61-40.5

设备额定电压：38.5kV

最高工作电压：40.5kV

额定频率：50Hz

额定电流：2500/1250A

主母线电流：2500A

额定短时耐受电流：31.5kA （有效值）/4s

额定峰值耐受电流：80kA

满足南方电网变电站设备要求，开关柜必须满足以下条款：

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1250 及 2500（1600）试验报告具有以下试验（国家质量监督检测中心或国家认证的试验机构出具的试验报告）：

1）产品型式试验报告;

2）凝露及污秽试验（严酷等级: 2 级）;

3）内部燃弧试验报告必须满足三个功能室（母线室，断路器或开关室，电缆室 31.5KA 0.5S）;

4）柜宽采用 1600mm,相与相之间空气净距离满足国家标准 300mm（为了防止凝露受潮爬电、相间不允许加绝缘板）。

4.无功补偿装置

升压站 35kV 侧无功补偿原则上采用动态无功补偿 SVG 成套装置，补偿容量为 1×±16MVar，无功补偿装置采用直挂式水冷动态无功补偿成套装置（SVG），SVG 动态无功补偿阀组及相关的控制系统采用预制舱户内布置，其他设备均采用户外布置。

5.400V 站用电系统

本工程站用电系统分别设有 1 台 35kV 接地变（兼站用变）及 1 台 10kV 备用站用变组成。投标方负责在本工程投运前将施工变转为站用变(10kV 变压器要求干式箱变并配置无功补偿装置）。

站用电电压为 380/220V，采用中性点直接接地方式。

站用电系统设两台站用变压器，互为备用。其中一台站用变电源由 35kV 母线引接，型号参数: DKSC-800/250-37/0.4; 小电阻 200A，101Ω，10s; 37±2x2.5%/0.4kV，接线组别 ZNyn11（设计过程中可以进行优化，满足工程需要）; 另一台站用变压器型号参数: SCB14-315/10/0.4kV,10.5±2X2.5%/0.4kV, D, yn11, Ud=4%，其电源由站外 10kV 线路引接。380/220V 配电装置采用单母线接线方式。

站用电 380/220V 交流系统采用单母线接线（设两段独立母线），站用电两段进线设两个自动切换开关 （ATS1、ATS2），两台站用变均接至 ATS1 和 ATS2，通过 ATS 自动切换实现两段母线的连续供电。同时预留柴油发电机接口，并配置接口动力电缆及与之匹配的柴油发电机 1 台。

交流低压配电柜选用智能柜，共 7 块，集中布置在继电器室内。

进线侧加装的 0.5 级电表及 0.5 级电压互感器、0.5 级电流互感器等附属设备，能够显示并存储电压、电流、正反向功率 （有功、无功） 及正反向电量值 （有功无功）等信息，具备 2 路 RS485 通讯功能及双向计量功能。该类装置遥脉数据每 15 分钟存储

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

一次历史数据。配电段低压断路器满足远程遥控、遥信、遥测功能、电度表数据接入电能量采集终端并接入监控后台。

站用电系统预留有适当的备用回路。

6.防雷、接地及过电压保护系统

（1）光伏阵列部分

1）过电压保护

本工程所有电器设备的绝缘均按照国家标准选择确定。

直击雷保护：本工程光伏方阵内不设置避雷针和避雷线等防直击雷保护装置，只需将光伏组件组件及支架与场区接地网可靠连接。

2）接地装置

所有要求接地的部分均应接地。站内设一个总的接地装置，在充分利用各光伏电池方阵基础内的钢筋作为自然接地体引下，以水平接地体为主，垂直接地体为辅，形成复合接地网，将支架及组件板外边金属框与站内地下接地网可靠相连，方阵外围接地体应闭合，接地电阻不应大于 4 欧姆。

（2）升压变电站部分

本工程的接地设计遵照《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）规程进行设计，变电站主接地网的接地电阻、最大接触电势和最大跨步电势满足《交流电气装置的接地设计规范》的要求。

本工程接地方式采用水平接地网结合垂直接地极的复合接地装置，水平接地体材料采用-60×6 的热镀锌扁钢，按约 6 米的网格等间距布置，埋设深度不低于 0.8m，垂直接地极采用，单根长度 2.5m、壁厚 3.5mm 的 DN50 圆钢。升压站电子设备接地与防雷接地系统共用接地网，变电站接地电阻满足防雷接地相关规范要求。

升压站沿电缆沟采用 50×5㎜² 铜排组成接地网。端子箱、控制箱等内的小接地铜排用大于 25㎜² 多股铜线与铜接地网连接。

保护室的屏柜下采用接地 50×5㎜² 铜排构成等电位接地网，室内接地铜排应首尾可靠连接组成环网。屏柜内的小接地铜排用大于 25㎜² 多股铜线与铜接地网连接。保护室内的等电位接地网与站的主接地网只能存在唯一连接点，连接点位置宜选择在保护室外部电缆沟道的入口处。为保证连接可靠，连接线必须用至少 4 根以上、截面面积不小于 50㎜² 的铜缆（排）构成共点接地。

7.照明/动力系统

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

本工程采用正常照明和应急照明两种方式。正常工作照明由站用电源供电，电压为交流 380/220V，应急照明采用自带蓄电池的应急照明灯，其连续供电时间不小于 30min。另在重要出入口设应急灯或出口指示灯，场区和进站道路采用太阳能路灯。

升压站检修电源采用 380/220V，各配电装置以及其它适当地点(如 GIS 区域、主变区域、35kV 开关柜室等）设置检修电源箱以供检修用电。

升压站内灯具由厂家成套提供。

8.电缆敷设及防火封堵

本工程电缆选择依据《电力工程电缆设计标准》（GB 50217-2020）的规定。

升压站区域设置电缆沟，电缆槽盒和电缆竖井做为电缆敷设通道；光伏场区 35kV 集电线交流电缆、逆变器交流电缆、组串直流电缆采用**镀镁铝锌**电缆槽盒。室外电缆沟道内采用分段阻隔的措施，电缆构筑物中，电缆引至电气柜、盘柜或控制屏、控制台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，电缆埋管等均应实施阻火封堵。电缆沟道分支处，配电室、控制室入口处、二次屏柜的的孔洞部分均应实施阻火封堵，**采用电缆的集电线路长度超过 2.5 公里，需要采用不锈钢电缆分支箱连接。**

电缆进入 35kV 配电室盘柜处应预留裕度，至少满足相邻盘柜可互换电缆的长度。

本工程升压站内感温电缆敷设与电缆同步施工，满足 GB50116 2013《火灾自动报警系统设计规范》、GB50166 2019《火灾自动报警系统施工及验收标准》、GB16280 2014《线型感温火灾探测器》等相关要求。

9.电气二次设备技术要求

（1）直流系统

本项目设置两套 220V 直流系统，对 35kV 系统和 110kV 系统的控制负荷，以及事故照明负荷供电，配置两组成熟品牌免维护阀控式铅酸蓄电池和两组组充电装置，蓄电池容量满足全厂失电 2 小时的放电容量，单组电池容量在 500A/h 以上，充电装置采用高频开关电源，高频电源配置为 N+1 冗余方式。两组蓄电池布置于独立的蓄电池室。直流系统监测数据需接入主控室监控后台。

本项目设置两套 48V 直流系统,对通信设备供电，单组电池容量在 500A/h 以上，充电装置采用高频开关电源，高频电源配置为 N+1 冗余方式。两组蓄电池布置于独立的蓄电池室。直流系统监测数据需接入主控室监控后台。

直流系统采用单母分段接线，两个直流段间可手动切换，每段具有自动均充/浮充功能、自动调压功能，装设智能直流绝缘监测装置、蓄电池自动巡检仪，通过RS485接

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

口和监控系统通讯，将直流系统的交流模拟量、工作状态量、故障报警量上传至监控系统，**直流系统数据需接入故障录波装置。**

（2）交流不停电电源（UPS）系统

本项目设置两套 UPS，UPS 配置 2 台 15kVA 主机，对计算机监控系统的站控层设备、数据处理后台及操作员工作站等设备供电。UPS 不另配蓄电池，由机组蓄电池组提供直流电源，满足全厂失电 2 小时的放电容量。

（3）电气二次设计原则

满足中国南方电网公司监控系统、网络安全、稳控系统、入网许可及南方电网最新反措等要求。

1）本项目采用集中监控方案，全厂设置计算机监控系统，所有电气设备纳入监控系统监控；主控制室设置壁式中控屏，尺寸根据升压站主控室墙面设计，在操作台上设置监控系统操作员站、安防闭路电视监控系统的监视器屏和控制设备。

2）升压站 110kV 网络纳入本项目计算机监控系统，实现对 110kV 配电装置的控制、监视、测量等功能。

3）35kV 开关柜内设置综合保护装置，实现本回路的保护、测量、控制与信号功能，且与计算机监控系统采用通讯方式，操作员能在控制室内完成 35kV 设备的监控功能。

4）逆变器与箱变内的数据采集器之间，利用 PLC 电力载波。箱变数据采集器之间组成自愈式光纤环网（单独两根光缆），并将逆变器、交流汇流箱、箱变所采集的数据通过上传至光伏厂区智能管理系统。计算机监控系统由光伏厂区智能管理系统采集所需光伏厂区数据。

5）逆变器具备孤岛保护功能和自动追踪并网功能，设置过载、短路、过压、欠压等保护。

6）箱变低压侧断路器的监控，以及箱变自身的保护等均由箱变测控通信一体化装置实现，箱变测控一体化装置由箱变厂家成套配置，布置在箱变低压开关柜室内。

7）箱变测控及逆变器数采通信设置独立通信系统进入两路光纤环网。箱变测控及逆变器数采通信系统采用外挂（安装在箱变低压侧外部控制箱内）。

（4）升压站计算机监控系统

本项目监控系统采用分层分布式计算机监控系统，实现对全厂各个电压等级配电装置的控制、监视、测量等功能。站控层设备包括后台监控主站、操作员工作站、五防工作站、智能远动装置、音响报警设备（所有监控后台均配置音响报警设备）以及

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

其他智能接口设备、打印机、GPS 对时装置及网络设备等，间隔层设备由电气设备测控单元、光伏升压变测控装置、电气设备微机保护装置、35kV 系统综合保护测控装置等构成。

监控范围包括光伏发电系统的数据采集与监控，升压站 110kV 主变、线路的数据采集与监控，110kV 断路器及电动隔离开关的就地与远方操作等功能，35kV 配电系统的数据采集与监控。

升压站计算机监控系统兼远动功能、新 OCS（远动 II 区数据转发）、五防功能，完成调度中心对升压站内断路器、电动操作隔离开关及接地开关、变压器、SVG、站用电系统、直流系统、UPS 电源系统、保护信号和各种装置状态信号的监测，通过两台冗余远动通信工作站、两台冗余新 OCS（远动 II 区数据转发）工作站向调度部门传输远动信息，并接受调度部门的遥控和遥调，远动信息传输采用电力调度数据网双平面方式。

本项目还应能通过新能源集控中心实现远程数据采集、监视和控制。

（5）升压站计算机监控系统采集光伏区信息

与光伏场区计算机监控系统采用通信方式交换数据，应采集组件、逆变器、箱变等的信息，向光伏场区计算机监控系统发送遥控、遥调指令等 。

升压站计算机监控系统与光伏场区监控系统通信用网络安全设备及连接满足南方电网最新网络安全要求，两个系统之间的分界点设置在进入本工程第一个接口处。

（6）110kV 系统的监控和保护

110kV 系统设备以硬接线或通信方式上传状态量和报警量至变电站计算机监控系统，相关系统安装在保护室内。单独设置线路保护柜完成线路的电气量和非电量的保护功能。光纤分相电流差动保护、过流保护等。

（7）主变的监控和保护

变压器本体通过硬接线方式上传状态量和报警量至全厂计算机监控系统。单独设置变压器保护柜完成主变压器的电气量和非电量的保护功能，具体如下：主变差动保护、零序过流保护、复压过流保护、过负荷保护、瓦斯保护、温度保护、压力释放保护等。

（8）35kV 系统的监控和保护

35kV 综合保护测控装置就地安装在开关柜内。

综合保护测控装置集保护、测量、计量、控制、通讯于一体，采用双向通讯方式将开关柜内的电气信息发送至监控系统站控层，且完成监控系统对开关的远程操作。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

综保装置通过现场总线或以太网方式在间隔层组网，通过通讯管理单元和计算机监控系统完成通讯功能。

（9）光伏发电单元的监控和保护

本工程每个发电单元由光伏电池阵列、组串逆变器、箱变组成。逆变器具备通讯功能，且分别在箱变处设置数据采集器，通过交换机用光纤与监控系统站控层通讯

逆变器可测量输入、输出侧直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、频率、功率因数、逆变器内部温度，且可计算当前发电功率、日发电量、累计发电量、累计CO2减排量，可生成每天发电功率曲线图。逆变器可实现交流电压保护、频率保护、直流电压保护、过负荷、短路保护、散热器过热、逆变器孤岛保护等。

10.火灾报警系统

在110kV升压站区域设置一套火灾报警系统，本期配置主变消防系统（充氮灭火装置）接入火灾报警系统，包括探测装置（点式或缆式探测器、手动报警器）、集中报警装置、电源装置和联动信号装置等。其集中报警装置在主控室及消防室各配置一套，探测点直接汇接至集中报警装置上。

火灾报警系统应满足主管部门消防验收要求。

11.安全警卫及视频监控系统

在110kV升压站配置视频监控系统一套，视频监控容量能够满足升压站及光伏区摄像头接入，视频监控一路接口接本地摄像头汇集交换机，**一路接水城煤电化应急值班室并上送能源电投新能源集控中心（贵阳黔桂国际商务中心）视频管理平台**，一路接项目部视频管理平台，视频监控至少配置6个网络接口。**在项目部配置视频管理平台一套（含硬件和软件，此系统在开工前投入运行，摄像头数量根据招标方要求安装）**，管理平台具备3个以上转发视频接口及功能。

在110kV升压站区域、光伏场区及其他重要场所设置闭路电视监视点及主要出入口设置门禁，根据不同监视对象的范围或特点选用定焦或变焦监视镜头。升压站围墙设置一套电子围栏，纳入工业闭路电视系统网络。升压站视频监控终端摄像机至少装设36个，满足招标方升压站内视频监控全覆盖要求为准。

各闭路电视监视点的视频信号通过图像宽带网，将视频信号处理、分配、传送至升压站主控室内的监视器终端（视频监控），光伏场区视频监控设备需满足升压站视频监控系统的通信要求，升压站监视器终端需满足光伏场区视频监控通信接入，并联

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

网组成一个统一的覆盖本项目主要监视范围的闭路电视监视系统，并将数据上送能源电投新能源集控中心（贵阳黔桂国际商务中心）视频管理平台。

安全警卫及视频监控系统最基本要求配置图像监视及安全警卫系统、视频监控综合平台软件、服务器、解码器、存储装置、全景凝视摄像机等。

视频监控系统需满足 180 天视频存储容量。

12.环境监测系统

本项目至少设置两套环境监测系统，用于监测光伏组件的表面温度、风速、风向、环境温湿度、总辐射等环境参数，监测数据以通讯方式接入计算机监控系统。

13.光功率预测系统

本工程升压站设置一套光功率预测系统，为保证光功率预测的准确性，配套至少 2 套气象监测站（含全天空成像仪 3 套），在升压站安装 1 套、光伏区安装 2 套（其中 1 套安装至水城区营盘乡兰花村光伏电站标段二光伏场区内），光伏场区监测气象站数据以光纤通信方式接入升压站光伏功率预测系统。

14.光伏电站Ⅳ曲线&CV 无人机融合诊断系统

本工程配置光伏电站Ⅳ曲线&CV 无人机融合诊断系统 1 套。无人机及其配套设施设备（包括机库等）应保证场区全覆盖，最低配置不低于 3 套无人机、型号由招标方确定。

15. AGC/AVC 装置

1 套有功功率控制系统（AGC）、1 套无功功率控制系统（AVC），要求主机双冗余配置，当其中一套 AGC 或 AVC 因硬件、软件故障时，无缝切换至备机运行，同步配置后台操作电脑。

16.电能质量监测

配置电能质量监测装置本侧 1 套，最终以满足南方电网要求为准。

17.一次调频装置

配置一次调频装置 1 套，要求主机冗余配置，运行主机故障主动切换至备机运行。集控室必须配置后台监控。

18.保底网、通信、数据网、专网及网络安全设备

18.1 一套南方保底通信网设备，光接口均按“1+1”配置

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

18.2 配置 1 套六盘水地区网光传输设备，光接口均 按“1+1”配置，米箩变侧新增相应光接口板。

18.3 配置 1 套地区调度数据网接入设备，1 套地区综合数据网接入设备。

18.4 调度电话通过综合数据网延伸到站内，另采用 1 路公用电话作为对外通信和调度电话的备用。

18.5 配置通信电源、调度数据网、专网、综合数据网、网络安全设备及综合配线设备。

19. PMU 装置

配置 PMU 装置 1 套。

20.防孤岛装置及频率电压紧急控制装置

配置防孤岛装置及频率电压紧急控制装置组合屏 1 套。

21.智能故障录波装置

配置智能故障录波装置 1 套。

22.接入能源电投新能源集控中心系统

配置接入能源电投新能源集控中心系统 1 套

23.安全稳定控制装置

配置安全稳定控制装置 2 套（具体套数以南网电网要求为准）。

24.光伏场区防火设施

光伏场区每个方阵设置至少一套 20m³的蓄水设施及配套设施。

25.升压站

（1）升压站选址

本工程新建 1 座 110kV 升压站。根据整个场区地形地质条件，结合业主要求及农业光伏的农光互补的绿色先进设计生产理念，为场地线路进出线更合理及节省材料。

（2）升压站布置原则

升压站总平面布置的基本原则应在满足系统总体规划和工艺要求的前提下，根据本

站的终期规划及各级电压的出线方向及排列顺序，结合站址自然条件和工程特点，进行各级配电装置的选型优化，充分考虑满足升压站安全、防火、卫生、运行、检修、交通运输、环境保护等要求。努力做到因地制宜、统筹安排、清晰紧凑、节省投资、方便检修运行、节省占地，应以最少的土地资源达到升压站建设要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（3）建筑物布置及装修

升压站内主要设有以下建（构）筑物：综合楼、35kV 配电楼、危废间、成品油存放间、门卫室、SVG 装置、主变压器、泵房水池、地下事故油池、污水处理系统等。变压器及各建（构）筑物互相之间的间距均按《火力发电厂与变电站设计防火规范》中防火间距的要求布置。站内消防车道布置呈环形，宽度≥4m，并至少有两处与其他车道连接。

升压站综合楼建筑物结构型式为框架结构，墙厚除特别说明外，内、外墙均为240mm，填充墙除特殊说明外均采用空心砌块，根据征地范围合理布置，主要功能房间有：厨房、餐厅、应急物资库房、备品备件间、会议室、杂物间、候班室（不少于 8 间，照明开关采用双开双控，每间配置干湿分离卫生间、洗漱台、风暖浴霸、60 升热水器、空调、茶吧机、电视、书桌、衣柜、床及床上用品等）、门卫室（空调、办公桌椅）、办公室（两间办公室，每间含 4 套卡座式办公桌椅、4 套办公笔记本电脑（MateBook Pro 麒麟 X90 Plus 麟 X90 Plusx1 已选：HarmonyOS32GB/1TB/柔光版砚黑麒）及资料柜、1 台 A3 彩色打印机、1 台 A4 打印机等）、会议室（会议桌椅一套、茶吧机一台、立式空调一台、投影仪一台、华为视频会议系统 1 套（含柜子）等）、宣教室（培训桌椅 16 套、茶吧机一台、立式空调一台、高清投影电视一台及音响、话筒等配套宣讲设施），厨房、工具间（配备足够的货架）、公共卫生间（热水器、男女卫生间分明，男卫生间至少两个隔间、冷热水洗手台、拖把池等）、公共洗衣间（配置 8 公斤全自动洗烘一体洗衣机 2 台、晾晒架等）。综合楼在满足生产办公要求的同时，配置完成相应办公生活家具用品、生活服务、厨房设施（橱柜厨电，一体式蒸烤箱集成灶，双开门冰箱，微波炉、消毒柜、餐厅桌椅、餐具、留样冰箱等）还应满足站内工作人员的日常使用，相关办公及生活用品，配置健身房及配套设施设备，选用国产知名品牌，由招标方确定。根据使用功能特点，配电室、候班室等生活用房和办公用房分别集中布置，功能分区明确，动静分离，避免人流混乱。综合楼采用现代简洁建筑风格，沉稳典雅富有现代感，装修风格符合贵州能源集团企业文化要求。

建筑物主要装饰包括门窗、屋面、吊顶、内外墙面、地面等，装修材料满足消防相关要求。装饰材料和装修风格由招标方确定。

门窗：所有房间窗户均采用铝合金双层隔音窗并配置纱窗；综合楼所有房间需配置窗帘，电气设备间采用符合规范的防火门。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

屋面：浇钢筋混凝土屋面板上抹 1:2.5 水泥砂浆找平层(内加 3%防水剂)，厚 20mm，上辅柔性卷材防水层、保温层。

吊顶：铝合金龙骨石膏吸音板吊顶或木龙骨石膏吊顶。

内墙面：除卫生间内墙面贴白色磁砖外，其余的内墙面在 1.5m 以下均为水泥砂浆墙裙，白色乳胶漆罩面；在 1.5m 以上为麻刀石灰粉刷，白色乳胶漆罩面。内墙抹灰采用磷石膏建筑石膏粉。

外墙面：涂料。

地面：继电保护室地面为防静电活动地板；卫生间、厨房、餐厅地面为贴防滑地砖面层；其它建筑物的地面均为地砖地面。

（4）中控室大小不低于以下标准：11.00mX13.650m，面积为 150.15㎡，结构层高为 5.0m，建筑层高为 4.50m。

（5）给排水及污水处理

本工程站内用水包括消防用水、生活用水、绿化用水、道路洒水和运维用水。本工程结合实际就近取水，站内建设一体化消防水系统和生活水系统，保证消防所需用水、生活用水、绿化浇洒、洗车用水、道路浇洒用水及未预见用水量和管网漏失水量。

生活水箱底部设置平台支撑，水箱容积不低于 10m 。

生活水系统从附近农村自来水管网引接至升压站生活水箱，经过净化系统后引致各用水区域。

排水及污水处理系统：室内污、废水合流，室外污、雨水分流。站区场地雨水均为有组织的排水系统，在各场地及主干道外侧设置检查井及排水干管，在道路相应处设置雨水口，电缆沟排水就近接入附近 检查井并最终排入站外排洪沟。本工程在升压站内设一套污水一体化处理系统，升压站内的所有粪便污水，食堂废水等排入污水池后在一体化设备装置中进行处理，达到一级 A 标标准后，通过喷淋系统用于站内绿化。

升压站设置单独的消防水系统，消防水系统具备自动补水功能，若消防水池设计在地下，应采用混凝土结构。消防设计需符合《建筑设计防火规范》（GB 50016）、《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB 50229）等标准，对建筑物火灾危险性分类、防火间距、消防设施配置等提出具体要求。

27.进站道路

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

进站道路应从公共道路新建至升压站大门，路面采用沥青硬化，长度约 50 米（以现场实际为准），路宽（含路基）5.5 米，进站道路的硬化、绿化、亮化需要升压站动工初期完成，站内道路在升压站动工初期应先进行初步硬化，路灯采用新能源路灯。

（四）标准和规范

太阳能并网光伏电站的设计、制造、土建施工、安装、调试、试验及检查、试运行、考核、最终交付等符合相关的中国法律及规范、以及最新版的 ISO 和 IEC 标准。对于标准的采用符合下述原则:

与安全、环保、健康、消防等相关的事项执行中国国家及地方有关法规、标准。

上述标准中不包含的部分采用技术来源国标准或国际通用标准，由投标方提供，招标方确认。

设备和材料执行设备和材料制造商所在国或国际标准。

建筑、结构执行中国电力行业标准或中国相应的行业标准。

投标方应针对本工程的设计、制造、调试、试验及检查、试运行、性能考核等要求，提交所有相关标准、规定及相关标准的清单，在合同执行过程中采用的标准需经招标方确认。

相关的法规文件和技术规程规范

GB 50007	建筑地基基础设计规范
GB 50009	建筑结构荷载规范
GB/T 50010	混凝土结构设计标准
GB/T 50011	建筑抗震设计标准
GB 50017	钢结构设计标准
GB 50233	110～750kV 架空输电线路施工及验收规范
GB 50260	电力设施抗震设计规范
GB 50061	66kV 及以下架空电力线路设计规范
GB/T 1179	圆线同心绞架空导线
GB/T 1196	重熔用铝锭
GB/T 17048	架空绞线用硬铝线
GB/T 17937	电工用铝包钢线
GB/T 20141	型线同心绞架空导线
GB/T 20492	锌-5%铝-混合稀土合金镀层钢丝、钢绞线
GB/T 22077	架空导线蠕变试验方法

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 2317.2　　电力金具电晕和无线电干扰试验

GB/T 23308　　架空绞线用铝-镁-硅系合金圆线

GB/T 3048.2　　电线电缆电性能试验方法 第 2 部分：金属材料电阻率试验

GB/T 3428　　架空绞线用镀锌钢线

GB/T 3954　　电工圆铝杆

GB/T 4354　　优质碳素钢热轧盘条

GB/T 470　　锌锭

GB/T 4909　　裸电线试验方法

GB/T 50064　　交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范

GB 50147　　电气装置安装工程高压电器施工及验收规范

GB 50150　　电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GB/T 2900.10　　电工术语电缆

GB/T 12706.1　　额定电压 1kV（Um=1.2kV）到 35kV（Um=40.5kV）挤包绝缘电力电缆及附件 第 1 部分：额定电压 1kV（Um=1.2kV）和 3kV（Um=3.6kV）电缆

GB/T 9330　　塑料绝缘控制电缆

GB/T2423.17　　电工电子产品试验第 2 部分：试验方法试验 Ka ： 盐雾

GB/T 3956　　电缆的导体

GB/T 50217　　电力工程电缆设计规范

GB/T 18380.1　　电缆在火焰条件下的燃烧试验第 1 部分:单根绝缘电线或电缆的垂直燃烧试验方法

GB/T 19216　　在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验

GB/T 2951.1　　电缆绝缘和护套材料通用试验方法第 1 部分：通用试验方法

GB/T 2952.1　　电缆外护层第 1 部分：总则

GB/T 2952.2　　电缆外护层第 2 部分：金属套电缆外护层

GB/T 2952.3　　电缆外护层第 3 部分：非金属套电缆通用外护层

GB/T 18380.3　　电缆在火焰条件下的燃烧试验第 3 部分：成束电线或电缆的燃烧试验方法

GB/T 19216.21　　在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验第 21 部分：试验步骤和要求额定电压 0.6/1.0 kV 及以下电缆

GB 50217　　电力工程电缆设计标准

GB 50054　　低压配电设计规范

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

GB/T 311.1 高压输变电设备的绝缘配合

GB/T 311.2 绝缘配合第 2 部分：高压输变电设备的绝缘配合使用导则

GB/T 2951 电缆绝缘和护套材料通用试验方法

GB/T 2951.38 电线电缆白蚁试验方法

GB/T 3048.4 电线电缆电性能试验方法导体直流电阻试验

GB/T 3048.8 电线电缆电性能试验方法交流电压试验

GB/T 3048.11 电线电缆电性能试验方法介质损失角正切试验

GB/T 3048.12 电线电缆电性能试验方法局部放电试验

GB/T 3048.13 电线电缆冲击电压试验方法

GB/T 3048.14 电线电缆直流电压试验方法

GB/T 3953 电工圆铜线

GB/T 6995.1～5 线电缆识别标志

GB/T 16927.1 高电压试验技术第 1 部分：一般试验要求

GB/T 19666 阻燃和耐火电线电缆通则

GB/T 17650.2 取自电缆或光缆的材料燃烧时释放气体的试验方法

GB/T 17651.2 电缆或光缆的特定条件下燃烧的烟密度测定

GB/T 18380 电缆在火焰条件下的燃烧试验

GB/T 12706.2 额定电压 1kV（Um=1.2kV）～10kV（Um=40.5kV）挤包绝缘电力电缆及附件第二部分：额定电压 6kV（Um=7.2kV）～30kV（Um=36kV）电缆

GB/T11022 高压开关设备和控制设备标准的共用技术条件

GB/T13540 高压开关设备抗地震性能试验

GB11022 高压开关设备通用技术要求

GB11604 高压电器设备无线电干扰测试方法

GB1207 电压互感器

GB1208 电流互感器

GB14048 低压开关设备和控制设备

GB1408 固体绝缘材料工频电气强度的试验方法

GB1984 交流高压断路器

GB1985 交流高压隔离开关和接地开关

GB2423.1 电工电子产品基本环境试验规程

GB2681 电工成套装置中的导线颜色

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB2706	交流高压电器动、热稳定试验方法
GB3047	面板、架和柜的基本尺寸
GB311	高压输变电设备的绝缘配合与高电压试验技术
GB3309	高压开关设备常温下的机械试验
GB3906	3～35kV 交流金属封闭开关设备
GB4205	控制电气设备的操作件标准运动方向
GB4208	外壳防护等级
GB4473	交流高压断路器的合成试验
GB4942.2	低压电器 外壳防护等级
GB50150	电气装置安装工程电气设备交接试验标准
GB7251	低压成套开关设备
GB7354	局部放电测量
GB763	交流高压电器在长期工作时的发热
GB9466	低压成套开关设备基本试验方法
GBJ149	电气装置安装工程施工及验收规范
GB 14598.27	量度继电器和保护装置第 27 部分：产品安全要求
GB 4858	电气继电器的绝缘试验
GB 50171	电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范
GB/T 4208	外壳防护等级（IP 代码）
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 14537	量度继电器和保护装置的冲击和碰撞试验
GB/T 14598.9	辐射电磁场骚扰试验

GB/T 14598.10 电气继电器 第 22-4 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验—电快速瞬变/脉冲群抗扰度试验

GB/T 14598.13 1MHz 脉冲群干扰试验

GB/T 14598.14 量度继电器和保护装置 第 22-2 部分：电气骚扰试验 静电放电试验

GB/T 14598.16 电气继电器 第 25 部分： 量度继电器和保护装置的电磁发射试验

GB/T 14598.17 电气继电器 第 22-6 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

验－射频场感应的传导骚扰的抗扰度

GB/T 14598.18 电气继电器 第 22-5 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验-浪涌抗扰度试验

GB/T 14598.19 电气继电器 第 22-7 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验—工频抗扰度试验

GB/T 14598.3 电气继电器 第 5 部分：量度继电器和保护装置的绝缘配合要求和试验

GB/T 15145 输电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

GB/T 17742 中国地震烈度表

GB/T 7261 继电器和继电保护装置基本试验方法

GB 6495 地面用太阳电池电性能测试方法

GB 6497 地面用太阳电池标定的一般规定

GB 6495.1 第 1 部分： 光伏电流－电压特性的测量

GB 6495.2 第 2 部分： 标准太阳电池的要求

GB 6495.3 第 3 部分： 地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照度数据

GB 6495.4 晶体硅光伏器件的 I-V 实测特性的温度和辐照度修正方法

GB 6495.5 第 5 部分： 用开路电压法确定光伏器件的等效电池温度（ECT）

GB 6495.7 第 7 部分：光伏器件测量过程中引起的光谱失配误差的计算

GB 6495.8 第 8 部分： 光伏器件光谱响应的测量

GB 6495.9 第 9 部分： 太阳模拟器要求

GB 6495.10 第 10 部分： 线性特性测量方法

GB 20047.1 光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求

GB 20047.2 光伏（PV）组件安全鉴定 第 2 部分：试验要求

GB 2297 太阳光伏能源系统术语

GB/T 953 地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型

GB/T 14007 陆地用太阳电池组件总规范

GB/T 14009 太阳电池组件参数测量方法

GB/T 18912 太阳电池组件盐雾腐蚀试验

GB/T 11009 太阳电池光谱响应测试方法

GB/T 11010 光谱标准太阳电池

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 11012	太阳电池电性能测试设备检验方法
GB/T 2421.1	电工电子产品基本环境试验规程总则
GB/T 2423.1	电工电子产品环境试验
GB/T 19394	光伏组件紫外试验
GB/T 191	包装储运图示标志
GB/T18479	地面用光伏（PV）发电系统概述和导则
GB/T 19939	光伏系统并网技术要求
GB/T 19964	光伏发电站接入电力系统技术规定
GB 50794	光伏发电站施工规范
GB/T50796	光伏发电工程验收规范
GB/T50795	光伏发电工程施工组织设计规范
GB50797	光伏发电站设计规范
GB/T 1591	高强度合金钢
GBT 17395	无缝钢管尺寸、外形、重量及允许
GB/T 25823	单丝涂覆环氧涂层预应力钢绞线
GB/T 18635	斜拉桥热挤聚乙烯高强钢丝拉索技术条件
GB/T 14370	预应力筋用锚具、夹具和连接器
GB16776	建筑用硅酮结构密封胶
GB/T 20934	钢拉杆
GB/T 5224	预应力混凝土用钢绞线
GB/T16422.3	塑料 实验室光源暴露试验方法 第 3 部分荧光紫外灯
GB/T13021	聚乙烯管材、管件和混配料或炭黑分散的测定方法
GB/T13452.2	色漆和清漆，漆膜厚度的测定
GB/T 50661	钢结构焊接规范
GB/T 1591	强度合金钢
GB/T3098.6-00	紧固件机械性能－不锈钢螺栓、螺钉和螺柱
GB 5237	铝合金建筑型材
GB/T 5267.	准紧固件镀层国家标准要求
GB/T 3098.6	紧固件机械性能 不锈钢螺栓，螺钉和螺柱
GBT 13912	金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层技术要求
GB/T11263	热轧 H 型钢和剖分 T 型钢

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB50205 钢结构工程施工质量验收规范

GB50429 铝合金结构设计规范

GB 5237.1 铝合金建筑型材第 1 部分基材

GB/T 3880.1 一般工业用铝及铝合金板、带材

GB/T 3880.2 一般工业用铝及铝合金板、带材 第 2 部分：力学性能

GB/T 6892 一般工业用铝及铝合金挤压型材

GB/T 1804 一般公差 未注公差的线性和角度尺寸的公差

GB/T 14846 铝及铝合金挤压型材尺寸偏差

GB 13476 先张法预应力混凝土管桩

GB/T2828.1 计数抽样检验程序 第 1 部分：按接收质量限（AQL）检索的逐批检验抽样计划

GB 51101 太阳能发电站支架基础技术规范

GB/T902 紧固件 标志与包装

GB/T196 普通螺纹 基本尺寸

GB/T197 普通螺纹 公差

GB/T228 金属拉伸试验方法

GB/T1220 不锈钢棒

GB/T30981 紧固件机械性能螺栓、螺钉和螺柱

GB/T30986 紧固件机械性能不锈钢螺栓、螺钉和螺柱

GB/T 3098.10 紧固件机械性能有色金属制造的螺栓、螺钉、螺柱和螺母

GB/T31031 紧固件公差螺栓、螺钉和螺母 GB/T3934-1983 普通螺纹量规

GB/T5231 加工铜及铜合金化学成分和产品形状

GB/T57791 紧固件表面缺陷螺栓、螺钉和螺柱一般要求

GB/T16938 紧固件螺栓、螺钉、螺柱和螺母通用技术条件

GB/T 31366 光伏发电站监控系统技术要求

GB/T 19582 基于 Modbus 协议的工业自动化网络规范

GB/T 13384 机电产品包装通用技术条件

GB/T 13729 远动终端设备

GB/T 15153.1 远动设备及系统第 2 部分；工作条件第 1 篇：电源和电磁兼容性

GB/T 15153.2 远动设备及系统第 2 部分；工作条件第 2 篇：环境条件

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 16435.1	远动设备及系统接口（电气特性）
GB/T 18657	远动设备及系统第 5 部分:传输规约
GB/T 2887	电子计算机场地通用规范
GB/T 9361	计算站场地安全要求
GB/T 17626.2	电磁兼容试验和测量技术静电放电抗扰度试验
GB/T 17626.3	电磁兼容试验和测量技术射频电磁场辐射抗扰度试验
GB/T 17626.4	电磁兼容试验和测量技术电快速瞬变脉冲群抗扰度试验
GB/T 17626.5	电磁兼容试验和测量技术浪涌（冲击）抗扰度试验
GB/T 17626.6	电磁兼容试验和测量技术射频场感应的传导骚扰抗扰度
GB/T 17626.8	电磁兼容试验和测量技术工频磁场的抗扰度试验
GB 4798.4	电工电子产品应用环境条件无气候防护场所使用
GB 19520.12	电子设备机械结构 482.6mm（19in）系列机械结构尺寸第 3-101 部分: 插箱及其插件
GB/T 7260	不间断电源设备
GB/T 17478	低压直流电源设备的性能特性
GB3859	半导体电力变流器
GB13337.1	固定型防酸式铅酸蓄电池技术条件
GB 50348	安全防范工程技术规范
GB50198	民用闭路电视监控系统工程技术规范
GBJ115	工业电视系统工程设计规范
GB8898	音频、视频及类似电子设备安全要求
GB4793	测量、控制和试验室用电气设备的安全要求
GB4943	信息技术设备的安全
GB7450	电子设备雷击保护导则
GB50169	电气装置安装工程接地装置施工及验收规范
GB50794	光伏发电站施工规范
GB50300	建筑安装工程施工质量验收统一标准
GB50303	建筑电气工程施工质量验收规范
GB50057	建筑物防雷设计规范
DL/T 5033	输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程
DL/T 5040	交流架空输电线路对无线电台影响防护设计规范

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

DL/T 5154　　架空输电线路杆塔结构设计技术规定

DL/T 5158　　电力工程气象勘测技术规程

DL/T 5219　　架空输电线路基础设计技术规程

DL/T5161.10　　电气装置安装工程质量检验及评定规程第 10 部分：66kV 及以下架空电力线路施工质量检验

DL/T 401　　高压电缆选用导则

DL/T402　　交流高压断路器订货技术条件

DL/T403　　10-35kV 户内高压真空断路器订货技术条件

DL/T486　　交流高压隔离开关和接地开关订货技术条件

DL/T5137　　电测量及电能计量装置设计技术规程

DL/T539　　户内交流高压开关柜和元器件凝露及污秽试验技术条件

DL/T593　　高压开关设备的共用订货技术条件

DL/T615　　交流高压断路器参数选用导则

DL404　　户内交流高压开关柜订货技术条件

DL/T 5221　　城市电力电缆线路设计技术规定

DL/T 478　　继电保护和安全自动装置通用技术条件

DL/T 5136　　火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程

DL/T 5137　　电测量及电能计量装置设计技术规程

DL/T 5149　　220～500kV 变电站计算机监控系统设计技术规程

DL/T 5218　　220～500kV 变电站设计技术规程

DL/T 559　　110～500kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 587　　微机继电保护装置运行管理规程

DL/T 621　　交流电气装置的接地

DL/T 670　　微机母线保护装置通用技术条件

DL/T 719　　远动设备及系统 第 5 部分 传输规约 第 102 篇 电力系统电能量累积传输配套标准

DL/T 720　　电力系统继电保护柜、屏通用技术条件

DL/T 769　　电力系统微机继电保护技术导则

DL/T 860　　变电站通信网络和系统

DL/T 871　　电力系统继电保护产品动模试验

DL/T 634.5101　　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

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

DL/T 634.5104 远动设备及系统第 5-104 部分：传输规约采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问

DL/T 667 远动设备及系统第 5-103 部分：传输规约继电保护设备信息接口配套标准

DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规定

DL/T 621 交流电气装置的接地

DL/T 672 变电站电压无功调节控制装置订货技术条件

DL/T 860 变电站通信网络和系统

DL/T 5044 电力工程直流电源系统设计技术规程

DL/T 1074 电力用直流和交流一体化不间断电源设备

DL/T637 阀控式密封铅酸蓄电池订货技术条件

GA 306.1 阻燃及耐火电缆塑料绝缘阻燃及耐火电缆分级和要求第 1 部分：阻燃电缆

GA 306.2 阻燃及耐火电缆塑料绝缘阻燃及耐火电缆分级和要求第 2 部分：耐火电缆

GA/T75 安全防范工程程序与要求

GA308 安全防范系统验收规则

GA/T74 安全防范系统通用图形符号

UL 1581.1200 电线电缆和软线参考标准

JB/T 8137 电线电缆交货盘

JB 5268.2 电缆金属套铅套

JB/T 8137.4 电线电缆交货盘型钢复合结构交货盘

JB/T 10181.1～6 电缆载流量计算

JB/T 5067 钢制铁件粉末渗锌技术要求

JB/T8456 低压直流成套开关设备

IEC 60287 电缆载流量计算

IEC 60332 电缆在火焰条件下的燃烧试验

IEC 60502-2 额定电压 1～30kV 挤包绝缘电力电缆及其附件第二部分：额定电压 6～30kV 电缆

IEC60282-1 高压熔断器

IEC-60298 额定电压 1kV 以上 52kV 及以下高压交流金属封闭开关设备和控制

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

设备

IEC 61730-1	光伏组件安全鉴定：第 1 部分：结构要求
IEC 61730-2	光伏组件安全鉴定：第 2 部分：试验要求
IEC 60068-2-78	电工电子产品基本环境试验规程试验 Cab：恒定、湿热试验方法
IEC 60904-7	光伏器件 第 7 部分：光伏器件测试中引入的光谱失配计算
IEC 60904-9	光伏器件 第 9 部分：太阳模拟器性能要求
IEC 61853	地面光伏组件的性能试验和能量分级
IEC 61215	地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型
IEC 61345	太阳电池组件的紫外试验
IEC 61701	幂律模型拟合优度的测试和估计方法
IEC 62446	并网光伏系统－系统文件、调试测试和检验的最低要求
IEC 60891	光伏器件。测定 I-V 特性的温度和辐照度校正方法用规程
IEC61215	晶体硅光伏组件设计鉴定和定型
IEEE 1262	太阳电池组件的测试认证规范
YB/T 024	铠装电缆用钢带
YBT 152	高强度低松弛预应力热镀锌钢绞线
SH 0001	电缆沥青
Q/CSG 10012	中国南方电网城市配电网技术导则
Q/CSG 10703	110kV 及以下配电网装备技术导则
Q/SPS 22	并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法
Q/CSG 1211001	分布式光伏发电系统接入电网技术规范
Q/CSG 1211002	光伏发电站接入电网技术规范
Q/CSG1211011	南方电网并网光伏发电站监控系统技术规范
Q/CSG 110025	南方电网 110kV 及以下变电站计算机监控系统技术规范
Q/CSG 110007	南方电网 DL634.5.101-2002 远动协议实施细则
Q/CSG 110006	南方电网 DL634.5.104-2002 远动协议实施细则
QJ/ML4001-A	标准紧固件表面覆盖层选用指南
SD-318	高压开关闭锁装置技术条件
SD334	高压带电显示装置技术条件
SDJ14	导体和电器选择设计技术规定
SDJ5	高压配电装置设计技术规定

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

SJ/T 11209	光伏器件 第 6 部分 标准太阳电池组件的要求
SJ/T11127	光伏（PV）发电系统过电压保护一导则
CSCS85	太阳光伏电源系统安装工程施工及验收技术规范
CJ/T 297	桥梁缆索用高密度聚乙烯护套料
GJT 282	高压喷射扩大头锚杆技术规程
JGJ 257	索结构技术规程
JGT 330	建筑工程用索
JGJ_85	预应力筋用锚具、夹具和连接器应用技术规程
JGJ 99	高层民用建筑钢结构技术规程
JGJ81	建筑钢结构焊接技术规程
JGJ 94	建筑桩基技术规范
JGJ 106	建筑基桩检测技术规范
JG/T 137	结构用高频焊接薄壁 H 型钢
JISC8707	阴极吸收式密封固定型铅酸蓄电池
JTT1105	桥梁用热镀锌铝合金钢绞线
NB/T 32016	并网光伏发电监控系统技术规范
ZBK45017-90	电力系统用直流屏通用技术条件
DB33/T334	安全防范系统
YD/T926	中华人民共和国通信行业标准
10G409	预应力混凝土管桩
南方电网公司	电网建设施工作业指导书
南方电网公司	南方电网公司光伏发电站接入电网技术规范
南方电网调继	中国南方电网公司继电保护反事故措施汇编
工业和信息化部	光伏制造行业规范条件
国能安全〔2015〕36 号	电力监控系统安全防护总体方案
电监信息〔2012〕62 号	电力行业信息系统安全等级保护基本要求
粤价函〔2004〕409 号	关于核定防雷设施检测等服务收费项目和收费标准的复函
发改委〔2014〕14 号	电力监控系统安全防护规定
国能安全〔2015〕36 号	电力监控系统安全防护总体方案
电监信息〔2012〕62 号	电力行业信息系统安全等级保护基本要求

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 14 号《电力监控系统安全防护规定》

上述标准、规范及规程仅是本工程的最基本依据，未包括实施中所涉及的所有标准、规范和规程，并且所用标准和技术规范均为合同签订之日为止时的最新版本。

（五）性能保证

投标方最终移交的光伏发电系统电站应能满足招标方提出的性能及质量要求，当由第三方所做的性能试验证明投标方不能达到以下技术指标，招标方将对投标方进行罚款。如果整个工艺过程不能满足运行保证中所许诺的要求，则投标方应负责修理、替换或者处理所有的物料、设备或其他，以便满足运行要求。这部分费用由投标方负责（包括修理、替换或者处理、拆卸和安装所需要的设备、材料及人员费用）。在完成修理、替换或者其他处理后，整个工艺过程应按合同重新进行试验，费用由投标方负责。在此之前的某些试验阶段，一些试验保证已经成功地被验证，如果由于修理、替换或者其他处理措施对已验证了的运行保证产生可能的不利影响，则整个工艺系统还需要按所有要求重新试验，费用由投标方负责。因投标方技术工艺、性能指标达不到要求造成招标方损失的，由投标方负责赔偿。

投标方应确保下列技术指标，应当由第三方所做的性能试验证明投标方应达到以下技术指标（空格由投标方填写）：

1.正常工作条件

设备应在下述条件下连续工作满足其所有性能指标（除特别要求外，均按以下指标执行）。

环境温度：－10～＋45℃

相对湿度：≤95％（25℃）

海拔：≤2000m

最大风速：35m/s

2.光伏组件装机总容量至少为 42.336MWp。

3.质保承诺：光伏电站整体质保不低于 2 年。

4.技术承诺：光伏电站综合效率不低于 80.5%（含双面增益）。

5.投标方应对承诺的发电量提交专题论证报告。

6.组件首年衰减第一年不高于 1%，以后每年不高于 0.4%。

综合效率、组件衰减低于投标方案承诺值，投标方承诺无条件免费更换设备至达标。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（六）质保期

项目	质保期（年）
总体工程项目	2
组件	全生命周期正常衰减
支架	2
组串式逆变器	5
35kV 光伏箱式变压器	2
升压站一二次设备	2
安全警卫及视频监控系统	2
消防及火灾报警系统	2
110kV 主变	2
光伏区监控自动化及生产运营管理系统	2

其他详见商务部分关于质保的规定。

（七）投标方应承诺

供货不限于投标方提供的供货范围清单里的内容，投标方最终供货的设备材料数量、规格型号、材质、参数以满足项目性能要求、技术协议要求、现场施工要求、系统正常运行为准，如有增加，也属于投标方的供货范围，招标方不再另行支付费用。设备材料的规格型号，材质非经招标方同意不得变更，即使经招标方同意的变更，若标准降低，则招标方相应扣减由此造成的价格差额。

投标方应优化设计方案，确保系统发挥最佳效益。

二、技术要求

本部分是对系统和设备的技术规范进行描述，除特别说明外，投标方应根据招标方提供的原始数据、技术要求和现场限定的条件，合理选择其供货范围内的设备和材料，保证其性能指标和系统安全可靠地运行，在此基础上应尽可能降低投资和经济运行。

本部分对已提供施工设计的部分也提出了相关要求，与施工设计描述有偏差或不同的以技术要求为准。

（一）总的技术要求

包括所有需要的系统和设备至少满足以下要求:

 关键设备选型达到《NB/T 10185 并网光伏电站用关键设备性能检测与质量评

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

估技术规范》的规定。

- 所有的设备和材料是全新的。
- 观察、监视、维护简单。
- 运行维护人员数量最少。
- 确保人员和设备安全。
- 节省能源、水和原材料。
- 太阳能光伏发电装置的调试、启/停和运行不影响原有供电系统的正常工作，且其进度服从电网系统的要求，投标方应提交调试计划。

太阳能装置能快速启动投入，在负荷调整时有良好的适应性，在运行条件下能可靠和稳定地连续运行。具有下列运行特性:

- 能适应原有系统负荷的启动、停运及负荷变动。
- 在设计上要留有足够的通道，包括施工、检修需要的运输通道和车辆调整位置。

在技术文件书中关于各系统的配置和布置等是招标方的基本要求，仅供投标方设计参考，并不免除投标方对系统设计和布置等所负的责任，投标方应充分考虑自身的工作范围，初步设计评审亦不能免除其工作范围内设计、施工、消缺等工程竣工验收前的一切工作范畴。

1.质量控制

投标方负责对其工作范围内的设计、设备和材料的采购、验收、运输和储存、施工和安装、调试等实行质量控制，制定质量控制计划和提交质量控制手册，并用质量控制计划检查各个项目（包括分包商的项目）是否符合合同的要求和规定。

2.文件

提供的所有图纸及文件需标识明确的版次，且开工之前需要提供场区光伏方阵效果图。投标方对提交文件的变动造成招标方的损失负责赔偿。图纸应提供可编辑AUTOCAD格式文件，设计说明等技术文件应提供可编辑Word或Excel格式文件。提供12份蓝图（最终竣工版蓝图应扫描成电子版递交招标方）。投标方提交的文件和图纸的改变（如升版）部分须以云状线、修订符号等作标记，以便于招标方快速、清楚地找到改变之处。投标方的文件交付进度满足本工程施工安装等工程进度要求。

光伏系统主体设计需要附带设计说明，包括但不限于由当地气象部门确认的日照资源，峰值日照时数、设计方位角、设计倾角、恒载取值、活载取值、风荷载取值、雪荷载取值、全站总平面布置图、线缆选型计算、线损计算、逆变器选型计算、组件串并联计算、设计容量计算、阴影分析、失配损失分析、线缆路由设计、维护通道的

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

设计、防雷接地设计、逆变器、变压器的定位、地质勘探报告、逆变器和预装式光伏箱式变压器土建基础的设计、支架和支架基础设计、其它配套建筑（如有）的设计、临时道路、进场道路改造修复、场内检修道路、场平和边坡设计、并网点容量分配分析、视频监控系统、网络安全与通讯设计、消防系统设计等，其中防雷接地设计须满足国家对于光伏发电系统的防雷设计的基本要求，以上需要投标方在设计文件中有所反映。投标方的设计文件交付进度满足本工程基本设计、详细设计、施工安装等工程进度要求。

项目执行过程中，投标方和招标方之间的联络文件如传真、会议纪要等以招标方同意的方式进行编号。

（二）光伏组件支架的技术要求

1.设计使用年限

光伏支架设计使用年限不得低于30年；本工程组件与支架的连接采用不锈钢螺栓方式，重要交叉跨越（高压线路、高速、国道、铁路区域等）、风口及背风侧区域采用螺栓加压块方式。

2.风荷载和雪荷载的取值

风荷载和雪荷载的取值要求：0.35kN/m2，雪荷载按50年一遇的要求进行取值。

3.支架设计要求

（1）钢结构支架进行设计时，主结构的应力比不得超过0.88，次结构的应力比不得超过0.9；钢梁和钢柱之间的连接需使用高强螺栓或者进行焊接，不得使用普通C级螺栓连接。

（2）支架的设计应高于项目所在当地50年一遇的最高洪水位；组件与支架的连接需采用组件边框孔与导轨通过不锈钢螺栓连接；支架的倾角与光伏组件布置倾角一致，且每个光伏阵列之间留出的间距需要满足组件不会遮挡。

（3）投标方在中标后，设计时，应给出螺栓需达到的扭矩值；在施工阶段，应采用可读数的电动工具将所有的不锈钢螺栓锁紧，确保拧紧的螺栓扭矩达到设计规定的数值。

（4）应根据地形地貌等情况合理选择打孔方式，支架结构采取单立柱、双立柱等结构形式，保证光伏场区土地利用最大化。

4.支架材料的选取

光伏支架的材料建议选用钢支架，支架的钢材强度不得低于Q235B，厚度不得低于2.5mm，热镀锌。檩条不得采用Z型檩条，厚度不得低于2mm。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

组件与檩条、檩条和钢柱、钢柱与基础及其它区域进行连接的螺栓必需采用不锈钢螺栓。并配相同材质的两个平垫圈和一个弹簧垫圈；螺栓在拧紧状态下，螺母外侧的螺杆必须露出至少 3 个螺纹牙。

5.材料防腐和防盐雾要求

（1） 应由有资质的单位进行地质勘探，获取权威的地质勘探报告和环境对支架的腐蚀报告；依据腐蚀报告选用合理的防腐方案；钢支架的防腐方案应得到招标方认可，可采用热镀锌、镀镁铝锌方案。钢支架的热镀锌厚度不得低于 70um，且应保证不低于 25 年的防腐要求。

（2）铝合金材料应进行阳极氧化处理，阳极氧化膜厚不得低于 15um，且应保证不低于 25 年的防腐要求。

（3）所有的钢材、金属连接件应进行到货抽样（由投标方负责相关费用），抽样比例按照 1%，按照 AQL4.0 进行接收，试验参照《GB/T 6461-2002 金属基体上金属和其它无机覆盖层经腐蚀试验后的试样和试件的评级》外观评级及保护评级应达到 10。

6.支架安装和运维通道设置

（1）在进行光伏支架安装前，应选取至少三个区域进行支架的试装，试装完后确定光伏组件安装对齐和平整，且经招标方同意后，方可进行大面积的支架安装；否则支架如果出现不对齐和不平整现象，投标方必须按照招标方的要求无条件进行整改。

（2）投标方应在投标文件中提供详细的支架安装方案及其相对应的必要技术方案，如支架安装人员和投入设备的配置数量、施工进度计划表。

（3）投标方应根据项目的实际情况，合理规划运维通道，满足运维人员检修和清洗的方便性，并获得招标方同意。

（4）严禁采用割炬、电焊对支架构件进行扩孔、钻孔、剪裁等。采用其他方式破坏防腐层的，投标方应负责重新恢复防腐层。

7.本工程支架需提供如下备品备件及专用工具:

序号	名称	数量	备注
1	支架拆装工具	1 套	满足本项目支架拆装需要（第一批支架进场时移交）
2	游标卡尺	1 把	电子（第一批支架进场时移交）
3	镀锌厚度测厚仪	1 个	德克 AT-220（第一批支架进场时移交）
4	回弹仪	1 把	（第一批支架进场时移交）

（三）组件技术要求

1.一般规定与规范

（1）工作范围包括单晶硅太阳电池组件的设计、制造、工厂试验、包装、运输、交货、提供技术文件（包括图纸、说明书、计算书、标准和规范等），供方应对上述工作范围内的工作负全部责任。

（2）投标方应对单晶硅太阳电池组件的现场安装、调试、试验、交接验收等方面的工作提供技术支持培训或现场工程指导。

（3）按本技术条件的要求，完成与电站设计有关的设计联络；接受招标方代表参加出厂试验、见证和验收试验；负责和其他相关设备承包商之间的协调。

（4）本技术条件中未说明，但又与设计、制造、安装、试验、包装、运输、储存和运行、维护等有关的技术要求，按合同文件规定的有关标准执行。

（5）组件的选型，应综合考虑逆变、箱变的配置情况，保障发电最佳，并结合山地光伏及贵州省的实际，最终由监理、跟踪审计召集工程例会时审核。

2.标准与规范

本技术规范所使用的标准如与投标方所执行的标准不一致时，按照较高标准执行。

招标设备应符合中华人民共和国国家标准（GB）、中华人民共和国电力行业标准（DL）、中华人民共和国电子行业标准（SJ）以及相关的 IEC 标准。

在所列标准中，优先采用中华人民共和国国家标准及电力行业标准。在国内标准缺项时，参考选用相应的国际标准或其他国家标准，选用的标准是在合同签订之前已颁布的最新版本。如投标方采用标准文件列举以外的其他标准时，须经招标方同意方能使用。如提供螺纹、螺母、螺栓、螺杆则均应采用 GB 标准的公制规定。

3.专用技术要求

组件规格：供货组件应为 N 型高效双面光伏组件，组件在标准测试条件（标准测试条件 STC：AM=1.5，E=1000W/m²，Tc=25℃）下的峰值功率为 630Wp 以上，组件的最大系统电压为 DC1600V，投标方应按下表提供详细的投标组件的性能参数；

太阳电池组件及各部件主要技术性能参数表

序号	名称	单位	招标方要求值	投标方保证值
一	电池组件			
1	太阳电池组件型号			投标方填写
2	太阳电池组件生产家			投标方填写
3	太阳电池组件尺寸构	mm		投标方填写
4	太阳电池组件重量	kg		投标方填写

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

序号	名称	单位	招标方要求值	投标方保证值
5	标准测试条件下的标称参数 （标准测试条件 STC： AM=1.5，E=1000W/m²，Tc=25℃）			
(1)	峰值功率	Wp		投标方填写
(2)	开路电压（Voc）	V		投标方填写
(3)	短路电流（Isc）	A		投标方填写
(4)	工作电压（Vmppt）	V		投标方填写
(5)	工作电流（Imppt）	A		投标方填写
(6)	填充因数	%		投标方填写
(7)	串联电阻			投标方填写
6	标称工作温（NOCT）	℃	45±2	投标方填写
7	标称工作温度下的性能参数			
(1)	峰值功率	Wp		投标方填写
(2)	开路电压（Voc）	V		投标方填写
(3)	短路电流（Isc）	A		投标方填写
(4)	工作电压（Vmppt）	V		投标方填写
(5)	工作电流（Imppt）	A		投标方填写
8	太阳电池组件温度系数			
(1)	峰值功率温度系数	%/K		投标方填写
(2)	开路电压温度系数	%/K		投标方填写
(3)	短路电流温度系数	%/K		投标方填写
9	电池组件转换效率	%		投标方填写
10	电池组件单位面积功率	W/m²		投标方填写
11	电池组件单位面积重量	kg/m²		投标方填写
12	电池组件功率重量比	W/kg		投标方填写
13	功率误差范围	W	0~+5	投标方填写
14	最大系统电压	V	1500	投标方填写
15	工作温度范围	℃	-40~+85	投标方填写
16	风荷载	Pa	≥2400	投标方填写
17	雪荷载	Pa	≥5400	投标方填写
18	耐雹撞击性能	m/s	23	投标方填写

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

序号	名称	单位	招标方要求值	投标方保证值
19	绝缘电阻	Ω		投标方填写
20	组件防护等级		≥IP67	投标方填写
21	电池组件是否要求接地		是	投标方填写
22	功率衰降			
(1)	第 1 年功率衰降	%	≤1	投标方填写
(2)	第 2 年至第 25 年每年功率衰降	%	≤0.4	投标方填写
二	玻璃			
1	材料		低铁镀膜绒面钢化玻璃（含铁量≤0.015%）	投标方填写
2	厚度	mm	≥2	投标方填写
3	透射率	%	≥	投标方填写
三	EVA			
1	密度	g/cm³	0.95~0.96	投标方填写
2	交联度	%	80~90	投标方填写
3	拉伸强度	MPa	≥18	投标方填写
4	对玻璃剥离强度	N/cm	≥70	投标方填写
5	对背板剥离强度	N/cm	≥40	投标方填写
四	接线盒及连接电缆			
1	接线盒承载电流	A	≥1.5 倍额定电流	投标方填写
2	接线盒工频耐压		在 2000V 加上 4 倍额定电压的交流电压下，漏电流＜10mA	投标方填写
3	使用温度	℃	-40~+85	投标方填写
4	最大工作湿度	%	95	投标方填写
5	防护等级		≥IP67	投标方填写
6	连接线型号及规格		H1Z2Z2-K DC1600V 1×4mm² 、 H1Z2Z2-K DC1600V 1×6mm²	投标方填写

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

序号	名称	单位	招标方要求值	投标方保证值
7	连接线长度	mm	满足工程需要，不应有转接线	投标方填写
8	电缆插接头型号		MC4	投标方填写
9	电缆插接头适用的电缆型号及规格		H1Z2Z2-K DC1600V 1×4mm² 、 H1Z2Z2-K DC1600V 1×6mm²	投标方填写
五	边框			
1	材料		阳极氧化铝合金	投标方填写
2	厚度	mm	≥30	投标方填写
3	距电池片距离	mm	≥10	投标方填写

4.组件认证要求

太阳电池组件作为光伏电站的主要设备，应具有满足国家、行业标准或 IEC 标准的认证。

（1）单晶硅太阳电池组件须按照 IEC61215，IEC61730，UL1703 等标准要求，通过国际知名第三方认证机构及国家批准的权威认证机构的产品认证，包括但不限于 TUV，UL，MCS，CGC 金太阳等认证的完整测试报告。

（2）供货组件若通过加严环境实验，例如中国质量认证中心编制的《地面用晶体硅光伏组件环境适应性测试》，在同等条件下会获得加分。

（3）用于本工程的组件应具有资质的第三方出具的用于电磁暂态和机电暂态电气仿真的计算模型参数及建模报告、电网适应性（频率适应性、电压适应性）报告、高低压穿越能力报告、电能质量、有功无功控制能力报告等等方面的型式试验报告，以上报告应为全面的、完整的报告，必须能通过贵州电网公司的认可和审查。

（4）组件应具备优秀的抗热斑特性，根据 IEC-61215-2:2021 MQT 09 测试标准，光伏组件应满足热斑温度≤130℃要求，组件没有出现 IEC 61215-1:2021 中定义的主要外观缺陷，特别是焊料熔化、外壳开口、分层和烧点；组件最大功率衰减率应满足≤3%，组件绝缘测试合格，湿漏电流测试合格。根据 IEC-61215-2:2021 测试标准，满足热斑温度≤130℃，并提供相应第三方权威报告。

（5）组件须具备高要求的机械强度，抵御台风极端天气，需提供第三方检测报告或认证。（根据 IEC61215-2:2021 MQT 20 标准相关要求，动态载荷满足 ±1500Pa 循环次数 10000 次后，组件没有出现 IEC 61215-1:2021 中定义的主要外观缺陷；组件在测

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 招标用印

试期间没有检测到间歇性开路故障，并且最大功率衰减率应满足≤2%，组件绝缘测试合格，湿漏电流测试合格，并提供第三方权威报告。

5.组件原材料清单

投标方需提供供货组件的完整的 CQC 或 TUV 认证测试报告（IEC61215 和 IEC61730 或 UL1703）或其他同等资质的第三方认证报告（包含原材料清单），供货太阳电池组件使用的关键原材料（包括电池片，盖板玻璃，背板，EVA，边框，接线盒，密封胶，线缆，汇流条等）应与测试报告中的 BOM 清单一致，且供货组件的原材料组合方案应通过 IEC 标准中组件性能和安全认证测试的全部序列环境试验。

电池片应选用行业内优秀电池供应商。对于其他关键原材料（包括电盖板玻璃，背板，EVA，边框，接线盒，密封胶，线缆，汇流条等），投标方应在投标文件中明确列出所选原材料供应商的名单且后续不能更改。

主要材料型号、厂家清单（由投标方填写）

组件型号			
部件名称	供应厂家	规格型号	备注
电池片（A 级）			
接线盒			
线缆			
接插件			
二极管			
EVA			
密封胶			
背板			
焊带			
汇流带			
低铁镀膜绒面钢化玻璃			
边框			
标签			

6.关键元器件及材料要求

投标方对接线盒、背板和 EVA 等构成太阳电池组件的关键元件和材料（应与 BOM 清单一致）的性能和使用寿命应提供技术分析说明。要求构成电池组件的元器件或材料

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

需要单独经过 TUV 检测或其它同等资质的第三方机构测试检验，如采用外购（与 BOM 清单不一致）需要符合如下要求:

（1）供货组件使用的硅片应为 A 级硅片，不能掺杂冶金级硅料，硅片主要性能参数满足以下要求：TTV 小于 30μm，翘曲度小于 50μm，单个微晶面积＜2×2mm²，整个微晶区域面积＜2cm²，单晶硅基少子寿命≥1000μs，氧含量<8×1017atmos/cm³，碳含量<5×1016atmos/cm³；投标方应提供选用硅料的厂家、硅片的主要性能指标和硅片质量监控措施。

（2）电池片为 A 级，构成同一块组件的电池片应为同一批次的电池片。电池片外观颜色均匀，电池片表面无色差和机械损伤，所有的电池片均无隐形裂纹和边角损伤。单片电池并联电阻不小于 20Ω，投标方应明确硅片、银浆的生产厂家，选用电池片的效率，并联电阻和反向漏电流的控制标准。组件色彩保持一致，不能出现大的偏差。

（3） 接线盒（含连接器、导线和二极管）

供货时需提供接线盒生产企业、型号规格、进货检验报告和接线盒厂家的测试报告、质量保证书，接线盒盒体的强度、耐紫外性能、热循环测试、耐低温能力、二极管反向耐压和工作时的结温、端子插拔力、接触电阻满足规范要求，接线盒旁路二极管的数量至少为 3 个。接线盒密封防水、散热性能满足组件正常工作并连接牢固，引线极性标记准确、明显，采用满足 IEC 标准的电气连接，应具备 TUV 认证，线缆与壳体的连接强度不小于 180N，连接器端子的插拔力不小于 60N，防火等级应在 UL94-HB 或 UL-94V0 以上，接线盒应选用国内外知名品牌，投标方提供接线盒的厂家测试报告，明确接线盒的材质、力学性能、防火等级、耐低温能力、二极管的规格和结温，对于外购接线盒。

（4）太阳电池组件使用的 EVA 的交联度大于 80%，EVA 与玻璃的剥离强度大于 70N/cm，EVA 与组件背板剥离强度大于 40N/cm，抗拉强度≥18MPa，断裂伸长率≥550%，纵向伸缩率≤3%，横向伸缩率≤1.5%，黄变指数（1000h）≤3.0，EVA 的力学性能、电学性能、老化黄变和可靠性满足规范要求和行业标准，应具有 TUV 测试报告或同等资质的第三方提供的测试报告，投标方应提供选用 EVA 的交联度、抗拉强度、伸缩率、EVA 与背板和玻璃的剥离强度和黄变指数。

（5）盖板玻璃采用低铁钢化绒面镀膜玻璃，钢化性能应符合国际 GB9963-88 标准，透光率应高于 93.5%，应耐 200℃温差不被破坏，整体弯曲度 ≤2mm/m（即 0.2%），局部弯曲度（波形度）≤0.3mm/300mm，玻璃的抗机械冲击轻度、弯曲度满足规范要求，能保证 25 年的使用寿命，投标方应提供玻璃的可见光透射比、钢化强度，应选用国内

外知名品牌。

（6）太阳电池组件使用焊带的安全载流量截面积、力学性能、抗老化性能满足相应规范和行业标准，抗拉强度指标：单片焊带≥150N/mm²，汇流条≥220N/mm²，能耐一定的酸碱腐蚀性，具有良好的抗疲劳特性，考虑焊带与硅片的相容性，降低裂片率，能保证 25 年的使用寿命，投标方应提供焊带和汇流条的成分和抗拉强度，应选用国内外知名品牌。不接受焊带贴膜技术。

（7）太阳电池组件使用的硅胶或胶带具有良好的电绝缘性能和耐气候性能，粘结、密封性能可靠不失效，固化参数、力学性能、剥离性能、匹配性和电性能满足规范要求和行业标准，满足 25 年使用寿命，固化速度≥2.0mm/24h，拉伸强度≥1.6MPa，断裂伸长率≥250%，剪切强度≥1.3MPa。硅胶与背板、铝型材等材料之间的 180° 剥离强度≥20N/cm。投标方应提供硅胶或胶带的固化参数、力学性能和剥离性能，硅胶应选用国内外知名品牌，质量不低于陶氏、瓦克、回天新材、硅宝科技的技术标准；若使用胶带必须为国外品牌，质量不低于 3M、H.B.Fuller、Sekisui Chemical 的技术标准。

（8）光伏组件使用的铝型材的机械强度应满足规范要求，铝型材表面进行阳极氧化处理，氧化层厚度应大于 10μm（如在高污秽地区需提高到 15μm），表面韦氏硬度不小于 8.0HW，弯曲度不大于 0.3mm/300mm，铝边框应带有漏水孔，满足 25 年的使用寿命，投标方应该提供铝型材的表面硬度，氧化膜厚度、型材弯曲度、抗拉强度、拉伸率、耐蚀性和耐候性。

（9）组件引出线电缆

1）每块太阳电池组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。

2）太阳电池组件自带的电缆满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 GB/T18950 性能测试的要求，应满足系统电压，载流能力，潮湿位置、温度和耐日照的要求，具备 TUV 认证。

（10）太阳电池组件使用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能要求，并满足符合相关国家和行业规范规程，满足不少于 25 年室外使用的要求，应具备 TUV 认证。快速接插件适用的电缆型号及规格为 H1Z2Z2-K DC1600V 1×4mm2、DC1600V 1×6mm2。

（11）光伏组件用钢型材的机械强度应满足规范要求，边框尺寸及与角码的匹配性与铝合金边框要求一致，壁厚不小于1.0mm；型材的屈服强度不低于420MPa，抗拉强度不低于 480MPa，维氏硬度不小于 120HV，型材弯曲度不应大于总长度的 1‰。表面镀层应根据大气腐蚀性环境确定最小双面镀层重量：C4 及以下环境不低于 275g/m ，C5

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

环境不低于 350g/m ，Cx 环境不低于 450g/m 。投标方应提供钢型材的屈服强度、抗拉强度、维氏硬度、镀层重量、型材弯曲度等性能检测报告。

7.EL 检测要求

供货组件生产过程中，层压工序前后每块必须进行 EL 检测，本次工程组件出厂完全合格率为 100%，到现场组件完全合格率为 98%以上，同一电池片最多只能有 2 处隐裂，单块组件出现隐裂的电池片应少于 2 块，投标方提供 EL 检测（电致发光检测）中针对隐裂、栅线质量、黑斑等详细控制标准，并提供全部供货组件 EL 检测资料。

工程竣工验收合格正式移交前，遇极端天气（如冰雹、大风、地质灾害、雷击等）、火灾隐患造成部分光伏组件损坏时，投标方应按相关标准进行光伏组件 EL 检测（电致发光检测），并承担相应费用。

8.组件生产设备和关键工艺的控制

生产设备：投标方应明确组件生产线的自动化程度和关键设备清单。

焊接工艺：焊接工序严格遵照作业指导书进行操作，焊烙铁的温度要每个班次至少测试校准一次，温度偏差不能超过10℃，焊接强度每天至少测试一次，4 栅线电池片焊带焊接强度不能小于 2N，5 栅线电池片焊带焊接强度不能小于 1.3N/mm。

层压工艺：层压工序严格按照作业指导书进行操作，层压机温度每个班次至少校准一次（至少测试五个点温度），温度偏差不能超过 2℃，EVA 熔化后应充满背板和玻璃之间，EVA 交联度和粘接强度至少每三天测试一次。

密封工艺：组件封装的玻璃上表面与边框之间，背板与边框之间硅胶均匀充分，无可见缝隙，组件边框内硅胶密封充分。装框工序后应对边框与背板之间进行打胶，在恒定气压下进行均匀注胶，打胶应均匀充分，对硅胶固化环境的温湿度和固化时间进行严格控制，保证硅胶对铝材和层压板边缘有良好的粘接力和具有足够的机械强度；并且在承受外力载荷下有一定的形变和位移能力，防止光伏组件板组件的刚性破坏；保证硅胶自身固化后均匀无气泡，还应防止液体和气体的渗透，起到很好的阻隔作用。

9.生产车间和人员要求

供货组件的生产车间和设备必须经过TUV或同等资质认证机构的认证，操作工人应具有丰富的生产经验，技术娴熟，按照作业指导说明书规范操作，并熟悉各个工序的检验控制标准。

10.组件标准版

投标方应提供经 TUV、UL 或 CQC 标定的标准组件，有效期最长为 12 个月，并经过招标方对标定报告进行审核确认后，作为组件出厂验货的标准组件，组件测试设备应

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

为进口设备（Spire，Berger，ENDEAS，PASAN），测试设备的校准监测每两小时至少进行一次。

11.控制措施

投标方应提供组件生产质量的控制措施，应包括组件原材料性能指标检验标准和方法，生产工艺质量控制，组件成品的性能环境试验抽测等内容，并作为招标方驻厂监造的依据。

12.结构、外形尺寸、支装尺寸及质量

规格组件的外形尺寸，安装尺寸及质量符合相应的产品详细规范的规定。组件的结构设计能满足安装地点的气候、海拔等条件的使用要求，如组件的绝缘强度，安装在高海拔地区，电池片间隙及与边框之间距离满足高海拔地区对应的标准。

组件的安装孔位置可根据投标方的要求调整，同时保证组件的结构强度和安全性能不受影响。

每个组件都应有下列清晰而且擦不掉的标志:

（1）制造厂的名称、标志或代号。

（2）产品型号。

（3）产品序号。

（4）引出端或引线的极性。

（5）在标准测试条件下，该型号产品最大输出功率的标称值和偏差百分比。

（6）制造的日期和地点，或可由产品序号查到。

（7）电流分档标记。

13.外观要求

所有组件表面应进行清洗工序，保证组件的外观满足如下要求:

（1）电池组件边框整洁、平整、无毛刺、无腐蚀斑点。

（2）所提供的组件无开裂、弯曲、不规整或损伤的外表面。

（3）组件的电池表面颜色均匀，无明显色差。

（4）组件的盖板玻璃应整洁、平直、无裂痕。

（5）组件背面无划伤、碰伤等缺陷。背板无明显皱痕，组件背面无明显凸起或者凹陷（由内部引线引起的突起）。

（6）打胶均匀充分，接线盒粘接牢固，表面干净。

（7）组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。

（8）组件的电池表面状况符合相应的产品详细规范的规定。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（9）组件的边缘和电池之间不存在连续的气泡或脱层。

（10）电池组件的接线装置密封，极性标志准确和明显，与引出线的连接牢固可靠。

本技术规范的要求、厂家执行标准和相关规范不一致时，以最高要求为准。

14.电气性能技术参数

本规范对所提供的单晶硅太阳电池组件主要性能参数在标准测试条件（即大气质量AM1.5、1000W/m2的辐照度、25℃的工作温度）下达到如下要求:

（1）填充因子: ≥75%。

（2）组件效率（含边框）: 23.2%。

（3）单个组件功率偏差: 0～+5W。

（4）单块组件的规格为630Wp以上DC1600V 。

（5）寿命及功率衰减: 太阳电池组件的使用寿命不低于25年。高效单晶硅光伏组件第1年功率衰减率不高于1%，第2年至第25年每年功率衰减率不高于0.4%，同时投标方应提供针对组件衰减承诺的分析和保障措施，否则招标方可视情况不予采信。

（6）电池组件应具备较好的低辐照性能，投标方应提供在200～1000W/m²的IV测试曲线和测试数据。

（7）在标准测试条件下，组件的短路电流Isc、开路电压Voc、最佳工作电流Im、最佳工作电压Vm、最大输出功率Pm符合相应产品详细规范的规定。

15.电流分档

组件成品包装按照工程要求一定数量为一拖，一拖组件的数量需根据招标方要求调整，一拖所包括的组件全部按照电流分档，中间档分档精度为≤0.1A，高、低档不超过0.2A，并分别在组件和包装箱上做好分档标识。

16.绝缘强度

组件的电绝缘强度: 满足IEC61215标准要求，测试绝缘电阻乘以组件面积>40MΩ.m²。投标方所供组件应具备良好的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水或融雪的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足相关标准要求，湿漏电流试验需满足IEC61215 10.15条款相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境，厂家提供相应的应对措施及组件的加强处理并提供证明文件。

17.载荷要求

投标方所供电池组件须具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件风载荷最大承压大于2400Pa，雪载荷最大承压大于5400Pa。如组件安装场地需有特殊载荷的需要，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

投标方应提供相应的应对措施及组件加强处理并提供证明文件。

18.强度要求

投标方所供电池组件须具备一定的抗冰雹的撞击，冰雹实验需满足 IEC61215 相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境（多冰雹），厂家应提供相应的应对措施及组件的加强处理，并提供冰球质量、尺寸及试验速度，使其抗冰雹能力满足组件要求，同时投标方提供组件适应安装的气候条件，并对所供组件的抗冰雹能力加以说明提供证明文件。

19.温度冲击要求

由于组件安装地点多为昼夜温度变化范围较大，投标方所供电池组件具备能承受温度重复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的较好能力，具备能承受高温、高湿以及随后的低温冲击的能力，具备能承受长期湿气渗透的能力。厂家提供针对组件安装地点来说明所供应组件能满足气候条件的要求以及相应措施。

20.测试和检验

光伏组件各部件在正常工况下能安全、持续运行，不应有过度的应力、温升、腐蚀、老化等问题。

光伏组件在使用过程中，招标方在运行满一年后，请双方认可的第三方检验机构对已安装电池组件的功率进行抽样测试和检验（IEC 测试标准），同时电站现场进行测试，按照抽样标准送到第三方实验室进行功率、效率测试、低辐照强度条件下效率、温度系数和绝缘测试等外观及性能检测，由招标方（或招标方委托投标方）负责包装、运输到双方认可的第三方测试机构进行，所有费用由投标方承担。若组件效率衰减、外观及性能等大于或不符合合同要求，投标方必须承担所有费用并根据相关合同条款赔偿招标方损失，更换存在质量问题的组件。

21.安装附件

投标方要明确组件安装所用的螺母、螺杆和垫片的规格尺寸。

22.抗 PID 效应要求

投标方应提供通过第三方认证单位测试的 PID 测试报告，供货组件需满足抗 PID 效应要求。

23.其他要求

本技术规范中未明确规定的太阳电池组件的性能和安全指标及其他相关测试试验，投标方所提供电池组件同样需满足 IEC61215 和 IEC61730 及其他相关标准的要求。

24.组件故障率

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

总体光伏组件故障率≤0.01%。

25.备品备件

备品备件清单

序号	名称	参数\规格	单位	数量	
1	单晶组件	630Wp 以上	块	50	场区使用的同型号
2	MC4 接头（1600V）	通用型	对	150	
3	正极引线电缆（红）	H1Z2Z2-K DC1600V 1×6mm²	m	1500	
4	负极引线电缆（黑）	H1Z2Z2-K DC1600V 1×6mm²	m	1500	

26.专用工具清单

序号	名称	参数\规格	单位	数量	备注
1	直流电缆专用压线钳	与实际匹配	套	1	随第一批组件交货时移交
2	红外线热成像仪	菲力尔 E60	把	1	
3	便捷式 EL 检测仪	FT-EL3	套	1	
4	人工巡视无人机	DJI 带红外热成像测试无人机（满足光伏板发热巡检用）型号：大疆 DJI 经纬 M30T 标准版（至少 4 块电池+1 年保险） 配置参数：轴数：4 旋翼；最大抗风能力及工作半径：12 米/ 秒悬停时间：36 分钟 红外成像相机：探测器类型：非制冷氧化钒（VOx），波长范围：905 nm；数字变焦：可见光为 200 倍混合变焦，5 倍-16 倍为光学变焦。 可见光相机：传感器：	套	1	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

序号	名称	参数\规格	单位	数量	备注
		1/2" CMOS，有效像素 1200 万			
5	笔记本电脑	华为 MateBookXPro 酷睿 Ultra 微绒典藏版笔记本电脑 980 克超轻薄/OLED原色屏 Ultra7 32G 1T	台	1	
6	MC4 拆卸工具	通用型	套	5	随第一批组件交货时移交
7	组合工具	世达 09510（150 件套）	套	1	
8	直流电缆专用剥线钳	与实际匹配	套	2	

（四）逆变器技术要求

1.光伏并网逆变器的基本形式

本次招标对投标逆变器的基本要求为：

（1）光伏并网逆变器形式：三相交流光伏组串式并网逆变器。

（2）投标方提供的组串式光伏并网逆变器最大效率不低于 99%，综合效率不低于 98.58%，要求提供第三方权威机构出具的综合效率检测报告，否则所填写的指标无效。

（3）光伏并网逆变器的交流输出侧接三相 AC1000V 及以上的 IT 系统，最大输入电压 1600V，逆变器输出功率具有 10%的过载能力。

（4）光伏并网逆变器应具备防组件 PID（电势诱导衰减）效应功能。投标方需提供安全、可靠的防组件 PID（电势诱导衰减）方案，为了电站运行安全，建议采用虚拟中性点电位抬升（外置防 PID 模块）技术抑制 PID 的方案，在逆变器正常并网运行和待机时均须保证负极对地电位≥0 或正极对地电压≤0V（需向电池板厂商确认选购的电池板

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程招标

抗 PID 效应的补偿电压方向），且 PID 防护功能应能与直流绝缘检测功能同时工作。投标方需按光伏方阵数量提供外置防 PID 模块，逆变器价格应包含该部分分摊费用。招标方不认可一切采用负极直接接地方案抑制 PID 现象的设备。投标方须详细说明 PID 防护的策略、控制方式以及虚拟中性点方式。

（5）光伏并网逆变器应一款机型可以同时支持市场上主流组件，便于逆变器统一采购，备件统一管理维护。

（6）光伏并网逆变器直流侧应具有自动分闸保护功能，组件反接、反灌、内部故障时可断开直流故障。需具备异常场景下的二次保护功能，异常场景包括直流母线短路等，并提供相关第三方报告（如有）及详细说明。

（7）光伏并网逆变器需具备 MPPT 级绝缘阻抗检测定位功能，并提供定位精度及相关证明材料（如有）。

（8）光伏并网逆变器具有直流端子温度保护功能，直流端子温度异常逆变器能进行自动保护。

（9）光伏并网逆变器如果采用外置风扇的散热形式，逆变器外置风扇应具备自动除尘功能。寒冷潮湿区域，逆变器风扇需具备防结冰功能，并详细阐述具体实现方案。

（10）光伏并网逆变器应具有较强的弱电网适应能力，逆变器具备适应 SCR（电网短路容量和逆变器额定容量的比值）低至 1.1 的极弱电网环境，并可以 100%满载运行，额定工况下谐波小于 1%，直流分量＜0.5%，串补系数最高支持 0.7，并提供相关第三方报告（如有）及详细说明。

（11）光伏并网逆变器支持光伏组串 I-V 曲线扫描和组串故障检测功能，并提供相关 IV 故障判断准确率，检测精度相关报告与应用证明。

（12）光伏并网逆变器要求严格满足 IP66 防护等级。

（13）综合考虑光伏电站的运行安全和后期的运维费用等因素，推荐逆变器采用无直流熔断器设计。

（14）光伏并网逆变器需支持夜间无功补偿功能。

（15）光伏并网逆变器的交流输出侧必须加装知名品牌的交流输出继电器，应具备隔离功能和冗余配置。

（16）光伏并网逆变器需满足电网一次调频要求，并提供同类组串式逆变器满足电网一次调频要求证明。

（17）光伏并网逆变器需实现子阵级功率调度快速闭环功能，并提供详细说明。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（18）光伏并网逆变器应能实现面向山地场景的子阵内逆变器功率差异化分配能力，并提供详细方案说明和在贵州的应用案例说明及相应的用户证明。

（19）光伏并网逆变器应具备和上位机实现对时功能，须具备毫秒级对时功能，以做到适时、同步显示。

（20）光伏并网逆变器须具备多级故障录波能力，无其他配套设备的情况下，逆变器及通讯柜能实现设备级、子阵级故障录波功能，并提供详细说明。

（21）光伏并网逆变器及数据采集器（通讯柜核心设备）应具备满足 IEC 62443-4-2 的网络安全特性，并提供认证报告等证明材料（如有）。

（22）光伏并网逆变器核心器件（如 IGBT、DSP、CPLD、载波通讯芯片等）必须使用国产化芯片，卖方需详细说明逆变器自主可控的保障情况。

（23）投标方应在此处提供投标逆变器建议的最优并联规模，若对升压箱变的技术参数有特殊要求，请在此处详细说明，否则，认为对升压箱变没有特殊要求。

2.光伏并网逆变器参数要求

序号	项目	要求	投标方答复
1	最大输入电压	1600V	
2	MPPT 电压范围	不低于 500V～1600V	
3	最大输入电流		
4	直流输入支路数	不少于 36 串	
5	独立 MPPT 追踪支路数	不得低于 6 路	
6	额定交流输出功率	≥400kW	
7	工作海拔	不低于 4000m	
8	额定输出电压	AC1000V	
9	额定输出频率	50Hz	
10	功率因数调节范围	±0.8	
11	功率因数调节分辨率	分辨率±0.01	
12	最大总谐波失真	≤1%（额定工况）	

3.光伏并网逆变器的主要性能指标

（1）逆变器最大效率和综合效率

投标方提供的组串式光伏并网逆变器最大效率不低于 99%，综合效率不低于 98.58%，要求提供第三方权威机构出具的综合效率检测报告，否则所填写的指标无效。

（2）输出电压范围

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

投标方需提供并网逆变器三相交流输出的电压范围。

（3）质量

无论采用何种控制方式，并网逆变器在运行时不应造成电网电压波形过度畸变，并网逆变器注入电网的谐波电流不能超标，以确保公用电网和连接到电网的其他设备正常运行。

在电网背景电压符合 GB/T 14549《电能质量 公用电网谐波》的要求时，并网逆变器的输出电能质量必须满足 GB/T 29319《光伏发电系统接入配电网技术规定》、GB/T 19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》、NB/T 32004《光伏发电并网逆变器技术规范》等标准的要求。投标方必须提供投标机型第三方实验室谐波测试报告或同类组串式逆变器中国电力科学研究院现场谐波测试报告，以证明投标逆变器具备优良的输出电能质量。

（4）直流分量

在 0～100%功率范围内，光伏并网逆变器输出的最大直流分量不允许超过其额定输出电流的 0.5%。

（5）电磁干扰和电磁兼容

光伏电站并网运行时，除不可抗力因素外，并网逆变器作为光伏电站内唯一的大功率干扰源，不得对本机和符合相关 EMC 要求的通信设备的正常通信构成干扰。

光伏并网逆变器的电磁干扰和兼容水平应优于 NB/T 32004《光伏发电并网逆变器技术规范》、IEC 61000-6-1、IEC 61000-6-4 标准的要求。

（6）MPPT 效率及范围

投标的组串式逆变器应具有较高的 MPPT 效率，静态 MPPT 效率不低于 99%，动态 MPPT 效率不低于 98%。

当光伏组件的温度在-25～+80℃之间正常变化时，逆变器的 MPPT 电压范围不应小于 500～1600V DC。

（7）有功功率和功率因数控制

并网逆变器必须具备有功功率、有功功率变化率和功率因数控制功能。投标方逆变器有功功率指令的控制精度不低于1%（百分比形式）或1kW（绝对值形式）；功率因数控制指令的控制精度不低于±0.01；功率变化率控制指令的控制精度不低于1kW/s，所有控制指令及对应的控制参数应保证可以由后台一次性下达至并网逆变器。

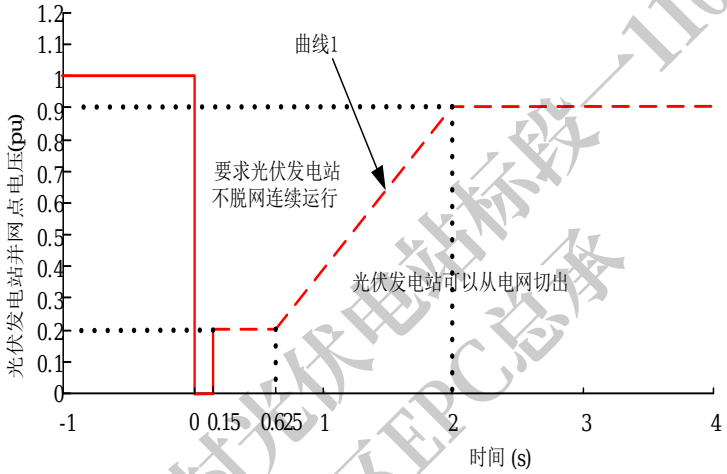
在直流输入功率允许的情况下，逆变器有功功率的调节范围为 0～100%，功率因数的最小调节范围为±0.8。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

并网逆变器的有功功率控制功能还应满足 GB/T 19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》的要求。

（8）低电压穿越功能

并网逆变器应具备低电压穿越功能，必须同时具备平衡穿越和不平衡穿越能力，默认的低电压穿越能力曲线必须符合 GB/T 19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》中第 8 章的所有要求。投标方此次投标的组串式并网逆变器必须通过中国电力科学研究院实验室低（零）电压穿越测试和同类组串式逆变器中国电力科学研究院现场低电压穿越测试。



光伏发电站的低电压穿越能力要求

（9）电网适应性

1）电压适应性

并网逆变器应满足 GB/T 19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》标准中第 9.1 节所有的要求。投标方此次投标的组串式逆变器必须通过中国电力科学研究院电压范围（高电压穿越）认证测试。

光伏发电站在不同并网点电压范围内的运行规定

电压范围	运行要求
<0.9 pu	应符合 GB/T 19964-2012 第 8 章低电压穿越的要求
0.9 pu≤UT≤1.1 pu	应正常运行
1.1 pu<UT<1.2 pu	应至少运行 10s
1.2 pu≤UT≤1.3 pu	应至少运行 0.5s

2）频率适应性

并网逆变器应具备良好的电网频率适应性，默认的频率适应范围必须符合

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110k
V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

NBT32004 中频率适应性的要求。投标方此次投标的逆变器必须通过第三方试验机构的频率扰动测试。

（10）待机功耗

并网逆变器的待机功耗不应大于 8W。

（11）支持夜间无功补偿功能

投标方提供的组串式逆变器须具备夜间无功补偿功能，夜间无功补偿能力不小于额定容量的 0.6 倍。

4.光伏并网逆变器的保护功能

（1）电网异常保护

电网异常时，投标逆变器应按照 GB/T 19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》、NB/T 32004《光伏发电并网逆变器技术规范》等标准进行动作和保护。

（2）防反放电和极性接反保护

当并网逆变器直流侧电压低于允许工作范围或逆变器处于关机状态时，并网逆变器应无反向电流流过。

当光伏方阵的极性反接时，并网逆变器应能可靠保护而不会损坏。极性正接后，并网逆变器应能正常工作。

（3）电网相序自适应

并网逆变器必须具备电网相序检测功能，当连接到逆变器的电网电压是负序电压时，逆变器必须通过内部调整向电网注入正序正弦波电流。

任何情况下，并网逆变器都不能向电网注入负序电流。

（4）过压、过流保护

投标并网逆变器必须具备完备的直流输入过压保护功能和交流输出过压、过流保护功能。

（5）内部短路保护

当并网逆变器内部发生短路时（如电力电子开关直通、直流母线短路等），逆变器内的电子电路、保护设备和输出继电器应快速、可靠动作。

（6）降额运行

投标逆变器在温度过高时必须进入降额运行模式，不能直接关机。

（7）故障的记录与显示

投标并网逆变器必须能够记录设备使用寿命期内的所有故障信息，滚动存储数量不少于 8000 条。逆变器历史故障记录既能从手机 APP 本地调取，又能由监控后台远程

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

调取。

（8）电气间隙和爬电距离

并网逆变器的电气间隙和爬电距离必须满足或优于IEC 62109《光伏发电系统用电力转换设备的安全》标准中的基本要求。当应用于高海拔环境时，应按照IEC 62109《光伏发电系统用电力转换设备的安全》标准的要求进行对应的修正，并网逆变器修正后的电气间隙和爬电距离必须满足或优于IEC 62109的要求。

（9）残余电流保护和接触漏电流

投标并网逆变器应提供残余电流保护功能并满足NB/T 32004《光伏发电并网逆变器技术规范》的要求。

（10）防雷保护

投标逆变器必须具备完备的交、直流防雷保护功能，其中，交流出线侧和直流进线侧的防雷保护等级不低于TypeⅡ级。防雷设备损坏后，损坏的防雷器应能够可靠地与交、直流电网脱离（应具备防雷器失效保护装置）。

5.产品认证报告及其型式实验报告

用于本工程的逆变器应具有资质的第三方出具的用于电磁暂态和机电暂态电气仿真的计算模型参数及建模报告（要求在并网前需提供电磁暂态RTLAB链接库模型验证报告）、电网适应性（频率适应性、电压适应性）报告、高低压穿越能力报告、电能质量、有功无功控制能力报告等方面的型式试验报告，以上报告应为全面的、完整的报告，必须能通过贵州电网公司的认可和审查。投标并网逆变器需要做的认证测试标准包括：GB/T 19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》、NB/T 32004光伏发电并网逆变器技术规范》、IEC 62109-1/2《光伏发电专用逆变器的安全》、IEC 61000-6-1、IEC 61000-6-4、NB/T 37408《光伏发电并网逆变器技术要求》（需包含高穿、低穿与频率适应性三个项目）。

招标方认可的第三方检测机构为中国电力科学研究院国家能源太阳能发电研发（实验）中心、中国合格评定国家认可委员会（CNAS）、中国质量认证中心（简称CQC）、北京鉴衡认证中心有限公司（简称CGC）、莱茵技术（上海）有限公司（简称TUV莱茵）、必维国际检验集团（Bureau Veritas，简称必维）、南德认证检测（中国）有限公司（简称TUV南德）、美国Underwriters Laboratories Inc.（简称美国UL）、加拿大Canadian Standards Association（简称加拿大CSA）等。其中，低（零）电压穿越报告必须由中国电力科学研究院按照GB/T 19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》进行认证，并随投标文件提供现场或实验室低（零）电压穿越检测报告。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第三方认证报告中必须明确而清晰地体现出认证机构的名称、认证机构公章、认证日期或有效期限、被测试设备的具体型号等关键信息。

招标方不接受任何形式的制造商自我声明认证；技术标书中不得出现与招标设备无关的任何形式的认证和测试报告。

6.光伏并网逆变器的绝缘耐压性能

（1）逆变器绝缘电阻

投标并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地的绝缘电阻应不小于 1MΩ，绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。

（2）逆变器绝缘强度

投标并网逆变器的直流输入电路对地应能够承受 50Hz 、AC1800V 的正弦交流电压或 DC2600V 直流电压 1min；交流输出电路对地应能够承受 50Hz、AC2200V 的正弦交流电压或 DC3110V 直流电压 1min，逆变器应无内部或外部的绝缘闪络和击穿或任何破坏性放电现象。

7.光伏并网逆变器的供电及监控系统要求

（1）控制系统的供电要求

投标并网逆变器的控制系统应采用自供电方式运行。

（2）控制系统的基本要求

投标并网逆变器的控制系统应采用高性能控制芯片冗余备份的全数字化控制结构以确保控制系统损坏后，逆变器可以安全停机；反馈环节应采用低温漂、高精度、宽温度范围的高品质传感器（传感器的带宽和实际检测精度必须满足控制要求）；模数和数模（如有）转换环节应采用高精度的高速 AD/DA（如有）。

并网逆变器内的所有PCB电路板都必须做优质、可靠、全面的三防处理，投标方应在此处详细说明其采用的三防处理工艺流程、三防漆厚度、三防处理设备等关键信息。

控制系统应能稳定、快速的实现最大功率点跟踪和输出波形质量控制，以确保并网逆变器获得最大的功率输入并输出预期的正序正弦波电流。

（3）通信

投标并网逆变器应提供标准的隔离型 RS485 标准通信接口或 MBUS 通讯功能，并网逆变器应能与光伏电站监控系统或数据采集器通过基于 RS485 通信接口的 Modbus RTU 协议或 MBUS 通讯进行通信。数据采集器的设备接入数量应不少于 60 台，且数据采集器应集成信息采集、协议转换、RS485 通讯或 MBUS 通讯。为确保光伏电站通讯的可靠性与及时性，推荐使用 MBUS 通讯方案。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

投标并网逆变器内RS485的传输速率不得低于9600bps，而MBUS通讯的通信速率不得低于100kb/s，MBUS通讯的应用总业绩不得小于500MW，并出具相关合同及业绩表进行证明。

（4）投标并网逆变器应具有自动与电网侧同步的功能

投标并网逆变器应能根据日出及日落的日照条件，实现自动开机和关机。并网逆变器启动运行时应确保光伏发电站输出的有功功率变化率不超过所设定的最大功率变化率。

（5）并网逆变器的显示及故障报警

投标并网逆变器能够本地显示的参数主要包括（但不限于此）：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、交流功率、电网频率、功率因数、日发电量、累计发电量、日发电时间、每天发电曲线、交流和MPPT级别直流发电量所有显示的数据应能够通过通信接口传至监控后台。

故障信号包括：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、并网逆变器过热、绝缘故障、RCD保护等。

并网逆变器应采用LED灯光报警的方式来向本地操作、运维人员发出故障提示信号。

8.并网逆变器的通风散热

高温会加速设备老化，严重影响设备实际使用寿命，由于投标方对通风散热方案考虑不周所导致的所有问题由投标方负责。要求逆变器外置风扇具有自动除尘功能。

9.光伏并网逆变器的工艺要求

投标逆变器外壳采用经高质量表面处理的不生锈金属材料制作，耐候年限（不生锈、不腐蚀、机械强度满足使用要求）。整机要求通过C5防腐标准测试。

投标逆变器结构安全、可靠；易损件的设计与安装应便于维护及拆装。

投标逆变器的结构必须安全、可靠；投标逆变器必须便于运输、搬运、安装、接线和维修；风机、熔断器等易损件必须便于拆装和维护。

投标光伏并网逆变器内的所有导线、电缆、线号套管等应使用阻燃型产品。

10.光伏并网逆变器的基本性能参数表 （投标方填写）

项目		参数
制造厂商		
型号		
直　流	最大直流输入功率（kW）	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

项目		参数
输入	最大方阵开路电压（V）	
	直流输入电压范围（V）	
	MPPT 跟踪范围（V）	
	MPPT 跟踪效率（%）	
交流输出	额定交流输出功率（kW）	
	最大交流输出功率（kW）	
	工作电压范围（V±%）	
	工作频率范围（Hz±%）	
	综合效率（%）	
	最大效率（%）	
	功率因数	
	电流总谐波畸变率（%）	
	夜间自耗电（W）	
	噪音（dB）	
基本功能	过/欠压保护（有/无）	
	过/欠频保护（有/无）	
	防孤岛效应保护（有/无）	
	过流保护（有/无）	
	内部短路保护（有/无）	
	防反放电保护（有/无）	
	极性反接保护（有/无）	
	低电压穿越功能（有/无）	
	零电压穿越功能（有/无）	
	高电压穿越功能（有/无）	
	电网相序自适应功能（有/无）	
	有功功率控制功能（有/无）	
	功率因数控制功能（有/无）	
	逆变器输出直流分量超标保护（有/无）	
	漏电保护功能（有/无）	
	绝缘监测功能（有/无）	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

项目		参数
安 全 要求	绝缘电阻	
	绝缘强度	
	外壳防护等级	
	自动分闸功能	
	MPPT 级绝缘监测功能	
	直流端子过温保护	
	风扇自动除尘功能	
	故障录波功能	
RS485 通讯接口（有/无）		
MBUS 通讯（有/无）		
尺寸	长×宽×高（mm）	
	重量（kg）	
文 件 要求	产品说明书（有/无）	
	用户手册（有/无）	
	产品合格证（有/无）	
	保修卡（有/无）	
电 网 支持	支持的 SCR	
	支持的交流串补系数	
	支持 HVDC 送端比例	

11.本工程需提供如下备品备件及专用工具

序号	名称	数量	备注
1	逆变器	1台	型号、版本与现场一致
2	调试电脑	1 台	调试工具包括硬件和软件（惠普（HP）战 66 16 英寸 2026 轻薄办公笔记本电脑 全新锐龙 7 450 32G 1T 2.5K 屏 ，有线 RJ45 网口）

备品备件在工程结算前移交，调试工具在合同签订 1 月内移交。

（五）35kV 箱式变压器(后简称 35kV 箱变)

35kV 箱式变压器（以下简称 35kV 箱变）由投标方按照招标文件及设计要求进行采购，投标方根据设计方案采购箱式变压器，其主要技术参数需经招标方认可后方可采购。若投标方在未取得招标方认可自行采购 35kV 箱变，不满足招标文件技术要求的，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

招标方有权拒绝使用，相关费用由投标方自行承担。投标方需完成 35kV 箱变的现场保管、安装、接线、调试等工作。因投标方原因产生设计变更而导致设备购置多购或欠购的，由投标方负责赔偿或补充。

1.35kV 箱变内部电气设备主要参数

（1）35kV 箱变

1）主要参数

型式:　　华式 35kV 油浸式三相双绕组无励磁调压变压器

额定电压:　37±2×2.5%/1kV（与逆变器交流电压匹配）

变压器型号：S18

最高运行电压：40.5kV

额定容量：1380kVA 至 4140kVA（以施工图设计为准）

（额定温升 65K）

额定频率:　　50Hz

接线组别:　　Dy11

短路阻抗:　　7%

调压方式 :　　无励磁调压

冷却方式:　　ONAN/ONAF

变压器空载损耗、负载损耗、空载电流:

参数 / 变压器容量	空载损（kW）	负载损（kW）
1380kVA	≤1.18	≤14.22
1840kVA	≤1.44	≤17.54
2300kVA	≤1.67	≤19.31
2760kVA	≤1.94	≤21.11
3110kVA	≤2.24	≤23.39
3680kVA	≤2.47	≤25.85
4140kVA	≤2.67	≤28.01

注：能耗水平不能低于 GB20052-2024 三级能效折算值

噪声水平：≤65dB

中性点接地方式：中性点不接地

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2）绝缘水平如下表所示

以下参数均为海拔 1000m 的参数，需要按照海拔 2000m 修正绝缘水平。

表 35kV 变压器绝缘水平部位名称	额定雷电冲击耐受电压（峰值）kV	截断雷电冲击耐受电压（峰值）kV	短时（1min）工频耐受电压（有效值）kV
35kV 绕组	200	220	85
35kV 绕组中性点	200	220	85

3）温升

变压器的温升试验应符合 GB1094.2—1996、GB1094.11 及 GB/T-6451 的规定，其正常使用条件下运行时的温升限值不应超过国标规定。

高压设备的允许温升值满足 GB/T11022—1999 的规定；低压设备的允许温升值满足 GB7251 的规定。

4）变压器抗短路能力：按现行国标执行，投标方提供承受短路能力的校核计算保证书。

5）其他参数如额定短路耐受电流、额定峰值耐受电流、温升等均按现行国家标准执行。

6）变压器应具有 1.1Ue 长期运行，过负荷 30%连续运行 2h 的能力，并应符合 GB/T15164-1994 油浸式变压器负载导则。

7）变压器其他技术要求

变压器应配置有温度控制器，温度控制器带有报警接点，应输出 2 对无源独立接点信号（温度超高报警接点 1 对，温度过高报警接点 1 对），温度报警信号接点引至升压变测控装置报警用。温度控制器的电源取自低压室升压变辅助电源。变压器应配置油位高低超限报警，报警信号应传输至光伏场区计算机监控系统。

（2）高压室主要电气设备

1）高压断路器

额定电压：　　40.5kV

额定电流：　　630A

额定短时耐受电流及时间：31.5kA/4s

额定峰值耐受电流：　　80kA

额定热稳定电流：　　31.5kA

2）35kV 氧化锌避雷器技术参数

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

额定电压: 51kV

持续运行电压: 40.8kV

标称放电电流: 5kA

操作冲击电流残压: ≤114kV（峰值）

陡波冲击残压: ≤154kV（峰值）

雷电冲击电流残压: ≤134kV（峰值）

直流 1mA 参考电压不小于 73kV

3）35kV 接地开关

额定电压: 40.5kV

额定短时耐受电流及时间: 31.5kA/4s

额定峰值耐受电流: 80kA

接地开关与隔离开关之间有机械联锁，以防止误操作。设有观察窗或可靠的机械位置指示器以校核其位置。

4） 35kV 隔离开关

额定电压: 40.5kV

额定电流: 630A

额定短时耐受电流及时间: 31.5kA/4s

额定峰值耐受电流: 80kA

操作方式: 手动

5）高压室其他技术要求

- 高压室内应设有带电显示器
- 变压器装设温度控制器
- 变压器测温电阻采用 PT100
- 高压设备的允许温升值应满足 GB/T11022 的规定

（3）低压室主要电气设备

1）低压断路器:

框架断路器

型式: 低压框架断路器

低压断路器可实现速断、过流、单相接地等保护功能。其分合闸状态和故障跳闸状态应有信号上传，并提供 2 对辅助接点（1 常开，1 常闭）。断路器应能实现远程控制关合的功能。断路器应有低温试验报告，其他技术特性应符合国标要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 仅供参考

低压塑壳断路器

具有过流保护功能，额定电压大于逆变器出口电压，具备自动灭弧功能。

2）浪涌保护器技术参数

响应时间：小于 25ns

推荐 3+1 模块（4 片 1320V）压敏浪涌保护装置，禁止使用气体放电管，否则可能引起防雷器失效， 若投标方错误使用防雷模块，导致过电压损坏电气设备，投标方负责赔偿。本系统有防 PID 效应功能，务必满足上述要求。

浪涌保护必须具有 TUV 认证、北京或上海防雷中心出具的型式检测报告。

3）低压室其他技术要求

低压接线采用铜母排（加装绝缘护套），设计制造时充分考虑多根低压电缆及控制电缆进线的安装位置。母排布置达到连接可靠、安装方便，保持安全距离的要求。

低压室门锁拉杆材料选用有足够强度的材料。二次布线合理、规范、牢固。

低压设备的允许温升值满足 GB7251 的规定。

低压室在门打开时导电体不能裸露，应加装透明有机玻璃防护板。

低压室应配置供升压变检修、照明、加热等的升压变辅助用电电源。柜内采用温湿度控制器等防凝露措施。

低压室应预留足够空间便于安装升压变智能监测单元。

箱变高、低压侧各安装一块的 0.5 级电表，高低压侧分别配置 0.5 级电压互感器、0.5 级电流互感器等附属设备，能够显示并存储电压、电流、正反向功率 （有功、无功） 及正反向电量值 （有功无功） 等信息，具备 2 路及以上通讯功能，数据通过网络、R485 方式上送至监控后台，配备至升压站相关通讯设备，双向计量功能；该类装置每 15min 存储一次数据。

（4）辅助变压器

型式：三相双绕组干式无载调压变压器

型号：SG－5kVA

额定容量：5kVA

电压变比：0.1/（0.38－0.22）kV（高压侧以逆变器电压为准）

额定频率：50Hz

联结组别：Dyn11

中性点接地方式：中性点直接接地

（5）箱变智能监控装置

35kV 箱变内设置 1 套智能监控装置，安装在保护小室内，能够采集升压变的数据信息，继保装置通过RS485连接到测控装置，通过RS485通信接口与光伏数据采集器交换数据，采用 Modbus-RTU 协议。测控装置电源采用 AC220V，电源取自升压变低压侧辅助变压器，电源经自动空气开关串接后接入装置。

升压变智能监控装置采集信息量如下所示:

序号	回路名称	信号名称	上传方式	备注
一、遥信信息量				
1¯2	35kV 高压侧	高压断路器合位	接入无源空接点	DI
		高压断路器分位	接入无源空接点	DI
3¯6	35kV 变压器	油温超高跳闸	接入无源空接点	DI
		压力释放动作跳闸	接入无源空接点	DI
		油温过高报警	接入无源空接点	DI
		油位异常报警	接入无源空接点	DI
7¯10	主低压进线开关	低压断路器合位	接入无源空接点	DI
		低压开关保护动作跳闸	接入无源空接点	DI
		远方/就地位置	接入无源空接点	DI
		低压断路器总告警	接入无源空接点	DI
11¯22	1-30#塑壳断路器		接入无源空接点	DI
			接入无源空接点	DI
23¯24	变压器门	高压室门位置信号	接入无源空接点	DI
		低压室门位置信号	接入无源空接点	DI
25	浪涌保护器		接入无源空接点	DI
26¯30	备用点			
二、遥测信息量				
1¯3	低压侧主进线	进线电流 Ia	三相四线制电流互感器直接输出	AI
		进线电流 Ib		AI
		进线电流 Ic		AI
4¯6	低压侧主进线	进线电压 Ua	低压侧三相电压	AI
		进线电压 Ub		AI
		进线电压 Uc		AI
7¯12	油温			

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

序号	回路名称	信号名称	上传方式	备注
三、遥控信息量				
1	高压侧断路器	合闸、分闸		DO
2	低压侧断路器	合闸、分闸		DO
5-8	备用			DO

（6）通讯设备安装对 35kV 箱变的要求

1）在子阵系统选用 PLC 和防 PID 功能时，35kV 箱变低压侧需要预留一路交流输出开关，供 PLC 连接，该支路电气上必须与 35kV 箱变低压逆变器接入母排直接相连，不能从 35kV 箱变内置隔离变压器接入。

2）升压变外壳预留网线输出口，安装之后用油泥封堵;

3）通讯设备正前方不能被遮挡。

（7）过压保护器采用三相五柱式。

2.结构要求

（1）箱体应有足够的机械强度，在运输、安装中不发生变形。应力求外形美观，色彩与环境协调。外壳油漆喷涂均匀，抗暴晒、抗腐蚀、抗风沙，并有牢固的附着力。防护等级 IP54。

（2）按照标准华式结构型式的要求制造。箱变外壳全封闭（无百叶窗，底部封堵，门框加密封条等）。

（3）高压柜及低压柜，应为全密封结构。

（4）油箱材料厚度≥4.0mm，散热片材料厚度≥1mm，散热器不加防护罩。

（5）箱变门要防风型铰链，箱体上所有的门向外开，开启角度大于 90 度，并设有定位装置。

（6）箱体和箱柜的内外表面平整、光洁，无锈蚀、涂层脱落和磕碰损伤现象，涂料层牢固均匀，无明显色差反光，可以保证 30 年不褪色，不脱落。漆膜厚度应不小于 80μm。箱体的基座应高出地基 200～600mm。

（7）在正常环境温度下运行时，所有的电气设备的温度不超过其最高允许温升。

（8）箱体顶盖的倾斜度大于 3°，并装设有防雨的密封盖板和防雨檐。

（9）箱体基座和所有外露金属件均进行防锈处理，并喷涂耐久的防护层。金属构件也进行防锈处理和喷涂防护层。外部螺栓具有防盗措施。

（10）箱变 35kV 侧上下出线需有防漏油措施。事故放油阀箱体内安装。

（11）接地

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

箱式变的箱体应设专用接地体，该接地导体上应设有与接地网相连的固定连接端子，其数量不少于两个，并应有明显的接地标志。接地端子为直径不小于 12mm 的铜质螺栓。

箱式变的金属骨架、高、低配电装置及变压器部分的金属支架均应有符合技术条件的接地端子，并与专用接地导体可靠地连接在一起。箱式变高、低压配电装置及变压器部分的专用接地导体应相互连接，否则应通过专用的端子可靠地连接在一起，箱式变的所有高、低压设备的非带电金属裸露部分均应可靠接地，门及在正常运行条件下可抽出部分应保证在打开或隔离位置时仍可靠接地。

（12）高压室门加装电磁锁和带电显示器，当 35kV 侧带电时高压室门不能打开，箱变外门加装机械锁。

（13）箱变保护信号

变压器应装设温度计，以监测变压器的上层油温，变压器装设油位指示装置，监测变压器油位状态；变压器装设压力释放阀，以监测油箱密封状况和维持油箱正常压力；变压器装设放油阀和取油样装置。箱变应装设指针电流、电压表计。单独设置保护小室，将温度、高压、低压开关量引入并接端子排。

（14）箱变油枕使用金属波纹管内油式。

3.照明、凝露加热

箱变应设置内部照明，设置门控灯、加热器及温湿度控制器，设备应满足当地低温运行环境要求。

（1）箱变内部照明，交流 220V。

（2）箱变内凝露及采暖加热，交流 220V。

4.母排

箱变内所有用于导电的母排均应采用铜质硬母排，并做绝缘防护，不允许带电部分裸露，**母排螺栓连接处增加绝缘套满足规程规范要求的全绝缘包裹。**

5.35kV 箱变进出线方式

（1）高压进出线

箱变高压侧采用电缆进出线，进出线均位于箱变底部，在高压室预留位置，箱变高压侧电缆接线端子满足 3 回 ZRB－YJLHV22－26/35kV－3×500mm² 铝合金铠装电缆的连接要求，以方便多台箱变高压侧出线组合成一回集电线路时的电缆连接，电缆接入采用冷缩终端。

（2）低压进线

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

箱变低压侧采用电缆进出线，进出线均位于箱变底部。箱变低压侧电缆接线端子满足 13 回 ZRB－YJLHV22－1.8/3kV 铝合金铠装电缆的连接要求。

低压侧各进线（光伏发电侧）应装有进线开关。箱内接线应牢固可靠、布线整齐美观，便于接线及试验。具体接线在技术协议上或设计联络会上确定。

低压电缆室必须预留足够的引入低压动力电缆安装接线空间和检修试验空间，接线端子或接线母排下部预留空间的高度应不低于 600mm，宽度应满足接线支路数电缆终端数量和施工接线相线分接电气安全空间要求，空间厚度不小于 400mm。电缆穿入处需配置电缆固定型钢和电缆固定卡具。

6.35kV 箱变内部电气设备

（1）箱体门内侧应附有主回路线路图、控制线路图、操作程序及注意事项。

（2）低压侧裸露导体部分应加装绝缘护套并加装防护门。

（3）高压进出线应考虑电缆的安装位置和便于进行试验。

（4）箱变内部电气设备的装设位置应易于观察、操作及安全地更换。

（5）变压器高压设有带电指示装置。

（6）箱变的主要电气设备应提供主要参数。

（7）提供一定数量的熔断器和开关作为备件，备件规格与数量列于备品备件表内。

（8）箱变内部配置一台供电时间不低于 10h 的 UPS（**配套直流蓄电池**）。

（9）高压侧柜门在箱变带电情况下不能打开。

（10）所有开关增加灭弧罩装置，箱变低压断路器建议采用固定式，塑壳开关间距预留足够的间隙，保证单个塑壳开关损坏产生的电弧不影响其他开关正常运行。

7.35kV 箱变其它要求

箱式全密封免维护变压器应达到现行相关标准和生产厂家自行标准，保证至少 20 年不用进行吊芯检查、大修等维护工作。如在使用期内由于质量问题发生漏油或渗油，厂家在接到供方通知之日起，两周内必须处理完毕；如无法修理，则在接到供方上述通知之日起四周内，必须更换一台新的型号完全一样的变压器。

招标方可随时参加监造，在产品套装和出厂试验时，厂家应通知招标方派人员参加。

招标方在投标方供货期间，招标方有权要求投标方按不同型号随机抽检一台箱变送贵州电科院进行检测，试验报告在箱变抵达现场后 20 日历天内完成。如果试验结果不满足要求，则拒绝所有箱变用于本工程，由此造成的损失由投标方负责。

厂家对设计如有改动或尚有不明事宜，应随时与供方取得联系，以便达成共识，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

提供符合供方要求的优质产品。

变压器绝缘油选用＃25 变压器油（不低于克拉玛依变压器油的质量标准）

需方应提供满足功能要求的电气设计方案图。

8.箱变网络配置:

箱变外壳上配置网络通讯柜。环网交换机采用独立交换机，每台箱变配置加密装置，组网方式为：箱变测控、子阵控制器数据分别独立送至箱变汇集交换机，汇集交换机送至箱变加密装置，加密装置送至箱变环网交换机（环网交换机、加密装置、汇集交换机、光前熔接盒等均安装的箱变外网络通讯柜内），环网交换机通过光纤送至升压站中心交换机。电能表数据通过光纤送至升压站监控后台。光缆采用单模光缆，环网采用两根光缆，不能用同一根光缆的不同纤芯组成环网。每台箱变配置光纤终端盒、光纤耦合器，所有光缆纤芯一次全部融完。

需方应提供满足功能要求的电气设计方案图。

9.35kV 箱变内部零部件

箱变内部零部件必须采用国内一线知名品牌，逆变器用塑壳断路器应为双触头结构，提高分断能力。

10.荧光光纤在线测温系统

按照“智能化光伏场站”要求，对箱变高、中、低压室电缆接头温度、各侧铜排温度及中压断路器温度（共 12 点）进行实时在线监测和故障报警，除可就地显示报警信息外，还能通过 RS485 口传至箱变测控后台，并能实现远程监控。

应包括以下几个组成部分:

1）荧光光纤解调仪;

2）传感探针;

3）显示模块;

4）荧光光纤;

5）监测应用软件。

荧光光纤测温系统应满足如下技术要求:

1）测温范围：-40～+200℃;

2）测温精度：±0.5℃;

3）带 RS485 通讯接口能与其他监控系统后台进行通讯;

4）接触式测量方式，为了满足绝缘要求，探头直径不大于 3mm;

5）不受箱变内电磁环境影响并提供相关电磁兼容试验报告;

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

6）能够保存温度数据和报警温度时间等参数;

7）探头寿命不小于 40 年;

8）温控仪具有就地显示模块。

11.备品备件及专用工具:

序号	名称	数量	备注
1	塑壳断路器	7 台	型号、版本与现场一致
2	避雷器	3 台	型号、版本与现场一致
3	高、低压断路器分合闸线圈	各 2 个	型号、版本与现场一致
5	箱变测控	1 台	型号、版本与现场一致
6	钳型电流表	1 台	建议：FLUCK 319
7	钳型电流表	1 台	建议：FLUCK 353/355
8	绝缘摇表	1 台	建议：KYORITSU 3125A
9	接地电阻测试仪	1 台	建议：FLUCK F1625-2
10	万用表	1 台	建议：FLUCK 18B+
11	红外线热成像仪	1 台	建议：FLUCK TiS75
12	相序表	1 台	可测交流 1000V
13	35kV 带电作业绝缘手套	2 双	需检验合格
14	交流高压声光验电器	1 支	YDQ-11 35kV 需检验合格
15	双舌式弹簧紧式接地线	3 组	35kV 1.5 米 3 根+8 米需检验合格
16	万用表	2 台	建议：LINI-T,型号：UT892,可测交、直流 2000V 范围
17	机械摇表	2 台	2500V（引线不小于 2 米）
18	电子摇表	2 台	5000V ，档位可选 500、1000、2500、5000V 档
19	框架断路器	1 台	按相同型号备 1 台
20	绝缘靴	3 双	按 40、41、42 码各配 1 双，共 3 双
21	电流端子	200 个	与箱变内部电流端子配套，配（ABCN）电流短接片
22	0.1kV/0.4kV 隔离变压站（三相）	1 台	箱变内部电源用变压器
23	双舌式弹簧紧式接地线	1 组	110kV 3 米 3 根+8 米
24	交流高压声光验电器	1 支	YDQ-11 110kV 需检验合格

备品备件在第一台箱变到场移交。

（六）光伏区监控自动化及生产运营管理系统

光伏区计算机监控系统应包括自动化监控系统与生产运营管理系统，包括与本期 110kV 升压站和贵阳集控中心进行数据交互的软、硬件系统。为实现项目精细化运营，**本工程光伏区计算机监控系统预留水城区营盘乡兰花村光伏电站标段二 67.7MWp 容量接口，调试工作由本工程牵头负责，水城区营盘乡兰花村光伏电站标段二按光伏区容量**

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

比例承担调试所产生的费用，系统应具备以下主要功能:

光伏区计算机监控系统应包括自动化监控系统与生产运营管理系统，包括与本期 110kV 升压站和贵阳集控中心进行数据交互的软、硬件系统。为实现项目精细化运营，**本期光伏区计算机监控系统预留水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 71MWp 容量接口，调试工作由本期工程负责，**系统应具备以下主要功能:

1. 数字孪生：通过建模实现对大基地电站的全域感知、全息复制，拉近管理距离，对电站感知实现从逻辑层面到可视化的互动。

2. 机器视觉：通过对无人机、机器人、摄像头等一系列智能设备的集成，以无人机、机器人代替人工巡检，效率更高、更准，助力“无人、少人”理念。

3. 数智化 AI 模型、算法：通过构建 PR 值、智能排程、融合诊断等应用，利用多维度、智能化手段来助力运维，提升效率，精细化管理电站运行。

4.光伏区计算机监控系统应能实现对箱变、逆变器、组件等设备的数据采集、传输、监视、控制、报警、分析、存储、报表等功能，主要采集的智能设备含：光伏区直流汇流箱、组串式逆变器、光伏区 PID 装置、箱变测控、箱变计量电度表等。

光伏区自动化监控系统：接收电力自动化系统关键数据并完成标准化报表要求、支持接收电力自动化系统厂商、功率预测系统及 AGC/AVC 等系统通过规范的数据传输接口进行数据交互（包含遥测、遥信、遥脉、遥控、遥调等信息）。同时光伏区的数据采集器需通过 IEC104 协议将光伏区设备的运行数据传送至集控系统子站侧的数据采集服务器，并通过计算机控制和展示。

光伏区生产运营管理系统主要完成：提供电站日常运行功能模块，如发电计划、运行报表（运行报表提供常用的报表模板及自定义报表功能）、统计分析报表、两票管理、缺陷管理、人员管理、值班管理、任务管理和物资管理等功能。

在满足南方电网电力涉网安全的条件下，采用通信运营商专网，建立生产运维平台，通过移动终端，访问光伏区计算机监控系统，了解光伏区生产情况；通过移动终端，处理光伏区生产运营管理系统各项任务。

5.光伏区计算机监控系统至少必须具备如下功能：电站全景/实景图、逆变器 I-V 曲线扫描、全站数据分析并给出相应分析结论和报告（含升压站电力自动化系统转来数据），精确定位故障并主动告警、主动完成与电站安全发电量发电效率相关的实时告警（必须精确到秒级）、有效告警、分级报警、全站损耗分析、主动有效协助运维、

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

设备及其台账管理、实现电子化两票、能够实时寻找到落后发电组串或设备，可按照并网点计量、箱式变压器低压侧计量、逆变器计量三个层面分别对其发电利用小时数及系统综合效率进行全站排名并完成报表及主动警示偏低并网点、偏低发电集电线路/汇集线、偏低箱式变压器、偏低逆变器、偏低光伏电池板组串。

投标方确保光伏区计算机监控系统实际提供的软硬件系统是现行的主流、先进、成熟产品。并确保如下事宜:

（1）投标方负责箱变高、低压侧 0.5 级计量电度表采购、安装、调试。

（2）光伏区监控自动化系统服务器接收站内的 GPS 网络对时，服务器通过网络给光伏区数据采集器对时，光伏区数据采集器通过网络形式给逆变器、箱变测控对时。

（3）投标方应确保：光伏区监控自动化及生产运营管理系统既能完成 35kV 及以下光伏区箱变及光伏发电区所有设备的数据采集、传输、展示、控制、通信、分析落后光伏组串或落后逆变器等工作，又能从升压站监控系统通过 IEC60870-5-104 等规约既完成全站 35kV 及以上关键数据采集、传输、展示、分析全站各环节损耗、实时主动警示发电落后及安全隐患的分析结果等工作，光伏区监控自动化及生产运营管理系统系统软件均必须基于 B/S 结构（Browser/Server，浏览器/服务器）。

（4）投标方需确保：自动化监控系统与生产运营管理系统为同一家厂商。

（5）投标方需确保，AGC/AVC 系统（有功/无功功率自动控制系统）、一次调频系统厂商必须能实时与各个子阵光伏逆变器进行通信、控制，并无条件满足电网调度对本站的功率控制技术要求、精度要求等。

（6）投标方负责升压站监控系统、AGC/AVC 系统、功率预测系统、视频监控系统等系统调试工作，并解决属于本投标方的施工、设备、调试等各种类型问题。

（7）投标方需确保：所提供的软硬件设备经过国家相关部门安全监测认证，并能提供证明材料，站内通信方案、与供电局调度通信方案、与能源电投集控中心通信方案符合中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 14 号《电力监控系统安全防护规定》、Q/CSG 1204009-2015 《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36 号）等相关规定。

光伏区计算机监控系统在全站光伏区部分及接入电力系统部分初步设计及施工图详细设计阶段，EPC 单位须完成全站设备配置及设备明细、初步设计、施工图纸详细设计和软件功能的功能设计（电力及光伏自动化系统设计需同时正式纳入全站光伏区设计初设图纸、施工图纸及全站接入电力系统设计初设图纸、施工图纸）。

光伏区设计图纸设计执行中均需满足：初步设计图纸、施工图纸、竣工图纸每一

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

张分图必须都标明全站所有具备通信接口能力的智能设备列表（包含型号、数量、接口方式、通信规约或遵循的标准、接入的数据采集器或规约转换装置、采用的线缆规格等）。

设备厂商如无施工、调试资质，不得承包全站二次系统的施工、调试，但须负责施工技术指导及提供相关技术支持。

投标方及其关联施工单位须负责各类通讯线缆、光缆敷设、整理工作，各类通讯线缆、光缆须做到走向分布规范、合理、整洁、安全且首尾端标识清晰合理，各个屏柜的内部线缆、光缆、光纤必须整齐，规范，挂牌标识明确。

全站各类装置空开、UPS交流系统、配电柜空开必须贴与实际被控制设备的标签，明确每一个空开的实际名称及作用。二次电压回路空开必须全部采用单P形式。

投标方负责接入110kV升压站监控系统、光伏区监控自动化、光伏生产运营管理厂商完成全站内设备及系统联调，并负责与电网调度自动化、集控中心站联合调试，并提供相应的系统联调报告。

投标方相关设计单位需与各厂商认真沟通，按照原有的全站自动化网络结构，出具通信电缆铺设清册，确保施工图的完整性、正确性、全面性。

投标方须按照业主提供的归档文件目录协助督促各设备厂商（含：自动化系统厂商）完成设备资料归档工作，EPC总包方及相关自动化系统厂商须根据招标方提供的自动化系统培训内容要求给本招标方的技术人员、运维人员现场技术培训，该培训只有在EPC方、招标方业主建设发展部、生产经营部电站负责人认可技术培训课程内容且签字后，方为有效技术培训（技术培训内容参照招标方验收细则）。

投标方须配合业主代表及相关专家按照国家光伏电站验收规范前发布的最新验收标准和验收细则执行验收工作。

1.应遵循的主要标准

光伏监控自动化系统及生产运营管理系统需符合国家、行业、企业最新技术标准。本技术规范书所列标准所包含的条文， 通过在本技术文件中引用而构成本技术文件的基本条文。在本技术文件出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订， 使用本技术文件的各方应探讨使用本技术规范书所列标准最新版本的可能性。按标准号顺序排列标准，如果各标准要求有所不同，满足更高的标准要求。

2.使用条件

（1）正常工作大气条件

1）环境温度：-10～+55℃

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2）相对湿度：5%～95%（产品内部既不应凝露，也不应结冰）

3）大气压力：80～106kPa

（2）贮存、运输环境条件

1）装置在运输中允许的环境温度-40～＋70℃，相对湿度不大于85%。

2）在贮存中允许的环境温度-25～＋55℃，相对湿度不大于85%，在不施加任何激励量的条件下，装置不出现不可逆变化。

（3）周围环境

1）场地符合GB/T 9361-1988中B类安全要求。

2）使用地点不出现超过GB/T 11287规定的严酷等级为Ⅰ级的振动；不发生GB/T 17742－1999规定的烈度为Ⅶ度的地震。

3）使用地点无爆炸危险的物质，周围介质中不含有能腐蚀金属、破坏绝缘和表面敷层的介质及导电介质，没有严重的霉菌存在。

（4）设备绝缘试验要求

绝缘电压：GB 14598.27-2008，2kV，50Hz，1min。

冲击电压：GB 14598.3-2006，5kV。

（5）设备电磁兼容试验要求

静电放电：4 级（ GB/T 14598.14-2010）

辐射电磁场：3 级（网络要求4级）（ GB/T 17626.3-2006）

脉冲群干扰： 3 级（ GB/T 17626-12-1998）

快速瞬变干扰： A 级（ GB/T 14598.10-2007）

浪涌：4级（ GB/T 17626.5-2008）

工频磁场抗扰度：5级（ GB/T 17626.8-2006）

辅助电源端口电压暂降、短时中断跌落至额定电压的40%时，可保证500ms内可保证装置正常工作，短时中断，100ms内装置不重启。

3.系统结构

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

光伏监控自动化系统必须满足电力监控系统安全防护总体方案的要求。

设立光纤环网，合理配置光伏区交换机和数据采集器（规约转换器），以太网设备采用规范的标准通信协议接入光伏区交换机（以太网测控装置、规约转换器等），非以太网接口的设备通过RS485总线连接到规约转换器形成现场总线网络监控系统，再

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

经过光纤环形以太网接入站控层交换机。对于电力线载波设备，由光伏区自动化系统厂商完成相关电力－信息转换设备的配置，由本标段设计院统筹设计一次、二次系统图纸。逆变器宜采用 PLC 方式接入数据采集器，具体由设计院设计优化。

光缆采用满足长距离传输的 12 芯铠装光纤，光缆中的光纤必须完全熔接并标记。

视频安防系统不可与光伏区自动化系统共同使用交换机。

光伏区采用光纤环网方式进行数据采集、传输：要求单个光纤环网不超过1条集电线路的容量执行一个光纤环网，光纤环网为两根独立光缆。

光伏区规约转换装置、通信管理机、数据采集器、光电以太网交换机等通信设备不得安装于温度过高位置，乙方须优化设计确保通信设备的工作环境温度（如加装风扇，在通信设备的工作环境温度高时启动风扇，将箱变内热量排到箱变外），乙方须优化设计确保通信设备的工作温度，提高系统可靠性、稳定性。

现场总线采用单、双网结构，通信管理机（规约转换器）下行通信物理介质采用专用屏蔽双绞线（如RS485通信需使用屏蔽双绞线1419A通信电缆：芯线双绞、铝箔缠绕、外加一根镀锡铜丝绞合的导流线、外层再用镀锡铜丝编织网屏蔽），通信线应该根据实际情况做好接地或屏蔽措施，确保通信的稳定可靠；通信管理机与交换机电接口连接网线需使用超五类屏蔽双绞线（STP—Shielded Twisted Pair），通信管理机（规约转换器）经光伏区交换机上行通信物理介质采用环网光纤。

4.数据采集要求

监控系统升级后，至少可以同时满足采集本项目以下设备或系统的信息：

（1）环境监测仪参数：主要包括瞬时日照强度（平面和垂直）、日累计辐照值（平面和垂直）风速、风向、室外温度、室内温度和电池板温度等参量；各环境监测设备需要具备国内省级以上相应专业机构（计量院或气象局）校准计量，并提供校准报告，具备对时功能。

（2）逆变器的所有运行参数：遥测信息——直流电压、直流电流、直流输入功率、交流电压、交流电流、功率因数、频率、有功功率、无功功率、视在功率、逆变器机柜及环境温度、日发电量、累计发电量、时钟等；遥信信息——逆变器停机状态、并网状态、闭锁状态、烟感报警状态、交直流防雷故障报警状态、直流侧异常报警状态、交流侧异常报警状态、电网侧异常报警状态、逆变器本体过热报警状态、孤岛保护状态等；遥控信息——开关机遥控；遥调信息——功率因数遥调、有功功率遥调、无功功率遥调；抗PID模块的运行监测模块必须具备通信能力，由逆变器数据采集器点表或逆变器本体点表统一上送数据。针对组串式逆变器：每一路直流组串输入的绝缘故障、

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 公开版

接地故障必须有明确的软报文告警上送至自动化监控系统，该组串式逆变器智能通讯模块须具备支路电流分析功能，具备上送支路电流低于整箱支路平均电流值20%的各支路遥信告警（可自动识别是否已安装组件，未安装组件的支路不纳入智能告警，越限告警功能的阈值初始化为20%）。

（3）光伏区变压器所有运行参数：遥测信息——变压器电压、电流、频率、有功功率、无功功率、功率因数、温度、档位等；遥信信息——变压器高低压侧的开关位置信号、开关故障报警信号、远方就地信号、高低压室柜门状态信号、变压器温度报警信号、铁芯温度高告警信号、线圈温度高报警信号、温度跳闸信号、事故总信号等；遥控信号——变压器高低压侧开关经由变压器保护测控装置实现遥控功能；该类装置遥测数据每15分钟存储一次历史数据。

（4）计量柜的发电量等参数：各发电线路电度表计量遥脉参数、各出线/并网点关口表计量遥脉参数、电能采集装置/电能计费系统远方终端的遥脉参数等。如电网公司不允许并网点线路的电度表直接与本站自动化监控系统通信，投标方须在每个并网点额外增加一块符合国家要求的0.2s级电度表（技术性能：应符合GB/T17883和DL/T614的要求，通信协议：符合DL/T645标准，方向：双向有功和四象限无功）及匹配CT及PT，且具备与自动化监控系统通信功能。该类装置遥测数据每15分钟存储一次历史数据。

（5）并网点的电能质量监测信息：频率、电压有效值、电压偏差、电流、电压THD、短时闪变、电压不平衡、电流不平衡、分相及合相有功功率、分相及合相无功功率、分相及合相视在功率、分相及合相真功率因数、分相及合相基波有功功率、分相及合相基波无功功率、分相及合相谐波有功功率、分相及合相谐波无功功率、分相及合相正向有功电度、分相及合相反向有功电度、分相及合相正向无功电度、分相及合相反向无功电度、电压及电流的正序负序和零序等。该类装置遥测数据每15分钟存储一次历史数据。

（6）现场安装气象服务站（根据现场实际确定按照位置和数量），对光伏方阵的风向、风速、雨雪、雨量、太阳辐射、温湿度等气象信息进行实时监测，并通过4G网络和线路传输将信号上传至APP和升压站监控电脑。

（7）招标方要求的其它数据。

5.光伏区监控自动化功能和性能

光伏自动化系统应满足以下要求：

（1）硬件基本配置服务器、工作站操作系统为国产linux，不能使用被国家通报

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

存在重大安全漏洞的设备，应采用国家指定部门认证的安全加固、正版的操作系统，不存在缺省或多余的账户，不存在弱口令的情况，关闭生产控制大区禁用的 E-Mail、WEB、Rlogin、telnet、FTP、HTTP、SMB 等通用网络服务和主机不必要的服务，如采用 windows 操作系统，应安装高危漏洞补丁、关闭高危端口、安装可定期升级杀毒软件，并不会对监控软件造成任何影响。

1）光伏区交换机

应满足如下技术要求:

支持基于 VLAN （802.1q ） 的网络隔离和安全，交换机 VLAN 配置等可导出导入。

支持 IEEE802.1p 优先级协议。

支持 Quality of Service （802.1p），支持实时数据流。

支持组播过滤。

支持端口速率限制和广播风暴限制。

支持端口配置、状态、统计、镜像、安全管理、SNMP。

支持光纤口链路故障管理。

支持基于端口的网络访问控制 （802.1x）。

支持 RSTP（支持环形网络结构）。

直流供电（注: 双重化网络配置的交换机应分别使用不同回路的电源供电）。

无风扇设计。

提供完善的异常告警功能，包括失电告警、端口异常等。

符合 IEEE 1613 Class 2 标准（电力）。

符合 DL/T860.3 标准（电力）。

交换机能在温度介于－40～＋70℃之间、湿度介于 10～95%之间的工作环境长期稳定运行。

鉴于网络交换机在变电站计算机监控系统网络中的重要地位，且部分投标单位采用外购网络交换机，因此投标单位在投标时应选择成熟、稳定的并在国内电力系统有大量业绩的产品，并需提供由国家权威机构和南方电网委托机构出具的该产品的电磁兼容测试报告、电磁干扰下的性能测试报告、使用环境温度测试报告、性能测试报告。

（2）光伏自动化系统主要画面及相关功能要求

1）总体要求

本工程监控系统应融入电气、红外、测温、数据指标等全量数据，实现 1:1 仿真电站，对电站生产、运维进行数字化、可视化、在线化全面升级，实现不同工种、人员、

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

轨迹作业联动，动态跟踪，有效提升安全，精细化运维效率，实现区域内电站方便管理、安全管理、全面数字指标化，实现智慧运行、智慧维护、智慧安全、智慧交互于一体的数字光伏电站。

资产管理可视化：提供场景上所有物理对象的实时属性信息查看，便于管理员随时了解对应的物理实体的详细实时信息。包括设备属性查看、人员属性查看、设备实时数据查看功能。

运行状态可视化：对生产运行管理系统中的二维模块实现全面的三维展示。结合虚拟三维场景中独特的展示效果，完成对运行过程中的数据、人员、设备等全方位可视化和管理。支持故障设备渲染。支持主页电站各分区分布基于位置信息三维范围不同颜色标注，并对有故障和无故障得分区用不同颜色标识，和地图对应得可视面板上应该具有：功率、辐照强度曲线、发电量统计、设备状态及滚动显示设备告警。投标方需提供对应的功能截图佐证。

快速查询定位：提供通过不同图层类型、关键字方式，查询或定位图层物理实体信息功能。便于管理员，能够快速定位、获取到自己需要查看的物理实体信息。包括子站、设备、作业人员定位与查看功能。投标方需提供对应的功能截图佐证。

在线巡视：支持在线巡视功能，系统可以自动巡视电站全部设备运行状态，查看各个分区、子阵、设备的运行状况。支持自定义巡检顺序，支持重复巡检。

能流走向动态感知：支持能量走向动态感知，支持各个分区到升压站的能力走向自动感知，当各个集电线路故障时，能量流自动停止，提示运维人员集电线路故障，能量流图与实际布线位置保持一致。投标方需提供对应的功能截图佐证。

组串级故障渲染：在数字孪生平台中需支持组串级渲染，支持故障组串渲染，点击组串可以查看故障类型。投标方需提供对应的功能截图佐证。

作业联动，精准人员定位：人员定位可视化系统主要将三维仿真技术与人员定位技术进行融合，实现三维空间的立体式定位，通过对人员 X/Y/Z 坐标的准确定位，再结合三维模型，就能准确地定位人员的实时空间位置，大大提高人员定位的精确度。

无人区导航：场区移动通信信号较差，投标方需实现基于数字孪生平台路线规划功能和基于移动应用 App 的无人区导航功能，App 导航功能需在没有移动通信信号的场景下仍然能正常使用。

孪生平台与视频联动：通过与电站的监控系统进行集成，实现对电站监控信息的联动查询和浏览。当定位到人员信息之后，在孪生平台可以通过调取摄像头信息，查看实时的现场状况。能够支持人员拿手持终端在定位中与集控中心视频或者语音。投

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程 项目编号：E52020420260004TU001

标方需提供对应的功能截图佐证。

信息化管理平台设计数据存储时间为 36 个月，其中三区大数据平台是系统的全数据存储平台，投标方需使用国产的实时数据库和国产的关系数据库，为故障预警、智能分析等应用系统提供基础数据。

2）显示设备运行状态（变压器、开关、手车、刀闸等）、潮流方向。

3）各主要电气量的实时值和历史数据曲线 （电流、电压、频率、有功、无功、功率因素等）

4）重要参数的累计值及历史数据曲线（日发电量、月发电量、总发电量等）。

5）全站运行统计数据及环境监测仪信息分图

a.运行数据：“全站逆变器本体瞬时总有功”“全站箱变低压侧测控瞬时总有功”“全站并网点测控瞬时总有功”“全站并网点测控瞬时总无功”“全站逆变器本体日总发电量”“全站箱变低压侧点表日总有功发电量”“全站并网点电度表日总有功发电量”“全站并网点电度表日总无功发电量”“全站逆变器本体累计发电量”“全站并网点电表累计总有功发电量”“全站逆变器平均转换效率”“全站系统日综合效率”“全站总 CO_2减排量”“全站并网点电表日发电利用小时数”“全站并网点电表月总发电利用小时数”“全站并网点年总发电利用小时数”。

b.环境监测数据：瞬时辐照强度、日累计辐射值、实时温度、实时风速等遥测实时数据及历史数据曲线等。

6）电度表分图

光伏逆变器电度累加值、箱式变压器低压侧 0.5 级电度表、发电线路计量电度表、并网点关口表均要求通入光伏自动化系统，并在电度表分图全部显示（必备显示参数：正向有功、反向有功、正向无功）。

7）光伏电站发电区各设备分图包含遥测、遥信、遥控、遥调、遥脉各类相关信息

a.电站发电区箱变分图。

b.组串式逆变器分图。

c. 组串式逆变器数据采集器分图。

d.组串式逆变器分图均可以实现远程功率因数控制、有功控制、无功控制功能，且其调节设定值必须能在画面上展示。

8）全站逆变器运行状态总图

a. 针对全站逆变器提供一次连接拓扑。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

b.本图同时提供全站所有逆变器的运行状态指示（并网/停机状态－分别对应红/绿灯指示），装机容量、当日实际发电利用小时数。

9）全站监控系统设备二次系统图及通讯状态汇总

a.表征子站电力及光伏自动化系统的二次系统网络拓扑系统图。

b.系统所进行通讯设备的通讯状态图（通，断）。

10）告警窗口

a.能按照实时性要求响应提示各类硬节点遥信变位信号。

b.及时响应提示各类装置告警及跳闸遥信信号。

c.事故顺序记录 SOE 告警信号列表。

d.遥控、遥调操作过程记录。

e.保护信息提示报文。

f.装置通讯中断告警记录。

g.重要遥测参数越限告警记录。

h.其他重要参数的告警记录。

i.横向对比（同等辐照情况下）分析得出不同设备/支路的差异并提供越限告警。

j.纵向对比（同等辐照情况下）分析得出同一设备不同时间的差异并提供预警。

k.可按日期或间隔或设备查询相关的告警信息，要求查询方式方便、实用易于操作。

（3）光伏区监控自动化系统功能要求

1）主要技术要求

本项目要求招标方配置光伏区监控自动化系统，主要技术要求如下:

 应用软件应采用纯 B/S 结构，架构采用三层式结构即界面层、应用服务器层、数据库服务器层。

 系统应基于 TCP/IP 通讯协议开发。

 结构清晰透明，有完整的文件资料和必要的说明，可维护性好。

 软件提供可靠、方便的资料备份功能。

 光伏区自动化系统及光伏区生产管理系统需要升级，具备 I-V 曲线扫描接口功能，可实现对支持 I-V 曲线扫描功能的逆变器进行 I-V 曲线扫描。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

□ 光伏区监控自动化及生产运营管理系统之间应配置物理隔离装置，确保电站数据安全、信息安全满足中华人民共和国国家发展改革委 2024 年第 27 号令《电力监控系统安全防护规定》、Q/CSG 1204009《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36 号）。

□ 实现与升压站监控自动化系统进行数据交互，如环境监测数据、并网关口表发电量、升压站设备运行状态等其他关键信息。

□ 具备与自动有功/无功控制系统（AGC/AVC）系统数据交互接口，按照规范要求转发相关数据或接收执行调节指令，满足当地电网公司的调控要求。

□ 实现与功率预测系统数据交互，按照规范要求转发相关数据，满足当地电网公司的运行调度要求。

□ 按照调度要求开展逆变器信息接入调度保信主站，满足对逆变器运行状态监视。

□ 光伏区监控系统必须对光伏区的数据采集器进行对时，数据采集器解决下挂组串式逆变器、集中式逆变器的对时问题。

□ 光伏子站自动化监控系统配置的各类通讯管理机（如规约转换器和远动通讯机等）站控层的通讯协议必须支持电力行业标准的 IEC 60870-5-103 协议、IEC61850 协议，以实现监控子站、远程终端装置（RTU）和智能电子设备（IED）之间的规范化通信，杜绝 RS485 设备不经过规约转换为标准规约而直接由后台服务器系统解析等不规范做法，以免造成通信不稳定及后台服务器解析规约负荷过重而不稳定、不可靠。

2）必须具备功能

□ 光伏区监控自动化系统至少必须具备如下功能:

□ 电站全景/实景图，如发生组串接地、发电量偏低、设备异常或故障、安全警示灯相关问题，电站全景或实景图中必须发出区分颜色的警示，颜色决策由光伏区自动化系统产生及生产运营管理系统厂商决策，由本招标方确认。

□ 可按照并网点计量、箱式变压器低压侧计量、逆变器计量三个层面分别对其发电利用小时数及系统综合效率进行全站排名并完成报表及主动警示偏低并网点、偏低发电集电线路/汇集线、偏低箱式变压器、偏低逆变器、偏低光伏电池板组串。

3）实时监测

实时监测能够对光伏电站的逆变器、箱变测控、电能计量表、升压站和环境监测仪等关键设备的运行参数和运行状态进行实时监测。

具体功能至少应包括如下部分:

□ 逆变器实时监测

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

 逆变器的状态应主要包括正常运行、告警运行、直流电流偏低、直流电流过低、正常停机、故障停机和通讯中断等；逆变器的运行参数主要有直流电压、直流电流、直流功率、AB 线电压、BC 线电压、CA 线电压、A 相电流、B 相电流、C 相电流、电网频率、功率因数、逆变器有功功率和逆变器无功功率等信息。

 逆变器实时监测主要以光伏方阵为监测单元，实时监测方阵中每台逆变器的运行状态和直流电流、直流功率、交流功率、转换效率和日发电量等运行参数，当逆变器的直流电流偏低或过低时，系统能通过文字跳变和声音播报等方式及时报警，并提供异常逆变器的辅助诊断信息。

 电能计量实时监测

电能计量表实时监测能够实时监测电能计量装置的正向有功、正向无功、反向有功和反向无功等数据，直观、准确地了解电站的发电量、上网电量、购电量和厂用电量情况，以便为管理决策提供准确的数据支持

 环境监测仪实时监测

通过接入环境监测站数据，能够对光伏电站周围的环境数据进行实时监测，主要监测的气象数据包括环境温度、环境湿度、露点温度、风速、风向、气压、水平面辐射量、倾斜面辐射量及辐照度等多项参数数据。

 箱变运行数据监测

通过箱变测控，实时采集箱变高低压侧的开关刀闸位置信号，并能实现远方遥控，采集箱变高低压侧的电流、电压、功率、功率因数、频率、绕组温度等遥测信号，采集箱变高温报警、高温跳闸、保护动作、运行异常告警、故障、箱变测控通信状态等遥信信号。

4）有功功率控制及无功功率控制功能

光伏区监控系统具备有功功率、无功功率及功率因数控制功能，可配合当地电网调度通过 AGC/AVC 系统进行发电调度。

具体要求须符合当地调度的接入规范。

监控系统应能根据设定有功功率、无功功率、功率因数要求，人工或自动对逆变器、进行启停、限制有功功率、无功功率、功率因数输出等控制操作。

监控系统应具有集群控制功能。

5）故障报警

当设备运行状态发生变更或参数超越设定限值时，系统能够对发生的异常情况进行记录，并发出告警，及时报告值班人员。需要告警的值包括逆变器及汇流箱的实时

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

参数，开关位置信号等。

进行汇流箱异常支路报警，包括支路通讯中断、支路电流偏低、支路电流为 0 等，方便运维人员快速定位异常支路。

发生告警时，针对不同类型的告警情况应该提出相应的应急预案，以协助现场运维人员快速处理故障。应急预案可以由用户根据自身情况定制。

当光伏发电出现异常时，系统能够提供历史趋势和画面回溯两种方式回到历史工况，分析事故出现的原因。

对于重要参数越限和光伏发电重要事件进行报警及时通知相关人员，包括负荷异常、开关跳闸、网络断线等。

报警方式应包括画面颜色提示，文字变色、闪烁，并支持手机短信或者邮箱提醒相关生产人员的功能。

6）微机五防系统

适用于断路器、隔离开关和各电气网门等的操作闭锁断路器采用直流电气编码锁，与控制开关同装一面屏；隔离开关、高压开关柜和各电气网门亦应安装五防锁，五防锁就地安装。各类手动隔离开关、接地刀闸、临时接地线、网/柜门的闭锁：采用机械编码锁实现闭锁（闭锁接地线时须同时加装地线桩）。

6.二次系统网络安全要求

（1）禁止生产控制大区设备与管理信息大区设备未经过电力专用横向单向安全隔离装置非法互联。

（2）禁止生产控制大区设备与互联网未经过电力专用横向单向安全隔离装置非法互联。

（3）禁止生产控制大区除安全接入区外违规使用无线或公用通信网络进行通信。

（4）禁止设备厂商或其他服务企业远程进行电力监控系统的控制、调节和运维操作等。

（5）提供电力监控系统的网络互联情况，形成业务系统互联图册（一厂一册），确保“图、账、实”的一致性。

（6）Ⅰ区调度数据网电力专用加密认证装置，采用加密方式，业务是以最小权限开放 ip 地址及端口。

（7）Ⅰ、Ⅱ区之间防火墙是以置顶黑名单封堵高危端口，业务是以最小权限开放 ip 地址及端口。

（8）Ⅱ区调度数据网边界加密装置业务以最小权限开放 ip 地址及端口，防火墙以

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

置顶黑名单对 135、137、138、139、445、3389 等高危端口进行出站/入站双向封堵，业务是否以最小权限开放 ip 地址及端口。

（9）Ⅲ区综合数据网纵向防火墙以置顶黑名单封堵高危端口，业务是否以最小权限开放 ip 地址及端口。

7.设计联络会

为了确认本系统的设计方案，确定各互联系统软硬件接口界面，交换必需的设计配合资料，协调工程进度。投标方应在设计联络会召开前两周，提交给招标方需要确认的图纸和资料。

设计联络会议内容为:

（1）确认本系统的详细设计方案。

（2）确认本系统的具体功能规范、信息表、规约、接口等。

（3）确认本系统数据库容量、结构及生成定义。

（4）讨论/确定画面格式。

（5）讨论/确定培训计划。

（6）讨论/确定工程进度要求。

（7）讨论/确定现场升级计划要求。

（8）讨论/确定现场验收 （SAT）计划。

8.系统培训及备份

培训内容为计算机监控系统的系统结构、设计原理、设备接口、数据库接口、网络接口、现场安装、调试、维护、故障诊断等，并参加本系统生成工作，主要包括生成系统数据库、画面及报表制作、系统应用软件的使用等等。

经过培训的技术人员应能熟悉系统的运行，并能进行一般的维护，能够应用投标方提供的软件包独立地修改和生成系统画面及表格。

各系统的软件和硬件相关必须提供可靠、方便的整体备份功能，交付时应将各个系统的最终版投运备份纳入验收范围，并完成各个系统的培训，主要备份内容至少包含:

1	系统硬件出厂技术资料及厂商图纸: 系统各通信等装置等硬件全套清单。 系统硬件使用说明书、用户手册、技术及调试手册、维护手册、维护软硬件工具及其说明等。 系统设计院蓝图（施工图）。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2	系统硬件工程配置资料及系统备份: 各系统通信管理机/数据采集器/规约转换装置的工程配置资料备份（如工程实际组态）、程序备份及程序版本备注等。 厂商指导所有 RS485 线缆、超五类屏蔽网线、光缆、同轴电缆、PLC（电力线载波）通信设备等的首尾标号清单、设备分配的通信地址清单等。
3	系统软件出厂技术资料: 各系统各软件清单、软件及数据库等软件出厂安装包、版本备注。 各系统各软件及数据库等安装及使用说明书、用户手册、技术及调试手册、维护手册等。
4	系统软件工程配置资料及系统备份: 各系统计算机、服务器操作系统备份。 各系统软件及数据库本工程完整备份。 各系统软件接入的设备的 IP 地址清单（工业以太网）、地址清单（RS485）、电力载波设备地址清单（PLC）等。
5	系统软硬件联调报告: 系统软件与所接设备遥测、遥信、遥脉、遥控、遥调信号调试报告及联调报告。
6	系统工程备品备件清单: 系统关键设备备品备件清单。

9.现场服务及售后服务

（1）现场服务

 投标方应派代表到现场指导升级、调试和运行，并负责解决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招标方提出的问题。

 在产品质保期内有制造质量的设备，由投标方负责修理或更换。对非投标方责任造成的设备损坏，投标方有优先提供配件和修理的义务。

 对招标方选购的与本合同设备有关的配套设备，投标方有提供技术配合的义务，并不由此而增加任何费用。

（2）售后服务要求

 硬件维护及质量保证

自本工程验收通过之日起 3 年日历年质量保证，履行设备及元器件保修或更换服务，并保障所有设备及元器件备品备件供应。投标方应提供 7×24 小时的技术支持服务，制定相对固定的技术负责人及联络电话、传真号码、e-mail 地址等。保修期内硬

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

件故障时，所提供的替代硬件设备的性能应等于和高于原产品的性能，48h 内故障应得以解决，5 天内提交故障分析报告及避免此类事故的解决方案。

 软件维护及质量保证

自本工程验收通过之日起 5 年日历年质量保证，投标方应免费提供系统软件升级、培训、设计联络、技术服务，同时优惠提供有关扩建工程的软件扩容服务。提供 7×24h 的技术支持服务，制定相对固定的技术负责人及联络电话、传真号码、e-mail 地址等。

在本招标方发现软件故障时，投标方及相关厂商必须在本招标方提出维护要求的 4h 内作出响应，24h 内提交故障分析报告和解决方案，48h 内故障得以解决，5 天内提交故障分析报告及避免此类事故的解决方案。

对于本招标方提出的软件性能提高、功能增加等改进要求，如属“招标技术文件”或“合同”的范畴，投标方应在 2 周内予以解决；如属“招标技术文件”或“合同”以外的功能开发，也应提供优惠服务。

（3）备品备件及质量保证

1）投标方应保证备品备件长期稳定的供货。对主要备品备件及与其可兼容的插件替代品，其备品的供货期至少是设备验收后十年或该设备在市场停销后 5 年。当投标方决定中断生产某些组件或设备时，应预先告知招标方，以便招标方增加这些设备的备品备件。投标方应在该期限内向招标方提供最优惠的价格，满足招标方购买时的要求。

2）投标方应对所提供电力综合自动化及光伏自动化运管系统进行在线联调以及运行和维护所必须的备品备件提出建议和报价。

3）投标方应提供有关备品备件的保管储藏资料，如存放期限、所需的干燥器等。

4）所有备品备件的一些主要部件（如印刷电路板）在发运前，都应逐一进行测试，以保证在系统中正常运行。

5）备品备件应是新品，与设备同型号、同工艺。

6）本工程电力综合自动化及光伏自动化管理系统需提供如下备品备件:

序号	备品备件名称	型号或品牌	备品备件数量	备注
1	光伏区数据采集器	与现场型号一致	1 台	
2	光伏区交换机	与现场型号一致	1 台	

（七）光伏场区视频监控

1.总则

光伏场区安全督卫及视频监控系统光主机（服务器）安装于升压站电子设备间，

升压站内的安全警卫及视频监控设备、摄像头等接入该系统，光伏场区视频监控经过光纤接入升压站视频监控系统服务器，需满足 90 天视频存储容量（包含升压站内的安全警卫及视频监控设备、摄像头信息存储），需满足现场监视及云台控制，光伏场区视频监控负责光伏场区视频光纤环网、交换机、摄像头的采购、安装等工作，视频监视对象：光伏电池方阵、箱变、光伏区进场道路等现场的视频监视，系统主要配置前置摄像机及相关附件。光伏场区摄像头按每个光伏方阵至少 5 个配置，其中箱变处 2 台（其中 1 台为高清球机、1 台为带红外感温报警功能球机），光伏方阵 2 台（其中 1 台为高清球机、1 台为带红外感温报警功能球机），配置安装全彩全景枪球智能一体机并配备 IP 网络音柱，光伏场区进场路口处安装 1 个双光谱 8 寸球机（双光谱监控摄像头具备热成像检测报警功能且必须具备火灾报警功能，数量以设计为准），保证光伏场区具备火灾报警全覆盖（以满足现场需求为准）和光伏场区周界越界全报警全覆盖，火点最远报警距离（以 2m × 2m 为准；3000m），支持双路区域入侵侦测、越界侦测、进入区域侦测和离开区域侦等智能侦测支持对不同目标进行检测、抓拍，最多同时检测 5 张。

2.遵循的主要标准

本技术规范书所列标准所包含的条文， 通过在本技术文件中引用而构成本技术文件的基本条文。在本技术文件出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订， 使用本技术文件的各方应探讨使用本技术规范书所列标准最新版本的可能性。按标准号顺序排列标准，如果各标准要求有所不同，满足更高的标准要求。

1） GB 50348 安全防范工程技术规范

2） GA/T75 安全防范工程程序与要求

3） GA308 安全防范系统验收规则

4） GA/T74 安全防范系统通用图形符号

5） DB33/T334 安全防范系统

6） GB50198 民用闭路电视监控系统工程技术规范

7） GBJ115 工业电视系统工程设计规范

8） GB8898 音频、视频及类似电子设备安全要求

9） GB4793 测量、控制和试验室用电气设备的安全要求

10） GB4943 信息技术设备的安全

11） YD/T926 中华人民共和国通信行业标准

12） GB7450 电子设备雷击保护导则

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

13）发改委〔2014〕14 号 电力监控系统安全防护规定

14）国能安全〔2015〕36 号 电力监控系统安全防护总体方案

15）电监信息〔2012〕62 号 电力行业信息系统安全等级保护基本要求

3.技术要求

（1）本项目视频监控系统基本技术要求

1）本视频监控系统（球机、计算机系统等）必须为基于千兆以太网的数字化视频监控系统。

2）摄像机的类型应根据现场环境选择，摄像机的灵敏度应与现场环境照度相协调，视频监控系统需安装红外可调摄像机，确保夜间监控图像的清晰，摄像机采用数字式，采用带自动光圈、自动增益控制、背光补偿功能。

3）镜头、防尘罩等其他性能指标应符合现场环境。

4）原则上要求确保本项目光伏系统区域无监控死角，确保全站的安全及历史事件可追溯性。

5）设备安装、管线敷设按照行业标准执行。

6）本项目视频监控系统必须具备夜视功能。

7）本项目视频监控系统户外设备必须安装三合一防雷器、防雷接地应按照独立避雷针的设置要求进行施工。

8）采用高清网络摄像机加高速球型摄像机的模式，能够在变电站本地、远端监控中心都能看到清晰的图像。

9）监控点设置应能够覆盖所有需要监控的设备，监控点安装位置应合理，便于前期安装与后期维护，与电气设备留有足够的安全距离，保证人员设备的安全。

10）实时图像自动复位，即可对发电阵列内可旋转的摄像机设定默认监视位置，正常状态下摄像机保持默认位置；在控制完成后自动恢复到默认监视位置。

11）监控点设置应能够覆盖光伏场区边界，边界应设置警戒功能。

12）光伏场区设置组件红外检测报警功能，场区环境量变化报警主要针对火灾等环境量变化。

13）本系统接入升压站原有视频监控后即可满足监视要求。本标段负责光伏场区所有视频监控调试及安装工作，负责接入升压站原有视频监控系统。

（2）使用环境条件

1）正常工作大气条件

环境温度：-30～+55℃。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

相对湿度：5%～95%（产品内部既不应凝露，也不应结冰）。

大气压力：80～106kPa。

2）贮存、运输环境条件

装置在运输中允许的环境温度-40～＋70℃，相对湿度不大于 85%。

在贮存中允许的环境温度-25～＋55℃，相对湿度不大于 85%，在不施加任何激励量的条件下，装置不出现不可逆变化。

3）周围环境

场地符合 GB/T 9361-1988 中 B 类安全要求。

使用地点不出现超过 GB/T 11287 规定的严酷等级为 I 级的振动；不发生 GB/T 17742－1999 规定的烈度为Ⅶ度的地震。

使用地点无爆炸危险的物质，周围介质中不含有能腐蚀金属、破坏绝缘和表面敷层的介质及导电介质，没有严重的霉菌存在。

（3）基本工作条件

1）交流电源

频率：50Hz，允许偏差±0.5Hz。

波形：正弦，畸变系数不大于 5%。

额定电压：单相 220V，波形畸变不大于-15～+10%。

2）直流电源

额定电压：12V，电压波动范围为额定电压的±10%。

3）绝缘

符合 GB/T 15145-1994 3.10、3.11 条规定。

4）抗干扰性能及试验

在雷击过电压，一次回路操作，开关场故障及其他强干扰作用下，在二次回路操作干扰作用下，装置应能正常工作。视频监控系统置于户外情况下，视频监控厂商应设计并具备避雷措施。

（4）功能要求

1）视频监控

 按照地区级主站要求，将所需视频以 IP 单播或组播方式实时上传，可满足多用户同时访问时的视频传输要求。

 摄像机预置位以可关联的一次设备的上、下、前、后方位命名，未关联一次设备的摄像机按原 OSD 命名要求，其预置位按监控范围命名。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

□ 在可设定的间隔时间内对站内摄像机进行视频巡检，参与巡检的对象可以任意设定，包括同一站端的不同摄像机、同一摄像机的不同预置位等，巡检间隔时间可设。

□ 具备视频自动跟踪、移动检测等功能。

2）环境信息采集处理

□ 能对光伏场区的红外摄像头、火灾报警、红外双鉴等环境信息进行实时采集、处理和上传，采集周期小于 5s。

□ 所有环境信息（如红外摄像头、火灾报警、红外双鉴等）以安装位置及属性组合命名。

□ 可设置不同级别的环境信息告警值。

3）语音功能

□ 场区摄像头具备场景录音、传输和播放。

□ 具备双向语音录音功能，录音可保存及回放。

□ 采用 IP 语音方式时，被呼叫时应自动应答。

□ 具备站内监控工作站与不同 IP 摄像机之间的语音对讲功能。

4）告警功能

□ 告警类型可分为站端系统软硬件异常告警和监测告警，其中监测告警包括环境信息异常告警、消防告警、非法闯入告警、视频异动告警（变化率可设置）等。

□ 可实现告警信息的单条确认及多条确认功能，告警信息内容应包括确认人、确认时间等，并可保存。

□ 告警可按告警类型、告警区域、告警点等进行分类查询。

□ 告警分为严重告警和一般告警，告警级别可设定，应有颜色区分。

□ 当发生监测告警时，RPU 应将相关摄像机自动切换至设定预置位，向地区级主站传送报警信息和相关视频，并自动录像。

□ 支持单一监测告警联动多个摄像机。

□ 站端内同时发生多点监测告警时，按告警级别高低优先和时间优先的原则显示存储，先上传严重告警关联视频；同等级别的告警按时间先后显示、存储及上传，其他告警点的告警信息不得丢失和误报。

□ 告警录像应以告警信息为索引进行检索和回放。

5）控制功能

□ 摄像机控制应具有唯一性，同一时间只允许一个用户操作。

□ 摄像机控制方式为启停方式，如启动和停止控制信令在传输过程中丢失，则需

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

重新发送，控制分 8 个方向：上、下、左、右、左上、右上、左下、右下，由上下左右组合，各方向运动速度设定值为 1～10 级。

 带预置位的摄像机在设定的时间内未被操作，应自动回归默认预置位；高优先级用户使用摄像机时，低级别用户不可控，且应有提示信息。

（5）系统性能指标

1）可用性

 可用率≥99%。

 环境监测设备平均无故障工作时间 MTBF≥50000h。

 视频监控设备平均无故障工作时间 MTBF≥50000h。

2）实时性指标

 视频控制切换响应时间≤1s。

 控制响应时间≤1s。

 站端监控画面显示与实际事件发生时间差≤0.5s。

 事件报警到系统自动记录相应画面时间差≤1s。

 各报警探头报警到后台信息显示时间差≤0.5s。

 各报警探头报警到监控中心显示时间差≤1s。

 系统时钟精度≤1s。

4.设备功能要求

（1）视频监控及环境监测设备

1）视频监控设备采用网络摄像机，优先采用全景双镜头拼接设计，兼顾全景细节，全景和细节镜头均采用背照式传感器，支持深度区域入侵、人车分类侦测、人脸抓拍等功能。

2）网络摄像机的视频编解码标准符合视频技术规范的要求，音频编解码标准符合 ITU-T G.711。

3）IP 摄像机与 RPU 之间的控制协议符合南网视频技术规范的要求。

4）室外及高压场地摄像机的视频及控制信号应采用光纤传输。

5）摄像机的具体参数指标符合南网视频技术规范的要求：

 红外智能网络高速球机

变焦倍数：光学变焦 30 倍，数字变焦 8 倍。

水平解析度：彩色 550TVL 线，黑白 570 线。

有效像素： 752×582。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

最低照度：彩色：0.01 Lux/F1.6，黑白：0.001Lux/F1.6。

 红外网络中速球机

变焦倍数：光学变焦 23 倍。

水平解析度：彩色 550 线，黑白 570 线。

有效像素： 752×582。

最低照度：彩色：0.01 Lux/F1.6，黑白：0.001Lux/F1.6。

 红外网络固定摄像机

水平解析度：彩色 900 线，黑白 900 线。

有效像素：1280（H）×960（V）。

最低照度：0.01Lux/F1.2（彩色模式），0Lux（红外灯开启）。

 网络高清摄像机

有效像素：2048（H）×1536（V）。

最低照度：0.6Lux/F1.2（彩色模式），0.08Lux/F1.2（黑白模式）。

6）监控系统主要设备技术参数要求：

 拼接广角全景枪球

最低照度：【全景】彩色：0.0005 Lux @ （F1.0，AGC ON），0 Lux with Light；【细节】彩色：0.005 Lux @ （F1.5，AGC ON），黑白：0.001 Lux @ （F1.5，AGC ON），0 Lux with IR。

焦距：【全景】2.8 mm；【细节】5.9 mm～188.8 mm，32 倍光学变倍。

视场角：【全景】水平视场角：190±10°，垂直视场角：81±10°；【细节】水平视场角：60.2°～2.3°（广角～望远）。

白光照射距离：【全景】30m；【细节】30m。

红外照射距离：【细节】150m 。

水平范围：360° 。

内置 3 个镜头，可输出全景、细节两路视频图像，其中全景通道可输出两个镜头无缝拼接的全景图像，纵向拼接偏差像素不大于 4 个像素点，全景水平视场角不低于 190°可用自动拼接工具进行全景拼接效果调整，并且可以调整拼接距离。

全景通道支持两个画面的偏色、曝光同步，可以通过产线矫正和现场矫正两种方式进行。

支持深度学习区域入侵、人车分类侦测、人脸抓拍等轻智能功能，更好的助力可视化管理

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

人脸抓拍模式：支持对不同目标进行检测、抓拍，最多同时检测 5 张

内置双路加热玻璃，有效除雾

支持深度学习算法，提供精准的人车分类侦测、报警、联动球机镜头进行快速查看

支持双路区域入侵侦测、越界侦测、进入区域侦测和离开区域侦等智能侦测

支持 SDK、开放型网络视频接口、ISAPI、GB/T28181、ISUP;

支持高效补光阵列，细节红外照射距离最远可达 150 m，白光 30 m，全景照射距离最远可达 30 m

支持两进一出报警、一进一出音频、最大支持 512 GB MicroSD 卡存储

IP66，抗干扰能力强，适用于严酷的电磁环境，符合 GB/T17626.2/3/4/5/6 四级标准;

支持智能红外、透雾、强光抑制、电子防抖、数字降噪、防红外过曝功能;

★可输出全景和细节两路视频图像，其中全景通道分辨率不小于 3632×1632，细节分辨率不小于 2560×1440

★全景通道可对设定区域进行布防，当检测到目标时联动细节摄像机可对目标进行跟踪和报警。

 红外网络球机

热成像焦距：50mm

热成像视场角：7.5°×5.6°

人员最远报警距离（以 1.8m×0.5m 为准）：350m

车辆最远报警距离（以 4m×1.4m 为准）：1050m

火点最远报警距离（以 2m×2m 为准）：3000m

★支持目标热源细节凸显，并可对指定热源细节进行增强显示。

★具备故障自诊断系统，可自动识别系统故障（包括视频图像异常、系统异常重启、云台异常、镜头运行状态异常、网络异常、智能分析异常、算法状态异常、电机状态异常等）并可通过 OSD 进行显示及后台输出。

（2）线缆要求

1）站端系统所使用的通用电缆可分为：电源电缆、视频电缆、控制电缆、屏蔽双绞线、光缆等。

2）摄像机电源线缆应使用阻燃聚氯乙烯绝缘的护套线缆，线芯数量不少于 3 芯，线芯线径不小于 1.5mm²。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

3）网络双绞线缆应使用带屏蔽的超五类双绞线，设备与设备间的单根线缆长度≤100m，两端接着使用带屏蔽的 RJ45 头，接头线序应符合国际 EIA/TIA 的 568A 与 568B 两种标准的规定。

4）光缆应使用室外铠装阻燃单模光缆，线芯不少于 4 芯，并要求使用专用工具由专业技术人员进行接头熔接制作。

5）各类控制电线应使用多芯阻燃聚氯乙烯绝缘带屏蔽线缆，线芯数量不少于 4 芯，线芯线径不小于 0.75mm²。

（3）防雷与抗干扰要求

1）视频监控系统屏应配置交流第三级电源 SPD，SPD 在保证防护效果的前提下应安装在便于维护观测的位置。其标称放电电流 IN 不小于 10kA（8/20μs），Up≤1.4kV。

2）摄像机端可采用防雷插座型 SPD 做为设备级防雷保护措施。其额定电流不小于 10A，标称放电电流 IN 不小于 10kA（8/20μs），Up≤1.4kV。

3）视频监控系统屏到高压场地或室外的视频线、控制线应加装多路集中式信号 SPD。其性能指标要求:

□ 视频线接口信号 SPD 标称通流不小于 5kA（8/20μs）。

□ RS485 接口信号 SPD 标称通流不小于 5kA（8/20μs）。

□ RJ45 网络接口信号 SPD 标称通流不小于 3kA（8/20μs）。

4）站端系统与外部接口处应按照需要装设隔离变压器或光电隔离器件，防止外部干扰信号侵入。

5）采用具有屏蔽层的各种阻燃线缆，机柜内所有接地都应统一接在柜内的接地铜排上，接地铜排通过不小于 50mm² 的多股软铜线与站内接地网可靠相连。

6）摄像机外壳、场地设备箱及摄像机立杆等应进行良好接地。

7）摄像机应处于避雷针（避雷线）的有效保护范围之内，当摄像机独立架设时，应距避雷针 4m 之外。

8）设备应有工作接地和外壳接地，并具有明显标识。

9）线缆敷设应尽量利用站内电缆沟、架，所有室外的线缆都应穿热镀锌管，其埋管的埋深不小于 30cm；在电缆沟内敷设时，不得与一次电缆同层敷设。

（4）布线施工要求

1）不同系统，不同电压等级，不同电流类别的线缆，不应穿在同一管内或同一线槽内。

2）不得在建筑物屋顶上敷设电缆，必须敷设时，应穿金属管进行屏蔽并接地。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程 竣工报告

3）在地板下、天花板内敷设线缆时，必须将线缆穿入管内。

4）室外、内电线沟敷设的非铠装电缆必须穿管，线管的粗细应根据线缆数量决定，当有不规则弯曲电缆沟时，应灵活处理。

5）墙壁开槽敷设时，应先确定开槽路线，原则如下：①路线最短原则；②不破坏原有强电原则；③不破坏防水原则。再确定开槽宽度：根据线缆的多少确定PVC管的大小，进而确定开槽的宽度。然后确定开槽深度：若选用16mm的PVC 管，则开槽深度为20mm；若选用20mm的PVC管，则开槽深度为25mm其他类推。

6）室外地下埋管深度不低于30cm，路面下埋管深度不低于60cm，非电缆沟的地下埋管应增加路面标识。

7）电缆引入房屋内应在静电地板下平行布放绑扎，不得出现交叉，强弱电电缆分开走，间距不小于500mm，开孔处必须用防火泥堵好，且必须整齐方正。

8）明装管线走向及安装位置应与室内装饰布局协调。

9）所有配电箱内线缆应挂标牌或穿套管，贴黄标签。

10）所有线槽、管在施工时都必须做到整齐不凌乱，所有PVC线管在接口处必须打上专用胶水。

11）电缆沟内PVC管经过防火墙开挖后，必须及时填补完整。

12）PVC管应通过直通、弯头、变通、三通接头用PVC胶水固定，镀锌钢管接管处应开芽丝通过直通、弯头固定或用卡扣连接，并采用不锈钢U型卡扣固定（架构上应采用抱箍固定，电缆层、电缆沟、电缆桥架应采用扎带固定）防止松脱。

13）金属线管全部采用镀锌电线管，管与管的连接应采用丝扣连接，用圆丝板套丝扣，管子的切断可用细齿钢锯或切割机切割。管子的弯曲宜用弯管器，或用现成的弯头连接。

14）线管与接线盒的连接应用锁紧螺母固定，当线管与设备直接连接时，应将线管敷设到设备的接线盒内，此时，线管端部应增设金属软管再引入设备的接线盒内，且管口应包扎紧密，对于潮湿场所，应增设防水弯头。

15）线管螺纹连接应使用全丝扣管接头，连接管端部应套丝，两管拧进管接头长度不可小于接头长度的一半，使两管之间吻合；在管子的外螺纹和管接头的内螺纹之间，应加填适当的填充料，以增强密闭性和坚实性。

16）在线管敷设过程中还要注意线管的弯曲角度不应小于90°，弯曲半径不应小于线管外径的6倍，弯曲处不应有凹陷、裂缝和明显的弯扁。线管应排列整齐、固定牢固，管卡间距应均匀。当线管的直线段长度超过30m或弯曲角度的总和超过270°时，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

应在其中间加装接线盒。

（5）线缆接头制作与标识要求

1）线缆接头制作与标识应包含线缆接头处理、接头制作、线缆接入设备端子、线缆两端制作标识标牌等内容。

2）线缆接头制作时应根据不同线缆类型选用相应剥线钳工具对线缆接头护套进行去除处理，对部分接头采用热缩管包裹、绝缘带缠绕、绝缘及防潮处理。

3）使用的电源电缆、控制线缆制作接头时应对接头线芯采用镀锡或压铜鼻子的方式对线头进行处理。

4）双绞线制作接头时应采用带屏蔽的RJ45头，并用专用压线钳进行接头制作，线序应符合国际EIA/TIA的568A与568B两种标准的规定。

5）光缆制作接头时应由专业光缆熔接技术人员用专用光缆熔接机将光缆线芯与成品尾纤进行熔接制作，并用光纤终端盒进行盘线固定处理，由法兰盘与外部成品光纤跳纤连接光口设备，成品跳纤长度应≤5m，跳纤传输规格应与主光缆相同。

6）线缆接头制作完成后接入对应设备端口时应固定牢固，无松动、无外露线芯、与相邻端口线缆发生短路现象。

7）线缆接头制作时对于相同设备的相同接线端口应选用相同线缆、相同颜色的线芯进行接线，易于运行维护与设备检修。

8）线缆敷设完成后必须在线缆两端悬挂标识牌，标识内容应包含线缆型号规格、线缆编号及线缆起始点名称，并及时记录存档于运行维护与设备检修。

9）部分线缆线芯接头时应套用号码管进行标识，标明名称、编号等相关信息，应保持与设计图纸及工程资料标识对应。

10）部分线缆接头应采用黄底黑字标签进行标识，标明名称、编号等相关信息，应保持与设计图纸及工程资料标识对应。

视频监控系统所有设备、配电箱、辅助配件都必须采用黄底黑字标签进行标识，标明名称、编号等相关信息，应保持与设计图纸及工程资料标识对应。

5.备品备件及质量保证

（1）投标方应保证备品备件长期稳定的供货。对主要备品备件及与其可兼容的插件替代品，其备品的供货期至少是设备验收后十年或该设备在市场停销后5年。当投标方决定中断生产某些组件或设备时，应预先告知招标方，以便招标方增加这些设备的备品备件。投标方应在该期限内向招标方提供最优惠的价格，满足招标方购买时的要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

（2）投标方应对所提供视频监控系统进行在线联调以及运行和维护所必须的备品备件提出建议和报价。

（3）投标方应提供有关备品备件的保管储藏资料，如存放期限、所需的干燥器等。

（4）所有备品备件的一些主要部件（如印刷电路板）在发运前，都应逐一进行测试，以保证在系统中正常运行。

（5）备品备件应是新品，与设备同型号、同工艺。

（6）本工程视频监控系统需提供如下备品备件:

序号	名称	数量	备注
1	拼接广角全景枪球	2 个	型号、版本与现场一致
2	红外网络球机	1 个	型号、版本与现场一致

备品备件在视频监控系统安装完成前移交。

（八）光伏区土建工程

1.投标方规划、设计和施工范围

包括但不限于下列各项:

光伏组件支架和支架基础、设备基础、钢结构基础、场区水池及其他配套设施、光伏场区效果图、场区场平和边坡、进场道路、环境影响评价、电缆桥架、防水、防腐、防火、封闭、装修、消防、永久安全围栏、维护设施、电缆沟等建筑结构工程的规划、设计和施工。

2.土建基础

（1）场平和道路设计

1）投标方在施工时应尽量维持光伏电站建设区域内的原貌，原则采取人工打孔方式，组件支架宜随坡就势安装作业，若因施工而对现场区域地表有大规模的改变应征得招标方的同意；因光伏系统安装需要对场地进行填方或开挖处理的，由投标方负责出具填方或开挖方案并承担所需要的所有相关费用。不允许对场区进行机械清表，清除的杂草、树木等杂物（易燃物）必须当日转移至场区外并妥善处理，由于未进行妥善处理而引发的所有损失由投标方负责。

2）检修道路面宽不小于 3m，路面两边路肩宽度各不小于 0.5m，路面为泥结石路面，具体根据场区逆变器的布置，保证逆变器的施工检修及维护。为了节约工程造价，道路充分利用现有道路交通体系，现有道路宽度不满足检修道路的地方做填方处理。施工道路开挖时必须同时做好防护网和防护墩，防止车辆冲出道路和浮石伤人。

3）光伏电站内和四周均应设排洪沟，排洪沟能够满足当地 50 年一遇最大洪水的排

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

水要求；设计时应考虑到周围环境可能对光伏电站产生破坏，如山体滑坡、泥石流、台风、洪水等。

（2）支架基础设计原则

1）支架基础设计前，应由有资质的设计院出具详细的地质勘察报告。

2）光伏组件支架采用半组+半组及固定支架方式设计，支架基础应充分考虑施工过程中不清表、不破坏植被耕作层的施工方式，基础应尽量避免机械施工，采用人工打孔方式。采用双桩支架的桩间距应有利于农业种植，采用混凝土灌注桩时混凝土强度等级不应低于C30，垫层混凝土强度等级不应低于C10，厚度不小于100mm；基础设计时应避开有可能产生泥石流或山体滑坡区域，基础沉降应满足规范要求，地基承载力应达到设计要求。基础设计应根据地勘报告充分考虑防腐的问题，并依据项目所在地的腐蚀情况选用合理的防腐方案。

3）基础为桩基础时，桩顶应保持在一个平面，桩顶垂直标高误差不应超过10mm，水平偏差不应超过50mm，所有基础施工时必须采用GPS或全钻仪放线。

4）基础设计时应满足受压、抗拔和抗倾覆要求。地震作用效应标准组合的基础底面平均压力和边缘最大压力应符合：$p \leqslant faE$，$pmax \leqslant 1.2faE$，faE为修正后的地基承载力；在国家规范和项目所在地规定的50年一遇风压下，按荷载效应标准组合计算，基础的抗拔和抗倾覆应分别满足$Nk \geqslant Tuk/2+Gp$、$Mk/Mq \geqslant 1.6$；基础的不均匀性沉降必须满足设计和国家规范的要求。

5）投标方应在投标文件中提供详细的支架基础施工方案，并对施工方案进行专题报告，同时提供支架和桩材料在现场运输方案、施工人员和相关机械的配置数量、施工进度计划表。

6）场区内所有的电缆槽盒在设计时不能与地面直接接触。

（3）桩基础防腐蚀要求

1）腐蚀环境下宜选用预制钢筋混凝土桩。腐蚀性等级为中、微、弱时，可采用预应力混凝土管桩。

2）预制钢筋混凝土桩的混凝土强度等级不应低于C40，水灰比不应大于0.4；腐蚀性为中、弱时，抗渗等级不应低于S8；腐蚀性等级为强时，抗渗等级不应低于S10。钢筋的混凝土保护层厚度不应低于45mm。

3）预应力混凝土管桩的强度等级不应低于C60，抗渗等级不应低于S10；钢筋的混凝土保护层厚度不应小于35mm；桩尖宜采用闭口型。

若桩基础根据地勘报告和腐蚀介质的情况，判定处于强腐蚀或者中腐蚀的情况时，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

则还需要掺入钢筋阻锈剂和矿物掺和料，并选用相应的抗腐蚀水泥，具体参见《工业建筑防腐蚀规范 GB50046》。

（4）其他基础防腐蚀要求

腐蚀环境下，混凝土结构的基本要求。

项目	腐蚀等级		
	强	中	弱
最低混凝土强度等级	C40	C35	C30
最小水泥用量	340	320	300
最大水灰比	0.40	0.45	0.50
最大氯离子含量	0.80	0.10	0.10

注：最小水泥用量单位为 kg/m^3

基础与垫层的防护要求应符合下表。

腐蚀性等级	垫层材料	基础的表面防护
强	耐腐蚀材料	1.环氧沥青或聚氨酯涂层，厚度≥500μm 2.聚合物水泥砂浆，厚度≥10mm 3.树脂玻璃鳞片涂层，厚度≥300μm 4.环氧沥青、聚氨酯沥青贴玻璃布，厚度≥1mm
中	耐腐蚀材料	1.沥青冷底子油两遍，沥青胶泥涂层，厚度≥500μm 2.聚合物水泥砂浆，厚度≥5mm 3.环氧沥青或聚氨酯沥青涂层，厚度≥300μm（增加成本分析）
弱	混凝土 C20，厚度 100mm	1.表面不做防护 2.沥青冷底子油两遍，沥青胶泥涂层，厚度≥300μm 3.聚合物水泥浆两遍

注：1.当表中有多种防腐措施时，可根据防腐蚀性介质的性质和作用程度、基础的重要性等因素选用其中一种。

2.埋入土中的混凝土结构或砌体结构，其表面应按本表进行防护。砌体结构表面应先用 1:2 水泥砂浆抹面。

3.垫层的耐腐蚀材料可采用沥青混凝土（100mm 厚）、碎石灌沥青（厚 150mm）、聚合物水泥混凝土（厚 100mm）等。

基础梁的防腐应满足如下要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

腐蚀性等级	基础梁的表面防护
强	1.环氧沥青、聚氨酯沥青贴玻璃布，厚度≥1mm 2.树脂玻璃鳞片涂层，厚度≥500μm 3.聚合物水泥砂浆，厚度≥15mm
中	1.环氧沥青或聚氨酯沥青涂层，厚度≥500μm 2.聚合物水泥砂浆，厚度≥10mm 3.树脂玻璃鳞片涂层，厚度.≥300μm
弱	1.环氧沥青或聚氨酯沥青涂层，厚度≥500μm 2.聚合物水泥砂浆，厚度≥5mm 3.聚合物水泥浆两遍

注：当表中有多种防护措施时，可根据腐蚀性介质的性质和作用程度、基础梁的重要性等因素选用其中一种。

（5）围栏及技术要求

凡是与项目区域分开的边界，都应设置围栏，项目红线确定后，同步启动边界围栏的施工，项目开工前需先将围栏设置封闭后才能施工，施工人员进出施工区域必须实行实名制，围栏形式采用简易护栏形式，**简易护栏材料采用热镀锌钢丝刺绳网或热镀锌网格网，**由招标方根据现场地形情况确定围栏形式，并能保证 25 年的使用要求。新建围栏应同时保证项目验收时围栏未破损。围栏的技术要求如下:

序号	名称	规格（mm）	备注
1	立柱	Φ48×2.5	热镀锌
2	边框	口 20×20×1.5	热镀锌
3	上边框	—25×4	热镀锌
4	网孔径	75×150mm（宽×高）	热镀锌
5	网丝	Φ5	热镀锌
6	热镀锌钢丝刺绳	Φ2.8mm	热镀锌

备注：①立柱砼（C20）基础尺寸暂定为：500mm×500mm×400mm（长×宽×深），最终尺寸以设计为准，并得到招标方同意，施工时先把立柱预埋在基础内，再安装简易护网。②围栏的设计，应满足强度和稳定性要求，满足抗风掀的要求，不会因大风而出现被掀翻的情况。③场区围栏施工前，投标方报审具体方案，经招标方审核批准后施工。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

3.电缆工艺要求

本工程电缆工艺依据《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）的规定。**集电线路电缆长度超过 2.5km，需要采用电缆分支箱连接。**

主要质量通病表现为：电缆管高度不统一，排列不整齐；电缆管不封堵，地下埋管焊口不防腐。电缆漏放或多放，电缆严重交叉，排线不整齐。

针对以上情况，主要采取以下措施：

（1）电缆管（暗敷）在电缆隧道（沟）内露出部分

长度为 50mm。且同一管径或相近管径应在同一水平线上。同一设备的电缆管应尽可能集中布置。同一设备的电缆管，无论管径大小，应以靠近设备侧管径边对齐。

设备侧电缆埋管露出地面部分长度应一致，且为 100mm。明敷电缆管并排布置时，管之间的净距不应小于 20mm。电缆埋管的地上部分应垂直无偏斜，且长度超过 1m 时，必须加装固定支点，固定支点间距不超过 3m。电缆管的弯头不超过 3 个，直角弯头不多于 2 个。电缆管接口部位不得露出地面以上，焊接处应刷防腐漆。电缆管对口处，管口外露处必须将管口磨圆滑，以免电缆穿过时被划伤。

电缆埋管必须做临时封堵，以防杂物堵塞。封堵件统一规格，点焊于管口处。地下埋管必须为热渗锌钢管，且热渗锌层完好。

电缆敷设工程在电缆施工前，设计、监理与施工单位进行设计交底，并进行三方图纸会审。

结合现场实际找出错项，补充漏项。由于机组大量采用计算机控制，增加了大量的控制和信号电缆。因此应仔细审图，检查有无漏设电缆，为施工做好准备，并核实电缆长度、规格熟悉电缆通道及各设备位置，并在托架上标出电缆托架的断面编号。在编制电缆清册时，首先各专业仔细研究电气原理图，按照原理图的电缆连接路径核计电缆数量、所用芯数，汇总成册后与设计院所给的电缆清册核对电缆有无遗漏，以保证在电缆敷设过程中不多放一根电缆也不少放一根电缆。最后在编写清册时，要把同一路径的电缆编写在一起。清册编写完成后，在每一块盘柜后面的两侧贴上每一侧所需的电缆。

（2）支吊架安装

支吊架进行工厂化加工制作，下料、打孔等均用机械方法。支吊架位置需修改时，应经授权人员批准，严格按标准、工艺导则、图纸采用正确的方法进行修正，并形成记录。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程



图一：电缆支架桥架安装样板图

连接件的螺纹均露出连接体 3～4 个齿牙，且连接件应有足够的调整裕度。

严格按正确工序安装支吊架：支吊架根部位置确定→支吊架根部安装→支吊架组件安装（连接件、弹簧、管部）→管件吊装→管部与管件一次安装调整定位。

4.电缆敷设及防火墙

光伏场区内光伏组件至逆变器、逆变器至箱变、集电线路电缆、光缆等采用电缆槽盒、架空、电缆沟和穿钢管的方式（交直流电缆、光缆分层布置），所有电缆穿过道路必须穿热镀锌钢管，均设保护套管，槽盒内电缆只能放一层，不能上下叠放。

箱变下部的高压、低压电缆，必须安装有电缆固定架，电缆用铁制抱箍或夹板固定在架子上。如下图：

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程



对电缆可能着火蔓延导致严重事故的回路、易受外部影响波及火灾的电缆密集场所，应设置适当的防火分隔，并应按工程重要性、火灾概率及其特点和经济合理等因素，采取下列安全措施:

- 实施防火分隔
- 采用阻燃电缆
- 采用耐火电缆

防火封堵应符合下列规定:

- 防火封堵的构成，应按电缆贯穿孔洞状况和条件，采用相适合的防火封堵材料或防火封堵组件；用于电力电缆时，宜对载流量影响较小。
- 防火墙、阻火段的构成，应采用适合电缆敷设环境条件的防火封堵材料，且应在可能经受积水浸泡或鼠害作用下具有稳固性。
- 防火封堵、防火墙和阻火段等防火封堵组件的耐火极限不应低于贯穿部位构件的耐火极限，且不应低于 1h，其燃烧性能、理化性能和耐火性能应符合现行国家标准

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

《防火封堵材料》GB 23864 的规定，测试工况应与实际使用工况一致。

5.接线

（1）开工准备

针对工程的设计及所采用的新设备，对安装人员进行培训，使安装和接线人员熟悉系统及设备的接线方法，保证设备安装位置、电缆布置位置正确，组件搬运、吊装过程中，不得把组件板平躺叠层，必须避免组件平面相互挤压和划伤，组件安装和连接必须符合规范，组件有效面积内不得出现任何阴影，实际安装完成后，组串的实际功率与理论值的负偏差不得超过-5%，汇流箱和桥架的选择、定位和安装，不得对组件形成遮挡，必须符合汇流箱防水要求和电缆最大弯曲等要求，电缆安装时，除必须符合设计要求外，由于实际情况，需要增加电缆距离的，必须适当提高电缆的容量。应充分利用逆变器的所有电缆接头，多屋面组件连接至同一个逆变器时，必须同时考虑屋面朝向的一致性、直流电缆尽可能短和实际施工的难度。

审图及修改：技术人员首先领会设计意图，熟悉系统，掌握工程所采用的控制设备情况，特别是要注意所采用的新控制仪表及控制装置；检查控制回路的原理图没有错误，再认真核对接线图，保证其出线端子和编号正确；对照厂家图及设计图审核接线图的端子排出线是否与电缆清册相符。

做好技术交底工作，交代清楚任务中的重点、难点问题，对于涉及设计修改的地方，必须向安装和接线人员交代清楚，防止发生差错。

（2）电缆头制作

在整理好电缆后才可制作电缆头、接线。电缆头制作采用热收缩管方法封头，用绝缘塑料带包扎线芯根部，长度为 35～45mm，套上终端热缩套管，加热 120～140℃后，热缩成形。

剥切铠装电缆外护层前，在选定剥切位置处打上一卡子，以防钢铠松散。剥切可用锯弓或专用电缆刀具锯一个环形深痕，深度为钢铠厚度的 2/3，再用螺丝刀将钢带挑起，逆原缠绕方向拆下钢带。用电缆刀剥外皮时严禁损伤电缆芯及绝缘层。

盘内电缆头的长度、标高应一致，并用卡子或扎带将电缆固定好。

（3）排线和接线

对盘柜电缆接线进行二次设计，接线过程中要求按接线图穿线号，线号用电子打号机打，要求整齐、清楚、美观。

在电缆固定好后，将每根控制电缆的芯线单独绑扎成束。备用芯长度要按最长芯线预留，并排放成环形圈。成束芯线用白尼龙绳、尼龙扎带或钢精扎头绑扎。绑扎不

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 V1.0

应过紧，成排线芯绑扎应整齐，间距均匀美观。

成束线芯均匀排到端子排附近再进行电缆接线前的初步校线。经校对无误的线芯要套上标记套管。标记采用专用标记打字机打字，保证标记码清晰一致。

接线时每根线芯要保持平行，并留有余度；要求整齐、美观、均匀、悦目。线头用尖嘴钳顺螺丝旋入方向弯成圆圈，圆圈的大小合适且根部的长短适当，保证接触良好、牢固可靠。

屏蔽电缆的屏蔽层引出后要套上相应尺寸的绝缘套管，在设计要求的位置统一接地，保证一根电缆的屏蔽层是连续的，且只有一点接地。

多对双绞线电缆除了整根电缆有屏蔽层外，每对双绞线还有分屏蔽层。这种电缆在接线时，应将总屏蔽线和分屏蔽线合在一起，穿入一根绝缘套管后，然后按要求接地。

电缆接线后，应把临时电缆标牌更换为统一清晰美观的正式标牌。

（九）对电缆材料和配件的要求

1.标准要求

光伏直流电缆和控制电缆必须采用铜芯电缆，控制电缆必须采用分屏+总屏方式屏蔽；光伏场区一次动力电缆必须采用铠装电缆，导体可以采用铝合金材质，采用铝芯需经过招标方同意。**使用铝合金及铝芯铠装电缆，电缆截面满足最大载流量的前提下必须再放大一个等级，本工程 10kV、35kV 高压电缆终端头全部采用冷缩终端头。**光缆必须采用金属加强型结构。电缆槽盒及其盖板采用镀镁铝锌材质，厚度满足相关国家标准。

光伏电缆的选型及应用应至少满足以下标准要求，寿命不低于 25 年:

GB/T 2900.10　电工术语电缆（IEC 60050（461）: 1984,IDT）

GB/T 12706.1　额定电压 1kV（Um=1.2kV）到 35kV（Um=40.5kV）挤包绝缘电力电缆及附件第 1 部分: 额定电压 1kV（Um=1.2kV）和 3kV（Um=3.6kV）电缆

GB/T 9330　塑料绝缘控制电缆

GB/T 2423.17　电工电子产品试验第 2 部分: 试验方法试验 Ka : 盐雾 UL 1581.1200　电线电缆和软线参考标准

GB/T 3956　电缆的导体

GB/T 50217　电力工程电缆设计规范

GB/T 6995.3　电线电缆识别标志第 3 部分电线电缆识别标志（IEC 60227:1979）

GB/T 18380.1　电缆在火焰条件下的燃烧试验第 1 部分: 单根绝缘电线或电缆的

垂直燃烧试验方法

JB/T 8137　　电线电缆交货盘

GB/T 19216　　在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验

GB/T 2951.1　　电缆绝缘和护套材料通用试验方法第 1 部分：通用试验方法

GB/T 2952.1　　电缆外护层第 1 部分：总则

GB/T 2952.2　　电缆外护层第 2 部分：金属套电缆外护层

GB/T 2952.3　　电缆外护层第 3 部分：非金属套电缆通用外护层

GB/T 3048.8　　电线电缆电性能试验方法第 8 部分：交流电压试验

GB/T 3956　　电缆的导体

GB/T 6995.3　　电线电缆识别标志方法第 3 部分：电线电缆识别标志

GB/T 12706.1　　额定电压 1kV（Um=1.2kV）～35kV（Um=40.5kV）挤包绝缘电力电缆及附件第 1 部分：额定电压 1kV（Um=1.2kV）和 3kV（Um=3.6kV）电缆

GB/T 18380.3　　电缆在火焰条件下的燃烧试验第 3 部分：成束电线或电缆的燃烧试验方法

GB/T 19216.21　　在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验第 21 部分：试验步骤和要求额定电压 0.6/1.0 kV 及以下电缆

GB/T 19666　　阻燃和耐火电线电缆通则

GB 50217　　电力工程电缆设计规范

GB 50054　　低压配电设计规范

JB/T 8137　　电线电缆交货盘

GA 306.1　　阻燃及耐火电缆塑料绝缘阻燃及耐火电缆分级和要求第 1 部分：阻燃电缆

GA 306.2　　阻燃及耐火电缆塑料绝缘阻燃及耐火电缆分级和要求第 2 部分：耐火电缆

IEC 60287　　电缆载流量计算

IEC 60332　　电缆在火焰条件下的燃烧试验

IEC 60502-2　　额定电压 1～30kV 挤包绝缘电力电缆及其附件第二部分：额定电压 6～30kV 电缆

GB/T 311.1　　高压输变电设备的绝缘配合

GB/T 311.2　　绝缘配合第 2 部分：高压输变电设备的绝缘配合使用导则

GB/T 2951　　电缆绝缘和护套材料通用试验方法

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

GB/T 2951.38　　电线电缆白蚁试验方法

GB/T 2952.1～2　电缆外护层

GB/T 3048.4　　电线电缆电性能试验方法导体直流电阻试验

GB/T 3048.8　　电线电缆电性能试验方法交流电压试验

GB/T 3048.11　　电线电缆电性能试验方法介质损失角正切试验

GB/T 3048.12　电线电缆电性能试验方法局部放电试验

GB/T 3048.13　电线电缆冲击电压试验方法

GB/T 3048.14　电线电缆直流电压试验方法

GB/T 3953　　电工圆铜线

GB/T 3956　　电缆的导体

GB/T 6995.1～5　电线电缆识别标志

GB/T 16927.1　高电压试验技术第 1 部分：一般试验要求

GB/T 19666　　阻燃和耐火电线电缆通则

GB/T 17650.2　取自电缆或光缆的材料燃烧时释放气体的试验方法

GB/T 17651.2　电缆或光缆的特定条件下燃烧的烟密度测定

GB/T 18380　　电缆在火焰条件下的燃烧试验

GB/T 12706.2　额定电压 1kV（Um=1.2kV）～10kV（Um=40.5kV）挤包绝缘电力电缆及附件第二部分：额定电压 6kV（Um=7.2kV）～30kV（Um=36kV）电缆

DL/T 401　　高压电缆选用导则

DL/T 5221　　城市电力电缆线路设计技术规定

JB 5268.2　　电缆金属套铅套

JB/T 8137.4　　电线电缆交货盘型钢复合结构交货盘

JB/T 10181.1～6　电缆载流量计算

YB/T 024　　铠装电缆用钢带

SH 0001　　电缆沥青

Q/CSG 10012　中国南方电网城市配电网技术导则

Q/CSG 10703　110kV 及以下配电网装备技术导则

35kV 电缆选型还应该满足南方电网配网工程典型设计的要求。

2.不同连接部分的技术要求

（1）组件与组件之间的连接：必须给出 UL 测试，耐热 90℃，防酸，防化学物质，防潮，防曝晒的证明。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（2）方阵内部和方阵之间的连接：要求防潮、防曝晒。若穿管安装，导管必须耐热 90℃。

（3）室内接线（环境干燥）：可以使用较短的直流连线。

3.电缆大小规格设计必须遵循以下原则：

（1）逆变器的连接，选取的电缆额定电流为计算所得电缆中最大连续电流的 1.4 倍。

（2）方阵内部和方阵之间的连接，选取的电缆额定电流为计算所得电缆中最大连续电流的 1.56 倍，如使用铝合金和铝芯电缆还需要放大一个等级。

（3）考虑温度和铺设方式对电缆的性能的影响。

（4）单台逆变器最大线损不超过 2%（线缆电阻按最大运行温度计算），尽量降低失配。

线损计算按下列条件考核：

$$P_{损\ Max}=\frac{P_{逆直损}+P_{逆交损}+P_{变低损}}{P_{装机}}\times 100\%\leq 2\%$$

其中：

$P_{损\ Max}$——单台逆变器最大线损，kW。

$P_{逆直损}$——被考核逆变器直流侧所有回路线损总和，kW。

$P_{逆交损}$——被考核逆变器交流侧至交流汇流箱之间线损，kW。

$P_{变低损}$——被考核逆变器所接交流汇流箱到对应箱变低压侧之间线损，kW。

$P_{逆直损}$——被考核逆变器直流侧所接光伏组件容量，kW。

（5）光伏区所有光伏电缆及 MC4 头品牌应与组件自带品牌一致，该连接器应通过 TUV、UL、VDE 认证。并尽量采用组件供应商提供的连接器。

（6）电缆的耐压等级必须符合南方电网相关设计规范。

（7）所有光伏电缆与 MC4 接头连接必须通过焊锡焊接，焊接点做到饱满、光滑、不得有毛刺。

4.电缆的相关试验

（1）电缆的试验

投标方须向招标方提供以下电缆试验参数和试验报告，需要第三方参与的实验，由第三方出具试验报告。

1）例行试验

在成品电缆的所有制造长度上进行的试验，以检验所有电缆是否符合规定的要求，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

具体项目如下:

- 导体直流电阻测量。
- 电压试验，可采用工频交流电压或直流电压。

2）抽样试验

由招标方选取第三方测试机构，由投标方负责开展本项工作，在成品电缆试样上或取自成品电缆的某些部件上进行的试验，以检验电缆是否符合规定要求，具体项目如下:

- 导体及结构检查。
- 尺寸检验，包括对护套厚度、铠装、成缆外径的检验。
- 交联聚乙烯电缆需要做绝缘及弹性体护套的热延伸试验。

3）电气型式试验

- 包括导体直流电阻测量
- 导体最高温度下的绝缘电阻测量
- 4h 电压试验
- 非电气型式试验
- 绝缘厚度测量
- 非金属护套厚度测量
- 老化前后绝缘的机械性能试验
- 非金属护套老化前后的机械性能试验
- 附加老化试验
- ST2 型 PVC 护套失重试验
- 绝缘和非金属护套的高温应力试验
- 低温下 PVC 绝缘和护套以及无卤护套的性能试验
- PVC 绝缘和护套抗开裂试验（热冲击试验）
- XLPE 绝缘和弹性体护套的热延伸试验
- 绝缘吸水试验
- 黑色聚乙烯护套碳黑含量测定
- 特殊弯曲试验
- PE 护套收缩试验
- 无卤护套的附加机械性能试验
- 无卤护套的吸水试验

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

□ 阻燃性能

□ 耐火性能

□ 现场交接试验

□ 外观检查，导体表面应光洁、无油污、无损伤绝缘的毛刺、锐边，无凸起或断裂的单线

□ 结构尺寸检查，绞线中各类金属线的根数、绞合节径比等的尺寸测量

□ 安装后进行绝缘电阻试验，并检查相位

（十）防雷

投标方应在技术文件中提出接地和防雷方案。

应考虑防止雷电感应。

应考虑防止雷电波侵入。

对于逆变器、箱变、配电柜等设备输入端要配有相应等级的防雷器。

带边框的光伏组件应将边框互相连接并可靠接地。

防雷遵守下列规范进行验收:

《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169

《光伏发电站施工规范》GB50794

《建筑安装工程施工质量验收统一标准》GB50300

《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303

《建筑物防雷设计规范》GB50057

（十一）接地

接地扁钢应在导体的全长度或区间段及每个连接部位附近的表面，涂 15～100mm 宽度相等的绿色和黄色相间的条纹标志并悬挂接地标志。

水平接地体干线采用 60×6mm 热镀锌扁钢（镀锌厚度不低于 70μm），其他采用 50×5mm 热镀锌扁钢，垂直接地体极材料采用 D50×3.5mm 的镀锌钢管（所有扁钢热镀锌厚度不低于 70μm）。

光伏电站接地接零的要求:

电气设备的接地电阻 R≤1Ω，满足屏蔽接地和工作接地的要求，其他站内接地系统满足接地电阻≤4Ω 的要求。

在中性点直接接地的系统中，要重复接地，R≤4Ω 防雷接地应该独立设置，要求 R≤4Ω，且和主接地装置在地下的距离保持在 3m 以上。

接地设计必须包括以下方面:

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程施工组织设计

防雷接地：包括避雷带以及避雷器。

工作接地：逆变器、蓄电池的中性点、电压互感器和电流互感器的二次线圈。

保护接地：光伏电池组件机架、控制器、逆变器、配电屏外壳、电缆外皮、穿线金属管道的外皮及桥架外壳。室内及室外接地端子须为纯铜（铜含量不小于 99.9%），镀锡处理，整体要符合相关规范要求，接地端子固定螺钉采用不锈钢。

<table>
<tr><td></td><td></td></tr>
<tr><td>每串组件需与支架可靠连接（导线截面积不低于 4mm²）</td><td>相邻组件需要有接地线连连接（导线截面积不低于 4mm²）</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="2">电力桥架之间要有导线连接（导线截面积不低于 4mm²）</td></tr>
</table>

屏蔽接地：电子设备的金属屏蔽。

接闪器的设计，包括安装在环境监测仪、摄像头。

接地装置的设计。

根据实际情况安装浪涌保护器。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（十二）电缆桥架

所有电缆走廊均属于投标方工作范围。电缆走廊均采用底部开放的梯形桥架或封闭式电缆沟，室外电缆桥架应采用镀镁铝锌材质，电缆沟内桥架采用热镀锌托架。所有电缆桥架均封闭，不能看到电缆外露，且保证桥架内的通风、散热，电缆在桥架里占的空间不超过60%（含托架），光伏区电缆桥架须架空，离地面距离不低于0.2m（**离地距离最终满足林业主管部门要求**）。每个桥架盖板需要抱箍（每隔1m设置一个，至少保证每个盖板两端各设置一个），且用不锈钢螺栓进行固定；桥架结合处用非自攻螺钉连接，所有连接件为热镀锌材质，桥架厚度应满足有关规范的要求。设计时应细化每一环节的桥架尺寸。

光伏场区交直流电缆采用电缆槽盒铺设，**电缆槽盒全部采用镀镁铝锌材质，表面需进行哑光静电喷塑处理。槽盒厚度不低于1.5mm，盖板不低于1.2mm，镀镁铝锌单层镀层厚度不低于27um，**地面平整区域电缆槽盒下方间隔1m铺设混凝土砖块，致使电缆槽盒平整不直接接触地面；**在地面不平整需要架空区域，槽盒采用支架支撑，槽盒支架采用热镀锌材质，支架基础应采用混凝土浇筑（根据地形地貌可进行设计优化），确保支架牢固。**

光伏场区电缆桥架、槽盒底部全长敷设防火板，防火板采用无机防火隔板，厚度不小于 10 mm，耐火完整性不低于 1 h，燃烧性能达到 A 级，并提供型式检验报告。防火板与桥架底部可靠固定，接缝错缝搭接不小于 50 mm，接缝处及穿线孔洞采用防火密封胶或防火泥封堵，做到不留缝隙、不脱落。桥架、槽盒在进（出）逆变器、汇流箱、箱变、配电室及穿越防火分区处设置防火封堵段，封堵长度不小于 300 mm；长距离槽盒按每不大于20m 或不大于6个组串长度设置一道防火隔断。电缆在桥架内敷设完成后，按现行标准《防火封堵材料》及设计要求完成封堵施工并做隐蔽验收记录。

光伏组串直流电缆正极、负极应在电缆槽盒内必须分区分开敷设，设置金属隔板将正、负极电缆进行物理隔离，严禁正、负极电缆无隔板混杂堆叠布置。组串直流电缆与交流电缆宜分槽盒独立敷设；受条件限制必须共槽盒敷设时，槽盒内应设置连续完整金属隔离隔板。

交流电缆与光缆共用一个槽盒时，交流电缆与光缆之间必须有隔板，隔板在生产厂家制作完才出厂，隔板焊接后才热镀锌。如下图:





（十三）油漆、色彩、设备标牌

油漆、色彩、设备标牌必须满足国家标准、南方电网典型设计、南方电网相关并网技术规范的要求。

钢结构和设备采用满足区域防腐要求的优质油漆，底漆涂刷环氧富锌，漆膜厚度为 70um，中间层涂刷环氧云铁，涂层厚度为 110um，面漆涂刷聚氨酯，漆膜厚度为 100um。运输途中如有掉漆或其他情况需在现场补漆时，由投标方提供底漆和面漆并在现场完成。油漆质量不低于玛卡龙、佐敦、杜邦标准要求。

（十四）35kV 配电装置

1.主要遵循的标准和规范

以下标准应执行最新版本，当标准不一致时按高标准执行。

DL/T402　　交流高压断路器订货技术条件

DL/T403　　10-35kV 户内高压真空断路器订货技术条件

DL/T486	交流高压隔离开关和接地开关订货技术条件
DL/T5137	电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T539	户内交流高压开关柜和元器件凝露及污秽试验技术条件
DL/T593	高压开关设备的共用订货技术条件
DL/T615	交流高压断路器参数选用导则
DL404	户内交流高压开关柜订货技术条件
GB/T11022	高压开关设备和控制设备标准的共用技术条件
GB/T13540	高压开关设备抗地震性能试验
GB11022	高压开关设备通用技术要求
GB11604	高压电器设备无线电干扰测试方法
GB1207	电压互感器
GB1208	电流互感器
GB14048	低压开关设备和控制设备
GB1408	固体绝缘材料工频电气强度的试验方法
GB1984	交流高压断路器
GB1985	交流高压隔离开关和接地开关
GB2423.1	电工电子产品基本环境试验规程
GB2681	电工成套装置中的导线颜色
GB2706	交流高压电器动、热稳定试验方法
GB3047	面板、架和柜的基本尺寸
GB311	高压输变电设备的绝缘配合与高电压试验技术
GB3309	高压开关设备常温下的机械试验
GB3906	3～35kV 交流金属封闭开关设备
GB4205	控制电气设备的操作件标准运动方向
GB4208	外壳防护等级
GB4473	交流高压断路器的合成试验
GB4942.2	低压电器 外壳防护等级
GB50150	电气装置安装工程电气设备交接试验标准
GB7251	低压成套开关设备
GB7354	局部放电测量
GB763	交流高压电器在长期工作时的发热

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB9466　　低压成套开关设备基本试验方法

GBJ149　　电气装置安装工程施工及验收规范

IEC60282-1　高压熔断器

IEC-60298　额定电压 1kV 以上 52kV 及以下高压交流金属封闭开关设备和控制设备

SD-318　　高压开关闭锁装置技术条件

SD334　　高压带电显示装置技术条件

SDJ14　　导体和电器选择设计技术规定

SDJ5　　高压配电装置设计技术规定

2.技术要求

开关柜和断路器必须为同一厂家获得型式试验报告，且有两年以上的运行业绩。

（1）开关柜

开关柜型式：户内金属封闭铠装移开式高压开关柜

柜体板材、门厚度≥2.5mm

型号	KYN□-40.5（以设计为准）
系统额定电压	35kV
最高工作电压	40.5kV
设备额定电压	40.5kV
额定频率	50Hz
额定绝缘水平	
工频试验电压	95kV/1min（投标方按本工程实际海拔修正）
雷电冲击耐受电压（全波）	185kV（投标方按本工程实际海拔修正）
额定电流	满足需要和设计规范要求
额定短时耐受电流	31.5kA （有效值）/4s
额定峰值耐受电流	80kA
辅助电路额定电压	DC220V
操动机构型式	弹簧储能式操动机构
外壳的防护等级	IP42

开关柜中各组件及其支架绝缘件的外绝缘爬距（与最高电压之比）环氧树脂绝缘不小于 3.1cm/kV，并且应按高海拔修正，柜内各相导体的相间及相对地绝缘距离，必须按海拔进行修正。在凝露状态下，各导体相间及相对地绝缘件的外绝缘均满足要求，并且应进行完整的凝露试验。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

柜体尺寸 宽 x 深 x 高= mm × mm × mm（投标方填写）

35kV 母线及母线接线形式与主变容量匹配，满足设计规范要求，短时耐受电流（4s）31.5kA （有效值）/4s，峰值耐受电流 80kA。

（2）真空断路器

型号: （以设计为准）

额定电压: 40.5 kV

额定电流: 满足需要和设计规范要求

额定开断电流: 31.5 kA

短路关合电流: 80 kA（峰值）

热稳定电流: 31.5 kA

热稳定时间: 4 s

动稳定电流: 80 kA

操作循环: 分－0.3s－合分－180s－合分

首相开断系数 1.5

额定短路开断电流的直流分量应不小于 45%

额定绝缘水平:

工频试验电压 95kV/1min（投标方按本工程实际海拔修正）

雷电冲击耐受电压（全波） 185kV（投标方按本工程实际海拔修正）

断路器操作时间

固有分闸时间 ≤40ms

固有合闸时间 30～60ms

断路器配用一体式弹簧储能操作机构

额定短路电流开断次数≥ 20 次

机械寿命≥ 10000 次

电寿命（开断额定电流） ≥10000 次

电寿命（开断额定短路电流） ≥20 次

操作电源电压: 直流 220V

操作电压变动范围: 分励脱扣 70%～110%

失压脱扣 0～35%

辅助开关 8 常开 8 常闭接点，最终以设计院电气二次专业图纸为准。

（3）电流互感器

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

型号：环氧树脂型　　（以设计为准）

额定电压：40.5kV

额定电流变比及精度，（CT 的参数最终以设计为准）：

1）主变低压侧进线柜：变比满足工程需要

0.2S/0.5/5P30/5P30/5P30

15VA/30VA/30VA/30VA/30VA

2）集电线路进线柜：变比满足工程需要

0.2S/0.5/5P30/5P30

15VA/30VA/30VA/30VA

3）接地变柜：　　变比满足工程需要

0.2S/0.5/5P30/5P30

15VA/30VA/30VA/30VA

仪表保安系数：fs≤5

最小热稳定电流：63kA（1s）

动稳定电流：≥130kA（峰值）

4）SVG 柜：变比满足工程需要

0.2S/0.5/5P30/5P30

15VA/30VA/30VA/30VA

（4）电压互感器（PT 的参数最终以设计为准）

环氧树脂型

额定电压：　40.5　kV

额定电压比：　$\frac{35}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{3}$ kV

准确级及额定输出：0.2S/0.5/3P　30/50/100

（5）避雷器

型号：（以设计为准）

额定运行电压：　　51kV

持续运行电压：　　40.8kV

额定放电电流（峰值）：　　5kA

冲击电流（峰值）：　　100kA

长周波（峰值）：　　550A,2ms

热容量：　　3.4kJ/kV

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

雷电电流冲击残压（峰值）　　≤134kV

操作波冲击残压（峰值）　　≤114kV

陡波冲击电流下的残压　　≤154kV

（6）35kV 开关柜柜体结构

1）35kV 开关柜防护等级：IP42。

2）开关柜采用敷铝锌板为全组装结构，各部件经数控机床加工，折弯后栓接而成；所有部件应有足够强度能承受运输，安装及运行短路所引起的作用力而不致损坏变形，除满足内部元器件的安装要求外，还能承受设备内外电路短路时的电动力和热效应，不会因设备搬运、吊装、运输过程由于受潮、冷冻、撞击等因数而变形和损坏，并能满足防锈、防腐蚀，保障设备寿命 20 年以上。

3）开关柜的门上设有机械强度与外壳相近的透明材料制造的观察窗，其内侧有足够的电气间隙或防止形成静电的静电屏蔽措施；盖和门关闭后具有与外壳相同的防护等级和强度。

4）开关柜要求做到柜与柜之间（包括母线）相隔离，每个柜的开关室、电缆室、母线室、仪表继电器室均应用金属隔板完全隔离，隔板是外壳的一部分，且接地、具有与外壳相同的防护等级，隔板有防电磁涡流的措施。柜内套管、支持绝缘件选用阻燃材料 DMC.SMC。

5）开关柜内主母线在通过两个相邻的高压开关拒时，金属隔板配有环氧树脂穿墙套管，能有效防止事故蔓延，主母线穿越套管，且通过套管固定、支撑，母线接头处采用阻燃绝缘外套，以形成全绝缘母线。

6）开关柜有压力释放和气体排出的通道。母线室，断路器室和高压电缆室均设有朝上的泄压装置，保证在发生内部故障电弧时不会影响相邻隔室，确保设备与人员的安全。

7）开关柜的主母线、专用接地母线为铜质，具有防腐和阻燃措施。 专用的保护接地母线设置在开关柜的底部，截面不小于 50×5mm²，电流密度不应超过 2A/mm²。接地母线的两端各有 1 个接地连接板。柜内主母线、分支母线及主母线与分支母线的连接点均采用热缩材料防护、加强绝缘。

8）沿所有高压开关柜的整个长度延伸方向应设有专用的接地导体，接地体采用铜质材料，该接地导体应设有与接地网相连的固定的连接端子，并有明显的接地标志。高压开关柜的金属骨架及其安装于柜内的高压电器的金属支架均应按要求接地。主回路中凡能与其它部分隔离的每一个部件均应接地。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

9）为了安全和操作，所有电源及馈线回路柜具有满足“五防”要求的机械联锁装置。联锁至少包括:

断路器处于分闸位置时，小车才能拉出或推入。

小车处于工作位置、试验位置/移开位置，断路器才能操作。

小车处于工作位置，辅助电路未接通，断路器不能合闸。

馈线侧接地开关未合闸，电缆室的门不能打开。电缆室门未关闭接地刀不能打开。

接地开关未打开，断路器不能合闸，小车未在移开位置，接地开关不能合闸。

小车在工作位置，二次插头不能拔出。

可能造成误操作，或危及检修维护工作安全的主回路元件设置可靠的锁定装置。

10）断路器及其操动机构

断路器应有可靠的“防跳”功能，设机械“防跳”。

断路器的操动机构，在任何状态都可以电气或机械跳闸。

电气操作的断路器，均有就地跳、合闸的操作设施，并有指示灯，当断路器在就地试验和断开位置时，断路器的远方操作回路被闭锁，断路器有汉字分、合闸指示。

所有操动机构和辅助开关的接线，除有特殊要求外，同规格均应采用相同接线。接点要求：满足二次设计图纸要求，并将剩余接点引至开关柜端子排上。

备注：若本项目所用接点超出断路器辅助接点，则可采用中间继电器扩展辅助接点。

11）电源开关（包括：工作电源、备用电源、联络开关、隔离手车）与母线接地刀之间应具有如下电气闭锁功能：电源开关断开、手车未拉出，母线接地刀不能合闸；母线接地开关未分闸，电源开关手车不能推入工作位置，电源开关不能合闸。

12）母线的连接保证有良好的电气接触，搭接处平整、清洁、压花、镀锡。为减少母线故障几率，主母线（全长）均镀锡且包上绝缘护套，此时母线的各项参数均不受影响。

13）小车（断路器柜）在柜内有“工作位置”“试验位置”/“断开位置”/“接地位置”（当开关柜带有接地开关时）4 个确定的位置。断路器的“工作”和“试验”位置、地刀的“接地”和“断开”均有定位机构，保证小车在此位置不会因外力的影响而移动。所有位置均具有明显的位置指示器。“运行”及“试验”位置行程开关装在手车的下部。

14）电缆或其他引出线连接处的固定需满足足够的机械和电气应力要求，电缆室电缆进线与柜内连接处应留有足够的连接距离，以满足电缆终端的制作和接线空间；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

大容量进出线间隔应满足多根电缆的柜内接线和固定要求。

15）电缆室底部预留与电缆根数相匹配的敲落孔（3 的倍数），每根每相电缆一个孔。电缆在开关柜下电缆隧道内分叉，指套放置于电缆隧道内。电缆室内留出连接相应根数的母排及螺孔（带螺栓）。螺孔及螺栓应与相应电缆线鼻子孔径配套。电缆将采用冷缩式或预制电缆终端与开关柜母排连接，爬距 3.1cm/kV，电缆室要充分考虑放置电缆头的空间。电缆型号以设计为准。

16）零序电流互感器安装在开关柜底部。

17）功能相同的手车能互换，要求互换性能良好， 手车结构应保证操作灵活，推进机构省力平稳， 不同类型的手车应有防止误送其他间隔的失配保护。开关柜在厂内应进行预组装，保证整体的协调性。

18）柜内电气设备

每一台开关柜均有带电显示器，指示元件装于柜的面板的适当位置，带电时闭锁接地开关，柜后门不能带电开启。每一台开关柜均有显示“工作位置”和“试验位置”的指示灯。

真空断路器柜每个回路内均装设避雷器，附放电记录仪。

断路器具有易于观察的表示分合闸状态的机械位置指示器及动作计数器。

每一台开关柜均设置照明装置，其电源由贯穿于整列柜的照明和加热器小母线供给，其电压为交流 220V。

每一台开关柜设有防凝露装置，加热器的电源为交流 220V、50Hz，防凝露装置和加热器由智能操控装置来控制，智能操控装置选用国产优质产品，需带有触点测温功能，不少于三个测温点。所有产品必须有 3c 认证，以及 5 年以上的高压开关柜项目业绩。

开关柜按要求设置小母线，操作电源和合闸电源的小母线单独布置，为便于电源切换和隔离，操作电源和合闸电源小母线在柜的头、尾两柜内各设置一组隔离开关。

柜内零序电流互感器窗口根据设计院蓝图图纸中确定的电缆根数和规范选择。

断路器采用梅花动触头，并带绝缘套筒，柜内套管、支持绝缘件选用阻燃材料 DMC.SMC。

开关柜应配置断路器梅花触头测温装置，能实时显示梅花触头的运行温度，超过限值会主动在现场和监控系统报警。

19）二次接线

静态装置和强电二次回路的导线尽量分开在不同槽内引接，每排留有 15％的备用

端子。每个端头只能接一根导线，内部跨度接线可以接两根导线。导线均选用交联聚乙烯绝缘，电压不小于 500V 的铜线。设备端子均有标志牌，CT 二次侧引到端子的连线用铜线最小截面不小于 4mm²，表计、控制、信号和保护回路的连接用铜线，最小截面不小于 1.5mm²。

开关柜端子质量不低于菲尼克斯端子标准，并留有 10%的备用端子。二次回路导线具有足够的截面，材质为多股软铜线，电压回路、电流及表计回路不小于 2.5mm²，控制、信号和保护回路的连接用铜线，最小截面不小于 1.5mm²。

开关柜顶小母线为φ6 铜棒，小母线空开按照最终施工图装于相应开关柜内。

控制和表计开关分别采用相同外形与把手的通用组合开关，相同用途的开关手柄操作方向一致。

测控保护装置、智能电度表、继电器、信号灯等二次设备安装于开关柜内仪表室（馈线柜〈含电容器出线柜〉装设智能电度表， 〈有功 0.5 级，无功 2.0 级〉型产品，带有二个通讯接口，由开关柜厂负责测控保护装置、智能电度表、继电器、信号灯等二次设备的安装， 开关柜厂家应配合现场联调工作。

20）测温要求

a.测温点布置要求

梅花触头测温点：每台 35kV 开关柜的断路器室上触头、下触头各设置 1 个测温点，每台手车共 6 个测温点，直接贴合梅花触头的触臂根部位置，避开绝缘护套遮挡区域。

母线接头测温点：35kV 主母线每段的三相连接接头、母线与开关柜分支柜的连接接头各设置 1 个测温点，每段母线测温点数量不低于 6 个，覆盖所有铜排螺栓连接位置。

b.安装要求：测温传感器采用非接触式或无源无线贴合式安装，不得改变原有开关柜的绝缘距离，满足 35kV 系统≥300mm 的最小安全净距要求。

b.装置核心技术参数

测温范围：-40℃ ¯ +150℃，测量精度≤ ±0.5℃，分辨率 0.1℃，完全覆盖开关柜内正常运行到过热故障的全温度区间。

工作电源：传感器采用无源取能（从高压母线电场感应取电），无需外接电池，设计使用寿命≥10 年，避免后期带电更换电池的运维风险。

通信方式：采用 470MHz 无线射频传输，穿墙穿透能力≥2 层金属开关柜隔板，数据传输延迟≤2s，避免开关柜金属腔体信号屏蔽问题。

绝缘性能：传感器工频耐压满足 42kV/1min，冲击耐压 75kV，完全符合 35kV 高压设备

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

的绝缘要求。

c. 告警与联动功能

二级告警阈值：设置常规预警（70℃）、高温告警（90℃）二级阈值，实时测温、告警信号同步上传至变电站综自系统。

趋势分析功能：系统自动生成每个测温点的温度-负荷曲线，支持同比、环比温度变化分析，提前识别隐性发热缺陷。

联动功能：当梅花触头或母线接头温度触发超温告警时，自动联动开关柜的柜内风机启动降温，同时推送告警信息至运维人员手机端。

d. 安装与验收要求

安装工艺：所有传感器安装时采用耐高温绝缘绑带固定，不得使用金属扎带，安装完成后需做 35kV 工频耐压试验，试验合格后方可投运。

验收标准：系统连续 72h 试运行无数据丢包，测温数据与红外测温仪实测值偏差≤1℃，即为验收合格。

质保要求：整套装置整机质保期≥3年，无源传感器提供10年质量保证期，满足电力行业长期稳定运行要求。

电压互感器柜内应装设防止谐波振荡的一次消谐器，二次消谐装置。

3. 备品备件清单

序号	名称	参数\规格	单位	数量	备注
1	分、合闸线圈	型号与现场设备一致	个	不同型号各 2 个分合闸线圈	设备到货移交
2	储能电机	型号与现场设备一致	台	不同型号各 1 台	
3	辅助开关	型号与现场设备一致	个	1	
4	KK 控制开关	型号与现场设备一致	个	各 4	
5	梅花触头测温探头	型号与现场设备一致	个	3	
6	继电器	型号与现场设备一致	个	各 4	
7	电磁锁	型号与现场设备一致	个	2	
8	35kV PT 保险	型号与现场设备一致	支	6	
9	二次小保险	型号与现场设备一致	支	20	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

序号	名称	参数\规格	单位	数量	备注
10	保护电源板	型号与现场设备一致	块	各型号 2 个	
11	测控保护装置（集电线路柜）	型号与现场设备一致	台	1	
12	插把	型号与现场设备一致	套	2	

4.专用工具清单

序号	名称	参数\规格	单位	数量	备注
1	断路器操作手柄	配套断路器	把	5	
2	接地开关操作手柄	配套开关柜	把	5	
3	小车	配套断路器	台	各 2	
4	开关柜门螺栓电动拆卸专用工具	根据现场螺栓大小配备	套	2	
5	多功能局部放电测试仪	HY-802C	台	1	
6	高压电缆故障测距仪	HY-842	套	1	

（十五）35kV 母线保护

本工程配置 35kV 母线保护。

1.保护总的技术要求

（1）环境温度：-5～+45℃时，装置应能正常工作，满足规范所规定的精度。

（2）在雷击过电压、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、冲击电压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。

（3）保护柜与其他设备之间，应采用光电耦合或继电器触点进行连接，不应有电的直接联系。

（4）保护柜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。

（5）保护装置应具有直流电源快速小开关，与装置安装在同一柜上。装置的逻辑回路应由独立的直流/直流变换器供电。

（6）直流电源电压在 80%～115%额定值范围内变化时，装置应正确工作。在直流电源恢复（包括缓慢的恢复）到 80%U_N时，直流逆变电源应能自动启动。直流电源波纹

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

系数≤5%时，装置应正确工作。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。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。

（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。另外，对每面柜的出口跳闸、闭锁重合闸等输入、输出回路应在柜面上有隔离措施，以便于在运行中分别断开。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本体或隔离件下部。

（8）装置的出口回路、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。

（9）装置中跳闸出口回路动作信号及起动中央信号的接点应自保持，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，并应有远方复归功能。用于远动信号和事件记录信号的接点不应保持。

（10）装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

（11）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（τ<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（τ<5ms）中的断开容量为 30W。

（12）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 10～35ms，应具有抗 220V 工频电压干扰的能力。

（13）所提供的保护设备应能与变电站内继电保护运行及故障信息管理子站或直接与监控系统连接，投标方应提供符合南方电网公司要求的通用规约文本。保护装置向子站或监控系统提供的信息包括：保护的运行定值及控制值；保护的当前运行定值区；保护的动作信号、动作时间、故障相别以及测距信息；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。提供的保护装置应能保证接入变电站其他厂家的子站或监控系统，必要时应提供规约转换装置（包括在投标报价中），保护装置须具备 3 组通信接口（以太网通信接口）和打印机接口。

（14）保护装置应具备远方修改定值功能、软压板远方投退和定值区远方切换功能，其软压板远方投退功能不允许通过修改定值实现。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 施工组织设计

（15）微机保护装置应具备通信网络对时和卫星时钟对时功能。应具备 IRIG-B（DC）或脉冲对时功能，并通过保护柜端子排接线。

（16）保护装置应具有事件记录功能，应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如保护动作元件、开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换、装置复位、装置告警、装置异常等，事件记录时间分辨率不大于 1ms。

（17）保护装置应具有故障记录功能，记录保护动作全过程的所有信息，存储 8 次以上最新动作报告，故障录波装置应能记录因系统故障、振荡等扰动引起的电流电压、高频检波信号及各输入开关量的变化波形；并在不依赖后台管理机的情况下采用循环存储方式完成 100 次以上的录波启动记录。

（18）保护装置与保信子站通信规约中应具备上送定值、开关量、模拟量、事件、告警、波形文件功能。装置与保信子站通信发生了异常或中断，在重新建立连接后保护装置应能接受保信子站的召唤，将全部历史波形列表上送。

（19）保护屏柜配置一台宽行纸打印机。

2.35kV 母线保护技术要求

（1）母线配置一套微机型母线差动保护，母线差动保护装置应设置复合电压闭锁元件，母线保护屏不设置独立的复合电压闭锁装置。保护出口应有复合电压闭锁措施，复合电压闭锁元件应与母差元件不共 CPU。

（2）母线保护应具有可靠的 TA 饱和判别功能，区外故障 TA 饱和时不应误动。

（3）母线保护应能快速切除区外转区内的故障。

（4）母线保护应允许使用不同变比的 TA，并通过软件自动校正。

（5）具有 TA 断线告警功能，除母联（分段）TA 断线不闭锁差动保护外，其余支路 TA 断线后固定闭锁差动保护。

（6）母线保护任一元件或回路异常，应发出告警信号。差动元件及闭锁元件启动，直流消失，装置异常和保护动作跳闸时，应发信号。除此，还应具有启动遥信及事件记录接点。母线保护输出接点应有一定量的备用。

（7）双母线接线的差动保护应设有大差元件和小差元件；大差用于判别母线区内和区外故障，小差用于故障母线的选择。（若有）

（8）对构成环路的各种母线，保护不应因母线故障时电流流出的影响而拒动。

（9）双母线接线的母线保护，在母线分列运行，发生死区故障时，应能有选择地切除故障母线。（若有）

（10）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

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

瞬时跳母联（分段），不应误切除运行母线。（若有）

（11）双母线接线的母线保护，应设电压闭锁元件，母联和分段不经电压闭锁。（若有）

（12）双母线接线的母线 TV 断线时，允许母线保护解除该段母线电压闭锁。（若有）

（13）双母线接线的母线保护，通过隔离开关辅助触点自动识别母线运行方式时，应对隔离开关辅助触点进行自检。当与实际位置不符时，发出“隔离开关位置异常”告警信号，应能通过保护模拟盘校正隔离开关位置。当仅有一个支路隔离开关辅助触点异常，且该支路有电流时，保护装置仍应具有选择故障母线的功能。（若有）

（14）双母线接线的母线保护应具备电压闭锁元件启动后的告警功能。（若有）

（15）宜设置独立于母联跳闸位置、分段跳闸位置的母联、分段分列运行压板。（若有）

（16）双母线接线的母线保护应设置任一台接地变故障，具备同时跳闸双母线保护功能。（若有）

3.屏柜结构的技术要求

（1）屏体要求详见《继电保护柜、屏制造规范》。

（2）内部配线的额定电压为 1000V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小等效截面不小于 1.5mm²，但对于 TA 和 TV 的等效截面应不小于 2.5mm²。导线应无划痕和损伤。投标方应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。投标方应对所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性全面负责。所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

（3）所有端子采用额定值为 1000V、10A 的压接型端子。电流回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。TA 和 TV 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接各装置的输入与输出回路；对所有装置的跳闸出口回路应提供各回路分别操作的试验部件或连接片，以便于必要时解除其出口回路。一个端子只允许接入一根导线。端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并加入可进行标注的隔离件，至少留有 10%的备用端子，且可在必要时再增加。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。断路器的跳闸或合闸回路端子、直流电源的正负极不应布置在相邻的端子上，便于外部电缆的连接。

屏上跳闸回路应采用能接 4mm² 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，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、负极之间应有端子隔开。

（4）屏面上信号灯和复归按钮的安装位置应便于运行监视、操作和维护。

（5）屏上的所有设备（包括继电器、控制开关、熔断器、空气开关、指示灯及其他独立安装的设备），均应有便于识别铭牌或标签框。

（6）保护柜所有空气开关应设在门外。

（7）柜上设备应采用嵌入式或半嵌入式安装和背后接线。

（8）对于必须按制造厂的规定才能进行更换的部件和插件，应有特殊的符号标出。

（9）二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm² 接地铜排，屏上接地端子和电缆屏蔽层，应用截面不小于 4mm² 的多股软铜线（黄绿接地线）连接到该接地铜排上，接地铜排用截面不小于 50mm² 的铜缆与保护室内的二次接地网相连。

（10）每套保护的直流电源和其对应的断路器跳闸回路的控制电源应取自同一段直流母线，断路器控制电源与保护装置电源回路应分开（独立空开及接线）。

打印机标准技术参数表

序号	参 数 名 称	单位	标准参数值	投标方保证值
1	工作电源	V	220V AC	
2	接口型式		与保护装置配套	

保护柜标准技术参数表

序号	参 数 名 称	单位	标准参数值	投标方保证值
1	尺寸	mm	高×宽×深：2260×800×600	
2	颜色		招标方定	

注：项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标方应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

4.试验

（1）试验要求

1）投标方提供的设备试验标准应符合 IEC 及国标、行标的有关规范，并提供型式试验、出厂试验及现场投运试验三种类型试验报告。

2）投标方提供的每一种型式的产品都应提供型式试验报告和报告结论证明。

3）投标方提供的每一套设备出厂之前都应按规范要求、国家和行业标准以及工厂规定的调试大纲进行出厂检查、性能试验，试验报告应随产品提供。当需做动态模拟试验时，模拟系统的接线和参数由投标方与建设单位在试验前协商确定，按实际系统

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

参数进行动态模拟试验。

（2）性能试验

1）装置内部所有元器件性能正确性试验及所有接线正确性试验。

2）模拟实际情况进行连续通电，包括交流电流、电压、直流电源的试验。

3）每个回路（除弱电回路外）应进行工频 2000V、1min 耐压试验。

4）设置的整定值校对和动作特性试验。

（3）现场试验

现场实际设备接入后，在一次设备不带电和带电试运行时还应做测试验收，投标方应负责保护装置的现场调试及投运试验。现场投运前和试运行中发现的设备缺陷和元件损坏，投标方应及时无偿修理或更换，直至符合规范要求。保修期内产品出现不符合功能要求和技术指标要求，投标方亦应负责。

（十六）35kV 接地变及小电阻成套装置

型号参数：DKSC-800/250-37/0.4；小电阻 200A，101Ω，10s；37±2x2.5%/0.4kV，接线组别 ZNyn11（设计过程中可以进行优化）。

（十七）智能故障录波装置

本完善提出了110kV故障录波装置的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求，智能故障录波具备故障录波及保信子站功能。

1.故障录波装置总的技术要求

（1）环境温度在－5℃～＋45℃时，装置应能正常工作并且满足规范所规定的精度。

（2）保护装置至少应满足最新版本的以下规定、规范和标准的要求，但不限于表1中所列的规范和标准。

表1　保护装置应满足的规定、规范和标准

标　准　号	标　准　名　称
GB/T 191	包装储运图示标志
GB/T 2423	电工电子产品环境试验
GB/T 14598.17	射频场感应的传导骚扰抗扰度
GB/T 14598.18	浪涌抗扰度试验
GB/T 14598.3	量度继电器和保护装置的绝缘配合要求和试验
GB/T 7261	继电保护和安全自动装置基本试验方法
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

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 14285	继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 14537	量度继电器和保护装置的冲击和碰撞试验
GB/T 14598. 9	辐射电磁场骚扰试验
GB/T 14598.10	电快速瞬变/脉冲群抗扰度试验
GB/T 14598.13	1MHz 脉冲群抗扰度试验
GB/T 14598.14	静电放电试验
GB/T 14598.19	工频抗扰度试验
GB/T 15145	输电线路保护装置通用技术条件
DL/T 478	静态继电保护及安全自动装置通用技术条件
DL/T 524	继电保护专用电力线载波收发信机技术条件
DL/T 860	变电站通信网络和系统
DL/T 667	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
DL/T 871	电力系统继电保护产品动模试验
DL/T 720	电力系统继电保护柜、屏通用技术条件
DL/T 769	电力系统微机继电保护技术导则
DL/T 873	微机型发电机变压器组动态记录装置技术条件

表 1（续）

标　准　号	标　准　名　称
DL/T 5218	110kV～500kV 变电所设计技术规程
DL/T 663	110kV～500kV 电力系统故障动态记录装置检测要求
DL/T 553	110kV～500kV 电力系统故障动态记录技术准则
GB/T 22386	电力系统暂态数据交换（COMTRADE）的通用格式

（3）在雷击过电压、一次回路操作、系统故障及其他强干扰作用下，装置不应误起动或丢失故障信息。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、冲击电压试验和绝缘试验应符合 2.4.2 的相关标准。装置调试端口应带有光电隔离。

（4）故障录波柜与其他设备之间，应采用光电耦合或继电器触点进行连接，不应有直接的电气联系。

（5）故障录波柜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。

（6）故障录波柜内各组电压量、电流量的中性线必须分开。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（7）各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，装置不应误起动，同时应有输出接点以起动告警信号。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≤5%时，装置应正确工作。拉合直流电源时，装置不应误起动。直流电压出现各种异常情况（如短路、断线、一点接地等）时装置不应误起动。

（8）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。

（9）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，以便在起动后起动告警信号、远动信号、事件记录等。

（10）装置中央信号的接点应自保持，在直流电源消失后应能维持原有状态。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，并应有远方复归功能。用于远动信号和事件记录信号的接点不应保持。

（11）装置中任一元件损坏时，装置不应误起动。

（12）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。

（13）所提供的设备应能与变电站内继电保护运行及故障信息管理子站或直接与监控系统连接，供方应提供符合南方电网公司要求的通用规约文本。故障录波装置向子站或监控系统提供的信息包括：故障录波的起动信号、启动时间、起动原因。

（14）提供的故障录波装置应能保证接入变电所其他厂家的子站或监控系统，必要时应提供规约转换装置（包括在投标报价中），具备 3 组通信接口（包括以太网或 RS-485 通信接口）。

（15）故障录波装置宜采用全站后台集中打印方式。为便于调试，故障录波装置上应设置打印机接口。

（16）故障录波装置应具有对时功能，能接收全站统一时钟信号，宜采用 IRIG-B 时码作为对时信号源。

2.故障录波装置具体的技术要求

（1）故障录波装置应采用嵌入式系统，所选用的故障录波装置应满足电力行业有关标准。

（2）故障录波装置接口优先采用以太网口，采用数据网传输至保护及故障信息管理系统子站，通信规约采用 DL/T667 和 DL/T 860 通信规约。故障录波数据应符合 GB/T 22386 标准要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（3）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。既可在当地进行运行、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；还可以与保护和故障信息管理子站系统接口，以实现对故障录波装置的故障警告、启动、复归和波形的监视、管理等。

（4）装置不能由于频繁启动而冲击有效信息或造成突然死机。

（5）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。

（6）装置记录的数据应可靠，不失真，记录的故障数据有足够安全性，当故障录波装置或后台机电压消失时，故障录波装置不应丢失录波波形。

（7）为了便于调度处理事故，在线路或元件故障时，故障信息应能上传到调度端，有助于事故处理时收集到重要的电气故障量。

（8）录波装置应能完成线路和主变压器各侧断路器、隔离开关及继电保护的开关量和模拟量的采集和记录、故障起动判别、信号转换等功能。交流电压回路接入故障录波装置时应经过空气开关隔离。故障录波装置应能记录直流量，且在采集直流对地电压时不得对站内直流电源系统造成影响。本工程要求将通信 48V、控制 220V 直流系统设计接入故障录波装置。

（9）故障录波装置应能连续监视电力系统，任一起动元件动作，即开始记录，故障消除或系统振荡平息后，起动元件返回，在经预先整定的时间后停止记录，在单相重合过程中也能记录。故障录波装置应能连续记录多次故障波形。

（10）要求故障录波装置能记录因故障、振荡等大扰动引起的系统电流、电压、有功功率、无功功率及系统频率全过程的变化波形。宜具有连续记录功能并保存 7 天以上采样数据，采样频率不低于 1000Hz。

（11）应有足够的起动元件，在系统发生故障或振荡时能可靠起动。

（12）故障起动方式包括模拟量起动、开关量起动和手动起动。装置可以同时由内部起动元件和外部起动元件起动，并可通过控制字整定。

（13）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设计，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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（14）故障录波装置应具有测距功能，测距误差应小于线路全长的 3% （金属性故障）。

（15）故障录波装置应能根据设定的条件向调度端上传有关数据和分析报告，并满足调度端对通信规约的要求。

（16）故障录波装置应具有记录启动次数的计数器。

（17）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、录波启动报警、装置异常报警、电源消失报警和信号总清（手动复归）等主要报警硬接点信号输出。

（18）录波装置应具有对时功能，能接收全站统一时钟信号，采用 IRIG-B 时码作为对时信号源。

（19）故障录波器应能够按照下列线路参数完成测距。参数格式为：线路长度（L）、单位正序电阻（R1）、单位正序电抗（X1）、单位零序电阻（R0）、单位零序电抗（X0）、单位正序电容（C1）、单位零序电容（C0），且均为一次值。

（20）应具备病毒防范和杀毒的措施。不应因病毒感染影响故障录波装置正常录波或丢失录波信息。

（21）性能指标。

1） 故障录波装置应能记录和保存从故障前 150ms 到故障消失时的电气量波形。

2） 故障录波装置应至少能清楚地记录 5 次谐波的波形。

3） 故障录波装置模拟量采样频率在高速故障记录期间不低于 5000Hz。

4） 故障录波装置电流、电压波形采样精度为 0.5%。

5） 故障录波装置交流电流工频有效值线性测量范围为（0.1～20）IN；交流电压工频有效值线性测量范围为（0.1～2）UN。

6） 动作值精度。事件量记录元件的分辨率应小于 1.0ms 。

7） A/D 转换精度：不低于 16 位。

8） CPU：不低于 32 位。

3.柜结构的技术要求

（1）屏体要求详见《南方电网继电保护柜、屏制造规范》。

（2）内部配线的额定电压为 1000V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小等效截面不小于 1.5mm2，但对于 TA 和 TV 的等效截面应不小于 2.5mm2。导线应无划痕和损伤。投标方应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

投标方应对所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性全面负责。所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

（3）所有端子采用额定值为1000V、10A的压接型端子。电流回路的端子应能接不小于4mm²的电缆芯线。TA和 TV的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接各装置的输入与输出回路；对所有装置的跳闸出口回路应提供各回路分别操作的试验部件或连接片，以便于必要时解除其出口回路。一个端子只允许接入一根导线。端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并加入可进行标注的隔离件，至少留有10%的备用端子，且可在必要时再增加。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。断路器的跳闸或合闸回路端子、直流电源的正负极不应布置在相邻的端子上，便于外部电缆的连接。

屏上跳闸回路应采用能接 4mm²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，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、负极之间应有端子隔开。

（4）屏面上信号灯和复归按钮的安装位置应便于运行监视、操作和维护。

（5）屏上的所有设备（包括继电器、控制开关、熔断器、空气开关、指示灯及其他独立安装的设备），均应有便于识别铭牌或标签框。

（6）故障录波柜所有空气开关应设在门外。

（7）柜上设备应采用嵌入式或半嵌入式安装和背后接线。

（8）对于必须按制造厂的规定才能进行更换的部件和插件，应有特殊的符号标出。

4.试验

（1）工厂试验

投标方提供的设备试验标准应符合IEC及国家标准、行业标准的有关规范，并提供每一种型式产品的型式试验报告。

投标方提供的每一套设备出厂之前都应按国家和行业标准以及工厂规定的调试大纲进行出厂检查、性能试验，试验报告应随产品提供。当需作动态模拟试验或数字仿真试验时，模拟系统的接线和参数由投标方与招标方在试验前协商确定，按实际系统参数进行试验。

（2）现场试验

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

现场实际设备接入后，应按照 DL/T 995 在一次设备不带电和带电试运行时做现场试验，投标方应配合完成保护装置的现场调试及投运试验。现场投运前和试运行中发现的设备缺陷和元件损坏，投标方应及时无偿修理或更换，直至符合规范要求。

（十八）电能质量在线监测装置

本工程在营盘乡兰花村光伏电站升压站侧配置一套电能质量在线监测装置。本完善提出了电能质量在线监测装置的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

1.规范性引用文件

装置至少应满足最新版本的表 1 所列规定、规范和标准的要求，但不限于表 1 所列规范和标准。

表 1 规范性引用文件

标 准 号	标 准 名 称
GB/T 191	包装储运图示标志
GB/T 2423.1	电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 A：低温
GB/T 2423.2	电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 B：高温
GB/T 2423.4	电工电子产品基本环境试验规程 试验 Db：交变湿热试验方法
GB/T 2423.5	电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 Ea 和导则：冲击

表 1（续）

标 准 号	标 准 名 称
GB/T 2423.10	电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 Fc 和导则：振动
GB/T 2829	周期检验计数抽样程序及表（适用于对过程稳定性的检验）
GB 4208	外壳防护等级（IP 代码）
GB/T 12325	电能质量 供电电压偏差
GB/T 12326	电能质量 电压波动和闪变
GB/T 14549	电能质量 公用电网谐波
GB/T 15543	电能质量 三相电压不平衡
GB/T 15945	电能质量 电力系统频率偏差
GB/T 18481	电能质量 暂时过电压和瞬态过电压
GB/T 19862	电能质量监测设备通用要求
GB 17625.1	电磁兼容 限值 谐波电流发射限值（设备每相输入电流≤16A）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 17626.2	电磁兼容　试验和测量技术 静电放电抗扰度试验
GB/T 17626.3	电磁兼容　试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验
GB/T 17626.4	电磁兼容　试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验
GB/T 17626.5	电磁兼容　试验和测量技术 浪涌（冲击）抗扰度试验
GB/T 17626.11	电磁兼容　试验和测量技术 电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验

2.电能质量在线监测装置总的技术要求

（1）监测设备根据安装地点和监测要求，应具备可选择的监测功能，包括电压偏差、频率偏差、三相电压幅值相位不平衡度、三相电流幅值相位不平衡度、负序电流、谐波、电压波动。

（2）监测设备应具有记录存储功能，且监测设备的存储记录应至少保存 15 天。

（3）监测设备应具有实时数据显示、权限管理、设置、对时、统计、自检等功能。

（4）监测设备应具备标准通信接口，实现监测数据的实时传输或定时提取，并能对通信口进行灵活配置与实时监视。通信规约可参照变电站综合自动化设备的相关规定。

（5）准确度要求。

监测设备各相应指标的精度误差应满足下述要求:

电压偏差: ≤0.5%;

频率偏差: ≤0.01Hz;

三相电压不平衡度: ≤0.2%;

三相电流不平衡度: ≤1%;

闪变: ≤5%;

电压波动: ≤5%;

谐波: 具体规定见表 2。

表 2 谐波监测准确度等级

等　级	被　测　量	条　件	允　许　误　差
A	电压	Uh≥1%UN Uh＜1%UN	5%Uh 0.05%UN
	电流	Ih≥3%IN Ih＜3%IN	5%Ih 0.15%IN
B	电压	Uh≥3%UN Uh＜3%UN	5%Uh 0.15%UN
	电流	Ih≥10%IN Ih＜10%IN	5%Ih 0.5%IN

注　表中 UN 为标称电压，IN 为额定电流，Uh 为谐波电压，Ih 为谐波电流。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（十九）时间同步装置

本技术规范书提出了时间同步装置的技术要求，包括设备的功能、性能、结构、硬件、软件、验收、质量保证措施、技术服务等要求。

1.标准规范

除本技术规范书特别规定外，投标方所提供的设备均应按下列标准和规定进行设计、制造、检验和安装。所用的标准必须是其最新版本。如果这些标准内容矛盾时，应按最高标准的条款执行或按双方商定的标准执行。如果投标方选用标书规定以外的标准时，需提交与这种替换标准相当的或优于标书规定标准的证明。

表 1 引用的标准规范

标 准 号	标 准 名 称
GJB 2242	时钟设备通用规范
GJB 2991	B 时间码接口终端
GJB 2715	国防计量通用术语
GB 11014	平衡电压数字接口电路的电气特性
GB/T 13729	远动终端设备
GB/T 15527	船用全球定位系统（GPS）接收机通用技术条件
GB/T 6107	使用串行二进制数据交换的数据终端设备和数据电路终接设备之间的接口
GB/Z 14429	远动设备和系统 第 1～3 部分：总则 术语
GB/T 16435.1	远动设备和系统 接口（电气特性）
GB/T 17463	远动设备和系统 第 4 部分：性能要求
GB/T 18657.5	远动设备和系统 第 5 篇 基本应用功能
IEC 60870-5-103	继电保护设备信息接口配套标准
GB/T 11287	电气继电器 振动试验
GB/T 14537	电气继电器 冲击与碰撞试验
GB/T 13926	工业过程测量和控制装置的电磁兼容性
GB/T 17626	电磁兼容 试验和测量技术抗扰度试验
EIA-485	用在平衡数字多点系统中的信号发生器和接收器接口的电气特征（RS-485 接口）

投标方提供的所有设备、备品备件、软件系统，除本规范中规定的更优的技术参数和要求外，其余均应遵照最新版本的中国信息产业部颁布的标准、国际电信同盟

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（ITU）、国际电工委员会标准（IEC）、国际公制（SI）、国际化标准组织（ISO）及国家标准，这是对设备的最低要求。

如果投标方有自己的专有标准或规范，应在辅助说明文件中具体说明，并附上相应的详细技术资料，但必须优于上述标准的有关规定。

2.时间同步设备技术要求

（1）装置功能

时间同步设备为变电站中各种以计算机技术和通信技术为基础的电力二次设备提供了全网统一的时间基准。

对配置双机系统的变电站，扩展单元应支持双机系统。

（2）主时钟功能

主时钟由以下四个主要部分组成

1）时间信号接收（输入）单元;

2）守时单元;

3）时间信号输出（扩展）单元;

4）设备管理单元。

（3）时间信号接收（输入）单元

装置应具备同时接收 GPS、北斗、地面时间中心通过有线网络传递的时间信号的能力，以组成天地互补的、多源互比的时间系统，满足高精度、高可用的目标。

时间信号接收（输入）单元通过接收以无线或有线手段传递的时间信号，获得 1ps 和包含北京时间时刻和日期信息的时间报文，1ps 的前沿与 UTC 秒的时刻偏差不大于 1μs，该 1ps 和时间报文作为变电站主时间。

装置接收地面时间中心通过有线网络传递的时间信号的能力为高级配置选项。

（4）守时单元

主时钟内部的时钟，当接收到有效的外部时间基准信号时，被外部时间基准信号同步；当接收不到外部时间基准信号时，主时钟输出的时间同步信号仍能保证一定的准确度。

（5）时间信号输出单元

当主时钟接收到有效的外部时间基准信号时，按照外部时间基准信号输出时间同步信号；当接收不到外部时间基准信号时，按照内部时钟守时单元的时钟输出时间同步信号。当外部时间基准信号接收恢复时，自动切换到正常状态工作，切换时间应小

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

于 0.5s。切换时主时钟输出的时间同步信号不得出错：时间报文不得有错码，脉冲码不得多发或少发。

（6）设备管理单元

装置必须同时具备本地人机界面和远程集中网管功能。

1）本地人机界面，包括：

（A）电源状态指示；

（B）外部时间基准信号指示；

（C）时间信号锁定指示（本地晶振时间与外部基准时间有效同步）；

（D）告警显示；

（E）时间显示。

2）远程集中网管，通过网络接口装置支持远程时间网管，其管理功能包括：

（A）配置管理，包括：模块配置，固定时延补偿配置；

（B）告警管理，包括：失锁告警，中断告警，电源告警等；

（C）状态监视，包括：守时状态，当前时间源，各时间源状态；

（D）性能测试，监测 GPS、BD、地面时间之间的偏差；

（E）远程遥控，遥控切换；

（F）安全管理。

装置的远程集中网管功能为高级配置选项，可酌情选择。

（7）接口扩展装置功能

一般主时钟应输出足够数量的不同类型时间同步信号，当数量不够时，通过接口扩展装置扩充出不同类型时间信号，以满足不同使用场合的需要，并具有延时补偿功能。

接口扩展装置的时间信号由主装置通过电或者光接口输入，当主时钟双机配置时，应为两路输入，两路间自动切换。

当系统具备远程集中网管功能时，应将接口扩展装置纳入管理范围内。

（8）时间同步信号类型与电接口

中华人民共和国电力行业标准《电力系统的时间同步系统第 1 部分：技术规范》已上报政府标准管理部门，如果在投标截止日期前该规范已生效，则时间同步输出信号应符合中华人民共和国电力行业标准《电力系统的时间同步系统第 1 部分：技术规范（报批稿）》中相关的规定。

（9）时间信号的配送

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

中华人民共和国电力行业标准《电力系统的时间同步系统第 1 部分：技术规范》已上报政府标准管理部门，如果在投标截止日期前该规范已生效，则时间信号配送应符合中华人民共和国电力行业标准《电力系统的时间同步系统第 1 部分：技术规范（报批稿）》中相关的规定。

（10） 时间同步设备技术指标

1）时间信号接收（输入）单元

地面有线授时网络的技术指标:

物理接口：G.703 标准，非平衡，75W；平衡 120W。（可选）

数据速率：2.048Mbps（+/-50pm）。

帧结构：非成帧方式。

同步方式：设备本端同步（主同步）；提取同步（从同步）。（可选）

通道工作方式：通道可以配置成保护方式。

通道保护方式：1+1 保护、通道保护、复用段保护、子网保护。

通道同步方式：通道两端的通信系统必须保持全同步方式。

建议采用 SDH 光通信网络的 E1 通道作为承载时间业务的通道。

本项技术指标只在采用地面有线授时时采用。

2）无线时间信号接收单元。

（A）接收天线。

天线环境要求：工作温度：-40℃～+70℃，工作湿度：100％，结露。

天线安装要求：接收天线需和安装底座一起供货。在供方提供的说明书中应详细列出天线尺寸（直径和高度）、重量（包括安装底座）及安装方式。天线安装位置应视野开阔，可见绝大部分天空，尽可能安装在屋顶。高出屋面距离不要超过正确安装必需的高度，以尽可能减少雷击危险。

天线电缆应根据其长度选择 RG-59 型、RG-58 型或其他合适的型号，以保证接收器需要的信号强度。天线电缆应按照正确的工艺安装，穿在建筑物预留管道或电线管道中到电缆层。

（B）GPS 接收器。

接收载波频率：1575.42MHz（L1 信号）。

接收灵敏度：捕获〈-160dBW，跟踪〈-163dBW。

同时跟踪：装置冷启动时，不少于 4 颗卫星；装置热启动时，不少于 1 颗卫星。

捕获时间：装置热启动时，<2min；装置冷启动时，<20min。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

定时准确度：≤1μs（1ps 相对于 UTC 时间）。

（C）北斗卫星接收器。

接收载波频率：2491.75MHz。

接收灵敏度：-127.6dBmW。

授时精度：≤100ns（单向）；≤20ns（双向）。

时间信号的电接口规格应符合 2.23.4 的规定，各接口在电气上均应相互隔离。

3）守时单元

频率准确度：高级配置时≤3×10-10，普通配置时≤1×10-9。

保持时间：高级配置时≥1h，普通配置时≥16min（在 1ms 精度的约束下）。

内部电池：保证供电≥6h。

4）时间信号输出单元

输出的时间信号类型与电接口应符合 2.23.4 的规定，各接口在电气上均应相互隔离。时间配送线路引入的时延必须固定，并小于 10us。

（11）电源

1）交流电源。

额定电压：220V，允许偏差为 -20%～+15%；

频率：50Hz，允许偏差±5%；

交流电源波形为正弦波，谐波含量小于 5%。

2）直流电源。

额定电压：220V、110V、48V，允许偏差为 -20%～+15%；

直流电源电压纹波系数小于 5%。

3）供电方式。宜采用双电源供电。

（12）绝缘性能

1）绝缘电阻。

除非另有规定，考核绝缘性能的大气条件应符合 2.23.6.8）的要求。

用电压等级为 500V 的兆欧表测量各回路之间的绝缘电阻，应符合下述规定：

（A）所有导电回路与地（或与地有良好接触的金属框架）间的绝缘电阻应不小于 20MΩ；

（B）无电气联系的各导电回路间的绝缘电阻应不小于 20MΩ。

2）介质强度试验。应符合 GB/T 13729 中 3.6.2 的规定。

（13）耐湿热性能

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

装置应能承受GB/T 2423.3规定的恒定湿热试验：温度+40℃±2℃，相对湿度93%±3%，试验持续时间48 h。在试验结束前2h内，测量各导电回路与外露非带电部位及外壳之间、无电气联系的各回路之间的绝缘电阻，应不小于1.5MΩ。

（14）机械性能

1）振动（正弦）

振动响应：装置应能承受GB/T 11287中3.2.1规定的严酷等级为1级的振动响应试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中5.1规定的要求。

振动耐久：装置应能承受GB/T 11287中3.2.2规定的严酷等级为1级的振动耐久试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中5.2规定的要求。

2）冲击

冲击响应：装置应能承受GB/T 14537中4.2.1规定的严酷等级为1级的冲击响应试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中5.1规定的要求。

冲击耐久：装置应能承受GB/T 14537中4.2.2规定的严酷等级为1级的冲击耐久试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中2.23.7.2规定的要求。

3）碰撞

装置应能承受GB/T 14537中4.3规定的严酷等级为1级的碰撞试验，试验期间及试验后的装置性能符合该标准中5.2规定的要求。

（15）环境要求

1）工作环境条件

环境温度：-5℃～+45℃；

相对湿度：5%～95%（装置内部应无凝露，也不结冰）；

大气压力：66 kPa～108 kPa；

其他应符合GB/T 13729—2002中3.3.2的要求。

2）贮存、运输极限环境温度。贮存、运输环境温度极限值为-25℃～+70℃，在不施加任何激励量的条件下，装置应不出现不可逆变化。温度恢复正常后，装置的性能应仍符合本部分中的有关要求。

（16）电磁兼容性

1）静电放电抗扰度。装置应能承受GB/T 17626.2中规定的严酷等级为Ⅲ级或Ⅳ级静电放电试验，在技术规范内，性能正常。

2）射频电磁场辐射抗扰度。装置应能承受GB/T 17626.3中规定的严酷等级为Ⅲ级或Ⅳ级射频电磁场辐射试验，在技术规范内，性能正常。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

3）电快速瞬变脉冲群抗扰度。装置应能承受GB/T 17626.4中规定的严酷等级为III级或IV级电快速瞬变脉冲群试验，在技术规范内，性能正常。

4）浪涌（冲击）抗扰度。装置应能承受GB/T 17626.5中规定的试验等级为III级或IV级浪涌（冲击）试验，在技术规范内，性能正常。

5）工频磁场抗扰度。装置应能承受GB/T 17626.8中规定的试验等级为III级或IV级工频磁场试验，在技术规范内，性能正常。

6）脉冲磁场抗扰度。装置能承受GB/T 17626.9中规定的试验等级为III级或IV级脉冲磁场试验，在技术规范内，性能正常。

7）阻尼振荡磁场抗扰度。装置应能承受GB/T 17626.10中规定的试验等级为III级或IV级阻尼振荡磁场试验，在技术规范内，性能正常。

8）振荡波抗扰度。装置应能承受GB/T 17626.12中规定的严酷等级为III级或IV级振荡波试验，在技术规范内，性能正常。

（17）可靠性

平均无故障间隔时间（MTBF）：在正常使用条件下应不小于25 000h。

（18）可维修性

采用更换损坏部件维修的办法，主时钟平均维修时间（MTTR）一般不大于30min。

（19）安全性

1）主时钟的各种输出接口均应相互在电气上隔离，以减少电磁干扰对时间信号与各被同步设备的影响。

2）主时钟的各种输入、输出接口发生短暂（持续时间<5min）短路或接地时，不应给设备带来永久性损伤。

3）主时钟接收单元应有防雷设计，现场安装时应考虑接收天线的防雷措施。

（20）外形和外观

设备表面油漆涂层应光洁美观、均匀一致，不应有气泡、龟裂、脱落、划痕等缺陷。操作件布局合理、牢固可靠、操作灵活。

面板上应有简明、清晰的产品型号及出厂编号标志，其标志应粘贴牢固。

3.验收试验

产品应满足南方电网公司企业标准中关于工厂验收（现场验收）的规范。

（1）投标方所提供的系统的质量、功能、性能等均应经过试验，并经招标方认可才能交货。试验内容由投标方制订，并经招标方确认，招标方有权根据实际需要增加或减少实验内容、更改实验方法、调整实验条件。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（2）投标方应提供所有工厂试验及现场验收的细则，细则中应明确规定试验项目以及所达到的性能要求。

（3）招标方人员对试验的认可签字并不解除投标方对合同规定的保证责任。

（4）投标方应提供一份详细的工厂试验和现场验收的计划（包括系统性能、功能及系统稳定运行的测试方法），招标方对投标方提供的试验和验收计划具有修改的权力，并在设计联络会上经招标方确认后生效。

（5）投标方应提供四份试验报告的拷贝，每份报告均应有编号、日期。试验报告至少要包括如下内容:

1）设备的说明;

2）设备的项目编号，数量以及顺序号;

3）完成试验的时间、地点及方法;

4）试验环境（包括温度、湿度、电源、电压）和条件;

5）试验合格的标准;

6）试验数据;

7）试验人员名单;

8）负责人签字。

（6） 工厂试验期间，投标方应根据技术规范书的要求，提供检验、维护、测量、试验和记录的设备。现场验收的专用仪器仪表由投标方提供，通用仪器仪表由招标方提供。

4.工厂验收试验（FAT）

FAT的目的是为保证投标方提供的软件和硬件能够满足技术规范书的结构、功能、性能和接口要求，并检验各子系统的性能和功能的完整性。FAT包括系统功能试验和稳定性试验。

FAT应按照合同规定的计划进行，包括已经完成的合作开发的工作，如果这些工作或部分工作未完成，则不能包括在FAT中，但这些工作可以继续开发并在现场验收中进行试验。

5.系统功能试验

（1）当各个设备按照合同的要求接入系统组态时，它们的运行操作要正常，系统试验可借助标准的操作系统以及装入投标方为本项目开发的软件来进行。

（2）设备应在本规范书规定的环境条件下正常持续工作。

（3）测试所有人机接口的主要功能。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（4）测试本技术规范书中描述的所有系统功能和由投标方提供的支撑软件的人机交互、数据库存取等功能。

（5）演示系统中所有故障（硬件和软件）切换功能（自动和人工）。

（6）演示所有告警功能。

（7）演示所有诊断程序。

（8）系统试验的时间最长不超过 3 个星期。

6.稳定性试验

（1）为了考验系统的操作运转，要进行连续 72h 的稳定性试验。

（2）在稳定性试验的 72h 内，不得对相关设备进行机械电气调整和软件调整，除非经过招标方许可。

（3）在稳定性试验期间如果设备或部件中出现故障，应由备用的设备或部件予以取代，以便试验不间断的继续进行下去。

（4）允许由于硬件或软件的故障而进行成功的切换，失效的部分应尽可能快的予以修复，以及恢复到原来的状态。

（5）如果试验由于严重的故障而中断（不包括系统做人工故障转换，转换到备用计算机或其他部件），则应重复作连续 72h 的稳定性试验。

（6）在稳定性试验进行期间，用户在任何阶段都可以对系统提供的各种功能要求进行操作和信息转储，除非操作会对正在进行测试的系统性能指标产生影响。

7.获得成功的评判标准

（1）所有的功能和技术指标应满足本技术规范书的要求。

（2）不丢失信息或数据。在连续 72h 稳定性试验内，只允许进行一次自动切换，性能和指标满足本技术规范书的要求。

（3）所有设备运行正常。

（4）在试验期间如果设备或功能不能满足要求，投标方应替换或维修故障单元或功能，所有额外的花费均应由投标方承担。

（5）投标方应提供试验仪器，办公场所和通信设施等。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1）测试时应模拟现场环境的测试条件以及与其他系统的接口仿真

2）招标方工程师在工厂对系统进行功能试验及稳定性试验，如果在规定时间内不能满足试验要求，则 FAT 不能通过

3）通过后，即使招标方已签字，但如果在招标方现场发现有不按规范供货的全部或部分设备，招标方仍有权予以拒绝

4）由于投标方责任，FAT 不能按计划完成而引起的一切额外费用，应由投标方承担。

8.现场验收试验（SAT）

SAT 由招标方人员在投标方工程师的现场指导下进行。

SAT 应在完成 FAT 所进行的全部系统功能试验和稳定性试验后，现场设备安装、调试完毕，并已具备条件时进行。

SAT 应包括设备与招标方其他系统、设备互连的试验，还应测试与网管中心或者终端的通信试验。

SAT 稳定性试验的时间为连续进行的 168h。在稳定性试验的 168h 期间，不得对硬件设备和软件程序进行调整，除非经过招标方许可。

SAT 开始 3 周内，如果系统不能正常运行，则 SAT 不能通过。投标方应采取必要的措施予以纠正，费用由投标方负责。

SAT 的一般仪表由招标方准备，专用工具和仪器由投标方提供。

SAT 合格完成后 30 天，双方代表应在 SAT 验收报告上签字。

作为证明系统符合规范书的依据，SAT 完成后 30 天以内，投标方应向招标方递交两份经签字的性能试验报告，其中包括所完成试验的结果、所使用的仪器及试验人员的签字。

投标方应派合格的工程师到招标方现场组织实施 SAT，SAT 和现场服务所需的费用应包括在合同中并单列。

（1） 标准技术参数

投标方应认真逐项填写标准技术参数表（见表 1～表 2）中投标方保证值，不能空格，也不能以“响应”两字代替，不允许改动招标方要求值。如有差异，请填写表 9 投标方技术偏差表。

表 1 110kV 变电站时间同步装置标准技术参数表

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标方保证值

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

1	地面有线授时网络	物理接口:		满足 G.703 标准	（投标方填写）
2		数据速率	bps	2.048M(+/-50pm)	（投标方填写）
3		同步方式		设备本端同步/提取同步（可选）	（投标方填写）
4		通道同步方式		通道两端的通信系统必须保持全同步方式	（投标方填写）
5	GPS 接收器和天线	接收器接收灵敏度	dBW	捕获〈 160 dBW，跟踪 < 163 dBW	（投标方填写）
6		接收器捕获时间	min	热启动时 < 2 min; 冷启动时 < 20 min	（投标方填写）
7		接收器时间准确度	μs	优于 1μs（1PS，相对于 UTC）	（投标方填写）
8		接收天线灵敏度	dBW	≤-163 dBW	（投标方填写）
9	BD 接收器和天线	接收灵敏度	dBm	-127.6dBm	（投标方填写）
10		授时精度	ns	≤100ns（单向）; ≤20ns（双向）	（投标方填写）
11	守时单元	频率准确度		普通配置：频率准确度≤1×10-9; 高级配置：频率准确度≤3×10-10	（投标方填写）
12		保持时间	min	普通配置：≥16min；高级配置：≥60min。（在 1ms 精度的约束下）	（投标方填写）
13		内部电池	h	≥6h	（投标方填写）
14	时间信号输出单元的时延		ms	<10ms	（投标方填写）
15	配送线路引入的时延		ms	<10ms	（投标方填写）
16	电源	交流电源		电压：220 V，　20％～+15％; 频率：50 Hz，±5％; 谐波含量小于 5％	（投标方填写）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

17		直流电源		电压：220/110/48V，20 %～+15%； 纹波系数：小于 5%	（投标方填写）
18		供电方式		双电源供电	（投标方填写）
19	可靠性（MTBF）		h	≥25 000h	（投标方填写）

表 2 屏柜标准技术参数表

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标方保证值
1	尺寸	mm	高度：2260mm; 宽度：800mm; 深度：600mm	（投标方填写）
2	颜色		招标方指定	（投标方填写）

注 项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标方应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

（二十）UPS 不间断电源

1.技术要求

（1）标准和规范（包含但不限于）

1）合同中所有设备、备品备件，包括投标方自其他单位获得的所有附件和设备，除本规范书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或英文复印件并经招标方同意后方可采用，但不能低于 DL、GB 和 IEC 的有关规定。

2）执行标准。下列标准所包含的条文，通过在本规范书中引用而构成本规范书的条文。所示标准均应采用最新有效版本。

表 1 技术规范引用标准

标准号	标 准 名 称
GB 50065	交流电气装置的接地设计规范
GB 50171	电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范
GB/T 191	包装储运图示标志

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 2423	电工电子产品环境试验
GB/T 7260	不间断电源设备
GB/T 3859.1	半导体整流器基本要求的规定
GB/T 14715	信息技术设备用不间断电源通用技术条件
DL/T 5103	35kV～110kV 无人值班变电站设计规程

2.通用要求

（1）UPS 装置输入额定电压

交流单相：220V/50Hz;

直流电压：220V（220V 直流系统）。

（2）UPS 装置额定输出电压及频率

单相 220V/50Hz

（3）UPS 供电范围

主控制楼内的计算机监控系统站控层设备、电量计费系统、火灾报警系统、故障录波及其他不允许断电的自动装置等。

（4）不自带蓄电池，从 220V 控制直流 A、B 套分别引入一路（共两路）直流电源至 UPS 装置，直流电源的持续供电时间应不小于 2h。

（5）UPS 系统组成

UPS 系统采用两套主机冗余配置，容量为 2x15kVA。UPS 系统应为静态逆变装置，由整流器、逆变器、逆止二极管、静态开关、手动维修旁路开关、馈线开关以及本系统所有设备间连接电缆等组成。UPS 应包括本机液晶监视器、本机诊断系统以及与变电所计算机监控系统的通信接口，调试、监视和维修专用通信口等。UPS 柜交、直流输入回路要求有空气开关，其中交流回路 1 路，直流回路 1 路，UPS 馈线总输出回路要求有空气开关，馈线输出回路选用小型断路器，并加标识牌标明馈线名称。

采用工业级 UPS，输入及输出应有隔离变压器。UPS 的所有部件的功率均应满足长期额定输出的要求。

（6）UPS 系统配置

UPS 系统采用两套主机冗余配置。

（7）UPS 工作方式

110kV 变电站 UPS 系统正常运行方式：两套主机互为备用，自动无扰切换，UPS 系统由 220V 交流所用电源（交流电源应设计双路电源经 ATS 切换后输出）经整流器、逆变器向负荷供电，当 220V 交流所用电源失电或 UPS 整流器故障时则由站用直流电源回

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

路经逆变器向负荷供电。当逆变器故障或过负荷或无输出时，由静态开关（自动）切换到旁路供电。UPS 输出电压应可调且无暂态过程。

（8）与站内计算机监控系统的通信

UPS 装置应具有与变电站监控系统通信接口，通信规约采用国际标准，接口采用 RS485 串口。投标方应免费提供详细的规约文本、规约的信息说明及数据类型，并配合监控厂家完成规约转换的工作。投标方在投标时应提供与监控厂家通信成功的业绩表。

3.技术性能和功能要求

（1）技术性能要求

1）UPS 输入

交流输入电压：单相 AC 220V±10%；

交流输入频率：50Hz±5%；

直流输入（220V 直流系统）：220V±15%。

2）UPS 输出

输出电压精度（%）：AC 220V；稳态：不大于±1%；动态：动态过程中，负荷以 0～100%变化，其偏差值不大于±5%，恢复时间：<25ms。

输出电压调节范围：±3%。

输出效率：≥90%。

输出波形：纯正弦波。

输出频率精度：50Hz±0.1%。

同步范围：50Hz±2%。

同步速度：≤1Hz/s。

谐波失真：单一谐波含量≤1%，总谐波含量≤3%。

负载功率因数范围：0.9（超前），-0.7（滞后）。

单机无故障时间（MTBF）：100 000h。

静态旁路开关切换时间：≤4ms。

备用电源切换时间：≤4ms。

过载能力：125%额定值时可维持 10min，150%额定值时可维持 1min，200%额定值时可维持 20s。

（2）功能要求

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

UPS 应具备防止过负荷及外部短路的限流保护，最大电流调节值应小于额定负荷的150%。UPS 交流电源输入回路中应有涌流抑制措施。UPS 的所有部件的功率均应满足长期额定输出的要求。UPS 装置面板上应设有各种运行和故障显示。内容至少包括：

1）运行显示。运行时显示下列内容：

（A）交、直流回路输入电流、输入电压；

（B）整流器输出电流、输出电压；

（C）逆变器输入电压；

（D）逆变器输出电压、输出电流、输出频率；

（E）旁路交流电压；

（F）UPS 输出有功功率、无功功率；

（G）UPS 输出电流有效值；

（H）整流器、逆变器运行指示；

（I）静态开关位置指示；

（J）旁路开关位置指示；

（K）负载百分比；

（L）通信串口的工作状况。

（M）面板报警显示：

（N）整流器输入电压低报警；

（O）直流输入电压低报警；

（P）旁路交流电源电压低报警；

（Q）逆变器输入电压低/高报警；

（R）逆变器输出电压低/高报警；

（S）旁路位置报警；

（T）静态开关故障报警；

（U）整流器故障报警；

（V）逆变器故障报警；

（W）旁路开关故障报警；

（X）UPS 过载或出口短路关机信号。

4.整流器

整流器应能自动调节控制电压，整流器的容量应能给逆变器满负荷供电。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

整流器的交流电源输入回路和直流电压输出回路应设置空气断路器。

整流器应有涌流抑制功能。

整流器的容量应按带逆变器静态负荷来选择。

5.逆变器

逆变器的输入来自经过整流器整流后的直流电源和所用交流电源。旁路交流电源正常时，逆变器输出频率保持与旁路交流电源同步，若旁路交流电源的频率和电压偏差超过逆变器容差允许值时，同步回路应自动关断，逆变器则按其内部基准频率运行，直至旁路交流电源恢复至逆变器容差允许范围内时再与其保持同步。在外部同步电源偏离或恢复至容差范围，UPS 应不误切换供电电源且输出频率及相位不应有暂态过程，频率变化也应限制于 2Hz/s 范围内。

在满负荷情况下进行负载投切时或因逆变器故障而切换交流电源时，UPS 的瞬态输出电压变化范围不应超过 5%，且在 3 周内能够恢复。

额定功率因数下，负载在 0～100%范围内按±20%增/减时，UPS 稳态输出电压不应超过±1%。逆变器在功率因数 0.7～0.9 运行时，最大冲击负荷为额定值的 1.5 倍时，应能承受 60s。

逆变器应具有全自动限流特性。过载或输出短路时，应将输出电流限制在安全范围内。当短路切除后能自动恢复正常运行。限流元件故障时，后备保护应能动作，并发出报警信号。

6.静态开关

（1）静态开关的切换时间特性

切换时间：≤4ms；

同步检测时间：≤5ms；

异步检测时间：≤10ms；

再切换方式：自动/禁止；

再切换延时方式（可调）：2s～32s，自动；

切换点（可调）：±10%正常电源；

再切换点（可调）：±5%正常电源。

（2）静态开关应与逆变器布置在一起。静态开关监视和控制模块应能准确反应和处理逆变器的逻辑信号状态和报警。即当UPS故障时，能将负载无间断地切换至旁路交

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

流电源。在旁路运行方式下，静态开关应设计为易于维护和拆装，且对负载的供电不中断。

（3）静态开关的控制逻辑电源包括：交流电源、直流电源。静态开关应能开断逆变器的额定输出电流。

（4）逆变器输出失压、逆变器故障或逆变器过负荷时，静态开关应能在 4ms 内自动将电源切换至由旁路交流电源供电。若旁路交流电源异常（电流、电压及频率等异常），则静态开关应将负载再切换至由逆变器供电。当负载由逆变器切换到旁路时，不应有相位的突变，而由旁路切换至逆变器时，切换应为无扰动切换。上述过程由微处理器控制，并由逆变器的同步回路完成。

（5）在 UPS 电源与旁路交流电源之间进行手动切换时，旁路逻辑应能提供切换所必要的信息。若相位、电压及频率超出允许范围时，应禁止切换操作。

7.手动旁路开关

（1） 开关为手动，2 极，先合后开。“正常”位置时负荷应接至逆变器，“旁路”位置时负荷应接至交流电源。

（2）手动旁路开关应能将负荷由逆变器输出切换至旁路交流电源供电。当负荷由旁路交流供电时，应允许对整流器、逆变器和静态开关进行检修和维护，由旁路手动切换至逆变器时应有同步信号。

8.其他要求

（1）技术文件

1）投标方应在订货前向招标方提供一般性资料如：鉴定证书、报价书、典型说明书、屏布置图、系统原理图和主要技术参数。

2）在收到中标通知书 20 天内，投标方应向招标方提供下列技术文件 2 份以供确认。

（A）屏柜正面图及设备布置图：应表示外形尺寸、设备布置、正面图及总重量、运输尺寸和重量及其他附件。

（B）基础图：应注明屏柜尺寸、基础螺栓的位置和尺寸及安装图等。

（C）UPS 的电气原理图及逻辑图：附有原理说明的每种装置的逻辑回路图；附有图例说明的交、直流元件连接图和带接点的输入输出图；标明每种装置额定数据的基本文件。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（D）所有屏柜的内部接线图及端子排图：屏柜内部设备及外部设备连接的端子排图。端子排的型号，规格及使用说明。

（E）设备清册。

设计院在收到图纸后 1 周内返回确认意见，投标方在收到确认意见后 1 周内提供全部正式图纸及所有图纸（AUTOCAD 格式）的软盘或者光盘。

投标方提供的图纸、资料应满足设计、施工、调试及运行的需要。

3）设备供货时提供下列资料：设备的开箱资料，除了上述图纸还应包括安装、调试、运行、维护、修理说明书、部件清单资料、工厂试验报告、产品合格证等。

（2）机械要求

1）屏内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柜。插件、插箱的外形尺寸应符合 GB 3047 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。插件、插箱应有明显的接地标志。所有元件应排列整齐，层次分明，便于运行、调试、维修和拆装，并留有足够的空间。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。

2）柜体下方应设有接地铜排和端子。接地铜排的规格为 25×4mm2，接地端子为压接型。

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。屏柜应有良好的防电磁干扰的屏蔽功能。

4）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柜的底部进入。

5）所有供货的屏柜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。

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

7）屏体颜色由专用部分明确。

8）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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

9）屏上设备，安装水平高度应一致。屏的布置图应按比例画出，并按比例标注尺寸。

10）机械特性：UPS 装置应有良好的通风散热系统，通风散热系统故障应报警；UPS 交流输出中性线应与 UPS 机壳绝缘，UPS 机壳与接地电缆相接。

11）铭牌及图示：面板上固定的仪表、开关、内部端子盒、供用户使用的元件及其他装置等，均应有铭牌；UPS 模块模拟图应示意于面板正面。

12）接线：导线应为交联聚乙烯阻燃线，绝缘电压至少为 1000V；电缆两端应根据接线图打上永久性标志。

9. 试验

产品所用元件均应按各自的产品标准进行型式试验、出厂试验和现场交接试验，并应提供供货范围内各元件的型式试验和出厂试验报告。现场交接试验可与用户协商进行。

（1）型式试验

至少应进行表 2 所规定的型式试验。

表 2 型式试验及出厂试验项目表

序号	试验项目名称	试验分类			说　　明
		型式	出厂	现场	
1	一般检查	Y	Y	Y	
2	绝缘试验	Y	Y	N	
3	输出电压波动试验	Y	Y	Y	包括额定功率因数下的满载试验及其暂态过程试验，负载从 25%增至 100%时的暂态过程试验
4	输出电压调整性能试验	Y	Y	Y	
5	输出电压精度试验	Y	Y	Y	
6	输出频率精度试验	Y	Y	Y	包括额定功率因数下的满载试验及其暂态过程试验，负载从 25%增至 100%时的暂态过程试验
7	瞬时电压波动特性试验	Y	N	N	
8	过负荷试验	Y	N	N	
9	谐波畸变率试验	Y	Y	N	
10	高频噪声试验	Y	N	N	
11	温升试验	Y	Y	N	
12	短路性能试验	Y	N	N	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承 包工程

13	模拟各种故障情况下的设备性能、报警、负载切换及电源切换试验。如交流输入故障、整流器故障、直流输入故障、逆变器故障、逆变器过负荷、静态开关故障、交流电源消失、外部短路等	Y	Y	Y	
14	静态开关随负荷变化的性能及切换时间试验	Y	Y	Y	
15	效率试验	Y	Y	N	
16	72h 持续运行	Y	Y	Y	
17	与变电所计算机监控系统的通信接口试验	Y	Y	Y	

10.标准技术参数

投标方应认真逐项填写标准技术参数表（见表 1）中投标方保证值，不能空格，也不能以“响应”两字代替，不允许改动招标方要求值。如有差异，请填写表 8 投标方技术偏差表。

表 1 110kV 变电站 UPS 不间断电源标准技术参数表

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标方保证值
1	*输入交流电压幅值	V	220±10%	（投标方填写）
2	*输入交流电压频率	Hz	50±5%	（投标方填写）
3	*输入直流电压（220V 直流系统）	V	220±15%	（投标方填写）
5	输出电压调节范围	V	220V±3%	（投标方填写）
6	*输出波形		纯正弦波	（投标方填写）
7	*效率		≥90%	（投标方填写）
8	*输出电压精度（稳态）	V	220V±1%	（投标方填写）
9	*输出电压精度（动态）	V	负荷以 0～100％变化，其偏差值不大于±5％，恢复时间小于 25ms	（投标方填写）
10	*输出频率精度	Hz	50Hz±0.1%	（投标方填写）
11	*同步范围	Hz	50Hz±2%	（投标方填写）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

12	*同步速度	Hz/sec	≤1Hz/s	（投标方填写）
13	*谐波失真		单一谐波含量≤1% 总谐波含量≤3%	（投标方填写）
14	负载功率因数范围		0.9（超前），-0.7（滞后）	（投标方填写）
15	过载能力		125%额定值时可维持 10min，150%额定值时可维持 1min，200%额定值时可维持 20s	（投标方填写）
16	单机平均无故障时间（MTBF）	h	＞100 000	（投标方填写）
17	备用电源切换时间	ms	≤4	（投标方填写）
18	*静态开关切换时间	ms	≤4	（投标方填写）
19	*静态开关同步检测时间	ms	≤5	（投标方填写）
20	*静态开关异步检测时间	ms	≤10	（投标方填写）
21	*静态开关再切换延时方式（可调）		2s～32s，自动	（投标方填写）
22	*静态开关切换点（可调）	V	±10%正常电源	（投标方填写）
23	*静态开关再切换点（可调）	V	±5%正常电源	（投标方填写）
24				（投标方填写）
25				（投标方填写）
26				（投标方填写）

注： 1.项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标方应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

2. 参数名称栏中带*的参数为重要参数。如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。

（二十一）直流系统

1.技术要求

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

本规范文件提出了对 110kV 变电站的 220V 直流电源系统的功能设计、结构、性能、安装等方面的技术要求，**直流充电模块质量不得低于许继电气、奥特迅、国电南瑞的技术标准。**

（1）引用标准（包含但不限于）

下列标准所包含的条文，通过在本规范书中引用而构成本规范书的基本条文。在本规范出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本规范的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

表 1 技术规范引用标准

标准（文件）号	标准（文件）名称
GB 998	低压电器基本试验方法
GB 1497	低压电器基本标准
GB 4942.2	低压电器外壳防护等级
GB 7251.1	低压成套开关设备和控制设备

表 1（续）

标准（文件）号	标准（文件）名称
GB 50054	低压配电设计协议
GB/T 3859.1	半导体变流器 基本要求的规定
GB/T 7261	继电器及继电器保护装置基本试验方法
GB/T 7478	低压直流电源设备的性能特性
GB/T 2900.11	蓄电池名词术语
GB/T 17626.2	电磁兼容试验和测量技术 静电放电抗扰度试验
GB/T 17626.12	电磁兼容试验和测量技术 振荡波抗扰度试验
DL/T 637	阀控式密封铅酸蓄电池订货技术条件
DL/T 459	电力系统直流电源柜订货技术条件
DL/T 781	电力用高频开关整流模块
DL/T 5044	电力工程直流系统设计技术规程
DL/T 724	电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护规程
DL/T 5136	火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程
DL/T 5137	电测量及电能计量装置设计技术规程
YD/T 731	通信用高频开关整流器

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

JB/T 8456	低压直流开关设备
JB/T 8451	固定型阀控密封式铅酸电池

（2） 主要技术性能

直流系统采用双蓄双充系统，220V 直流系统采用单母线分段接线方式，两段直流母线之间设联络电器，2 组蓄电池、2 套充电装置分别接在两段母线上，每段直流母线上配置 1 套直流绝缘监测装置，以监视直流系统绝缘及母线电压状况。在进行切换操作时，蓄电池组不得脱离直流母线。控制母线和合闸母线不分开，取消降压硅链。高频开关电源的充电模块须采用 N+1 热备份型式， 当模块数大于等于 7 时，采用 N+2 热备份型式。

直流电源系统开关应选用优质高分断直流断路器（额定短路分断能力≥35kA），并考虑上下级配合，提供电流—时间动作特性曲线报告，应满足 3 级～4 级级差配合，各断路器应配备跳闸报警接点。

蓄电池组等重要位置的熔断器、开关应装有辅助接点，并引自端子排。

直流电源系统应配备：总监控单元、220V 高频开关电源模块（220V 直流电源系统）、雷击浪涌吸收器、仪表、电压电流采集装置、绝缘检测装置、蓄电池管理单元等。

馈出开关应有信号灯指示通断状态。

直流主母线及接头，应能满足长期通过电流的要求，母线应选用阻燃绝缘铜母线。

汇流排和主电路导线的相序和颜色应符合 IEC 标准。

高频模块并联工作时输出电流不均衡度〈±5%。

直流电源系统设降压装置。

设备应满足 IEC 61000-4 关于电磁兼容、抗干扰的要求。

（3） 220V 高频开关电源模块

1）主要技术参数

交流输入额定电压：三相 380V；

额定输出电压：220V/240V DC；

额定输出电流：20A；

功率因数：≥0.90；

稳流精度：≤±1%；

稳压精度：≤±0.5%；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

纹波系数：≤0.5%；

效率：≥90%；

软启动时间：3s～8s；

模块冷却方式为自然冷却。

2）主要性能要求

应具有监控功能，且不依赖总监控单元独立工作，应配备液晶汉显人机界面。应支持与总监控单元通信，接收并执行监控装置的指令。

应具有短路保护功能，短路排除后自动恢复输出。

应采用 PWM 调制制式，模块工作频率：20kHz～300kHz。

应具有以下保护报警功能：过温保护、过压保护、过流保护、欠压报警、过压报警、交流欠压、交流过压等。

（4）蓄电池

1）主要技术参数

（A）2V 单体电池。

单体电池额定电压：2V；

单体电池容量：500Ah

单体电池浮充电电压：2.23V～2.27V；

单体电池均衡充电电压：2.30V～2.40V；

单体电池放电终止电压：1.8V。

2）主要性能要求

当环境温度在-10℃～+45℃条件下时，蓄电池性能指标应满足正常使用要求。

蓄电池在环境温度 20℃～25℃时的浮充运行寿命应不低于 10 年。

蓄电池组按规定的试验方法，10h 率容量应在第一次充放电循环时不低于 0.95C10，五次循环应达到 C10。

供方应提供蓄电池接线板及抗振型安装支架。

蓄电池间接线板、终端接头应选择导电性能优良的材料，并具有防腐蚀措施。蓄电池槽、盖、安全阀、极柱封口剂等材料应具有阻燃性。

蓄电池必须采用全密封防泄漏结构，外壳无异常变形、裂纹及污迹，上盖及端子无损伤，正常工作时无酸雾溢出。

蓄电池极性正确，正负极性及端子应有明显标志。极板厚度应与使用寿命相适应。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

同一组蓄电池中任意两个电池的开路电压差，对于 2V 单体电池不应超过 30mV，对于 12V 单体电池不应超过 60mV。

蓄电池使用期间安全阀应能自动开启闭合，闭阀压力应在 1kPa～10kPa 范围内，开阀压力应在 10kPa～49kPa 范围内。

两个蓄电池之间连接条的压降，3I10 时不超过 8mV。

电池组间互连接线应绝缘，终端电池应提供外接铜芯电缆至直流柜的接线板。

蓄电池在大电流放电后，极柱不应熔断，其外观不得出现异常。

蓄电池封置 90 天后，其荷电保持能力不低于 85%。

蓄电池的密封反应效率不低于 95%。

蓄电池须具有较强的耐过充能力和过充寿命。以 0.3I10 电流连续充电 16h 后，外观应无明显变形及渗液。蓄电池自放电率每月不大于 4%。

蓄电池在-30℃和 65℃时封口剂应无裂纹和溢流。

制造厂提供的蓄电池内阻值，应与实际测试的蓄电池内阻值一致。

蓄电池组应考虑装设蓄电池管理单元的位置。

1 组蓄电池应配备 1 套充电装置。

蓄电池应使用合资或国内主流市场成熟品牌。

（5） 48V 通信电源模块技术要求

1)主要技术参数

额定输入电压：220V/380V AC;

额定输出电流：由专用部分确定;

效率：≥90%;

稳压精度：≤±1%;

输出负载动态响应：<5%;

温度系数：≤0.02%/℃;

浪涌电流：<150%;

输出杂音电压：≤2mV;

设备的平均无故障时间（MTBF）：≥30000h。

2）主要性能要求

应具有监控功能，且不依赖总监控单元独立工作，应配备液晶汉显人机界面。正常工作时，应与总监控单元通信，接收和执行监控装置的指令。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

应具有短路保护功能，短路排除后自动恢复输出。

应采用 PWM 调制制式，模块工作频率 20kHz～300kHz。

应具有以下保护报警功能：过温保护、过压保护、过流保护、欠压报警、过压报警等。

48V 应采用正极接地、负极加防雷模块方式，防雷等级不低于 D 级。

（6）总监控单元

总监控单元是高频开关电源及其成套装置的监控、测量、信号和管理系统的核心部分。该单元能综合分析各种数据和信息，对整个系统实施控制和管理。

该单元应能适应直流电源系统各种运行方式，具备人机对话功能，应能与成套装置中各子系统通信，并可与站内监控系统通信，通信接口为 RS485、RS232 或以太网。

该单元应能显示充电机输出电压、充电机输出电流、控制母线电压、电池电压、电池电流、两路三相交流输入电压、各模块输出电压电流、各种报警信号、各种历史故障信息、单体电池电压、电池组温度等信息。

该单元应能对以下故障进行报警：交流输入过压、欠压、缺相，直流合闸母线过压、欠压，控制母线过压、欠压，电池电压欠压，模块故障，电池单体过压、欠压等。

该单元应具备蓄电池浮充、均充自动转换功能。

（7）蓄电池管理单元

蓄电池管理单元应具备的主要功能：监测蓄电池单体运行工况，对蓄电池充、放电进行动态管理，并应具备对蓄电池温度进行补偿的功能。本单元可独立设置，也可分别由总监控单元和检测模块来完成。

（8）直流电源系统绝缘检测装置

直流电源系统绝缘检测装置应具备的主要功能：在线监测直流电源系统对地绝缘状况（包括直流母线和各个馈线回路绝缘状况），并自动检出故障回路，能监测母线正对地、母线负对地电压，能检测出每个支路的正对地电阻和负对地电阻。

绝缘检测装置不得对直流电源系统注入交流信号。

绝缘检测装置应与成套装置中的总监控单元或变电站监控系统通信。

被测母线及支路正极、负极对地绝缘电阻低于 10kW～100kW（可调）时应发出报警信号，电阻检测精度应高于 2%。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（9） 仪表

直流电源系统应配备控母电压、蓄电池电压、合母电流、蓄电池电流等表计，表计应采用数字表，精度 0.5 级。

（10）直流系统异常告警信号应接入中控室后台监控。

1）屏体要求

屏内所安装的元器件应有合格证，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柜。插件、插箱的外形尺寸应符合GB 3047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。插件、插箱应有明显的接地标志。所有元件应排列整齐，层次分明，便于运行、调试、维修和拆装，并留有足够的空间。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。

屏体下方应设有接地铜排和端子。接地铜排的规格为 25×4mm2，接地端子为压接型。屏间铜排应方便互连。

屏体防护等级 IP30 级，选用高强度钢组合结构，并充分考虑散热的要求。屏柜应有良好的防电磁干扰的屏蔽功能。

屏体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。

所有屏面应清洁，进行喷塑处理，以防止在运输、仓储和运行中的腐蚀和锈蚀。屏与屏的内外应清洁，应无灰尘、划痕及油污等。

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。

2）端子排布

柜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。

2. 试验

直流电源系统中所用元件均应按各自的产品标准进行出厂试验和现场交接试验。现场交接试验可与用户协商进行。

直流电源系统的各主要部件应进行材料试验，以确认部件和材料是否有缺陷，并应检查部件的设计和结构是否满足本规范要求。

直流电源系统应在工厂进行全面检查以确保设备功能的完好性、适应性和满足本规范书及相关标准、规范的要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

表 1 110kV 变电站直流系统标准技术参数表

序号	参数名称		单位	标准参数值	投标方保证值
1	直流系统	*交流输入电压	V	380±15%	（投标方填写）
2		*交流电源频率	Hz	50±5%	（投标方填写）
3		*输入功率因数		≥0.90	投标方填写）
4		*直流电压调节范围（110V DC 系统）	V	90~130	（投标方填写）
5		*直流电压调节范围（220V DC 系统）	V	198~260	（投标方填写）
6		*稳流精度		≤±1%	（投标方填写）
7		*稳压精度		≤±0.5%	（投标方填写）
8		*纹波系数		≤±0.5%	（投标方填写）
9		*效率		≥90%	（投标方填写）
10		*噪声（距离装置 1m 处）	dB	<55	（投标方填写）
11		*高频充电模块并联工作时输出电流不均衡度		<±5%	（投标方填写）
12		蓄电池寿命	年	≥10	（投标方填写）
13	通信模块	输入直流电压（110V DC 系统）	V	99~150	（投标方填写）
14		输入直流电压（220V DC 系统）	V	198~300	（投标方填写）
15		*输出电压调节范围	V	48±10%	（投标方填写）
16		*稳压精度		≤±1%	（投标方填写）
17		*输出负载动态响应		<5%	（投标方填写）
18		*浪涌电流		<150%	（投标方填写）
19		*温度系数		≤0.02%/℃	（投标方填写）
20		输出杂音电压	mV	≤2	（投标方填写）
21		*设备的平均无故障时间	h	≥30 000	（投标方填写）
22		*效率		≥90%	（投标方填写）

注 1. 项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标方应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

2. 参数名称栏中带*的参数为重要参数。如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

投标方需确保实际提供的软硬件系统是主流、先进、成熟产品。应满足功能完善、性能稳定、维护方便的要求；设备配置应充分考虑容量、结构和功能设计的可扩展

3. 备品备件、专用工具和仪器仪表清单

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备　注
1	220V 高频开关电源模块		块	4	和现场相同。
2	直流接地智能快速查找仪	QDB-101	套	1	
3	220V、110V 直流系统综合测试仪	GT-CDCF	套	1	
4	系列宽电压蓄电池放电测试仪	GT- 860	套	1	能充放电压为 220V、110V、48V 的直流，能充放 2000AH 及以下容量的电池。

（二十二）电力调度数据网接入设备

1.总 则

本技术规范书是针对水城区营盘乡兰花村光伏电站电力调度数据网接入设备及电力专用纵向加密认证装置选型和实施编写的，它提出了调度数据网接入设备及电力专用纵向加密认证装置的功能设计、性能、安装和试验等方面的技术要求。

2.标准

GB／T13729—1992　　远动终端通用技术条件

GB／T15153．1—1998　远动设备及系统　第 2 部分：工作条件　第 1 篇：电源和电磁兼容性（idt IEC 870—2—1:1995）

GB／T 17626．4—1998　电磁兼容　试验和测量技术　电快速瞬变脉冲群抗扰度试验（idt IEC 61000—4—4:1995）

DL／T 630—1997　　交流采样远动终端技术条件

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（idtIEC60870-5—102:1996）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

IEC 60870-2.2:1996 远动设备及系统 第 2 部分：工作条件 第 2 篇：环境条件（气候、机械和其他非电影响因素）

本规范出版时，所示标准版本均为有效。所有标准都会被修订，除非另作特别规定，所有合同设备，包括供方从他处获得的全部设备和部件，都必须满足最新版本的 IEC 标准及 GB 国家标准，DL 国家行业标准，并采用国际单位制。

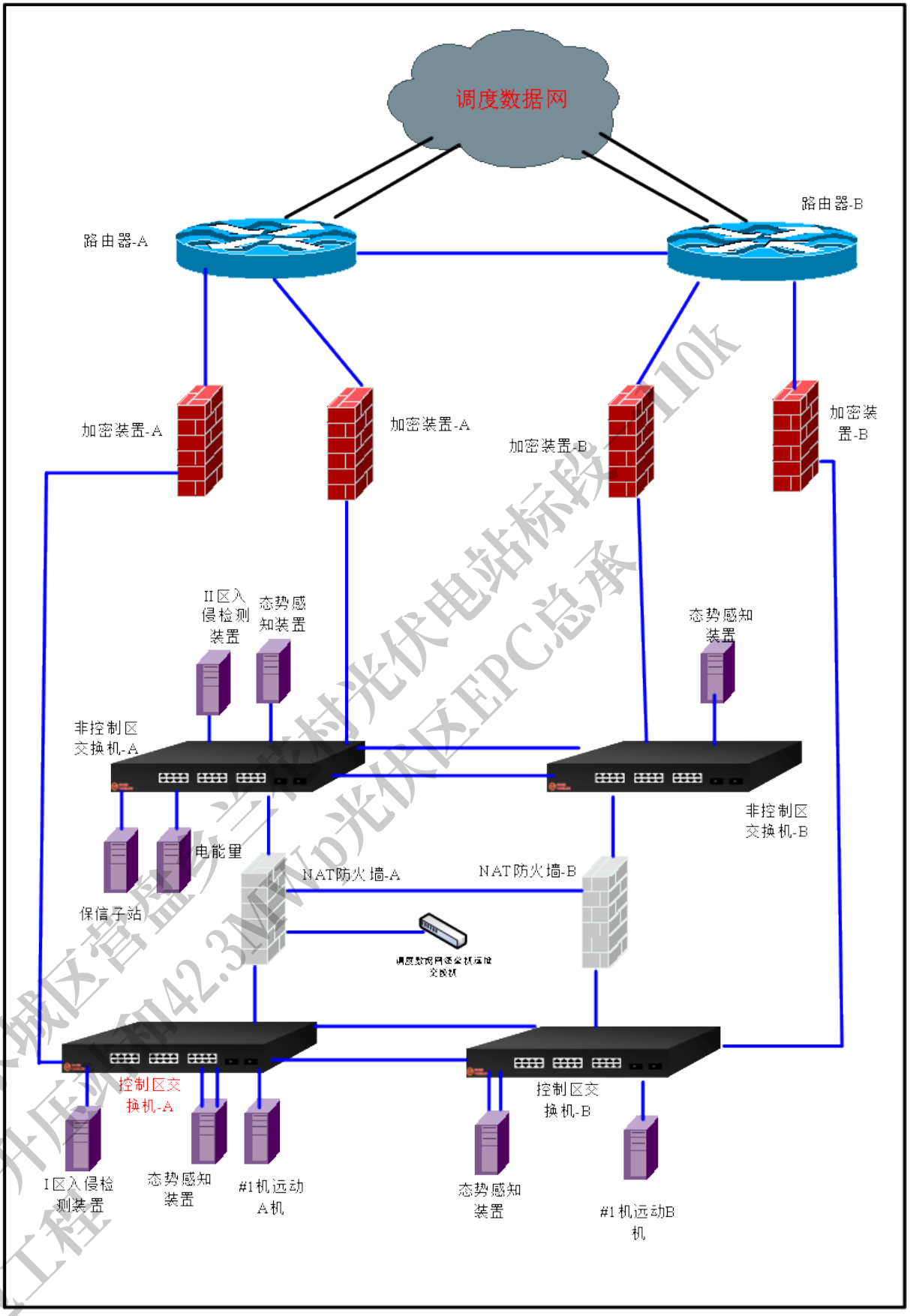
3.设备配置技术要求

（1）网络拓扑方案

为了满足调度数据网的接入要求，水城区营盘乡兰花村光伏电站配置 2 套调度数据网接入设备，至少包括 2 台路由器、2 台 I 区交换机和 2 台 II 区交换机（以满足工程要求为准）。目的是用来接入生产控制信息。其中：路由器用于建立与调度端的通信路由，并进行业务划分（目前划分为两类：实时业务，目前主要是远动信息和相量测量单元的信息；非实时业务，目前主要是电量信息和保护信息子站的信息）；交换机用于业务接入，实时数据和非实时数据分别通过各自的交换机接入数据网。

设备拓扑示意图

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程



水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（2）接入节点设备

各厂站接入路由器和交换机要求对安全性、可靠性有充分的考虑。要求做到硬件备份（CPU、电源和端口模块）和软件备份。技术要求如下：

1）接入层路由器的硬件、软件和安全性要求

（A）路由器硬件要求：

（a）模块化结构；

（b）支持闪存；

（c）需要支持以下的端口：

√ 10/100BASE—T；

√ E1 接口；

（d）接口数量：

至少同时支持 4 个 E1 接口；

（e）包处理能力：40kps；

（ B）软件要求：

（a）支持多种路由协议：

√静态路由；

√动态路由；

（b）支持 IP QOS

√基于 RSVP 的端到端的 QOS；

√队列管理：FIFO、PQ、CQ、WFQ；

√拥塞避免：RED、WRED；

（c）支持 IP 服务：

√ ARP、代理 ARP；

√ ICMP；

（d）支持 MPLS—VPN、支持 BGP、支持防火墙；

（e）支持 SNMP v1、SNMP v2、RMON；

（C）安全和可靠性要求：

（a）路由器多套系统软件和配置文件的备份；

（b）路由器软件的自动故障隔离；

（c）局域网接口的备份；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（d）多链路的动态路由备份。

（D）功能及技术指标要求：

性能指标	要求参数	设备指标，满足与否
包转发容量	≥300Kps	
冗余电源（机框内置）	1＋1 冗余（选项）	
可配置机箱业务槽数	≥2（支持热插拔）	
内存容量	≥256M	
可支持接口类型及数量	FE，=4	
可支持接口类型及数量	E1 端口，=8	
整机不间断工作时间	99.99%	
时延	≤100ms	
用户协议	IP ATM Frame Relay	
路由协议	OSPF BGP v4 BGP4 Extension RIP v2	
路由器管理/安全协议	SNMPV3，兼容 SNMP V1、SNMP V2 RMON II Syslog 命令行分级保护 在线升级、在线打补丁	
服务质量	流量分类和流量监管 CAR/LR、流量整形 GTS、拥塞管理 PQ/CQ/WFQ/CBQ、拥塞避免 WRED	
网络安全	用户认证、RADIUS 认证/计费、IPSEC、IKE、硬件加密卡、防火墙支持（对接口/时间段/MAC 地址的过滤）、高性能 NAT。	
路由表容量	>=5 万	
标记交换	LDP MP-BGP	
虚拟专网	MPLS VPN	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2）接入层交换机的硬件、软件和安全性要求

（A）交换机硬件要求：

√数据处理能力 8.8Gbps；

√用户端口 10/100Mbps 24 个；

√支持最大端口速率（多模光纤）1000 Mbps 2 个；

√交换结构容错；

√链路具有负载均衡、互为备份的能力；

（B）交换机软件要求：

√具有三层及以上线速交换能力；

√支持灵活的基于 IP、端口、MAC 地址的 VLAN 划分功能；

√支持 SNMP、RMON 网管协议；

√支持 TCP / IP、NetBEUI 等网络通信协议；

（C）交换机安全和可靠性要求：

√有高可靠性、可用性、可扩性、易维护性和易管理性；

√具有一定的扩展性和容错能力，整个网络无单点故障；

√具备冗余供电能力。

（D）功能及技术指标要求：

功能及技术指标	参数要求	满足与否
背板交换容量	>=24G	
三层最大转发性能	>=8Mps	
处理器内存	>=64M	
可支持接口类型	百兆电口、千兆光口（单模、多模），千兆电口	
可扩展千兆模块	>=2	
10/100M 接口数量	>=24	
时延	线速交换	
VLAN 特性	支持基于端口的 VLAN 802.1q Vlan 封装 802.1D Spanning-tree 最大 Vlan 数 4K 支持 GVRP	
MAC 地址表	>=8K	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

路由协议	RIP、OSPF、ECMP	
基本功能	端口镜像 优先权/802.1p 流量控制/802.3x 端口聚集/802.3ad，=8 堆叠数量〉=8	
协议特性	组播 IGMP V1/V2、PIM-SM、PIM-DM 802.1X RSTP	
设备管理	SNMP RMON 1/2/3/9 Syslog 支持 WEB 网管，支持 MIB-II	

4.电力专用纵向加密认证装置技术要求

（1）装置概况

电力系统安全防护重点在控制系统，安全防护的目标是抵御病毒、黑客等通过各种形式发起的恶意破坏和攻击，尤其是集团式攻击，重点保护电力实时闭环监控系统及调度数据网络的安全，防止由此引起电力系统事故。

电力专用纵向加密认证装置是电力二次安全防护体系中关键设备之一。该装置为电力通信提供安全可靠的服务，采用电力调度数字证书的身份认证机制，利用安全加密的技术手段在网络上建立虚拟专用通道，保证实时数据在安全区域内纵向可靠传输。

电力专用纵向加密认证装置必须支持国密 SM2 算法。密码可修改为 8 位以上综合型密码（大写、小写、数字和特殊符号混合）。

本技术规范依据《电力二次系统安全防护总体方案》的安全防护功能要求，参考相关技术规范描述该装置的基本特征。

5.设备运行环境

（1）地址条件

电力专用纵向加密认证装置将安装于水城区营盘乡兰花村光伏电站电气二次设备室电力调度数据网及二次安防柜内。

（2）运行环境条件

所有设备均布置于机房内，投标方提供的产品必须具备良好的环境适应能力，若投标方所提供的产品有特殊要求，需以书面形式提供招标方。装置的安装位置应适应电力调度数据网的拓扑环境要求，满足工程实施规范书中的三种互联连接方式。

6.产品规格

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（1）产品型式

装置要求为标准 19 英寸 1U 机架式硬件设备。

装置前面板应有：

IC 卡插口

IC 卡指示灯

电源灯

告警灯

其它必要的指示灯

装置背板有（括号中为相应接口的印字）：

交流 220V 电源输入

电源开关

机箱锁

外网口

内网口

配置口（控制台）

其它必要的接口

（2）外形尺寸

高度：1U；宽度：19 英寸；深度：不做要求。

（3）电源

额定电压：220V

允许偏差：－20％～＋15%

纹波系数：不大于 5％

额定频率：50Hz

（4）接口标准

10/100 以太网接口，符合 10Base-T/100Base-TX 标准（RJ45）。

异步串行口，速率为 9600bps 以上，RS-232（RJ45）。

7.装置技术要求

（1）一般要求

1）该装置的结构应完整、整洁、无明显机械损伤，金属件应无锈蚀现象。

2）该装置面板上的印字清晰无误、无残缺。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

3）该装置接口位置与前面板配合应适当。

4）该装置开关应定位准确，按键操作状态明显。

5）该装置的所有零件、部件及紧固件应安装正确、牢固可靠、操作灵活。

（2）电性能要求

1）该装置的电源输入正常。

2）网络正常工作。

3）串口配置线与装置连接正常。

（3）基本功能要求

1）该装置应具有状态指示，开机自检功能。

2）该装置应具有故障告警功能。

3）该装置应能进行密文通信。

4）该装置应支持 10/100M 自适应以太网口。

5）该装置应可以通过异步串行口对装置进行管理，异步串行口速率为 115200bps。

6）该装置应可以接受装置管理系统的远程监控和管理。

7）该装置应支持软件升级。

8）网络适应性：装置可适应 VLAN TRUNK 网络环境。

9）为便于故障应急处理，该装置应支持硬旁路明通模式，不允许软件方式。

10）该装置支持与其他厂家同类装置的互联互通。

11）通过装置的管理中心准确可靠实现远程的访问和管理；支持装置重启、隧道初始化和策略添加等。

（4）安全性能要求

该装置使用认证卡进行身份验证，通过异步串行口对装置进行管理。

（5）环境要求

1）工作温度：0℃～+45℃。

2）存储温度：-40℃～+55℃。

3）相对湿度：5%～95%

4）大气压力：70kPa～106kPa

5）以下电源和电磁兼容性指标必须通过权威机构的认证，并提供证明文件：

指标	标准	严酷等级

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

辐射电磁场干扰	GB/T15153.1	3 级
快速瞬变干扰	GB/T15153.1	3 级
衰减振荡波干扰	GB/T15153.1	3 级
浪涌干扰	GB/T15153.1	3 级
工频磁场干扰	GB/T15153.1	4 级
介质强度	GB/T15153.1	3 级
电压跌落	GB/T15153.1	500ms
静电放电干扰	GB/T15153.1	3 级
机械振动	GB/T11287-2000 中 3.2	1 级
稳定性	GB/T13729 中 3.9	

（6）性能要求

密文数据包吞吐量：大于 32Mbps。

最大并发加密隧道数：大于 1024 条。

100M LAN 环境下，加密隧道建立延迟小于 1s。

明文数据包吞吐量：大于 20Mbps（50 条安全策略，1024 报文长度）。

密文数据包吞吐量：大于 5Mbps（10 条安全策略，1024 报文长度）。

*数据包转发延迟：小于 2ms（50%密文数据包吞吐量）。

满负载数据包丢弃率：0。

（7）扩展功能要求

1）网络环境适应性：装置支持路由模式与透明模式。现有的网络拓扑结构无须变动，即可实现各种实时信息的加密传输。保证不同网段应用的无缝透明接入，支持多种网络接入环境包括标准的 802.1Q 多 VLAN 环境、地址借用的网络环境等。

2）安全加固：操作系统内核应用最新的安全补丁；自定义协议栈，网络数据的处理完全可控。只有符合本机安全策略的数据才能到达装置网络层以上协议；加密网关支持对电力应用进行应用层选择性加密保护，所有应用都采用定制的安全协议，可有效防御攻击。

3）可靠性与自愈能力：有专门的系统监控模块，负责对密码模块、远程管理模块和密钥同步模块等进行监控，一旦发现软、硬件异常情况，监控进程将予以审计记录，同时尝试进行修复。系统（增强型）支持双机冗余备份，保证核心节点系统通信的高可靠性。支持双电源冗余工作，保证系统的高可靠性。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

4）为了便于网络运行的可靠性，加密装置一旦发现隧道对端装置断开或者明通则支持明通自适应功能，自动将加密处理的报文转为明通处理。

5）支持手工批量配置明通或密通策略。

6）装置如果安装在交换机和通信网关机之间，可支持通信网关机双上联情况下的一台装置多网口的接入（装置双网口）。

（8）与其他系统集成与售后服务

投标方必须向招标方提供本技术规范书中列举的所有硬件、软件和与其他系统集成服务（包括招标方现有的调度数据网络设备、变电站的计算机控制系统、软件、应用系统等）的全部内容，并完成设备的安装测试、与相关系统的联调工作，在集成过程中负责解决全部技术问题。若本规范书中的设备、软件产品等方面的配置或要求中出现不合理或不完整的问题时，投标方有责任和义务提出补充修改方案并征得招标方同意后付予实施。

8.设备规范和数量

包括但不限于以下设备清单。

表 2.27-1　调度数据网接入设备及二次安防设备规范和数量（具体以满足南网最新规范要求为准）

序号	名　称	设备型号及配置要求	单位	数量
1	路由器	包含以下子单元	套	2
①		主控模块，2GE（Combo），4SIC，256F/51D2		2
②		路由器交流电源模块		2
③		多业务模块		2
④		路由器主机（AC）		2
⑤		系列主机软件费用（标准版）		2
⑥		4 端口 10/100M 以太网电 FIC 接口模块（RJ45）		4
⑦		4 端口非通道化 E1 FIC 接口模块		4
⑧		E1 接口电缆/2*BNC（75 欧）-3m	根	16
2	交换机	以太网交换机主机，24 个 10/100Base-T，4 个千兆 SFP 上行口，交直流双路供电	套	4

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

3	纵向加密认证装置		台	4
4	2M 通道保护器		套	4
5	横向防火墙		套	2
6	态势感知厂站装置		套	1
7	入侵检测装置		套	1
8	运维堡垒机		套	1
9	DDF 机架	20 口 DDF 模块	个	1
10	电源插座	19 英寸，1.5U 高，8 孔	个	1
11	空气开关	2P.10A	个	2
12	柜体	2260×800×600mm（高×宽×深，高度含 60mm 柜眉），含 19 英寸机架	面	1

（1）本期工程调度数据网接点设备柜内应留有远期电力专用纵向加密认证装置安装位置，并安装所需的附件：包括至少 10 个高度可调整的托架供路由器，交换机，电力专用纵向加密认证装置使用；其他附件应被良好固定；安装横向线槽 6 条、纵向线槽 2 条，方便布线。

（2）路由器，交换机，电力专用纵向加密认证装置托架的前挡板预留网线出线开孔。

（3）柜内由上至下，按以下顺序布置：电源插座，DDF 机架，路由器，电力专用纵向加密认证装置，交换机，电力专用纵向加密认证装置，交换机；电源插座，路由器，电力专用纵向加密认证装置，交换机，电力专用纵向加密认证装置，交换机。

（4）强电（电源端子）截面不小于 4mm2，布置在柜内右侧。

（5）柜内后视左侧为远动、PMU、保护信息子站、电量、电能质量在线监测等弱电接入信息线缆。

（6）柜体尺寸：2260×800×600mm（高×宽×深，高度含 60mm 柜眉）。

（7）柜体颜色：招标方定。

（8）对柜体的要求

1）结构

（A）柜体包括所有安装在上面的成套设备或单个组件，皆应有足够的机械强度和安装方式，保证在起吊、运输、存放和安装过程中不会损坏；

（B）柜体底部应有安装孔；终端柜内应有适当的照明灯；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（C）柜体采用静电喷涂工艺，柜体的顶盖可拆除，柜体四角装设吊环。这些柜体设计成封闭的，通风良好的垂直立式，柜体正面为玻璃门，背面为双开门。柜门应设有接地端子， 接地端子至柜内接地系统采用护套软线连接，接地线截面不小于 50mm2 ，柜下面设置专用接地铜排，截面不小于 100mm2。

2）涂漆

（A）所有的涂漆在机械振动以及热和油的作用下均不应出现划痕或变软；

（B）柜上的涂漆应有光泽的表面层；

（C）供方应该提供涂漆的色标，涂漆的颜色最终在合同签订之后，由需方提供。

3）柜内的布线

（A）布线应整齐、清晰、美观，符合国家电网公司下发的安装接线要求，导线绝缘良好，无损伤。柜内前后线应高低、长短一致；

（B）设备接线端部均应标明其回路编号，编号应正确，字迹清晰且不易褪色。

（C）柜体内设备的安排应保证各套装置的独立性，在某一套装置检修时不影响其他任何一套装置系统的正常运行；

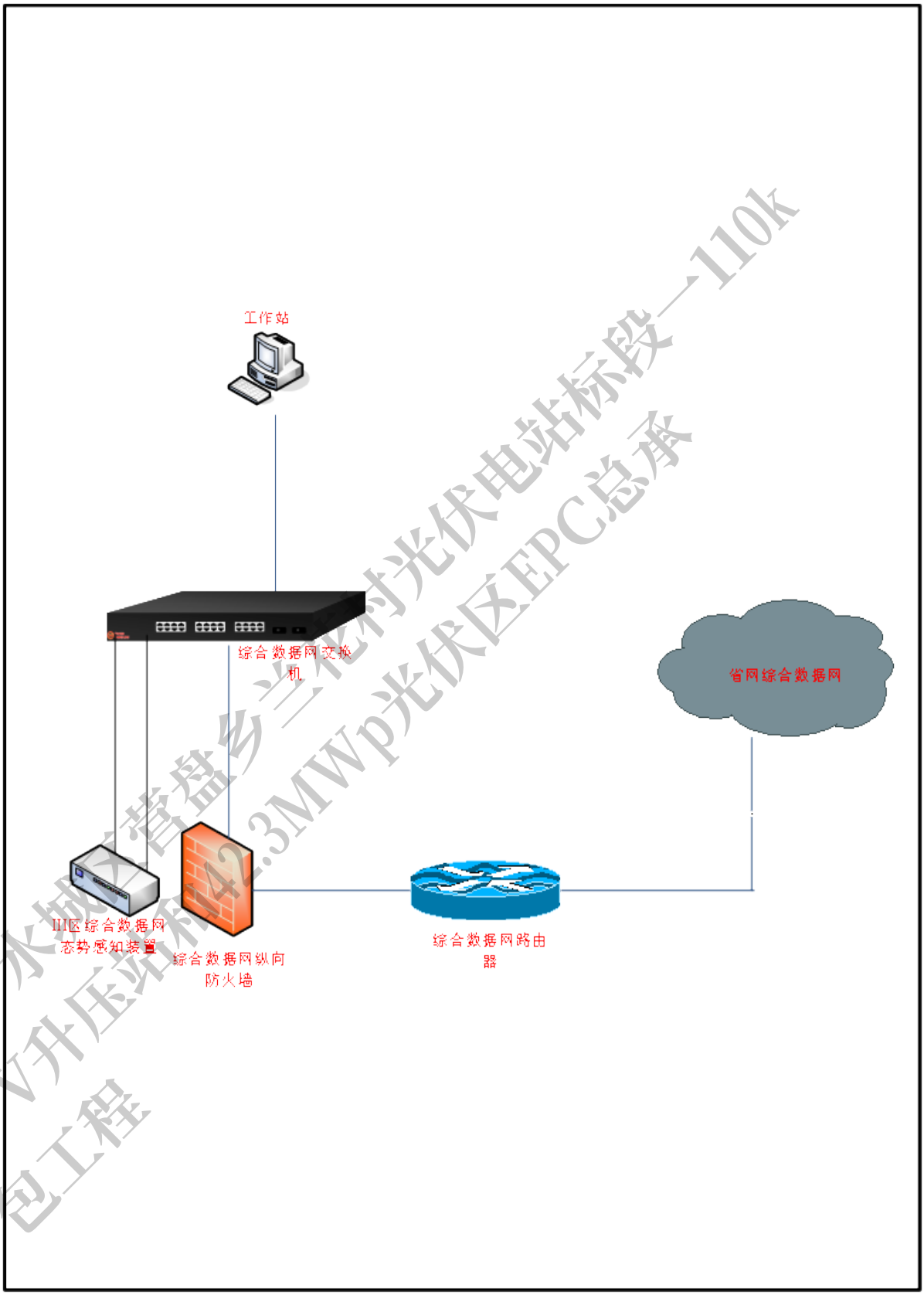
（D）对于那些必须按制造厂的规定才能进行更换的部件和插件，应有特殊符号标识。

9.综合数据网

为了满足综合数据网的接入要求，水城区营盘乡兰花村光伏电站配置 1 套综合数据网接入设备，包括 1 台路由器、1 台交换机、1 台工作站电脑、**2 个 IP 电话**、1 台防火墙、1 台态势感知等（直到满足南方电网最新网络安全要求为准）。目的是用来接入调度办公系统，例如涉网检修申请填报、调度保护、通信、两个细则考核等相关网站。

设备拓扑示意图

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程



水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

包含但不限于以下设备规范和数量

表 2.27.9-1　综合数据网接入设备及二次安防设备规范和数量

序号	名　称	设备型号及配置要求	单位	数量
1	路由器	包含以下子单元	套	1
2	交换机	以太网交换机主机，24 个 10/100Base-T，4 个千兆 SFP 上行口，交直流双路供电	套	1
3	2M 通道保护器		套	2
4	横向防火墙		套	1
5	态势感知厂站装置		套	1
6	电源插座	19 英寸，1.5U 高，8 孔	个	1
7	空气开关	2P.10A	个	2
8	柜体	2260×800×600mm（高×宽×深，高度含 60mm 柜眉），含 19 英寸机架	面	1

（二十三）电能量远方终端

1.总则

本技术规范书是针对水城区营盘乡兰花村光伏电站电能量远方终端设备（电能累计量采集设备）的选型和实施编写的，它提出了电能量远方终端的功能设计、性能、安装和试验等方面的技术要求。

2.技术要求

25.1.1 引用标准

GB／T13729—1992　　远动终端通用技术条件

GB／T15153．1—1998　远动设备及系统　第 2 部分：工作条件　第 1 篇：电源和电磁兼容性（idt IEC 870—2—1： 1995）

GB／T 17626．4—1998　　电磁兼容　试验和测量技术　电快速瞬变脉冲群抗扰度试验（idt IEC 61000—4—4:1995）

DL／T 630—1997　　交流采样远动终端技术条件

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

DL / T 645—1997　　多功能电能表通信规约

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（idtIEC60870-5—102:1996）

IEC 60870-2.2:1996　　远动设备及系统　第 2 部分：工作条件　第 2 篇：环境条件（气候、机械和其他非电影响因素）

DL / T 743—2001　　电能量远方终端

本规范出版时，所示标准版本均为有效。所有标准都会被修订，除非另作特别规定，所有合同设备，包括供方从他处获得的全部设备和部件，都必须满足最新版本的 IEC 标准及 GB 国家标准，DL 国家行业标准，并采用国际单位制。

3.功能要求

（1）基本功能

1）失电后能长期存贮电能量数据信息，当外部电源都失去后，其存储数据不丢失的时间应不小于 30 天；

2）能够采集电能表零点冻结值并上传调度，电能表规约具备电压、电流状态值时，能够采集并上传调度；

3）具有分时段，即按尖、峰、谷、平不同时段存贮电能量数据信息的功能；

4）具有可靠工作的电源，电源使用寿命应大于十年；

5）具有程序自恢复功能，具有当地或远方参数设置功能；

具有从电能表串行 RS-485 口采集电能量数据的功能，并安全可靠地分时段存储和远传不少于两个调度中心的功能，向主站传送的所有数据和信息均应带有时标，并能对 4 种或以上不同费率进行标识；

6）具有电能量预处理功能（如总加、差值计算等计算），能对电能量按人工设置的多个时段进行分时累计和存储；

7）电能量采集终端应能提供多种积分周期供用户设定；

8）数据冻结周期：1min～60min 可调，当数据采集周期设置为 5 min 及电能量输入路数为 64 路时，电能量采集终端应能分时段存贮不少于 35 天的电能量数据，保证在通道故障或主站故障时不丢失电能量数据；

9）电能量远方终端处理能力至少应满足 12 路串行 RS-485/422 输入（按每路至少 3 块表接入，每路最多接入 6 块表），同时能够满足一定数量 RS232 表计的接入要求；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

10）应能同时接入多种通信规约的电能表，并应能提供用户自行开发特殊电能表规约转换的软、硬件支持。应具有对不同电能表规约转换能力，同时应能满足用户特殊规约的转换和多种表计的接入；

11）具有不少于4个通信口，分别至相关调度端电能量计量系统主站和站内相关系统。具有不少于3个以太网接口和不少于1个内置或外置MODEM接口，能通过数据网络、专线或程控电话交换网用不同的通信规约与不同厂商的主站系统通信，应能提供用户自行开发特殊主站规约转换的软、硬件支持；

12）支持多个系统同时对其进行数据采集，以及对一个或部分电表进行数据采集；

13）具有计算机网络通信功能，支持TCP/IP等协议；

14）具备串行通信口与固原地调及站内计算机系统通信并保证数据的完整性和一致性，其规约采用IEC60870-5-102规约和电能表规约；

15）具有当地数据接口，能通过便携式计算机和手持式电能量读入器完成抄表功能，录入电能量采集终端中任一时段的数据，并可在主站端通过相应的设备读出并存入主站数据库中，保证在通道故障或主站长时间故障时不丢失数据；

16）可通过便携式计算机将电能数据终端中的电量数据读出并存储，通过打印输出设备进行打印；

17）可通过面板上按钮、便携式PC机或主站计算机对电能量采集终端的各种运行参数（电能量数据采集周期、脉冲常数等）进行设定和修改，但应设置相应的保护措施（如铅封和多级口令等）以防非法设置和修改；

18）应具有自检功能和告警功能，发生故障或事件（如失电后、恢复供电等）后可向主站和当地告警；

19）具有失电记录、报警功能，能分别记录断电时间，断电恢复后，能够向主站进行报告；

20）应具有内部时钟，该时钟可人工设置，在与主站建立通信连接后能接收主站的对时命令，跟踪主站的时钟；

21）电能量采集终端应具备连接外部GPS的接口，应能与厂站内已有的GPS对时；

22）具有当地窗口显示功能，从中可以读出各类运行参数和与电能表窗口值一致的电能量数据；

23）电能量采集终端耐压及抗干扰性符合IEC标准；

24）投标方应提供电能量采集终端维护测试软件，使用户能独立方便地接入新表。

25）满足贵州电网电力现货交易相关功能要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

26）电能量采集装置为双套配置。

27）计量终端按照电网最新要求通过调度数据网A/B平面接入计量自动化系统，同步完成调试及监测。

（2）基本性能要求

1）电能量远方终端一般要求

（A）电能量采集终端应为专用的电能量采集处理设备，为模块化设计，每个模块应具有保护机制；

（B）电能量采集终端的原始采集数据保存应不小于 180 天（积分周期为 5 分钟，接入 64 块表，每个表采集 4 种电能量时），停电后数据 20 年以上不丢失（无需使用电池）；

（C）存贮电能量的容量至少为 512MB；

（D）存贮周期应为 lmin～60min 可调；

（E）电能量的数值与输入所连接的电度表的数值一致（串行口数字输入）。

2）输入接口

（A）串行编码数据输入

采用 RS-485 接口。

（B）电能量远方终端适应的通道

应符合 DL / T719 中的有关规定。

适应下述固定网络结构（见图 1）：

——点对点；

——多个点对点；

——多点星形；

——多点共线；

——点对点拨号。

数据电路终接设备（DCE）和电能量远方终端在硬件上常是分开的，其接口有详细规定，下面数据只给出适于 DCE 的数据要求。

在（A）项的 ITU-T 建议 V.24/V.28 的子集情况有效。

在数字传输方法中使用数字信号复接器时，在协商一致的情况下，X.24/X.27 接口可以用于速率高至 64kbit/s 情况。

（A） 非平衡式 V.24/V.28 交换电路

下表为从 ITU-T 建议 V.24/V.28 中选择的接口。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

FSK 接口的标准传输速率：

100bit / s　200bit / s　300bit / s　600bit / s　1.2 k bit / s

MODEM 的标准传输速率：

300bit / s　600bit / s　1.2kbit / s　2.4kbit / s　4.8kbit / s　9.6kbit / s

从 V. 24 / V. 28 中选择的接口

交换电路号	交换电路名	从 DEC 来	到 DEC 去
102	接地信号，公共线	—	—
103	发送数据		√□
104	接收数据	√	
105□	请求发送		√
106□	发送准备好	√	
107□	数传机准备好	√	
108□	数据终端准备好		√
109□	数据通道接收线路信号检出	√	
1 可以是固定电话。 2 不作规定，可以用于监视传输电路。 3 “√”为选择的电路。			

（C） 平衡式 X. 24/ X. 27 交换电路

表 2 为平衡式 X. 24/ X. 27 交换电路到数字信号复接器的接口。接口的信号如为对称差分式，速率可达 64kbit/s。

标准传输速率：

2.4 kbit/s　4.8 kbit/s　9.6 kbit/s　19.2 kbit/s　38.4 kbit/s　56 kbit/s　64 kbit/s

从 X. 24 / X. 27 中选择的同步数字信号接口

交换电路号	交换电路名	从 DEC 来	到 DEC 去
G	接地信号，公共线	—	—
T	发送		√□
R	接收	√	
C□	控制		√

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

I□	指示	√	
S	信号码元定时	√	
1 如数据终端设备（DTE）和数字信号复接器相连接，不需要控制和指示信号，电路 C 和 I 可以用于通道监视。 2 “√”为选择的电路。			

（3）传输规约

1）与主站通信支持采用 IEC60870-5-102 规约，以及 EDMI 等多种表计规约。

2）能同时接入多种通信规约的电能表。

（4）费率和时段

1）费率：具有 4 种或以上费率。

2）时段：24h 内至少具有 8 个可以任意编程划分的时段。

（5）时钟误差

日计时误差应不大于 1s / d。

（6）可靠性

MTBF≥45000 小时，使用寿命 15 年。

（7）绝缘电阻

应符合 DL/T 743-2001 中 4.5 的要求。

（8）绝缘强度

应符合 DL/T 743-2001 中 4.6 的要求。

（9）抗高频干扰素力

应符合 DL/T 743-2001 中 4.7 的要求。

（10）抗快速瞬变脉冲群干扰素力

应符合 DL/T 743-2001 中 4.8 的要求。

（11）抗静电放电干扰素力

应符合 DL/T 743-2001 中 4.9 的要求。

（12）抗工频磁场干扰素力

应符合 DL/T 743-2001 中 4.10 的要求。

（13）抗浪涌干扰素力

应符合 DL/T 743-2001 中 4.11 的要求。

（14）耐冲击电压能力

应符合 DL/T 743-2001 中 4.12 的要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（15）连续通电稳定性

应符合 DL/T 743-2001 中 4.13 的要求。

（16）机械性能

应符合 DL/T 743-2001 中 4.14 的要求。

（17）可靠性

应符合 DL/T 743-2001 中 4.15 的要求。

4.设备规范

（1）本工程订购的设备共需 2 套。

（2）本期工程电能量远方终端柜内应安装所需的附件：包括至少 3 个高度可调整的托架供电能量远方终端；电源插座应被良好固定；电能量远方终端背后安装 2 条横向线槽，方便布线。

（3）柜内设备由上至下布置顺序为：空气开关及电源防雷模块、电源插座、电能量远方终端。

（4）柜内右侧端子排（后视）布置顺序：强电（电源端子）端子，截面不小于 4mm2。屏柜柜内后视右侧为强电电源线缆。

（5）柜内左侧端子排（后视）布置顺序：通道防雷器，弱电（信号端子）端子。柜内后视左侧为弱电电源线缆。

（二十四）升压站计算机监控系统

1.总则

（1）本完善提出了对 110kV 变电站计算机监控系统的系统结构、技术参数、功能、试验等方面的技术要求。

系统装置的电磁兼容性能等级要求

序号	电磁干扰项目	依据的标准	等级要求
1	静电放电干扰	GB/T 17626.4—2	4 级
2	辐射电磁场干扰	GB/T 17626.4—3	3 级
3	快速瞬变干扰	GB/T 17626.4—4	4 级
4	浪涌（冲击）抗扰度	GB/T 17626.4—5	3 级
5	电磁感应的传导	GB/T 17626.4—6	3 级
6	工频磁场抗扰度	GB/T 17626.4—8	4 级
7	脉冲磁场抗扰度	GB/T 17626.4—9	5 级
8	阻尼振荡磁场抗扰度	GB/T 17626.4—10	5 级

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

9	震荡波抗扰度	GB/T 17626.4—12	2 级（信号端口）

2.电源的影响

（1）I/O 测控单元屏（柜）宜采用直流供电方式，手动切换。各装置应具有直流快速小开关或带有熔丝的隔离刀闸，与装置安装在同一面屏（柜）上。应对监测屏（柜）上整个直流电压回路进行监视，当在该直流回路中任何一处发生断线或短路时，都应发出告警信号。

（2）直流电源电压在 80%～115%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。

（3）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。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）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启动。

（5）当交流电源电压在80%～115%额定值范围内，谐波分量不大于5%，频率在 47.5Hz～52.5Hz 之间变化时，设备应能正常工作。

3.自诊断功能

（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。

（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，数据库应考虑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下兼容的原则。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.其他要求

（1）屏（柜）上各测控装置应有隔离措施，以便根据不同运行方式的需要断开或连接。

（2）装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

（3）计算机监控系统中任一设备故障时，均不应影响其他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）计算机监控系统电脑的操作系统采用 LUNIX 系统，所有显示屏同型号、同尺寸（27 寸）。

5.标准和规范

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110K
升压站和42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

计算机监控系统的设计除技术条件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。监控系统应满足最新版本的以下规定、法规和标准，但不限于以下规定、法规和标准。

计算机监控系统设计遵循的主要标准。

计算机监控系统设计遵循的主要标准

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、柜及二次回路接线施工及验收规范
GB 50217	电力工程电缆设计规范
DL 451	循环式远动规约
GB/T 191	包装储运图示标志
GB/T 2423	电工电子产品环境试验
GB/T 2887	电子计算机场地通用规范
GB/T 3047.1	高度进制为 20mm 的面板、架和柜的基本尺寸系列
GB/T 6593	电子测量仪器质量检测规则
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

表（续）

标　准　号	标　准　名　称
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　第 1 篇：振动试验（正弦）
GB/T 13729	远动终端设备
GB/T 13730	地区电网调度自动化系统
GB/T 14285	继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 14537	量度继电器和保护装置的冲击和碰撞试验
GB/T 14598.3	电气继电器　第 5 部分：量度继电器和保护装置的绝缘配合要求和试验
GB/T 14598.9	电气继电器　第 22-3 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验　辐射电磁场骚扰试验
GB/T 14598.10	电气继电器　第 22-4 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验——电快速瞬变/脉冲群抗扰度试验

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 14598.13	量度继电器和保护装置的电气干扰试验 第 1 部分：1MHz 脉冲群干扰试验
GB/T 14598.14	量度继电器和保护装置的电气干扰试验 第 2 部分：静电放电试验
GB/T 14598.17	电气继电器 第 22-6 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验——射频场感应的传导骚扰的抗扰度
GB/T 14598.18	电气继电器 第 22-5 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验——浪涌抗扰度试验
GB/T 14598.19	电气继电器 第 22-7 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验——工频抗扰度试验
GB/T 15153.1	远动设备及系统 第 2 部分：工作条件 第 1 篇：电源和电磁兼容性
GB/T 15153.2	远动设备及系统 第 2 部分：工作条件 第 2 篇：环境条件（气候、机械和其他非电影响因素）
GB/T 117463	远动设备及系统 第 4 部分：性能要求
GB/T 16435.1	远动设备及系统 接口（电气特性）
GB/T 14429	远动设备及系统 第 1-3 部分：总则 术语
GB/T 15532	计算机软件单元测试
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 621	交流电气装置的接地
DL/T 630	交流采样远动终端技术条件
DL/T 634.5101	远动设备及系统 第 5 部分 传输规约 第 101 篇 基本远动任务配套标准
DL/T 719	远动设备及系统 第 5 部分 传输规约 第 102 篇 电力系统电能量累积传输配套标准
DL/T 667	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

表（续）

标 准 号	标 准 名 称
DL/T 860	变电站通信网络和系统
DL/T 634.5104	远动设备及系统 第 5-104 部分传输规约采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-104 网络访问
DL/T 659	火力发电厂分散控制系统在线验收测试规程
DL/T 667	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
DL/T 720	电力系统继电保护柜、屏通用技术条件

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

DL/T 5002	地区电网调度自动化设计技术规程
DL/T 5003	电力系统调度自动化设计技术规程
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
Q/GDW140	交流采样测量装置运行检验管理规程
Q/GDW213	变电站计算机监控系统工厂验收管理规程
Q/GDW214	变电站计算机监控系统现场验收管理规程
国家经贸委〔2002〕30 号令	电网和电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定
〔2004〕电监会 5 号令	电力二次系统安全防护规定
电监安全〔2006〕34 号文	关于印发《电力二次系统安全防护总体方案》等安全防护方案的通知
DL/T 872	小电流系统单相接地保护装置

6.技术性能要求

变电站监控系统宜采用符合 DL/T 860（IEC 61850）标准的体系结构，也可采用其他标准的体系结构。采用其他标准的体系结构时，其信息交换应遵循 IEC 60870-5 系列标准。

7.计算机监控系统配置

监控系统采用双网方式，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，间隔层设备按工程实际建设规模配置，但应考虑终期规模的应用。站控层设备布置在变电站主控制楼内的计算机室及主控制室内，间隔层设备分别布置在相应的继电器室内。

（1）系统设备配置

1）站控层设备

（A）主机、操作员及工程师工作站：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。操作员工作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工作站对变电站各一次及二次设备进行运行监测和操作控制。工程师工作站用于整个监控系统的维护、管理，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、

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

系统诊断等工作。对监控系统的维护仅允许在工程师工作站上进行，并需有可靠的登录保护。

（B）远动通信设备：远动主机为双主机配置，**新 OCS 系统为双主机配置（新能源Ⅱ区数据转发设备）**，专用独立设备，直采直送，通过专用通道点对点方式以及站内的数据网接入设备向各级调度传送远动信息。

（C）“五防”工作站：根据变电站的防误闭锁方案，“五防”工作站独立配置。，通过“五防”工作站实现对全站设备的“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。

（D）通信接口设备：为用于站内其他设备的接入的转换终端，该设备为专用设备。设备组屏（柜）布置。

（E）打印机：配置激光打印机（A3、A4、A5 幅面任选）。用于实时打印事件、报警信号、报表等。打印机应具有网络打印功能。

（F）音响报警装置：配置 2 套，由工作站驱动音响报警，音量可调。

2）网络设备

（A）网络交换机：网络交换机网络传输速率≥100Mbps，构成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、数据处理以及站级联锁控制，设备组屏布置或分散安装在开关柜上。

（B）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、电缆、光缆等。

3）间隔层设备。

（A）I/O 测控单元：I/O 测控单元具有交流采样、测量、防误闭锁、同期检测、就地断路器紧急操作和单接线状态及测量数字显示等功能，对全站运行设备的信息进行采集、转换、处理和传送。I/O 测控单元还应配置有“就地/远方”切换开关。

I/O 测控单元的配置原则为：开关电气设备按每个电气单元配置，母线单元按每段母线单独配置，公用单元单独配置。主变单元按各侧电压等级和本体单独配置不同的测控单元，也可以配置一台主变测控单元对应主变各侧和本体。

110kV 出线、母联/分段宜单独设置保护、测控装置，集中组屏。35kV/20kV/10kV 母线、线路、分段宜采用保护测控一体化装置，集中组屏或就地布置在 35kV/20kV/10kV 开关柜上，保护测控一体化装置保护部分的技术要求参见相关保护装置的技术规范。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（B）间隔层网络设备：包括与站控层网络的接口以及和继电保护通信接口装置等，设备组屏（柜）布置。

（2）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信的结构。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、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，网络传送协议采用以太网络协议，网络传输速率≥100Mbit/s，网络配置规模需满足工程远期要求。

间隔层设备通过交换机与站控层以太网连接，其网络协议应成熟可靠，符合网络标准。

（3）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，但输入输出设备及I/O数据测控单元应满足本期工程要求，并考虑扩建需要。

应该减少设备类型，即外围设备、微处理器、电气模块、输入输出接口等模块的类型和尺寸限制到最少，以减少扩建的麻烦和所需备件的费用。所有部件均应采取紧锁措施，抗振性能好，并且更换拆卸方便。

I/O 数据测控单元应是模块化的、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，应不影响其他模块的正常工作。所有I/O数据测控单元的部件在输入输出回路上都必须具有电气隔离措施。

在站控层计算机故障停运时，间隔层系统能安全运行。一个元件故障不引起误动作，一个单元故障不影响其他单元。

监控系统站控层与间隔层的通信介质应为光缆或双屏蔽双绞线，室内设备之间采用双屏蔽双绞线通信，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）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。所有操作系统应是正版软件。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2）应采用成熟稳定的完整的操作系统软件，它应包括操作系统安装包、诊断系统和各种软件维护工具。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的需求，并适合所需的各种数据类型，数据库的各种性能指标应能满足系统功能和性能指标的要求。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，并记录用户名、修改时间、修改前的内容等详细信息。

4）应采用系统组态软件用于数据生成。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，宜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。用户能很方便地对图形、曲线、报表进行在线生成、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，不允许影响其他软件的正常运行。应用程序和数据在结构上应互相独立。由于各种原因造成硬盘空间满，不得影响系统的实时控制功能。

6）系统应采用带隔离的、可靠的、抗干扰能力强的网络结构。网络系统应采用成熟可靠软件管理各个工作站和就地控制单元相互之间的数据通信，保证它们的有效传送、不丢失。支持双总线网络、自动监测网络总线和各个接点的工作状态，自动选择、协调各接点的工作和网络通信。监控系统应提供通信接口驱动软件，包括与站内各通信设备的接口软件及与各级调度中心的通信接口软件等。

7）当某种功能运行不正常时，不应影响其他功能的运行。

（5）计算机监控系统功能

1）数据采集和处理。监控系统通过 I/O 测控单元实时采集模拟量、状态量等信息；通过通信设备接口接收来自其他通信装置的数据。

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、电压、有功功率、无功功率，功率因数等各种实时数据，并将这些实时数据带品质描述传送至站控层和各级调度中心。

2）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）。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（A）模拟量：包括电流、电压、有功功率、无功功率、频率、功率因数和温度量等。

（B）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、变压器调压分接头位置信号等。

3）信号输入方式

（A）模拟量输入：间隔层测控单元电气量除直流电压、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、cosF。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 4mA～20mA、DC 0V～5V。

（B）状态量（开关量）输入：通过无源接点输入。

（C）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；其余保护信号通过以太网接口或串口与监控系统相连，或通过继电保护及故障信息管理子站获得各类保护信息。

（D）通信设备接口信号接入：站内通信设备主要包括直流电源系统、交流不停电系统、火灾报警装置、电能计量装置及主要设备在线监测系统等。监控系统公用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。

4）数据处理

（A）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。

（B）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。

（6）数据库的建立与维护

1）数据库的建立

（A）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，记录被监控设备的当前状态。

（B）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 1min～60min 一次可调。历史数据应能够在线滚动存储 1 年，无需人工干预。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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

对于状态量变位、事件、模拟量越限等信息，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。

2）数据库的维护

（A）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。可修改的主要内容有：① 各数据项的编号；② 各数据项的文字描述；③ 对状态量的状态描述；④ 各输入量报警处理的定义；⑤ 模拟量的各种限值；⑥ 模拟量的采集周期；⑦ 模拟量越限处理的超越定值；⑧ 模拟量转换的计算系数；⑨ 状态量状态正常、异常的定义；⑩ 电能量计算的各种参数；□ 输出控制的各种参数；□ 对多个状态量的逻辑运算定义等。

（B）可方便地交互式查询和调用。

（7）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。

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

电压—无功自动调节控制。计算机监控系统实时监测变电站的运行状况，并结合设定的各种参数进行判断计算后，根据调度下达的电压曲线或根据 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或调节主变分接头，实现对控制目标值——电网电压和无功的自动调节和闭环控制，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（状态量、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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

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，允许监护人员在不同的操作员工作站上实施监护，避免误操作；当一台工作站发生故障时，操作人员和监护人员可在另一台工作站上进行操作和监护。

操作控制分为四级：

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，将闭锁所有其他控制功能，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。该级控制在操作员工作站上完成，具有远方/站控层的切换。

第四级控制，远方控制，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。

纳入控制的设备有：

（A）110kV、35kV/20kV/10kV 断路器；

（B）110kV 隔离开关及接地刀，35kV/20kV/10kV 隔离开关及带电动机构的接地刀；

（C）站用电 380V 断路器；

（D）主变压器并列运行操作；

（E）站用变压器有载开关分接头位置；

（F）继电保护装置的远方复归及远方投退压板（可选）。

3）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 110V（220V），5A，对交流为 220V，5A。

（A）对 110kV 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。

（B）对 35kV/20kV/10kV 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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（C）对于遥控刀闸（110kV 隔离开关及接地刀、35kV/20kV/10kV 隔离开关及带电动机构的接地刀）的控制输出：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。

（D）对于手动刀闸的就地操作输出：1 个独立的闭锁接点。闭锁接点应能实时正确反映手动刀闸的闭锁状态，当满足相关闭锁条件，允许对该手动刀闸进行操作时，该闭锁输出接点闭合，以接通手动刀闸配置的电磁锁回路，且该接点应能长期保持。

（8）防误闭锁

应具有防止误拉、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；防止误入带电间隔的功能（五防）。

1） 防误闭锁方案。变电站的防误操作闭锁可采用以下三种方案：

方案 1：通过监控系统的逻辑闭锁软件实现全站的防误操作闭锁功能，同时在受控设备的操作回路中串接本间隔的闭锁回路。

方案 2：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。

方案 3：本间隔的闭锁可以由电气闭锁实现，也可采用能相互通信的间隔层测控单元实现。

2）设备功能要求

（A）采用监控系统逻辑闭锁防止电气误操作的设备要求。在站级控制层和间隔级 I/O 测控单元应具有实现全站电气防误操作的功能，该功能模块对运行人员的电气设备操作步骤进行监测、判断和分析，以确定该操作是否正确。若发生不正确操作，应对该操作进行闭锁、并打印显示信息。在站控层无法工作时，间隔层应能实现全站断路器和刀闸的控制联闭锁。

当进行测控装置校验、保护校验、断路器检修等工作时，应能利用“检修挂牌”禁止计算机监控系统对此断路器进行遥控操作，并屏蔽该回路的报警，其试验数据应进入“检修记录库”。当一次设备运行而自动化装置需要进行维护、校验或修改程序时，应能利用“闭锁挂牌”闭锁计算机监控系统对所有设备进行遥控操作。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

运行人员在设备现场挂、拆接地线时，应在一次系统接线图上对应设置、拆除模拟接地线，以保持两者状态一致。在设备上挂拆接地线，设有联闭锁软件，即该模拟接地线挂拆参与闭锁判断。所有设置、拆除模拟接地线，均通过口令校验后方可执行。

（B）采用“五防”工作站防止电气误操作的设备要求。

（a）监控系统操作经微机防误系统闭锁，其他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。

（b）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。

（c）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。

（d）具有检修、传动功能（设置此状态时需使用专用钥匙）。在“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和电脑钥匙中应开放闭锁条件，同时闭锁其他所有设备。检修操作完毕之后，应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。

（e）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。

（f）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。

（g）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。

（h）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）。

（i）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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（j）电脑钥匙应具有 110kV 变电站内抗各种干扰的能力。在雷击过电压，一次回路操作，配电装置内故障及其他强干扰作用下，电脑钥匙应能正常工作。

（k）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。电脑钥匙内电池应为锂电池。电脑钥匙、充电器的数量根据工程需要进行配置，具体数量见本规范书专用部分。电脑钥匙应在室外-20℃温度时也能正常使用。电脑钥匙应每充电一次可连续操作在 4h 以上。

（l）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。

（m）锁具应有专用的解锁钥匙 3 个。

（n）有状态检测器，可防走空程序。具备操作票专家系统。

（o）室外机械编码锁制作应采用防氧化和防腐材料。

（p）电脑钥匙应有内部照明，在晚上操作时能看清显示。

（q）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、接地刀、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。锁具的具体数量见本规范专用部分。

3）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。

（9）同期

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，能补偿同期相角和幅值，实行自动同期捕捉合闸。

（10）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。

1）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），操作员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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

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。

2）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。

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

（11）事件顺序记录

当变电站一次设备出现故障时，将引起继电保护动作、开关跳闸，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：测控单元≤1ms，站控层≤2ms。事件顺序记录应带时标及时送往调度主站。

（12）画面生成及显示

系统应具有电网网络拓扑分析功能，实现带电设备的颜色标识。所有静态和动态画面应能存储，并能以 jpeg、bmp、gif 等图形格式输出。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操作员工作站上均能方便直观地完成实时画面的在线编辑、修改、定义、生成、删除、调用和实时数据库连接等功能，并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。在主控室操作员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。

1）画面显示内容

（A）全站电气主接线图（若幅面太大时可用漫游或缩放方式）；

（B）分区及单元接线图；

（C）实时及历史曲线显示；

（D）棒图（电压和负荷监视）；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（E）间隔单元及全站报警显示图；

（F）监控系统配置及运行工况图；

（G）保护配置图；

（H）直流系统图；

（I）站用电系统图；

（J）报告显示（包括报警、事故和常规运行数据）；

（K）表格显示（如设备运行参数表、各种报表等）；

（L）操作票显示；

（M）日历、时间和安全运行天数显示。

2）输出方式及要求。

（A）电气主接线图中应包括电气量实时值，设备运行状态、潮流方向，断路器、隔离刀闸、地刀位置，“就地/远方”转换开关位置等。

（B）画面上显示的文字应为中文。

（C）图形和曲线可储存及硬拷贝。

（D）用户可生成、制作、修改图形。在一个工作站上制作的图形可送往其他工作站。

（E）电压棒图及曲线的时标刻度、采样周期可由用户选择。

（F）每幅图形均标注有日历时间。

（G）图形中所缺数据可人工置入。

（13）在线计算及制表

1）在线计算。

（A）系统应向操作人员提供方便的实时计算功能。

（B）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。

（C）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。

（D）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。

（E）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。

2）报表。监控系统应能生成不同格式的生产运行报表。提供的报表包括：

（A）实时值表；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（B）正点值表；

（C）开关站负荷运行日志表（值班表）；

（D）电能量数据统计表；

（E）事件顺序记录一览表；

（F）报警记录一览表；

（G）微机保护配置定值一览表；

（H）主要设备参数表；

（I）自诊断报告；

（J）其他运行需要的报表。

3）输出方式及要求。

（A）实时及定时显示。

（B）召唤及定时打印。

（C）生产运行报表应能由用户编辑、修改、定义、增加和减少。

（D）报表应使用汉字。

（E）报表应按时间顺序存储，报表的保存量应满足运行要求。

（14）远动功能、新 OCS 系统（新能源Ⅱ区数据转发设备）

1）远动通信装置。监控系统的远动通信装置应采用专用独立设备（无硬盘无风扇的专用装置），采用双路供电。

远动通信装置应直接从间隔层测控单元获取调度所需的数据，实现远动信息的直采直送。远动通信装置具有远动数据处理、规约转换及通信功能，满足调度自动化的要求，并具有串口输出和网络口输出能力，能同时适应通过专线通道和调度数据网通道与各级调度端主站系统通信的要求。

2）通信规约。监控系统应能采用 DL/T 634.5104 规约与调度/集控端网络通信，并支持采用 DL/T 634.5101 规约与调度/集控端专线通信，或与调度/集控端相应的规约。

3）远动功能要求。监控系统应能够同时和各个调度中心/集控站通信，且能对通道状态进行监视。为保证远程通信的可靠，通信口之间应具有手动/自动切换功能，且 MODEM 也应有手动/自动切换功能。

监控系统应能正确接收、处理、执行各个调度中心/集控站的遥控命令，但同一时刻只能执行一个主站的控制命令。

具有就地对远动通信装置进行数据库查询、软件组态、参数修改等维护功能。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

4）需要向远方调度中心传送的实时信息。

（A） 模拟量。

（a） 110kV 线路的电流、有功功率、无功功率；

（b） 变压器各侧的电流、有功功率、无功功率；

（c） 所采集的各母线电压及频率；

（d） 母联和分段断路器电流；

（e） 35kV SVG 无功功率；

（f） 主变压器油温。

（B） 状态量。

（a） 全部断路器位置信号；

（b） 全部隔离开关位置信号；

（c） 主变压器保护、母线保护、线路保护动作信号；

（d） 断路器重合闸、失灵保护动作信号；

（e） 变电站事故总信号；

（f） 变压器分接头位置信号。

以上各种信息，用户可自行定义需要的数据集。

远动通信装置的工作模式、与调度主站的连接数量、方式、通信规约见本规范专用部分。

（15）时间同步

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 I/O 数据采集单元的时间同步达到 1ms 精度要求。当时钟失去同步时，应自动告警并记录事件。监控系统站控层设备优先采用 NTP 对时方式，间隔层设备的对时接口优先选用 IRIG-B 对时方式。

（16）人—机联系

人—机联系是值班员与计算机对话的窗口，值班员可借助鼠标或键盘方便地在屏幕上与计算机对话。人—机联系包括：

（A） 调用、显示和拷贝各种图形、曲线、报表；

（B） 发出操作控制命令；

（C） 数据库定义和修改；

（D） 各种应用程序的参数定义和修改；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（E） 查看历史数值以及各项定值；

（F） 图形及报表的生成、修改、打印；

（G） 报警确认，报警点的退出/恢复；

（H） 操作票的显示、在线编辑和打印；

（I） 日期和时钟的设置；

（J） 运行文件的编辑、制作；

（K） 主接线图人工置数功能；

（L） 主接线图人工置位功能；

（M） 监控系统主机上应有系统硬件设备配置图，该配置图能反映所有连接进系统的硬件设备的运行状态。

（17）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。

（18）与其他设备的通信接口

1） 监控系统与继电保护的通信接口。监控系统以串口或网络的方式从保护装置信息采集器或继电保护及故障信息管理子站连接获取保护信息。

如果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，则继电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。

如果不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，则监控系统仅采集与运行密切相关的保护硬接点信号，站内所有保护装置与故障录波装置仅与继电保护及故障信息管理子站连接；保护及故障信息管理子站向监控系统转发各保护装置详细软报文信息。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2） 监控系统与其他通信设备的接口。其他通信设备主要包括直流电源系统、交流不停电系统、火灾报警装置、电能计量装置及主要设备在线监测系统等。监控系统通信接口设备采用数据通信方式收集各类信息，经过规约转换后通过以太网传送至监控系统主机。

（19）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。

1）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。

2）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。

3）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。

4）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。

5）测控单元宜具有当地维护、校验接口，满足交流采样运行检验管理的要求。

（20）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）电流量、电压量测量误差≤0.5%，有功功率、无功功率测量误差≤1.0%。

2）电网频率测量误差≤0.02Hz。

3）模拟量越死区传送整定最小值≥0.1%（额定值），并逐点可调。

4）事件顺序记录分辨率（SOE）：站控层≤2ms，间隔层测控单元≤1ms。

5）模拟量越死区传送时间（至站控层）≤2s。

6）状态量变位传送时间（至站控层）≤1s。

7）模拟量信息响应时间（从I/O输入端至远动通信装置出口）≤3s。

8）状态量变化响应时间（从I/O输入端至远动通信装置出口）≤2s。

9）控制执行命令从生成到输出的时间≤1s。

10）双机系统可用率≥99.9%。

11）控制操作正确率100%。

12）站控层平均无故障间隔时间（MTBF）≥20 000h；

间隔级测控单元平均无故障间隔时间≥30 000h。

13）各工作站的CPU平均负荷率。

正常时（任意30min内）≤30%；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

电力系统故障（10s 内）≤50%。

14）网络负荷率。

正常时（任意 30min 内）≤20%；

电力系统故障（10s 内）≤40%。

15）模数转换分辨率≥14 位。

16）画面整幅调用响应时间。

实时画面≤1s；

其他画面≤2s。

17）画面实时数据刷新周期：≤3s。

18）双机自动切换至功能恢复时间：≤30s。

19）实时数据库容量。

模拟量：≥2000 点；

状态量：≥5000 点；

遥控：≥500 点；

计算量：≥2000 点。

20）历史数据库存储容量。

历史曲线采样间隔：1～30min，可调；

历史趋势曲线，日报，月报，年报存储时间≥2 年；

历史趋势曲线≥300 条。

8.屏体及其他要求

（1）屏体要求详见《南方电网继电保护柜、屏制造规范》。

（2）内部配线的额定电压为 1000V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小等效截面不小于 1.5mm²，但对于 TA、TV 和跳闸回路的截面应不小于 2.5mm²。导线应无划痕和损伤。投标方应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。投标方应对所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性全面负责。所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

（3） 所有端子采用额定值为 1000V、10A，压接型端子。电流回路的端子应能接不小于 4mm²的电缆芯线。TA 和 TV 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接各装置的输入与输出回路；对所有装置的跳闸出口回路应提供各回路分别操作的试验

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

部件或连接片，以便于必要时解除其出口回路。一个端子只允许接入一根导线。端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并加入可进行标注的隔离件，至少留有10%的备用端子，且可在必要时再增加。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。断路器的跳闸或合闸回路端子、直流电源的正负极不应布置在相邻的端子上。

屏上跳闸回路应采用能接4mm²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。断路器的跳闸及合闸回路不能接在相邻端子上。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、负极之间应有端子隔开。

（4）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）屏上的所有设备（包括继电器、控制开关、熔断器、空气开关、指示灯及其他独立安装的设备），均应有便于识别铭牌或标签框。

（6）屏柜所有空气开关应设在门外。

（7） 柜上设备应采用嵌入式或半嵌入式安装和背后接线。

（8） 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。

（二十五）光伏功率预测系统

1.总则

本设备技术规范书使用范围仅限于水城区营盘乡兰花村光伏电站光功率预测系统装置的供货范围、设备的技术规格、遵循的技术标准、结构、性能和试验等方面的技术要求。

（1）要求系统短期预测时间为未来0～24h、0～48h，0～72h，时间分辨率为15min，超短期预测时间为未来15min～4h，每15min滚动预测，并向调度部门上传预测结果。

（2）投标方可根据自身设备情况调整供货清单，但必须保证能够满足南方电网相关要求数据上传并通过验收。

（3）根据中国南方电网新能源功率预测价值生态圈培育计划情况月报排名顺序。

（4）光功率预测系统并网投运后两年的服务费。

2.技术规范要求

（1） 光功率预测系统装置技术要求

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

合同中所有设备、备品备件，包括投标方自购其他单位获得的所有附件和设备，除本规范书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或英文复印件并经招标方同意后方可采用，但不能低于DL、GB和IEC的有关规定。

1） 标准和规范

本技术规范是参照以下标准制定的，投标设备应符合本技术规范的要求，本技术规范未作规定的要求按照下列标准执行。

（A） 设计依据

系统功能设计和开发应符合以下规范:

《光伏电站接入电网技术规定》

《光伏功率预测系统功能规范》

《太阳能能资源测量方法》

《太阳能能资源评估方法》

《调度运行管理规范》

《光伏电站并网验收规范》

《光伏并网电站太阳能评估规范》

《电工名词术语》

《继电保护和安全自动装置技术规程》

《电力工程电缆设计规范》

《继电保护设备信息接口配套标准》

（B） 设计标准

系统功能设计和开发应符合以下标准:

ISO-------国际标准化组织标准

GB-------中华人民共和国国家标准

DL-------中华人民共和国电力行业标准

2） 技术要求

系统功能应满足建设方案、发展目标的要求，保证系统的实用性和适用性，并提供严格的安全管理措施，以保证系统及其数据的安全可靠性。系统应采用开放式体系结构，满足可扩展性和可维护性等要求。

（A） 系统的实用性和适用性

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

本系统的建设应立足于水城区营盘乡兰花村光伏电站对电网调度及运营管理的需求，借鉴国内外一流专业技术，充分考虑光伏电站调度运行的应用需求，满足各项规范要求的基础，保证系统在各项功能的针对性基础上体现整体的实用性及系统针对不同应用环节的适用性。

（B） 系统功能规范化

严格遵循南方电网公司颁布的相关功能及技术规范。

（C） 系统开放性

系统应具有开放的体系结构，采用规范信息模型和标准接口规范，保证本系统同其他相关系统之间的数据交换。

（D） 系统安全性

满足《电网和电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定》（中华人民共和国国家经贸委第 30 号）和《电力二次系统安全防护规定》（国家电力监管委员会第 5 号令）对电网计算机监控系统和系统之间互联的安全要求。

（E） 系统可靠性

应对系统关键节点的设备、软件和数据进行冗余备份（**热备冗余**），提供故障隔离和排除技术手段，实现任一单点故障均不影响系统的正常运行**（光功率预测系统应为双预测主机、满足任一单点设备故障时，能自动切换到备用设备正常运行，不影响数据传输）。**

（2） 实时气象信息采集要求

1） 基本要求

光伏发电站应配备实时气象信息采集系统，应包括直射辐射表、散射辐射表、总辐射表、环境温度计、光伏组件温度计、风速仪、风向标、数据处理传输设备等；应配备 2 套全天空成像仪及 2 套光伏气象站。

2） 站址要求

（A） 气象信息采集系统应能反映光伏发电站范围内的气象条件。

（B） 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，若不满足，应与障碍物保持一定距离，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他易于反射阳光的物体，也不应暴露在人工辐射源之下。

3） 测量设备要求

（A） 直接辐射表技术参数:

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（a） 光谱范围：280～3000nm

（b） 测量范围：0～2000W/m2

（c） 跟踪精度：24 小时小于±1°

（d） 灵敏度：7～14μV／W·m2

（e） 安装：自动跟踪装置

（B） 散射辐射表技术参数：

（a） 光谱范围：280～3000nm

（b） 测量范围：0～2000W/m2

（c） 灵敏度：7～14μV／W·m2

（C） 总辐射表技术参数

（a） 光谱范围：280～3000nm

（b） 测量范围：0～2000W/m2

（c） 测量精度：≤5%

（d） 灵敏度：7～14 V／W·m2

（e） 安装：水平安装

（D） 风速传感器：

（a） 测量范围：0～50m/s

（b） 测量精度：〈±0.5 m/s

（c） 工作环境温度：-40℃至 60℃

（E） 风向传感器：

（a） 测量范围：0～360

（b） 测量精度：±2.5

（c） 工作环境温度：-40℃至 60℃

（F） 湿度传感器：

（a） 测量范围：0～100%RH

（b） 测量精度：±8%RH

（c） 工作环境温度：-40℃至 60℃

（G） 大气压力传感器：

（a） 测量范围：500hPa～1100hPa

（b） 测量精度：±0.3hPa

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（c） 工作环境温度：-40℃至 60℃

（H） 环境温度传感器：

（a） 测量范围：-40℃至 60℃

（b） 测量精度：±0.5℃

（I） 组件温度传感器：

（a） 测量范围：-50℃至 150℃

（b） 测量精度：±0.5℃

（J） 数据记录仪：

（a） 输入通道数：⩾8

（b） 准确度：0.5%

（c） 数据存储容量：记录 3 个月数据

（d） 工作温度：-40℃至+60℃

（K） 全天空成像仪：

（a） 图像解析度：⩾352×288 色彩，24Bit，JPEG 格式

（b） 采样速度：可调，时间间隔不能大于 5min

（c） 工作温度：-40℃至+60℃

（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

（A） 数值天气预报数据应满足以下要求：

（a） 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；

（b） 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；

（c） 每日至少提供两次数值天气预报数据。

（B） 实时气象数据应满足以下要求：

（a） 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；

（b） 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；

（c） 数据传输应采用光纤传输方式，传输时间间隔应不大于 5min；

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（d） 数据可用率应大于 99%。

（C） 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。

（D） 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。

（E） 所有实时数据的时间延迟应不大于 1min。

3） 数据处理

（A） 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。

（B） 数据完整性检验应满足:

（a） 数据的数量应等于预期记录的数据数量;

（b） 数据的时间顺序应符合预期的开始、结束时间，中间应连续。

（C） 数据合理性检验应满足:

（a） 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;

（b） 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。

（D） 缺测和异常数据宜按下列要求处理:

（a） 以前一时刻的功率数据补全缺测或异常的功率数据;

（b）以零替代小于零的功率数据;

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

（d）所有经过修正的数据以特殊标识记录并可查询;

（e）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:

（A）存储系统运行期间所有时刻的数值天气预报数据;

（B）存储系统运行期间所有时刻的功率数据、实时气象数据;

（C）存储每次执行的短期功率预测的所有预测结果;

（D）存储每 15min 滚动执行的超短期功率预测的所有预测结果;

（E）预测曲线经过人工修正后存储修正前后的所有预测结果;

（F）所有数据至少保存 10 年。

（4）系统硬件要求

1） 总体要求

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（A）系统的参考配置参见网络结构图。硬件配置应考虑具有扩展性。

（B）本规范所列硬件为系统主要设备但非全部设备，各不同投标方有不同的解决方案，投标方应根据自己情况调整。除本规范所列设备外，本工程必需的其他设备投标方需列出并说明，如投标时未列出，将视为包含在其它栏目内。

（C）部分硬件需要投标方提出解决方案后才能确定配置，这部分按照投标方的方案列设备。

（D）系统的各个部门应当搭配协调，同类服务资源可以互相支援和互备。

（E）硬件应包含操作系统、驱动程序等必须配备的系统软件，系统软件不单列报价。

2） 输出功率系统配置要求

（A）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，可根据需要选用数据库服务器、网络交换设备、硬件防火墙等。

（B）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，宜采用冗余配置。

（C）工作站宜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。

（D）物理隔离装置应通过国家指定部门检测认证。

（E）根据需要选择交换机、防火墙、路由器等必要设备。

（5） 预测系统软件要求

1） 基本要求

（A）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。

（B）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

（A）预测系统应满足电监会 5 号令和电监安全〔2006〕34 号令的要求。

（B）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。

（C）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。

（D）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。

（E）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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（F）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

（A）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、96h 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。

（B）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。

（C）分区建模

使用分区建模预测技术，按照区域部署并实时采集各自的辐照度、温湿压、风速等关键参数，为功率预测模型提供高精度本地化数据支撑。此举有效降低了对第三方天气预报的依赖，大幅提升预测准确性。更重要的是，双站冗余架构确保了关键气象数据的连续可用性：即使主站发生故障或精度下降，备用站也能无缝提供精确实测数据，保障功率预测系统的持续稳定运行。分区数量可以以交易单元的数量来界定，如同一交易单元，装机较大或者分布不集中，可按照每 50MW 为一个区域，每个区域至少单独配置一个气象站和全天空成像仪。

4）人机界面要求

（A）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。

（B）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。

（C）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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（D）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。

（E）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

（A）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。

（B）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。

（C）气象数据统计应包括各气象要素的平均值及曝辐量、日照时数、可照时数等。

（D）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。

（E）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。

（F）各指标的统计计算时间应小于 1min。

（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。

（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 0.2，月准确率应大于 75%；超短期预测第 4 小时月均方根误差应小于 0.2，月准确率应大于 80%。

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%。

5）可用功率可通过样板逆变器法和气象数据外推法等方法计算，或采用上述方法的组合，可用功率与不限电时段实发功率的相对误差不应超过 5%；可发超短期 P2 点预测值大于 P2 点的可用功率。可发超短期预测 P2 点需保证预测偏差在 5％的装机容量范围内 。

6）功率预测系统相关数据满足《南方区域光伏发电并网运行及辅助服务管理实施细则》最新要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

7）功率预测双冗余配置必须具备热备功能，在场站功率预测系统服务器发生故障时可自动切换至备用功率预测服务器

8）可用功率在非限电时段与可用功率偏差需做到 5％的装机容量范围内，同时具备可用功率计算方法便捷切换功能

9）系统页面具备日预测电量 日实发电量 偏差电量、电价预测等方便现货交易的功能

10)系统应使用最先进的大模型以及高精准功率预测系统软件。

（8）柜结构的技术要求

1） 屏体要求详见《继电保护柜、屏制造规范》。

2） 屏面上信号灯和复归按钮的安装位置应便于运行监视、操作和维护。

3） 屏上的所有设备（包括继电器、控制开关、熔断器、空气开关、指示灯及其他独立安装的设备），均应在屏面上有便于识别铭牌或标签框， 且在屏体内按制造厂家的配线标示原则进行标示，所有标示应牢固、不脱落、不褪色。

4） 柜上设备应采用嵌入式或半嵌入式安装和背后接线。

5） 对于必须按制造厂的规定才能进行更换的部件和插件，应有特殊的符号标出。

（二十六）火灾报警系统

1.技术规范要求

本火灾自动报警系统设一套火灾报警控制系统，布置在主制室、消防室，实现对变压器、开关室、电缆夹层等区域的消防报警及控制系统的监控，能够实现全范围内消防报警及控制系统的操作和信息共享。供方提供的火灾自动报警系统应能在变电站特定条件下可靠运行，以确保系统的正确性、稳定性。

控制器应能够实时显示火灾报警、故障、状态信息，并能按时间顺序打印历史资料信息；探测报警区域内，任何一点出现报警，能发出声光报警信号、显示文字信息。

2.系统组成

火灾报警控制器（联动型控制器、手动操作系统等）；

探测系统（包括各种模块、探测器、手动报警触发装置等）；

火灾事故声光报警装置;

备用直流电源装置;

消防专用电话;

与其它消防灭火系统相关设备的接口。

3.消防报警区域划分

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（1）消防控制器布置在控制室。

（2） 消防报警区域

根据变电站的实际情况，系统分为若干个区域进行探测和控制。

4.系统功能要求

（1）系统组成：火灾报警控制系统一套。

（2）火灾报警控制器的探测回路采用二总线制，优先选择环形线路结构，所有探测报警设备及其模块采用有极性接线方式。

火灾报警控制器应能对雨淋报警阀组、湿式报警组、消防水泵等重要设备采用多线手动控制方式，并在控制器上有直接手动控制功能和指示灯。

对火灾进行探测，发出声光警报并自动、手动及就地手动启动灭火系统，并对消防及灭火设施的运行情况进行监视。

（3）报警触发装置的类型及安装位置应符合被保护区域的使用要求，并由需方确认。

（4）手动火灾报警按钮在区域内普遍设置，每个防火分区应至少设置一个手动火灾报警按钮，从一个防火分区的任何位置到最近的一个手动火灾报警按钮的步行距离不应大于 30 米。

室内消火栓均设置手动报警按钮，消防报警及控制系统对消火栓系统设有监测。

（5）系统中每个报警触发装置的信号，应在控制器上有声、光显示，并均能以简体中文描述报警位置。每台控制器须采用高度集成化的主控制板，每回路报警和联动点无比例混编，不少于 128 点。

（6）控制盘应能反映系统中各火灾探测回路的故障，并具有多对联动用输出接点。

（7）控制盘应能显示火灾发生的区域、部位及时间。

（8）控制盘还应具有故障报警、自检、时钟等功能。故障报警与火灾报警的音响和灯光都应有所区别，并能显示故障发生的区域。当火灾报警与故障报警同时发生时，火灾报警优先。时钟要求显示火灾发生时间；火灾首次报警时间；内部自动连续计时。

（9）火灾探测器的选择应根据电站特点（如高频电磁干扰）选择，当设置自动联动装置或启动自动灭火系统时，应采用感烟、感温、线型感温探测器（同类型或不同类型）的组合。对于自动灭火系统，均应设置两路火灾探测系统，当其中任一路报警时，应向控制盘发出报警信号，当两路探测器同时报警时，自动联锁启动灭火系统。对环境较差的区域，如电缆隧道、竖井、桥架等处，应采用线型感温探测器，线型感温探测器敷设在桥架上时线型感温探测器的每个回路长度不宜超过 200 米。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

（10）需方向供方提供两路 220AC 50HZ 电源（一路 UPS 电源、一路保安电源）到火灾报警盘，当供方还需要其他等级的电源时，应自备变压器等转换装置实现。供方供货范围内的各设备供电由供方自行解决。

控制盘应有专用备用电池电源及自动充电器，备用电池应可在最恶劣工况下连续使用 8 小时。

（11）消防通讯系统:

手动报警处应设置对讲电话插孔；每个就地区域报警盘及其他重要部位的有人值班室应设置火警电话分机。

（12）供方应提供与相关自动灭火系统的联动控制接口。

（13）供方所供系统与其他系统的接口形式，根据需方的要求确定接口形式为无源接点或 24V DC 信号。

5.控制要求

当探测器或监视模块发出火灾报警信号后，系统应能自动识别误报信号，而且对误报信号仅做记录，不发出报警；对于真实报警信号，系统应能打开声光报警器提示工作人员。同时也应能自动／手动启动消防泵，自动开启相应区域的专用灭火装置进行自动灭火。

6.元器件要求

（1）在选择火灾探测器时，应根据火灾的特点及探测点的环境来选择。探测器应具备防潮、防渗水功能，电子编码，功耗低，抗干扰能力强。优先选用符合 RoHS 指令的产品。

（2）控制系统的容量不应小于报警区域的探测区域总数，应留有 20％的余量。

（3）灯光警报装置和音响警报装置其中一种发生任何故障应不影响另一种装置正常工作。警铃铃声清晰、响亮，音质稳定；敲击柱强度高，安全可靠，外形美观。

（4）火灾报警控制器要求具有自动检测、灵敏度可调、故障自动监测、能够准确判断火灾真伪；具有数据上传功能（RS485/232、TCP/IP 接口），系统具备良好的扩展功能，并提供相应通信规约，实现远程信号传输或控制；具有火灾报警信号无源输出接点；采用可充电电池作为数据存储的后备电源。

（5）红外光束感烟探测器由发射器和接收器组成，保护长度在 5～100 米之间，光束之间的距离≤14 米；可对灰尘、温度等环境变化进行自动补偿；易于安装调试，可以在墙壁或顶棚安装，带有必要辅件。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（6）手动报警按钮要求外观美观，可以满足各种环境需求；可靠性、稳定性高；采用可恢复式启动零件，专用钥匙复位。

（7）短路隔离器可自动隔离故障，并带有故障隔离显示。

（8）某一个控制器或模块故障，不影响其他控制器及模块的正常运行。

（9）电源故障应属于系统的可恢复性故障，一旦重新供电，控制器及模块应能自动恢复正常工作而无需运行人员的任何干预。

（10）供方提供的火灾自动报警系统应先行执行我国有关的防火规范及国家标准。

（二十七）通信部分

1.技术规范

本规范书的适用范围，仅限于水城区营盘乡兰花村光伏电站项目的SDH设备、调度数据网设备、综合数据网设备、通信电源设备、综合配线设备、非金属管道光缆、三层以太网交换机的采购。它包括电缆部分及其辅助设备的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。通信主机设备必须与电网公司主机匹配，必须满足南方电网要求。

（1）SDH 技术要求

1）SDH 光通信设备总的技术要求

（A）供电电源

所有站招标方将提供一套正极接地的标准-48V 的直流电源和一端接地标准单相 220V/50Hz 的交流电源，其变化范围如下：

直流：-48V（±20%）

交流：220V（+20% -15%）

投标方应说明所提供的各种设备所需的电源的要求，给出各站各种设备的功耗和总功耗。

（B）装置温度特性

环境温度在-5℃-+40℃时，装置应能满足规范书所规定的指标。

环境温度在-10℃-+45℃时，装置应能正常工作。

（C）设备机械结构

（a）光纤通信设备、PCM 多路复用设备和 2Mbps 节点设备的机架尺寸应符合 19 英寸机架标准，该设备应可耐VI 度地震，对地板的荷重不应超过 300 kg/m2。 投标方应给出各站机架及模块布置图。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（b）所有的部件均应安装在机架内， 机架的顶部和底部均有固定的构件，所有的机架间连接电缆光纤的接头，各种测试端子，指示信号仪表均应在机器正面。

（c）各种插板、模块应是嵌入式的， 不装设备的架层应提供装饰性盖板。

（D）设备保护及人身安全

（a）每一个供电单元必须由一个切断电路部件给予足够的保护，当发生故障时断路器给出一个可见的指示，设备对瞬时过电压应有保护措施。

（b）设备本身应有接地端子。

（c）投标方应说明设备保护及人身安全的措施。

（E）设备的表面处理

设备应有良好的表面处理以长期抗腐蚀、防生锈。表面处理层应牢固的，易锈、易氧化的部件应进行特殊表面处理。

（F）设备的使用寿命和 MTBF

（a）投标方应明确所供设备及单元的 MTBF 值及计算方法。

（b）设备的使用寿命应不少于 20 年。

（G）设备的维护管理

投标方所提供的设备应满足无人值守的要求，投标方应说明并列出设备的本地和远方告警项目，本地和远方监视项目，本地和远方测量项目，本地和远方控制项目及本地表计显示项目。

（H）工厂预安装深度

光通信设备和 PCM 复用设备的工厂预安装要求达到机架级，即整机的机架、插件、模块及机架的所有连线在工厂完成，机架间的接线也要求一侧在工厂完成，另一侧标明对侧的机架号、端子号。

（2）设备配置要求

1） 总体功能配置要求

（A）本工程建设的光纤电路是公司光纤通信网的重要组成部分，是为电网提供优质、可靠的生产管理语音、电网综合自动化、计算机数据、通道监测、可视图像等信息的数字通道，要求能在同一传输平台基础上实现多业务的传送，除了实现传统的窄带业务的传输，同时可以传送宽带业务 ATM 数据和 IP 数据。光通路上单纤多业务混合传输，实现 ATM 和以太网 IP 的接入、业务会聚和带宽共享。实现在 SDH 传输网络的基础上，直接承载宽带 IP 业务，提供了一种更具发展潜力的宽带数据通信的组网方式。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（B）传输复用设备应符合 ITU-T 建议 G.782、G.783、G.841 、G.784、G.707、G.957、G.958、G.703、G.825、G.826、G.813。

（C）所有光传输设备均按 ADM 方式配置。要求 155Mbit/s 的 SDH 设备单子框能够实现≥4 个 STM-1 光方向配置，也即能够在 STM-4 速率等级实现 4 个方向的 1+1 线路保护倒换。

表 1：交叉能力	
接入容量	
交叉容量	

（D）所供设备应具备高低阶交叉功能， ADM 设备一侧高速线路信号的任何时隙可以映射进另一侧高速线路信号的任何时隙或映射进任何低速支路口。投标方应按表 4 格式提供投标设备的相关技术指标。表中接入容量应明确单交叉板支持最大接入容量和单子框支持最大接入容量。交叉容量应提供 VC-4 和 VC-12 级别的交叉能力。交叉方式应不少于：群路到支路、支路到群路、群路到群路、支路到支路，连接类型为：单向，双向、广播。

（E）复用设备能够在无须分接和终结完全的 STM-M（M=1，4,16）信号的情况下接入经 STM-N（N<M）接口的支路信号；能够在无需分接和终结完全的 STM-M 信号的情况下接入经 G.703 接口的各种准同步支路信号。

（F）对交叉板、时钟处理单元以及电源盘等公用功能模块在硬件上均要求按 1:1 方式配置。

（G）应能够支持 STM-N（N=1，4，16）各等级光接口板，电接口种类至少应支持 STM-1 和 G.703 建议的各等级准同步电接口。支路接口在支路侧应可以进行任意配置。在改变和增减支路口时不应对其他支路的业务产生任何影响。

（H）投标方应提供投标设备的单子框面板配置图，图中应明确所有板位的功能，特别对支路/群路板位应指出该板位所支持的各类光电接口板类型和容量，对该支路板位对插板有无限制情况也需要说明。还应说明其设备所能提供的辅助通道接口的种类、容量和数量，并要求提供 V.11 接口。投标方应按表 2 和表 3 要求提供设备接口的技术指标。

表 2：分插接入能力

接口速率	单子框最大接入容量
622080kbit/s	

155520kbit/s	
34368kbit/s,44736kbit/s	
2048kbit/s	

表 3：ATM/IP 接口类型

接口类型	接口速率及特性
ATM	
快速以太网	

2） 各节点 SDH 配置

各网元节点的配置均需满足各项要求，且都要求在单子框内实现。投标方需对全电路的传输指标进行核算，并根据计算结果，结合网络实际情况，提供每个节点设备系统配置推荐方案，由招标方确认。

投标方必须提供各节点设备配置的子框配置图，标明各插件的位置及实现的功能。

投标方必须提供各节点设备配置的详细配置表。

2.系统总技术特性

（1）假想参考连接

假设参考数字段（HRDS）长度为 420km。假设参考数字通道（HRDP）长度为 6900km，其中长途网部分为 6500km。

（2）误码性能指标

1） 参考 ITU-T 建议 G.826 的误码性能目标和分配策略，420km 假设参考数字段的误码，开通验收限值应如表 4（测试时间不少于 1 个月）：

表 4 420km HRDS 误码性能要求

速率（kbit/s）	2048	155520	622080	2488320
ESR	9.24 × 10-5	3.696 × 10-4	*	*
SESR	4.62 × 10-6	4.62×10-6	4.62×10-6	4.62×10-6
BBER	4.62 × 10-7	4.62×10-7	2.31×10-7	2.31×10-7

注：* 值由投标方提供。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110K V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2） 420km 假设数字段的平均误码率 BERav 在 155Mb/s 接口上测试指标要求为不劣于 1x10-12，测试时间不少于 24 小时。

3） 实际数字段的误码性能及平均 BER，未将实际数字段长度与 420km 按比例进行折算和测试。

4） 6500km 数字通道的误码性能应不劣于表 5 的指标。测试时间不少于 1 个月。

表 5 6500km 数字通道误码指标

速率（kbit/s）	2048	155520	622080	2488320
比特/块	800-5000	4000-20000	15000-30000	15000-30000
ESR	1.43×10-2	5.72×10-2	*	*
SESR	7.15×10-4	7.15×10-4	7.15×10-4	7.15×10-4
BBER	7.15×10-5	7.15×10-5	3.575×10-5	3.575×10-5

注：* 值由投标方提供。

（3） 系统可用性

1） 可用性定义

（A） 不可用时间

系统任一传输方向的数字信号连续 10 秒期间内每秒的误码率均劣于 1X10-3 时，从这 10 秒的第 1 秒起认为进入了不可用时间。

（B） 可用时间

当数字信号连续 10 秒期间内每秒的误码率均优于 1X10-3 时，从这 10 秒期间的第 1 秒起就进入可用时间。

（C） 可用性

可用时间占全部时间的百分比称为可用性。

2）可用性目标

假设参考数字段的可用性目标如下表 6：

表 6

HRDS	可用性	不可用性	不可用时间
420km	99.98%	0.023%	120 分/年
280km	99.98%	0.015%	78 分/年

3）不可用时间的分配

SDH 传输系统的不可用时间的分配如下表 7：

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

表 7

		不可用时间比例	不可用时间
光缆线路部分（含光缆活动连接器和跳线）		75%	90 分/年
终端/再生器	硬件	12.5%	12 分/年
	软件	12.5%	12 分/年

（4） SDH 抖动指标要求

1） SDH 网络接口所容许的最大输出抖动

SDH 网络接口的最大容许输出抖动不应超过表 8 中所规定的数值。滤波器频响按 20dB/10 倍频程滚降，低频部分按 60dB/10 倍频程滚降，测量时间为 60s。括号中数值为数字段要求。

表 8 SDH 网络接口最大允许的输出抖动

参数值 STM 等级	速率 kbit/s	网络接口限值		测量滤波器参数		
		B1 Uip	B2 Uip	f1 Hz	f3 kHz	f4 MHz
		f1-f4	f3-f4			
STM-1（电）	155520	0.5	0.1	500	65	1.3
STM-1（光）	155520	0.5	0.1	500	65	1.3
STM-4（光）	622080	0.5	0.1	1000	250	5
STM-16（光）	2488320	0.5	0.1	5000	1000	20

2） SDH 光缆线路系统输入口的抖动和漂移容限

SDH 光缆线路系统输入口的抖动和漂移容限即 SDH 设备输入口的抖动和漂移容限。STM-N 接口的输入抖动容限应能至少容忍表 9 模板所施加的输入抖动和漂移，模板的各项参数如表态所示。

表 9 SDH 设备输入抖动和漂移容限的参数

STM 等级	抖动幅度（Uip）					频 率 （Hz）									
	A0 18μs	A1 2 μs	A2 0.25 μs	A3	A4	f0Hz	F12 Hz	f11 Hz	f10 Hz	f9 Hz	f8 Hz	f1 Hz	f2 kHz	f3 kHz	f4 MHz
STM — 1（电）	2800	311	39	1.5	0.15	1.2x10-5	1.78x10-4	1.6x10-3	1.56x10-2	0.125	19.3	500	6.5	65	1.3

STM — 1（光）	2800	311	39	1.5	0.15	1.2x10-5	1.78x10-4	1.6x10-3	1.56x10-2	0.125	19.3	500	6.5	65	1.3
STM — 4（光）	11200	1244	156	1.5	0.15	1.2x10-5	1.78x10-4	1.6x10-3	1.56x10-2	0.125	9.65	1000	25	65	1.3
STM — 16（光）	44790	4977	622	1.5	0.15	1.2x10-5	1.78x10-4	1.6x10-3	1.56x10-2	0.125	12.1	5000	100	1000	20

3）PDH 网络接口最大允许输出抖动

PDH 网络接口最大允许输出抖动应不超过表 10 中所规定的数值。滤波器频响按 20dB/10 倍频程滚降。

表 10　PDH 网络接口的最大允许输出抖动

速率	网络接口限值		测量滤波器参数		
（kb/s）	B1（UIp）	B2（UIp）	f1	f3	f4
	f1～f4	F3～f4	（Hz）	（kHz）	（kHz）
2048	1.5	0.2	20	18	100
34368	1.5	0.15	100	10	800
139264	1.5	0.075	200	10	3500

4）SDH 设备 PDH 支路输入口抖动和漂移容限

SDH 设备 PDH 支路输入口的正弦调制抖动容限和漂移容限应符合图 11 模板及表 11 中规定容限。

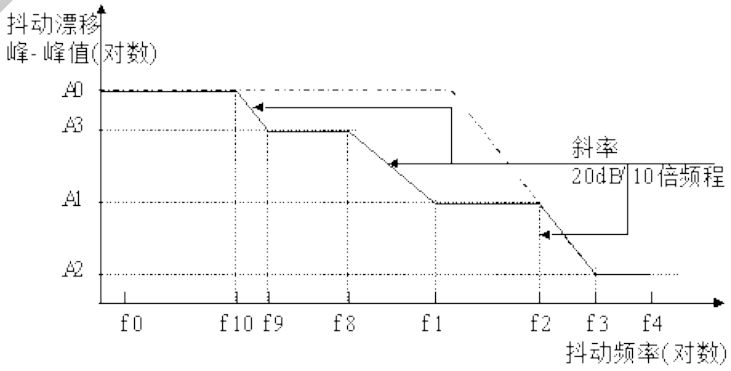


图 11　PDH 支路输入口抖动和漂移容限

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

表 11　　PDH 设备输入口抖动和漂移容限参数

速率 Kb/s	抖动幅度（UIp）				频　　率　（Hz）								伪随机测试信号
	A0	A1	A2	A3	f0	f10	f9	f8	f1	f2	f3	f4	
2048	36.9（18 μs）	1.5	0.2	18	1.2E-5	4.88E-3	0.01	1.667	20	2.4k	18k	100k	2E15-1
34368	618.6（18 μs）	1.5	0.15	*	*	*	*	*	100	1k	10k	800k	2E23-1
139264	2506.6（18 μs）	1.5	0.075	*	*	*	*	*	200	500	10k	3500k	2E23-1

注：1.*值由供货商提供具体数值。

2. 2048kb/s 速率下 f8、f9 和 f10 的数值指不携带同步信号的 2048kb/s 接口特性。

5）传输链路的最大允许漂移

系统的漂移性能应满足我国《光同步传输网技术体制》最新版本的要求：

（A） 系统作为网同步定时基准传输链路的最大允许漂移量不超过 6ms。

（B） 系统作为节点间信息传输链路的最大允许漂移量不超过 4ms。

（C） 在节点输入处，信息信号和定时信号的最大相对相位偏移不超过 18ms。

6）比特率和帧结构

（A） 比特率

STM-4 的比特率是 622080kbps，STM-1 的比特率是 155520kbps。

（B） STM-4，STM-1 信号的帧结构应符合 ITU-T 建议 G.707。

（C） 投标方应列表说明所供设备各开销字节（SOH 和 POH）的应用情况，如 J，D，K，S 等字节，并说明哪些字节可以通过网管系统进行修改或再编号。

（D） 对于今后 ITU-T 新建议的开销字节应用，投标方的设备应能用软件修改和升级的方法来实现。

（E） 开销通路接入

所供设备应能提供开销（SOH 和 POH）的外部和内部接入能力，并能在不中断业务的情况下提供所需开销通路应用。

7）复用结构

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110K升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（A） 复用结构应符合图 4.2.6.1 的要求。

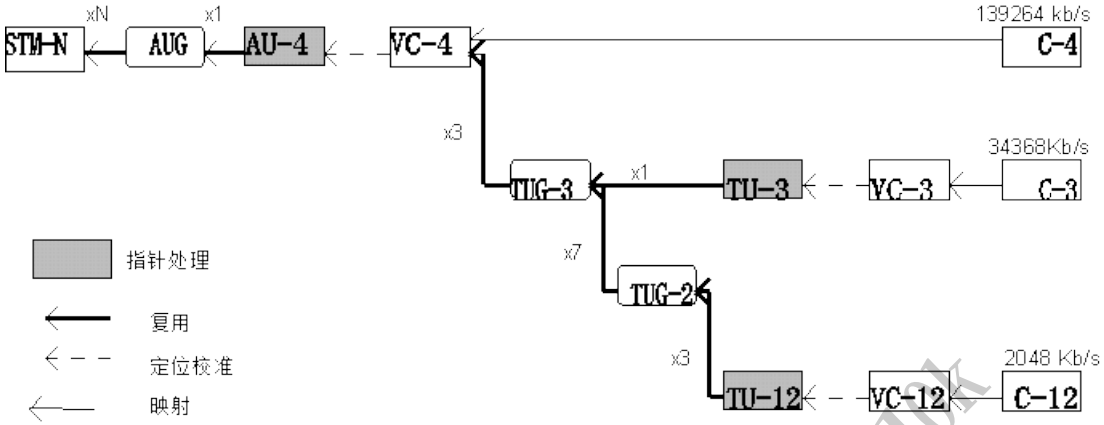


图 4.2.6.1 复用结构

（B） 2048kbps 支路信号采用异步映射方式。

（C） 各种 TU 的时隙安排和各支路的编号应符合表 13。

表 13 各种 TU 的时隙安排和各支路的编号

TU-3	TU-12	TS #	Trib #	TU-3	TU-12	TS #	Trib #	TU-3	TU-12	TS #	Trib #
100	111	1	1	200	211	2	22	300	311	3	43
	112	22	2		212	23	23		312	24	44
	113	43	3		213	44	24		313	45	45
		64				65				66	
	121	4	4		221	5	25		321	6	46
	122	25	5		222	26	26		322	27	47
	123	46	6		223	47	27		323	48	48
		67				68				69	
	131	7	7		231	8	28		331	9	49
	132	28	8		232	29	29		332	30	50
	133	49	9		233	50	30		333	51	51
		70				71				72	
	141	10	10		241	11	31		341	12	52
	142	31	11		242	32	32		342	33	53
	143	52	12		243	53	33		343	54	54
		73				74				75	
	151	13	13		251	14	34		351	15	55
	152	34	14		252	35	35		352	36	56
	153	55	15		253	56	36		353	57	57
		76				77				78	
	161	16	16		261	17	37		361	18	58
	162	37	17		262	38	38		362	39	59

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

	163	58 79	18		263	59 80	39		363	60 81	60
	171	19	19		271	20	40		371	21	61
	172	40	20		272	41	41		372	42	62
	173	61 82	21		273	62 83	42		374	63 84	63

地址：TUG-3#，TUG-2#，TUG-1#=#k，#L,#M

（5）系统接口及再生段距离计算

1）光接口参数

（A）光接口位置如下图所示。

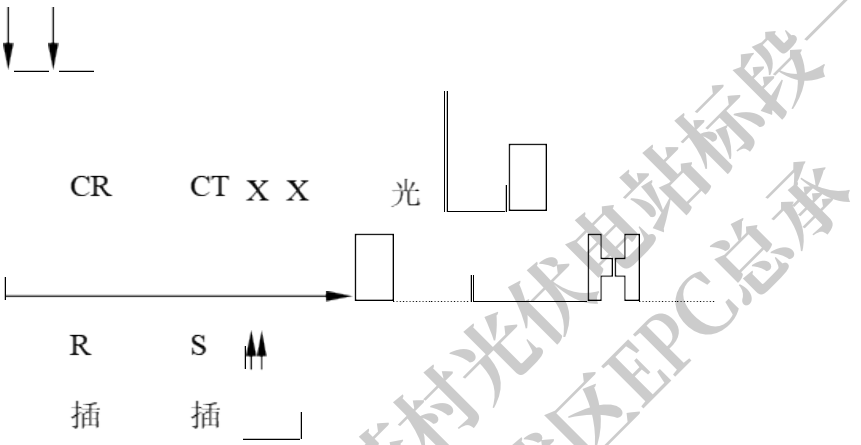


图 14　光接口位置

图中 S 点是刚好在发信机（TX）光活动连接器（CTX）之后光纤上的参考点。R 点是刚好在收信机（RX）光活动连接器（CRX）之前光纤上的参考点。

（B）光接口的线路码型为加扰 NRZ 码，应符合 ITU-T 建议 G.707。

（C）各级光接口的参数范围应不劣于 ITU-T 建议 G.957 的要求。

（D）投标方应根据所供设备的光接口性能，给出表 6 中所要求的各项数值，所给出的值都应是最坏值，即在系统设计寿命终了，并处于所允许的最坏工作条件下仍能满足的数值。

（E）投标方应根据所供设备的光接口性能，给出 S 点最小平均发送功率和 R 点最差接收灵敏度（BER□10-12），并给出厂验和工程验收时 S 点和 R 点的最差值，见表 15。接收机在设计寿命期间的老化余度（Me）应优于 3dB，即在系统设计寿命开始且处于规定温度范围下的灵敏度与系统寿命终了且处于最坏条件下的灵敏度之差不小于 3dB。发送机设计寿命期间的老化余度（ML）应优于 1.5dB，即在系统寿命开始且处于规定温度

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V光压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

范围下的最小平均发送功率与系统寿命终了且处于最坏条件下的最小平均发送功率之差不小于 1.5dB。

表 15　　STM-N 光接口参数规范

项　　目		单位	数　　值							
标称比特率		kbit/s	STM-4　622080							
应用分类代码			I-4		S-4.1		S-4.2	L-4.1		
工作波长范围		nm	1261~1360		1293~1334	1274~1356	1430~1580	1300~1325	1296~1330	1280~1335
发送机在S点特性	光源类型		MLM	LED	MLM	MLM	SLM	MLM	SLM	SLM
	最大（rms）谱宽（σ）	nm	14.5	35	4	2.5	-	2	1.7	-
	最大-20dB 谱宽	nm	-	-	-	-	1	-	-	1
	最小边模抑制比	dB	-	-	-	-	30	-	-	30
	最大平均光功率	dBm	-8	-8	-8	-8	-8	2	2	2
	最小平均光功率	dBm	-15	-15	-15	-15	-15	-3	-3	-3
	最小消光比	dB	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	10	10	10
SR点光通道特性	衰减范围	dB	0~7	0~7	0~12	0~12	0~12	10~24	10~24	10~24
	最大色散	ps/nm	13	14	46	74	NA	92	109	NA
	光缆在S点的最小回波损耗（含有任何活接头）	dB	NA	NA	NA	NA	24	20	20	20
	SR 点间最大离散反射系数	dB	NA	NA	NA	NA	-27	-25	-25	-25
接收机在R点特性	最小灵敏度（BER=10-12）	dBm	-23	-23	-28	-28	-28	-28	-28	-28
	最小过载点	dBm	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8
	最大光通道代价	dB	1	1	1	1	1	1	1	1
	接收机在R点的	dB	NA	NA	NA	27	-27	-14	-14	-14

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

	最大反射系数									
注：1.*表示待将来国际标准确定 2.NA 表示不作要求										

厂验和工程验收时 S 点和 R 点最差值

接口速率	发送机				接收机			
	型号	厂验和工程验收值	ML	寿命终了值	型号	厂验和工程验收值	Me	寿命终了值

（F）衰减限制的再生段距离计算

再生段距离计算采用 ITU-T 建议 G.957 的最坏值计算法，即投标方根据所供设备的性能，按下式计算：

L = （Ps-Pr-P-C-Me）/（af+as）

式中 L ----再生段距离；

Ps ----S 点寿命终了时的最小平均发送功率；

Pr ----R 点寿命终了时的最差灵敏度（BER□10-12）；

P---- 光通道代价；

C ---- 所有活动连接器衰减之和，每个连接器衰减取 0.5dB；

Mc ----光缆富裕度，取 3dB（L<80km），4dB（L=80～120km），5dB（L>120km）

af ---- 光纤衰减系数，取 0.23dB/km

as ---- 光纤熔接接头每公里衰减系数，取 0.03dB/km

（G）色散限制的再生段距离计算

投标方应根据所供设备的光接口性能，给出色散限制的再生段距离计算的实例。

（H）投标方应根据所供设备的发送机，提供其激光器性能，要求使用寿命□30 万小时。

（I）光发送器应具有激光器寿命预告警功能，投标方应说明激光器寿命预告警的工作原理。

（J）光接口处的光连接器应为 FC/PC 型，其性能要求见 4.8.2 节。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2）电接口参数

2048kbps、34368kbps 和 STM-1 的电接口参数应符合 ITU-T 建议 G.703 中的各项要求。2048kbps 电接口应具有 75W 不平衡和 120W 平衡两种阻抗供选择。

3）公务和使用者通道接口

每个系统使用 RSOH 的 E1 字节提供一条中继段公务联络信道，供中继器间或中继器与终端间通话。使用 MSOH 的 E2 字节提供一条终端间通话的复用段公务联络通道，系统用 F1 字节提供一条使用者通道。

终端设备应有中继段公务联络、复用段公务联络和使用者通道三个接口。公务通道接口和使用者通道接口应符合 G.703 的同向型接口规范。

4）开销通道接口

开销通道接口应不少于三路，接口特性为 G.703 建议的 64kbps 同向型接口或 V11 接口。

5）管理接口

（A） TMN（电信管理网）接口

SDH 光缆线路系统至少在每一端提供符合 ITU-T 建议 M.3010 及 G.773 要求的 Q 接口，以便与 TMN 相连。

SDH 光缆线路系统与站内网络单元系统之间的 Q 接口，采用 ITU-T 建议 Q.811 和 Q.812 规定的 CLNS1 无连接模式协议栈，与远端网络单元管理系统之间的 Q 接口，采用 CLNS2 无连接模式协议栈。这两种协议栈的规定如图 16 所示。网络单元管理系统与上级网络管理系统的接口采用 Q3 或 CORBA 接口。

表 16

	CLNS1	CLNS2
7 层 应 用 层	CMISE ACSE ROSE ISO 9595ISO9596 X.217 X.227 X.219 X.229	
6 层 表 述 层	X.216 X.226 ASN.1 基本解码规则 X.209	
5 层 会 晤 层	X.215 X.225	
4 层 传 送 层	ISO 8073-AD2 第四类操作	
3 层 网 络 层	CLNP：ISO 8473 PL：X.25（ISO 8208）	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

	（类型 1） CLNS：ISO 8473
2 层 链 路 层	CLNA/CD LLC：ISO 8802-2（类型 1） LAPB：X.25 MAC：ISO 8802-3
1 层 物 理 层	未规定服务 X.21 X.21Bis and V 系列接口 ISO 8802-3 （如 V.28/V.24,V.35,V.11 等）

TMN 接口协议

（B）工作站接口

SDH 光缆线路系统的终端站应配置与工作站的通信接口，接口特性应符合 F 接口的特性，目前可采用 ITU-T 建议 V.10/V.11 或 V.28/V.24 的规定。

（6）辅助设备的要求

1）公务联络系统（EOW）

（A）公务联络系统应具有下述 3 种呼叫方式：

（a） 选址呼叫方式；

（b） 群址呼叫方式；

（c） 广播呼叫方式。

（B）公务联络系统应具有跨数字段通话能力，即进行数字段之间的公务联络。

（C）投标方应详细说明所供公务联络系统的技术性能和功能。

（D）应具有多方向互通功能，互通方向不少于 4 个，并应具有延伸功能，即应具有主、副话机接口，副话机延伸距离不少于 200m，主、副话机具有相同的呼叫能力。

（E）接口应符合 ITU-T 建议 G.703 同向型接口规范要求。

2）光纤分配架和光纤连接器

（A）光纤分配架应为独立的机架，由机架、子架、连接器盘、尾纤存放盘和光缆终端盘等组成。光纤分配架应并可靠地固定光缆、终端光纤，灵活地进行光纤调度和妥善地存放空闲尾纤，并具有安装光衰减器的装置。光纤配线架至少应能终接四根光缆（每根按 12 芯考虑）并具有可扩性。

（B）连接器应包括两端带活动连接器的尾纤和适配器。连接器型号为 SC/PC 型；投标方应给出尾纤的标准长度。

（C）连接衰减：□0.5dB。

（D）反射衰减：□40dB。

（E）连接器寿命：插拔 1000 次仍能满足衰减要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（F）尾纤和软纤的 2m 截止波长必须符合：lc□1240nm。

3）数字分配架

（A）数字分配架应为独立的机架，分配架的设计、布置应便于维护和操作。投标方应根据 ADM 电接口的种类和数量配置相应的、适量的连接器。

（B）连接器种类：（1） 75W 不平衡方式；

（C）连接器尺寸：（1） 75W 不平衡方式（由投标方提供）；

（D）连接器电气特性

（a） 接触电阻：0.002W。

（b） 绝缘电阻：2MW（500VDC）。

（c） 抗电强度：1000VDC/2min。

（E）连接器机械性能

（a） 寿命：插拔 1000 次性能不劣化；

（b） 经振动冲击后接触可靠，不应有机械损伤。

（7）非金属管道光缆

非金属管道光缆选用层绞式通信用室外光缆，本期沿发耳变～110kV 兰花升压站 110kV 新建线路同塔架设 2 根 48 芯 OPGW 光缆，最终形成发耳变～110kV 兰花升压站 2 根 48 芯光缆。

1）光缆总体结构要求

（A）光缆应由层绞结构的缆芯和护层两大部分构成，其中，护层又包括护套和可能有的外护层。

（B）光缆应采用全截面阻水结构，即水在缆芯和护层中都不能纵向渗流（铠装层除外），阻水结构采用填充式，即光缆护套或如果有的内衬套内的所有间隙用阻水复合物连续填充。

（C）同批、同塑式规格的光缆产品应具有相同结构排列和相同识别色谱，并应使用同一设计、相同材料和相同工艺制造出来的光纤。

（D）光纤必须满足 ITU－T G.652D、G.655B 建议要求，光纤芯不允许含有工厂熔接点。

光纤涂覆层表面应有全色色标，其颜色应符合GB/T 6995.2规定，并且不褪色不迁移（用丙酮或酒精擦拭也应不变色）。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（E）光纤芯筛选张力不应小于 8.6N（应力为 0.7Gpa，100kpsi，光纤应变为 1.0%），加力时间不小于 1s。光纤熔接衰耗应满足，双向平均值≤0.05dB。

（F）管道光缆设计寿命不小于 20 年。

（G）光缆标识：沿光缆外护套表面标有光缆规格型号、长度标识，生产时间，数量和制造商标志，标识应清晰、不易脱落及褪色。

（H）光缆通道必须满足南网通信反措要求

1. 双路由独立强制要求

承载保护、安稳、远动、计量等生产控制业务的两条进站光缆，严禁同电缆沟、同竖井、同围墙孔洞进站，必须物理完全分离路由；

两条光缆分两侧围墙、分独立电缆隧道 / 排管进入通信机房；

同一线路两套保护通道、安稳装置通道，必须分属两条不同进站光缆，满足 “三双”（双光缆、双路由、双设备）。

2. 与一次动力电缆隔离规范

优先分沟敷设；必须同沟时，加装金属防火隔板完全分隔，平行净距≥300mm；

35kV 高压电缆与光缆交叉时垂直交叉，夹角 90°，交叉间距≥150mm；

光缆全程穿阻燃 PVC 管 / 金属屏蔽管，金属管两端可靠接地。

2）光缆护套

（A）聚乙烯护套

（a）光缆护套采用聚乙烯护套，护套中黑色聚乙烯套的材料应采用线性低密度、中密度或高密度聚乙烯护套料。它们应分别符合 GB 15065 或 YD/T 1485 规定。

（b）黑色聚乙烯套的表面应圆整光滑，任何横断面上均应无目力可见的气泡、砂眼和裂纹。

（c）聚乙烯护套光缆应在缆芯外挤包一层黑色聚乙烯护套，其厚度的标称值为 2.0mm ，最小值应不小于 1.6mm ，任何横断面上的平均值应不小于 1.8mm ，但有 53 型或 63 型外护层时，标称值为 1.0mm ，最小值应不小于 0.8mm ，平均值应不小于 0.9mm.

（B）外护层

外护层由铠装层（非金属）和外套组成。

（a） 外套应是黑色聚乙烯套，其材料应采用线性中密度或高密度聚乙烯护套料，并应分别符合 GB 15065 或 YD/T 1485 规定。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

（b） 黑色聚乙烯套的表面应圆整光滑，任何横断面上均应无目力可见的气泡、砂眼和裂纹。

（c） 外护层中阻水用填充复合物和涂覆复合物应符合 YD/T839 规定，阻水带和阻水纱应符合 YD/T 1115 规定。

（d）铠装层使用非金属材料。

3）阻燃光缆结构

阻燃光缆的外层聚乙烯套应采用低烟无卤阻燃套，其他的元构件宜尽可能采用不燃和阻燃的材料。低烟无卤阻燃套材料宜符合 YD/T1113 规定。

4）光缆的性能要求

（A）护层性能

聚乙烯套的机械物理特性应符合下表规定。

管道光缆护套的机械物理性能

序号	项目		单位	指标			
				LLDPE	MDPE	HDPE	ZRPO
1	抗拉强度	热老化处理前（最小值）	MPa	10.0	12.0	16.0	10.0
		热老化前后变化率|TS|（最大值）	%	20	20	25	20
		热老化处理温度	℃	100±2			
		热老化处理时间	h	24×10			
2	断裂伸率	热老化处理前（最小值）	%	350			125
		热老化处理后（最小值）	%	300			100
		热老化前后变化率|EB|（最大值）	%	20			20
		热老化处理温度	℃	100±2			
		热老化处理时间	h	24×10			
3	热收缩率	（最大值）	%	5			
		热处理温度	℃	100±2	115±2		85±2
		热处理时间	h	4			
4	耐环境应力开裂（50℃，96h）						
注：LLDPE、MDPE、HDPE 和 ZRPO 分别为线性低密度、中密度、高密度聚乙烯和阻燃聚烯烃的简称							

（B）光缆的机械性能

1）光缆的机械性能应包括光缆的拉伸、压扁、冲击、反复弯曲、扭转、卷绕以及松套管弯折等项目，并应通过试验方法和试验条件来检验。

2）光缆允许承受的拉伸力和压扁力应符合表 10 规定。

3）光缆允许的最小弯曲半径用光缆外径 D 的倍数表示，它应符合下表规定。

管道光缆允许的最小弯曲半径

光缆型式	动态弯曲半径	静态弯曲半径

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GYFTY	25D	12.5D
GYFTY04	20D	10D
GYFTZY	25D	12.5D
GYFTY63	25D	12.5D
GYFTY64	25D	12.5D
GYFTZY63	25D	12.5D

（C）光缆的环境性能

光缆的环境性能应包括衰减温度特性、滴流性能、护套完整性、渗水性、阻燃性、防蚁性能、低温下弯曲性能和低温下冲击性能等项目，并应通过规定的试验方法和试验条件来检验。具体要求符合 YD/T 901-2009 中 4.3.4 节的规定。

（D）环保性能

光缆的环保性能应符合 YD/T 901-2009 中 4.3.5 节的规定。

结构参数及机械性能见下表。

管道光缆结构参数和机械性能

序号	内　　容	单位	结构型式及规范要求
1	光缆的结构型式		松套层绞式
1	光缆外径	mm	≤16
2	光缆芯数		光缆最大容纳芯数 96 芯
3	允许短期最大拉力（N）		长期：≥600；短期：≥1500
4	允许的弯曲半径（mm）		见表 9 要求
5	允许的压扁力（N/100mm）		长期：≥300；短期：≥1000
6	使用环境温度	℃	－20～+60℃（光纤衰减值不变）
7	光缆外护层		见 4.3.4 节要求
8	光缆寿命		光缆寿命高于 20 年
9	光缆敷设方式		电缆沟及管道敷设
10	最大可制造长度	km	≥4km

G.652D 光纤材料、结构尺寸的设计、制造和电气性能必须符合 ITU-T G.652D 规定。光纤不允许含有工厂熔接点：

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

G.652D 光纤属性

参数	表述	参数值
模场直径	波长	1310nm
	标称值范围	8.6~9.5μm
	容差	±0.6μm
包层直径	标称值	125.0μm
	容差	±1μm
核壳同心度误差	最大	0.6μm
包层不圆度	最大	1.0%
光缆截止波长	最大	1260
宏弯损耗	半径	30mm
	圈数	100
	在 1625nm 区域的最大值	0.1dB
表面应力	最小值	0.69GPa
色度色散系数	最小零色散波长 λ0min	1300nm
	最大零色散波长 λ0max	1324nm
	零色散波长最大斜率 S0max	0.092ps/nm2·km
未成缆光纤 PMDQ	最大	（注 1）
衰减系数	1310nm～1625nm 区域最大值	0.36dB/km（注 2）
	1383nm±3nm 区域的最大值	（注 3）
	1550nm 区域的最大值	0.22dB/km（注 4）
PMDQ	M	20 段光缆
	Q	0.01%
	最大 PMDQ	0.20ps/(km)1/2

注 1：如果对于特定的光缆结构已经知道能支持对光缆 PMDQ 要求的最大 PMD 系数，则可以由成缆者来规定可选用的最大 PMD 系数。

注 2：通过将 0.07dB/km 的感生瑞利散射损耗加到 1310nm 的衰减值上，该波长范围可以扩大到 1260nm。在这种情况下，光缆截止波长不应超过 1250nm。

注 3：在氢老化以后在此波长上的抽样衰减平均值应小于或等于 1310nm～1625nm 范围规定的最大值。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110K V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

注4：大于200km以上距离无中继线路，衰减系数在1550nm区域的最大值为0.20dB/km，200km 以下距离无中继线路，衰减系数在 1550nm 区域的最大值为0.22dB/km。

（8）管道光缆的检验要求

通过规定的各试验方法（包括拉伸、压扁、冲击、反复弯曲、扭转、卷绕、松套管弯折）及其试验条件用于验证光缆的机械性能，其试验结果符合规定的验收要求时，判为合格。

机械性能试验中光纤衰减变化的监测宜按 YD/T629.1 的规定在 1550nm 波长上进行，在试验期间，监测系统的稳定性引起的监测结果的不确定度应优于 0.03dB 。试验中光纤衰减变化量的绝对值不超过 0.03dB 时，可判为无明显附加衰减。允许衰减有某数值的变化时，应理解为该数值已包括不确定性在内。

光纤拉伸应变宜采用 GB/T 15972.22-2008 附录 C 规定的相移法进行监测，监测系统的不确定度应优于 0.01% ，试验中监测到的光纤应变不大于 0.01% 时，可判为无明显应变。光缆拉伸应变应采用机械方法或传感器方法进行监测，其系统的不确定度应优于 0.05% ，试验中监测到的光缆应变不大于 0.05% 时，可判为无明显应变。

（9）数据网设备技术要求

1）设备性能要求

设备交换容量

端口交换容量： 128Gbps。

交换机包转发率

支持线速转发能力，转发性能 96Mps，端口交换容量： 128Gbps。

交换机的丢包率

轻载条件下丢包率小于 0.01%，重载条件下丢包率小于 0.1%。

交换机转发时延

在最坏情况下，交换机设备对于 1518 字节长度及以下 IP 包的转发时延应小于 1ms。

交换机能够对组播数据进行线速转发。

交换机提供具有优秀的 MPLS 支持能力。

2）产品特点及功能

（A）多业务支持能力

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（B）支持增强型灵活 QinQ 功能，确保灵活的外层 VLAN 标签功能的同时不占用 ACL 资源。

（C）能将内层 VLAN 的 CoS 值映射到外层 VLAN，或者修改外层 VLAN 的 CoS 值，可根据业务需要灵活标记 QoS 等级，满足多业务承载的要求。

（D）I 支持 IGMP Snooping/ IGMP v3 snooping/Filter/Fast Leave/Proxy 等协议。

（E）支持线速的跨 VLAN 组播复制功能，支持捆绑端口的组播负载分担，支持可控组播，可以充分满足 IPTV 和其他组播业务的需求。

（F）支持 MCE 功能，实现了不同 VPN 用户在同一台设备的隔离，有效解决用户数据安全问题，同时降低用户投资成本。

3）完善的高可靠保护机制

（A）不仅支持传统的 STP/RSTP/MSTP 生成树协议，还支持 SmartLink 和 RRP 等增强型以太网技术，可以实现毫秒级链路保护倒换，保证高可靠性的网络质量。

（B）支持以太 Trunk（E-Trunk）功能，极大地提升了接入侧设备的可靠性。

（C）支持智能以太保护 SEP（Smart EthernetProtection），SEP 是一种专用于以太网链路层的环网协议。在华为设备上已经利用 SEP 协议实现了以太网链路管理。SEP 协议简单可靠、倒换性能高、维护方便、拓扑灵活，可以大大方便用户进行网络的管理和规划。

（D） EI 系列支持 VRRP 虚拟路由冗余协议，与其他三层交换机构建 VRRP 备份组。构建故障时的冗余路由拓扑结构，保持通讯的连续性和可靠性，有效保障网络稳定。支持在设备上配置多条等价路由的方式实现上行路由的冗余备份，当主上行路由发生故障时自动切换到下一个备份路由上去，实现上行路由的多级备份。

（E）支持 BFD 链路快速检测功能，能为 OSPF、ISIS、VRRP、PIM 等协议提供毫秒级检测机制，提高了网络可靠性。遵循 IEEE 802.3ah 和 802.1ag 提供点到点以太网故障管理功能，可以用于检测用户侧“最后一公里”以太网直连链路上的故障。以太网 OAM 能够有效提高以太网的网络管理能力和维护能力，保障网络的稳定运行。

4）完备的 QoS 策略和安全机制

（A）系列交换机可以基于五元组、IP 优先级、TOS、DSCP、IP 协议类型、ICMP 类型、TCP 源端口、VLAN、以太网帧协议类型、CoS 等信息，实现复杂流分流功能，支持双向 ACL。5300 支持基于流的双速三色限速功能，每端口支持 8 个优先级队列，支持 WRR、

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

DRR、SP、WRR＋SP、DRR+SP 多种队列调度算法，有效地保证了话音、视频和数据等网络业务质量。

（B）系列交换机提供多种安全保护功能。支持 DoS（Denial of Service）类防攻击、网络的防攻击、用户的防攻击等功能。

（C）支持 ARP 表项严格学习功能，可以防止因 ARP 欺骗攻击将交换机 ARP 表项占满，导致正常用户无法上网。

5）POE 特性

（A） PWR 系列交换机可以通过配置不同功率等级的 POE 电源支持 PoE（Power OverEthernet）功能，即可通过网线向远端下挂 PD 设备（如 IP Phone、WLAN AP、Security、Bluetooth AP 等）提供-48V 直流电源，实现对下挂 PD 设备远端供电。

（B） PWR 全系列交换机支持完善的 POE 解决方案，用户可灵活配置 POE 端口是否供电以及何时供电。

6）良好的可扩展性

系列交换机支持智能堆叠 iStack 功能，完全即插即用，插好堆叠线缆即可自动组建堆叠虚拟框式架构。堆叠成员分为主、备、从三种角色。新增备交换机之后减少了主交换机故障引起的业务中断时间。支持智能升级，排除用户给堆叠扩容时为新加入交换机更换软件版本的烦恼。堆叠技术允许交换机利用互联电缆实现多台设备的扩展，单一 IP 管理，大大降低系统扩展以及运维的成本。与传统组网技术相比，在扩展性、可靠性、整体架构等性能方面均具有强大的优势。

7）简单的可管理特性

（A）支持 GVRP 实现动态分发、注册和传播 VLAN 属性，从而达到减少网络管理员的手工配置量及保证 VLAN 配置正确的目的。GVRP 是一种 VLAN 的动态配置技术，在复杂的组网环境中应用 GVRP，能够简化 VLAN 配置管理，减少因为配置不一致而导致的网络互通问题。

（B）支持 MUX VLAN 功能。MUX VLAN 提供了一种在 VLAN 的端口间进行二层流量隔离的机制。采用两层 VLAN 隔离技术，只有上层 VLAN 全局可见，下层 VLAN 相互隔离。

8）丰富的 IPv6 特性

系列交换机提供双协议栈，可平滑升级。硬件支持 IPv4/IPv6 双栈和 IPv6 over IPv4 隧道（包括手工 Tunnel，6to4 Tunnel，ISATAPTunnel），三层线速转发。既可以

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

用于纯 IPv4 或 IPv6 网络，也可以用于 IPv4 到 IPv6 共存的网络，组网方式灵活，充分满足当前网络从 IPv4 向 IPv6 过渡的需求。

(10) 通信电源设备技术要求

通信电源采用 48V，主机及电池均为双套配置。

1）设备名称

通信高频开关电源屏、通信蓄电池组。

2）技术要求

（A）交流部分

交流输入电压： 380V，变动范围为 323V～418V

220V，变动范围为 187V～242V

交流输入频率： 50Hz±5%

两路交流输入电源倒换时，应具有手动和自动转换装置。自动转换时，应具有电气和机械联锁装置。

交流配电模块：5 路 20A 单相，1 路 20A 三相。

通信高频开关电源的效率应不小于 91%，功率因数应不小于 0.99。

（B）整流部分

（a） 模块可带电插拔，任一模块退出运行均不影响系统的正常运行；

（b） 整流模块的运行参数、工作状态及告警信号应能送到监控单元；

（c） 整流模块应能接受监控单元的开/关机、均浮充转换、输出电压等控制；

（d） 具备输入过压、欠压、输出过压、欠压、过流及散热器过温保护功能；

（e） 整流模块应能并联工作，并能按比例均分负载性能，其不平衡度应优于±5%的输出额定电流值。当某整流模块出现异常时，应不影响电源系统的正常工作；

（f） 具有良好的电磁兼容性，可与程控交换机等设备布置在同一机房。

（g） 通信高频开关电源应符合 YD/T731-2002 要求。

（h） 直流输出电压标称值为-48V，稳压精度：±0.5%。均充电压可达 57.6V。

（i） 整流模块自动均分供电电流。

（j） 电源输出电压的可调节范围为 43V～58V。

（k） 浮充工作方式时直流输出工作电压的范围应为其标称值的 95%～117%。

（l） 均衡工作方式时直流输出工作电压的范围上限值应为其标称值的 120%。

（m） 电源的直流输出电压值在其可调节范围内应能做到手动或自动调节。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（n） 应能接入两组蓄电池组。

（o） 应具有低电压时蓄电池保护功能。

（p） 可对电池进行初充、浮充、定时均充和自动均充的管理。

（q） 市电故障或整流模块故障，自动转入蓄电池供电。

（r） 蓄电池放电至终止电压时,告警并设有蓄电池欠压保护。蓄电池欠压保护装置应有较强抗干扰能力，在市电瞬间中断或市电切换过程中不发生欠压保护装置误动。

（C）监控部分

（a） 可通过监控单元的显示屏和键盘完成对系统的参数设置、工作状态监测及信息查询等操作；

（b） 可根据蓄电池组容量、环境温度等参数自动调节对蓄电池组的充电方式、充电电压、充电电流，实现对蓄电池组的智能管理；

（c） 具备蓄电池过放电保护功能。

（d） 提供智能通信接口 RS485/RS232，可实现本地集中监控和“三遥”功能，同时应提供至少 2 路触点告警输出讯号。投标方应提供相应的接口通信协议，并配合招标方将设备接入电站站内监控系统。

（D）直流配电

直流输出：4 路 63A、6 路 32A、10 路 20A、10 路 16A、10 路 10A；

以上所要求的各直流输出回路均要求按空气开关配置。

母线电压：48VDC±10％。

直流配电部分电压降不超过 500mV（环境温度 20℃）。

（E）安全标准：符合 IEC950。

（F）防雷要求

电源的防雷要求应符合 YD/T 944－1998 第 4.2 条的要求。

（G）通信高频开关电源及直流分配屏机柜颜色应与站内其它设备机柜统一（签定技术协议确定），尺寸 800mm×600mm×2260mm。

（H）蓄电池组技术要求

采用阀控式密封铅酸免维护蓄电池。阀控式密封铅酸免维护蓄电池应符合 YD/T 799-2002 要求。

电池组额定容量：见设备需求一览表。

蓄电池组的电气要求：

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

电池组标称电压：48V

内阻：请厂家提供内阻值

单体容量 500 Ah.

单体额定电压：2V

蓄电池：2 组，两组蓄电池布置于独立的蓄电池室。

具阀门自动调制电解质吸收结构，密封性能好，在蓄电池的使用寿命内，电解质数量保持不变。使用寿命不低于 15 年。

壳和盖体材料采用阻燃性塑料。

蓄电池的外观不应有裂纹，污迹及明显变形。

蓄电池处在最大放电电流时，导体部件不应熔断，外观不应有明显变形。

蓄电池应具有一定的耐过充能力，过充电时不应有漏液和明显变形。

蓄电池外部遇明火时，其内部不应爆炸。

蓄电池充电电量每 1Ah 析出的酸雾应不大于 0.025mg。

电解液再化合效率：＞99%

蓄电池静置 28 天后其容量保存率不低于 96%。

蓄电池密封反应效率应不低于 95%。

80%循环充放电周期（20℃时）：>1200 次

自放电率：0.5%－1%/周（20℃时）

（I）蓄电池充电的要求

（a） 蓄电池在使用前一般应进行补充充电，蓄电池最大充电电流不大于 2.5 I10（A），最大补充充电电压不大于 2.35V/单体。

（b） 蓄电池均衡充电单体电压为 2.30～2.35V（25℃）。

（c） 蓄电池浮充电单体电压为 2.20～2.27V（25℃）。

（J） 蓄电池端电压的均衡性

（a） 单体蓄电池和由若干个单体组成一体的组合蓄电池，其各电池间的开路电压最高与最低差值应不大于 20mV（2V）。

（b） 蓄电池进入浮充状态 24h 后，各蓄电池之间的端电压差应不大于 90mV（2V）。

电池间的连接电压降△U≤10mV。

蓄电池的折合浮充寿命不低于 15 年。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

安装方式：机架（机柜）安装。

（c） 安全标准：符合 IEC950

3）备品备件、专用工具和仪器仪表清单

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备 注
1	48V 高频开关电源模块		块	4	和供货相同
2	蓄电池内阻测试仪	GT-NZ01	套	1	
3	48V 直流系统综合测试仪	GT-CDCF	套	1	
4	尾纤		对	20	和 SDH 接口一致，5 米的 10 对，15 米的 10 对。

（二十八）防孤岛装置及频率电压紧急控制装置

光伏电站应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力，其防孤岛保护应与电网侧线路保护、重合闸、低电压穿越能力相配合。光伏电站的防孤岛保护必须同时具备主动式和被动式两种，应设置至少各一种主动和被动防孤岛保护。

为了发生事故时更好地保证系统稳定运行和电站安全，本期在营盘乡兰花村光伏电站 110kV 升压站配置一套低频低压解列及高频切机装置，以被动方式实现防孤岛保护。主动式防孤岛保护纳入逆变器考虑。当系统频率在 49.5Hz～50.5Hz 时，电站可连续运行，高于或低于此频率条件时，如系统经过一定的延时不能恢复正常，此时频率电压紧急控制装置动作解除光伏电站与电网的并列。

光伏电站接入南方电网后其他安全稳定控制装置的最终配置方案按南方电网公司最新要求执行。

（二十九）气象环境监测系统

本工程在光伏电站配置 2 套气象环境监测系统，包括直射辐射表、散射辐射表、总辐射表、环境温度计、光伏组件温度计、风速仪、风向仪、全天空成像仪、数据处理传输设备等。气象环境监测系统通过串口或网络模式与光功率预测系统通信，实现辐射度、电池板温度、环境温度等气象参数的传输。支持多源数值天气预报数据的集合

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

预报，具有 0～72h 短期光伏功率预测以及 15min～4h 超短期光伏功率预测功能。每 15min 自动向电力调度部门滚动上报未来 15min～4h 的光伏电站发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。光伏电站每天按时向调度部门上报次日 0～24h 光伏电站发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。光伏发电站发电功率预测曲线应自动上传到贵州省调。单个光伏发电站的短期光伏发电功率预测月平均准确率应不低于 75%，月平均合格率应大于 80%；超短期光伏发电功率预测月平均综合准确率应不低于 80%，月平均合格率应大于 85%。

（三十）PMU（同步相量采集装置）配置

根据 GB/T50866-2013 《光伏发电站接入电力系统设计规范》、Q/CSG1203005-2015《电力二次装备技术导则》及 Q/CSG1203052-2018《南方电网相量测量装置（PMU）技术规范》的要求，本站配置一套同步相量测量（PMU）子站系统，用于测量电站所有 110kV 出线、110kV 母线电压、35kV 集电线路、升压变高压侧电压、电流；35kV 母线电压。

PMU 通过 1 路调度数据网通道和 1 路 2M 专线通道向六盘水地调主站系统传送同步相量信息。

（三十一）一次调频系统装置

本期配置一套一次调频控制系统，当电网频率发生大频差扰动时，一次调频控制系统能够快速调节光伏电站的发电功率，使电网频率快速恢复到正常范围。一次调频控制系统通过采集光伏电站并网点系统频率，在光资源允许的条件下（发电功率大于额定功率的 20%），实时判断电网的频率和电压的变化情况。当系统运行正常并且频率超出死区范围时，一次调频控制系统根据当前光伏并网逆变器的运行状态和运行工况进行判断，确定每台并网逆变器的动作逻辑，在集控室配置一台监控后台。

（三十二）远动含有功无功控制系统（AGC/AVC）

1.技术总的部分

本设备技术规范书适用范围仅限于水城区营盘乡兰花村光伏电站的远动、有功、无功自动控制（AGC/AVC）系统。供货范围、设备的技术规格、遵循的技术标准、结构、性能和试验等方面的技术要求。

2.标准和规定

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

本技术规范是参照以下标准制定的，投标设备应符合本技术规范的要求，本技术规范未作规定的要求按照下列标准执行。这是对设备的最低要求，系统应满足最新版本的以下规定、法规和标准，但不限于以下规定、法规和标准。

《光伏电站接入电网技术规定》

《调度运行管理规范》

《光伏电站并网验收规范》

《电工名词术语》

《继电保护和安全自动装置技术规程》

《电力工程电缆设计规范》

《继电保护设备信息接口配套标准》

《南方电网公司电网重大反事故措施》

电监会令第 5 号《电力二次系统安全防护规定》

3.技术要求

系统功能应满足建设方案、发展目标的要求，保证系统的实用性和适用性，并提供严格的安全管理措施，以保证系统及其数据的安全可靠性。系统应采用开放式体系结构，满足可扩展性和可维护性等要求。

（1）系统的实用性和适用性

本系统的建设应立足于对电网调度及运营管理的需求，借鉴国内外一流专业技术，充分考虑 光伏电站调度运行的应用需求，在满足各项规范要求的基础上，保证系统在各项功能基础上体现整体实用性及系统针对不同应用环节的适用性。

（2）系统功能规范化

严格遵循南方电网公司颁布的相关功能及技术规范。

（3）系统开放性

系统应具有开放的体系结构，采用规范信息模型和标准接口规范，保证本系统同其他相关系统之间的数据交换。

（4）系统安全性

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

满足《电网和电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定》（中华人民共和国国家经贸委第 30 号）和《电力二次系统安全防护规定》（国家电力监管委员会第 5 号令）对电网计算机监控系统和系统之间互联的安全要求。

（5）系统可靠性

应对系统关键节点的设备、软件和数据进行备份，提供故障隔离和排除技术手段，实现任一单点故障均不影响系统的正常运行。

4.系统构成

AGC/AVC 控制子站由远动主机（与电站计算机监控系统合用）、PC 服务器、规约转换层组成。系统构成示意如图所示:

远动机：负责和主站通信，接收主站下发的计划曲线和对上位机的干预（例如远方投退、复归等）。

上位机：由高性能 PC 服务器担任，包含 AGC/AVC 软件，负责具体的控制逻辑判别，并智能生成最优的调节策略的组合，再从网络下发调节命令；另外，PC 服务器可以起到存储、管理调度计划曲线的功能，可以作为 SVC/SVG 等设备调度指令的中转站 。

规约支持层：接入逆变器等非传统电力系统设备。

5.系统功能

光伏电站并网控制系统主要包括光伏电站有功功率自动控制（AGC）、电压无功功率自动控制（AVC），以及相关的计划曲线管理、权限管理等配套功能。

（1）有功功率自动调节功能（AGC）

计算机监控系统应能根据调度部门指令等信号自动调节有功功率输出，确保光伏电站最大输出功率及功率变化率不超过调度给定值，以便在电网故障和特殊运行方式时确保电力系统的稳定。

控制逆变器

若逆变器提供了相关控制接口，并网控制系统 AGC 模块具备对各个逆变器协调控制的功能，自动确定最优策略，要求逆变器具备的接口（含 AVC 接口）如下:

名称	范围	量纲	说明
当前工作点设置	[经济运行工作点下限－经济运行工作点 上限] 逆变器最低限度应具备[30-100]的经济运行范	%	遥调 AGC 接口

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

	围；最好能够做到[10-100]的经济运行范围		
当前工作点	同上	%	遥测，和“当前工作点设置”配套。其含义是允许逆变器输出的最大功率上限值，在特定的光照条件下，若逆变器最大有功输出能力大于该值，则需要自动限制输出；若逆变器最大有功输出能力小于该值，则满发 AGC 接口
启停状态控制			遥控 AGC 接口
启停状态			遥信，和“启停状态控制”配套 AGC 接口
无功功率设置	逆变器最低限度有功功率满发的情况下，仍至少具备无功功率在[-0.3122*PN ~ 0.3122PN]内自由调节的能力（0.95 功率因数）；最好能做到有功功率满发的情况下[-0.4359* ~ 0.4359PN]内自由调节的能力（0.9 功率因数）	kVar	遥调 AVC 接口 正表示输出容性无功，负表示输出感性无功
无功功率	同上	kVar	遥测，和“无功功率设置”配套 AVC 接口 逆变器输出无功功率实时值 正表示输出容性无功，负表示输出感性无功
闭锁并网自动控制总信号			闭锁信号为 1，则闭锁对逆变器的 AGC/AVC 自动调节
有功功率		kW	逆变器输出有功功率实时值

6.电压无功功率自动调节功能（AVC）

光伏电站并网控制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，根据调度下达的电压曲线或根据 AVC 控制策略自动对无功补偿装置发出控制指令，实现对控制目标值——电网电压和无功的自动调节和闭环控制，使其在允许的范围内变化。

控制逆变器无功输出

要求逆变器具备有功/无功解耦能力，可以独立的调节逆变器无功输出。

控制 SVC/SVG

AVC 系统具备动态调节 SVC/SVG 工作点的功能，以实现对调度电压/无功指令的动态跟踪。需要 SVC/SVG 提供的基本接口如下:

名称	范围	量纲	说明
当前工作点		Mvar	
工作点设值		Mvar	
闭锁控制信号			总闭锁信号，若该信号为 1，则闭锁该 SVC/SVG 的自动控制
系统电压（可选）		kV	
系统电压设置（可选）		kV	

7.权限管理

用户说明:

系统用户目前分为三个等级:

（1）管理权限

具有所有模块的所有功能的操作权限。

（2）维护权

可以设置部分运行参数。

（3）运行权限

只具备浏览界面，以及一些简单的投退复归操作权限。

（4）计划曲线管理

1）计划曲线存储

保存调度下发的有功、无功/电压指令，数据保留 10 年。

2）计划曲线显示

具备报表和曲线方式显示每日计划曲线。

3）打印和导出

支持打印计划曲线的功能，支持导出成为 csv 等常见文本格式。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

8.技术指标

（1）有功功率自动调节

有功功率合格率：应满足电网公司对有功功率限制的要求。

调节速率：支持每分钟调节光伏电站装机容量 10%功率变化速率的能力，电网公司要求变化时，可以升级满足要求。

调节变化率限制：应满足电网公司的要求，使得 AGC 调节对系统的扰动在电网安全运行允许的范围内。

（2）电压无功自动调节

电压无功合格率：应满足电网公司对电压/无功控制的要求。

调节速率：支持每分钟调节光伏电站总无功储备 10%功率变化速率的能力，电网公司要求变化时，可以升级满足要求。

调节变化率限制：应满足电网公司的要求，使得 AVC 调节对系统的扰动在电网安全运行允许的范围内。

（3）系统性能

系统硬件可靠性应大于 99%

系统月可用率应大于 99%

平均无故障时间 MTBF 总体大于 20000 小时

9.通讯接口

（1）系统通信接口

1）与调度的通信接口

控制系统与调度进行通信，获得调度给定的光伏电站有功和电压/无功指令（包含计划曲线），并上传光伏电站实时运行数据。

2）与光伏电站自动化系统的接口

光伏电站计算机监控系统可以为 AGC/AVC 控制系统提供更多的光伏电站电气运行参数信息，例如母线电压、光伏电站实际功率等。

3）与无功补偿系统的接口

获取无功补偿系统的当前运行状态，其当前实发无功及无功裕度。对无功补偿系统进行无功指令控制。

4）与逆变器的接口

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

并网控制系统AGC/AVC模块应具备针对各个逆变器协调控制的功能，自动确定最优控制策略。

（2）通信接口类型

1）与调度系统通信

提供 2 路 2M 网络接口，支持 IEC-101/104 等规约。

2）与光伏电站监控系统通信

提供 2 路以太网接口，支持综自厂家的以太网 103 规约。

3）与无功补偿子系统通信

提供 2 路以太网接口，支持 Modbus-TCP/IP 规约。

4）与逆变器通信

提供 2 路以太网接口，支持 Modbus-TCP/IP 规约。

具体通信规约需进一步与设计院及相关设备厂家沟通明确。

（3）远动系统

1）光伏电站远动系统方案采用在站内计算机监控系统上配置双远动通信设备方案（主机冗余配置、两套远动主机，其中一套主机故障、自动切换至另一主机运行。），即远动通信设备挂在站内监控系统采集网上，采用高速数据网络口连接；调度所需的远动信息由远动通信设备直接传送，调度下发的调度控制命令亦由远动通信设备接收执行。

2）按照《电力系统调度自动化技术规程》（DL/T5003-2005）、《光伏发电站设计规范》（GB 50797-2012）、《光伏发电站接入电力系统设计规范》（GB/T 50866-2013）和南方电网的相关要求，本项目至少向相关调度端传送如下遥测、遥信信息，并接收调度端的遥控、遥调命令:

遥测

全站发电总有功功率、无功功率;

110kV 线路的电流、电压、有功功率、无功功率;

升压变高压侧电压、电流、有功功率、无功功率;

无功补偿装置的无功功率;

光伏电站环境监测系统采集的实时辐照度、环境温度、光伏组件温度;

光伏电站内汇集线路电压、电流、有功功率、无功功率;

光伏电站的储能容量状态。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

遥信

全站事故总信号;

电气主接线中所有断路器位置信号（双位置）;

所有 110kV 隔离开关、地刀位置信号;

110kV 线路主保护动作信号及重合闸动作信号;

升压变压器分接头位置信号;

逆变器、无功补偿设备和单元升压变压器运行状态等;

遥控

所有断路器分、合;

全所电动隔离开关的分合;

无功补偿装置的投切;

光伏发电站的启停;

升压变压器分接头位置调节。

遥调

光伏发电站的有功功率调节。

（三十三）SVG 无功补偿装置

本工程配置无功补偿装置一台，1×±16MVar

无功补偿装置参数表

额定电压	35kV
电压调节范围	90~110%
无功功率调节范围	额定容性至额定感性，连续调节
控制方式	本地控制、远方控制、调度控制
电压穿越	低压穿越、高压穿越
动态响应时间	≤5ms
谐波补偿能力	2 次~13 次
补偿方式	无功功率补偿、谐波补偿、负载不平衡补偿
补偿功率因素	不小于 0.99
整机效率	不小于 99%
过载能力	110%连续过载，120%过载 1 分钟
运行环境温度	-45℃~55℃

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

相对湿度	不大于 95%
冷却方式	变频器水冷却

□ 用于本工程的 SVG 应具有资质的第三方出具的用于电磁暂态和机电暂态电气仿真的计算模型参数及建模报告、电网适应性（频率适应性、电压适应性）报告、高低压穿越能力报告、电能质量、有功无功控制能力报告等方面的型式试验报告，以上报告应为全面的、完整的报告，必须能通过贵州电网公司的认可和审查；严禁没有以上报告的产品进入本工程。

□ 招标方应能把对侧的功率因素传输至本侧监控系统，以便作为 SVG 调节的参考依据。由于对侧关口处的功率因素不合格造成的损失全部由投标方负责。

□ SVG 应满足在集控室后台远方启、停、调整出力、故障监控、冷却液液位监控、冷却水泵及风机启停等数据监控及分析功能，单独配置 1 台电脑及监控系统。

（三十四）主变

1.总则

光伏子阵与箱式变压器的组合方案采用单元接线，光伏逆变器出线电压经箱式变升至 35kV，接入 110kV 升压站 35kV 母线，再经主变压器升至 110kV。35kV 配电系统采用单母线接线方式，110kV 采用线变组接线方式；1 回 110kV 出线接入系统。

2.应遵循的主要现行规范、标准

GB1094 《电力变压器》

GB/T6451 《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》

GB311.1 《高压输变电设备的绝缘配合》

GB/T16434 《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》

GB/T15164 《油浸式电力变压器负载导则》

GB763 《交流高压电器在长期工作时的发热》

GB2900 《电工名词术语》

GB5273 《变压器、高压电器和套管的接线端子》

GB2536 《变压器油》

GB7328 《变压器和电抗器的声级测定》

GB7449 《电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则》

GB156 《标准电压》

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB191　《包装贮运标志》

GB50229　《火力发电厂与变电所设计防火规范》

GB5027　《电力设备典型消防规程》

GB4109　《交流电压高于 1000V 的套管通用技术条件》

GB10237　《电力变压器绝缘水平和绝缘试验外绝缘的空气间隙》

GB 1208　《电流互感器》

GB 16847　《保护用电流互感器暂态特性技术要求》

DL/T 725　《电力用电流互感器订货技术条件》

GB/T5582　《高电压电力设备外绝缘污秽等级》

GB50150　《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》

JB/T5356　《电流互感器试验导则》

GB／T 1804　《一般公差　未注公差的线性和角度尺寸的公差》

GB 4208　《外壳的防护等级（IP 代码）》

GB/T 11022　《高压开关设备和控制设备标准的共用技术条件》

GB1985　《交流高压隔离开关和接地开关》

GB/T5582　《高压电力设备外绝缘污秽等级》

GB 4585.2　《交流系统用高压绝缘子人工污秽试验方法　固体层法》

GB/T 13540　《高压开关设备抗地震性能试验》

DL/T 593　《高压开关设备的共用订货技术条件》

GB8287.1　《高压支柱瓷绝缘子　第一部分：技术条件》

GB/T8287.2　《高压支柱瓷绝缘子　第二部分：尺寸与特性》

GB11604　《高压电器设备无线电干扰测试方法》

DL/T486　《交流高压隔离开关和接地开关订货技术条件》

GB 7354　《局部放电测量》

GB 11032　《交流无间隙金属氧化物避雷器》

JB/Z336　《避雷器用橡胶密封件及材料规范》

GB772　《高压电瓷元件技术条件》

DL/T620　《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》

《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》

（以上标准均执行最新版本）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

3.变压器基本技术参数

（1）型式：三相、双线圈、铜导线绕制、有载调压、高阻抗、低损耗、油浸式全密封升压变压器。

（2）冷却方式：ONAF（油浸风冷） ONAF/ONAF（80％/100％）

（3）额定频率：50Hz。

（4）额定容量：78MVA（绕组温升 65K 时）。

（5）额定电压：高压侧：115kV±8×1.25%kV 低压侧：37kV

（6）阻抗电压：10.5％（允许误差+10%，-0%）

（7）极性：负极性。

（8）联结组标号：YN,d11

（9）端子连接方式：**110kV 干式玻璃钢套管方式，**架空软导线出线

35kV 共箱母线出线 高压侧中性点：架空软导线。

（10）变压器相序：面对变压器高压侧从左到右，高压侧为：A,B,C；低压侧 a，b，c（需核实出线方向）

（11）绕组绝缘耐热等级：A 级

（12）绕组绝缘水平：

	1 分钟工频耐受电压有效值（kV）	冲击试验电压峰值全波/截波
高压	200480/530	
低压	85	200/220
中性点	140325	

绝缘水平应根据海拔进行修正。

（13）变压器绕组匝间工作场强不大于 2kV/mm。

（14）在额定频率下，规定变压器可在高于 105％的额定电压下运行，一般不得超过 110％的额定电压。

（15）损耗（在额定电压和频率下，温度为 75℃时）：满足规范要求。

注：能耗水平不能低于 GB20052-2024 二级能效折算值。

（16）温升限值（周围环境温度 40℃）

1）绕组平均温升：65K（用电阻法测量）

2）顶层油温升：55K（用温度传感器测量）

3）铁芯、绕组外部的电气连接线或油箱中的结构件不超过 80K。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（17）过载能力

变压器允许短时间过载能力应满足下表要求（正常寿命，过载前已带满负荷，环境温度 40℃）

变压器过载的允许时间满足规范要求

（18）承受短路能力

变压器应能承受外部短路 40kA（有效值），时间为 2s，变压器应无损伤。并应能承受外部短路 100kA（峰值）冲击，绕组及铁芯等不应有不允许的变形和移位。满载运行的变压器短路后线圈温度不高于 250℃，保证该变压器继续运行。

（19）工频电压升高时的运行持续时间

变压器对于额定电压的短时工频电压升高倍数的持续时间应满足规范要求。

4.技术性能要求

（1）局部放电水平

在 1.5 倍最高相电压下，局部放电量≤100pC;

变压器的局部放电测量方法按 GB1094.3 进行。

（2）无线电干扰

在 1.1 倍最高相电压时的无线电干扰电压不大于 2500μV， 并在晴天夜晚无可见电晕。

（3）噪声水平

冷却器、风扇、油泵不投入运行的情况下满载运行，距变压器本体 2m 处，噪声不大于 75dB。

（4）所有相同设计、相同额定值的变压器的电气性能应完全相同，具有互换性，且可以并列运行。

（5）变压器的结构应有利于顺利地运输到目的地，需现场安装附件，安装好后将能立即进入持续工作状态。

（6）变压器及其附件的设计和组装应使振动最小，并且能承受三相短路电动力的作用。

（7）变压器铁芯和较大金属结构零件均应通过油箱可靠接地，变压器的铁芯应通过套管从油箱上部引出可靠接地，接地处应有明显接地符号“⊥⏦⏚”或“接地”字样。

（8）变压器套管

1）套管绝缘水平

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

	1 分钟工频耐受电压（有效值）kV	冲击试验电压全波峰值（1.2/50us）kV
高压	255550	
低压	95	200
中性点	155325	

2）套管爬电距离:

高压侧≥25mm/KV（最高工作电压）

低压侧≥25mm/KV（最高工作电压）

中性点≥25mm/KV（最高工作电压）

3）套管颜色：棕色

4）套管端子的允许荷载不小于下表的值:

变压器套管端子受力 （N）

套管位置	横 向	纵 向	垂直拉力
高压侧	1500	2000	1500
低压侧	1500	2000	1500
高压中性点	750	1000	750

静态安全系数不小于2.5，事故状态下安全系数不小于1.67。变压器套管端子型式和尺寸应满足GB5273标准中的有关规定。

5）套管式电流互感器的配置及规范如下表 3

表 1 变压器套管式电流互感器的配置及规范

装设位置	电 流 比（A）	准确级	额 定 输 出（VA）	组数（三相/组）
高 压 侧	400-600/1A	5P30	20	2
	400-600/1A	0.5S	20	1
高压中性点	100-300/1A	5P20	20	2

（9）有载调压开关（配控制电缆线 100 米）

1）采用先进、可靠的品牌产品。

2）调压范围 115±8×1.25%kV。

3）抽头数量 ±8（17 级）。

4）额定电流：350A。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

5）绝缘水平（LI/AC）：325/140kV

6）调压开关油箱与主油箱隔开，同时在不破坏油密封的情况下，能够容易地吊出开关芯子，并装抽头变换的动作计数器。调压开关油箱有滤油阀门。

7）有载开关将进出油管引到离地面 1.3～1.5 米高度，以便于换油和取油样。

8）调压开关可以就地手动，就地和远方电动操作，所有操作手轮手柄、按钮等均有明显的功能和方向指示。有用于就地及远方控制室内的抽头指示器及按钮（散件供应）。

9）电气寿命、机械寿命满足规范要求。

（10）油箱及储油柜

1）油箱的机械强度应承受住真空压力 133Pa 的机械强度试验，油箱不得损伤和出现不允许的永久变形。

2）油箱下部应设置供千斤顶顶起变压器的装置和水平牵引装置。

3）油箱上部应设滤油阀，下部装有足够大的事故放油阀。

4）变压器应装有气体继电器，其触电断开容量不小于 66VA（交流 220V 和 110V），直流有感负载时不小于 15W。为使气体易于汇集在气体继电器内，要求升高座的联管、变压器与储油柜的联管和水平面有约 1.5o 升高坡度，变压器不得有存气现象。变压器外壳靠近瓦斯继电器处应有攀登爬梯，瓦斯继电器带有防雨罩。本体瓦斯继电器与油枕侧增加波纹管连管，本体瓦斯继电器两端安装阀门，以便于更换。

5）变压器油不应与空气直接接触，采用金属波纹膨胀器油枕以防绝缘油老化。本体油位异常信号应将油位高和油位低区分开，并应至少设有 1 个压力释放器，动作压力 0.5kg/cm2，释放器动作应有标志，并提供一对报警信号。在适当处应有注油、排油阀门及全密封取油样的阀门，油箱下部应装有适当的事故放油阀门，压力释放器必须有排油导向装置并有防雨功能。

6）变压器及金属外表面应进行防腐处理，变压器颜色：RAL7035。

（11）其他附件的技术要求

1）变压器应配备油温测量装置，油温测量（Pt100）应不少于两个监测点。上述温度变量除在变压器本体上可观测外，尚应能将该温度信号（三个电阻抽头）送出，并同时送出 4-20 mA（两线制无源）模拟量。变压器还应配备带变送器输出的绕组温度测量装置，测温装置不少于两个监测点，温度变送器应能输出 4-20 mA（两线制无源）模拟量，温控器应能给出高温报警、超高温跳闸及启动风冷装置的开关量接点，温度变送器控制电压为交流 220V。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

变压器应配备油位计，能输出高、低油位接点各一对。

变压器本体上的测温装置的端子箱或就地仪表间的电缆应采用耐油、阻燃、屏蔽电缆。

气体继电器至端子箱电缆应将其触点两极分别引出，不得合用一根多芯电缆。气体继电器装设防雨帽。

变压器的端子箱和冷却器控制箱内的端子排应为阻燃、防潮型，并应有 15％的备用端子，供用户使用。

2）变压器不带小车，配支座装置。

3）变压器绝缘油选用＃25 变压器油（克拉玛依），应满足以下要求:

闪点（闭口）不低于: 140℃

击穿电压不小于: 60kV

气体总量: ≤2%（处理后）

介质损耗因数（90℃）不大于: 0.5％

水分: <15pm

随变压器供应备用油量: 为总油量的 10%

绝缘油应添加抗氧化剂

4）变压器的所有外购件必须经过鉴定并有产品合格证，符合相应标准要求。

5）接线端子为板状，其接触面为 0.15A/mm2 的电流密度。选择端子板及导线的截面应根据长期允许电流而选择。

6）辅助电源为 DC 220V。

7） 配置色谱在线监测装置，后台配置监控电脑。

8）变压器密封圈采用氟橡胶材质。

（12）冲击记录仪

在变压器运输过程中允许 3.0g 加速度的冲力，并装有 XYZ 三个方向的冲击记录仪。冲击记录仪必须在主变就位后经双方人员共同检查验收并签认后，方可拆除（记录仪动作情况需作记录）。在公路运输时允许 15° 的倾角。变压器必须采用充干燥空气运输，充以 0.3kg/cm²的干燥氮气，到现场后一个月内油箱内的干燥空气压力应保持正压，并应装有压力计进行监视。

（13） 套管 CT 的所有二次引线应引到容易接近的端子箱内，并标明编号及极性关系，且附有红色警告牌，以中文标明: “危险！CT 在运行中，不得开路”。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（14） 变压器的端子箱及调压开关操作箱的门应有锁住装置，每把锁应有锁匙最少 3 把。变压器爬梯也应有封板及锁装置，以防人爬上变压器。

（15） 最后工序及油漆

设备钢铁外露表面应有适当的保护，油漆或镀层应附着良好，不应剥落、腐蚀、毛糙及龟裂。外露表面最少有一层锌铬酸盐底漆及两层面漆，所有油漆应有抵御日光辐射及热带骤雨所引起的急剧温度变化的能力。面漆的颜色根据实际情况而定。调压开关操作箱的表面涂漆应尽量减少与变压器面色的反差。

（16）组装后的质量要求

变压器正常运到现场后，应保证不需吊罩经检查而能可靠地投入运行（若需通过人孔入内检查，由厂方选派有经验的人员）。变压器应能在额定电压下冲击合闸 5 次而无异常现象。

（17）本体端子箱中除厂家原设计中二次回路引接的端子排外，应提供 30-40 个电流试验端子供招标方作 CT 联接之用。端子箱至变压器本体上各设备的连接电缆及不锈钢封闭槽盒由厂家提供，电缆应为阻燃、耐油、屏蔽电缆。控制箱及端子箱采用不锈钢，控制元器件选用合资厂产品。

5.附件安装支架及底座

组合式中性点设备的应配置落地安装支架，材质要求为热浸锌钢管，支柱钢管满足荷载要求；钢管底部附近（距地高度 500mm）应预留 2 个接地端子板；支柱钢管上应在工厂内设计好电动操作机构的安装支架（电动操作机构摇柄处距地高度 1.0m）。

(1) 本工程需提供如下备品备件及专用工具:

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备 注
1	其他等辅材		个	若干	型号、版本与现场一致
2	调试工具	（惠普（HP）战 66 16 英寸 2026 轻薄办公笔记本电脑 全新锐龙 7 450 32G 1T 2.5K 屏 ，有线 RJ45 网口）	台	2	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备 注
3	油温温度表		个	1	型号、版本与现场一致
4	绕温温度表		只	1	型号、版本与现场一致

（三十五）110kV 配电装置

升压站 110kV 配电装置间隔，采用户外 GIS 配电装置。本次设计升压站 110kV 侧设备短路水平按 40kA 考虑。

1.使用条件

（1）海拔 2000 米。

（2）环境温度：最低日温度-25℃，最高日温度+40℃。

（3）覆冰厚度：20mm。

（4）相对湿度，日相对湿度平均值 95%，月相对湿度平均值 90%。

（5）污秽等级：Ⅲ。

（6）风速：35m/s。

（7）安装环境：户外

2.应遵循的主要标准

以下标准应执行最新版本，当标准不一致时按高标准执行。

GB/T 156 标准电压

GB 311.1 绝缘配合 第 1 部分： 定义、原则和规则

GB/T 311.2 绝缘配合 第 2 部分：使用导则

GB/T 762 标准电流等级

GB 20840.1 互感器 第 1 部分：通用技术要求

GB 20840.2 互感器 第 2 部分：电流互感器的补充技术要求

GB 1984 高压交流断路器

GB/T 4109 交流电压高于 1000V 的绝缘套管

GB 4208 外壳防护等级（IP 代码）

GB/T 4585 交流系统用高压绝缘子的人工污秽试验

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 4797.1 环境条件分类 自然环境条件 温度和湿度

GB/T 4797.5 环境条件分类 自然环境条件 降水和风

GB/T 5273 高压电器端子尺寸标准化

GB 7354 高电压试验技术 局部放电测量

GB/T 8905 六氟化硫电气设备中气体管理和检查导则

GB/T 11022 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求

GB/T 12022 工业六氟化硫

GB/T 13540 高压开关设备和控制设备的抗震要求

GB/T 26218.1 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 1 部分: 定义、信息和一般原则

GB/T 26218.2 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 2 部分: 交流系统用瓷和玻璃绝缘子

GB/T 29489 高压交流开关设备和控制设备的感性负载开合

GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

DL/T 402 高压交流断路器

DL/T 506 六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法

DL/T 593 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求

DL/T 1071 电力大件运输规范

DL/T 5222 导体和电器选择设计技术规定

3.SF6 断路器

型号: （以设计为准）

额定电压: 110 kV

系统最高电压: 126kV

额定电流: 满足需要和设计规范要求

额定开断电流: 40 kA

短路关合电流: 100 kA（峰值）

热稳定电流: 100 kA

操作循环: 分－0.3s－合分－180s－合分

断路器操作时间

固有分闸时间 ≤40ms

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

固有合闸时间　　30～60ms

断路器配用一体式弹簧储能操作机构

额定短路电流开断次数≥　20 次

机械寿命≥　10000　次

电寿命（开断额定电流）　≥10000 次

电寿命（开断额定短路电流）　≥20 次

操作电源电压:　　直流 220V

操作电压变动范围:　分励脱扣 65%～110%

SF6 气体系统的主密封圈的设计寿命至少应为 30 年，应提供主密封圈加速老化试验报告。断路器中 SF6 气体年泄漏率不应超过 0.5%。断路器密封圈外侧对接面（法兰面）应涂密封（防水）胶（油脂），防止密封圈老化和法兰面锈蚀。

SF6 气体监测设备与断路器本体之间应设置带手动隔离阀门的三通阀，可切断与本体的气路，并配有充放气的自封接头或阀门，具备不拆卸校验功能。

4.SF6 电流互感器

型号:　　（以设计为准）

额定电压: 110kV

系统最高电压: 126kV

额定电流变比及精度，（CT 的参数最终以设计为准）: **有两组计量绕组，准确级为 0.2S 级，两组测量绕组为 0.5S 级。**

仪表保安系数: fs＜5

最小热稳定电流: 63kA（1s）

动稳定电流: ≥100kA（峰值）

5.电容式电压互感器

型号:　　（以设计为准）

额定电压: 110kV

系统最高电压: 126kV

准确精度: **有两组计量绕组，准确级为 0.2 级，两组测量绕组为 0.5 级**

10.备品备件、专用工具和仪器仪表

投标方应向招标方提供必备的备品备件、专用工具和仪器仪表清单见表 12，要求提供的备品备件、专用工具和仪器仪表应是新品， 与设备同型号、同工艺。

表 12　备品备件、专用工具和仪器仪表清单

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程
总工程师审批

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备 注
1	合闸线圈		个	2	
2	分闸线圈		个	2	
3	开关 SF6 气体密度继电器		只	2	
4	行程开关		个	2	
5	开关充气阀门		只	2	
6	储能电机		个	1	
7	SF6 气体		瓶	1	
8	开关充气接头		个	2	
9	开关微水测试接头		个	2	
10	断路器手动操作手柄		个	2	
11	电流互感器 SF6 气体密度继电器		个	2	
12	电流互感器 SF6 气体密度继电器		个	2	
13	六氟化硫电气设备气体综合测试仪		套	1	
14	氧化锌避雷器阻性电流测试仪	HY-293	套	1	适用各电压等级

（三十六）110kV 变压器保护

1.本设备招标技术文件适用于110kV主变微机保护成套装置的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

2.应遵循的主要标准

下列标准所包含的条文，通过在本招标技术文件中引用而构成本招标技术文件的基本条文。在本招标技术文件出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订， 使用本招标技术文件的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。按标准号顺序排列标准，如果各标准要求有所不同，满足更高的标准要求。

GB 14598.27	《量度继电器和保护装置第 27 部分：产品安全要求》
GB 19520.12	《电子设备机械结构 482.6mm（19in）系列机械结构

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上传

	尺寸 第 3-101 部分：插箱及其插件》
GB/T 191	《包装储运图示标志》
GB/T 242	《电工电子产品环境试验》
GB/T 2887	《电子计算机场地通用规范》
GB/T 7261	《继电保护和安全自动装置基本试验方法》
GB/T 9361	《计算站场地安全要求》
GB/T 11287	《电气继电器第 21 部分：量度继电器和保护装置的振动、冲击、碰撞和地震试验第 1 篇振动试验（正弦）》
GB/T 14285	《继电保护和安全自动装置技术规程》
GB/T14598.3	《电气继电器第 5 部分：量度继电器和保护装置的绝缘配合要求和试验》
GB/T14598.9	《量度继电器和保护装置 第 22-3 部分：电气骚扰试验辐射电磁场抗扰度》
GB/T 14598.10	《电气继电器第 22-4 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 电快速瞬变/脉冲群抗扰度试验》
GB/T 14598.13	《电气继电器第 22-1 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 1MHz 脉冲群抗扰度试验》
GB/T14598.14	《量度继电器和保护装置 第 22-2 部分：电气骚扰试验静电放电试验》
GB/T 14598.16	《电气继电器 第 25 部分： 量度继电器和保护装置的电磁发射试验》
GB/T 14598.17	《电气继电器 第 22-6 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验－射频场感应的传导骚扰的抗扰度》
GB/T 14598.18	《电气继电器 第 22-5 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验-浪涌抗扰度试验》
GB/T 14598.19	《电气继电器 第 22-7 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验-工频抗扰度试验》
GB/T 17626.2	《电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验》
GB/T 17626.3	《电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验》

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110K V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 17626.4	《电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验》
GB/T 17626.5	《电磁兼容 试验和测量技术 浪涌（冲击）抗扰度试验》
GB/T 17626.6	《电磁兼容 试验和测量技术 射频场感应的传导骚扰抗扰度》
GB/T 17626.8	《电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场的抗扰度试验》
GB/T 17742	《中国地震烈度表》
GB/T 18657	《远动设备及系统 第 5 部分：传输规约》
DL/T 478	《继电保护和安全自动装置通用技术条件》
DL/T 720	《电力系统继电保护柜、屏通用技术条件》
DL/T 860 /IEC 61850	《变电站通信网络和系统》
DL/T 871	《电力系统继电保护产品动模试验》
DL/T 5136	《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》
南方电网调继〔2008〕4 号	《中国南方电网公司继电保护反事故措施汇编》

3.技术要求

（1）额定电气参数

直流电源

额定电压：220V

允许偏差：-20～+15%

纹波系数：不大于 5%

开入电压：弱电开入 24V，强电开入 220V

交流回路

交流电流（In）：1A

交流电压 Un：$100/\sqrt{3}$V

频率：50Hz

（2）技术性能要求

交流回路精确工作范围

相电压：（0.01～1.1）Un

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

电流：交流电流在 0.05～20In 范围内，相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 0.01In，实际故障电流超过电流上限 20In 时，保护装置不误动不拒动；或者，在 0.1～40In 范围内，相对误差不大于 2.5%或绝对误差不大于 0.02In。

（3）测量元件特性准确度

整定误差：不大于±2.5%

温度变差：在正常工作环境温度范围内，相对于+20±2℃时，不超过±2.5%。

（4）装置采样

保护装置的采样回路应使用双 A/D 结构（共用一个电压或电流源），应有防止单一 A/D 损坏导致保护不正确动作的措施，采样频率不应低于 1000Hz。

（5）输出继电器触点性能

机械寿命：10000 次。

最大接通能力：当 L/R=40ms 时，触点电压为直流 220V 时，不小于 1000W。

触点电流：

—连续：不小于 5A。

—短时：持续 200ms，不小于 30A。

最大断开能力：当 L/R=40ms 时，不小于 30W。

触点电压：直流 220V 或 110V。

介质强度：同一组触点断开时，能承受工频 1000V 电压，时间 1min；触点与线圈之间，能承受工频 2000V 电压，时间 1min。

（6）功率消耗

直流电源回路：正常工作时，不大于 50W；当保护动作时，不大于 80W。

交流电流回路：当 In=5A 时，不大于 1VA/相；当 In=1A 时，不大于 0.5VA/相。

交流电压回路：在额定电压下不大于 1VA/相。

（7）过载能力

交流电流回路：2 倍 In 时连续工作，50 倍 In 时允许 1s。

交流电压回路：1.4 倍 Un 时连续工作，2 倍 Un 允许 10s。

装置经受电流电压过载后应无绝缘损坏。

（8）逆变电源

装置所使用的逆变电源应满足 DL/T 527-2002 中规定的各项要求。此外，同一厂家同一系列保护装置的电源模块应能互换，逆变电源故障不应导致保护误动，具有失电闭锁功能。逆变电源装置的平均无故障时间不低于 100000h（11.4 年）。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（9）电磁兼容性能

辐射电磁场干扰

装置能承受 GB/T 14598.9（idt IEC60255-22-3）规定的 III 级（10V/m）的辐射电磁场干扰试验。

快速瞬变干扰

装置能承受 GB/T 14598.10（idt IEC60255-22-4）规定的严酷等级为 A 级（通信端口 2 kV，其他端口 4kV）的快速瞬变干扰试验。

脉冲群干扰

装置能承受 GB/T 14598.13（eqv IEC60255-22-1）规定的III级 1MHz 和 100kHz 脉冲群干扰试验（第一半波电压幅值共模为 2.5kV，差模为 1kV）。

静电放电干扰

装置能承受 GB/T 14598.14（idt IEC60255-22-2）规定的III级（接触放电 6kV）静电放电干扰试验。

电磁发射

装置能承受 GB/T 14598.16 规定的传导发射限值和辐射发射限值的电磁发射试验。

射频场感应的传导骚扰。

装置能承受 GB/T 14598.17 规定的调制前电压电平为 140 dBμV 或 10 V 的射频传导骚扰试验。

浪涌抗扰度

装置能承受 GB/T 14598.18 规定的浪涌抗扰度试验。

工频抗扰度

装置能承受 GB/T 14598.19 规定的严酷等级为 A 级的工频抗扰度试验。

装置的电磁辐射满足国标相关要求规定。

（10）绝缘性能

绝缘电阻

在正常试验大气条件下，装置各独立电路与外露的可导电部分之间，以及电气上无联系的各独立电路之间，用电压为直流 500V 的测试仪器测定装置的绝缘电阻值不小于 100MΩ。

介质强度

在正常试验大气条件下，装置能承受 GB/T14598.3 规定的交流电压为 2kV（强电回路）或 500V（弱电回路）、频率为 50Hz 历时 1min 的介质强度试验，而无击穿和闪络现

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

象。

冲击电压

在正常试验大气条件下，装置的交直流输入回路、输入输出触点等各电路对地，以及电气上无联系的各独立电路之间，应能承受 GB/T14598.3 规定的峰值为 5kV（强电回路）或 1kV（弱电回路）的 1.2/50μs 标准雷电波的冲击电压试验。试验后，装置应无绝缘损坏，性能应符合本规范中的各项规定。

（11）机械性能

振动

装置能承受 GB/T 11287 规定的 I 级振动响应和振动耐受试验。

冲击和碰撞

装置能承受 GB/T 14537 规定的 I 级冲击响应和冲击耐受试验，以及 I 级碰撞试验。

结构和外观要求

装置的机箱尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

装置应采取必要的抗电气干扰措施，装置的金属外壳应在电气上连成一体，并设置可靠的接地点。

（12）安全要求

装置应有安全标志，并应符合 GB 14598.27-2008 中 9.1 的规定。

装置的外壳防护等级至少应为 GB 14598.27-2008 中规定 的 IP30 级，并达到 I 类电击防护要求。

装置的着火危险防护不应低于 GB 14598.27-2008 中规定的 V2 级。

金属结构应有防锈蚀措施。所有紧固件应拧紧，不松动。

（13）保护装置继电器设计要求

直流电压为 220V 的直流继电器线圈的线径不宜小于 0.09mm，如用线圈线径小于 0.09mm 的继电器时，其线圈须经密封处理，以防止线圈断线；如果用低额定电压规格（如 220V 电源用于 110V 的继电器）的直流继电器串连电阻的方式时，串联电阻的一端应接于负电源。

直流电压在 110V 及以上的中间继电器一般应有符合下列要求的消弧回路:

不得在它的控制触点上并接电容、电阻回路实现消弧。

用电容或反向二极管并在中间继电器线圈上作消弧回路，在电容及二极管上都必须串入数百欧的低值电阻，以防止电容或二极管短路时将中间继电器线圈回路短接。消弧回路应直接并在继电器线圈的端子上。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

选用的消弧回路所用反向二极管，其反向击穿电压不宜低于 1000V，禁止低于 600V。

注意因并联消弧回路而引起中间继电器返回延时对相关控制回路的影响。

跳闸出口继电器的启动电压在直流额定电压的 55%～70%之间。对于动作功率较大的中间继电器（例如 5W 以上），如为快速动作的需要，则允许动作电压略低于额定电压的 50%，此时必须保证继电器线圈的接线端子有足够的绝缘强度。

不得采用可控硅跳闸出口的方式。

两个及以上中间继电器线圈或回路并联使用时，应先并联，然后经公共连线引出。检查测试带串联信号继电器回路的整组起动电压，必须保证在 80%直流额定电压和最不利条件下分别保证中间继电器和信号继电器都能可靠动作。

（14）屏柜要求

对结构的要求

所有的设备应该是新造的、能够经久耐用。

所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。

制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料。

涂漆和防锈

除了有色金属零件、镀锌钢件和机械精加工面以外， 其他所有的外露金属零部件应该先经过除锈处理后立即涂一层底漆。在金属零件的表面涂一层底漆以形成厚度为 0.04～0.1mm 的干膜。在这之后接着涂两道外用调和罩面漆， 使干膜的厚度达到 0.127～0.178mm。底漆和罩面漆应该是同一厂家生产的。

所有的涂漆应能经受得住机械振动以及热和油的作用而不致会出现划痕或者变软。

屏上的涂漆应该使用合成树脂化合物喷涂成具有哑光的表面层。

屏上的涂漆应有良好附着力，不低于 GB/T 1720 规定的 2 级。

（15）保护屏柜要求

根据资产全生命周期管理要求，所有供应物资必须进行标签管理。各供应商必须承诺按照相关要求，对所供应的物资进行标签贴标工作，将相关信息在出厂前写入标签。

安装在继电保护室的保护屏采用柜式，前后开门结构尺寸为 2260×800×600mm，前开门旋转式结构。正面应采用带玻璃的防护门，门轴在屏正面左侧，背面设钢板防护门。此外还应包括安装所必须的槽钢底座、支架、顶板和侧板。门与屏体之间应采用截面不小于 4mm² 的多股软铜线可靠连接。新建变电站应采用前后开门结构。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

保护屏不同回路两带电导体之间以及带电导体与裸露不带电导体之间的最小距离，均应符合 DL/T 720 中规定的最小电气间隙与爬电距离的要求。

保护屏采用前后开门结构时，后门双开，屏门应开闭灵活，开启角不小于 90°，门锁可靠。保护屏采用前开门旋转式结构时，保护装置装于旋转面板上，旋转面板的旋转角度不小于 135°。

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

前后开门结构屏体用厚度为 2.5mm 的钢板制作。前开门旋转式结构屏体用厚度为 3.2mm 的钢板制作。

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

为了提高运行的可靠性， 设备应采用成套插入式结构。

屏体防护等级不低于 IP30。

保护出口回路和启动回路均应经连接片才连至端子排上，连接片应装在保护屏正面。

如采用分立式连接片，连接片的开口端应装在上方，接到断路器的跳闸线圈回路。并满足：连接片在落下过程中必须和相邻连接片有足够的距离，保证在操作连接片时不会碰到相邻的连接片；连接片在扭紧螺栓后能可靠地接通回路；穿过保护屏的连接片导电杆必须有绝缘套，并距屏孔有明显距离；连接片在拧紧后不会接地。

试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300mm。

各类按钮、开关等操作件的操作寿命不应少于 10000 次。

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

（16）端子排布置

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

每个装置区内端子排按功能段独立编号。

公共端、同名出口端采用端子连线，配置足够连接端子。

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

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 总工程师

各回路之间、正负电源之间、电源回路与其他端子之间要设置空端子隔离，跳、合闸引出端子与正电源至少间隔 1 个空端子。端子排间应留有足够的空间， 便于外部电缆的连接。

（17）保护压板、转换开关及按钮

压板布置应遵循“按装置分排，按功能分区”的原则，并适当简化。

压板一般不宜超过 5 排，每排设置不超过 9 个，不足一排时，用备用压板补齐。压板在屏正面从左至右、自上而下依次排列。

保护跳合闸出口压板采用红色，功能压板采用黄色，备用压板采用浅驼色。为了便于区分正常运行时压板的投退，正常运行退出的压板（如保护检修状态压板）可采用与备用压板一致的颜色，宜将备用压板拆下或封死。其中红、黄分别推荐国标 GSB05-1426-2001 中 R02 朱红和 Y08 深黄。

压板可采用普通分立式、线簧式和其他样式。普通分立式和其他样式压板的底座色采用浅驼色，压板头采用红、黄色，禁止取下压板头以防混淆颜色。线簧式压板颜色通过压板上内嵌的标签纸底色来体现。

标签宜设置在压板下方，同一个站内标签设置的位置应统一。压板按装置设置分隔框，边框线宽 3～5mm。为了便于分辨，也可每排端子之间加一个分隔线，分隔线与分隔框线宽应一致。同一个站内分隔框的颜色应一致。压板分隔线框的型式和颜色须符合具体运行单位的规定。

压板自左至右排列顺序为跳合闸出口、其他开出压板和功能压板。

同一面保护屏上的保护压板分装置自上而下排列。

功能压板设置遵循必要和适当简化的原则， 每种功能宜设置一块总功能压板。

按钮宜布置在保护屏正面前门打开时方便操作的一侧，转换开关宜布置在屏正面另一侧。

（18）低压回路的布线

内部配线的额定电压为 1000V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小截面不小于 1.0mm²，但对于 PT 回路的截面应不小于 1.5mm²，CT 回路的截面应不小于 2.5mm²。

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

导线应无划痕和损伤，应提供配线槽以便于固定电缆， 并将电缆连接到端子排。

应保证所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性。

所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

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

在进行屏的内部布线时，不应该布置得使接点处于不利的角度或者温度升高的地方。

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

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

连接导线的中间不允许有接头。装置内部配线侧每一个端子的一个端口不允许连接超过两根导线，并保证可靠连接，电流回路端子只能接入一根导线。

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

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

（19）接线端子

所有端子为额定值 1000V、10A 的压接型阻燃端子。**端子质量不低于菲尼克斯技术标准。**

装置出口段端子采用红色端子。

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

电流电压回路的端子应能接不小于 4mm² 的电缆芯线。CT 和 PT 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接装置的输入与输出回路。

每个端子只允许接入一根接线。

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

（20）颜色

在交流回路中:

A 相　　黄色

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

B相　　绿色

C相　　红色

中性线　　淡蓝色

在直流回路中:

+（正极）　　棕色

-（负极）　　蓝色

电子回路

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

电子电路和电气回路之间在路径上应该保持合理的间隙。

电子电路的外部连接应该用连接器进行。

应采用电线槽进行布线，若采用其他的布线系统则应由相关部门审批此布线系统。

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

每块印刷电路板应经防潮气和灰尘侵入处理。

（21）接地

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

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

二次屏柜下部应设有截面不小于100mm²（推荐使用40×3mm²）的与屏体连接良好的二次专用接地铜排母线，铜排应提供两排螺丝连接孔，每排不少于20个孔。螺丝孔径为Φ5.2mm，孔中心纵向至铜排长边距离为10mm，还应配套提供铜螺丝组件（含螺杆、螺帽、垫片、弹簧垫片、线耳）。外接地网接地点采用两个Φ10mm规格螺丝连接孔及相应铜螺丝组件，分别布置在铜排两端，距铜排端部50mm。

（22）保护屏温升

保护屏各部位温升不应超出DL/T 720的规定。

保护屏绝缘性能

用开路电压为直流500V的测试仪测量各回路之间的绝缘电阻，应满足:

所有带电回路（或与地有良好接触的金属框架）之间的绝缘电阻应不小于5MΩ。

无电气联系的各带电回路之间的绝缘电阻应不小于 10MΩ。

介质强度满足 DL/T 720 的规定。

（23）空气开关配置要求

保护屏内 PT 回路所使用的空气开关技术要求如下:

单相式 MCB。

额定电流 1A，跳闸电流 2.5～3A。

跳闸时间 20ms。

每套保护装置应采用独立的直流型空气开关。

控制电源和保护电源应采用独立的直流型空气开关。

（24）照明

保护屏内不装设照明灯。

（25）铭牌

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

4.功能要求

（1）基本要求

装置中单一电子元件（出口继电器除外）损坏时，不应造成装置误动作。

保护装置直流电源电压在 0.8～1.15Un 的范围变化时， 设备应能正常运行。

在直流电源开合过程中、直流回路一点接地情况下、在直流电源电压缓慢或突然变化过程中，保护不应误动作；直流消失时，应有输出触点启动告警信号；当直流电源电压恢复正常时，保护应能自动恢复正常运行。

每套保护装置应有独立的 DC/DC 变换器，当直流电源电压突然消失然后恢复正常时，保护 DC/DC 变换器应有自恢复功能。保护装置对 24V、12V 和 5V 电源应设置监视回路，以上电源异常时应闭锁保护并发出告警信号。

直流电源在纹波系数不大于 5％时，不应对保护正确动作有所影响。

装置动作信号在直流电源断开和恢复后仍然可以保持。

保护装置应设有当地汉字信息显示功能和信息输出接口。

保护装置在电压互感器二次回路一相、两相或三相同时断线、失压时，应发出告警信号，并闭锁可能误动的保护。

在电流互感器暂态过程中以及饱和情况下,保护应能正确动作。

保护在保护范围内，各种运行方式下发生金属性和非金属性的各种故障时，应能

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110k
V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

正确动作；保护范围外发生故障时不应误动作。

（2）开入开出要求

保护装置开关量输入定义采用正逻辑，即接点闭合为“1”，接点断开为“0”。开关量输入“1”和“0”的定义统一规范为：

“1”肯定所表述的功能。

“0”否定所表述的功能。

保护装置功能控制字“1”和“0”的定义统一规范为：

“1”肯定所表述的功能。

“0”否定所表述的功能；或根据需要另行定义。

不应改变定值清单和装置液晶屏显示的“功能表述”。

压板开入量采用正逻辑，即压板合上为“1”，表示投入该压板所对应的功能，压板打开为“0”，表示退出该压板所对应的功能。

继电保护功能投退具备硬压板功能和软压板功能。保护检修（检修状态下闭锁后台通信）状态开入仅设置硬压板，不设软压板。其余软硬压板逻辑关系均采用 “与”门关系。

保护装置需从高压开关场取开关量的开入应采用 110V（或 220V）强电平。

保护装置应输出足够的接点，分别用于跳合闸、录波、遥信及与其他保护和安全自动装置配合，并留有备用接点。

自动恢复

装置应设有自复位电路，在正常情况下，装置不应出现程序死循环的情况，在因干扰而造成程序走死时，应能通过自复位电路自动恢复正常工作。复位后仍不能正常工作时，应能发出异常信号或信息，而装置不应误动作。

自动检测

装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段起动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常工作状态，但应防止误告警。

除出口继电器外，装置内的任一元件损坏时，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块（插件）。

（3）定值要求

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

定值应便于管理和整定。具备定值切换功能。可以通过调试软件或装置面板进行定值整定，并具备远方修改定值功能。正常运行状态下，定值切换过程中保护不应误动。定值清单应能打印，并能通过通信口输出。

定值形式及内容

保护装置定值采用二次值。

保护功能投退软压板。

保护装置定值名称不应随控制字或压板的投退而改变。

保护装置的定值清单应按以下顺序排列:

参数（系统参数、装置参数、电流互感器和电压互感器一、二次额定值）。

保护装置数值型定值部分。

保护装置控制字定值部分。

保护装置电流定值下限应不大于 0.05In。

保护装置应有不少于四组可切换的定值组，定值区号从 1 开始。

事件记录

保护装置应具有事件记录功能，应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如保护动作元件、开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换、装置复位、装置告警、装置异常等，事件记录时间分辨率不大于 1ms。

（4）装置控制字要求

控制字设置遵循功能投退灵活的原则，每种功能的每个分项功能宜设置一个控制字。

（5）装置显示要求

采用液晶显示，采用全部汉字菜单，便于操作。

装置在正常运行时显示必要的参数、运行及异常信息，默认状态下，相关的数值显示为二次值。

装置应能分类显示保护动作报告。

应设有断路器合闸位置指示灯、跳闸位置指示灯、运行指示灯、动作信号灯、告警信号灯。

（6）故障录波

保护装置应具有故障记录功能，记录保护动作全过程的所有信息，存储 8 次以上最新动作报告，为分析保护动作行为提供详细、全面的数据信息:

故障简报: 故障序号、动作相、动作元件、动作相对时间、动作参数（可包括故

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

障相差电流与制动电流、最大相电流、故障零序电流等）、压板位置。

保护启动、跳闸、重合闸出口等全过程录波，录波中应记录电流、电压等模拟量和断路器位置信息、外部保护动作输入信息、各保护内部动作信息等开关量。故障录波应详细记录保护启动、跳闸或重合闸出口前 2 个周波及后 5 个周波。

具有数字和图形打印输出功能。

记录时间分辨率不小于 20 点/周波。

记录的所有数据应能转换为 IEEE Std C37.111-1999（COMTRADE99）格式输出，并上送给站内继电保护信息系统子站。

装置发生故障时不应丢失故障记录信息。

在装置直流电源消失时不应丢失已记录信息。

保护打印的故障录波文件，模拟量的标尺应与故障电流的大小相适应，通常标尺的大小不应超过故障量的 2 倍。

故障录波装置应能记录因系统故障、振荡等扰动引起的电流电压、高频检波信号及各输入开关量的变化波形；并在不依赖后台管理机的情况下采用循环存储方式完成 100 次以上的录波启动记录。

（7）通信规约

应采用符合 DL/T 860（IEC 61850）标准的规约与变电站自动化系统及保信子站设备通信，并应具有完善的自我描述功能。

保护、录波等功能版本的升级不应涉及通信规约的变化。

装置与保信子站通信发生了异常或中断，在重新建立连接后保护装置应能接受保信子站的召唤，将全部历史波形列表上送。

保护装置与保信子站通信规约中应具备上送定值、开关量、模拟量、事件、告警、波形文件功能。

当采用 DL/T 860（IEC 61850）标准的规约时，继电保护装置还应按 IEC 61850 标准建模，装置厂商应提供 ICD 文件，完整的装置说明文档，包括模型一致性说明文档、协议一致性说明文档、协议补充信息说明文档等。

通讯接口:

保护装置应具备的通信接口包括 3 个以太网接口、调试接口、打印机接口。通过通信口上传给变电站自动化系统和保信子站的信号数据应带有时标。

时钟与时钟同步:

保护装置应具备对时接口：使用 RS-485 串行数据通信接口接收 IRIG-B（DC）时码，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

误差应不大于1ms，当对时通信口的B码发生中断应接收网络对时，误差应不大于1ms。如全部对时信号消失则采用微机保护装置自身时钟，24h误差不大于±5s。

保护的功能要求:

差动保护的功能要求

 具有防止励磁涌流引起保护误动的功能。

 具有防止区外故障保护误动的制动特性。

 具有差动速断功能，且不经CT断线闭锁。

 具有CT断线告警功能，应能通过控制字选择是否闭锁比率差动保护。该控制字选择不闭锁时，开放比率差动保护；该控制字选择闭锁时，差电流大于等于1.2Ie开放比率差动保护，小于1.2Ie时闭锁比率差动保护。

 具有差流越限告警功能。

电流采用“Y形接线”接入保护装置，其相位和电流补偿应由保护装置软件实现。

（复压）过流保护的功能要求:

“电压投入压板”投入表示本侧（或本分支）电压投入，“电压投入压板”退出表示本侧（或本分支）电压退出。

具有PT断线告警功能。高、中压侧PT断线或退出“电压投入压板”，应解除该侧复合电压闭锁元件对本侧复压闭锁过流保护的开放作用，本侧过流保护可由控制字选择经其他侧电压闭锁；低压侧PT断线或退出“电压投入压板”，应开放该侧复合电压闭锁元件对各侧复压闭锁过流保护的开放作用。“电压投入压板”退出时，不发本侧PT断线告警信号。

当保护装置不采用电压元件时，PT断线不应报警，复压闭锁条件满足不应发信。

零序过流保护的功能要求:

 110kV中性点零序过流保护采用外接零序电流。

 35kV零序过流保护采用接地变中性点零序电流。

中性点间隙零序过流保护和零序过电压保护（以下简称间隙保护）的功能要求:

 零序过电压元件单独经较短延时出口。

 间隙零序过流和零序过电压元件组成“或门”逻辑，经较长延时出口。

 零序电压应取PT开口三角电压。

非电量保护的功能要求:

 非电量保护动作应有动作报文和硬接点信号输出。

 作用于跳闸的非电量保护，启动功率应大于5W，动作电压在额定直流电源电压

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

的（55%～70%）范围内，额定直流电源电压下动作时间为20～35 ms，应具有抗220V工频电压干扰的能力。

□ 非电量保护装置的输入量不少于12路，其中前5路可选择是否跳闸；第1路为本体重瓦斯，第2路为调压重瓦斯，其余非电量输入可根据工程实际情况自由定义。

□ 作用于跳闸的非电量保护设置功能压板，当该压板投入时作用于跳闸，退出时仅作用于信号。

过负荷启动冷却器:

□ 返回系数固定取0.85～0.9。

其他相关要求:

□ 后备保护动作跳分段的同时闭锁本侧备自投。

□ 保护出口采用跳闸矩阵方式，可灵活整定。

操作箱的功能要求:

□ 操作箱（插件）的防跳功能应方便取消，跳闸位置监视与合闸回路的连接应便于断开，端子按合闸回路与跳闸位置监视依次排列；合闸位置监视与跳闸回路应固定连接，端子按跳闸回路监视与合闸位置依次排列。

□ 操作箱（插件）中的断路器跳、合闸压力闭锁功能应方便取消。

□ 操作电源的自动空气开关（以下简称空开）应设在操作箱（插件）所在屏内。

□ 元件保护采用与线路保护完全相同的操作箱（插件）。

操作箱应具备以下功能:

□ 手合、手跳回路。

□ 保护跳闸回路（启动重合闸）。

□ 永跳回路（闭锁重合闸）。

□ 控制回路断线闭锁重合闸。

□ 断路器压力闭锁回路（仅用于110kV操作箱）。

□ 断路器防跳回路。

□ 与相关保护配合的断路器位置。

□ 跳闸及合闸位置监视回路。

□ 控制回路断线信号（含直流电源监视功能）。

□ 事故总信号。

电压切换箱（插件）的功能要求:

□ 电压切换回路采用保持继电器的接点。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

□ 切换继电器同时动作信号，应采用保持继电器接点；切换继电器回路断线或直流消失信号，应采用隔离刀闸常开接点启动的不保持继电器接点。

□ 电压切换回路应有运行方式指示灯。

电压切换箱（插件）应具有以下回路:

□ 隔离开关位置开入;

□ 切换继电器同时动作信号;

□ 切换继电器回路断线信号。

保护的配置要求:

110 kV 变压器保护采用电气双套主保护、非电量保护、各侧后备保护装置独立的配置方案。

5.试验

（1）型式试验

在下列任一情况下， 装置须进行型式试验:

1）新设计投产的成套装置（包括转厂生产）， 在鉴定前应进行新产品定型的型式试验。

2）连续生产的装置， 应每 4 年对出厂检验合格的装置进行一次型式试验。

3）当改变制造工艺或主要元件， 而影响屏的性能时， 均应对首批投入生产的合格品进行型式试验。

（2）出厂试验

每套装置均应进行出厂试验， 经质量检验部门确认合格后方能出厂， 并应具有证明产品合格的出厂证明书。

投标方应提供同类设备加盖质量检验部门检验专用章的出厂检验报告。

在设备交货之前在投标方厂内进行下列工厂试验项目， 以表明设备符合本技术条件书规定的要求。招标方代表参加作为试验见证。

微机保护装置工厂试验项目如下:

□ 结构和外观检查

□ 基本功能试验

装置中各种原理保护的定值试验

各种原理保护的动作时间试验

各种原理保护的动作特性试验

逻辑回路及联合动作正确性检查

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

数据采集系统的精度和线性度范围试验

硬件系统自检

硬件系统时钟校核

通信检查

开关量输入输出回路检查

以上试验的结果应满足以上三～五的各项技术要求。

 连续通电试验

（3）现场试验及调试

装置运到工地安装完毕， 招标方会通知投标方专家到场参加设备调试， 保护定值由招标方提供。投标方按该保护定值进行调试工作， 并进行模拟故障时开关传动试验， 证实保护与其他设备工作正常。

调试完毕后， 投标方应向招标方提供设备调试报告。

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

6.备品备件

序号	名称	数量	备注
1	电源板	不同型号的各项 1 块	随生产移交给招标方

（三十八）110kV 线路保护

1. 本完善提出了 110kV 线路保护设备的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求，本工程 10kV 兰花升压站～110kV 发耳变 110kV 线路采用光纤电流差 动保护，保护通道采用专用光纤芯通道。本工程在升压站配置 2 套光纤电流差动保护装置，每套主保护均具有完整的后备保护。110kV 发耳变侧保护装置由其他工程考虑，线路两侧保护装置应相互匹配。

2.110kV 线路保护总的技术要求

（1）环境温度在-5℃～＋40℃时，装置应能满足规范所规定的精度。

（2）环境温度在-10℃～＋45℃时，装置应能正常工作。

（3）装置至少应满足最新版本的以下规定、规范和标准的要求，但不限于以下规范和标准:

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

标　准　号	标　　准　　名　　称
GB/T 191	包装储运图示标志
GB/T 2423	电工电子产品环境试验
GB/T 4598.17	射频场感应的传导骚扰抗扰度
GB/T 4598.18	浪涌抗扰度试验
GB 4858	电气继电器的绝缘试验
GB 6162	静态继电器及保护装置的电气干扰试验
GB/T 7261	继电器和继电保护装置基本试验方法
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 14537	量度继电器和保护装置的冲击和碰撞试验
GB/T 14598.9	辐射电磁场骚扰试验
GB/T 14598.10	快速瞬变干扰试验
GB/T 14598.13	1MHz 脉冲群干扰试验
GB/T 14598.14	静电放电试验
GB/T 14598.19	工频抗扰度试验
DL/T 478	静态继电保护及安全自动装置通用技术条件
GB/T 15145	微机线路保护装置通用技术条件
GB/T 17626.1	电磁兼容试验和测量技术抗扰度试验总论
GB/T 17626.2	静电放电抗扰度试验
GB/T 17626.3	射频电磁场辐射抗扰度试验
GB/T 17626.4	浪涌（冲击）抗扰度试验
GB/T 17626.5	电快速瞬变脉冲群抗扰度试验
GB/T 17626.6	射频场感应的传导骚扰抗扰度

表（续）

标　准　号	标　　准　　名　　称
GB/T 17626.8	工频磁场的抗扰度试验
GB/T 17626.9	脉冲磁场的抗扰度试验
GB/T 17626.10	阻尼振荡磁场的抗扰度试验
GB/T 17626.11	电压暂降、短时中断和电压变化抗扰度试验

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

GB/T 17626.12	振荡波抗扰度试验
DL 480	静态电流相位比较式纵联保护装置技术条件
DL/T 769	电力系统微机继电保护技术导则
DL/T 5136	火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程
DL/T 667	远动设备及系统第 5 部分第 103 篇　继电保护设备信息接口配套标准
DL/T 720	电力系统继电保护柜、屏通用技术条件
Q/GDW 161	线路保护及辅助装置标准化设计规范

（4）在雷击过电压、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、冲击电压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。

（5）保护柜与其他设备之间，应采用光电耦合或继电器触点进行连接，不应有电的直接联系。

（6）保护柜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。

（7）装置应具有直流电源快速小开关，与装置安装在同一柜上。装置的逻辑回路应由独立的直流/直流变换器供电。直流电压消失时，装置不应误动，同时应有输出接点以启动告警信号。应有监视直流回路电压消失的告警信号继电器。直流电源电压在 80%～115%额定值范围内变化时，装置应正确工作。在直流电源恢复（包括缓慢的恢复）到 80%UN 时，直流逆变电源应能自动启动。直流电源波纹系数≤5%时，装置应正确工作。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。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。

（8）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。另外，对每面柜的出口跳闸、闭锁重合闸等输入、输出回路应在柜面上有隔离措施，以便于在运行中分别断开。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本体或隔离件下部。

（9）装置的出口回路、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。

（10）装置中跳闸出口回路动作信号及起动中央信号的接点应自保持，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

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段—110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

的适当位置，以便于操作，并应有远方复归功能。用于远动信号和事件记录信号的接点不应保持。

（11）装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

（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（τ<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（τ<5ms）中的断开容量为 30W。

（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。

（14）所提供的保护设备应能与变电站内继电保护运行及故障信息管理子站或直接与监控系统连接，供方应提供符合南方电网公司要求的通用规约文本。保护装置向子站或监控系统提供的信息包括：保护的运行定值及控制字；保护的当前运行定值区；保护的动作信号、动作时间、故障相别以及测距信息；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。提供的保护装置应能保证接入变电站其他厂家的子站或监控系统，必要时应提供规约转换装置（包括在投标报价中），保护装置需具备 3 组通信接口（以太网通信接口）和打印机接口。

（15）保护装置应具备远方修改定值功能、软压板远方投退和定值区远方切换功能，其软压板远方投退功能不允许通过修改定值实现。

（16）微机保护装置应具备通信网络对时和卫星时钟对时功能。应具备 IRIG-B（DC）或脉冲对时功能，并通过保护柜端子排接线。

（17）设备厂家供货需满足《南方电网 10kV～110 kV T 接线路差动保护技术规范 Q/CSG1203037-2017》的所有要求。

3.110kV 线路光纤差动保护装置具体要求

（1）110kV 线路光纤差动保护装置的要求：

1）110kV 线路光纤差动保护应具备以分相电流差动和零序电流差动为主体的快速主保护，由三段相间和接地距离保护、四段零序方向过流保护构成的全套后备保护。保护装置应配有三相一次重合闸功能，TV 断线、TA 断线、过负荷告警功能，装置还带

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

有跳合闸操作回路以及交流电压切换回路。各项功能指标应满足相关的电力行业标准或国家标准的要求。

2）电流差动保护三侧启动元件和本侧差动元件同时动作才允许差动保护出口。线路三侧的电流差动保护装置均应设置本侧独立的电流启动元件，必要时可用交流电压量等作为辅助启动元件，但应考虑在 TV 断线时对辅助启动元件的影响，差动电流不能作为装置的启动元件。

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）自动重合闸由主保护和后备保护跳闸启动，并可由断路器状态不一致来启动。自动重合闸由三相跳闸启动回路启动。三相自动重合闸应有同期检查和无电压检查。

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；检同期重合闸所采用的线路电压应该是自适应的，用户可自行选择任意相间或相电压。

重合闸应有足够信号接点，启动中央信号、事件记录和远动信号。

6）三相操作板/箱应具有一组三相跳闸回路及合闸回路，跳闸应具有自保持回路，应具有手跳和手合输入回路。操作板/箱应具有防跳回路，防止断路器发生多次重合。操作板/箱的防跳回路应能够方便的取消。操作板/箱应具有气（液）压闭锁输入回路。

跳合闸应分别具有监视回路，且分别引上端子。跳闸位置监视与合闸回路的连接应便于断开。操作板/箱应具有足够的输出接点供闭锁重合闸和发中央信号、远动信号和事件记录。

7）用于 110kV 双母线接线形式的线路保护装置中应配置 1 套三相电压切换板/箱，完成双母线交流电压切换的功能，电压切换板/箱应能发出切换继电器同时动作、TV 失压信号。

（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。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

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、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。

4）同一机柜不得安装超过 8 条线路的继电保护专用光电转换接口装置设备。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。直流电源开关的报警接点引至监控系统。各光电转换装置失电、故障信号引至端子排。

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。

（3）打印机的交流电源：220V。

（4）每面保护屏有多台保护装置时安装一台打印机，切换使用。

4.柜结构的技术要求

（1）屏体要求详见《继电保护柜、屏制造规范》。

（2）内部配线的额定电压为 1000V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小等效截面不小于 1.5mm2，但对于 TA 和 TV 的等效截面应不小于 2.5mm2。导线应无划痕和损伤。卖方应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。卖方应对所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性全面负责。所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

（3）所有端子采用额定值为 1000V、10A 的压接型端子。电流回路的端子应能接不小于 4mm2 的电缆芯线。TA 和 TV 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接各装置的输入与输出回路；对所有装置的跳闸出口回路应提供各回路分别操作的试验部件或连接片，以便于必要时解除其出口回路。一个端子只允许接入一根导线。端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并加入可进行标注的隔离件，至少留有 10%的备用端子，且可在必要时再增加。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。断路器的跳闸或合闸回路端子、直流电源的正负极不应布置在相邻的端子上，便于外部电缆的连接。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

屏上跳闸回路应采用能接 4mm2 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，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、负极之间应有端子隔开。

（4）屏面上信号灯和复归按钮的安装位置应便于运行监视、操作和维护。

（5）屏上的所有设备（包括继电器、控制开关、熔断器、空气开关、指示灯及其他独立安装的设备），均应有便于识别铭牌或标签框。

（6）保护柜所有空气开关应设在门外。

（7）柜上设备应采用嵌入式或半嵌入式安装和背后接线。

（8）对于必须按制造厂的规定才能进行更换的部件和插件，应有特殊的符号标出。

（9）二次屏柜下部应设有截面不小于 100mm2 接地铜排，屏上接地端子和电缆屏蔽层，应用截面不小于 4mm2 的多股软铜线（黄绿接地线）连接到该接地铜排上，接地铜排用截面不小于 50mm2 的铜缆与保护室内的二次接地网相连。

（10）每套保护的直流电源和其对应的断路器跳闸回路的控制电源应取自同一段直流母线，断路器控制电源与保护装置电源回路应分开（独立空开及接线）。

5.试验

（1）试验要求

1）卖方提供的设备试验标准应符合 IEC 及国标、行标的有关规范，并提供型式试验、出厂试验及现场投运试验三种类型试验报告。

2）卖方提供的每一种型式的产品都应提供型式试验报告和报告结论证明。

3）卖方提供的每一套设备出厂之前都应按规范要求、国家和行业标准以及工厂规定的调试大纲进行出厂检查、性能试验，试验报告应随产品提供。当需做动态模拟试验时，模拟系统的接线和参数由卖方与买方在试验前协商确定，按实际系统参数进行动态模拟试验。

（2）性能试验

1） 装置内部所有元器件性能正确性试验及所有接线正确性试验。

2）模拟实际情况进行连续通电，包括交流电流、电压、直流电源的试验。

3）每个回路（除弱电回路外）应进行工频 2000V、1min 耐压试验。

4）装置的整定值校对和动作特性试验。

（3）现场试验

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

现场实际设备接入后，在一次设备不带电和带电试运行时还应做测试验收，卖方应负责保护装置的现场调试及投运试验。现场投运前和试运行中发现的设备缺陷和元件损坏，卖方应及时无偿修理或更换，直至符合规范要求。保修期内产品出现不符合功能要求和技术指标要求，卖方亦应负责。

表 1　　110kV 线路光纤差动保护标准技术参数表

序号	参数名称	单位	标准参数值	投标方保证值
1	*电流精工范围		测量范围下限为 0.05IN，上限为 20IN～40IN，在电流为 0.05IN～（20IN～40IN）时，测量误差≤5%（相对误差）或 0.02IN（绝对误差），但在 0.05IN 以下范围用户应能整定并使用，实际故障电流超过电流上限（20IN～40IN）时，保护装置不误动、不拒动	（投标方填写）
2	*电压精工范围	V	0.01UN¯1.1UN	（投标方填写）
3	电流差动动作时间	ms	不大于 30ms（1.2 倍整定值，不包括通道延时）	（投标方填写）
4	*距离Ⅰ段暂态超越		≤5%	（投标方填写）
5	*相间距离Ⅰ段动作时间	ms	不大于 30ms（0.7 倍整定值）	（投标方填写）
6	*接地距离Ⅰ段动作时间	ms	不大于 30ms（0.7 倍整定值）	（投标方填写）
7	*零序过流Ⅰ段动作时间	ms	不大于 25ms（1.2 倍整定值）	（投标方填写）
8	*整组动作时间	ms	近端故障不大于 20ms; 远端故障不大于 30ms	（投标方填写）
9	交流电流回路过载能力		2IN，连续工作；10IN，10s；40IN，1s	（投标方填写）
10	交流电压回路过载能力		1.2IN，连续工作；1.4IN，10s	（投标方填写）
11	交流电压回路功率损耗（每相）	VA	≤1VA	（投标方填写）
12	交流电流回路功率损耗（每相）	VA	≤0.5VA（IN=1A） ≤1VA(IN=5A)	（投标方填写）
13	装置直流消耗	W	≤30W（工作时） ≤50W（动作时）	（投标方填写）
14	跳闸触点容量		长期允许通过电流不小于 5A; 触点断开容量为不小于 50W	（投标方填写）
15	其他触点容量		长期允许通过电流不小于 2A; 触点断开容量为不小于 30W	（投标方填写）

表 2　　光纤复接通道接口装置标准技术参数表

序号	参 数 名 称	单位	标准参数值	投标方保证值

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程
V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1	接口型式		2Mbit/s 数字接口；采用 75Ω同轴电缆不平衡方式连接	（投标方填写）

表 3　　打印机标准技术参数表

序号	参 数 名 称	单位	标准参数值	投标方保证值
1	工作电源	V	220V AC	（投标方填写）
2	接口型式		与保护装置配套	（投标方填写）

表 4 保护柜标准技术参数表

序号	参 数 名 称	单位	标准参数值	投标方保证值
1	尺寸	mm	高度：2260mm; 宽度：800mm; 深度：600mm	（投标方填写）
2	颜色		招标方确定	（投标方填写）

注：1.项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标方应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

2.参数名称栏中带*的参数为重要参数。如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。

表 6　　可选择的技术参数表

序号	名　　称	参数	投标方响应	备注
1	装置工作电源	DC220V		
2	TA 二次额定电流	1A		
3	断路器跳闸线圈电流	自适应		
4	断路器跳闸线圈数量	1		
5	断路器合闸线圈电流	自适应		
6	屏柜颜色			
7	屏柜尺寸	2260x800x600 mm		
8	光纤通道类型	专用		
9	其他			

6.备品备件

序号	名称	数量	备注

1	电源板	不同型号的各项 1 块	随生产移交给招标方

（三十九）安全稳定控制装置

1.主要遵循的标准和规范

按照“110kV 线路保护”要求执行

2.保护总的技术要求

按照“110kV 线路保护”要求执行

3.安全稳定控制装置技术要求

（1）安全稳定控制装置按双重化配置

（2）投标方负责组织有资质的单位对本工程接入系统后的区域安稳控制系统进行专题分析，并采取相应措施。区域安稳控制系统相关费用包含在投标总价中。

（3）110kV 兰花升压站安全稳定控制装置的最终配置方案由调度部门确定，本工程仅暂列费用 。

4.屏柜结构的技术要求

按照“110kV 线路光纤电流差动保护”要求执行

5.试验

按照“110kV 线路光纤电流差动保护”要求执行

6.备品备件

序号	名称	数量	备注
1	电源板	主机 1 块，从机 1 块	随生产移交给招标方

（四十）光伏场区防火设施

为全面落实光伏场区防火安全管理要求，有效防范光伏组件、箱变、场区植被引发的火灾隐患，保障场站设备及运行安全，本项目光伏场区需配套完善专项供水、防火隔离、消防器材及场区防火整治等工程，所有设施配置具体要求如下:

1. 光伏方阵蓄水池及供水管网系统

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

各光伏方阵需分区配套建设专用蓄水设施，每个光伏方阵设置1座有效容积不低于20m 的标准化蓄水池，蓄水池做防渗、防腐处理，池体四周设置稳固合规的不锈钢防护围栏，防止人员、设备误入，保障设施安全可靠。

以每座蓄水池为核心，对周边100米半径范围全覆盖敷设镀锌钢管供水管网。投标方需结合场区总平面布局、方阵分布合理规划蓄水池点位及管网走向，确保蓄水设施数量、管网敷设范围无盲区、无死角，完整覆盖整个光伏场区，满足全域突发火情的应急取水、持续灭火供水需求。

2. 场区全域清障及防火隔离工程

投标方负责对项目红线范围内开展全方位防火清障作业，全面清理不低于三次，彻底清除场区内部杂草、枯枝、落叶、建筑垃圾及各类易燃杂物，所有清理出的废弃物、杂物需统一收集、分类妥善清运处置，严禁在场区内部堆积、遗留易燃危险源，从源头降低场区火灾风险。

沿光伏场区外围全线设置闭合式防火隔离带，隔离带整体铺设阻燃防火布，防火隔离带有效宽度不小于10米。所用防火布须具备优异的阻燃、耐高温、抗老化性能，防火等级、阻燃参数完全满足防火要求，有效阻断外部火情蔓延至场区内部，同时防止场区内部火情向外扩散。

3. 移动式消防设备及电气消防器材配置

全场区统一配置2台便携式柴油消防泵，设备额定扬程不低于100米，配套齐全输水软管、快速接头、稳压配件等全套附属设施，设备性能稳定、启动便捷、移动灵活，可快速对接消防供水管网及蓄水池，满足场区远距离、多点位应急灭火作业需求。

每台箱式变压器为独立防火单元，单台箱变配置2具干粉灭火器，灭火器适配电气设备火灾扑救工况，灭火级别、压力参数、有效期符合消防规范要求，统一定点摆放、张贴清晰标识，便于日常检查及紧急情况下快速取用。

（四十一）新能源集控中心接入

招标方在贵州省贵阳市观山湖区诚信路黔桂商务中心大楼由北京金风慧能技术有限公司承建了贵州能源新能源集控中心，水城区营盘乡兰花村光伏电站需实现贵阳集控中心监视控制，本项目需实现新能源集中控心“遥测、遥信、遥调、遥控、遥脉、遥视”等信号远程数据采集、监视和控制，新能源集控中心远程数据采集、监视和控制应与主体工程“同时设计、同时施工、同时投入运行”。

1.接入集控中心总体要求

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

本期项目将实现贵阳集控中心远程监视和控制，建设需要满足全量数据上传功能；集控中心分成生产控制大区和管理信息大区，生产控制大区分为实时控制区（安全Ⅰ区）和非控制区（安全Ⅱ区）。汇集站数据、光伏电站数据、箱变数据等子站监控系统数据由Ⅰ区数据网关服务器采集并转发，其处于的子站安全Ⅰ区与集控中心主站安全Ⅰ区数据采集子系统相连。子站功率预测等子系统处于安全 II 区，其数据与集控中心主站安全Ⅰ区数据采集子系统相连。

集控中心数据采集范围包括但不限于场站侧计算机监控系统（光伏场区、汇集站）、电能计量系统、功率预测系统、故障录波、继电保护及安全自动装置、视频监控系统、火灾报警系统、无人机融合诊断系统、网络安全态势感知装置信息等所有数据上传新能源集控中心。

厂站数据采集上传新能源集控中心应满足通信链路、通信设备、采集设备冗余配置，数据传输采用电网规范要求的“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的安全防护基本原则。

场站侧接入贵州能源新能源集控中心的设备采购、安装、调试、投运等工作及费用包含在总包费用中。

1.1 上传通信与数据规约要求

110kV 及以上受控电厂（场站）至集控中心的集控数据网按双平面部署，以满足重要生产控制业务通信通道达 N-2 要求；110kV 受控电厂（场站）至集控中心的集控数据网需满足 N-1 要求。

1.1.1 新能源集中监控系统:

在省新 A 网和省保底网各申请一条 2M 数据通道，接口为电口 2M，用于电力监控数据上传集控采集。

数据采集与转发应采用标准规约（如 IEC 101/103/104、IEC 61850、MODBUS 等）。

1.1.2 新能源网络安全态势感知平台系统:

在省保底网申请两条 2M 数据通道，接口为电口以太网或 2M 电口，分别用于场站一二区和综合数据网态势感知数据上传集控态势感知平台。

1.2 电站自动化系统数据上传要求

上传集控中心的电站自动化系统数据必须独立冗余配置远动装置采集，选型与上传电网调度一致，其容量和性能指标需满足远动功能及规约转换要求。功率预测系统、故障录波保信子站系统、电能量计量系统、光伏场区箱变逆变器系统、AGC/AVC 系统采用冗余前端采集服务器采集。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

上传集控中心的遥测遥信需实现对逆变器、箱变、电量系统、保护信息子站等全站数据的精准采集，包括运行状态、发电量、设备故障等关键信息。遥控和遥调范围包括但不限于光伏发电系统，汇集站 110kV 主变、110kV 断路器及电动隔离开关，35kV 配电系统、AGC\AVC 等设备及系统。

1.3 态势感知网络安全防护数据上传要求

场站按照调度机构要求完成二次安防态势感知采集装置安装调试，规范配置态势感知采集装置。并达到设备注册率、设备在线率、实用化报警率 100%指标要求；态势感知采集装置需足双送功能，并在上传调度机构的同时完成上传集控中心。

1.4 视频监控数据上传要求

场站侧视频监控数据由场站侧上传至水城煤电化公司后，由甲方再转发至集控中心。

2. 接入集控中心主要软件硬件清单

场站侧集控中心接入所需硬件、软件最低配置技术要求如下（投标方应满足集控中心接入设计要求，如有新增项费用含在总包费用中）：

序号	名称	规格	单位	数量	备注
一、场站侧 I、II 区电力专网二次安防及网络安全设备					
1	路由器	AR6140E-9G-2AC 交流主机（5*GE RJ45, 4*GE SFP, 1*USB 2.0, 4*SIC） *1 N1-智简园区基础包(不包含 SD-WAN),AR6100 系列,软件订阅与保障年费, 每设备, 3 年 *1 Hi-Care 基础服务标准 3 年 *1	台	2	
2	纵向加密	NetKeeper 百兆型	台	4	
3	交换机	S5731-H48T4XC(48 个 10/100/1000 BASE-T 以太网端口,4 个万兆 SFP+,单子卡槽位,不含电源)*1 S57XX-H 基本软件,每设备*1 150W 交流电源模块*2 Hi-Care 基础服务标准 36 月*1	台	4	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

4	防火墙	USG6305E-AC 60W 交流电源模块*2 威胁防护、基础标准服务 36 月*1	台	2	
二、场站侧安全 I 区硬件					
1	I 区服务器	TaiShan 200 (Model 2280) 1.CPU：2*鲲鹏 920(2.6GHz/24-Core）处理器； 2.内存：2*32GB DDR4 内存； 3.硬盘：2*480GB-SATA SSD 硬盘， 3*600GB 10K SAS 硬盘； 4.RAID 卡：独立阵列卡，2G 缓存，支持 RAID0,1,5,6,10,50,60，12Gb/s，带掉电保护； 5.网口：板载 4*GE 网卡； 6.电源：2*900w 白金交流冗余电源模块； 7.其他配件：2U 滑轨套件；	台	2	
2	远动装置	采用与汇集站上传调度远动装置同品牌型号。2 台互为备用，不经其他装置转发，独立对汇集站测控、保护等装置数据采集与控制。	台	2	
3	交换机	S5731-H48T4XC(48 个 10/100/1000BASE-T 以太网端口，4 个万兆 SFP+，单子卡槽位，不含电源）*1 S57XX-H 基本软件，每设备*1 150W 交流电源模块*2 Hi-Care 基础服务标准_36 月*1	台	2	
三、场站侧安全 II 区硬件					

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1	II区采集服务器	Taishan 200 (Model 2280) 1.CPU：2*鲲鹏 920(2.6GHz/24-Core）处理器； 2.内存：2*32GB DDR4 内存； 3.硬盘：2*480GB-SATA SSD 硬盘，3*600GB 10K SAS 硬盘； 4.RAID 卡：独立阵列卡，2G 缓存，支持 RAID0,1,5,6,10,50,60，12Gb/s，带掉电保护； 5.网口：板载 4*GE 网卡； 6.电源：2*900w 白金交流冗余电源模块； 7.其他配件：2U 滑轨套件；	台	2	
2	交换机	华为 S5735-S24T4XE-V2(24 个 10/100/1000 BASE-T 以太网端口，4 个万兆 SFP+,2 个 12GE 堆叠口，交流供电）*1 150W 交流电源模块 *2 S57XX-L 基本软件，每设备*1 Hi-Care 基础服务标准_每设备 36 月*1	台	2	
3	IP 电话机	与集控中心调度通信连接，实现调度电话功能	台	1	
4	机柜	47U 机柜 图腾 47U 机柜丨外观：600 宽×1000 深×2260 高 含 4 个 16A 10 口 PDU	面	2	
四、场站侧采集软件集成					
1	金风慧能网关系统 V5.2	数据采集软件丨数据采集转发软件（实现场站到集控中心、场站直接到新能源集控中心的数据采集和转发）	套	1	
2	服务器操作系统	国产 LINUX 操作系统	套	4	
3	金风慧能双擎高可用系统 V1.0	热备软件丨服务器主机热备软件	套	4	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

4	安装调试	场站侧集控采集软件、硬件安装调试、接口服务	项	1	
五、场站侧网络态势感知采集设备					
1	三区态势感知上传防火墙	与升压站二次安防品牌型号一致	台	1	
2	一二区态势感知上传电力纵向加密	与升压站二次安防品牌型号一致	台	1	
3	2M 通信协转	2M 电口转以太网口	对	2	如采用 2M 端口上传需要，
六、场站侧通信专线安装调试租赁					
1	监控系统通信通道	场站至集控中心电力专网 2M 通道安装调试租用 1 年	条	2	
2	网络态势感知采集通道	态势感知至集控中心采集电力专网 2M 通道开通租用 1 年	条	2	

能源电投新能源集控中心已建成，原承建单位是北京金风慧能技术有限公司。

本期项目将实现贵阳集控中心控制，建设需要满足数据上传功能；集控中心分成生产控制大区和管理信息大区，生产控制大区分为实时控制区（安全 I 区）和非控制区（安全Ⅱ区），管理信息大区为安全Ⅲ区。厂站数据接入按满足安全防护基本原则：汇集站数据、光伏电站数据、箱变数据等子站监控系统数据由 I 区数据网关服务器采集并转发，其处于的子站安全 I 区与集控中心主站安全 I 区数据采集子系统相连。子站功率预测等子系统处于安全Ⅱ区，其数据与集控中心主站安全 I 区数据采集子系统相连。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

根据电网公司对于带有控制功能集控中心的安全要求，安全Ⅰ、Ⅱ区可租用电力专网。安全Ⅲ区需走运营商网络。最终要求待集控中心可研经过电网公司批复为准。

（四十二）涉网试验

本项目在竣工验收完成前，必须严格按照《南方电网集中式新能源场站并网调度服务指南》以及调度机构下发的最新管理要求，按期完成全部涉网试验工作。

总体时间时限：自场站首次并网之日起 6 个月内，必须依据国家、行业标准及南方电网相关技术规范，完成全部涉网试验项目，并将完整、有效的涉网试验报告报送调度机构开展审查，试验报告未通过调度审查前，场站不得开展相关并网正式运行确认工作。

所有涉网试验项目、试验条件、试验流程、指标阈值、资料报送格式及执行要求，均以南方电网、贵州电网现行最新有效规定、通知及调度指令为准，包括但不限于以下涉网试验项目：

1.接收贵州中调（六盘水地调）新/老 OCS 系统计划值曲线功能调试

2.光伏发电单元故障穿越能力测试

3.光伏发电单元电压、频率适应性测试

4.无功补偿装置并网性能测试

5.无功补偿装置故障穿越能力测试

6.场站有功功率控制能力测试

7.场站无功/电压控制能力测试

8.场站自动发电控制（AGC）系统试验

9.场站自动电压控制（AVC）系统试验

10.场站一次调频性能测试

11.场站故障穿越能力仿真试验

12.场站电压、频率适应性仿真验证

13. 场站电能质量测试试验

14.场站电气仿真模型（包括 SVG、逆变器等单机仿真建模试验及全站仿真建模试验，包含调度要求提交的单机仿真建模所有试验类型、全站仿真建模试验所有试验类型）具体时间要求以电网要求时间为准。

15.在单个场站未全容量并网之前，每次增加并网容量，按照调度要求开展现场相关涉网试验：一次调频、AGC\AVC、电能质量测试等并提交相应的试验报告到调度审核，试验不满足要求的，需按调度要求整改或重新试验，直到满足要求为止。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

16.首次并网前需完成 SVG、逆变器单机建模试验报告，建模试验报告以场站项目名称+招标方单位名称名义出具，该试验报告需在电网认可的试验单位做仿真试验（包括但不限于机电建模、电磁建模、链接库模型验证等，以电网最新要求为准），报告作为并网资料上传调度审核通过方可并网；整站建模在项目全容量后开展。

相关试验应满足贵州省电力调度控制中心的涉网试验要求，上述试验所有费用包含在投标总价中。

（四十三）整定计算

本工程保护整定计算范围（包括但不限于）：35kV 母线保护、主变保护、35kV 开关室综合测控保护装置、35kV 箱变测控保护装置、35kV 箱变低压侧断路器保护、逆变器、防孤岛装置、110kV 断路器测控、主变高压侧测控、主变低压侧测控、智能故障录波、直流系统、低频低压解列装置、站用变 400V 侧保护等凡涉及本工程相关设备的整定计算，投标方提供完整的定值书和整定计算书，并经过贵州电网公司（六盘水供电局）和招标方的确认，向调度机构保护管理部门报备。

（四十四）光伏电站Ⅳ曲线&CV 无人机融合诊断系统

1.总体要求

本工程建设一套光伏场区Ⅳ曲线&CV 无人机融合诊断系统，集成Ⅳ扫描与无人机 AI 图像识别两种核心技术，实现Ⅳ与无人机联动巡检、全站扫描并进行交叉验证两种融合诊断方式。本系统数据采集工程、无人机工程、通信工程、电气工程、土建工程涉及的勘察设计、采购、施工、安装、调试、试运行、消缺、竣工验收等乙方负责，相关费用包含在投标总价中。

本文件所提出的仅是最低限度的技术要求，并未包括所有的技术细节及要求，凡属于产品正常运行所必须的产品除特别注明外，均包括在乙方的供货范围内。本项目配置要求为参考配置，乙方可对产品方案进行优化。乙方对所提供的成套产品及附加技术、服务及性能指标负全责。乙方应保证所提供的产品及产品的使用将不违反任何工业所有权和知识产权或任何第三方的知识产权问题。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2.系统技术规范要求

以下要求为系统最低要求，所供软硬件功能性能参数必须等于或优于以下内容。

（1）设计要求

系统设计应满足实用性、先进性、可靠性、兼容性与可扩展性要求，系统能自动完成新能源光伏电站组件的缺陷检测，自动输出检测报告，并将缺陷组件定位信息呈现在高清二维地图上以及移动作业 APP 端。

本工程无人机及其配套设施设备（包括机库、气象站等）应保证场区全覆盖，最低配置不低于 3 套。

（2）功能要求

1）无人机及无人机自动机库管理

依托于无人机自动机库的全自动化功能，有效替代人工现场操作无人机，提高作业效率，彻底实现无人机的全自动作业，实现项目“远程监控，无人值守”建设方针。

无人机自动机库应能实现无人机在无人工干预的情况下自动起降、存放、自动充电、远程通信、数据存储、数据转发等功能。

无人机自动机库应具备自动按照诊断计划执行诊断任务的功能，并可自动上传巡检图片至 IV&CV 融合诊断系统。

2）IV&CV缺陷融合诊断系统

IV&CV融合诊断系统，集成Ⅳ扫描与无人机AI图像识别两种核心技术，可实现Ⅳ与无人机联动巡检、全站扫描并进行交叉验证两种融合诊断方式。在极速模式下，先由Ⅳ对光伏电站全面检测，再针对缺陷组串进行CV诊断，节约无人机飞行耗电，更精准，能充分发挥Ⅳ快，CV细的优势；在精细模式下，Ⅳ和CV同时全量检测，对组件的内外进行全面细致的“体检”。

基于大数据分析与图像处理算法的融合运用，实现由线（组串级）及点（组件级）的光伏诊断。通过IV&CV融合诊断解决方案获得的报告可以实现更精确的缺陷定位、更精准的损失量化，完成由线及点的全覆盖。

3）Ⅳ缺陷诊断功能

智能I-V诊断系统是基于大数据的I-V诊断算法，通过缺陷精准定位，实现光伏阵列、汇流箱、逆变器等核心关键设备的诊断。系统提取逆变器、汇流箱、光伏支路异常条件下的特征，建立缺陷诊断模型，并以机器学习为依托，结合大数据挖掘机 AI 识别算法，来确认光伏组串的缺陷类型，实时分析诊断逆变器、汇流箱、光伏支路发

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

电异常，快速筛查出低效运行设备，从而辅助管理者有计划地执行巡检和消缺工作，提升巡检和消缺工作效率。实现光伏电站组串设备的实时诊断，支持报警设备缺陷详情分析，判断缺陷类型、给出缺陷原因分析和处理建议。

系统应能根据所选择诊断区域范围自动进行Ⅳ曲线诊断，并将诊断结果同步反馈至融合巡检模块。

乙方须就Ⅳ诊断技术原理、技术特点、实现方案（包括常见缺陷示例）等内容进行详细的说明。

4）CV（无人机）缺陷诊断功能

应搭建深度学习模型库，通过海量图片训练集，搭建 PSO、TensowFlow 等算法，提高缺陷识别精确度。

根据预设的巡检路径（精准航线设计）仿地形自动飞行精准静态拍照，可以完成光伏场站常规全场站热红外巡检。无人机可单独根据诊断任务自动采集电站所有组件的红外热像图及对应可见光图像，并能通过智能诊断系统对海量图像进行热斑分类识别分析，实现缺陷识别，且支持与Ⅳ缺陷诊断功能进行协同，当Ⅳ缺陷诊断出现异常组串，可自动联动无人机自动规划巡检航线对Ⅳ诊断结果进行交叉验证。无人机巡检相关要求如下：

 电站建模

使用无人机对光伏场站整体进行无人机测绘及二维重建，形成高精度，等比例二维电站全景图，同时可精确定位全站所有组件地理信息，形成电站模型，融合叠加到卫星地图集成到 IV&CV 融合诊断系统展示。

系统可基于光伏电站二维重建模型，按照电站类型及组串分布，定制巡检航线任务，以及按区域划分定制定点巡检航线任务，二维航线规划应满足安全可靠，耗电优化等设计理念。

 光伏阵列自动匹配编号

支持电站全景拼接服务，可展示电站组件实景图片；提供电站光伏组件自动编号服务，支持对光伏电站的每块组件进行地理坐标标定，自动命名。

 无人机巡检相关功能

系统应支持编制无人机诊断计划，无人机可自主执行巡检任务，自主对巡检红外图像和可见光图像进行诊断，并自动生成无人机诊断报告。报告内容需包括缺陷所在组件编号、缺陷组件可见光图像和红外图像、缺陷类型、缺陷处理建议等。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

□ 乙方应对无人机巡检流程进行详细说明，并提供无人机诊断计划、诊断任务、诊断报告等相关功能的详细说明和系统截图。

□ 乙方所提供光伏无人机巡检系统需取得国家权威机构认证。

5）IV&CV 融合诊断功能

IV&CV融合诊断系统，集成IV扫描与无人机AI图像识别两种核心技术，可实现IV与无人机联动巡检、全站扫描并进行交叉验证两种融合诊断方式。在极速模式下，先由IV对光伏电站全面检测，再针对缺陷组串进行CV诊断，节约无人机飞行耗电，更精准，能充分发挥IV快，CV细的优势；在精细模式下，IV和CV同时全量检测，对组件的内外进行全面细致的“体检”。

基于大数据分析与图像处理算法的融合运用，实现由线（组串级）及点（组件级）的光伏诊断。

系统应支持融合诊断计划的配置，可指定需要诊断的方阵、启动时间、诊断模式、诊断周期等内容。

当选择极速模式，系统按启动时间自动执行 IV 扫描诊断，再根据 IV 诊断结果自动联动无人机进行组件缺陷排查；当选择精细模式，系统按启动时间同时执行 IV 诊断和 CV 诊断。诊断结束系统自动生成融合诊断报告。

通过 IV&CV 融合诊断解决方案获得的报告应能实现更精确的缺陷定位、更精准的损失量化，完成由线及点的全覆盖。融合诊断报告中至少应包含缺陷组件图像、缺陷类型、缺陷组件位置、缺陷统计等必要信息。

系统应支持对诊断结果进行人工审核，并可对诊断结果进行修改、缺陷类型添加等操作。

系统应支持查看光伏电站的缺陷分布，可按照方阵及任务筛选查看。

系统应支持通过移动 APP 端同步缺陷定位信息可方便巡检人员快速准确的完成消缺工作，移动 APP 端有精准导航功能。

乙方应对 IV&CV 融合诊断功能及 APP 功能进行详细的描述，并提供系统截图。

3.性能要求

（1）系统性能要求

序号	诊断指标	响应值
1	图像自动识别速度	不低于 2000 张/小时
2	数据点规模（数字量、模拟量、脉冲量数据）	最高可达 300 万点

3	平台报警事件生成至界面显示的平均响应时间	不超过 3 秒
4	数据库支持 TB 级数据组合查询响应时间	<10 秒
5	支持 TB 级历史数据计算	< 4 分钟
6	完成遥测点全部刷新一次平均响应时间	< 2 秒
7	平台数据并发量	13 万/秒至 130 万/秒
8	系统信息跨越正向物理隔离时的数据传输时延	< 3 秒
9	任意 30 分钟内，装置 CPU 的平均负荷率	＜15%（系统误报率小于 0.1%）
10	Ⅳ扫描效率—每串扫描时间	＜1 秒
11	Ⅳ扫描效率—每台逆变器扫描时间	＜10 秒
12	Ⅳ扫描效率-100MW扫描+传输+检测时间	≤20 分钟
13	扫描精度—电流/电压	≤0.5%

（2）硬件技术参数要求

1）无人机技术要求

采用业内领先的高性能无人机及智能诊断系统，须获得国家权威检测机构检测报告，性能及配置应满足下列要求。

一般要求：

□对称电机轴距：不大于668mm。

□最大起飞重量：不低于3.9kg。

□最大飞行海拔：不低于5000m，采用高原桨需不低于7000m。

□最大可承受风速：15m/s。

□最大飞行速度：23m/s。

□最大上升/下降速度：6m/s，5m/s。

□最大飞行时间：41min。

□IP 防护等级：IP55。

□GNSS：GPS+Galileo+BeiDou+GLONASS.

□工作环境温度：-20° C至50° C。

□无人机具备机场停驻及移动放飞功能。

□悬停精度（无风或微风环境）垂直：±0.1 m（视觉定位正常工作时）；±0.5 m（GPS正常工作时）；±0.1 m（RTK定位正常工作时）；水平：±0.3 m（视觉定位正常工作时）；±1.5 m（GPS正常工作时）；±0.1 m（RTK定位正常工作时）。

安全功能要求：

应具备在低电量、任务中断等紧急状况下的自动返航功能。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

应具备飞行区域限制功能。

应具备异常情况报警和记录功能，包含但不限于动力故障、传感器故障、任务设备故障等。

应具备避障功能。

无人机巡检系统应具备开机自检功能，当飞行控制、电池电压等信号模块或部件发生故障时，控制站应通过明显的声（或光）报警提示，出现影响飞行安全问题则锁死禁止飞行。

环境适应性要求：

温度适应性：应能够在-20℃～+50℃的环境温度下正常飞行。无人机的存储温度应适应地域温度范围，如未规定适应地域范围时，应注明存储温度范围。

抗风能力：在十分钟平均风速不大于8m/s，瞬时风速不大于10m/s环境条件下无人机巡检系统应能正常作业。

海拔适应性：所选择无人机巡检系统应满足当地风电场巡检作业的海拔要求，建议最大起飞海拔不低于5000m。

电磁兼容性：按照GB/T 17626.2要求接触放电试验和空气放电等级均不低于A级，按照GB/T 17626.3规定射频电磁场辐射抗扰度要求不低于B级，按照GB/T 17626.8规定工频磁场抗扰度不低于A级，按照GB/T 17626.9规定脉冲磁场抗扰度不低于A级。

2）无人机自动机场技术要求

最大作业半径：≥4.5km SRRC（山地应用场景下）。

电池充电电压：18至16.1V。

电池充电时间：25分钟（充电环境温度25℃，飞行器电池电量从10%充至90%）。

供电：220V交流。

功率：≤1500W。

机场工作温度：-20 ℃至 50℃。

防护等级：≥IP55。

备用电源容量：≥12AH。

备用电源电压：24V。

用电源续航时间：大于5小时。

□传感器模组：支持风速、雨量、环境温度、水浸、舱内温度、舱内湿度、振动传感器。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

舱盖监控相机：分辨率：1980*1080；支持白光补光；视角范围：180°。

支持多种通信方式：支持以太网及4G。

监控管理：系统可以远程实时检测机场各部件健康状态。

图传工作频率：2.4000-2.4835GHz；5.725-5.850GH。

图传天线：4天线，2T4R。

图传等效全向辐射功率（EIRP）：2.4GHz：<33dBm（FCC）；<20dBm（CE/SRRC/MIC）

5.8GHz：<33dBm（FCC）；<14dBm（CE）；<23dBm（SRRC）。

空调工作电压：48VDC。

空调类型：TEC空调。

交流电接口防雷：40KA（8/20us波形），满足EN/IEC61643-11的TYPE2保护等级。

以太网接口防雷：1.5KA（8/20us波形），满足EN/IEC61643-21的CATEGORYC保护等级。

RTK基站卫星接收频点：同时接收：GPS：L1C/A、L2；BeiDou2：B1l、B2l、B3l；BeiDou3：B1l、B3l；GLONASS：L1、L2；Galileo：E1、E5B。

UPS：断电情况下可以持续工作300min以上。

无人机完成飞行任务后，能够精准降落到自动机场内，具备至少2种降落定位方式，5级风况下降落误差不超过±20cm。

4.方案及说明

乙方应根据项目的技术要求提出具体可行的技术方案。包括：设计方案、系统功能、项目实施方案等方面内容。

5.到货验收要求

依据投标技术要求的内容对全部产品、版本、数量、进行验收。技术文档齐全，包括操作手册、配置参数手册等其他技术文件，所有的技术文件必须是中文。按照乙方在应答书中承诺的技术指标、产品应能达到应答书中承诺的功能。如验收及测试中出现不符合乙方在应答书中的承诺和合同要求的严重质量问题时，招标方保留索赔权利。

6.售后服务要求

自项目验收通过之日起，所有产品均应提供原厂商 60 个月免费质保服务和技术支持服务 （除特别说明外）。在质保期内如因设备的质量问题造成损坏，乙方免费维

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

修和提供备件。质保期内乙方无偿提供技术服务确保设备安全、正常运行。服务人员应了解掌握产品的工作原理和性能，有现场工作经验，能够正确地与买方沟通，进行现场指导。

要求乙方提供项目相关产品为期 5 年的免费质保服务，服务内容包括但不限于以下内容：

1）提供热线电话服务（7×24 小时），48 小时内完成故障诊断分析。

2）提供最新版本软件升级服务。

3）提供重要时间节点的产品保障服务。

乙方必须提出质保期内的维护内容及服务方式、范围（产品、技术、模块、部件）。

乙方应免费对用户指定的技术人员进行原厂技术培训，保证系统验收移交后，系统操作 人员能够胜任系统的全部运行、操作、故障分析处理、设备检查等工作；乙方应提供培训教材，培训形式为现场培训。授课教师为原厂专业讲师并应具有工程经验、实践经验及教学经验。

培训具体内容包括：

1）应用系统基础知识、系统结构。

2）产品操作、简单故障分析。

3）应用产品维护及使用。

乙方应根据系统配置和使用特点提出详细的培训计划，培训时间不少于 2 天，集中培训不少于 1 天。

（四十五）液晶显示大屏

集控室大屏设置 6700mm × 3000mm 的 P1.2 全彩小间距 LED 大屏一块，像素间距 P1.2，采用全倒装 COB 前维护压铸铝箱体，换帧频率：60Hz，刷新率：3840 Hz，灰度等级：18 bit+（尺寸以项目实际为准，投标供应商应充分调研现场环境），配置对应拼控解码一体机，对接 LED 显示系统，支持 1/4/6/8/9/16/25/36 画面分割显示和顶部并排横幅显示，支持 MxN 任意分割，整机解码能力不低于 144 路 1080P30。支持多个电视墙独立控制、独立切换场景，支持实现 16 个电视墙独立管理，支持客户端预编辑操作电视墙时，不实时上墙，待完成编辑后切换上墙。预编辑模式下，客户端支持开窗、窗口伸缩、漫游、拼接、置底、置顶等窗口操作，支持字幕编辑和上墙，设备普通字幕支持设置字体颜色、背景颜色，滚动和静止模式，滚动速度，滚动的情况下要求流畅无卡顿； 字幕内容输入支持中英文字符，支持换行； 设备支持时钟数字显示，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k
V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

时间为设备自身时间； 支持配置显示年月日时分秒的样式以及 12/24 时间制式。显示系统要求整体接入视频平台统一管理。

（四十六）农民工工资管理

严格按照《中华人民共和国劳动法》《保障农民工工资支付条例》（中华人民共和国国务院令第 724 号）、《贵州省工程建设领域农民工工资专用账户管理暂行办法》（黔人社发〔2021〕14 号）、《治理欠薪工作监管部门指引》（黔就劳办发〔2025〕4 号）以及能源集团《关于加强工程项目农民工工资支付保障及全面应用“黔薪保”平台管理的通知》以及《贵州能源水城煤电化一体化有限公司农民工工资支付管理办法》等文件规定管理农民工。

一、劳动关系前置原则

投标方必须与农民工签订劳动合同，禁止雇佣未签订劳动合同的农民工。

二、全员全覆盖原则

投标方应确保全员代发农民工工资，严禁发放给“包工头”或其他不具备用工主体资格的组织、个人。

三、按时足额发放原则

农民工工资应按时、足额发放。

四、合规管理原则

严格执行国家、省关于农民工工资支付相关规定，农民工工资应当全部以货币形式经农民工工资专用账户直接发放至农民工本人。

五、信息透明与可追溯原则

农民工工资支付劳动合同、考勤、核算、审批、发放、公示各环节应形成完整、清晰的记录，确保工资支付的全过程可查询、可追溯。相关信息严格按照规定在“黔薪保”平台及时录入和更新，保证信息准确性。

六、投标方应配备农民工实名制管理所必需的软硬件设施设备，通过“黔薪保”平台上传六项制度所需资料；台账式监管，但需按要求上传工资保证金、劳动合同、工资支付、考勤、离场结算单等纸质资料备查。

登录“黔薪保”劳动用工大数据平台注册。投标方自工程项目取得施工审批手续（含施工许可证，开工报告批复，监理工程师签发的开工令等）或签订施工合同之日起 10 个工作日内（无相关手续的于用工行为发生之前），完成“黔薪保”劳动用工大数据平台注册。工程完工且无农民工工资拖欠的，按规定在“黔薪保”申请注销专用账户及相关信息。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（一）严格落实六项制度

1.存储工资保证金。投标方自工程项目取得施工审批手续（含施工许可证、开工报告批复、监理工程师签发的开工令等）或签订施工合同之日起20个工作日内，通过现金存储、银行保函或工程保证保险等方式，通过“黔薪保”劳动用工大数据平台完成在工程所在工资保证金管理地区存储工资保证金。金融机构将工资保证金存储信息推送至“黔薪保”劳动用工大数据平台。

工资保证金按工程施工合同额2%的比例存储，单个项目存储金额上限为1000万元。投标方在同一工资保证金管理地区内有两个以上在建工程的，第二个工程起存储比例降低至1.5%。连续两年未发生工资拖欠的，新开工工程存储比例降低至0.5%；连续三年未发生工资拖欠且落实相关制度的，可免于存储工资保证金。发生工资拖欠的，存储比例提高至3%或4%。

2.农民工全员签订劳动合同（用工协议）。投标方雇用农民工必须与农民工全员签订劳动合同（用工协议），明确约定农民工工资标准、工资组成、发放时间、发放方式，并于工人进场施工15日内通过“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端完成农民工实名制信息以及劳动合同的上传。禁止雇佣未签订劳动合同农民工，农民工先签订劳动合同后再进场施工。

3.实名制考勤管理。投标方对工程项目的农民工实名制管理负总责，制定本单位农民工实名制管理制度，承担施工现场农民工实名制管理职责。进行用工实名登记，并对现场用工进行实名制考勤管理。未与分包单位订立劳动合同并进行用工实名登记的人员，不得进入项目现场施工。对封闭式管理的项目，建立实名制闸机通道，农民工本人每日上下班通过实名制闸机通道进行考勤打卡。对开放式管理的项目，农民工本人每日上下班通过“ 黔薪保” 劳动用工大数据平台民工端（智慧劳务APP）进行人脸识别考勤打卡。

4.人工费用分账拨付。

（1）农民工工资专用账户开立：投标方应当在工程施工合同签订之日起30日内，通过“黔薪保”劳动用工大数据平台企业端自主选择在工程项目所属区域内设有分支机构的商业银行申请开立农民工工资专用账户，“黔薪保”劳动用工大数据平台收到申请信息后，自动将申请信息推送至对应金融机构。投标方线下向金融机构提交开设农民工工资专用账户所需资料（具体开户资料请联系开户银行获取），并与建设单位，开户银行签订专用账户资金管理三方协议，金融机构为其开设农民工工资专用账户，专户名称为总承包单位名称加工程建设项目名称加“农民工工资专用账户”。专户开

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

立后，金融机构将相关账户信息推送至“黔薪保”劳动用工大数据平台。施工总承包企业在农民工工资专用账户开立 10 日内在“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端将相关信息上传至平台，并报行业工程建设主管部门备案。

（2）人工费用拨付：投标方每月汇总编制所有分包单位上月应发工资花名册，经跟踪审计及监理单位审批后，向分公司申请将人工费用款项拨付至农民工工资专用账户。分公司履行审批后提交到计划物资部；计划物资部完成付款审批流程后移交到财务管理部；财务管理部收到拨付申请后经审核无误及时拨付款项。人工费用的拨付日期应当提前工资支付日期至少 7 日。人工费用拨付周期不得超过 1 个月。人工费用占工程款（含首次付款额度、进度款）的约定比例：房屋建筑项目不低于 20%，交通工程项目不低于 10%，市政基础设施、水利、电力、矿山建设等其他项目不低于 15%。建设单位应当根据工程施工合同约定，按时足额将人工费用拨付至专用账户。

5.银行代发工资。分包单位以实名制管理信息为基础，按月考核农民工工作量并编制工资支付表，经农民工本人签字确认后，与农民工考勤表，当月工程进度等情况一并交总包单位，投标方汇总审核各分包单位月度农民工工资应发工资资料，通过“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端提交汇总后的工资支付花名册，开户银行根据工资支付花名册从农民工工资专用账户中将工资拨付至农民工本人的银行账户。金融机构将工资支付银行流水推送至“黔薪保”劳动用工大数据平台。

6.离场结算。农民工完成施工任务或中途退场，用人单位应及时为其办理退场登记，登记退场日期，编制退场工资结算单并经农民工本人签字确认。农民工离职前，农民工本人与分包单位，班组长进行工资结算，分包单位将结算情况报至投标方劳资专管员，由劳资专管员从“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端制作离场结算单，并经四方确认后上传“黔薪保”劳动用工大数据平台。

七、投标方配备专职劳资专管员，负责农民工工资支付管理工作。

八、投标方对农民工工资支付负总责。建立用工台账，与分包单位签订委托支付农民工工资协议，代发农民工工资。

九、投标方于工程项目开工前，在施工现场大门口或作业区人员出入口等醒目位置设立农民工维权信息告示牌。告示牌应当载明行业工程建设主管部门、劳动保障监察机构、劳动争议调解仲裁机构、法律援助机构、分公司及公司的投诉举报电话和地址，以及“ 黔薪保”平台维权二维码等信息。公示农民工每月考勤、工资支付领取签字花名册。

十、资料归档

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（一）归档周期。资料归档以自然年度为周期，自1月1日起至12月31日止，建设时间跨多个年度的，分年度归档整理。

（二）资料分类分册。归档资料按项目基础资料，资金往来资料，用工管理资料，政府项目其他资料等四大类，分类编制成册。资料较多的，可编分册。

1.项目基础资料。包括项目施工许可证（开工令，备案表），项目招标文件（含中标通知书，投标文件），工程施工合同（含项目施工合同，监理合同，分包合同），工程施工合同补充协议（包括工程量的变化，付款方式的调整，工期的变动等文件），项目施工日志，项目安全日志，项目监理日志，监理例会纪要，分包单位资质。

2.资金往来资料。包括工程款支付担保凭证，农民工工资专用账户三方协议，开立凭证（含农民工工资保证金使用，补缴，退回等材料），分包单位委托总承包企业发放工资委托书（如有），建设单位人工费用分月拨付凭证，其他工程款拨付凭证，工程款拨付申请表或工程结算单（如有），年度工资发放记录（含每月发放工资记录），工资保证金缴存证明（保函，保单）或免缴证明。

3.用工管理资料。包括进场施工人员劳动合同（分班组），用工花名册（分班组），考勤表（分月），工资支付表（分月），项目部关键岗位人员（项目经理，劳资专管员）任职文件，社保缴纳凭证。

4.政府项目其他资料。包括建设单位向施工企业拨付工程款凭证，项目主管部门批复的可研报告，项目财政资金拨付凭证

（三）资料编排

在分类，分册基础上，册内资料应当按照所属用人单位，班组，工种，时间以及内在逻辑关系有序编排，方便归档资料的检索，查阅。

（四）资料保存

农民工工资支付相关台账、凭证等资料档案至少保存至工程完工且全部工资结清后3年。

十一、投标方对农民工工资支付负总责。投标方负责对分包单位农民工劳动合同签订、实名制考勤登记、工资支付表编制等进行监督管理。分包单位拖欠农民工工资的，由投标方先行垫付，再依法向分包单位追偿。 分包单位是农民工直接用工主体，负责农民工劳动合同签订、实名制考勤登记、工资支付表编制、配合总承包单位代发工资，并对自身原因造成的欠薪负责。

十二、发生农民工工资拖欠投诉或信访的，在5个工作日内完成欠薪核查，并督促投标方在60个工作日内（政府、国企项目在30个工作日内）完成化解处置。化解完毕

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

后，应及时收集工资支付凭证、工资清册、无欠薪承诺书等资料归档备查。

十三、违约考核

（一）投标方未配备专职劳资专管员，负责农民工工资支付管理工作，承担违约金 1000 元/次。

（二）未建立用工台账或用工台账不完善，承担违约金 500 元/人次。

（三）未与分包单位签订委托支付农民工工资协议，代发农民工工资，承担违约金 500 元/人次。

（四）未于工程项目开工前，在施工现场大门口或作业区人员出入口等醒目位置设立农民工维权信息告示牌，承担违约金 1000 元/次。未公示农民工每月考勤、工资支付领取签字花名册。承担违约金 500 元/次。

（五）投标方未在规定的时间内完成“黔薪保”劳动用工大数据平台注册，承担违约金 5000 元/次。

（六）未在规定的时间内完成存储工资保证金，承担违约金 5000 元/次。

（七）未与农民工全员签订劳动合同（用工协议）。明确约定农民工工资标准、工资组成、发放时间、发放方式。并于工人进场施工 15 日内通过“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端完成农民工实名制信息以及劳动合同的上传，承担违约金 500 元/人次。

（八）未进行用工实名登记，并对现场用工进行实名制考勤管理。未与分包单位订立劳动合同并进行用工实名登记的人员，进入项目现场施工。对封闭式管理的项目，农民工本人每日上下班未通过实名制闸机通道进行考勤打卡。对开放式管理的项目，农民工本人每日上下班未通过“黔薪保”劳动用工大数据平台民工端（智慧劳务 APP）进行人脸识别考勤打卡，承担违约金 500 元/人次。

（九）未按规定的时间完成开立农民工工资专用账户，并在“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端将相关信息上传至平台，并报行业工程建设主管部门备案，承担违约金 5000 元/次；每月未汇总编制所有分包单位上月应发工资花名册，经跟踪审计及监理单位审批后，向分公司申请拨付款项，或人工费用花名册超过 7 日，承担违约金 5000 元/次；汇总编制上月应发工资花名册错误或不完善，承担违约金 500 元/人次。

（十）分包单位未以实名制管理信息为基础，按月考核农民工工作量并编制工资支付表，经农民工本人签字确认后，与农民工考勤表，当月工程进度等情况一并交总包单位，投标方未汇总审核各分包单位月度农民工工资应发工资资料，通过“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端提交汇总后的工资支付花名册，开户银行根据工资支付花

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

名册从农民工工资专用账户中将工资拨付至农民工本人的银行账户，承担违约金5000元/次。

（十一）农民工完成施工任务或中途退场，用人单位未及时为其办理退场登记，登记退场日期，编制退场工资结算单并经农民工本人签字确认。农民工离职前，农民工本人与分包单位，班组长进行工资结算，分包单位将结算情况报至投标方劳资专管员，由劳资专管员从“黔薪保”劳动用工大数据平台项目端制作离场结算单，并经四方确认后上传“黔薪保”劳动用工大数据平台，承担违约金500元/人次。

（十二）投标方农民工工资资料归档，未按规定的归档周期、归档分类分册、编排要求归档，承担违约金100元/人次。

（十三）发生舆情、上访等相关事件。上访至公司或县级单位的，总包单位承担违约罚款5000元/次，发生上访至能源电投、能源集团等上级单位造成重大舆情影响事件的，总包单位承担违约罚款10000元/次。

（十四）对预警信息未及时响应和处置的，在投诉举报处理中推诿、拖延或处置不当，导致事态扩大的，总包单位责任承担违约罚款5000元/次。

（十五）对发生严重拖欠农民工工资行为、拒不履行支付义务的投标方，公司应将其信息报送至属地人力资源社会保障部门及行业主管部门，依法依规申请列入失信联合惩戒对象名单。

（四十七）安全目视化和企业文化建设

本章节适用于光伏方阵区、逆变器、箱变、杆塔、场外道路、升压站、综合楼全部区域，投标人必须完成全套安全目视化标识标牌制作、供货、安装调试、企业文化展板布设，包含设计、材料采购、加工制作、运输、现场安装、校正、全部工作内容。区分强制性标准（必须执行）、推荐性标准（参照执行），未特别注明均为强制性条款。

编制依据：GB2894《安全标志及其使用导则》、GB13495.1《消防安全标志第 1部分：标志》、GB/T18833《道路交通反光膜》、GB5768.2《道路交通标志和标线》、GB/T35694《光伏发电站安全规程》、贵州能源集团企业标识VI手册、贵州能源集体沙盘站企业文化方案、贵州能源集团红星光伏电站目视化设计方案等国标、集团企业标准。

1 总体要求

1.1 设计原则

1）风险管理为核心：所有标识基于危害辨识与风险评估，针对触电、高处坠落、

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

火灾、交通伤害、中暑、设备误操作等风险设置对应目视化管控措施。

2）合法合规、简约、鲜明、实用、严格；同一场站统一标识样式、色彩、字体，采用国家电投 SPIC 视觉体系，主色调为梦想绿；字体采用黑体 + Frutiger LT Std Roman，文字图形版权由投标人负责落实授权。

3）标志牌设置位置醒目，不得被设备、植被遮挡；安装高度符合规范，柱式 / 悬挂式标志牌下缘离地≥2000mm；附着式标志牌与人眼视线高度保持一致；道路标志板下缘离地 1800 2500mm，立柱距离路肩≥250mm。

4）标志设置形式分为附着式（粘贴、钉挂、镶嵌）、悬挂式、柱式；同一支撑结构标志数量不宜超过 4 块，按禁令、指示、警告顺序，先上后下、先左后右排布。

1.2 材质通用技术要求

1）户外标志牌底板：铝合金板 / 不锈钢板，表面覆 GB/T18833 逆反射反光膜；禁止使用易受潮变形、易燃材料；带电设备周边标志牌优先选用绝缘基材。

2）户内标识：铝合金、亚克力、PVC 板；巡检卡、提示卡可采用 PVC 自粘高清车贴。

3）道路标志桩：玻璃钢 / 混凝土；油漆标识采用耐候户外工业油漆，黄黑、红白警示条纹宽度 100mm，45° 斜向。

4）全部标识、标牌、展板具备抗紫外线、抗老化、防雨、耐高低温，满足山地户外恶劣环境使用，质保期不少于 2 年，质保期内褪色、起皮、脱落由投标人无偿更换。

1.3 交付成果要求

投标人投标阶段提交目视化及企业文化整体布置方案；施工完成后提交全套竣工资料：标识标牌清单、设计矢量源文件、现场完工影像、材质检测报告。所有标识标牌经监理、建设单位验收合格后方可竣工。

2 光伏方阵区（光伏场区）目视化技术标准

2.1 场外道路与电缆标志桩

1）道路交通标志：设置限速、急弯路、陡坡、注意落石、道路指示牌；弯道盲区安装道路反光镜；道路轮廓标、防撞桶齐全；标志规格、安装执行 GB5768.2。

2）电缆标志桩（强制）

材质：玻璃钢 / 混凝土，尺寸 1000mm 高；直线段间距 500m，转弯、接头位置必须增设标志桩。

内容：国家电投 SPIC LOGO、“下有电缆 严禁开挖”、电压等级、线路名称、应急联系电话、当心触电警示符号、电缆走向箭头。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2.2 光伏方阵出入口

1）安全标志组合（强制）：当心触电（警告）、未经许可不得入内（禁止）、禁止烟火（禁止）、必须戴安全帽、必须穿防护鞋（指令）、当心中暑成套设置，单块标志牌 400mm × 320mm。

2）方阵简介展板：规格 800mm × 600mm，铝合金不锈钢支架；内容包含方阵编号、巡检项目、属地风险、风险控制措施、责任人、应急联系电话。

3）安全文化展板：安全警示教育、安全理念展板，设置于方阵围栏醒目位置。

2.3 光伏组件及支架标识

1）组合警示标识牌（强制，支架高处安装）

《小心有电 严禁触摸》：警告触电风险，禁止触碰组件带电金属部位。

《禁止踩踏 禁止攀爬》：禁止踩踏、攀爬光伏组件板面。

《严禁雨中 / 大风天气作业》：明确风力大于 4 级、雨雪天气禁止组件清洗、接线作业。

2）组串编号标识牌：每串设置组串编号标牌，400mm × 100mm。

3）“从此进出” 绿色提示标志：设置巡检作业通行点位，指引作业人员行走路线。

4）电缆桥架喷涂警示文字：“禁止踩踏、当心有电”，字高 150mm，间隔 500mm 喷涂。

5）光伏组件巡检提示卡，张贴于方阵主要进出点位，列明组件外观、接线、支架接地巡检项目与周期。

3 箱式变压器（箱变）目视化标准

1）安全标志（强制）：当心触电、止步高压危险、禁止攀登高压危险、必须加锁、设备已带电、禁止烟火标识；油浸式箱变增设防火重点部位标志牌，标明部位名称、责任单位、责任人。

2）设备标识：设备双重编号牌；起吊点喷涂黄色警示、喷涂 “起吊处” 标识，标注吊带长度要求；开关 “分、合” 状态标识；插座标识。

3）巡检点检卡：干式 / 油变点检卡，列明检查项目、标准、检查周期；温控、油位计巡检提示卡。

4）操作规程牌：光伏发电用组合式变压器操作规程，张贴于箱变门内侧。

5）消防目视化：灭火器位置张贴灭火设备提示标志，配套灭火器检查记录卡，规格 100mm × 150mm。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

4 汇流箱目视化标准

1）设备双重编号牌（方阵 汇流箱编号），设备二维码标识，二维码存储设备参数信息。

2）组合标志牌（强制，500mm×200mm）：当心触电警告标识 + 巡检内容提示卡 + 故障处理提示卡；明确巡检项、故障现象、处置措施、责任人。

3）标识粘贴于汇流箱外壳醒目位置，避开散热通风口。

5 逆变器目视化标准

引用：国家电投《安全目视化管理实施指南（山地光伏分册）》4.6 章节

1）强制张贴标识：

“严禁运行中作业” 标识 250mm×100mm;

正常运行时运维人员不得擅自更改逆变器任何参数提示标识;

“设备已带电” 警示标识。

2）逆变器组合提示牌：包含高温警示、巡检内容提示卡、故障处理提示卡。

3）逆变器周边配置消防标志、灭火器检查卡；设备孔洞盖板执行黄黑 45° 警示划线，条纹宽度 100mm。

6 输电杆塔目视化标准（送出线路杆塔）

1）杆塔安全标志（强制）：禁止攀登 高压危险标志牌，安装于杆塔离地 1.5m 以上醒目位置。

2）“认真核对、防止误登” 标识牌，每基杆塔装设；杆塔名称、编号相序牌齐全。

3）杆塔巡检提示卡：列明杆塔本体、螺栓、接地、金具巡检项目及周期。

7 升压站区域目视化标准

7.1 升压站大门、厂外道路

1）企业欢迎牌；大门外侧围墙设置全套安全标志：当心触电、禁止攀爬、禁止带火种、禁止酒后上岗、必须戴安全帽。

2）交通设施：限速 5km/h、限高、停车瞭望标识；出入口减速带、反光防撞条；车位地面标线。

3）升压站简介展板，设置于大门两侧；职业危害安全风险告知牌。

7.2 站内公共区域、主控室、继保室、通讯室、配电室、主变、SVG、站用变、水泵房

1）各建构筑物名称标识牌；安全警示线（设备隔离警戒线）；设备双重名称编号

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

牌。

2）安全、消防全套标志；灭火器配置灭火器检查卡；应急疏散方向提示标识。

3）管理展板：岗位安全职责、风险告知、应急处置卡上墙；内务定置管理标识。

4）工具存放区：工器具分类定置标识，绝缘工器具检验合格标识。

7.3 高压配电间隔（110kV/35kV）

设备标志牌、电缆线路标识；安全警示线；止步高压危险警告标识；防护围栏标识；消防标识齐全。

8 综合楼（办公、会议室、餐厅、宿舍）目视化

1）办公室：班组安全文化展板、访客安全告知卡；内务定置标识。

2）会议室：消防安全标识；安全管理展板。

3）宿舍、公共区域：消防疏散、废料回收标识、安全提示标识。

9 企业文化建设技术要求

9.1 整体要求

企业文化展板与安全目视化系统统筹设计，统一视觉风格，采用国家电投 SPIC 企业 VI 体系；分为安全文化、企业理念、警示教育、电站概况四大类，分别布置在：升压站大门、围栏、方阵出入口、综合楼公共区域。

9.2 内容及布设位置

1）电站概况展板：升压站大门两侧；内容包含项目概况、建设规模、主要设备、参建单位。

2）安全文化理念展板：“以人为本、风险预控、系统管理、绿色发展”“安全教育天天讲，事故隐患日日防”等安全标语，布置光伏方阵围栏、升压站围墙。

3）事故警示教育展板：事故案例、警示要点；可设置警示教育点，设置于升压站出入口。

4）企业价值观展板：创新、安全、绿色、责任主题展板，布置综合楼走廊、会议室。

9.3 规格材质

户外展板采用不锈钢 / 铝合金框架，面板覆膜防紫外线；户内展板采用 PVC、亚克力；尺寸根据现场位置合理选型。

10 检查、验收与质保

1）验收依据：本技术条款、国家电投《安全目视化管理实施指南（山地光伏分册）》、国家及行业现行标准。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2）验收内容：全部标识标牌的材质、尺寸、内容、安装位置、牢固度、外观；企业文化展板内容正确性；提供材质证明、反光膜检测报告。

3）缺陷处理：标识出现缺失、破损、褪色、歪斜、遮挡，投标人必须限期整改。

4）质保期：自竣工验收合格之日起不少于 24 个月，质保期内非人为损坏全部免费维修更换。

本规章节投标人可结合现场实际优化，最终方案须经招标方审查同意。

（四十八）专题报告

水城区顺场乡营盘村光伏电站须严格执行相关“三同时”监督管理办法，环保监测及竣工验收、水土保持监理监测及竣工验收、安全设施设计专篇及竣工验收、职业病设施设计专篇及危害效果评价、消防设计审查备案及验收、防雷接地设计审查检测及验收等工作，由本工程投标方牵头统一委托第三方单位，水城区顺场乡营盘村光伏电站标段二按光伏区容量比例承担相应费用。

（四十九）特殊安全要求

本项目红线范围内土地地形地貌复杂、场地坡度大，属典型山地光伏项目，高处坠落、边坡坍塌、物体打击、孔洞坠落等安全风险突出。为切实保障施工安全，凡作业面坡度超过 30° 或距坠落高度基准面 2m 及以上可能发生坠落的作业，参照高处作业管理，依据《电力建设工程施工安全监督管理办法》（国家发展和改革委员会令第 28 号），结合项目实际，明确以下特殊安全要求：

一、方案管控

1.施工前应对红线范围内地形地貌、地质条件、坡度分布进行全面踏勘核查，辨识高边坡、陡坡、危岩、松散堆积体等危险区域，划定危险作业范围并设置警戒标志。

2.本工程桩基施工原则采取人工打孔方式。施工单位应针对山地特殊作业环境编制专项施工方案，明确打孔作业、坡面作业、材料运输等环节的安全技术措施，经审批后实施；涉及人工挖扩孔桩等危险性较大的分部分项工程的，应编制专项施工方案并按程序审批、论证。

3.作业前应逐项进行安全技术交底，明确作业风险、防护要求和应急处置措施；作业人员应经安全教育培训合格后上岗，特种作业人员持证作业。

二、高处及坡面作业管理

1.凡作业面坡度超过 25° 或距坠落高度基准面 2m 及以上可能发生坠落的作业，参照高处作业管理，严格执行作业审批、安全交底和现场监护。

2.坡面作业人员应正确佩戴安全帽、安全带，安全带应 系挂在牢固构件或安全绳

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

上；现场应沿作业坡面设置安全绳，坡面下方及临空侧应设置安全网，形成"安全绳 + 安全带 + 安全网" 多重防护体系。

3. 作业前应清理坡面危石、浮土等隐患；临边及坡面作业区域应设置防护栏杆和警示标志；严禁上下交叉作业，坡面下方垂直投影区域严禁人员停留。

4. 遇五级及以上大风、雷电、暴雨、大雾等恶劣天气，应停止露天坡面及高处作业，并做好防风、防雷、防滑、防坍塌措施。

（五十）安全文明施工

一、一般要求

1. 投标人须具备承接光伏场区、集电线路、升压站等施工场景所需的法定资质，并持有有效的安全生产许可证。

2. 投标人须依法依规配置必须的安全管理机构，机构及人员配置应满足《建筑施工企业安全生产管理机构设置及专职安全生产管理人员配备办法》相关规定，不低于以下标准:

（1）项目经理：具备一级建造师（机电）及以上、安全生产考核 B 证、类似光伏项目 2 年及以上任职经历；每月现场履职不得少于当月施工时间 80%，危大工程期间必须在场；不得在本项目实施期间同时在其他在建项目任职项目经理/项目负责人、技术负责人。

（2）安全总监：具备注册安全工程师、安全生产考核 C 证、3 年以上发输变电工程安全管理经验。

（3）专职安全员：具备安全生产考核 C 证且专业匹配；总包项目部专职安全员不少于 4 人，分包单位专职安全员不少于 2 人；涉及起重机械、环保水保据实增配至少 1 名专职安全管理人员。

其他施工各阶段应按以下作业人数比例动态配置：50 人以下⩾1 人，50～200 人⩾2 人，200 人以上⩾3 人且⩾总人数 1%。

（4）特种作业人员：100%持证上岗。

3. 投标人须按规定投保工伤保险、安全生产责任险，建筑/安装工程一切险、人身意外伤害险等，保额不低于法定最低要求。

4. 投标人须自主完成项目主体工程施工，并在投标文件中明确主体工程范围。严禁违法分包转包、二次分包，须明确本项目的分包管控规定，将分包单位的安全管控纳入总承包安全管理体系，所有分包单位的资质、业绩、安全管理人员配置须报业主方审核备案。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

6. 投标人应成立项目部或项目公司，并建立健全覆盖本项目全过程的安全管理制度体系，包括但不限于全员安全生产责任制、安全例会、安全教育培训、安全技术交底、风险分级管控、隐患排查治理、危大工程管理、作业票管理、分包安全管理、安全生产费用管理、机械设备管理、临时用电管理、消防安全管理、危险作业审批、应急管理、事故报告、山地施工安全管理、森林防火与地质灾害防控、安全生产考核及责任追究等安全管理制度。

7. 投标人须按相关规定，建立健全本项目危大超危大工程专项管理体制机制，按要求落实专项方案的“编审批”和专家论证，建立健全危大工程专项档案，按规定公示。

8. 投标人须编制完整的项目安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制文件，形成风险清单并制定对应管控措施，建立健全日常隐患排查动态清零机制。

9. 投标人须建立本项目危险与特殊作业许可管理制度，制定重大风险管控措施，强化逐级审批和作业监护要求，涉及项目外临时占道、断路施工作业的负责向所在地交通主管部门申请报备。

10. 投标人应建立应急管理机制，编制生产安全事故应急预案、森林火灾应急预案、防汛应急预案、触电事故应急预案、消防应急预案等，按相关规定备案；规范储备应急救援物资。

11. 投标人应负责完成本项目相关专项验收或配合工作，包括安全设施设计专篇及验收；消防设计审查、施工、检测和消防验收或备案；环保验收及竣工环境保护相关手续；水土保持设施验收；职业病危害控制效果评价及职业卫生验收；防雷接地检测；并网涉网试验；竣工资料、数字化资料移交等。

二、其他要求

1. 投标人须建立危险作业（含特殊作业、危大及超危大工程）专职安全监护人队伍，并满足一作业一监护，且监护人须培训合格，监护人从站班会至班后会全程旁站；

2. 投标人须在作业现场设置管理区，分区实名制规范化管理。

3. 投标人须设置“一站式安培固定场所”，所有作业人员必须经过此场所培训合格上岗，场所内配备安全培训所需的设备器材，并配备外来和临时人员安全交底视频。

4. 投标人须设置覆盖所有施工区域、人员的视频监控系统。系统应具备红外检测、视频切换、存储、检索、回放、远程管理功能，存储期限应满足建设单位和主管部门要求。施工期视频系统应接入建设单位及其上级单位、监理单位或项目智慧工地平台值班室。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

5. 投标人须配置人员定位系统，覆盖所有施工人员，满足：人员实名制管理、位置显示、电子围栏、进入/离开施工区域时间记录、入侵越界滞留报警、历史轨迹回放等功能，数据安全存储时间一般不少于 6 个月。

三、投标提交的文本

1. 安全、环保、职业健康、消防总体承诺;

2. 无重大安全事故、无重大环境事件、无重大火灾事故承诺;

3. 合规经营及信用记录查询截图或承诺文件;

4. 安全生产许可证，承装、承修、承试许可证，法定代表人身份证明及授权委托书;

5. 业绩证明：每项业绩应提供合同首页、范围页、签字盖章页，竣工验收证明或并网证明；项目规模、地形条件、电压等级、投运时间；业主联系人及电话；业绩真实性承诺书。

6. 项目管理机构格式：项目经理任命书；建造师证书；安全 B 证、社保证明；安全总监、专职安全员证书；各专业负责人简历及证书。

7. 项目分包管控规定，项目建设安全管理制度清单，危大超危大工程清单，特种设备管控方案，环保水保消防职业健康管控方案，数字化管控方案，文明施工方案，双重预防机制建设方案，职业健康消防应急物资储备方案，应急预案。

8. 安全专篇（含环保、水保、消防、职业健康及数字化管控相关内容）。

（五十一）其他：

本规范书中未明确的系统、设备需满足接入系统设计审查意见、升压站初代可审查意见等要求，费用包含在投标报价中。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第二章　招标范围

一、总则

1.本工程光伏场区、35kV集电线路、升压站所涉及的勘测设计、建筑安装、设备（材料）采购、试验、消缺、调试、并网、试运行、竣工验收、售后服务等全部工作。政府、主管部门和电网公司要求办理的相关准入手续，生产准备及所必须的技术培训等全部工作。

2.本工程所涉及的所有设备和材料（含备品备件、专用工具、标识标牌、劳保用品、消耗品及技术资料等）的采购、运输、现场装卸、保管、转运等工作。

3.本工程相关数据接入能源电投新能源集控中心，实现远程监视、操作、控制的所有工作。

4.本工程涉及所有道路（场区内及场区外，包含但不限于大件运输道路、进场道路、进站道路、施工（检修）便道、边界围栏、临时道路）的新建、拓宽、改造、加固、施工损坏修复、手续办理、协调工作、土地征收及地表附着物补偿属于本工程的招标范围，产生的相关费用包含于投标报价中（按项目生命周期一次性补偿、补偿协议须以招标方名义签订）。

5.本工程场地移交后的所有协调工作及相关费用。包括：与当地群众、农民工、劳务工、临时工、政府部门、电力部门、监督部门等的协调工作；人员、设备和工程车辆进场涉及的协调工作。

6.本工程所涉及的环保、水保、安全、职业卫生等专题报告、批复及专家评审意见招标方已完成，投标方结合现场实际情况，根据报告及专家评审意见进行优化设计、施工直至通过验收及核查。如相关专题实施方案发生变更的，投标方负责完善变更手续，并负责设计、施工直至通过验收及核查，产生的相关费用包含于投标报价中。

7.本工程所涉及的建设项目“三同时”验收工作：消防设计审查备案和验收；安全设施设计专篇；职业病危害设施设计专篇；防雷接地设计审查、检测、验收等工作由投标方负责。

8.本工程环保监测及竣工验收评价；水保监理、监测及竣工验收评价；安全设施竣工验收评价、职业病危害效果评价由投标方负责，招标方监管。

9.本工程满足工程建设所需的地勘报告和施工图审查意见、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建设工程施工许可证、竣工验收备案等手续办理由投标方负责，招标方配合。

10.本工程经调试后，从工程启动开始无故障连续并网运行时间不应少于光伏组件

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

接收总辐射量累计达 60kWh/m²的时间，含质监、并网和验收各类手续办理，并承担此过程中发生的相关费用。

11.本工程光伏场区红线内土地流转工作由招标方负责，投标方无条件配合；35kV 线路工程、箱变、蓄水池等涉及的土地征用、租用由投标方自行勘察并负责协调，所产生的费用由投标方负责（按项目生命周期一次性补偿、补偿协议须以招标方名义签订）。

12.场区红线外占用林（草）地、其他地类性质的用地由投标方按国家法律法规办理相关合规性手续后方能使用。线路工程涉及林木砍伐（含办理砍伐证并在线路带电前和竣工验收前分别完成廊道清理及验收，满足电力设施安全运行要求）、青苗赔偿、构建筑物的拆除、穿越电力输电线路、跨越公路、铁路和燃气管道等的手续办理、费用补偿等相关费用由投标方负责。投标方如对线路路径进行优化，塔基不能占管控因素，如不能避让，由投标方编制专题报告并获得相关职能部门的批复，确保用地的合规性，塔基及线路施工占地相关费用由投标方承担。

13.光伏场区禁止机械场平、清表，场地清理由投标方负责按招标方提供的土地范围开展；原则上全部采用人工成孔方案，具备条件的区域可以采用机械打孔；在招标方提供的土地范围内，最大程度节约集约用地，投标方应采用整组或半组+半组及固定支架，用地指标不能突破自然资源部 2023 年 8 月 1 日要求实施的《光伏发电站工程项目用地控制指标》，并确保总装机容量不低于 42.336MWp。

14.本工程光伏场区临时消防设施、光伏场区防火设施的设计、协调、采购及施工，费用包含在投标报价中。

15.本工程项目未全容量并网前，涉及南方电网公司最新要求的相关二次、通讯、网安、自动化、光功率等设备的软、硬件升级优化，相关费用包含在投标总价内。

16.本工程涉及的质监、并网（含每批次并网资料收集、上传、协调电网审核，直到全部批次并网完成）和验收等各类手续办理，包括质监、电网公司相关单位协调，以及需第三方开展的检测、试验（包括逆变器、SVG 单机建模试验、型式检测报告及电网公司最新要求等；在未全容量并网之前，每批次并网后按照电网公司最新要求开展相关涉网试验，包括但不限于一次调频、AGC、AVC、电能质量测试等），项目全容量

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

并网后整站建模试验，上述相关费用包含在投标总价内。

17.负责本工程区域安全稳定控制专题分析论证及所涉及的工作；二次评估所涉及的工作；计算机监控系统、光功率预测等设备的两次等保测评、商用密码评估、质保期内的特征库升级、漏洞扫描，以及查出网络安全问题的整改等工作，上述相关费用包含在投标报价中。

18.本工程光伏区部分区域零星生长有树苗，投标方的施工图设计方案应满足《贵州省光伏发电项目用地管理办法（试行）》黔自然资函〔2023〕564 号的要求，产生的相关费用包含于投标报价中。

19.本工程涉及使用农户自行修建的森林防火道路、机耕道路，投标方使用上述道路应自行协调并进行补偿，损坏负责修复，费用包含在投标报价中。

20.本工程涉及的光伏场区施工（检修）便道护栏，需在工程建设前先行建设，产生的相关费用包含于投标报价中。

21.光伏场区、线路及升压站所有设备安全标识、标牌、设备铭牌、警示标识牌安装及喷涂，升压站等外装及标识、目视化建设按最新国家标准（GB2894—2025）实施，并结合企业文化出具建设方案经招标方审核后方可实施，涉及的全部工作和全部费用包含在投标总价中。

22.本工程涉及村民耕种的土地必须预留进入耕种的道路，涉及村民祭祀的坟墓必须预留进入祭祀的道路，投标方应根据招标方提供的用地红线结合现状进行设计，若未预留产生的一切后果和经济损失由投标方负责。

23.本工程所涉及各电压等级继电保护、自动装置、安稳装置、远动装置等的整定计算，投标方负责提供完整的定值书和整定计算书（含加盖公章的纸质版和电子版），并经过电网公司和招标方的备案。投标方应提供线路参数等资料报送到电网公司。上述费用已包含在投标总价中。

24.施工期间安全视频监控（含设备采购、安装、远程传输流量费用）、现场作业按文明施工一级标准执行，费用含在投标总价内。

25.项目启动并网前委托专业单位开展一次技术监督工作，标准满足国家及南方电网相关规范要求，费用含在投标总价内。

26.本工程实施过程中若涉及改造村寨道路，由投标方自行勘察、协调、施工，全部费用包含在投标总价中；

27.本工程满足两路不同营运商宽带，施工前装设临时中国移动基站，升压站投运前将临时基站移至升压站内转为永久基站。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

28.负责项目的并网手续的协调办理。

29.分界点

投标方应积极配合分界点第三方的工作，及时提供条件给予便利，投标方应协助招标方对第三方分界点的工作进行安全监督和质量验收。

（1）本工程和110kV送出线路的分界点

以110kV送出线路导线和架空地线进入升压站钢构架挂点为分界点，分界点靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。通信光缆以进入升压站间隔架构上第一个熔接盒为分界点（熔接盒光纤熔接由投标方负责），分界点靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。

（2）本工程和水城区营盘乡兰花村标段二的其他分界点

以升压站视频监控系统交换机、光伏场区计算机监控系统交换机接口为分界点，分界点靠升压站侧（含交换机）的全部工作属于本工程总承包范围。

以35kV线路导线进入升压站35kV集电线路开关柜一次下桩头为分界点，分界点（含接线）靠升压站侧的全部工作属于本工程总承包范围。

投标方应积极配合分界点第三方的工作，及时提供条件给予便利，投标方应协助招标方对第三方分界点的工作进行安全监督和质量验收。

30.组件采购

（1）投标方在签订本合同后30日内完成组件招标、90日内组件全容量到场，若因投标方签订本合同后未按招标文件要求及时采购组件，超过签订本合同90日后到货的组件，以签订合同后90日内结算价格的最低价结算。

2.投标方负责组件堆放场地的租赁、组件到货验收、到货卸车、仓储保管（保管期间投标方负责组件的包装、安全，保证组件能按招标文件要求安装完成，质量合格。组件在投标方保管期间出现的一切意外情况由投标方负责）、现场装卸运输、搬运、安装，相关费用列入投标费用。

31.红线范围内的土地，经过优化设计后，若存在富余情况，招标方需将土地调配给其他标段使用时，投标方应积极配合招标方。

二、设计范围

本项目的生产工艺系统，辅助生产设施和附属设施的全部工艺系统、运维设施与土建工程、电气系统、光伏区监控自动化系统、视频监控及环境监控系统、光伏场区、35kV线路、**光伏场区防火设施、接入能源电投新能源集控中心建设**等均为投标方的设计范围。设计阶段包括施工图设计阶段和竣工图编制。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

三、施工范围

本工程施工范围包括（但不限于）：

（一）安装工程：包括110kV升压站、光伏发电站支架、光伏组件、逆变器、电缆分支箱、箱变、光伏区设备、35kV集电线路、光伏区监控自动化及生产运营管理系统、视频安防及环境监控系统、**接入能源电投新能源集控中心系统**等所有设备材料设计、采购、施工等。

（二）所有设备、材料卸车、临时堆存、验收、代保管及二次搬运。

（三）光伏支架及支架基础、围墙、临时道路、进场道路改造修复、场内检修道路、20m³蓄水设施、杂物清理、场区全面除草三次（含移交试运行前的割灌除草）、施工用电和用水等临建设施、环境保护及水土保持设施等。

（四）环境保护与水土保持工程。

（五）进场道路改建、维护及修复，道路开挖边坡需要复垦复绿。负责连通场区到乡、村公路，采用混凝土路面。

（六）负责光伏场区围栏采购安装。

（七）项目水保、环评、道路、绿化必须按照三同时的原则进行施工，并作为项目竣工验收的重要依据。

（八）质保期内光伏电站的设备及日常易耗件的更换，投标方接到通知后24小时内作出反馈，48小时内完成更换。如无特殊情况不能按期完成，损失电量按0.3515元/千瓦时从质保金中扣除。

（九）光伏组件的现场卸车、保管属于投标方工作范围，投标方有责任确保组件的完好无损。

（十）光伏组件、桥架、变压器基础的布置整齐一致，相同容量的逆变器，相同容量的变压器外观尺寸应一致。

（十一）施工安全措施费、施工临时建筑建设及拆除等费用属投标方范围。

（十二）光伏场区新开挖道路，临边全线需要设置波纹钢护栏。光伏场区高临边需要设置永久防坠网才允许施工。

（十三）施工完成后红线范围还剩余增补容量的土地，可以使用半组支架进行补装的，由投标方负责进行补装。光伏区组串安装严格按照设计要求组串数量接入逆变器，多接入部分不纳入容量统计。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（十四）IV曲线&CV 无人机融合诊断系统安装。

（十五）光伏场区防火设施安装。

（十六）升压站、光伏区强弱电电缆分层、分电缆槽盒敷设，弱电部分的电缆应做屏蔽。

（十七）项目需要的其他设施。

四、物资供货范围

（一）本项目范围内所需的全部设备及材料的采购、供应、运输、验收、功能试验及现场保管发放等均由投标方负责。主要包括：组件、支架、箱变、逆变器、交直流电缆、电缆桥架、摄像头、分支箱、主变压器、配电设备、控制设备、110kV 线路保护、安稳装置、低频低压解列及高频切机装置；计算机监控系统、远动（含新 OCS）、PMU、电能量采集装置、故障录波（含保信子站功能）、五防系统、调度数据网、综合数据网、保底网、专网、通信系统、视频监控及安全警卫系统、光功率预测系统、电缆、光缆、接地、围栏、围墙、建材及所需辅助材料等；**接入能源电投新能源集控中心系统设备；光伏场区防火设施；**备品备件以及工器具等。

（二）光伏系统主体部分所有设备、支架必须在工厂完成制造，不得在现场制作，场区围栏及其他配套设施所需材料均由投标方供货。

（三）升压站一二次等系统接入方案所涉及的设备及辅助设备由投标方供货。

（四）工程所需所有设备和材料由投标方供应，投标方外购设备技术协议需要经过招标方审核和同意，设备、材料的规格数量等满足本技术规范书要求；其质量必须符合工程及设计要求。投标方供应的材料必须提供有效的质量保证书和材料复检报告，否则不得用于本工程。

（五）招标方可对投标方供货的组件、电缆、箱变、支架、逆变器、塔材等物资邀请第三方进行性能检测，如存在造假或者不达标，将从进度款中扣除本项目该类型的设备总价款，直到将不合格的设备更换，整改合格为止。检测费用由投标方负责。

五、其他方面

（一）光伏区防雷和接地系统的安装施工、验收试验等，施工所有材料由投标方负责提供。

（二）对投标阶段漏算或少列设备、材料和工程量，只要是属于本工程正常运行所必须的，招标方有权要求增补，投标方需无条件执行并承担费用。

（三）对设计漏项和施工漏项部分，只要是属于光伏电站正常运行所必须的，招标方有权要求增补，投标方需无条件执行；设计不合理、不符合当地实际条件及不满

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

足当地电网和其他部门要求的，投标方无条件进行修改和完善，费用包含在本次投标总价内。

（四）设备的装卸、仓储等费用由投标方负责承担。

（五）**本工程涉及的照明箱、检修箱、控制箱等材质为不锈钢材质。**

（六）**本工程光伏场区光伏板与支架、逆变器接地线、桥架跨接线等接地线均采用多股铜芯线。**

（七）首次并网到项目竣工验收前的售电收入归招标方。移交生产验收前，升压站涉及的网络费、电费（10kV 备用电源）、水费开户名需转为招标方，转户前所有费用均由投标方自行向相关单位支付。

六、质量标准、工期要求、安全目标

质量标准：本工程质量标准必须全面达到国家或电力行业优良标准。

工期要求：从合同签订之日起 270 日历天，完成并网手续办理具备全容量并网条件。

如发生不可抗力、政策调整、招标人土地移交滞后等非投标方原因，工期应当予以顺延。发生工期顺延事件，投标方应在事件发生后 7 日历天内向发包人提交工期顺延申请及佐证资料，招标方在 7 日内予以确认。

安全目标和文明施工：按照《电力工程建设项目安全生产标准化规范及达标评级标准》二级标准实施，并通过验收。按照《电力建设工程施工安全管理导则》《国家能源局 2024 年电力工程施工安全和工程质量专项监管的通知》的有关工作要求落实项目安全管理，投标方承担自进场至竣工验收交接完毕期间厂区所有安全施工、文明施工投入，建设安全文明施工环境、营造安全文明施工氛围，符合招标方要求，配合参观接待，杜绝重大人身伤亡事故、重大机械设备损坏事故、重大火灾事故、负主要责任的重大交通事故、环境污染和重大垮塌事故、大面积传染病和集体食物中毒事故和其他事故。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

供货清单（仅供参考，按技术规范要求，不足部分投标方补充填写）

投标方名称:

序号	项目名称	单位	数量	品牌
一、光伏区结构、支架				
1	标准光伏组件结构支架（由投标方按区域分别填写）			
	（1）支架基础			
	（2）组件支架:			
	（3） 安装辅材：螺栓、螺丝、连接件、焊条、油漆等			
	（4）电缆槽盒			
2	组件			
3	逆变器			
4	箱变			

材料供货清单（包括土建、安装、调试所需材料，由投标方补充填写）

投标方名称:

序号	设备名称	型号及规格	材质\重量	单位	数量	厂家\产地	备注
	合计						

说明：材料供货范围见上表，但不限于此。最终设备数量及参数需以满足现场施工和技术协议要求为准，如有变化，价格不变。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

必需的消耗品及备品备件清单（由投标方补充填写）

投标方名称:

序号	项目名称	规格、型号	材质\重量	原产国	单位	数量	备注
1	光伏组件	现场安装同型号，同版本					
2	逆变器						
	合计						

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

七、服务范围

（一）投标方的服务范围是指其在现场进行的工作和对招标方的运行、维护和管理人员进行必要的技术培训。投标方的服务应在其投标报价范围内。

（二）投标方在电站建设期间内的售后服务要满足如下要求:

1.在建设期，运行中出现的影响电站设备安全、人身安全及发电量的事故处理中，未按相关要求时间节点及时处理的，按约定时间节点后直至恢复正常运行期间造成的发电量损失赔偿（损失电量价格：按照当期公布机制电价执行）。

2 在建设期，电站运行过程中发生的系统、设备等故障时，投标方需要提供详细的原理性设备故障分析报告并给出实质性改进措施消除故障，如报告中无实质性改进措施或存在虚假分析等情况的，按造成的发电量损失赔偿（损失电量价格：按照当期公布机制电价执行）。

3.在建设期，电站运行中由于设备质量原因导致需要更换有关设备及零部件的，而投标方没有及时响应并更换有关设备及零部件的，按该故障造成发电量损失赔偿（损失电量价格：按照当期公布机制电价执行）。

4.在建设期，光伏场区通信系统未按照“三同时”要求施工与方阵并网同步投运，造成的两个细则考核费用由投标方承担。

5.在建设期，光功率预测、E 文件数据、光伏场区通讯等数据异常，投标方在接到招标方整改函件或工程联系单后，未按相关要求时间节点及时处理的，导致两个细则产生考核，考核费用由投标方承担。

6.在建设期，因投标方原因未严格按照南方电网“两个细则”的相关规定，在首并容量达到 10MW 后的规定时限内完成涉网试验工作，由此产生的“两个细则”考核费用均由投标方承担。

7.在建设期间，因投标方劳资纠纷导致厂家拒绝为场站设备故障服务，引起的设备故障延迟处理被电网调度通报及考核的，投标方承担全部责任并接受招标方考核，并赔偿因电网考核的全部费用；如遇设备厂家对正常运行设备设置程序后门导致设备不能正常运行的，将设备厂家拉入黑名单，投标方承担因此引起的考核及赔偿招标方损失。

8.在建设期，电站存在重大网络安全隐患，或因未落实电力监控系统网络安全相关要求导致电力监控系统网络安全异常事件或者电力安全事故事件发生的，招标方被能源监管机构和调度机构进行的考核，责任全部由投标方承担。

（三）投标方在电站质保期内的售后服务要满足如下要求:

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1.电站运行中出现的影响电站设备安全、人身安全及发电量的事故处理中未按相关要求及时处理的，按该故障造成发电量损失赔偿（损失电量价格：按照当期公布机制电价执行）。

2.对于电站运行过程中发生的系统、设备等故障时，厂家需要提供详细的原理性设备故障分析报告并给出实质性改进措施，如报告中无实质性改进措施或存在虚假分析等情况的，招标方将按损失电量的 2 倍扣除质保金并列入贵州能源集团黑名单。

3.电站运行中由于设备质量原因导致需要更换有关设备及零部件的，而投标方没有及时响应并更换有关设备及零部件的，按该故障造成发电量损失赔偿（损失电量价格：按照当期公布机制电价执行）。

4.在电站质保期内支架系统由于施工或材料自身质量问题导致腐蚀或结构问题，投标方应按招标方要求及时处理，由于上述问题造成损失的由投标方承担。

5.在并网验收及竣工验收期间存在问题而拒不整改或整改拖延的，按照应并网而实际未并网造成发电量损失赔偿（损失电量价格：按照当期公布机制电价执行）。

（四）投标方应提供完整的太阳能并网光伏电站调试方案，包括分部调试和整体调试的详细文件，并进行调试工作、确认调试结果和派人参加由招标方负责进行的性能验收试验。

（五）投标方应负责解决太阳能并网光伏电站在投入正式运行前的试运期间发现的问题，确保装置达到设计性能。

（六）施工期间出现的组件、逆变器、变压器、开关柜、监控系统等软硬件设备损坏及性能显著下降责任归属投标方，投标方应在联调前对所有相关设备进行更换或修复。

（七）投标方应确保本项目设备、软件、设计、工程资料等符合国家对光伏发电站以及南方电网关于光伏发电站、配电工程的验收标准。

（八）竣工验收前投标方负责光伏场区方阵三次全面杂草清理,确保光伏板不被遮挡及满足冬春季节防火要求。

第三章　设计范围和设计联络会

一、设计范围及进度控制

（一）太阳能光伏电站系统工艺、电气、通信、土建、给水排水、地下设施和设备基础等凡属于本工程施工范围内的初步设计、施工图设计和竣工图编制。

（二）以上设计如有遗漏，投标方应根据技术规范补足遗漏设计，价格包括在报价范围内。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（三）光伏系统主体部分设计必须在中标通知书发出后 3 天内完成，光伏组件的排布必须方便维护，主要电气设备选型、关键设备的关键元件须经过招标方确认，初步设计在 EPC 合同签订后 7 天内完成，经审查通过后，施工图设计在 EPC 协议签订后 15 天内完成。EPC 合同签订后 20 天内，项目所用施工图纸交招标方项目部（其中电子版 1 份、纸质版 2 份）。

二、设计联络会

（一）目的

设计联络会议的目的是保证设计阶段工作的顺利进行，以及协调和解决设计和接口中的问题，使设计工作按期完成。下面所述会议计划是初步的，具体内容将在合同谈判中确定。

（二）第一次设计联络会

时间：合同生效后 10 个日历日内（暂定）

地点、会期：招标方所在地、2 天（暂定）

到会人员：招标方及其相关单位、投标方

形成会议纪要

讨论下次联络会议题和议程

由投标方承担第一次联络会会务费用，不含招标方参会人员的差旅费等。

（三）第二次设计联络会

时间：双方商定

地点、会期：招标方所在地，2 天（暂定）

到会人员：招标方及其相关单位、投标方

会议议程：一联会商定

由投标方承担第二次联络会会务费用，不含招标方参会人员的差旅费等。

（四）签字

每次设计联络会，双方均在会议纪要或所达成的协议上签字，具有覆盖性及与合同同等的法律效力。

（五）日常联系和配合

除以上联络会议外，招标方有必要时可书面或采用其它方式与投标方联系，双方以书面或会议形式答复，书面通知和各方代表口头联系的信息提交给招标方确认。

施工过程中如有设计上的问题，招标方和投标方代表将根据现场实际情况，以书面形式或在现场协调会上解决，所有协议经各方签字后生效。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

三、设计确认

投标方所有的设计、关键图纸资料及相关变更等都需经过招标方委托监理或招标方工程师确认。双方必要时可采用书面或其它方式联系，书面通知和双方代表口头联系的信息，应及时通知招标方书面确认，双方确认的事项以书面确定为准。其中光伏组件、桥架、逆变器、变压器基础的布置整齐一致，相同容量的逆变器，相同容量的变压器外观尺寸应一致。

四、设计完成进度

设计完成进度总的要求：请投标方按照工期要求，提供设计进度计划表。

第四章　技术资料内容及交付进度

一、设计文件的交付

投标方提供的工期计划、资金计划、施工进度、并网进度、安全资料、施工期间产生的验评资料及合规性手续办理等资料均需按项目备案名称单独报送及存档。乙方安排施工图设计应保证工期需要。并分期分批向招标方提供施工图 12 套（由乙方负责实施的工程施工图提供 12 套）、设备图纸及资料 12 套，图纸及设备资料另需提供电子版（光盘、U 盘）各 2 套，要求图纸为可编辑的 AUTOCAD 格式，文字为可编辑的 word 格式，文字为进口设备资料须提供英文版及翻评中文版。招标方另需的设计图纸乙方可以按招标方要求印制，但招标方应当支付给乙方费用。

初步设计图纸评审要求（如投标方认为不适合本项目的应主动提出，由双方协商决定）

设计评审图纸内容需包含但不限于下列要求，且于设计评审会前至少一周提交给贵州能源水城煤电化一体化有限公司新能源分公司审核。

序号	图纸内容	图纸要求及说明
1	设计说明	
2	光伏项目总平面布置图	含组件排布、电缆通道、光伏项目设备布置等
3	电气部分	图纸应满足 GB/T 4728 和 GB/T 6988 相关部分的要求
4	电气主接线图	光伏项目本期电气主接线，新、老设备线条绘制要有所区别
5	光伏发电站保护配置图	在光伏发电站一次系统主接线图基础上绘制，表

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

序号	图纸内容	图纸要求及说明
		示站内各主要设备（如逆变器、断路器）配置了什么保护，保护的判据来自哪些元件（如 CT、PT），保护动作结果等信息
6	组件排布总图	含电缆通道、水管、运维通道、汇流箱、组串逆变器、阴影遮挡、摄像头等
7	光伏发电系统接线图	
8	光伏项目防雷接地图	光伏项目防雷接地、设备接地、防雷接地计算书
9	光伏项目电缆通道图	光伏项目电缆通道
10	光伏发电区通信电缆布置图	光伏发电区汇流箱通讯线缆布置图、级联图、示意图等
11	通信光缆布置图	光伏发电区光纤环网布置图、级联图、示意图等
12	电缆清册	统计全站所用电缆的规格、起始点、长度、压降等信息
13	辅助部分	
14	场区围栏	
...	...	

二、操作维修手册

在第一批设备到货，开箱验收后投标方应向招标方代表提供相关设备操作维修手册 1 套，电子版（U 盘）1 套，上述操作维修手册的详细程度，应能满足招标方操作、维修、拆卸、重新组装、调整、培训和修复生产设备的需要。

三、竣工文件

投标方应编制并随时更新 1 套完整的、有关工程施工情况的“竣工”记录，如实记载竣工工程的准确位置、尺寸、调试试验资料和实施工作的详细说明，上述竣工记录应保存在现场。应在竣工试验开始前，复印两套副本分别提交监理工程师及招标方代表。

此外，投标方应负责绘制工程的竣工图，标明整个工程的施工完毕的实际情况，提交监理工程师根据规定进行审核，投标方应对图纸质量负责，审核通过后按照《NB T 32037-2017 光伏发电建设项目文件归档与档案整理规范》《贵州能源水城煤电化

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

一体化有限公司新能源分公司光伏项目档案管理办法（试行）》组卷移交招标方。

在签发任何保修证书前，投标方应按照“招标方要求”中规定的份数和复制形式，向招标方提交上述相关的竣工图。

投标方在达标投产考核前向招标方提交 5 套整个工程竣工图纸及竣工资料，电子版（光盘、U 盘）2 套，进口设备资料须提供英文版及翻评中文版。该图纸及资料应符合现场实际、完整、正确无误。

四、资料交付进度

资料交付进度总应满足下表要求:

序号	资料名称	数量	交付时间
1	设计施工图	2	审查通过后 3 天内
2	设备出厂资料	1	设备到场开箱后 1 天
3	试验报告	1	设备带电前 1 周内
4	升压站竣工图纸	1	设备带电 2 周内
5	整体项目竣工资料	5	全容量并网后 1 月内

第五章　工程总进度和设备交货进度

投标方按下列要求在技术文件中安排交货时间:

一、要求项目按下表中规定的时间投入运行。供货必须满足整个工程进度的要求，各节点进度由投标方编制。

二、交货时间为自合同生效日起至货物交齐到项目现场日止。详细的供货进度由投标方在合同签订后一联会提交，由招标方确定。

三、工期安排：从招标方通知投标方进场时间开始，至工程全容量并网运行，投标方需对进度计划进行细化。

序号	工作内容	时间	开始	结束
1	施工现场			
2	发电系统图纸审查			
3	光伏支架到货			
4	光伏组件到货			
5	支架安装			

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

序号	工作内容	时间	开始	结束
6	逆变器安装			
7	变压器安装			
8	监控系统安装			
9	升压站 110kV 及 35kV 配电装置采购			
10	升压站 110kV 及 35kV 配电装置安装、调试			
11	无人机系统采购			
12	全容量并网			

投标方根据招标方的里程碑进度填写太阳能光伏发电设备交货进度表

（包括但不限于下表所列设备、部件）

序号	设备/部件/名称/型号	数量	交货时间		备注
			开始	完成	
1	支架				
2	组件				
3	电缆（包括光纤、网线）				
4	逆变器				
5	变压器				
6	35kV 母线保护及主变保护				
7	110kV 主变				
8	本期工程涉及的其他设备				

备注：变压器、逆变器基础的定位和施工，应由投标方协商解决，配电柜、线缆、计量、通讯、控制部分选型必须满足南方电网相关标准，关键元件需严格满足招标方要求。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k
V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承
包工程

第六章　监造、检验和性能验收试验

投标方所提供的设备（包括对分包外购设备）应进行检验、监造和性能验收试验，并确保所提供的设备符合技术文件规定的要求。

投标方在合同签订后 5 个日历日内，向招标方提供与合同设备有关的监造、检验、性能验收试验标准及计划。有关标准符合技术文件的规定。

组件安装前，要进行组件第三方送检（包括但不限于IV、EL、外观检验），并网发电之后需要进行的全部测试和试验，例如组件和组串的现场功率等参数测试，逆变器效率和电能质量的测试，现场组件接地测试等，包括但不限于以上项目，全部由投标方负责实施，费用包含在合同总价内。由招标方指定第三方试验机构、指定测试项目。

一、工厂检验及试验

（一）工厂检验

工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。投标方将严格进行厂内各生产环节的检验和试验。投标方提供的合同设备签发有质量证明、检验记录和测试报告，检验的范围包括原材料和元器件的进厂，部件的加工、组装、试验至出厂并且作为交货时质量证明文件的组成部分。

（二）试验

投标方试验的结果满足技术规范要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标方将采取措施处理直至满足要求，同时向招标方提交不一致性报告。投标方若发生重大质量问题将及时将情况通知招标方。

（三）工厂检验及性能试验费用

工厂检验及性能试验的所有费用包括在合同总价之中。

二、设备监造

（一）本合同的设备监造过程实施合同管理，质量控制，进度控制，投资控制，组织协调等工作。

（二）根据技术文件 Q/CSG 217006-2013《中国南方电网有限责任公司物资品质控制管理办法》以及其他国家有关规定。

（三）招标方可以自行或委托有经验的监造单位、安装单位、技术监督单位和招标方技术人员对投标方在国内生产的合同设备进行监造。监造工作包括在投标方制造厂内进行的复查、抽检、试验及金属、焊接的无损探伤等。

（四）投标方应在合同文件草签后 5 天内向招标方提供设备生产计划及监造检验时间安排，并提供和监造检验相关的标准、规定清单。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（五）在设备开始加工前 5 天，向招标方提供外协、外购件清单及采购计划（或合同）。

（六）招标方对投标方设备的监造要求。

（七）原材料在加工前在投标方复检后，由招标方监造代表确认（文件见证）后投料。在现场见证前完成相应的文件见证。

（八）文件见证和现场见证资料在见证后 5 天内提供给招标方监造代表。

（九）投标方将在设备投料前提供生产计划，每月第一周内将加工计划和检验试验计划书面通知监造代表。具体见证时间投标方将提前七天通知监造代表。

（十）招标方监造代表有权查阅与监造设备有关的技术资料（包括焊工资格、无损探伤检验人员资格、理化检验人员资格等审查），投标方积极配合并提供相关资料的复印件，并不发生任何费用。

（十一）对于设备制造过程中如发生重大质量问题及制造缺陷，一经发现投标方将及时通知监造代表，不隐瞒。

（十二）合同设备的重要部件和专用部件未经招标方允许，投标方不得擅自调换。

（十三）招标方监造代表有权随时到车间检查设备质量生产情况，监造代表可根据生产实际情况增加监造项目或调整监造方式。

（十四）投标方给招标方监造代表提供厂内专用办公室及通讯、生活方便。

（十五）每次监造内容完成后，投标方和招标方监造代表均须在见证表上履行签字手续，提交招标方监造代表 1 份。

（十六）监造代表有权核查投标方（包括主要分包方）的质量保证体系运转情况，并提出核查意见。

（十七）监造方式

监造方式以文件见证、现场见证和停工待检三种方式进行，即 R 点、W 点、H 点和 I 点。

R 点：投标方提供检验或试验记录或报告的项目，即文件见证。由监造代表查阅见证文件。

W 点：招标方监造代表参加的检验或试验项目，并进行现场见证。检验或试验前或后投标方提供检验或试验记录，即现场见证。

H 点：停工待检。投标方在进行至该点时停工等待招标方监造代表参加的检验或试验项目，并进行停工待检见证。检验或试验前或后投标方提供检验或试验记录。

I 点：招标方监造代表在投标方制造厂内进行的复查、抽检、试验及金属、焊接

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

的无损探伤等。上述工作均在投标方自检合格的基础上进行。

招标方在设备进入监造检验工作前通知投标方，H 点投标方提前 15 天书面通知招标方，W 点投标方提前 10 天书面通知招标方，R 点、I 点招标方在检验工作前 1 个月通知投标方。

招标方接到质量见证通知后，及时派代表到投标方实施监造工作。如果招标方代表不能按期参加，招标方书面通知投标方，W 点自动转为 R 点，但 H 点没有招标方书面通知同意转为 R 点时，投标方不自行转入下道工序，与招标方联系商定更改见证日期，如果更改时间后，招标方仍未按时到达，则 H 点自动转为 R 点。

（十八）监造内容

以下表格的 R 点、W 点、H 点及 I 点和监造方式及内容以合同为准，监造的主要项目如下表。监造实施前，商谈三方监造协议时将细化本项目表。

投标方提供质量见证项目一览表

序号	监检部件	监造内容	检验方式			
			H	R	W	I
1	太阳能支架					
2	逆变器					
3	箱变					
4	组件					
5	110kV 主变及其一次电气设备					
6	110kV 主变保护					
7	110kV 配电设备					

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

三、调试

（一）在设备安装及现场检验和试验工作全部完成之后，由投标方负责前述条款的太阳能并网光伏电站的系统调试工作。

（二）在系统调试前，投标方向招标方提供完整的调试方案，通过招标方审查后进行调试工作。

（三）投标方负责为调试提供必需的特殊试验仪器和工具。

（四）若装置存在缺陷，投标方在招标方同意的时间内消除。

（五）投标方对太阳能光伏电站的启动、调试工作承担责任。

四、性能验收试验

性能验收试验的目的为了检验合同设备和系统的所有性能是否符合技术文件要求。

由投标方委托的招标方认可的、有光伏发电系统相关检测资质和能力的第三方进行的性能考核。

性能验收试验的地点由合同确定，为招标方工程现场（光伏组件性能测试除外）。

性能试验的时间：性能试验一般在系统总体运行一个月后进行，具体试验时间由招标方确定。

性能验收试验包括但不限于以下内容，具体由招标方确定:

- 发电功率、各环节的损失、PR 值。
- 光伏组件首年衰减、EL 检测。
- 逆变器效率
- 噪音
- 安全性能相关测试
- 最大功率变化率
- 并网时的谐波
- 光伏电站启停时对电网的影响
- 有功输出特性（有功输出与辐照度、温度的关系特性）
- 电能质量，包括电压不平衡度、谐波、直流分量、电压波动与闪变等
- 光伏厂区阵列间阴影
- 光伏厂区防雷检测
- 电网或政府要求的其他检测

性能验收试验由招标方主持，投标方参加。试验大纲由第三方提供，经招标方与

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

投标方讨论后确定。如试验在现场进行，招标方委派人员进行相关工作配合；如试验在工厂进行，试验所需的人力和物力等由投标方提供。

性能验收试验的费用、性能验收试验费用包含在合同总价中。

性能验收试验结果的确认、性能验收试验报告由第三方编写，经由价方和投标方共同确认结论。

进行性能验收试验时，一方接到另一方试验通知而不派人参加试验，则被视为对验收试验结果的同意，并进行结果确认。

光伏组件拟选用 630Wp 以上的 N 型高效双面光伏组件，具体参数由供应商提供。由投标方组织组件电致发光检测（EL 检测（电致发光检测）），对于出现 A、B、C、D 类碎裂或隐裂类型的组件（缺陷组件）进行控制处理:

1.对于抽检组件（按组件总数量的 1%，但最低不低于 100 块）中隐裂组件比例超过 5%的情况，需由投标方组织进行 EL（电致发光）测试全检，测试单位由招标方指定，测试费用由投标方承担，对所有发现有 A、B、C、D 类缺陷的组件进行更换，更换须保证施工质量和不影响安全，更换后需再对组件进行抽检，如再出现隐裂情况，则由招标方自行组织处理，投标方承担因此造成的所有损失。

2.对于抽检组件（按组件总数量的 1%，但最低不低于 100 块）中隐裂组件比例不超过 5%且无 A 类缺陷组件时，由投标方更换抽检组件中隐裂类型为 B 类的组件及其他功率衰减超标的隐裂组件，上述检测费用及组件更换费用均由投标方承担。

3.当抽检组件中隐裂组件比例高于 5%但不超过 10%时，对 EL 检测（电致发光检测）抽检比例扩大两倍（按组件总数量的 3%，但最低不低于 300 块），由投标方更换抽检组件中隐裂类型为 A、B 类的组件，对其他隐裂类型组件进行标记及年度跟踪处理，（方法同第（2）条），如扩大抽检后 A、B、C、D 类缺陷组件比例达到抽检总组件数 10%以上，则按照第（2）条处理。上述各条检测费用及组件更换费用均由投标方承担。

4.对于缺陷类型为 C、D 类的组件，在做第三方功率测试时，当数量超过 15 块时，抽其中 15 块典型组件进行测试，样品选择需经得招标方同意；若投标方在第一年或 13 年考察期内对抽检组件中所有隐裂类型为 C、D 类的组件进行更换，则需在现场留 15 块被更换的 C、D 类组件另作安装（但不接入发电系统，安装费用由投标方承担），如数量少于 15 块，按实际剩余数量安装，作为 13 年考察期内第三方组件功率测试考察对象。

5.上述提及无隐裂全新组件（即替代组件）性能应满足技术文件要求，生产厂家应获得招标方认可。

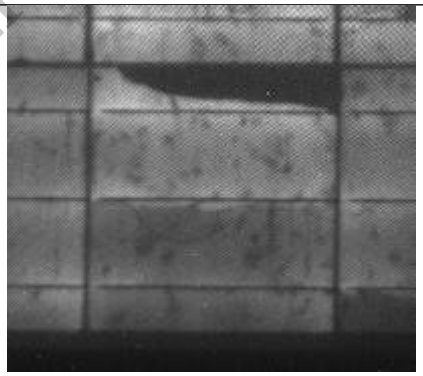
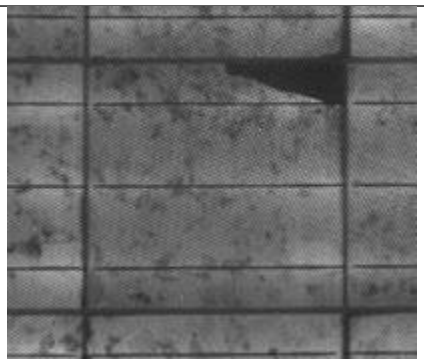
水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

6.第三方功率检测期间，投标方应在空缺位置安装合格备用组件，避免方阵发电损失。

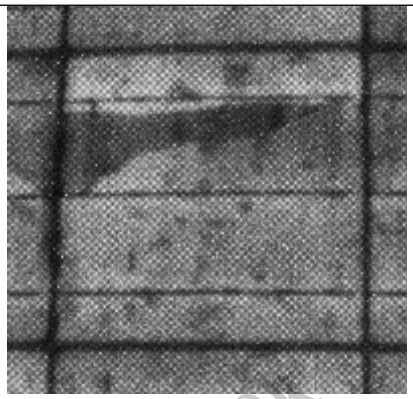
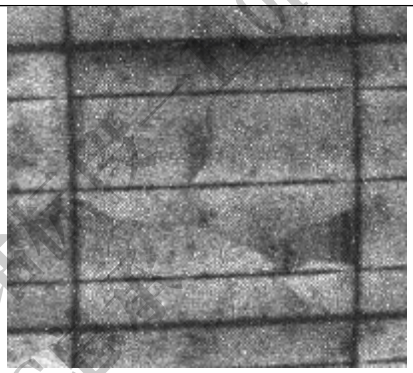
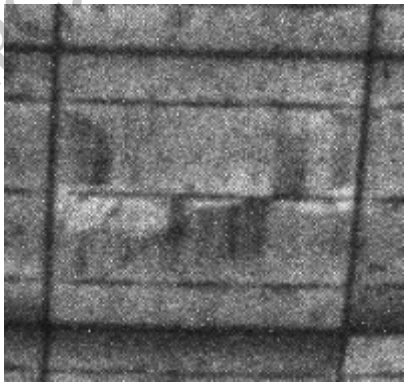
7.招标方将组织投标方、组件供货商、监理等单位在项目现场对到货组件进行 EL 抽检，并确认交货安装组件无 A、B、C、D 类缺陷，投标方认可确认结果。

8.上述发电量损失赔偿应在招标方书面通知投标方后的 40 天内支付，否则另需按赔偿金的 5%每月向招标方支付罚金。

9.对 A、B、C、D 类碎裂或隐裂类型（缺陷类型）进行详细定义。由于通过 EL 图像对组件物理损坏的判定目前暂无明确国家标准可依据，根项目现场测试结果所进行的分类和分析。现场拍摄的 EL 图像，根据其缺陷的不同分为 A/B/C/D 四类缺陷，如下表所示。

缺陷分类	判定标准	EL 示例图
A 类碎片	碎片总面积≥1/12 电池片面积（若一个电池片内出现多处碎片，则以这些碎片的总面积之和进行判定）	
B 类碎片	碎片总面积＜1/12 电池片面积（若一个电池片内出现多处碎片，则以这些碎片的总面积之和进行判定）	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

缺陷分类	判定标准	EL 示例图
C 类裂片	半连贯裂片面积之和≥1/12 电池片面积	
D 类裂片	有以下任意一种情况: 1.半连贯裂片面积之和＜1/12 电池片面积 2.裂痕贯穿电池片	 

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第七章　技术培训

培训分为工厂培训和现场培训。工厂培训指在投标方设备制造厂、同类型运行电站、正在施工的建设工地对招标方维护、运行人员的培训和在同类型电厂的仿真机对业主运行人员的培训；现场培训指在招标方建设现场的培训。培训的目的是：通过讲授投标方所供设备的主要运行原理、制造工艺、运行性能及设备构造技术特点、QA、QC 管理使业主技术人员掌握设备投运后的管理维护方法。投标方在技术方案中提交详细的培训计划，见附表。工厂培训和现场培训着重于主要设备的维护和运行，包括但不限于附表工厂培训表内容。

投标方为完成培训计划所编制的培训大纲中，除了提供其供货范围内的设备资料外，还提供一套培训维护人员用的录像资料。

投标方保证满足（参加工厂培训的人数和培训时间表）所述的工厂和仿真机培训受训人员的人数和培训期要求，费用包含在投标报价内。

工厂、现场培训在从太阳能并网光伏电站安装开始到机组满负荷商业运行中某时间进行，具体日期双方商定，但培训内容与工程进度相一致。

投标方的责任和义务

投标方同意接受招标方相关技术人员 20 人分 2 批次在投标方所在地或其他光伏电站进行的技术培训。投标方将尽一切努力使业主受训人员达到培训的要求。

投标方将指定一名胜任的技术人员负责组织和协调工作，这位技术人员的具体职责由双方确定。投标方在技术方案中指明服务人月数。

按照培训计划，在培训期间，投标方指派技术熟练和称职的技术人员对招标方技术人员进行技术指导并解释本合同范围内的一切技术问题。

投标方于培训开始前一个月向招标方提交初步培训计划以供招标方确认。最终培训计划按照招标方技术人员的实际需要经双方协商确定。

培训计划将按每一具体专业的要求进行，主要包括:

- 专题系统地讲授设备性能、构造、主要和辅助系统等。
- 参观同类型电站。
- 在正在安装和调试的同类型电站现场实习。
- 运行人员在同类型电厂的仿真机上进行实习和在同类型电站中跟班实习。
- 提供所有必需的培训资料（如教科书、手册、图纸）、设备、工具和仪表等。

投标方为业主的受训人员提供编排严谨、良好的培训手册。投标方保证招标方技术人员能在上述工厂的不同岗位得到培训以使他们能够理解并掌握合同设备的技术、操作、检验、修理和维护技能。培训开始前，投标方向招标方技术人员详细讲解操作规则和工作注意事项。

投标方允许业主的受训人员带回培训时提供的技术资料和他们所做的笔记，即使其中有可能出现有专利的资料。

培训期间，投标方免费向招标方技术人员提供试验工具、技术资料、图纸、参考数据、工作服、安全用品、交通工具、文具和培训所需的用品其他必需品以及合适的办公室。

招标方的义务

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 VIP质检印章

招标方通知投标方被培训人员的姓名、性别、出生日期、职务和专业。

为了完成培训计划，凡未经双方同意不得中断培训去休假。

培训计划、内容、人月数等如下表:

序号	培训内容	计划人月数	培训教师构成		地点	备注
			职称	人数		
1	太阳能电站基础知识培训		高工/工程师			
2	设备运行操作培训		高工/工程师			
3	设备检修培训		高工/工程师			
4	运行手册讲解		高工/工程师			
5	控制系统操作培训		高工/工程师			
6	现场培训及考核		高工/工程师			

注:

受训人员将亲临制造厂观看装配和试验中的重要事项。

培训内容包括系统的硬件和软件。

概况：指工作原理、制造方法、构造材料、运行特征说明、可能发生的故障、原因及纠正措施。

维护和检修：为使设备保持良好的运行状态所需维护工作的详细说明以及常见故障修理方法的详细说明。

以上培训计划供招标方参考，投标方可以提出更优的培训方案。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第八章　大件部件情况

序号	部件名称	数量	尺寸（m） 长×宽×高		重量（t ）		厂家名称	货物发运地点	备注
			包装	未包装	包装	未包装			
1									

说明:

1.投标方应在技术文件中按附表要求提供设备各大件的运输尺寸（长×宽×高）、重量，并附运输外形尺寸图及其重心位置。

2.设备运输尺寸，指设备包装后的各部分尺寸。

3.当采用铁路运输时，设备的运输外形尺寸，应考虑该设备拟采用的运输车辆装载面至轨面的高度要求。

4.投标方应根据大件运输的线路及运输方式，对沿途中所经过的涵洞、桥梁等构、建筑物进行充分的调查和论证，在技术文件中提出大件运输的方案，确保设备大件安全运至现场。运输超大件或超重件所需的道路和桥梁临时加固费用和其他有关费用，由投标方承担，因投标方运输造成施工场地内外道路和桥梁损坏的，由投标方承担修复损坏的全部费用和可能引起的赔偿。

5. 投标方还应在技术文件中说明所有其他设备的运输方案，包括车辆型号、数量、运输路线等。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第九章　项目组织与管理

一、项目管理组织机构和人员配置

（一）项目管理组织机构

投标方应在项目场地设置项目经理部（以下简称“项目经理部”）以对其履行合同项目服务的行为进行管理。项目经理部是投标方履行其在合同项目服务的执行机构，在工程竣工前为项目现场常设机构。项目经理部应为投标方履行其在合同项目服务的唯一机构，其所有行为均视为投标方本身的行为。项目经理部主要管理人员纳入业主的考勤管理范围内。

项目经理部所有工作人员（包括但不限于项目经理、项目副经理、项目总工、安全总监、工程部负责人、劳资专员、综合部负责人、技术部负责人、安环部负责人、物资部负责人等）社保需在投标方所在单位缴纳，年限不低于 3 年。

（二）项目经理部应包括下列人员

1.项目经理：投标方应任命一名具有同类工程建设管理经验、并熟悉工程建设管理全过程的合格人员作为项目经理（以下简称“项目经理”），并任命若干名项目副经理。项目经理代表投标方履行合同，为投标方履行合同项目服务的唯一授权代表。项目经理须常驻项目场地，如果项目经理需要短期离开项目场地，则应授权一名项目副经理履行项目经理的职责并通知项目法人，并需得到招标方许可。项目经理在项目时间需在项目全容量并网前的全过程，且不得缺席每周的工程协调会和安全周检查。

投标方任命的项目经理应经招标方同意，如果招标方有充分理由认为投标方的项目经理不合格或不能正常履行其职责，则可以要求投标方撤换其项目经理，投标方应在规定期限内更换项目经理。

2.项目施工经理：投标方应任命一名具有同类工程建设管理经验、并熟悉工程建设管理全过程的具有中、高级职称的技术人员作为项目施工经理。

3.项目设计经理：投标方应任命一名具有同类工程设计经验、并熟悉工程建设管理的具有中、高级职称的设计人员作为项目设计经理。

4.项目调试经理：投标方应任命一名具有同类工程调试经验、并熟悉工程调试管理的具有中、高级职称的技术人员作为项目调试经理。

5.项目安全总监：投标方应任命一名具有同类工程安全管理经验、并熟悉工程安全管理的具有安全注册资格证的人员作为项目安全经理。

（1）项目经理的资质、业绩

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

提供简历表

（2）项目设计经理的资质、业绩

提供简历表

（3）项目施工经理资质、业绩

提供简历表

（4）项目安全总监资质、业绩

提供简历表

（5）项目调试经理资质、业绩

提供简历表

（6） 项目主要管理人员的配置

投标方的现场组织机构人员的配置，要根据工程特点，施工规模、建设工期、管理目标以及合理的管理跨度进行配置，应在提高管理人员整体素质的基础上优化组合，组成精干高效的管理工作班子。

投标方现场组织机构管理人员的配置要有合理的专业机构，各专业人员应配套，并要有合理的技术职务、职称机构。

投标方现场组织机构的管理人员应具有其所承担管理任务相适应的技术水平、管理水平和相应资质。

投标方必须组织现场常驻管理人员不得少于 17 人（可随工程进度动态调整，施工高峰期不得低于该配置），含项目经理、施工经理、技术经理、设计经理、安全总监、质量负责人各 1 人；安全管理人员 4 人（安全员持 C 证，不得兼职）；技术管理人员 2 人；物资设备管理员 1 人；劳资管理员 1 人；技经管理员 1 人；综合管理员 1 人；专职档案资料员 1 人。

项目经理、安全总监、施工经理、技术经理每月现场在岗时间不得少于 22 天；上述人员离开项目现场必须履行书面报批手续，经招标方项目部批准后方可离岗；未经许可不得擅自脱岗。所有项目部人员统一服从招标方项目部组织调遣，落实现场安全文明施工、分包管控、隐患闭环管理。

人员配置、到岗履职情况纳入合同履约考核；人员不满足配置、脱岗，按合同约定予以处罚。项目经理部严格执行三级质量自检、劳务实名制管理。

二、施工分包商的选择

本项目所有施工分包活动须严格遵守本条款强制性规定，投标方为分包管理第一责任主体，全权负责分包商遴选、管控、履约管理等全部工作。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

下述涉及施工分包条款必须满足该款规定。

（一）施工分包商的资质

投标方可以选择合格的施工分包商分包其在合同项目下的部分工程的建设或服务，投标方在选择施工分包商时应对施工分包商的资质、信誉、报价及质量进行综合考虑。投标方选择施工分包商的过程应符合国家及行业的有关规定，接入系统分包商须有过配网工程经验，并协助招标方完成项目接入，监控厂家须报业主批准，现场监控中心应具备远程制功能，数据上传应满足电力系统运行要求。

投标方应保证任何分包商均不将其分包项下的工程进行转包或再分包。

施工、安装分包商必须具有独立法人资格，具有机电设备安装工程专业承包企业二级及以上资质，或火电设备安装工程专业承包企业三级及以上资质；或电力承装、承修、承试Ⅱ级及以上资质。具有丰富的施工经验，并具有足够的专业人员、机械设备和加工能力投入本工程，保证有效地履行合同。在安全、质量方面业绩优良。

（二）分包商的保证

投标方应在所有分包合同中体现合同的原则和要求，并应自所有主要分包商处获得所需的保证和担保（包括合格证、质量保证和履约保函等）。该类保证和担保未经项目法人事先书面同意不得加以修订、修改或以其他方式予以撤销。在任何情况下，工程关键部分分包商的保证和担保的有效期均不少于相应装置完工后的 2 年。

（三）分包商的行为

投标方应对任何分包商、其代理人或雇员的行为、违约和/或疏忽承担全部责任。

三、施工所用的标准及规范

（一）国家和地方现行的标准、规范及其他技术文件。

（二）行业标准、规范及其他技术文件。

（三）产品生产厂家的产品说明书及其他技术文件。

四、施工综合进度

（一）工程里程碑进度

要求本工程工期从合同签订之日起 270 日历天，完成并网手续办理具备全容量并网条件。

投标方必须满足整个工程进度的要求。

工程里程碑进度计划（投标方填写）

序号	项 目 名 称	计划完成时间
1	合同授予	

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

2	合同生效	
3	施工图设计	
4	施工开始	
5	安装开始～安装完成	
6	20MWp 容量完成安装时间	
7	全容量并网时间	

（二）制定工程进度计划（根据实际修改）

工程进度计划（加载设备到货计划和图纸交付计划）。

（三）图纸交付进度

要求提供图纸总目录和图纸交付进度

（四）主要设备交付进度（投标方填写）

序号	设备/部件/名称/型号	数量	交货时间		备注
			开始	完成	
1	支架				
2	组件				
3	电缆（包括光纤、网线）				
4	逆变器				
5	变压器				
6	35kV 集电线路塔材				
7	110kV 及 35kV 配电装置				
8	35kV 母线保护及主变保护				
9	110kV 主变				
10	本期工程涉及的其它设备				

（五）综合劳动力和主要工种劳动力安排计划

（六）主要施工机械设备配置及进场计划

（七）工程进度计划的实施和控制

1.施工准备计划

2.设计进度及保证措施

3.设备进度及保证措施

4.施工进度及保证措施

5.调试进度及保证措施

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

6.第三方检测计划及保证措施

五、施工总平面布置

（一）施工区域划分和施工用地面积指标（要求投标方提供较详细的全场施工总平面布置）

（二）交通运输组织

（三）施工机械平面布置

（四）施工总平面管理

（五）总平面效果图

六、施工临时设施及场地

（一）土建工程生产性施工临时建筑及施工场地

（二）安装工程生产性施工临时建筑及施工场地

（三）生活性施工临时建筑

（四）施工临时建筑总面积

七、施工力能供应

（一）供水需求和方案

（二）供电需求和方案

八、主要施工方案及特殊施工措施

（一）施工原则性方案

主要指整个工程施工的资源调配、工序安排、质量保证、安全文明管理等叙述。

（二）投标方应编制土建工程主要施工方案目录有

1.建筑工程（包括支架基础、逆变器、桩基础等）

2.钢筋工程

3.模板工程

4.建筑电气工程

5.《电力建设工程施工安全管理导则》(NB/T 10096-2018）中规定的危险性较大的分部分项工程。

（三）投标方应编制安装工程主要施工方案目录有

1.电池组件及支架安装方案

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2.变压器安装方案

3.电缆桥架、敷设和接线施工方案

4.水环保施工方案

5.单体调试及系统调试方案

6.集电线路组塔、放线施工方案

7.《电力建设工程施工安全管理导则》(NB/T 10096-2018）中规定的危险性较大的分部分项工程。

（四）投标方应编制特殊施工措施目录有

1.建筑、安装工程交叉施工作业安排

2.夏、雨季、冬季施工措施

3.试运措施

4.消防施工方案

5.接地、防雷施工方案

6.农作物农产品保护方案

7.组件安装专用排架/平台搭设方案

8.防落石特殊保护方案

9.野生动物防护措施方案

10.道路交通安全措施方案

11.坡度超 45 度光伏场区专项施工方案

九、设备、物质的管理

（一）设备、材料的装卸与搬运

（二）设备的开箱检验及装箱图纸、技术资料的管理

（三）设备、材料的保管保养

（四）设备的发放使用

（五）工程材料的供应与管理

（六）工程成品标识及保护

（七）工程竣工后备品、备件及专用工具的移交

十、项目质量管理

（一）投标方质量管理手册

（二）质量管理体系可操作性程序文件清单

投标方应结合工程实际情况，提供符合 ISO9001:2008 质量管理体系要求的质量计

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

划或质保大纲。

投标方应结合工程实际情况，提供达标创优的策划、措施。

（三）投标方应达到的项目质量目标

1.设计质量目标

方案优化、指标先进、严格评审、供图及时、设计变更率≯5%

2.设备质量目标

选型合理、技术可靠、严格监造、供货及时、设备缺陷率为零

3.施工质量目标

土建工程：单位工程合格率　　100％

分项工程合格率　　100％

分项工程优良率　　≥95％

钢筋焊接一检合格率　≥100％

砼强度合格率　　100％

砼生产水平优良级

安装工程：分项工程合格率　　100％

分项工程优良率　　≥95％

分部工程合格率　　100％

分部工程优良率　　≥95％

单位工程合格率　　100％

单位工程优良率　　≥95％

受检焊接接头一检合格率　≥100％

4.调试质量目标

试运项目验收优良率≥98％

整体试运一次成功

（四）项目质量管理网络

（五）工程项目检验、试验的计划

1.项目质量控制计划

2.工程质量验收和评定项目划分表

（六）工程项目检验、试验的实施

（七）项目质量控制

1.设计质量控制措施（如果有技术支持方还需单独提供该项目的质保措施）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2. 采购质量控制措施

3. 施工质量控制措施

4. 调试质量控制措施

十一、职业健康安全管理和环境管理

（一）目标

由投标方提出并征求招标方的同意。招 标方应贯彻“安全第一，预防为主”的方针和“安全为天”的管理思想，提高工程建设过程安健环管理水平，保障职工在劳动过程中的安全与健康。根据地方承包工程的有关安全环保管理规定、原国家电力公司有关安全环保文件和国家有关法律法规的规定，努力创建安全文明施工样板工程。

（二）可操作性程序文件清单。

（三）项目职业安全、健康重大危险因素清单和重大环境因素清单。

（四）项目安全管理措施和环境管理措施。

1. 基础安全资质要求：投标人必须具备有效的建筑施工安全生产许可证、电力工程施工总承包相应资质，同时具备《承装（修、试）电力设施许可证》，资质等级需匹配项目建设规模，禁止资质挂靠、超资质承揽工程。

专项施工经验要求：投标人提供近 3 年内具备同等规模及以上光伏项目施工业绩，提供对应项目的安全施工证明、无安全事故承诺书。提供边坡施工、山地设备吊装、野外作业安全管控业绩。

安全管理团队资质：项目关键岗位人员持证上岗要求，专职安全员配置数量满足项目施工体量要求，并根据建设单位要求增配现场安全管理人员；

2. 安全管理机构及人员配置。按照 2026 年 2 月 25 日住房和城乡建设部关于印发《建筑施工企业、工程项目安全生产管理机构设置及安全生产管理人员配备办法》的通知要求，设置安全管理机构设置并配置相应符合资质要求的安全管理人员。项目关键岗位人员持证上岗要求，如：项目负责人须具备建造师证书及安全生产考核合格证书（B 证），专职安全员具备安全生产考核合格证书（C 证）且数量满足要求。安全总监、专职安全员并按要求持证，全程驻场；项目经理具备相应安全生产管理能力，未经招标人书面许可不得更换、不得脱岗。

3. 安全管控措施条件。投标人提供包括但不限于：安全、质量、进度、文明生产控制措施，合同（安全协议）管理和安全信息管理，组织协调等，如：安全目标、安全生产标准化、安全文明施工要求、安全生产网格化管理措施方案、交叉作业施工管理方案、现场作业人员定位管理系统、安全文明施工费标准及支付条件、危险性较大

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

的分部分项工程清单、安全专项施工方案、分包商要求等。

4.分包管理。严格按照项目建设分包管理法律法规要求执行，严禁违法转包或分包给不具备安全生产条件及相应资质的企业/个人;

5.入场管理。进场全部人员完成体检、三级安全教育培训、考试合格、签订劳动合同后方可进场；每道工序执行安全技术交底，全员签字留存；坚持每日班前、班后安全会。作业人员年龄符合法规，严禁超龄人员从事现场作业。

6.施工现场按照“无监护不作业、无视频不作业、不安全不作业”管控要求，各个施工作业点要落实专人监管和视频监控，监控视频要覆盖施工区域并将信号传送至指定升压站和水城煤电化公司应急值班室。

7.施工现场所有作业人员实行定位监管，作业过程全程佩戴定位设备，工程开工前要建立定位系统管理制度及管理平台。

8.特种作业人员（电工、焊工、起重、高处作业、电气试验等）全部持证上岗，证件在有效期内，进场前将人员台账、证书报送监理、招标人备案。“两种人”（工作票、操作票）人员满足现场作业需要，投标阶段需提交人员证书清单及在岗承诺书。

9.无人机管理。现场涉及无人机勘测、无人机吊装作业均严格按照相关法律法规要求开展，无人机操作人员必须持民航部门印发相应资格证书，且在有效期内。无人机作业时，严格遵照公司无人机作业管理规定，密切注意天气变化，合理规划飞行路线。

10.坡度超 25° 光伏场区施工。施工前需对现场坡度进行全面勘测，对坡度超过 25° 的区域需编制专项施工方案并按规定报审，施工期间场区内间隔 20 至 25 米设置一道拦截网，设置若干安全绳，作业人员按要求系挂安全带。

11.根据施工现场情况，对存在地质灾害风险需要增加地质灾害监测点的，需将监测点相关监测信息接入公司现有的地质灾害在线监测系统。

（五）项目职业健康安全管理和环境管理网络。

1.施工现场实行安全生产网格化管理，要求总包，分包明确各个网格的安全监理人员;

2.有交叉作业的要明确现场的作业指挥员，所有作业听从指挥员的安排和调度;

（六）施工现场一站式管理站。

施工现场设置一站式管理站，负责现场人员入场安全交底、安全教育培训、各参建单位日常办公、会议、通过播放视频方式对外来人员安全告知。

（七）现场安全文明施工费

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

现场安全文明施工费根据现场需要据实列支，不得占用安全生产措施费，需单独预算列支。

（八）施工现场微型气象站

为施工现场高处作业、吊装作业、土方施工提供实时气象监测、超限预警，防范大风、暴雨等恶劣天气引发安全事故，保障现场施工安全。适用于项目施工现场布设的微型自动气象监测站。

1.引用标准

QX/T 455 2018《便携式自动气象站》、GB/T 17626《电磁兼容》、QX/T 30 2021《气象探测设施防雷规范》、T/CES 059 2021《电力气象监测装置通用技术规范》 。

2.系统总体要求

2.1 整体为一体化模块化结构，野外长期稳定运行，低功耗、免频繁维护;

2.2.具备本地采集+本地存储+无线远传+超限报警完整功能;

2.3.具备强抗电磁干扰素力，可在临近高压线路、升压站电磁环境下正常工作，数据无失真;

2.4.防护等级：主机箱 IP65 及以上，传感器 IP66;

2.5.工作环境温度： 40℃～+60℃;

2.6.金属构件防腐防锈，防盐雾、防潮、防霉菌处理 。

3.监测项目

监测范围包括：风速、风向、环境温度、相对湿度、降雨量、雷电预警、现场扬尘、

4.硬件设备组成清单

一体化气象传感器总成：风速风向传感器、温湿度传感器（带防辐射通风罩）、雨量传感器、雷电预警传感器、空气质量监测传感器;

数据采集控制器（主机）：本地存储：≥1 年历史数据存储容量、可导出 Excel 报表、超限报警阈值可后台自定义设置;

通信传输模块：4/5G 全网通无线传输，支持断点续传，信号恢复后补传历史数据;

供电系统：太阳能光伏板+铅酸/锂电池储能，连续阴雨天续航≥5 天；支持 DC12V;

立杆及安装附件：热镀锌防腐立杆（高度≥3m）、横臂、防水防护箱、线缆、地锚、混凝土基础预埋件;

防雷接地系统：立杆接地，接地电阻≤4Ω，整套设备具备浪涌保护;

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 VIP版 总工程

本地声光报警装置：风速、雨量超标现场声光报警；

云端监测平台+手机 APP：实时查看数据、历史曲线、超限推送报警（微信/短信）、月报日报导出。

现场显示大屏：现场显示所有监测实时数据。

5.系统功能技术要求

5.1 数据采集与存储

1.自动连续采集气象数据，采集周期可设置 1 10 分钟；

2.地断电不丢失历史数据，数据保存时间≥12 个月；

3.导出日报表、月报表、极值统计表。

5.2 超限预警报警功能

可自由设置报警阈值，推荐默认安全阈值：

- 风速≥10.8m/s（6 级风）：吊装作业禁止预警；
- 风速≥12m/s：高处作业停止预警；
- 暴雨雨量超限、雷电、扬尘预警；

报警方式：现场声光报警 + 云端弹窗 + 手机推送告警信息。

5.3 云端平台功能

1.PC 网页端、手机 APP 均可登录查看实时数据；

2.多站点管理、历史曲线查询；

3.报警记录台账自动留存；

4.支持后期接入项目智慧工地平台，提供标准 RS485/Modbus RTU 协议。

5.4 远程运维

支持远程参数配置、远程重启、故障诊断，减少现场维护频次。

6 安装技术要求

6.1.选址：安装于施工现场开阔无遮挡区域，远离高大建筑、树木、高压带电设备，障碍物距离≥障碍物高度 3 倍以上；

6.2.风速风向传感器安装高度：离地≥3m；

6.3.温湿度传感器离地高度：1.5 2m，通风防辐射罩，避免阳光直射；

6.4.雨量传感器水平安装，无上方遮挡；

6.5.雷电预警传感器根据现场情况合理设置

6.6.立杆基础采用混凝土浇筑固定，立杆垂直牢固；

6.7.所有线缆防水接头处理，布线整齐。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

7.供货范围

7.1.微型气象站全套硬件设备;

7.2.云端监测平台 1　3 年使用权、手机 APP;

7.3.全套安装配件、线缆、立杆、接地材料;

7.4.设备说明书、合格证、出厂校准报告;

7.5.安装调试、72 小时试运行、人员操作培训。

8.验收标准

8.1.所有传感器数据精度符合本规范精度指标;

8.2.4G 数据上传正常，云端、手机实时接收数据;

8.3.超限声光报警、消息推送功能测试正常;

8.4.连续 72 小时试运行无故障，数据无缺失;

8.5.防雷接地电阻测试≤4Ω;

8.6.提供完整验收资料（竣工资料、校准证明）。

9.售后服务要求

9.1.整机质保期≥12 个月;

9.2.7×24 小时技术支持；故障响应时间≤4 小时;

9.3.质保期内免费远程调试;

9.4.每年提供一次校准指导建议。

（九）项目“三同时”管理。

1.提供安全、环保、水保、消防、职业健康、防雷与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的“三同时”实施方案，日常监管措施。

2.提供安全、环保、水保、消防、职业健康、防雷“三同时”验收方案。

（十）所有涉及安全、环保、消防方面的报价包含在此次投标报价中。

（十一）投标方需遵守招标方职业健康安全管理和环境管理相关管理制度。

十二、文明施工

（一）文明施工的总目标：由投标方提出并征求招标方的同意。

（二）文明施工管理组织机构。

（三）文明施工的规划措施。

（四）文明施工的实施。

十三、项目施工技术管理

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（一）施工技术责任制度。

各级技术负责人的职责。

（二）施工组织设计编制规定。

投标方应严格按照经审定的《施工组织设计大纲》并参照《光伏发电站施工组织设计规范》中有关施工组织设计范围和深度要求编制针对工程特点的施工组织设计并制定消除质量通病的措施，提交包括临时设施和施工道路的施工总布置图及其他必需的图表、文字说明书等资料，投标方应对施工人员进行细致培训，保证组件安装顺序应合理、无返工、无隐患、无踩踏、无破坏组件外观及内部结构，不影响组件的性能，需要给出整个过程图示，如有损坏系统或组件性能的按照影响的程度给予相应惩罚，并须恢复到设计参数。

（三）施工技术措施、方案编制、报批和管理规定。

（四）设计变更管理规定。

（五）特殊施工过程管理规定。

（六）工程竣工资料移交管理规定。

十四、与招标方有关的主要工作

（一）招标方确认的主要工作

- 工程初步设计文件
- 工程综合进度网络计划
- 工程款支付计划
- 施工组织设计和重要施工方案、调试大纲和主要调试方案
- 工程竣工签证
- 项目管理计划

（二）招标方参加的主要工作:

- 对工程重要设备制造商的调研
- 工程设计联络会
- 工程协调例会，工程技术专题会
- 单位工程的质量检验及评定
- 调试措施的讨论
- 工程的调整试运质量检验及评定
- 工程竣工检验及评定

（三）对招标方有关人员的培训交底工作

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

1.投标方负责提出培训内容和培训计划，由招标方确认。除非双方同意，否则不能随意更改培训计划。

投标方要选派有经验和有能力的指导人员对招标方技术人员进行培训，培训为国内培训。

培训将采用对实物进行系统的解释、作专题报告、实际操作和阅读相关的技术资料和图纸等手段。在培训期间，投标方应免费提供必要的技术资料和图纸、设施、工具、仪表等。投标方要对被培训人员在培训期间的表现作出评价。

2.技术人员的培训内容包括:

高级技术管理人员:

 光伏发电工艺

 设备运行

 维护

运行操作人员:

 光伏发电工艺（基础理论的介绍）。

 提供电厂光伏发电装置的实践与理论的训练，包括介绍手操运行。

维修人员:

 光伏发电工艺（基础理论的介绍）。

 提供光伏发电的实践与理论的训练包括介绍维护和预防措施。

十五、建筑/机电安装施工安全规则

以下规则是投标方必须遵循的施工管理守则，由于遵守本规则而产生的费用，投标方应在报价中充分考虑。

（一）个人保护用品

1.进入生产区域或施工区域必须穿工作服（工作服应相对的整洁而且必须有相应公司的标志及本项目的特有标识，对于特殊施工现场必须穿相应的工作服，如需要防静电的场所必须穿防静电的工作服）。

2.所有进入或在施工现场工作的人员都必须穿着安全帽、安全眼镜和带铁头的安全鞋。

3.佩戴安全帽必须系紧下颌带，让安全帽在头上获得良好固定。

4.焊工必须配备有面罩、阻火长手套等安全用品。需要在头顶部位烧焊的焊工还必须带上耳朵保护用品，以防焊渣掉入耳内。

5.当员工在 1.2m 或以上存在潜在跌落危险，但操作又不容许搭建安全的工作平台

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

时，必须使用带有两个安全挂钩的全身式安全带和救生绳。

6.必须使用得到国家认证的特种防护用品（防护用品上或说明书上有LA标志,例如安全帽,安全带等国家规定的特种防护用品）。

（二）现场整洁

保持现场的整洁可以大大降低事故发生的机率。投标方进入现场后对工地的布局应有一个计划,从而保证工地施工和材料堆放有序。为了保证施工现场的整洁有序，投标方应遵从如下原则:

1.在工地的每一个入口布置适当的安全警示标志。

2.除非有人员或车辆进出，总是关上工地大门。

3.一项工作完成后立即清扫现场，随时弄弯或拔除木板上的铁钉。

4.如果有必要，在施工现场适当的地方放一些临时垃圾箱，随时将包装纸、废料等扔入垃圾箱中。

5.材料堆码整齐，不同材料放在不同的区域。

6.如果某种材料如：水泥等，需要存放在防雨的区域内时，投标方应用脚手架部件和纤维板搭建一个棚子来储存这些材料。

7.危险性材料，如：高压气瓶、易燃物品、柴油桶、炸药等，必须存放在指定地点，存放的环境条件必须符合有关法规要求。存放地点处必须至少有两支灭火器,周围需有围栏隔离并挂有相应的安全标志。

8.不要将建筑材料堆放在走道上，不要阻塞过道、防火门、灭火器、消防管、电控箱、紧急眼睛冲洗器等。始终保持走道畅通。

9.为工人设定一休息区以方便他们休息、喝水。休息区需有围栏和工作区隔开，并在通向工作区的入口处挂上有关安全标志。只准在指定吸烟区内吸烟。

10.清理任何溢出物。

11.每天两次派工人清理现场，一次在中饭前，一次在下午下班前。

12.每天将垃圾清出现场。

此外，要保持良好的现场环境，员工要做到及时收拾不在指定位置上的东西，随时将边角余料放到指定的地方。

（三）临时建筑物和临时堆放

1.临时建筑物：施工中投标方可能会在工地上搭建一些临时建筑或集装箱作为办公室或仓库等。在搭建之前，投标方须征得项目经理的同意。这种建筑使用之前也必须经过批准和检查。建筑物须具备必要的抗风能力，旁边必须配备有灭火器。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

2.临时堆放：原材料或工程垃圾需要在工厂临时堆放，堆放位置不能放在消防栓前，消防通道，通道门口等，一天以内的堆放，应得到项目经理批准并需要用警示带或其它方式围闭，并贴上相关信息，如果堆放物品的所属公司名称，联系人，联系电话及项目经理，堆放的持续时间等。如果堆放超过一天的，需要得到项目经理工厂公共设施维护负责人的同意，如果是易燃材料不管堆放时间长短，都应得到工厂消防负责人确认同意方可堆放。

3.较大的设备表面需要用喷漆喷上公司的名字（例如在焊机,压缩泵,气瓶等用油漆喷上公司名字,如果确实不能喷漆,要在设备上挂牌显示公司名字。

（四）标志、围栏和围蔽

1.标志

（1）当所从事的工作具有危险或潜在危险时，附近必须挂有相应的、容易看见的安全标志。当这种危险不再存在时，所有标志应立即拿走。

（2）所有员工必须遵从所有标志的警告或指示。任何无视标志存在的人都可能被解雇。

（3）在每个工地进入口必须挂有相关安全提示、警示、禁止标志。

（4）电控箱、开关等必须有有关警示标志，以防有人擅动此类设备。

（5）坠落危害的区域四周必须有安全警告标志。

（6）吊装区所有的锁定项目需挂牌并有相应的警示标志。

（7）有物品四周必须有围栏围住，并在有人可能接近的地方挂有安全警告标志。

2.围栏

围栏指的是那些为了安全需要或工作需要而设立的警戒界线，它可以是物体、钢管等组成，也可以用绳子、胶带、彩旗带等。通常围栏只起隔离、警戒作用，不起保护作用。

（1）有危害的区域四周应该设立围栏以警告员工及其他人员。但此处使用的围栏并不是护栏，可以承受重量或防止跌落。

（2）吊机摆动半径区域四周必须用有一定高度的、易见围栏围住。

（3）使用有毒、可燃物或其他有害物质的区域，应该用围栏围住。

（4）头顶施工区域，如果存在杂物、水、火花等掉下的危害，这个区域也必须用围栏围住。

（5）深度不够 1.2m 的沟或其他深度不够 1.2m 的挖掘工程，两边需用围栏围住。深度超过 1.2m 的工程必须用护栏围住。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（6）围栏通常摆在危险区边界向外 1～1.5m 处。

（7）围栏应该连续、尽量封闭，以防有人从无阻拦的地方走过。

（五）电气安全

原则上，投标方应在现场设置一台发电机，自己解决施工过程中的电力问题。

1.一般电气安全

（1）所设计和安装的电气分配系统必须能满足最大用电负荷，遵循“一机一闸一保护”原则。

（2）任何电气工作必须由持证电气人员进行。

（3）便携式或插座连接式设备非导电金属部分必须接地。

（4）固定电气设备的金属外露部分，包括电机、发电机、电焊机、电气驱动设备的外壳等，必须接地。

（5）用于任何用途的延伸电线应使用有橡胶保护层的电缆，并含 PE 线。

（6）不容许使用磨损的电缆。

（7）不容许使用硬线（非细股交织线）作为延伸电线，除非它们永久性地安装在结构上。便携式延伸线盘必须使用那种能将线卷起来的线盘，且线应使用有橡胶保护层的多股线电缆，线盘必须配置漏电保护断路器。

（8）对延伸线应采取一定的保护措施，防止人员行走、尖锐物体划伤或撞击、挤压，或放在材料和设备下面造成意外伤害。

（9）人员活动区域电线必须过头支吊固定。

（10）手持式电动工具

空气湿度小于 75％的一般场所可选用Ⅰ类或Ⅱ类手持式电动工具，其金属外壳与 PE 线的连接点不得少于 2 处；除塑料外壳Ⅱ类工具外，相关开关箱中漏电保护器的额定漏电动作电流不应大于 15mA，额定漏电动作时间不应大于 0.1s，其负荷线插头应具备专用的保护触头。所用插座和插头在结构上应保持一致，避免导电触头和保护触头混用。

在潮湿场所或金属构架上操作时，必须选用Ⅱ类或由安全隔离变压器供电的Ⅲ类手持式电动工具。金属外壳Ⅱ类手持式电动工具使用时，必须符合相关规范 a 的要求。其开关箱和控制箱应设置在作业场所外面。在潮湿场所或金属构架上严禁使用Ⅰ类手持式电动工具。

2. 临时用电

（1）装置临时线路需用绝缘良好的导线， 需采取悬空架设和沿墙敷设， 架设高

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

度不低于 3.5m（横跨马路不低于 6m） 并须用专用电线杆固定。

（2）全部临时线装置必须有容量相符的总开关控制，每一分路须装熔断器（漏电开关）。

（3）所有电气设备， 金属外壳须有良好接地或接零。

（4）临时线必须放在地面上的部分， 应加可靠的保护， 两头有良好的固定。

（5）临时线与设备， 水管， 热水管， 门窗距离应在 0.3m 以外， 与道路交叉处不低于 6m。

（6）安装完毕的临时线， 使用单位不得擅自更改。

（7）室外的熔断器， 开关须用防雨箱保护。

（8）分路线不得在灯头内并线。

（9）临时线路安装须由持有效电工操作证的人员操作。

（10）电工安装临时线前，须查验“临时用电申请表”，获得批准后才能安装。

（11）一旦发现不安全的临时线路或线路火警， 必须立即报告。

（12）对于办公区域插座的临时用电不需要申请，但要确保其临时用电的额定电流不大于 5 安培，且使用无负载的插座。如有问题要与项目所在工厂相关人员联系。

（13）临时用电接驳完毕后，经项目所在工厂所属区域部门电力负责人到现场确认合格后方可使用。

（14）项目首次审批时请附上临时接线图，并附上临时接线操作工有效电工操作证复印件。接驳在固定电源插座上取电时不需要以上图纸及复印件，但必须由电工操作。

3. 临时照明

（1）临时照明灯应装有灯泡保护网。对于灯泡深藏在反光罩里面的灯可以不加保护网。

（2）临时照明灯应配备较大容量的电缆线，接线和绝缘都应保持在良好状态。除非电线和灯的设计容许，通常不容许将灯用电缆直接吊起。接头的绝缘应等同于电缆的绝缘。

（3）电线应架设在离开工作区、人行道和一些可能对电线造成伤害的区域或地点，以防止电缆意外伤害。

（4）便携式临时灯如果用于潮湿、有危害或封闭区域，必须使用 12V 或更少的电压供电。

（5）防爆区域必须使用防爆电气设备。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 已上报

（6）临时照明的照度不低于 300 LUX。

（7）高温、有导电灰尘、比较潮湿或灯具离地面高度低于 2.5m 等场所的照明，电源电压不应大于 36V。

（8）潮湿和易触及带电体场所的照明，电源电压不得大于 24V。

（9）特别潮湿场所、导电良好的地面、锅炉或金属容器内的照明，电源电压不得大于 12V。

（10）其他具体要求请参考《施工现场临时用电安全技术规范 JGJ46》。

4.户外电控箱

（1）电控箱应用不少于 1.2mm 或以上厚度的铁皮制成，防雨，防尘。具体请参考《EN60529/IEC529》。

（2）电控箱应放置稳定，处于温度适中、无振动、无冲击的环境中。

（3）电控箱应直立，易接近，周围有一定的操作空间。

（4）电控箱内必须使用绝缘导线，接头必须牢靠，不裸露在外。电控箱和其他设备相连必须使用有橡胶绝缘层的电缆，电缆的进出必须从电控箱的下部进出。

（5）电控箱箱体必须通过接线板接地。

（6）每个电控箱内必须至少有一个漏电保护器，漏电保护电流设定应小于 30mA。

（7）电缆进入箱体处必须使用专用保护接头，不得裸线进入，避免受到锋利部位的划伤。

（六）工作许可证程序

工作许可证是一种控制高风险工作的安全管理系统。当投标方从事如下工作时，必须向招标方申请相应的工作许可证，否则便认为是严重违反安全制度的行为。

1.动火作业

（1）当投标方在项目场地内从事任何可能产生明火、火花等作业时，如：焊接、气体切割、机械切割、打磨等，投标方必须向招标方申请动火许可证。

（2）当投标方要进行动火作业时，其安全主任首先应向招标方申请动火作业许可证，并获得动火作业检查表后，方可开始动火作业。

2.进入密闭空间作业

密闭空间指的是这样一个空间：

（1）有一个限定的出入口。

（2）设计上不宜人员长期逗留。

（3）周围环境对人体有潜在的危害。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（4）存在物质把人体淹没的潜在危险。

（5）入口有足够的空间使人体能进入。

（6）内部有足够的空间，进入者由于内部墙体的收缩、斜坡或截面渐渐变小等受到挤压、窒息或陷入其中不能出来。

当投标方员工要在密闭空间内工作时，所有人员必须接受此工作的特别培训，了解工作过程中他们所面对的危害，清楚地知道他们应遵守的安全措施。

一般当投标方接到一个有关密闭空间工作的任务时，他们必须:

（1）确保所有进入密闭空间的人员已经参加并通过了项目所在地的密闭空间培训。

（2）填写密闭空间进入许可证，并评估该密闭空间的相关风险及制定相关的防护措施。

（3）完成相应的防护措施后，并得到项目所在地的部门安全员，部门经理及风险部密闭空间负责人同意签名后方可开始工作。

（4）派一经过密闭空间考核的人员作为专人在现场做监督，确保许可证上的安全措施全部落实，时刻监督现场情况，确保每一个人在里面工作时能遵守相关的安全要求。

（七）动火安全

任何可能产生明火或火花的作业都认为是动火作业。通常它指的是焊接、气体切割、机械切割、加热和打磨等。投标方在进行动火作业之前，必须事先向招标方项目部申请动火许可证。

1.当进行动火作业时，工人必须穿戴相应的安全保护用品。

2.在任何动火作业场地，动火点 3～5m 范围内至少放置一个有效 4kg ABC 干粉灭火器。

3.动火点 10m 范围内必须清除所有可燃物。

4.进行焊接、切割、加热等操作时，如果通常的防火措施还不足够保证安全，现场应委派另一个人专门监火。

5.如果周围环境中存在可燃物、易燃物或爆炸性尘埃、气体、雾霭或蒸汽等，不准许进行任何焊接、切割、加热等动火操作。

6.乙炔瓶和氧气瓶放置至少必须分开 6m，瓶体应竖直放置，用直径 8mm 以上的铁链在瓶体 2/3 处将钢瓶固定在柱上或其他固定物体上。

7.钢瓶应放在离实际动火点足够远的地方，防止火花、焊渣、火焰等碰到钢瓶。

8.乙炔瓶调压器的出口必须安装阻火器。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程 VII类场地

9.氧气瓶和燃料瓶的压力表和调压器必须完好可用、无损坏变形。

10.所有的电焊机必须通过电线接地。此电线需有一定的机械强度且能承受所需要的电流。

11.当在可能存在可燃气体的环境中动火时，动火前必须对现场的可燃气体浓度进行检测，并要在动火过程中一直检测气体的浓度。

12 所有的电缆接线头必须采取保护措施，避免人体无意接触触电。

13.当在密闭空间进行焊接、切割或加热等动火作业，或在烟气、有害物质可能会聚集的区域动火时，必须采取适当的机械通风措施或戴上面具工作。

14.高处动火需要用不燃材料遮挡隔离，防止火花飞溅。

（八）跌落保护

所有在底部高于 1.2m 工作台或过道上的人员必须受到安全措施的保护，如：使用围栏、使用安全网、采取安全监视措施或戴安全带等。例如如下情况:

未保护的边缘

伸出的边缘

吊装区域

斜坡、滑道或其他人行道

挖掘工程

洞口

坡度较小的房顶工程

墙壁开口

其他人员可能跌下的区域

当在低于 1.2m 的工作台上工作或过道行走时，工人也要特别注意。如果人员可能跌入运转的机器、液体容器等当中，也必须使用上述安全设施。

1.护栏必须满足下面要求:

上面的栏杆距工作台面 1.1m 高。

中间栏杆距工作面 0.6m 高。

必须装有 10cm 高的踢脚板。

栏杆必须具有一定的强度，能够承受来自各个方向可能的力量。

栏杆表面应光滑，不应对人体造成挤伤、划伤或挂破衣服。

只可用钢管做护栏材料。

2.个人悬挂用品

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

现场只可用全身式安全带作为施工安全带，并且安全带应满足如下要求:

安全带必须符合中国有关标准，必须具备有效的合格证。

超过 2m 长的安全带，挂钩带必须具有减振、回缩功能。

有两个挂钩带，从而保证总有一个挂钩带挂上。用于铁塔组立的专用安全带的大挂钩必须能直接包围塔材，严禁采用固定不可靠、单手操作不便的挂钩的安全带。

挂钩点必须能承受两倍的潜在负荷，这可由挂钩带长度、工作人数、人体质量等因素确定。

投标方必须遵守如下要求:

挂钩带应总是挂在腰部以上部位。

当工人在高处移动时，不容许同时将两个挂钩带从挂点取下。

挂点应选在建筑结构的钢梁或林业大棚顶上，或固定的脚手架上或救生绳上，不允许挂在钉子上或导线的套管上。

安全带及其附件只能用于员工的跌落保护，不能用于起吊材料。

如果必要，现场还需放置一定的警示牌。

（九）脚手架及梯子

任何项目如果要搭建脚手架，脚手架的部件必须是钢制件，并且脚手架的搭建必须符合有关标准和要求。所有使用钢管架搭建的都必须建立钢管架搭建方案，方案需要得到风险部审批。

1.脚手架

（1）脚手架框架必须用钢管搭建，木头和竹子不容许用于搭建工地脚手架结构。

（2）脚手架的支点必须坚固、稳定，能够承受可能的最大负载而不会产生地陷、变形。

（3）不稳定的物体如: 桶、箱、松脱的砖或水泥块等不能用于支撑脚手架或脚手架板。

（4）使用两层以上脚手架， 上架方式必须使用走梯方式的（ 由于特殊情况经风险部批准除外）。

（5）当建、拆、改装脚手架时，必须有一位安全人员在场监督工作，并且应在周围 5m 处设置围栏防止人员靠近。禁止不同高度人员上下同时施工。

（6）脚手架部件和面板应用吊装工具或绳子吊上或落下。严禁从脚手架上丢下任何东西。

（7）当使用安全网和保护罩时，它们必须从顶部的护栏到底部的脚手架面板全包

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

住，并且应包住两个支柱间的所有开口。

（8）如果脚手架上需设护栏，护栏的安装必须符合第八条（一）规定。

（9）脚手架及其部件必须定期由专业人士检查，发生任何对脚手架结构产生影响的事件后也应进行检查。

（10）脚手架任何部件受到伤害或强度减小以至于它的强度达不到安全要求时，必须马上更换或修理。

（11）所有铺设面板必须符合脚手架等级。

钢板尺寸一般1.5～3.6m长、23～25cm宽， 两端有挂钩，不准使用开裂、变形的钢板。

当使用竹制或木制面板时，板面不能因承重而变形，不能使用腐烂、开裂、变形的面板。

工具、材料、杂物等不能堆积在脚手架上。

当有员工在脚手架上时，不准移动脚手架，除非脚手架的设计容许这样做。

移动式脚手架应该有移动式转轮和锁定装置，或相类似的装置，当脚手架用于工作时可以用此装置锁定脚手架，防止它移动。

移动式脚手架高度不应超过其底部尺寸的三倍。

2.梯子

（1）如果没有长久或临时的楼梯、斜坡和走道，可用梯子作为向上或向下的通道。

（2）所有长度大于2.5m的梯子都应端头绑紧或采取其他保证措施以避免使用中产生移动。

（3）通常，梯子作用只可用作通道，不可用作工作平台。

（4）所有的梯子应伸出工作面接触点1m以上，以方便上下梯子有扶手的地方。

（5）梯子应放置平稳，梯脚着地牢靠，梯脚装有防滑块。

（6）如果要在梯上工作，从脚部算起你处于高于等于1.2m，你必须要有坠落保护。在以下情况可以不需要有坠落保护。当高度超过2m时，必须要有坠落保护，如佩戴安全带。

在梯子上的工作只需要单手，就是保持三点与梯子接触。

不能站在梯子的最高两级,不能跨梯工作。

始终面向梯子。

有两人扶梯并随时监视你的安全。

不能使用高于2m以上的人字梯（特殊情况，经风险部审批使用的除外）。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（7）所有的梯子都应消除梯横杆的缺陷，因为它可能对人造成伤害。

（8）上下梯子时，不要手上拿着工具，总是面向梯子，并且至少一只手抓着梯子的梯杆。

（9）梯子最好是一个整体而不是接起来的。如果必须接起来用，接头部位的强度不许和梯子其他部位的强度保持一致。

（10）禁止使用现场临时制作的梯子。

（11）禁止使用竹梯。

（12）梯子必须是正规生产厂家用铝合金、木、玻璃钢或钢制成。

（十）气瓶储存和使用

1.气瓶储存要求

（1）气瓶应放在干燥、通风的环境中，环境温度不超过 50℃。

（2）钢瓶应竖直放置，并用直径在 8mm 以上的铁链在瓶体中部将钢瓶固定。

（3）不同的钢瓶应放置在不同的区域内，且之间的间距应符合相应的安全要求。实瓶和空瓶也应分开存放。

（4）氧气瓶必须储存在离其他可燃气体瓶，如：乙炔瓶，6m 远的地方。

（5）气瓶储存区 6m 范围内不准有任何可燃物。

（6）气瓶应避免日晒、雨淋和碰撞。

（7）储存时所有钢瓶必须戴好帽子。

2.气瓶运输和移动

（1）当起吊钢瓶时，应将钢瓶安全地放在吊蓝里、拖板上、专门用于吊物的焊接的吊箱中，或用钢丝绳安全固定。不准用磁性吊法吊起搬运，不准用钢丝绳将钢瓶拦腰吊起、或从瓶颈吊起。

（2）钢瓶应用车辆或一些特殊的工具竖立运输。

（3）可以将钢瓶倾斜一点，然后沿钢瓶底部边沿用手滚动钢瓶。不准将钢瓶从高处丢下、撞击、在地上滚动或钢瓶间相互剧烈碰撞。

（4）除非钢瓶安全地固定在专门的工具车上准备使用，一般移动钢瓶时应取下调压器，戴上瓶帽。

3.钢瓶使用

（1）所有钢瓶都必须有明确的标志，空钢瓶应立即从工地上拿走。

（2）不准使用已损坏或有缺陷的钢瓶。

（3）所有使用中的钢瓶都应用直径大于 8mm 的铁链在钢瓶中部将钢瓶固定在固定

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110K V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

物体上。

（4）不准将钢瓶固定在走道或紧急逃生路线上。

（5）钢瓶离明火距离至少 10m，防止火花、焊渣或火焰等碰到瓶体。

（6）乙炔瓶出口必须装有阻火器。

（7）氧气瓶和燃料瓶的调压器和压力表应完好，并得到国家认可检测机构核校证明的方可使用。

（8）每次下班必须将所有的钢瓶阀门关紧。

（9）不应将钢瓶放在地下室或密闭空间的地方。

（十一）特种设备的使用

投标方在项目现场使用自己带入的特种设备，如气压表，气瓶，风爆机等，必须按国家要求定期进行检测，并有书面的证明。

（十二）挖掘及挖沟安全

1.挖掘一般安全要求

（1）不准许人员在挖掘机或起重机下行走或工作。人员必须远离装卸的车辆。

（2）除非进行了适当的加固，不准许在道路下面进行挖掘。

（3）所有临时走道建造必须安全并且走道表面完全铺上地板。

（4）挖掘工程两边应设有彩旗条或围栏以警示人员行走。

（5）必须修建一条通向挖掘区域的通道。应由合格人员进行斜坡的设计，梯子必须符合安全要求。每隔 15m 必须有这样一条通道。

（6）如果挖掘工程旁有移动设备在工作，现场必须有实物性的围栏、阻挡物，并且若可能此设备应不要靠近挖掘工程。

（7）每天必须有合格人员对挖掘工程进行安全检查。如果有塌陷、保护措施失效、有害物质出现的可能，所有员工应立即撤出现场。

（8）大于 6.0m 的挖掘工程两侧泥土壁的加固和保护必须由合格的工程师设计、提供意见。

（9）进行挖掘工程之前，应仔细研究确认有哪些地下设施可能碰到（如污水管、燃料管、电气等）、具体位置在哪里。当挖掘工程进行到预计位置时，准确位置可以通过探测或手工挖掘确定。当设施挖开以后，应对设施采取适当的支撑。

（10）每次下雨后或发生有害事件后应由专业人员对挖掘工程进行全面的检查，如果必要应对可能塌陷或滑坡部位进行加固保护。

（11）应禁止出现人员工作的地方产生积水。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

（12）应禁止任何挖掘工程边缘 1m 范围内堆积挖掘材料或其他材料。挖掘材料或其他材料的堆放不应会掉下或滑下开挖的工程内。

（13）当挖掘工程靠近过去回填的地方、建筑物、公路时须特别小心。这种情况的施工请咨询有关专业工程师。

（14）如果可能，应用水或其他方法尽量减少粉尘。

（15）投标方应指定专人负责挖掘工程的设计、开挖管理和检查工作，这应以书面文件的形式交施工管理部门和风险部门存档。

2.开沟 （较窄开挖工程） 一般要求

以上所有挖掘工程的安全要求都适用于开沟工程，此外开挖工程还应遵守如下要求

（1）无论土质如何，1.50m 及大于 1.50m 深的沟渠两边必须采取保护措施，进行有效的支撑或做成坡面。

（2）小于 1.50m 深的沟如果两边土质较松或不稳定，两边也必须采取支撑保护措施。

（3）沟两边可能会做成斜坡，但斜坡的坡度不能陡过 45° 。

（4）现场也可使用便携式沟箱来保护人员，而不需另外采取侧面支撑措施。但所有人员都必须站在箱内。

（5）回填和拆除支撑措施应同时进行。

（6）如果员工或设备需要越过开挖的沟，必须建造带有护栏的过道。

（十三）工作安全分析 （JSA）

工作安全分析是一种界定工作范围、确定相关工作危害或风险、制定正确的工作程序消除工作危害的工作方法。

1.每一个工地都应采用相同的工作安全分析方法以保持工作的一致性。

2.工作安全分析必须针对单一工作，而非复合工作。

3.工作安全分析应在主管以上人员间进行。

4.工作安全分析应采取直接观察的方法，即观察员工如何进行每一步工作。这是最理想的方法，所以要尽量采用。

5.另一种方法是讨论的方法，即讨论工作的每一个步骤。

6.然后写下每一个工作步骤相关的安全危害及采取什么措施减少这种危害。

7.工作安全分析应同安全行为检查、事故调查等安全措施结合在一起。

8.每天施工前，所有相关的施工人员必须回顾当天的工作内容和工作安全分析，

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110k V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

并在工作安全分析确认表上签名。

（十四）吊装作业

1.任何施工涉及吊装作业且吊装重量大于 500kg（生产线日常操作，如物料，转产时的设备搬运除外），需要编写吊装方案，并得到风险部审批，如果重量低于 500kg，但吊装区域特殊，如地方狭窄，物品吊装难度大的仍要做吊装作业许可申请和编写吊装方案。

2.涉及使用汽车起重机进行吊装的，应雇用有资质的供应商进行吊装或另行协商。

3.组件搬运、吊装过程中，不得把组件板平躺叠层，必须避免组件平面相互挤压和划伤。

（十五）事故报告程序

1.此处事故指的是任何涉及人员伤亡、财产损失、环境污染或影响生产的事件，或是那些发生了的可能造成但实际并没有造成上述后果的事件。

2.当投标方在工作中发现安全事故发生时，不管多轻微，都应立即报告你的主管及项目经理，投标方的安全主任或主管，如果出现人员受伤的，应立刻通知风险部和医疗室。

3.投标方项目经理必须在短时间内组织相关人员进行事故调查，如果出现人员受伤和较大的财产损失的，风险部将加入调查，投标方项目经理在 24h 内将事故的初始报告发给所在区域部门管理人员和部门安全员，风险部人员。一般情况下，事故必须在 14 天内完成事故调查，找出事故原因并制定行动计划，在事故报告上完成相应的人员签名。

所有事故都必须遵从事故调查原则由调查组进行调查，调查组由不同部门的项目和安全管理人员组成。调查报告将列明必须采取的整改行动，限人、限时进行整改，以杜绝类似事故再次发生。

（十六）紧急反应

当投标方遇到事故或发生紧急情况时，他们必须在第一时间向项目经理、安全经理和项目所在工厂风险控制中心报告。

1.火灾

如果现场发现火灾，投标方员工必须:

立即停止工作。

大叫失火了，失火了。

按下火警报警，打电话 119。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

撤出现场人员。

如果安全的话，用就近的消防设备进行救火。

当火灾扑灭后，必须对现场进行安全检查，确认现场已没有任何风险。如果火灾发生在其他区域，或当员工听到火警报警时，投标方员工应该:

立即停止工作并待在现场。

联系相关人员，确认当前情况。

如果情况严重，疏散所有员工。

如果需要后备消防必须做好准备。

2.员工受伤

如果工作中有员工受伤，员工必须:

立即停止工作。

采取急救措施。

向项目经理，职业医生和风险部经理汇报。

如果必要，打电话给当地医院，电话是 120。

3.漏油、液体产品泄漏、有毒品泄漏等

当投标方员工在工作中发现有漏油、液体产品泄漏、有毒品泄漏等情况发生时，他们必须采取有效措施控制泄漏，并将有关情况报告给项目经理和安全经理。随后投标方应采取安全措施消除泄漏对环境的影响。

当紧急情况消除后，有关人员应对现场做一次安全检查，确认现场安全，人员可以进入现场继续工作。如果检查发现现场仍存在风险，投标方应停止正常工作直到采取有效措施，消除这种危险为止。

（十七）安全专项施工方案

本工程涉及临时用电、高空专业、起重吊装、脚手架架设等作业，是工程安全控制的重点，投标方应根据项目的特点，编制以下但不限于安全专项施工方案:

1.组件组串防触电专项方案。

2.临时用电安全专项施工方案。

3.脚手架架设安全专项施工方案。

4.起重吊装安全专项施工方案。

5.高空专业安全专项施工方案。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

第十章　参考资料

一、光伏区用地红线图（含升压站红线图）

二、项目地形图

三、接入系统评审意见

四、初代可审查意见

五、合格供应商库清单

第十一章　投标方需要说明的其他内容

一、系统设计说明，包括图纸

二、需要说明的其它问题

第十二章　工程质量要求及考核要求

为确保工程顺利实施，保证工程环保、文明、质量符合规范要求，工程进度满足要求，投标方在投标及合同签订前需要签订如下环保、文明施工、进度、安全质量承诺，否则视为放弃中标资格。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

环境保护承诺书

项目名称：水城区营盘乡兰花村光伏电站 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

工程地点：贵州省六盘水市水城区发耳镇、鸡场镇、营盘乡。

致：贵州能源水城煤电化一体化有限公司我代表投标方，在此就项目建设环境保护作如下承诺：

一、施工过程中对环境的保护是我们施工企业应尽的责任。

二、我方在施工过程中，保证按照业主方指定的临时占地区域进行施工作业。任何超越临时用地对环境的破坏责任由我方无条件承担。

三、我方在施工过程中，保证对生产、生活垃圾进行自费集中处理。垃圾的处理方案保证事先征得业主方和监理的同意。

四、我方完全无条件接受业主方的下列行为：

招标方或监理方对我方发出有关环境保护的整改、处理等通知累计达到 5 份，我方无条件接受按照招标方或国家的有关规定执行。

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

投标方：（盖章）

法定代表人或其授权委托人：　　（签字）

日　　期：

质量保证承诺书

项目名称：水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

工程地点：贵州省六盘水市水城区发耳镇、鸡场镇、营盘乡

致：贵州能源水城煤电化一体化有限公司我代表投标方，在此做如下质量保证承诺：

一、百年大计，质量第一。施工中搞好质量管理过程控制、避免质量建设通病、提交质量优良的建设产品是我们施工企业应尽的责任，以保证本项目建设质量。

二、我方在施工过程中，保证对业主方、监理工程师现场的质量管理无条件服从。

三、我方在施工过程中，保证从原材料的管理入手，保证原材料符合要求，保证施工工艺、工序质量，确保工程质量。

四、我方在施工管理过程中，保证质量验收、签证资料及时按照合同和质量管理的规范要求进行签证，并承担任何因此而引起的缺陷或时间责任。

五、我方在供货的设备中技术参数弄虚作假，愿意承担该设备总价的罚款，并更换该设备。

六、我方对提供的组件全寿命周期质量负责，在组件全寿命周期内衰减超标和质量出现问题，不管工程是否过质保期，我方愿意承担该设备总价的罚款，并更换该设备。

七、我方完全接受业主方的下列行为：

招标方或监理方对我方发出的质量问题通知单、公函等文件累计达到 5 份，我方无条件接受按照招标方或国家的有关规定执行。

投标方：（盖章）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

法定代表人或其授权委托人:　　（签字）

日　　期:

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

安全保证承诺书

项目名称：水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

工程地点：贵州省六盘水市水城区发耳镇、鸡场镇、营盘乡

致：贵州能源水城煤电化一体化有限公司我代表总标方，在此做如下安全文明施工承诺：

一、安全生产是企业的生命线。项目建设安全是涉及各个方面的项目管理重要一环。我公司充分认识到贵公司对项目建设安全的重视。

二、本工程将按照国家有关安全生产法律法规、国家和行业标准、《企业安全生产标准化基本规范》（AQ/T9006-2010）及国家电力监管委员会《电力工程建设项目安全生产标准化规范及达标评价标准》进行项目现场安全施工管理。

三、本工程按照《贵州能源集团电力投资有限公司三不作业和三关管控管理规定》有关要求进行全过程安全管理，做到“无视频不作业、无监护不作业和不安全不作业”。

四、项目施工开始前，我方保证提交项目施工安全措施计划。并保证项目施工安全投入到位。为保证业主方对该安全投入资金的监控，业主方从合同总价中暂扣安全质量保证金，安全质量保证金总额：合同总价的 2%。我方无条件承诺安全责任不限于保证金范围。

五、项目施工过程中，我方保证每月向业主方书面汇报安全生产管理情况。 保证安全生产教育到位、安全投入到位、安全管理人员到位、安全整改到位。

六、我方保证安全建设资金及时到位投入。如果我方的安全管理不到位，或者业主方、监理认为安全有待改善，业主方有权支配安全质量保证金，用于本公司与贵公司合同项目的安全生产管理。

七、我方在施工过程中，承诺项目施工安全。万一出现安全生产责任事故，我方保证按照安全生产管理国家、地方的法律法规文件及时报告。并承担全部的安全生产责任。

八、我方完全接受业主方的下列行为：

招标方或监理方对我方发出的安全问题通知单、公函等文件累计达到 5 份，我方无条件接受按照招标方或国家的有关规定执行。

投标方：（盖章）

法定代表人或其授权委托人：　　（签字）

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110K V升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

日　　期:

项目工期保证承诺书

项目名称: 水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一 110kV 升压站和 42.3MWp 光伏区 EPC 总承包工程

工程地点: 贵州省六盘水市水城区发耳镇、鸡场镇、营盘乡

致: 贵州能源水城煤电化一体化有限公司我代表投标方，在此做如下项目工期保证承诺:

一、按项目管理体制，实行项目经理负责制，推行项目法施工。

二、全公司范围内组织技术过硬、素质高的施工作业队伍，主要工程项目实行二班作业。

三、做好各项施工准备工作，特别是原材料、机械设备应提前做好计划，按要求时间进场、保质、保量及时到位。

四、严格采用网络计划施工，实行三级网络计划控制，利用微机进行动态管理，通过对网络图进行时间参数的计算，找出计划中的关键工种和关键线路，针对关键工种和关键线路合理调配人力、物力、资金，确保计划目标的完成。

五、在计划按排中落实雨季施工措施，保证施工的均衡性、连续性。

六、针对场平施工特点，合理安排施工计划，进行分区并行施工，交叉施工，加快施工进度。

七、项目 EPC 合同签订后及时采购项目所需的设备、材料，保证项目专款专用，设备及时到货。

八、我方完全接受业主方的下列行为:

招标方或监理方对我方发出的工期施工滞后、设备采购到货通知单、公函等文件累计达到 5 份，我方无条件接受按照本招标文件及招标方或国家的有关规定执行。

投标方: （盖章）

法定代表人或其授权委托人:　　（签字）

日　　期:

水城区营盘乡兰花村光伏电站标段一110kV升压站和42.3MWp光伏区EPC总承包工程

投标文件格式

序号	文件夹/文件名称
1	技术标投标文件格式
2	商务标投标文件格式

项目名称：

（招标编号：）

投 标 文 件

投标文件内容：技术标

投标人：_____（盖单位章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字或盖章）

年_____月_____日

目　录

包含但不限于技术评审因素的内容，格式自拟，以下仅供参考。

一、投标人建议书

（一）图纸

（二）工程详细说明

（三）设备方案

1．生产设备；

2．必备的备品备件。

（四）分包方案

（五）对招标人要求错误的说明

（六）其他

二、投标人实施计划

结合技术评审因素进行编写，包含但不限于以下内容。

（一）总承包工作范围

（二）项目策划与组织管理方案

（三）工程设计组织方案

设计组织方案应包括（但不限于）对工程设计质量、进度、技术服务和与监理配合等工作的规划并拟定相应的控制措施（含设计人员配备、设计进度与深度、配合监理、文件控制、设计工代等方面）。

（四）设备、材料供应组织实施方案

1.对本工程设备和材料的计划、招标采购、协调交货进度、运输（含大件）、保险、检查验收、物资管理方案（含相关人员、机械、场地设施）等方面详细阐述（含采购计划、采购组织与职责、内控措施、物资运输、仓储管理等）。拟定钢结构、非标设备的工厂化加工范围。

2.为了保证工程进度的要求，确保招标采购、协调交货进度、设备代保管等管理方案之间要相互衔接，出具相应的措施或管理方案。

（五）施工组织实施方案

投标人须结合现场踏勘实际情况，编制具有针对性的施工方案，说明总承包范围内各工程的施工方法和布置,提交包括临时设施和施工道路的施工总布置图及其它必须的

图、附件、文字说明书等资料，至少应包括组织机构、施工总平面布置、临时设施和场地、关键人员、劳动力计划及施工机具配备计划、力能供应、主要施工方案与特色施工措施等方面，详见以下基本要求：

1.进度管理：工期目标、施工进度综合计划及进度控制等保证措施；

2.质量管理：质量方针与目标、质量保证组织、质量手册和程序文件、关键环节质量保证措施、各阶段质量控制方法、信息管理、保修期服务组织与承诺、保修质量措施等方面。重点部位、关键工序的施工方案和质量保证的技术与管理措施；

3.拟采用的施工机械及其进场计划；

4.工程人员、材料、设备的进场计划；

5.施工现场平面规划，投标人应提交一份施工现场临时设施布置图并附文字说明，说明临时设施、加工车间、现场办公、设备及仓储、供电、供水、卫生、生活等设施的实施标准和布置；总平面布置应考虑远近结合、前后照应，并按土建施工期、建安交叉期和建设与生产交叉期分别布置；

6.冬、雨、风季施工措施；

7.采取何种措施实现主要建筑物出零米的同时完成厂区地下管线和沟道等地下设施的施工，拟定地下管线、沟道等设施施工的降水、安全防护、工序策划与文明施工措施；

8.拟定本工程成品保护措施；

9.安健环管理：安健环方针和目标、安健环机构、职责及资源配置、危害识别和风险评估及其控制方法、安健环管理业绩、安健环与文明施工设施、措施、安健环培训计划；安健环规章制度和操作规程；安健环检查监督程序；事故事件报告、调查处理管理规定等。拟定安、健、环与文明施工的目标和保证安全生产、文明施工、职业健康及数字化管控、环境保护与水土保护的措施以及相应设施的实施标准；本工程施工建设期全面执行双控机制；

10.项目管理机构配备情况（包括机构配备情况、项目经理简历、项目技术负责人简历及机构配备情况辅助说明资料等）；

11.施工管理策划。

（六）安全生产技术措施

1.项目建设安全管理制度清单；

2.危大超危大工程清单；

3.特种设备管控方案；

4.消防应急物资储备方案；

（七）调试组织实施方案

（八）服务组织方案与承诺

（九）质量控制

策划项目精品与亮点及其保障措施，拟定项目质量保证体系、质量过程控制方法，拟定强制性条文、《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》、《十八项电网重大反事故措施》实施方案，按照《电力建设房屋工程质量通病防治工作规定》，参照《电力建设工程质量通病防治手册》等资料，分专业拟定本工程质量通病防治措施。根据国内同类型项目的各项技术经济指标情况，拟定本工程各项技术经济指标的目标（性能指标等），并对其先进性分析说明，同时提出确保本工程各项技术经济指标的控制措施，分析目标实现的可行性。

（十）沟通与信息管理

根据本工程建设管理模式，拟定总承包单位与招标人、监理及分包方的信息沟通与管理的方案，拟定工程设计、现场协调管理的各项例会制度。实现有关参建各方在工程进度、安全、质量、物资、合同管理等方面的数据和信息共享。

（十一）分包管理

包括供应、施工、调试等分包项目的招标、合同签订、过程控制等阶段的工作计划和对分包方的监管与控制的措施。

（十二）费用管理

三、其他说明

如对《技术规范》无偏差，在此处提供相关承诺，承诺内容：完全满足《技术规范书》的相关要求（格式自拟）。

附 2.1 劳动力配备计划表

序号	工种	人数	进场时间	……

附 2.2 计划用于本工程的主要施工机械表

机械名称	规格型号	额定功率（KW）或容量（m^3）、吨位（t）	厂牌及出厂时间	数量（台）			新旧程度（%）
				小计	其中		
					自有	租赁	

2.3 标明为成功完成本合同必需的所有主要活动的时间和顺序以及每一重要活动的时间表

投标人（或联合体牵头单位）：_____（盖单位章）_____

法定代表人

或其授权人：_____（签字或盖章）_____

日期：_____年____月____日

2.4 投标承诺、保修、服务

在投标文件中投标人应就：

1.有关培训安排及计划；

2.有关验收方式及程序；

3.有关质量及相关指标的保证；

4.有关服务情况及相关承诺；

5.其他承诺。

等承诺内容以图表和文字的形式在投标时一并报出，以便评标时予以比较，格式自拟。

投标人（或联合体牵头单位）：_____（盖单位章）____

法定代表人

或其授权人：____（签字或盖章）_____

日期：_____年____月____日

项目名称：

（招标编号：）

投　标　文　件

投标文件内容：_____商务标_____

投标人：_____（盖单位章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字或盖章）

_____年_____月_____日

评审因素索引表

评审项目	评审因素	评审标准	投标文件页码范围或具体位置
资格评审			
商务部分			
技术部分			

请投标人按第三章 评标办法补充对应内容，并填写“投标文件页码范围或具体位置”。

目　　录

一、投标函及投标函附录

二、法定代表人身份证明或授权委托书

三、联合体投标协议（如有）

四、投标承诺函

五、资格、商务审查资料

六、其他资料

七、价格清单

一、投标函及投标函附录

（一）投标函

1、根据你方招标编号为（招标编号）的（工程名称）工程总承包招标文件，遵照《中华人民共和国招标投标法》等有关规定，经踏勘项目现场和研究上述招标文件的投标须知、合同条款、工程建设标准、发包人要求及其他有关文件后，我方愿以：

（1）总工期____日历天（从合同签订之日起算）。合同签订后___日历天完成并网手续办理具备全容量并网条件。

（2）含税投标总报价（固定总价+暂列金）：_____万元（其中：**含税固定总价：**__万元，暂列金391.70万元），参与评标价计算的**不含税固定总价为**_____万元（**★注：以不含税固定总价作为评标价）**，各分项报价及增值税税率见**“投标报价汇总表”**；

按合同约定实施本项目的工程总承包，并承担任何质量缺陷保修责任。我方保证工程质量标准：全面达到国家或电力行业标准、满足技术规范书要求。我方拟派工程总承包项目经理（姓名）_____〔执业证书号：_____〕。

2、我方承诺不存在第二章“投标人须知”第1.4.3项和第1.4.4项规定的任何一种情形。

3、我方承诺拟派工程总承包项目经理、施工负责人满足第二章“投标人须知”第1.4.1项中对项目经理、施工负责人是否担任其他在建项目的项目负责人的相关要求。

4、我方承诺在本次投标过程中无弄虚作假和串通投标等违法、违规行为，并愿意承担因弄虚作假和串通投标所引起的一切法律责任。

5、我方承诺在投标有效期内不修改、撤销投标文件。

6、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)我方自行完成的项目内容为：_____；我方拟分包的项目内容为：_____。

（3）我方承诺按照招标文件规定向你方递交履约担保。

（4）我方承诺在合同约定的期限内完成并移交全部合同工程。

7、其他（补充说明)：

投标人（或联合体牵头单位）：（盖单位章）

法定代表或被授权人：（签字或盖章）

日期：　　年　月　日

（二）投标函附录

格式 1 投标函附录

条款名称	响应内容	备注
工程总承包项目经理	姓名： 执业资格证书（职称证书）名称及等级：	
设计负责人	姓名： 执业资格证书（职称证书）名称及等级：	
施工负责人	姓名： 执业资格证书（职称证书）名称及等级：	
安全负责人	姓名： 执业资格证书（职称证书）名称及等级：	
投标有效期	天数:120 日历天（从投标截止之日算起）	
工期	_____日历天（从合同签订之日起算）。合同签订后____日历天完成并网手续办理具备全容量并网条件。	
是否接受招标文件中的合同条款及权利义务	是	
是否响应招标文件中的技术标准及要求	是	
工程质量	全面达到国家或电力行业标准、满足技术规范书要求。	
是否响应招标文件中的招标范围	是	

投标人（或联合体牵头单位）：（盖单位章）

法定代表人或被授权人 ：（签字或盖章）

日期 ：　　年　　月　　日

格式 2 技术条款偏离表

项目名称：　　招标编号：

序号	招标文件、澄清条目号	招标内容	投标内容	偏离	说明

说明：与招标人技术要求有偏离的提供此表，若无偏离可不提供此表。

投标人（或联合体牵头单位）：（盖单位章）

法定代表或被授权人：（签字或盖章）

日期：　　年　　月　　日

格式 3 商务条款偏离表

项目名称：　　招标编号：

序号	招标文件条目号	招标文件的商务条款	投标文件的商务条款	说明

说明：与招标人商务要求有偏离的提供此表，若无偏离可不提供此表。

投标人（或联合体牵头单位）：（盖单位章）

法定代表人或被授权人：（签字或盖章）

日期：　　年　　月　　日

二、法定代表人身份证明或授权委托书

（一）法定代表人身份证明

投标人（或联合体牵头单位）名称：_____

单位性质：_____

地址：_____

成立时间：_____年_____月_____日

经营期限：_____

姓名：_____性别：_____年龄：_____职务：_____

系_____（投标人名称（或联合体牵头单位））的法定代表人。

特此证明。

附：法定代表人身份证正反面复印件。

投标人（或联合体牵头单位）：_____（盖单位章）

____年_____月____日

（二）授权委托书

本人_____（姓名）系_____（投标人名称（或联合体牵头单位））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）投标文件、签订合同和处理有关事宜，其法律后果由我方承 担。

委托期限：_____。

代理人无转委托权。

附：法定代表人身份证明

投标人（或联合体牵头单位）：_____（盖单位章）

法定代表人：_____（签字或盖章）

身份证号码：_____（附身份证正反面复印件或扫描件）

委托代理人：_____（签字或盖章）

身份证号码：_____（附身份证正反面复印件或扫描件）

_____年_____月_____日

三、联合体协议书（如有）

联合体协议书

牵头单位：_____

成员单位：_____

鉴于各方自愿组成联合体，共同参加本项目投标，中标后共同履行 EPC 总承包合同，经协商达成如下约定：

1. 联合体牵头单位为【_____】，牵头单位负责统一对接招标人、监理、行业监管单位，为本项目总协调主体，对项目设计、采购、施工、试运行、竣工验收、竣工资料移交等全流程协同管理负总责。

2. 联合体各成员单位内部的职责分工如下：　　。

3. 对外报送规则：所有正式报告、方案、相关申请、进度文件、整改回复等，统一由牵头单位汇总审核后报送招标人；

4. 计划与协同管理：牵头单位编制一体化总控计划，动态跟踪图纸交付、设备采购、施工工序衔接；牵头单位定期组织联合体内部协同会议，协调解决设计、施工、采购界面冲突，建立问题闭环台账。

5. 责任承担：联合体各方就本项目合同义务向招标人承担连带责任。招标人向牵头单位下达的指令，对联合体全体成员有效。因协同管理不到位、节点滞后、界面矛盾等产生的违约金、扣款，由牵头单位先行向招标人承担；

6. 人员约定：工程总承包项目经理由牵头单位派出；本协议有效期：自签署之日起至本项目缺陷责任期届满、全部履约义务结清为止。

7. 本协议一式**【】份，联合体各方各执一份，投标时提交招标人【】**份，具有同等效力。

注：本协议书由委托代理人签字的，应附法定代表人签字的授权委托书。

牵头单位名称：_____（盖章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字或盖章）

成员名称：_____（盖章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字或盖章）

_____年_____月_____日

四、投标承诺函

我公司（含联合体所有成员）慎重作出以下承诺 ：

一、针对第二章“投标人须知”正文第 1.4.3 项、1.4.4 项规定情形的承诺

我单位（含联合体所有成员）郑重承诺：不存在第二章“投标人须知”正文第 1.4.3 项和第 1.4.4 项所列的任何一种情形。

本承诺所陈述内容真实、准确、完整，不存在任何虚假陈述、隐瞒情形。如经查实本单位存在招标文件“投标人须知”正文第 1.4.3、1.4.4 项所列禁止情形或本承诺存在虚假，我方自愿接受包括但限于否决投标、取消中标资格、没收投标保证金等处理；若给招标人造成损失的，我方予以赔偿，并承担由此产生的全部法律责任与经济损失。

二、针对投标人须知前附表 9.6、9.7 条规定的相关承诺

（1）_____（同意或不同意）承诺如下：若中标,本项目拟派的项目经理及项目管理机构人员未经招标人同意不进行更换；

（2）_____（同意或不同意）承诺如下：在签订合同之前，招标人如发现投标人在招标过程中有任何违法违规的行为的（包括投标时提供的证明等一切材料违规作假的），一经查实，取消其投标、中标资格，所交纳的投标保证金不予退还。在签订合同之后及工程实施阶段，如发现投标人在招标过程中有任何违法违规的行为的（包括投标时提供的证明等一切材料 违规作假的），一经查实，双方合同终止，其所交纳的履约保证金不予退还，且中标人在此所消耗的一切人力、财力和物力及已完成工程量业主方均不予认可、 计量，不予支付任何费用，给招标人造成的损失，中标人应当予以赔偿；

（3）_____（同意或不同意）承诺如下：若中标,中标后全面接入并应用‘黔薪保’平台落实工资支付保障制度。

（4）_____（同意或不同意）承诺如下：供货不限于投标人提供的供货范围清单里的内容，投标人最终供货的设备材料数量、规格型号、材质、参数以满足项目性能要求、技术协议要求、现场施工要求、系统正常运行为准，如有增加，也属于投标人的供货范围，招标人不再另行支付费用。设备材料的规格型号、材质非经招标人同意不得变更，即使经招标人同意的变更，若标准降低，则招标人相应扣减由此造成的价格差额。

三、针对项目分包的承诺

投标人合法分包的设备、材料、设计、施工等分包价格不能低于成本价。

四、针对本项目组织机构及人员配备的承诺

除项目经理及相应管理人员外，本项目承诺设计、采购、库管、财务等人员也纳

入项目管理团队常驻现场办公。

五、针对第三章“评标办法”第 2.1.2 项目规定情形的承诺

在投标过程中_____（有或没有）弄虚作假、行贿或者其他违法违规行为。

六、针对工地规范渣土运输和车辆出门清洗承诺

项目实施时，严格做好工地规范渣土运输和车辆出门清洗工作。

七、主要项目管理人员承诺

（1）拟派入本工程的工程总承包项目经理：____（姓名），具有_____注册执业资格，我方承诺：若中标，我方委派的工程总承包项目经理在本项目实施期间不再担任其他在建项目的项目经理（或总负责人），如有违约，投标人承担违约责任。

（2）拟派入本工程的项目施工负责人：____（姓名），具有_____ 注册执业资格，

我方承诺：若中标，我方委派的项目施工负责人在本项目实施期间不再担任其他在建项目的施工负责人，如有违约，我方承担违约责任；

(3) 拟派入本工程的项目安全负责人:____（姓名），具有_____ 注册执业资格，我方承诺：若中标，我方委派的项目安全负责人在本项目实施期间不再担任其他在建项目的安全负责人，如有违约，我方承担违约责任；

八、针对“恶意阻却采购行为”的承诺

我方（含联合体所有成员），郑重承诺如下：

1、我方（含联合体所有成员）提出的任何异议、投诉及其他招标采购程序性主张，均具有真实、合法、充分的依据，不存在捏造事实、伪造材料、提供虚假证据等情形，不存在《国家发展改革委等部门关于严格执行招标投标法规制度进一步规范招标投标主体行为的若干意见》（发改法规规〔2022〕1117 号）第（十）条所禁止的“恶意提出异议、投诉或者举报，干扰正常招标投标活动”的情形，不存在恶意阻却采购行为。

2、如经查证我方（含联合体所有成员）存在恶意阻却采购行为并给招标人造成直接损失，我方愿承担全部赔偿责任。

3、本承诺函自签署之日起生效，对我方（含联合体所有成员）具有法律约束力。

如上述承诺不实，将承担由此产生的全部责任。

投标单位（牵头人）名称：_____（盖章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字或盖章）

成员名称：_____（盖章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字或盖章）

_____年_____月_____日

注：联合体投标的，本承诺函由牵头单位和成员单位均需盖单位公章。

五、资格、商务审查资料

（一）投标人基本情况表

<table>
<tr><td>投标人名称</td><td colspan="8"></td></tr>
<tr><td>注册地址</td><td colspan="3"></td><td>邮政编码</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">联系方式</td><td>联系人</td><td colspan="2"></td><td>电话</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>传真</td><td colspan="2"></td><td>网址</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>企业统一社会信用代码</td><td colspan="8"></td></tr>
<tr><td>法定代表人</td><td>姓名</td><td></td><td>技术职称</td><td></td><td>电话</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>技术负责人</td><td>姓名</td><td></td><td>技术职称</td><td></td><td>电话</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>成立时间</td><td colspan="2"></td><td colspan="6">员工总人数：</td></tr>
<tr><td>企业资质等级</td><td colspan="2"></td><td rowspan="6">其中</td><td>项目经理</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>营业执照号</td><td colspan="2"></td><td>高级职称人员</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>注册资金</td><td colspan="2"></td><td>中级职称人员</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>开户银行</td><td colspan="2"></td><td>初级职称人员</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>账号</td><td colspan="2"></td><td>技工</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>经营范围</td><td colspan="8"></td></tr>
<tr><td>备注</td><td colspan="8"></td></tr>
</table>

注：后附投标人营业执照、资质证书、安全生产许可证等证书扫描件。

如为联合体，则联合体投标各方均应分别填写，分别附相应证明文件扫描件。

（二）项目管理机构组成表

序号	职务	姓名	执业或职业资格证明			职称		备注
			证书名称	级别	证书编号	职称专业	级别	
1	项目经理							
2	设计							
2.1	设计负责人							
2.2	……							
3	施工							
3.1	施工负责人							
3.2	……							
4	安全							
4.1	安全负责人							
4.2	……							

（三）项目经理及主要项目管理人员简历表

姓名		性别		年龄	
职务		职称		学历	
职业资格证书（职称证书）名称及等级、证书号		专业			
参加工作时间		从事项目经理年限			
工作简历					

注：1.本表根据项目的具体特及招标文件中明确要求的人员填报的具体人员，后附相应证书及要求提供资料的扫描件。

（四）投标人类似工程业绩一览表___

序号	项目名称	合同签订时间	合同金额（万元）	完工/竣工时间	业主单位	备注
1						
		主要内容/规模				
2						
		主要内容/规模				
3						
		主要内容/规模				

注：1.按商务评审标准附对应业绩的相关证明资料。

2.按该表序号顺序提供业绩证明材料且保证该表信息与对应合同内信息一致。

3.若为联合体投标，需牵头单位、成员分别提供对应分工内容的类似工程业绩一栏表，每个单位编制一份表。

4.项目业绩真实可靠，需随中标候选人进行公示。

（五）项目经理类似工程业绩一览表

序号	招标人名称	工程名称及建设地点	建设规模	招标人联系人及联系方式	合同金额（万元）	开竣工日期

（六）主要项目管理人员类似工程业绩一览表（如有）

序号	项目名称	发包人名称	主要内容/规模	合同签订日期	合同金额（万元）	开竣工日期

注：1.按商务评审标准附对应业绩的相关证明资料。

2.按该表序号顺序提供业绩证明材料且保证该表信息与对应合同内信息一致。

3.项目业绩真实可靠，需随中标候选人进行公示。

六、其他资料

1、信誉要求（信用查询截图资料）

2、投标人须知前附表 1.4.1 规定的其他资格要求（如有）

3、投标保证金交纳回执单或电子保单复印件（扫描件）

4、投标人根据自身需要，自行认为需要补充的资料。

5、结合商务评审标准要求能够体现“投标人企业综合实力”、“合同条款的响应程度”的相关证明资料。

七、价格清单

（一）价格清单说明

1.价格清单列出的任何数量，不视为要求投标人实施的工程的实际或准确的工作量。在价格清单中列出的任何工作量和价格数据应仅限用于合同约定的变更和支付的参考资料，而不能用于其他目的。

2.本价格清单应与招标文件中投标人须知、专用合同条款、通用合同条款、招标人要求等一起阅读和理解，并完全响应。

3. 表中列出的工程名称内容仅供参考，投标人根据本项目建设实际需求结合设计自行填报，如有需要，可增加或删除工程名称内容。

4.投标报价应包括投标人中标后为完成合同规定的全部工作需支付的一切费用、税金和拟获得的利润，并考虑了除不可抗力外的风险。

5.本 EPC 总承包项目按装机容量 42.336MWpMWp 进行报价，除投产总装机容量变化或约定设备、材料价格达到调价要求外，不含税总价在合同执行期间不予调整。投标人应充分考虑国家现行技术标准、规范以及投标企业自身情况，自主报价。投标报价应是招标范围内全部工作内容的价格体现。**投标人未报或漏报项目视为已包含在合同固定总价中**。

6.备品备件已包含在设备购置费中。

7.安全文明施工费按国家相关标准单独计列，分别包含在建筑安装工程费中。

投标人（或联合体牵头单位）：_____（盖单位章）

法定代表人

或其授权人：_____（签字或盖章）_____

日期：_____年____月____日

（二）投标报价表

7.2.1 投标报价汇总表

投标报价汇总表

（单位：人民币万元）

序号	工程或费用名称	单位	数量	报价（万元）		税率（%）
				不含税价格	含税价格	
一	设备费	项	1			
	其中：组件单瓦报价P（保留四位小数），P≥97%P0	元/Wp	1			
二	建筑安装工程	项	1			
	其中：安全生产费用	项	1			
三	其他费用	项	1			
	固定总价报价（一+二+三）					
四	暂列金	项	1	/	391.70	
五	**投标总报价（一+二+三+四）**					

★说明：本项目以**不含税固定总价报价（一+二+三）作为报价评分计算依据；**

投标人（或联合体牵头单位）：_____（盖单位章）

法定代表人

或其授权人：_____（签字或盖章）_____

日期：_____年____月____日

7.2.2 工程清单报价表

7.2.2.1 设备及安装工程分项报价表

编号	工程名称	规格	单位	数量	综合单价（元）			合计总价（万元）			合计（万元）
					设备费	安装费	主材费	设备费	安装费	主材费	
一	设备及安装工程										
1	发电设备及安装工程										
1.1	光伏发电设备										
1.1.1	光伏组件										
1.1.2	支架										
	……										
1.2	汇流及变配电设备										
1.2.1	逆变器										
	……										
1.2.2	箱变										
	……										
1.3	集电线路										
	……										
1.4	接地										
	……										

1.5	分系统调试										
	……										
2	升压变配电设备及安装工程										
	……										
3	控制保护设备及安装工程										
	……										
4	其他设备及安装工程										
4.1	……										
	……										
	合计										

注：1.设备材料由投标人自行核实数量及考虑报价；

2.每项的分项报价汇总需填入本表合计中；

3.本项目全部设备、主材的采购费用和安装费用需包含在本表中，在合计总价一栏应分别填写全部设备费、安装费、主材费总价，并把设备费总价计入投标报价汇总表中设备费对应的含税总价中，安装费、主材费两个总价计入投标报价汇总表中建筑安装工程对应的含税总价中。

4.本表中列出的工程名称内容仅供参考，投标人根据本项目建设实际需求结合设计可对上述表格增加工程名称内容。

7.2.2.2 建筑工程分项报价表

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价（元）	合计（万元）
二	建筑工程				
1	发电场工程				
1.1	发电设备基础工程				
	……				
2	其他建筑工程				
	……				

注：1.本表中建筑工程由投标人自行核实项目及数量，并考虑报价；

2.本项目全部的建筑工程费用都包含在本表中，每项的分项报价汇总需填入本表合计栏，建筑工程总价计入投标报价汇总表中建筑安装工程对应的含税总价中；

3.本表中列出的项目仅供参考，不一定准确，投标人可根据项目建设实际需求增加上述表格内容。

7.2.2.3 其他费用分项价格表

序号	工程或费用名称	单位	数量	单价（元）	合价（元）	备注
三	其他费用					
1	总承包管理费					其中含专项协调费投标总价的3‰。
2	勘察设计费	项	1			包含咨询、审查费
3	工程范围内招标文件要求的所有许可、证照办理等费用	项	1			
4	设备、材料现场装卸、仓储、保管费	项	1			
5	工程建设检测费	项	1			
6	风险包干费	项	1			
	·····					

注：1.本表中其他费用项目由投标人自行核实及考虑报价；

2.建筑/安装工程一切险包含在报价范围中；

3.**本项目EPC总承包招标范围内除设备采购及建安工程外的所有费用都包含在本表中**，每项的分项报价汇总需填入本表合计栏，总价计入投标报价汇总表中其他费用对应的含税总价中；

4.其他费用包括但不限于表格中列出的项目，投标人可自行补充条目并报出价格，且报价应计入投标总价中。

7.2.5 中标服务费

序号	收费标准（万元）				中标服务费计算（万元）		
	收费标准金额（万元）	分项					
		货物	服务	工程	货物	服务	工程
一	投标报价						
二	中标费计算						
1	100	1.5%	1.5%	1.0%	-	-	-
2	100-500	1.1%	0.8%	0.7%	-	-	-
3	500-1000	0.8%	0.45%	0.55%	-	-	-
4	1000-5000	0.5%	0.25%	0.35%	-	-	-
5	5000-10000	0.25%	0.1%	0.2%	-	-	-
6	10000-100000	0.05%	0.05%	0.05%	-	-	-
7	100000 以上	0.01%	0.01%	0.01%	-	-	-
三	**应收中标费**						
四	**合　　计**				_____万元		
五	**实收中标费（下浮 60%）**				四*（1-60%）		

注：中标服务费由投标人自行根据相应工程的设备购置费、建安工程费、其他费用分别按货物、工程、服务对应的收费标准分类计算后将该费用综合考虑在上述报价的综合单价中（投标文件中不需附该表，最终以代理机构计算的中标服务费为准）。招标代理服务收费按货物、工程、服务对应的收费标准分类计算汇总收取，具体计算式例见《招标代理服务收费管理暂行办法》国家发改委计价格[2002]1980 号文。