

重庆市万州区武陵镇、瀼渡镇光伏发电项目

EPC 总承包

技术标准和要求

目录

1. 总则.....	1
1.1. 招标范围.....	1
1.2. 基本要求.....	1
1.3. 边界条件.....	1
1.3.1. 场址概述.....	1
1.3.2. 场址地理位置.....	1
1.3.3. 厂址自然条件.....	2
1.3.4. 交通运输条件.....	2
1.3.5. 太阳能资源和气象条件.....	2
1.3.6. 场址地质条件.....	3
1.3.7. 施工电源.....	3
1.3.8. 施工水源.....	3
1.3.9. 接入系统概述.....	3
1.4. 总的设计工艺和方案.....	4
1.4.1. 光伏区设计工艺和方案.....	4
1.4.2. 主要设备材料选型及要求.....	4
1.4.3. 电气设备布置.....	8
1.4.4. 二次系统.....	9
1.5. 工程进度节点计划.....	11
1.6. 安全文明施工.....	11
1.6.1. 承包人的安全保护责任.....	11
1.6.2. 安全措施.....	12
1.7. 环境保护和水土保持.....	16
1.7.1. 说明.....	16
1.7.2. 环境保护.....	18
1.7.3. 生态环境保护.....	22
1.7.4. 人群健康保护.....	23
1.7.5. 场地清理.....	24
1.7.6. 环境保护与水土保持设施的验收.....	24
2. 性能保证.....	25
3. 勘察设计要求.....	26
3.1. 勘察设计范围.....	26
3.2. 标准及规范.....	26

4. 总图布置.....	30
4.1. 工作范围.....	30
4.2. 标准及规范.....	30
4.3. 光伏场区.....	30
4.3.1. 一般要求.....	30
4.3.2. 光伏组件布置原则.....	31
5. 结构技术标准和要求.....	32
5.1. 工程范围.....	32
5.2. 标准及规范.....	32
5.3. 光伏支架及基础要求.....	33
5.3.1. 支架结构技术要求.....	33
5.3.2. 支架基础.....	34
5.4. 构筑物结构.....	34
6. 电气技术标准和要求.....	35
6.1. 工程范围.....	35
6.2. 标准及规范.....	35
6.3. 主要设备要求.....	35
6.4. 电气设备安装技术方案.....	35
6.4.1. 10kV 预装式变电站安装方案.....	35
6.4.2. 35kV 预装式变电站安装方案.....	36
6.4.3. 35kV 电缆分支箱安装方案.....	36
6.4.4. 10kV 及 0.8kV 配电装置安装.....	37
6.4.5. 35kV 及 0.8kV 配电装置安装.....	37
6.4.6. 并网逆变设备安装.....	38
6.4.7. 10kV 电力电缆安装.....	38
6.4.8. 35kV 电力电缆安装.....	38
6.4.9. 35kV 架空线安装.....	39
6.4.10. 光伏场区电缆敷设.....	39
6.4.11. 二次设备的安装与调试.....	40
6.4.12. 二次接线.....	41
6.4.13. 二次回路调试.....	42
6.4.14. 接地装置施工.....	42
6.5. 检查验收项目.....	42
6.5.1. 基本要求.....	42

6.5.2. 通用检查项目	43
6.5.3. 电气试验检查项目	43
6.5.4. 光伏微型纵向加密装置（若有）	43
6.5.5. 视频监控系统	44
7. 环保措施技术标准和要求	46
7.1. 标准与规范	46
7.2. 环境保护措施	46
7.2.1. 施工扬尘	46
7.2.2. 施工废水	47
7.2.3. 施工噪声	47
7.2.4. 固体废物	47
7.2.5. 生态影响	47
7.3. 生态恢复措施	47
7.3.1. 基本要求	47
7.3.2. 视觉及景观	48
8. 消防系统技术标准和要求	49
8.1. 工作范围	49
8.2. 标准及规范	49
8.3. 主要设计原则、功能及配置	49
8.4. 建筑物消防	49
8.5. 施工消防	49
9. 设备技术要求	51
9.1. 光伏组件	51
9.1.1. 总则	51
9.1.2. 供货范围	51
9.1.3. 标准及规范	53
9.1.4. 技术要求	54
9.1.5. 随机备品备件和专用工具	56
9.1.6. 技术性能保证值（投标人细化填写）	58
9.1.7. 技术资料及交付进度	63
9.1.8. 设备监造	66
9.1.9. 性能验收检验	67
9.1.10. 技术服务和设计联络	68
9.1.11. 运行维护手册	70

9.1.12. 卖方关于产品监造的承诺函	71
9.2. 逆变器	71
9.2.1. 总则	71
9.2.2. 标准及规范	71
9.2.3. 技术要求	72
9.2.4. 保护	74
9.2.5. 其它要求	79
9.2.6. 随机备品备件和专用工具	80
9.2.7. 技术性能保证值（由投标人填写）	81
9.3. 预装式变电站	87
9.3.1. 一般规定	87
9.3.2. 标准及规范	87
9.3.3. 10kV 预装式变电站技术规范	88
9.3.4. 35kV 预装式变电站技术规范	100
9.3.5. 试验	113
9.3.6. 技术资料 and 交付进度	115
9.3.7. 包装、起吊、运输、安装	117
9.3.8. 质量保证及管理	118
9.3.9. 技术服务、设计联络、工厂检验和监造	118
9.3.10. 设备颜色及铭牌	119
9.4. 电缆分支箱	120
9.4.1. 一般规定	120
9.4.2. 标准及规范	120
9.4.3. 电缆分支箱技术规范	121
9.4.4. 试验	126
9.4.5. 技术资料 and 交付进度	128
9.4.6. 包装、起吊、运输、安装	130
9.4.7. 质量保证及管理	130
9.4.8. 技术服务、设计联络、工厂检验和监造	131
9.4.9. 设备颜色及铭牌	131
9.5. 电缆	132
9.5.1. 一般规定	132
9.5.2. 标准及规范	132
9.5.3. 供方技术文件	134

9.5.4. 工厂检验及监造	135
9.5.5. 制造工艺	135
9.5.6. 铭牌	136
9.5.7. 标志、包装、运输及储存	136
9.5.8. 电缆的交货检验	137
9.5.9. 电缆备品备件和专用工具	138
9.5.10. 对规定的设备、材料和工艺的变更	138
9.5.11. 互换性	138
9.5.12. 直流电缆技术要求	138
9.5.13. 1.8/3kV 电力电缆技术要求	138
9.5.14. 8.7/15kV 电力电缆技术要求	141
9.5.15. 26/35kV 电力电缆技术要求	144
9.5.16. 电缆终端技术要求	147
9.5.17. 通讯电缆（光缆）技术要求	147
9.6. 动态无功补偿设备	149
9.6.1. 一般规定	149
9.6.2. 供货范围	149
9.6.3. 标准及规范	151
9.6.4. 技术要求	152
9.6.5. 质量保证及管理	159
9.6.6. 资料提供	160
9.7. 光伏监控系统	160
9.7.1. 子站接入系统功能	161
9.7.2. 系统硬件配置及要求	165
9.7.3. 供货范围	168
附件一：工程范围划分	172
附件二：质量保证、检验/验收规范及维护	173
附件三：设备、技术文件及图纸的交付	176
附件四：设备监造和性能验收试验	177
附件五：培训	180
附件六：运输和保管	182
附件七：项目组织与管理	183
附件八：差异表（技术部分）	192
附件九：安全和文明施工要求	193

附件十：设备运行维护手册要求	203
附件十一：光伏系统能效计算方法	204

1. 总则

1.1. 招标范围

以招标文件为准。

1.2. 基本要求

本规范书中提出了最低限度的技术要求，并未对一切技术细节规定所有的技术要求和适用的标准，承包人应保证提供符合本规范书和有关最新工业标准的优质产品及其相应服务。对国家有关安全、健康、环保等强制性标准，必须满足其要求。承包人提供的产品应满足本规范书的要求。

承包人设计、施工、验收等必须遵守国家、行业、地方及重庆万州能源实业有限公司相关标准、规程、规范、技术管理要求。

本电站的设备供货、施工及安装必须满足国家及地方有关质量、施工安装、安全、健康、环保、水保、节能、安稳、消防等强制性标准及规范的要求。

光伏电站应根据项目场址地形情况，以集约化高效利用土地的原则进行电站布置。光伏电站构筑物应与当地文化、风俗相适宜。电站施工、生活污水必须集中处理。

本电站承包人提供的设备、材料质保期及使用寿命符合招标人企业标准，光伏组件质保期不低于 12 年，逆变器质保期不低于 5 年，其他电气设备质保期不低于 2 年。

本电站设备性能指标及整体性能指标必须满足《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011、《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012、《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012 等中的所有要求。

为充分理解本技术标准与要求，需阅读《重庆市万州区武陵镇、瀼渡镇光伏发电项目可行性研究报告》。

1.3. 边界条件

1.3.1. 场址概述

本工程建设地点位于重庆市万州区武陵镇黄金村、武陵镇乐安村、瀼渡镇重岩村。

1.3.2. 场址地理位置

本项目建设场址位于重庆市万州区武陵镇黄金村、武陵镇乐安村、瀼渡镇重岩村，地理坐标约为北纬30.5258°，东经108.2527°，地貌类型属丘陵地貌。项目分为四个地块：

1#地块：场地呈北高南低、西高东低，南北高差最大约 42 米，东西高差约 11 米。地表为红褐色种植土壤覆盖、少量强风化页岩出露，地面植物大多为种植灌木和杂草、少量二乔，局部低矮建

筑物和小面积水塘。1#地块面积为 35035.74 m²。

2#地块：场地呈东西向、西高东低，东西高差最大约 41 米。地表为红褐色种植土壤覆盖，地面植物大多为种植灌木和杂草、少量二乔，局部低矮建筑物和小面积水塘。2#地块面积为 52174.07 m²。

3#地块：场地呈南北向，南高北低，南北高差最大约 29 米。地表为红褐色种植土壤覆盖、少量强风化页岩出露，地面植物大多为种植灌木和杂草、少量二乔，局部低矮建筑物和小面积水塘。3#地块面积为 100030.62 m²。

4#地块：场地呈南高北低、西高东低，南北高差最大约 23 米，东西高差约 7 米。地表为红褐色种植土壤覆盖，地面植物大多为种植灌木和杂草、少量二乔，局部低矮建筑物和小面积水塘。4#地块面积为 78327.57 m²。

1.3.3. 厂址自然条件

万州区境内属亚热带季风湿润带，气候四季分明，冬暖、多雾；夏热，多伏旱；春早，气温回升快而不稳定，秋长，阴雨绵绵，以及日照充足，雨量充沛，天气温和，无霜期长，霜雪稀少。2022 年，全区平均气温 18.2℃，降水量 1155.8 毫米，日照时数 1584.9 小时。汛期（5~9 月）降水量 647.1 毫米。

1.3.4. 交通运输条件

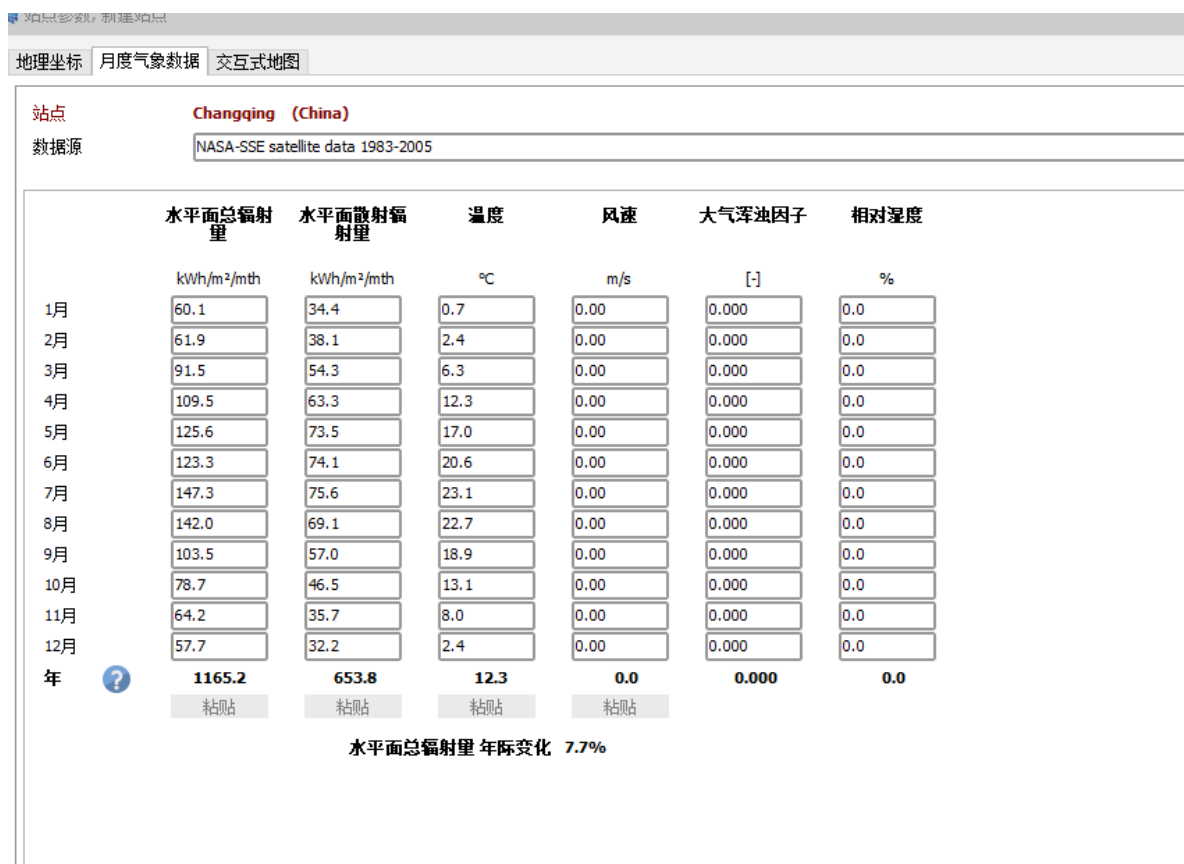
本项目线路所经地区位于万州区，线路沿线附近有省道、乡村道路及光伏场道路可以利用，但部分交通道路坡度较大，弯度较急，大件运输存在困难，需设置专用货场。

1.3.5. 太阳能资源和气象条件

根据 NASA-SSE 辐射量数据显示，项目地年水平面总辐照量 1165.2kW.h/m²。

本项目所在地光资源属我国太阳能资源丰富区域（C 级），太阳能资源稳定性属于稳定等级（B 级），太阳能资源辐射形式为散射辐射较多（C 级）。项目地太阳能资源虽不理想，但仍可建设光伏电站，充分利用光资源，实现社会、环境和经济效益。

表 1.1-1 项目场址水平面上多年平均日太阳辐射量



1.3.6. 场址地质条件

详细工程地质勘察由投标人中标后根据实际情况进行。

1.3.7. 施工电源

由承包人自行考虑。

1.3.8. 施工水源

由承包人自行考虑。

1.3.9. 接入系统概述

根据本光伏项目所处地理位置及规划进度安排，并结合地区总体规划、装机容量及建设方案相关区域电网结构等因素，接入系统方案为：

本项目分为四个地块。

1#地块拟采用10kV预装式变电站升压，就地T接灤渡线重岩支线。

2#地块拟采用35kV预装式变电站升压；3#地块拟采用35kV预装式变电站升压；4#地块拟采用35kV预装式变电站升压，并新建三进二出电缆分支箱一座。

2#地块、3#地块的35kV预装式变电站的出线拟采用铁塔架空的方式接入4#地块新建的电缆分

支箱；4#地块的35kV预装式变电站就近采用电缆的方式接入4#地块新建的电缆分支箱。电缆分支箱出线拟采用架空的方式接入35kV武陵变电站。35kV架空线路需沿全线架设地线，地线选用GJ-35钢绞线或OPGW，最终选型以施工图设计为准。

本项目工程任务2#、3#、4#地块以电缆分支箱出线第一基杆塔为界（第一基杆塔不在本项目范围内），1#地块以10KV线路T接点为界。

光伏电站接入电力系统需提供检测报告。

接入系统方式最终以接入系统报告批复为准。

1.4. 总的设计工艺和方案

1.4.1. 光伏区设计工艺和方案

选用最大输出功率 570Wp 及以上规格单晶硅双玻光伏组件，使装机容量不小于 24.6069MWp。

1.4.2. 主要设备材料选型及要求

（1）光伏组件

单晶硅双玻光伏组件：采用光伏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，单晶硅双玻光伏组件衰减率首年 2%，后续每年衰减不超过 0.45%，最大输出功率为 570Wp 及以上单晶单面硅双玻光伏组件。

光伏组件尺寸原则上不作限制，其他尺寸组件能够满足装机容量等要求亦可。

详细设备技术要求见后文光伏组件部分。

（2）逆变器选型要求

本工程计划采用为单机功率不小于 250kW 的组串式逆变器。

本项目选用逆变器需满足以下要求：

- 1) 采用单机功率不小于 250kW 的组串式逆变器。（设备采购前，提供性能参数表）
- 2) 中国效率不低于 98.52%。（设备采购前，提供性能参数表）
- 3) 全负载范围内 MPPT 静态跟踪效率不低于 99%。（设备采购前，提供性能参数表）
- 4) 投标机型应具备 I-V 检测功能。（设备采购前，提供第三方机构检测报告）
- 5) 针对弱网适应性，投标人需说明逆变器可适应的电网最小短路容量比 SCR 值，及该 SCR 值条件下的谐波分量、故障穿越时间，并设备采购前，提供第三方检测报告。

详细设备技术要求见后文逆变器部分。

（3）支架形式

本光伏电站站区光伏组件全部采用钢支架固定式布置。每个支架阵列上安装 1 个电池组。其中支架采用热镀锌型钢支架，由水平杆、立柱、斜杆等部件组成，采用热轧槽钢和方管，螺栓连接。

根据光伏阵列支架间距和承载力的要求，本项目光伏阵列基础考虑采用微孔灌注桩，单个光伏支架上部荷重约为 0.8t，地基承载力特征值不小于 100kPa。

详细设备技术要求见后文支架结构部分。

（4）预装式变电站选型要求

本工程设置 4 座预装式变电站，分别为一座 S13-2500 三相双绕组变压器，电压等级：10±2×2.5%/0.8kV，接线组别为 Dy11；一座 S13-4000 三相双绕组变压器，电压等级：37±2×2.5%/0.8kV，接线组别为 Dy11；两座 SF-8000 三相三绕组变压器，电压等级：37±2×2.5%/0.8kV，接线组别为 D，d0-d0。变压器选用油浸式变压器，预装式变电站内设置相应的隔离开关等辅助设备，具体型号最终以施工图设计为准。

详细设备技术要求见后文预装式变电站部分。

（5）电缆分支箱选型要求

本工程设置 1 座 35kV 电缆分支箱，布置在 4#地块，具体型号最终以施工图设计为准。

母线型式：单母线接线；

配置：出线间隔 1 个、集电线路间隔 3 个、母线 PT 间隔 1 个、无功补偿间隔 1 个，远动及自动化屏 1 面、故障录波器屏 1 面、直流屏 1 面、壁挂式配电箱 1 面；

无功补偿：装设 1 组容量不小于±4Mvar 的动态无功补偿装置。最终无功补偿装置选用型式及容量以接入系统报告批复意见为准；

直流电源：设置不少于 72Ah 直流屏 1 面；

站用电源：取自 4#地块 35kV 预装式变电站。

详细设备技术要求见后文电缆分支箱部分。

（6）电缆敷设及防火封堵

本工程电缆拟选用 H1Z2Z2-K，1*4mm²，DC1.5kV 光伏专用电缆、ZC-YJV22、ZC-YJLV22 型交联聚乙烯绝缘电力电缆。电缆敷设方式为穿管、桥架及直埋敷设相结合，电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，均应实施阻火封堵。最终以招标人审查合格的初步设计方案为准。

详细设备技术要求见后文电缆部分。

（7）无功补偿装置要求

成套设备包括 SVG 无功补偿装置、变压器（设计单位确定）、电抗器（设计单位确定）、控制屏、组合柜、隔离开关、避雷器、配套的 CT/PT 等其他配套设备。质量可靠，性能齐全，能够实时自动跟踪、补偿电站无功功率。

装置的补偿调节功能满足有关电站无功功率、电站运行电压、电站电压调节及功率因数等的技术要求。成套装置的工作性能、使用寿命应满足电站运行条件，运行环境、运行工况等使用要求。

装置能动态跟踪电网电能质量变化，并根据变化情况动态调节无功输出，以满足各中情况下电网对电站无功补偿调节的要求。

装置应能实现自动检测、远方手动投切和现场手动投切，各种方式之间有可靠的闭锁，防止发生事故。检测、控制均可实现完全自动可实现无人值守。

详细设备技术要求见后文动态无功补偿设备部分。

（8）防雷、接地及过压保护工程

本工程接地系统的设计应能适用于机械和电气设备的工作接地、保护接地和防雷接地等要求，确保接地电阻、跨步电压和接触电势满足《交流电气装置的接地设计规范》GB/T50065-2011 规范要求。

（9）监控及通信

通信设计依据应满足《光伏系统并网技术要求》GB/T19939-2005、《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/Z19964-2012。

接入监控系统的主要设备具备独立传输端口，数据开放必须满足相关规定的要求。各设备厂家无条件配合完成本项目所有信息接入集控系统工作，实施过程所有费用包含在投标价中，具体接入方案以招标人审查合格的初步设计方案为准。

1#地块：1#地块预装式变电站配置光伏监控系统一套，其数据采集方式为：就地预装式变电站保护测控装置、环境监测仪、电表、智能逆变器等，与当地调度约定传输方式。

2#地块：2#地块预装式变电站配置光伏监控系统一套，其数据采集方式为：就地预装式变电站保护测控装置、环境监测仪、电表、智能逆变器等，通过集中器（具备采集功能）以光纤方式上传至4#地块的电缆分支箱的监控系统后台。

3#地块：3#地块预装式变电站配置光伏监控系统一套，其数据采集方式为：就地预装式变电站保护测控装置、环境监测仪、电表、智能逆变器等，通过集中器（具备采集功能）以光纤方式上传至

4#地块的电缆分支箱的监控系统后台。

4#地块：4#地块预装式变电站配置光伏监控系统一套，其数据采集方式为：就地预装式变电站保护测控装置、环境监测仪、电表、智能逆变器等，通过集中器（具备采集功能）以数据线方式上传至4#地块的电缆分支箱的监控系统后台。4#地块的电缆分支箱监控后台的输出，与当地调度约定传输方式。

详细设备技术要求见后文光伏监控系统。

（10）继电保护及安全自动装置

本电站采用微机型继电保护装置。根据《电力装置的继电保护和自动化装置设计规范》GB50062-2008 以及《继电保护和安全自动装置技术规程》GB14258-2006 的要求，本电站拟配置如下保护装置：

1) 35kV 线路保护

35kV 线路配置微机型线路保护装置，保护动作后快速跳开与故障线路相连的所有断路器。

第一回、第二回、第三回集电线路各设置微机型线路保护装置一套，电缆分支箱各集电线路间隔及 35kV 送出线各设置微机型线路保护装置一套。

2) 10kV 线路保护

10kV 线路配置微机型线路保护装置，保护动作后快速跳开与故障线路相连的所有断路器。

10kV 送出线设置微机型线路保护装置一套。

3) 变压器保护

变压器配置微机型保护装置，保护动作后快速跳开与变压器相连的所有断路器。

1#、2#、3#、4#地块各设变压器保护一套。

4) 防孤岛保护

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T19964-2012 和《光伏系统并网技术要求》GB/T19939-2005 规定，每个地块各配置一套防孤岛保护装置。

防孤岛保护必须同时具备主动式和被动式两种，应设置至少一种主动和被动防孤岛保护。主动防孤岛保护方式主要有频率偏离、有功功率变动、无功功率变动、电流脉冲注入引起阻抗变动等，被动孤岛保护方式主要有电压相位跳动、3 次谐波变动、频率变化率等。

送出工程是否加装防孤岛保护，按接入系统要求配置。

5) 无功补偿装置保护

无功补偿装置保护具备过流保护及零序电流保护功能。

6) 逆变器保护

逆变器须自带极性反接保护、短路保护、孤岛效应保护、过热保护、直流过载保护、接地保护、电网过欠压、过欠频保护等。逆变器自身应具备低周低压及高周保护，且整定值能够手动调整。同时光伏逆变器设备需能够自动适应电网电压的变化。为避免孤岛引起的安全问题，如线路维护人员人身安全受到威胁、电网供电恢复后会造成相位不同步、孤岛电网与主网非同步重合闸造成操作过电压等问题光伏电站需配置孤岛效应保护。光伏逆变器系统应具备根据系统电压自动调整出口电压。

(11) 计量装置

1#地块预装式变电站出线间隔考虑作为计量关口的设置条件。具体关口点设置由业主与供电企业协商确定。

4#地块电缆分支箱线路两侧均考虑作为计量关口的设置条件。具体关口点设置由业主与供电企业协商确定。

依据《电能计量装置技术管理规程》DL/T448-2016，各级电压母线 PT 二次侧电能计量专用回路，其导线截面应保证在最大负荷运行时，各电能表端的二次电压降不大于 $0.2\%U_e$ 。

本项目按 I 类设置计量装置，装设 0.2S 级双向多功能关口电能表 2 块（1+1 配置），同时表计配置失压无流报警计时功能。

35kV 线路、35kV 动态无功补偿和站用变侧配 0.2S 级多功能双向有无功电度表，回路电流互感器设置 0.2S 级专用计量线圈；站内 380V 侧配置 0.5S 级多功能双向有无功电度表，安装在 380V 配电柜内。

1#地块和 4#地块各配置一套电能量采集终端，通过电能量采集、传送装置，实现变电站电能量数据的采集、处理及远传功能。装置通过 RS485 口与电能表通信，采集电量数据并上送调度端。通道根据接入系统方案确定。

(12) 低压电源

各场站监控系统、照明设备等需接入可靠低压电源，具体接入方式由设计单位现场确定。

1.4.3. 电气设备布置

(1) 光伏发电单元设备布置

每个光伏发电单元配置预装式变电站。本项目各光伏发电单元采用模块化的设计方式，逆变装置位于各光伏发电单元集中区域，使得光伏组件至逆变器的线路短，电能损耗小。预装式变电站布

置靠近道路侧，便于设备运输与安装，变压器可独立安装于户外或单独在预制舱内安装。

（2）集电线路布置

2#、3#、4#地块各光伏发电单元预装式变电站出线采用 35kV 电缆及架空线汇集接入 4#地块新建的电缆分支箱。

1.4.4. 二次系统

（1）控制

光伏监控系统主站负责对光伏系统主要设备获取测量数据和状态信号，并对所得信息作汇总、分析、存贮和报告输出，同时还负责与监控系统之间的联系，实现数据、状态量的传输和控制命令的传达。

（2）测量表计

电气测量表计按《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137-2001 配置。

（3）电能计量 CT/PT 配置

按照有关《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137-2001 规定，电能计量装置应接于电流互感器和电压互感器的专用二次绕组（电流互感器准确级次为 0.2S 级，电压互感器准确级次为 0.2 级），计量专用的电流、电压互感器二次绕组及其二次回路不得接入与计量无关的设备。

（4）全站时钟同步系统

①电缆分支箱应配置 1 套公用的同步对时系统，主时钟双套配置，实现站内所有对时设备的软、硬对时。时钟源优先采用北斗系统。该系统宜具有与地基时钟源接口的能力。

②同步对时系统对时范围：监控系统站控层设备、保护装置、测控装置、自动装置、风电场监控保护系统及其他智能设备等。

③同步对时系统宜输出 IRIG-B(DC) 时码、1PPS、1PPM 或时间报文，条件允许时也可采用 IEC61588 对时方式。

④时间同步装置应具备高精度守时能力，守时性能满足 12 小时内优于 1 μ s/小时。

⑤同步对时系统应具有网络口、RS-232/485 等对时输出口。

⑥各级时间同步监测基于乒乓原理（三时标或四时标）计算时间同步管理者与其他被监测设备之间的时间偏差。调度主站与厂站的时间同步监测精度应不小于 10ms，厂站内部时间同步监测精度应不小于 3ms。

（5）智能辅助控制系统

①图像监视及安全警卫系统

为满足光伏电站安全稳定运行需要，本项目装设一套图像监视及安全警卫系统。

图像监视及安全警卫系统主要用于对光伏电站及变电站中主要设备（如光伏组件、预装式变电站主要出入口等）操作进行远方监视，对设备现场状况定期巡视，安全保卫。系统能对监视场景进行录像，便于事故分析。系统分为光伏场区和变电站两部分。

图像监控系统由控制站、摄像头、电源线、网线等组成。控制站布置于电缆分支箱。

数字录像监控主机具有计算机通信接口，可以接收变电站内区域火灾报警控制系统内任何一点的火警信号，以实现图像监视系统监视画面与火警信号的视频联动，提高变电站的监控水平。监控主机预留远方监视的接口，能实现网络远程报警和录像。

②环境监测系统

环境监测系统具有实时监测日照强度、风速、风向、温度等参数的功能。该装置由风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成。可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参量，其通讯接口可接入计算机监控系统，实时记录环境数据。

（6）抗干扰措施及二次电缆的选择

对变电站二次干扰的主要防护措施分以下几方面：

隔离措施：在互感器的原、副绕组之间装设一个屏蔽层，且屏蔽层与铁芯一起接地，形成隔离变压器，将共模干扰电压经杂散电容引至屏蔽层入大地，防止或减少对二次设备的干扰。

滤波措施：将滤波电容器与非线性的电阻元件并联组成浪涌吸收器，以抑制共模和差模干扰。滤波器按其处理信号的类别，可以分为信号选择滤波器与电磁骚扰抑制滤波器两类。

接地：接地既是抗干扰的措施，也是安全的重要措施。正确的接地能够抑制外部电磁干扰的影响，也能防止电子电气设备向外部发射电磁波。

除此外，间隔层装置不应要求其交、直流输入回路外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求，其本身的电磁兼容性能应达到下表的等级要求。

计算机监控系统间隔层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	静电放电抗扰度	GB/T17626.2	3级
2	辐射电磁场抗扰度	GB/T14598.9	3级
3	快速瞬变抗扰度	GB/T17626.5	3级
4	浪涌（冲击）抗扰度	GB/T17626.4	3级

5	射频场感应的传导骚扰抗扰	GB/T17626.6	3 级
6	工频磁场抗扰度	GB/T17626.8	4 级
7	1MHz 脉冲群抗扰度试验	GB/T14598.13	3 级
8	阻尼震荡磁场抗扰度	GB/T17626.10	3 级
9	振荡波抗扰度	GB/T17626.12	2 级（信号端口）

控制电缆使用 KVVVP 铜芯聚氯乙烯绝缘护套编制屏蔽控制电缆。根据使用场所的不同，选择不同截面的控制电缆。电流量以及电源选用截面 4mm^2 的电缆，电压量以及控制回路选择 2.5mm^2 的电缆，其余信号量选择 1.5mm^2 的电缆。

在二次设备预制舱电缆沟内，按屏柜布置的方向敷设 100mm^2 的专用首末端连接的铜排，形成二次设备预制舱的等电位接地网。保护屏柜下部应设有截面不小于 100mm^2 的接地铜排，屏柜上装置的接地端子应用截面不小于 4mm^2 的多股铜线和接地铜排相连，接地铜排应用截面不小于 50mm^2 的铜缆与保护室内的等电位接地网相连。各屏柜的总接地铜排应首末可靠连接成环网，并仅在一点引出与电力安全接地网相连。

电流互感器的二次回路必须有且只能有一点接地，一般在端子箱经端子排接地。电压互感器的二次回路只允许有一点接地，接地点设在二次设备间内，为保证接地可靠，各电压互感器的中性线不得接有可能断开的开关或熔断器等。已在二次设备预制舱一点接地的电压互感器二次线圈，在开关场将二次线圈中性点经放电间隙或氧化锌阀片接地，应经常维护检查防止出现两点接地的情况。

1.5. 工程进度节点计划

计划总工期120天，计划开工日期为2024年3月1日（具体开工日期以招标人或监理人通知为准），计划2024年5月31日实现首批并网，计划2024年6月30日实现全容量并网。缺陷责任期：24个月。

1.6. 安全文明施工

1.6.1. 承包人的安全保护责任

（1）承包人应根据国家有关法律、法规的规定建立健全安全生产体系，落实安全生产责任制，认真履行安全生产法律主体责任。

（2）承包人应坚持“安全第一，预防为主，综合治理”的方针，建立、健全安全生产责任制，制定各项安全生产规章制度和操作规程，建立完善的施工安全生产设施，健全安全生产保证体系，加强监督管理，切实保障全体人员的生命和财产安全。

承包人须按本合同《合同条款》规定履行其安全保护职责。承包人应在与发包人签订《安全生

产协议书》后的 28 天内编制一份本合同工程施工安全措施文件报送监理人审批，其内容应包括安全机构的设置、专职人员的配备以及防火、防毒、防噪声、防坠落、防洪、救护、警报、治安、爆破、民爆器材管理及交通安全管理等的安全措施。

（3）承包人应加强安全生产宣传和教育培训工作，对全体员工（包括临时工和外协工）严格执行三级安全教育、班前会和安全交底制度。应编印安全防护手册发给全体职工。工人上岗前应进行安全操作的考试和考核，合格者才准上岗。特种作业人员必须持有效作业证上岗，并建立台帐，实行动态管理。

（4）承包人必须遵守国家颁布的有关安全规程及发包人（或监理人）制订的各项安全文明管理制度或规定。若承包人责任区内发生安全事故时，承包人应按《生产安全事故报告和调查处理条例（中华人民共和国国务院令 493 号）》相关条款的要求进行报告，并在事故发生后 2h 内（同时）向监理人及发包人提交事故情况的书面报告（事故快报）。

（5）承包人应加强对危险作业的安全管理，建立独立的安全管理部门和车辆管理机构，并配备足够的安全管理专职人员。

（6）承包人必须做好安全标准化工作，安全防护设施必须满足国家和行业标准要求，承包人应为施工作业人员配置必需的劳动保护用品。承包人应对其施工安全措施不到位而发生的安全事故承担责任

（7）承包人应接受和配合发包人、监理人对其安全生产工作的检查和现场安全隐患排查，按照发包人、监理人提出的整改要求认真整改落实，并接受发包人、监理人依据相关管理制度对其违章行为实施的处罚。

1.6.2. 安全措施

（1）安全措施由安全文明施工措施、专项安全技术措施两部分组成：

安全文明施工措施费即通常所称的常规安全措施费，指承包商按照国家有关规定和施工安全标准，建立健全安全生产管理体系，购置施工安全防护用具，落实安全施工措施，改善安全生产条件，履行法定安全管理义务，加强安全生产管理等所需的费用。具体如下：

- 1）建立健全安全生产管理体系，配置足够且合格的安全管理人员，管理体系有效运行；
- 2）建立完善的安全管理制度并严格执行；
- 3）建立安全生产责任制，理顺管理关系，层层落实安全责任；
- 4）做好安全教育培训和宣传工作，落实好“三级安全教育”制度；

5) 按照安全标准化要求做好现场安全设施的设计、实施、维护工作，创造现场安全的施工环境；

6) 按规定召开各类、各级安全会议；

7) 按规范做好施工技术措施、安全技术措施，并对相关人员进行安全交底；

8) 按规定做好特种设备及特种作业人员安全管理；

9) 按规定做好安全检查与隐患排查治理、反违章工作，做好生产现场安全管理工作，有效消除安全隐患；

10) 做好施工安全性评价和危险源管理工作；

11) 按要求做好劳动防护和职业健康管理；

12) 按要求做好应急管理工作；

13) 做好外包工程安全管理；

14) 严格按照规定做好安全事故报告、调查与处理等工作；

15) 开展安全生产达标投产、安全生产标准化建设和达标评级等工作；

16) 内部开展安全考核与奖惩工作；

17) 其他与安全生产直接相关的费用。

安全文明施工措施费使用按国家和行业有关规定及合同条款要求办理。

(2) 专项安全技术措施

要求对危险性较大的分部分项工程编制专项安全技术措施，超过一定规模的，承包人需组织专家评审。

(3) 劳动保护

承包人应按照国家劳动保护法的规定，定期发给在现场施工的工作人员必需的劳动保护用品，如安全帽、水鞋、雨衣、手套、手灯、防护面具和安全带等。承包人还应按照劳动保护法的有关规定发给特殊工种作业人员的劳动保护津贴和营养补助。

承包人应按照发包人的规定配置安全帽等个人防护用品，保证现场管理规范有序。承包人所有人员佩戴安全帽的颜色为黄色，进入生产现场的安全检察和质检人员使用的安全帽分别在帽正面印“安全监察”和“质检”字样。

(4) 照明安全

承包人应在施工作业区、施工道路、临时设施、办公区和生活区设置足够的照明，其照明度应

不低于《最低照明度的规定数值》表的规定。

表 1.6-1 最低照明度的规定数值

序号	作业内容和地区	照明度
1	一般施工区、开挖和弃渣区、道路、堆料场、运输装载平台、临时生活区道路	30
2	混凝土浇筑区、加油站、现场保养场	50
3	室内、仓库、走廊、门厅、出口过道	50
4	地弄和一般地下作业区	50
5	安装间、地下作业掌子面	110
6	一般施工辅助工厂	110
7	特殊的维修间	200

(5) 接地及避雷装置

凡可能漏电伤人或易受雷击的电器及建筑物均应设置接地或避雷装置。承包人应负责避雷装置的采购、安装、管理和维修，并建立定期检查制度。

(7) 消防

1) 电气消防

主要从电缆选型与布置上防止火灾发生及阻止电缆延燃。具体措施如下：动力电缆均采用干式阻燃型电缆，电缆穿越楼板、隔墙的孔洞和进出开关柜、配电柜、控制柜、自动装置柜和继电保护柜等的孔洞均采用非燃烧材料进行封堵。动力电缆和控制电缆分层排列敷设，动力电缆上、下电缆层之间装设耐火隔板，其耐火极限不应低于 0.5 小时。

2) 施工消防

建立安全消防领导小组，组织职工建立义务消防队。对进入本工程现场施工的所有单位，不论总包分包形式如何，均应签订消防安全责任书，并加强对分包单位的监督作用。

承包人安排专人定期检查、管理灭火器具，做好各类安全生产，如实反映现场安全生产管理状况，凡是检查中发现的问题，必须定人、定时间、定措施整改，整改后进行验证，消除事故隐患。

承包人应负责做好其自己辖区内的消防工作，配备一定数量的常规消防器材，并对职工加强消防意识教育，进行消防安全训练。承包人还应对其辖区内发生的火灾及其造成的人员伤亡和财产损

失负责。

3) 施工现场临时生活区防火安全管理

临时生活区应与施工主体建筑保持足够的防火间距，在防火间距内严禁放材料。临时生活区内严禁使用电炉和乱拉乱接电线，禁用大功率灯泡照明或碘钨灯。临时生活区每幢配备 2 具干粉灭火器。

4) 现场防火要求

现场四周道路必须保证消防边道畅通。配电间配置二氧化碳气体灭火器。临时施工仓库每 25m² 面积配置不少于一具干粉灭火器。

5) 灭火预案

在施工前，必须拥有灭火预案，由承包方组织建立并实施，其中包括疏散、报警、灭火、断电、防爆、救护等流程。

(8) 洪水和地质灾害、气象灾害的防护

承包人应根据发包人提供的水情和有关部门提供的气象预报，做好洪水和气象灾害的防护工作。一旦发现有可能危及工程和人身财产安全的洪水和气象灾害的预兆时，承包人应立即采取有效的防洪和防灾措施，以确保工程和人员、财产的安全。

发包人 or 委托监理人在每年汛期组织承包人和有关单位进行防汛检查，并负责统一指挥全工地的防汛和抗灾工作。承包人具体负责其管辖范围内的防汛和抗灾等工作，按发包人的要求和监理人的指示，做好每年的汛前检查，配置必要的防汛物资和器材，按合同规定做好汛情预报和安全度汛工作。

(9) 信号

承包人应在施工区内设置一切必需的信号装置，包括：1) 标准道路信号；2) 报警信号；3) 危险信号；4) 控制信号；5) 安全信号；6) 指示信号。

承包人应负责维修和保护施工区内自设或发包人设置的所有信号装置，并按监理人的指示；经常补充或更换失效的信号装置。

(10) 安全防护手册

承包人应编制适合本工程需要的安全防护手册，其内容应遵守国家颁布的各种安全规程。承包人应在收到开工通知后 28 天内将手册的复制清样提交监理人。安全防护手册除发给承包人全体职工外，还应发给发包人、监理人，安全防护手册的基本内容应包括（但不限于）：

- 1) 防护衣、安全帽（黄色）、防护鞋袜、安全衣、及防护用品的使用；
- 2) 各种施工机械的使用；
- 3) 汽车驾驶安全；
- 4) 用电安全；
- 5) 灌浆作业的安全；
- 6) 模板、脚手架作业的安全；
- 7) 混凝土浇筑作业的安全；
- 8) 机修作业的安全；
- 9) 压缩空气作业的安全；
- 10) 高空作业的安全；
- 11) 焊接作业的安全和防护；
- 12) 意外事故和火灾的救护程序；
- 13) 防洪和防气象灾害措施；
- 14) 信号和告警知识；
- 15) 其它有关规定。

1.7. 环境保护和水土保持

1.7.1. 说明

(1) 范围

本章规定适用于与本合同有关的施工期间生产生活区的环境保护与水土保持的有关作业，主要工作范围包括（但不限于）：1) 临时砂石料加工系统/临时混凝土拌合系统废水处理；2) 施工废水处理；3) 与本标有关生活营地区（除发包人提供的生活营地）的生活污水处理；4) 本标范围内的大气环境保护；5) 本标范围内的声环境保护；6) 本标施工区及生活区的固体废弃物处理；7) 本标生态环境保护；8) 本标施工区施工期人群健康保护；9) 本标所使用的施工场地区的水土保持；10) 施工结束后的场地清理；11) 机修及汽修废水、废油处理；12) 本标范围内的珍稀动植物保护/文物古迹保护。

(2) 承包人责任

1) 承包人必须遵守国家 and 地方有关环境保护和水土保持方面的法律、法规和规章，按照有关环境保护、水土保持的通用合同条款、技术规范要求、本工程环境影响报告书和水土保持方案报告

书及两报告批复意见的相应要求，做好施工区及生活营地区的环境保护与水土保持工作，接受国家和地方环境保护与水行政主管部门的监督检查，接受工程监理和环保水保（环境）监理的监督管理。

2）施工承包人须与发包人现场管理机构签订《环境保护与水土保持工作协议书》，严格履行协议书所规定的责任和义务，同时须遵守发包人颁发的各项环保水保管理制度。

3）承包人应在工程签约 28 天内编制其承担的工程施工合同的环保水保措施文件报送监理人审批，其内容应包括机构的设置、专职人员的配备、制定的制度以及本标范围内的主要环保措施分析和实施计划。

4）承包人违反国家和地方有关环境保护与水土保持方面的法律、法规、规章及本合同规定，造成环境污染（生态破坏）、水土流失、人员伤害和财产损失的，由承包人承担责任并负责赔偿；引起的行政处罚由承包人承担，发包人同时给予违约处罚。

5）由于承包人的过失、疏忽，或者未及时按图纸规定和监理人指示做好环境保护与水土保持工程措施，导致需要另外采取措施时，这部分额外所增加的工作费用由承包人负担，因此引起工期的延误由承办人负责。

6）承包人应接受发包人指定单位进行本标范围内的环境监测和水土保持监测，并对监测所反映的问题进行整改，直至满足相关要求。

7）本合同工程完工后，承包人应按照合同规定，对永久设施的挡墙、护坡、排水洞进行修补、疏通，及时拆除临建设施，完善相应的挡护、排水设施，进行恢复，并提交承包人《工程施工总结报告》《工程环境保护、水土保持工作总结报告》后方能退场。

8）对于在施工中发生的环境保护和水土保持问题的争议，按《专用合同条款》“争议的解决”执行。

（3）主要提交文件

1）环境保护及水土保持措施

承包人应在编报施工总布置设计文件的同时，编制本标在施工期间与本标有关的生产、生活区的环境保护和水土保持措施计划，报送监理人审批。其内容应包括（但不限于）：自建临时营地的生活供水和生活污水处理，施工生产废水（混凝土拌和系统废水、机修含油废水等）处理，施工区粉尘、废气的削减，施工区噪声控制，固体废弃物处理，人群健康保护，自建施工临时营地区的场地周边截、排水措施，本合同场内施工道路的水土保持，完工后的场地清理规划和恢复措施，本标

范围内渣场、开挖边坡、施工生产区、临时用地、施工道路的水土保持措施。

2) 完工验收资料

环境保护措施质量检查及验收报告，水土保持措施质量检查及验收报告，环境保护、水土保持工作总结报告，监理人要求提供的其它资料。

1.7.2. 环境保护

(1) 生活供水及生活废水处理

1) 生活供水要求

承包人生活营地区的生活用水由承包人自行解决，其饮用水水质应符合要求。

承包营地生活用水水质检测等工作由承包人自行负责。

2) 生活污水处理

承包人需在生产区、临时生活区设置足够数量的环保厕所，负责建设、运行和维护本合同承包人自建临时营地的生活污水收集及处理系统，并将污水处理后回用，不得将生活污水直接排入天然水体，达到生活污水“零排放”标准。

(2) 生产废水处理

1) 说明

承包人有责任在本标范围内建造和维护排水系统。

工程开工前 14 天，承包人应将废水处理系统的设备类型、制定的施工计划以及维护系统运行的措施提交发包人和监理人审查。

承包人应密切配合发包人、监理人和行政主管部门对其污水处理设备、防污措施及拟采用的施工方法等进行检查和检测。

承包人应防止各种废水、污泥等流到邻近的土地或水体，由此引起的纠纷及各种损失和费用均由承包人承担。

2) 混凝土拌和系统/砂石料加工系统废水处理

由承包人负责建设混凝土系统的废水收集、废水处理、废水回用系统，并维护系统的正常运行。所有废水应处理后达标排放。

实行雨污分流，完善废水处理系统的污水收集管网，将本标混凝土系统内经常性排放废水收集后统一处理。

各废水处理系统的布置根据承包人设计的混凝土系统布局合理布设，废水处理系统由承包人负

责设计、施工、运行维护及完工后拆除。

废水处理系统污泥需进行必要的脱水处理后运至弃渣场堆存。一旦发现污泥处理不当，承包人必须采用发包人认为必要的额外措施，将进入河道及排水系统的污泥予以清除。

3) 机修及汽修系统废水处理

由承包人根据本标机修及汽修系统的规模自建机修及汽修系统废水收集、处理及回用系统。

实施雨污分流，完善废水收集管道，对含油较高的机修废水选用隔油池进行油水分离排放。

系统污泥不得任意堆存，应脱水处理后运至弃渣场处理。一旦发现污泥处理不当，承包人必须采用发包人认为必要的额外措施，对进入河道及排水系统的污泥予以清除。

废水经处理后回用，其主要污染物应达到生活杂用水水质标准限值见下表：

生产污水处理后的限值标准

污染物名称	PH	SS	石油类
浓度限值	6—9	≤10mg/L	≤1mg/L

(3) 空气污染控制

施工区粉尘的削减

1) 工程开工前 14 天，承包人应根据施工设备类型制定除尘实施细则提交发包人和监理人审查、批准。

2) 承包人应密切配合发包人和监理人对其施工设备、除尘装置和拟采用的施工方法等进行检查和审核。

3) 承包人在制定施工计划、施工方法、除尘措施以及进行施工时，委派环保专职人员监督实施。施工期间，保证在施工场界附近的总悬浮颗粒物（TSP）的浓度值控制在其标准值内。

环境空气总悬浮颗粒物（TSP）的浓度限值

污染物名称	《大气污染综合排放标准》（GB16297-1996）二级
TSP（mg/m ³ ）	0.3（日平均）
氮氧化物 NO _x （mg/m ³ ）	0.12（NO _x ）
二氧化硫 SO ₂ （mg/m ³ ）	0.40

4) 承包人在制定施工计划、施工方法、除尘措施以及进行施工时，应充分考虑 TSP 对空气的污染，委派环保专职人员监督实施，保证施工场界和敏感受体附近的 TSP 浓度能达到上表所

述的国家的控制标准，并确保下列措施的实施：

施工期间，除尘设备应与生产设备同时运行，并保持良好运行状态。

选用低尘工艺，钻孔要安装除尘装置。

混凝土系统配置除尘装置，定期检查除尘装置的运行情况，及时更换和修理无法运行的除尘设备。

承包人应尽量避免将易产尘物料储存或堆放在敏感受体附近。

在取得发包人许可前，承包人不得任意安装和使用对空气可能产生污染的锅炉、炉具等，以及产生烟尘或其它空气污染物的燃料，减少用煤量。承包人也不得在工地焚烧残物或其它废料。

施工场地内应限制卡车、推土机车速以减少扬尘。

承包人应经常清扫施工场地，保持场地的清洁，并充分地向多尘工地洒水，以避免施工场地及机动车在运行过程中产生扬尘。道路每天至少洒水四次，施工现场每天至少洒水两次。

散装水泥、粉煤灰应由封闭系统从罐车卸载到水泥储存罐，所有出口应配有袋式过滤器。

用以运输可能产生粉尘物料的敞蓬运输车，其车厢两侧及尾部均应配备挡板，可能产生粉尘物料的堆放高度不得高于挡板，并用干净的雨布加以遮盖。

车辆运行路线和施工工地的布置应尽量远离敏感受体。

交通废气与粉尘的消减：

A. 施工期间，各施工作业点空气污染物排放应遵守《大气污染综合排放标准》（GB16297—1996）的二级排放标准（见下表）。

空气污染物排放浓度限值

污染物名称	《大气污染综合排放标准》（GB16297—1996）二级
二氧化氮 NO ₂ （mg/m ³ ）	0.12
二氧化硫 SO ₂ （mg/m ³ ）	0.40
铅化物（ug/m ³ ）	6.0

B. 为保证施工场界和敏感受体附近的 NO₂、SO₂、铅化物浓度能达到国家的控制标准，承包人应确保下列措施的实施：

排污量大的车辆及燃油机械设备需配置尾气净化装置。

承包人需做好本标场内临时道路的洒水降尘工作。

执行《在用汽车报废标准》，推行强制更新报废制度。

承包人有责任设计和实施以上相应的空气污染控制措施，并承担有关的一切费用。

（4）噪声污染控制

1）工程开工前 14 天，承包人应根据其准备使用的施工或运输机械设备的类型、施工方法，制定降低噪声的方法和措施提交发包人和监理人审查、批准。

2）承包人应密切配合发包人和监理人对其降噪措施进行检查和检测。

3）施工期间，承包人应遵守《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011），对施工场地产生的噪声加以控制。

4）承包人于施工期间除按上述标准控制施工场地噪声外，还应禁止任何持续的高强噪声的操作。

5）承包人在制定施工计划、施工方法及降噪措施时，应充分考虑噪声对周边其它环境敏感点的影响，委派环保专职人员监督实施，使施工场界和敏感受体的噪声水平能达到国家噪声控制标准，并且确保下列措施的实施：

施工期间，承包人应将动力机械设备合理分布在施工场地，应尽量避免在敏感受体附近同时布置或运行多套动力机械设备。

施工期间，承包人应于施工场地与周边地区和敏感受体之间合理安装声障设施，以有效阻隔噪声向施工场地周边和敏感受体的方向传播。采用的声障设施要设计合理、性能优良、坚固耐用。声障的设计应于施工前 14 天送交发包人和监理人审查通过。

加强设备的维护和保养。各种动力机械设备暂时不用时应关机。

混凝土生产系统的空压机应设置消声器。振动大的机械设备使用减振机座降低噪声。

严禁在施工场界内使用气喇叭。

承包人应采取必要的预防措施保障职工的听力健康。

对施工人员应采取可靠的防护措施：配带耳塞或耳罩、耳棉。常见防护用品如下表所示。注意施工人员的合理作息，增强身体对环境污染的抵抗力。加强对施工人员的操作培训，减少突发事件和突发噪声的发生。

6）承包人有责任设计和实施以上相应的声污染控制措施，并承担有关的一切费用。

（5）固体废弃物处理

固体废物包括生活、生产垃圾和施工弃渣。

1) 本标范围内产生的生活垃圾由承包人负责收集、运输及处理。承包人应设置必要的生活卫生设施（垃圾筒等），及时清扫生活垃圾，并将其定期统一运往垃圾填埋场进行填埋处理。

2) 机械修理及汽修等产生的生产垃圾含有较多的金属类废品，其中部分仍具有一定的回收价值，由承包人负责尽可能回收利用处理。其它生产垃圾统一运至垃圾填埋场进行填埋处理。

3) 施工弃渣

承包人应按本合同技术条款的有关规定和监理人的指示做好施工弃渣（土）的处理，严格按指定的渣场弃渣，并采取碾压、挡护等措施，承包人不得任意堆放弃渣，严禁向公路边坡及河道乱弃渣，防止和减少水土流失。否则按违约处理，由此发生的一切费用由承包人自行承担。

对因施工造成场地塌滑、毁坏林草和场地造成泥沙漫流等问题，承包人应接受发包人、监理人及水行政主管部门的监督检查，并及时、无条件地进行处理，由此发生的一切费用由承包人自行承担。

(6) 有毒有害和危险品

承包人应按规定，对有毒有害和危险品严格管理，防止污染事故和安全事故的发生，由承包人的原因引起的损失和相关责任由承包人承担。

1.7.3. 生态环境保护

(1) 陆生动植物及资源保护

本合同陆生动植物及资源保护工程范围为本标施工区及生活区，在施工期间承包人有义务明确以下保护措施：

- 1) 承包人开始在施工场地内砍树和清除表土的工作以前，应得到发包人和监理人的认可；
- 2) 承包人严禁在本标划定的施工区范围外砍伐树木；
- 3) 未经发包人和监理人批准，承包人不得于施工区附近的任何地点倾倒废弃物。

(2) 景观与视觉保护要求

- 1) 施工期间，承包人应负责生产场地（对于部分空闲的可以进行绿化的施工临时用地）的绿化、美化工作，改善生活环境，保证环境优美；
- 2) 各种临时停放的机械车辆应停放整齐有序；
- 3) 各种临时施工设施（如：临时住房、仓库、厂房等）在设计及建造时应考虑美观和与周围环境协调的要求；
- 4) 弃土运输道路应远离视觉敏感受体。

1.7.4. 人群健康保护

承包人对本标工程施工区和生活区内的卫生及施工人员的健康应确保以下措施：

（1）在工程施工人员进入生活区和作业面前，委托或配合施工区医疗卫生机构进行卫生清理，采取消毒、杀虫、灭鼠等卫生措施，并对饮用水进行消毒。

（2）对施工进驻人员，做好短期疫情监测，并采取有效措施减少感染者。

（3）职工食堂应严格执行《中华人民共和国食品卫生法》相应条款。

（4）所有传染病人、病原携带者和疑似病人一律不得从事易于使该病传播的职业或工种。

进行与本合同有关的施工区及生活区疾病预防及急救措施发生的费用由承包人承担。

（5）水土保持措施

本合同负责本标涉及的施工场地（永久区及临时区）、施工使用道路及所使用的渣场的水土保持工程措施，并进行工程结束后的场地清理。

1）施工场地

承包人应自觉保护施工场地周围的林草和水土保持设施，尽量减少对地表的扰动，避免或减少由于施工造成的水土流失。

承包人应根据施工特点，对施工场地（包括永久、临时场地）事先采取水土保持措施。

按合同规定采取有效措施做好本标合同范围内工程项目的开挖支护、排水、固结灌浆、混凝土浇筑、挡护及排水等工程防护措施。做好混凝土拌和区、工程开挖边坡、施工生活区等临时建筑周围截水、排水，开挖边坡支护、挡护等工程防护措施。

2）场内交通设施

承包人在弃渣运输时应采取防泄漏措施，对出现的部分渣料遗撒情况，予以必要的清理或回收。

对由本合同承包人负责修建的场内交通公路边坡采取有效的水土流失防治措施。

3）渣场

本标在弃渣场使用期间，应确保做好以下水土保持措施：

弃渣运输采取防泄漏措施。

承包人施工期间应始终维护工地的良好排水状态，防止降雨对施工场地地表的冲刷，包括事先设置排水沟、涵洞（管）等。

开挖料如临时堆放，承包人应选择不易受径流冲刷侵蚀的场地，并在其周边修建临时排水沟引

排周边汇水，必要时选择土工布遮盖。

因承包人未设置足够的排水设施致使环境及工程遭受破坏时，其责任由承包人自负。

严格控制堆渣程序，保证堆渣边坡坡度。

承包人需服从监理人的协调和负责渣场维护及管理的承包人指挥。

1.7.5. 场地清理

场地清理范围包括本标范围内的临时施工场地及监理人指定的其他场地，并需经监理人检验合格为止。

（1）在每一施工工区，当施工结束后，承包人应及时拆除各种临时设施（沉淀池等）、地面以上部分临时建筑结构。

（2）承包人使用的所有材料和设备按计划撤离现场，工地范围内废弃的材料、设备及其他生产垃圾应全部统一按监理人指定的地点和方式处理。

（3）对施工区内的排水沟道、挡护措施等水土保持设施在撤离前应进行疏通和修整。

（4）按合同要求及监理人指示拆除其他有关设施及结构，及时进行场地清理。

1.7.6. 环境保护与水土保持设施的验收

（1）工程环境保护、水土保持专项设施的竣工验收分别按国家《建设项目环境保护设施竣工验收管理规定》和《开发建设项目水土保持设施验收管理办法》的有关规定执行。

（2）施工场（区）内的专项环境保护、水土保持设施的验收由监理人组织，邀请有关部门参加并签署意见。专项环境保护与水土保持设施验收不合格的不能投产使用。

2. 性能保证

2.1 投标人提供的项目土建和系统集成应能满足招标人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人不能达到以下技术指标，招标人将对投标人进行罚款。如果整个工艺过程不能满足运行保证中所许诺的要求，则投标人应负责修理、替换或者处理所有的物料、设备或其它，以便满足运行保证要求。这部分费用由投标人负责（包括修理、替换或者处理、拆卸和安装所需要的人员费用）。在完成修理、替换或者其它处理后，整个工艺过程应按合同重新进行试验，费用由投标人负责。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、替换或者其它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，费用由投标人负责。

2.2 第一次运行试验完全成功后的 5 年时间里，如果投标人所提供的光伏发电系统的设备和部件出现故障，投标人应负责修理或替换，直至招标人完全满意，费用由投标人负责。

2.3 主要性能保证

在设计工况下，投标人应确保下列技术指标，当由第三方所做的性能试验证明投标人不能达到以下技术指标，且是由于投标人提供的设备或投标人施工质量原因导致，投标人承担相应的违约责任。

投标人供货的控制系统应能自动计算实时发电效率（详见本章附件十一），并对整个发电系统的设备进行适当选择与匹配，以确保发电系统效率。光伏组件性能试验（试运行）期间，投标人应确保光伏发电效率： $\geq 80\%$ ，或按《光伏发电工程验收规范》执行。

2.4 设备性能保证

2.4.1 本工程所有设备产品内容包括设计、结构、性能、安装、试验、调试及现场服务和技术服务。所有设备、备品备件，包括从第三方获得的所有附件和设备，均应遵照最新版本的行业标准、国家标准（GB）和 IEC 标准及招标人企业标准。各标准不一致时，以最高标准为准。

2.4.2 本工程验收严格按照国家和地方关于并网光伏发电系统验收标准和规范执行。

3. 勘察设计要求

3.1. 勘察设计范围

本工程的所有勘察设计。勘察设计范围为建设功能完整的分布式光伏项目，主要包括光伏安装区域勘察设计、通讯及控制系统等的勘察设计；初步设计阶段包括但不限于设备技术规范书、材料清单、工程量清单等；施工图设计阶段包括但不限于计算书、采购设备图纸文件、竣工图编制；编制安全设施设计专篇、职业卫生防护设施设计专篇、环境保持设计、电站组件清洁维护专篇等；施工图技术交底、派出设计代表驻场并解决现场施工出现的与设计相关的技术问题等现场服务工作等。

3.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》国务院令 第 253 号
- (2) 《建设工程质量管理条例》国务院令 第 279 号
- (3) 《建设工程安全生产管理条例》国务院令 第 393 号
- (4) 《生产安全事故报告和调查处理条例》国务院令 第 493 号
- (5) 《电力安全事故应急处置和调查处理条例》国务院令 第 599 号
- (6) 《建筑起重机械安全监督管理规定》建设部令 第 166 号
- (7) 《劳动防护用品监督管理规定》安监总局令 第 1 号
- (8) 《实施工程建设强制性标准监督规定》建设部令 第 81 号
- (9) 《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 第 28 号
- (10) 《工程建设标准强制性条文 电力工程部分》中电联标准（2012）16 号
- (11) 《特种设备质量监督与安全监察规定》国家质量技术监督局令 第 13 号
- (12) 《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168-2018
- (13) 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169-2016
- (14) 《钢筋混凝土用钢》GB 1499.1-2017
- (15) 《通用硅酸盐水泥》GB 175-2007
- (16) 《工程测量标准》GB 50026-2020
- (17) 《电弧焊焊接工艺规程》GB/T 19867.1-2005
- (18) 《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300-2013

- (19) 《电气装置安装工程质量检验及评定规程 第1部分：通则》DL/T 5161.1-2018
- (20) 《建筑地基基础工程施工质量验收标准》GB 50202-2018
- (21) 《建筑基坑支护技术规程》JGJ 120-2012
- (22) 《建筑边坡工程鉴定与加固技术规范》GB 50843-2013
- (23) 《混凝土结构设计规范（2015年版）》GB 50010-2010
- (24) 《普通混凝土用砂、石质量及检验方法标准》JGJ 52-2006
- (25) 《水工混凝土外加剂技术规程》DL/T 5100-2014
- (26) 《公路工程混凝土配合比设计规程》DB 33/T999-2016
- (27) 《钢结构连接施工图示（焊接连接）》15G909-1
- (28) 《光伏电站施工规范》GB 50794-2012
- (29) 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169-2016
- (30) 《钢结构设计标准》GB 50017-2017
- (31) 《光伏电站设计规范》GB 50797-2012
- (32) 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018-2002
- (33) 《建筑抗震设计规范（附条文说明）（2016年版）》GB 50011-2010
- (34) 《建筑结构荷载规范》GB 50009-2012
- (35) 《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212-2014
- (36) 《建筑结构制图标准》GB/T 50105-2010
- (37) 《涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的目视评定 第1部分：未涂覆过的钢材表面和全面清除原有涂层后的钢材表面的锈蚀等级和处理等级》GB/T 8923.1-2011
- (38) 《通用冷弯开口型钢》GB/T 6723-2017
- (39) 《结构用冷弯空心型钢》GB/T 6728-2017
- (40) 《冷弯型钢通用技术要求》GB/T 6725-2017
- (41) 《钢结构制作工艺规程》DG/TJ 08-216-2007
- (42) 《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2011
- (43) 《光伏（PV）系统电网接口特性》GB/T 20046-2006
- (44) 《低压配电设计规范》GB 50054-2011
- (45) 《电力工程制图标准 第1部分：一般规则部分》DL/T 5028.1-2015

- (46) 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057-2010
- (47) 《交流电气装置的接地设计规范》 GB/T 50065-2011
- (48) 《建筑设计防火规范（2018 年版）》 GB 50016-2014
- (49) 《电力设施抗震设计规范》 GB 50260-2013
- (50) 《电力工程电缆设计标准》 GB 50217-2018
- (51) 《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 50171-2012
- (52) 《绝缘配合 第 1 部分：定义、原则和规则》 GB/T 311.1-2012
- (53) 《3~110kV 高压配电装置设计规范》 GB 50060-2008
- (54) 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》 GB/T 50062-2008
- (55) 《远动设备及系统 第 5 部分：传输约规 第 103 篇：继电保护设备信息接口配套标准》 DL/T 667-1999
- (56) 《继电保护和安全自动装置基本试验方法》 GB/T 7261-2016
- (57) 《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 11287-2000
- (58) 《电力系统继电保护及安全自动装置柜（屏）通用技术条件》 DL/T 720-2013
- (59) 《远动设备及系统 第 5-601 部分：配套标准一致性测试用例》 DL/T 634.5601-2016
- (60) 《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 15153.2-2000
- (61) 《信息技术设备 安全 第 23 部分：大型数据存储设备》 GB 4943.23-2012
- (62) 《电力系统实时数据通信应用层协议》 DL/T 476-2012
- (63) 《多功能电能表通信协议》 DL/T 645-2007
- (64) 《电测量及电能计量装置设计技术规程》 DL/T 5137-2001
- (65) 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》 GB/T 50147-2010
- (66) 《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》 GB/T 50148-2010
- (67) 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》 GB/T 50150-2016
- (68) 《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》 GB 50168-2018
- (69) 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》 GB 50169-2016
- (70) 《电气装置安装工程 旋转电机施工及验收标准》 GB 50170-2018

- (71) 《电气装置安装工程 电力变流设备施工及验收规范》 GB 50255-2014
- (72) 《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》 GB 50254-2014
- (73) 《低压配电设计规范》 GB 50054 -2011
- (74) 《低压直流电源设备的性能特性》 GB/T 17478-2004
- (75) 《光伏器件》 GB/T 6495
- (76) 《电磁兼容 试验和测量技术》 GB/T 17626
- (77) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》 DL/T 620-1997
- (78) 《交流电气装置的接地设计规范》 GB/T 50065-2011
- (79) 《高压配电装置设计规范》 DL/T 5352-2018
- (80) 《继电保护和安全自动化装置技术规程》 GB/T 14285-2006
- (81) 《电气装置安装工程 起重机电气装置施工及验收规范》 GB 50256-2014
- (82) 《工业金属管道工程质量验收规范》 GB 50184-2011
- (83) 《建筑防腐蚀工程施工规范》 GB 50212-2014
- (84) 《电气装置安装工程 爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》 GB 50257-2014
- (85) 《机械设备安装工程施工及验收通用规范》 GB 50231-2009
- (86) 《工业金属管道工程施工规范》 GB 50235-2010
- (87) 《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》 GB 50236-2011
- (88) 《钢结构工程施工规范》 GB 50755-2012
- (89) 《光伏发电工程施工组织设计规范》 GB/T 50795-2012
- (90) 《光伏发电工程验收规范》 GB/T 50796-2012

4. 总图布置

4.1. 工作范围

见招标公告和投标人须知。

4.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《火力发电厂总图运输设计规范》DL/T 5032-2018
- (2) 《建筑设计防火规范（2018 年版）》GB 50016-2014
- (3) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229-2019
- (4) 《公路工程技术标准》JTG B01-2014
- (5) 《公路路线设计规范》JTG D20-2017
- (6) 《公路路基设计规范》JTG D30-2015
- (7) 《厂矿道路设计规范》GBJ 22-1987
- (8) 《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061-2010

4.3. 光伏场区

（1）1#地块

总装机容量不少于 2919.54kWp，采用不低于 570Wp 单晶硅双玻光伏组件。

（2）2#地块

总装机容量不少于 4352.52kWp，采用不低于 570Wp 单晶硅双玻光伏组件。

（3）2#地块

总装机容量不少于 8580.78kWp，采用不低于 570Wp 单晶硅双玻光伏组件。

（4）2#地块

总装机容量不少于 8754.06kWp，采用不低于 570Wp 单晶硅双玻光伏组件。

4.3.1. 一般要求

（1）投标人应根据设计图纸及设计原则要求，对光伏场区总平面布置进行必要的平整及优化布置。

（2）光伏组件布置应结合现场具体情况布置。

（3）电站所有发电区域由围栏封闭，道路通向各区域时设进出口简易钢大门，围栏为成品简易围栏，高度不低于 1.8 米。

4.3.2. 光伏组件布置原则

光伏组件布置原则如下：

电站光伏组件全部采用固定式支架安装。光伏阵列结合用地范围和地形情况，充分利用场址区域内的土地和地形，不宜过分分散，应便于管理、节约用地；尽量按照规则统一的子方阵布置形式，通过子方阵的集中组合，以达到用地较优、节约连接电缆、日常巡查线路较短、减少电缆敷设的土建工程量和电缆长度的最佳布置方案。

5. 结构技术标准和要求

5.1. 工程范围

见招标公告和投标人须知。

5.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《总图制图标准》 GB/T 50103-2010
- (2) 《建筑制图标准》 GB/T 50104-2010
- (3) 《建筑结构制图标准》 GB/T 50105-2010
- (4) 《建筑地基基础设计规范》 GB 50007-2011
- (5) 《建筑结构可靠度设计统一标准》 GB 50068-2018
- (6) 《混凝土结构设计规范（2015 年版）》 GB 50010-2010
- (7) 《砌体结构设计规范》 GB 50003-2011
- (8) 《建筑结构荷载规范》 GB 50009-2012
- (9) 《建筑抗震设计规范（2016 年版）》 GB 50011-2010
- (10) 《建筑给水排水设计标准》 GB 50015-2019
- (11) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB 50019-2015
- (12) 《钢结构设计标准》 GB 50017-2017
- (13) 《光伏电站设计规范》 GB 50797-2012
- (14) 《室外给水设计标准》 GB 50013-2018
- (15) 《室外排水设计标准》 GB 50014-2021
- (16) 《公共建筑节能设计标准》 GB 50189-2015
- (17) 《混凝土结构耐久性设计标准》 GB/T 50476-2019
- (18) 《工业建筑防腐蚀设计标准》 GB 50046-2018
- (19) 《混凝土结构工程施工质量验收规范》 GB 50204-2015
- (20) 《钢结构工程施工质量验收标准》 GB 50205-2020
- (21) 《焊接工艺评定规程》 DL/T 868-2014
- (22) 《焊接材料焊接工艺性能评定方法》 GB/T 25776-2010
- (23) 《焊缝无损检测 超声检测 技术、检测等级和评定》 GB 11345-2013

- (24)《钢结构、管道涂装技术规程》YB/T 9256-1996
- (25)《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018-2002
- (26)《工程结构通用规范》GB 55001-2021
- (27)《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002-2021
- (28)《建筑与市政地基基础通用规范》GB 55003-2021
- (29)《钢结构通用规范》GB 55006-2021
- (30)《建筑抗震加固技术规程》JGJ 116-2009

上述标准、规范及规程仅是本工程的最基本依据，并未包括实施中所涉及到的所有标准、规范和规程，并且所用标准和技术规范均应为合同签订之日为止时的最新版本。

5.3. 光伏支架及基础要求

5.3.1. 支架结构技术要求

满足《光伏支架结构设计规程》NB/T10115-2018 相关要求。

本光伏电站站区光伏组件全部采用钢支架固定式布置。每个支架阵列上安装 1 个电池组。其中支架采用热镀锌型钢支架，由水平杆、立柱、斜杆等部件组成，采用热轧槽钢和方管，螺栓连接。光伏组件推荐采用不低于 570Wp 单晶硅双玻光伏组件，每个组件单元由 24~26 块 2333mm×1134mm 单晶硅双玻光伏组件组成，横向 2 行，竖向 13（12）列，电池板横向布置。光伏组件支架结合光伏组件排列方式布置，支架朝向南，支架由立柱、托梁及斜撑(或拉梁)组成。

在支架的托梁上，按照光伏组件的安装宽度布置纵梁（檩条），用于直接承受光伏组件的重量。纵梁固定于支架横梁上。组件每条长边上有二个点与纵梁连接，一块光伏组件共有四个点与纵梁固定。光伏组件与纵梁的连接采用螺栓连接，配加双面垫圈。

支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度，按正常使用极限状态计算结构和构件的变形。

根据《光伏电站设计规范》GB50797-2012，综合考虑后，本项目推荐光伏方阵内光伏组件串的最低点距地面的距离为 1000mm。

设计主要控制参数：

- ① 主要承重构件受压容许长细比 180；
- ② 其它构件、支撑受压容许长细比 220；
- ③ 主要构件受拉构件容许长细比 350；

- ④ 柱顶位移比 1/60;
- ⑤ 主梁的挠度 $L/250$;
- ⑥ 次梁的挠度 $L/200$ 。

5.3.2. 支架基础

根据光伏阵列支架间距和承载力的要求，本项目光伏阵列基础考虑采用微孔灌注桩，单个光伏支架上部荷重约为 0.8t，地基承载力特征值不小于 100kPa。

微孔灌注桩施工顺序：定位-微孔成孔-下地桩-浇筑混凝-养护。微孔灌注桩施工前需将表土层及植物根系清除。灌注桩内预埋钢管为 Q355B 钢（ $\Phi 250$ ），采用热镀锌防腐。微孔灌注桩外露地面高度不小于 300mm。本项目微孔灌注桩长度约 2000~3000mm，当出现以下特殊地形时，可根据特殊地基适当调整桩长。

当基础全部落于中风化页岩中，孔深深度不小于 1200mm。

当基础全部落于粘性土层，孔深深度不小于 3000mm。

当基础部分落于粘性土层，部分落于强风化灰岩中，孔深深度不小于 2200mm，且风化灰岩中深度不小于 600mm。

本项目太阳能支架采用钢支架作为直接支撑结构，并与支架基础共同形成太阳能方阵的支撑结构体系。本项目每组支架布置 24~26 块光伏组件，分上下两行布置，每行 13（12）块。钢结构支架直接承担太阳能阵列所负荷的自重、风荷载、活荷载等荷载，并将以上荷载传至支架基础。支架主要是由型钢构成，各型钢之间通过螺栓连接或焊接形成稳定的结构体系。钢支架采用热浸镀锌防腐，镀锌层厚度不小于 65 μm 。

本项目最终的组件支架基础形式以招标人审查合格的初步设计为准。

5.4. 构筑物结构

预装式变电站基础采用天然地基，基础采用现浇混凝土箱型基础。

电缆分支箱基础采用天然地基，基础采用现浇混凝土箱型基础。

局部地方根据施工图设计，适当布置电缆井。

6. 电气技术标准和要求

6.1. 工程范围

见招标公告和投标人须知。

6.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB 50149-2010
- (2) 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147-2010
- (3) 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169-2016
- (4) 《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 50171-2012
- (5) 《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172-2012
- (6) 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150-2016
- (7) 《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148-2010
- (8) 《电力建设安全工作规程 第1部分：火力发电》DL 5009.1-2014
- (9) 《国家电网公司输变电工程施工图设计内容深度规定 第5部分：220kV变电站》Q/GDW 381.5-2010

上述标准、规范及规程仅是本工程的最基本依据，并未包括实施中所涉及到的所有标准、规范和规程，并且所用标准和技术规范均应为合同签订之日为止时的最新版本。

6.3. 主要设备要求

本电站承包人提供的设备、材料质保期及使用寿命符合国家相关标准，光伏组件质保期不低于12年，逆变器质保期为5年，其他电气设备质保期为2年。投标人在采购设备过程中，应向设备制造商明确设备最终用户为重庆万州能源实业有限公司；全部设备采购合同均在招标人处备案。

6.4. 电气设备安装技术方案

6.4.1. 10kV 预装式变电站安装方案

（1）准备工作

检查主变压器的设备基础土建已经施工完毕，施工方案已经过监理/业主签发批准，相关人员到位，安全措施执行到位。

（2）预装式变电站变压器本体就位

根据已经报监理、业主审核完毕的施工方案的施工方案进行施工。

（3）附件安装

附件安装前，检查散热器等应良好，并冲洗干净；依次安装散热器、瓦斯继电器等，高低压套管的引线安装紧固。

（4）电气交接试验

根据“电气设备交接试验标准”进行相关试验，符合规范要求，试验报告记录正确齐全。其中电气交接试验包含涉网试验。

（5）本体接地

变压器本体应与接地网可靠连接，接地标识清晰。

6.4.2. 35kV 预装式变电站安装方案

（1）准备工作

检查主变压器的设备基础土建已经施工完毕，施工方案已经过监理/业主签发批准，相关人员到位，安全措施执行到位。

（2）预装式变电站变压器本体就位

根据已经报监理、业主审核完毕的施工方案进行施工。

（3）附件安装

附件安装前，检查散热器等应良好，并冲洗干净；依次安装散热器、瓦斯继电器等，高低压套管的引线安装紧固。

（4）电气交接试验

根据“电气设备交接试验标准”进行相关试验，符合规范要求，试验报告记录正确齐全。其中电气交接试验包含涉网试验。

（5）本体接地

变压器本体应与接地网可靠连接，接地标识清晰。

6.4.3. 35kV 电缆分支箱安装方案

（1）准备工作

检查箱体设备基础土建已经施工完毕，施工方案已经过监理/业主签发批准，相关人员到位，安全措施执行到位。

（2）35kV 电缆分支箱本体就位

根据已经报监理、业主审核完毕的施工方案进行施工。

（3）电气交接试验

根据“电气设备交接试验标准”进行相关试验，符合规范要求，试验报告记录正确齐全。其中电气交接试验包含涉网试验。

（4）箱体接地

箱体应与接地网可靠连接，接地标识清晰。

6.4.4. 10kV 及 0.8kV 配电装置安装

（1）根据施工图纸配合建筑施工安装开关柜基础，型钢基础安装应符合厂家对设备基础水平度的要求，接地连接符合规程要求。

（2）开关柜运到现场后，按照开关柜的排列顺序依次开箱按照图纸检查开关柜的规格、型号等参数应符合设计要求。

（3）开关柜箱体的连接应符合厂家安装资料的要求，一次、二次电缆穿线孔满足施工的要求。

（4）依照图纸检查一次、二次设备的规格、型号、连线正确。

（5）一次/二次电缆接线符合设计图纸的要求。

（6）在设备厂家现场技术人员的指导下逐一对设备进行操作调整试验。

（7）开关柜的交接试验符合规范要求。

（8）10kV 配电装置单体调试、送配电设备系统调试及母线系统调试正确。

6.4.5. 35kV 及 0.8kV 配电装置安装

（1）根据施工图纸配合建筑施工安装开关柜基础，型钢基础安装应符合厂家对设备基础水平度的要求，接地连接符合规程要求。

（2）开关柜运到现场后，按照开关柜的排列顺序依次开箱按照图纸检查开关柜的规格、型号等参数应符合设计要求。

（3）开关柜箱体的连接应符合厂家安装资料的要求，一次、二次电缆穿线孔满足施工的要求。

（4）依照图纸检查一次、二次设备的规格、型号、连线正确。

（5）一次/二次电缆接线符合设计图纸的要求。

（6）在设备厂家现场技术人员的指导下逐一对设备进行操作调整试验。

（7）开关柜的交接试验符合规范要求。

(8) 35kV 配电装置单体调试、送配电设备系统调试及母线系统调试正确。

6.4.6. 并网逆变设备安装

本工程采用并网逆变设备，并网逆变设备包含组串式逆变器、数据采集装置。设备均采用支架上安装方式，并按逆变器安装说明施工。具体安装以施工图为准。

6.4.7. 10kV 电力电缆安装

电缆在安装前应仔细对图纸进行审查、核对，确认到场的电缆规格是否满足设计要求，施工方案中的电缆走向是否合理，电缆是否有交叉现象。

电缆在安装前，应根据设计资料及具体的施工情况，编制详细的《电缆敷设程序表》，表中应明确规定每根电缆安装的先后顺序。

电缆的使用规格、安装路径应严格按设计进行。电缆运达现场后，应严格按规格分别存放，严格其领用制度以免混用。电缆敷设时，对所有电缆的长度应做好登记，动力电缆应尽量减少中间接头，控制电缆做到没有中间接头。对电缆容易受损伤的部位，应采取保护措施，对于直埋电缆应每隔一定距离制作标识。电缆敷设完毕后，保证整齐美观，进入盘内的电缆其弯曲弧度应一致，对进入盘内的电缆及其它必须封堵的地方应进行防火封堵，在电缆集中区设有防鼠杀虫剂及灭火设施。

本项目电缆线路基本上都是直埋敷设，其主要沿着光伏场进场路或就近直埋敷设，电缆在土壤中直埋敷设时，坑底夯实后先铺一层 200mm 细沙，在沙上敷设电缆和一根 $\Phi 50$ PVC 光缆管之后再铺一层 300mm 细沙，用水浇湿使细沙结实，再盖上一层砖，最后在砖上填上回填土，保持与原地面相平。

电缆过公路需采用钢管或加钢筋网保护。

6.4.8. 35kV 电力电缆安装

电缆在安装前应仔细对图纸进行审查、核对，确认到场的电缆规格是否满足设计要求，施工方案中的电缆走向是否合理，电缆是否有交叉现象。

电缆在安装前，应根据设计资料及具体的施工情况，编制详细的《电缆敷设程序表》，表中应明确规定每根电缆安装的先后顺序。

电缆的使用规格、安装路径应严格按设计进行。电缆运达现场后，应严格按规格分别存放，严格其领用制度以免混用。电缆敷设时，对所有电缆的长度应做好登记，动力电缆应尽量减少中间接头，控制电缆做到没有中间接头。对电缆容易受损伤的部位，应采取保护措施，对于直埋电缆应每隔一定距离制作标识。电缆敷设完毕后，保证整齐美观，进入盘内的电缆其弯曲弧度应一致，对进

入盘内的电缆及其它必须封堵的地方应进行防火封堵，在电缆集中区设有防鼠杀虫剂及灭火设施。

本项目电缆线路基本上都是直埋敷设，其主要沿着光伏场进场路或就近直埋敷设，电缆在土壤中直埋敷设时，坑底夯实后先铺一层 200mm 细沙，在沙上敷设电缆和一根 $\Phi 50$ PVC 光缆管之后再铺一层 300mm 细沙，用水浇湿使细沙结实，再盖上一层砖，最后在砖上填上回填土，保持与原地面相平。

电缆过公路需采用钢管或加钢筋网保护。

6.4.9. 35kV 架空线安装

根据本项目全线的地形地貌、岩土工程条件、施工与运输条件、铁塔基础受力特点，按照技术先进、安全可靠、经济适用、符合国情的原则确定基础型式。

本项目以丘陵和山地为主，地质条件较好，基础选型根据基础力大小，选择掏挖式基础。根据现场实际地质条件，存在少量机械旋挖的情况。

掏挖式基础是将基柱的钢筋骨架和混凝土直接浇入人工掏挖或辅以分层定向松动小爆破成型的土胎内，基坑开挖难度不大，不用模板，不用回填土，主柱与底板做成圆形，主柱配筋。基脚做成蒜头形，

按刚性设计，蒜头部分不配钢筋。其适用于全风化岩石或无地下水的硬、可塑粘性土质，特别是上拔力不大于 400kN，地下水位埋深不小于 5.0m 的山丘直线塔。其可充分利用原状土的承载力，当主柱较小时混凝土用量、钢材用量及土石方量均较少，施工工艺简单，在减少水土流失，保护环境等方面效果显著。本项目在丘陵地段基础作用力较小的直线塔优先选用该基础。

6.4.10. 光伏场区电缆敷设

(1) 电缆敷设清册必须由专职技术人员依据设计电缆清册、电缆断面排列图、桥架走向、分层次、分种类进行编制，按照高压电缆、动力电缆、控制电缆、直流电缆、计算机电缆、通讯电缆、检修及照明电缆等顺序进分册编制，同时依据施工图纸提出各种电缆电缆的需用计划。

(2) 依据电缆敷设清册编制电缆标示牌，内容描述正确，符合验标的规定，电缆标示牌的分类保管应与电缆敷设清册相对应。

(3) 电缆敷设前，应组织各组负责人熟悉电缆敷设路径，安排电缆转弯、路由层次，避免交叉，安排专人负责起点、终点两端设备的位置确认，提前组织落实充足的劳力计划；安全监护人现场监护到位。

(4) 根据电缆敷设的顺序，从仓库逐一调运电缆盘，并检查每盘电缆的绝缘情况，必须符合

规程要求，无绝缘缺陷存在。

（5）直流电缆敷设方式：采用明敷的方式敷设，电缆由支架引下时采用高强度 PE 管保护，阵列至阵列之间采用直埋方式敷设（加保护套管）。

（6）电缆终端头制作接线

电缆接线端子必须选用与电缆材质、截面相同的材料，使用专用的压接钳工具，选用正确的模具；高压电缆终端材料选用的冷缩式电缆终端，应与电缆的规格一致，高压电缆终端头制作完毕后（两端），必须经过耐压试验合格后，方可接入设备，端子压接牢固，相序正确，电缆标示牌正确。

（7）电缆防火施工

依据施工图纸的要求在电缆工程施工完毕后送电前，使用防火涂料、耐火浇注料、耐火胶泥、防火包等对电器设备的孔洞、电缆沟道进出口，电缆竖井的进出口等部位进行封堵、涂刷，并将设备内部清理干净。

6.4.11. 二次设备的安装与调试

二次设备的安装与调试应按工程师已批准的设计图纸（设计通知或函件）、试验方案（承包人提供）的要求进行施工。

承包人所作的各项工作均应符合有关规程规范的规定及工程师批准的设计图纸（设计通知）及试验方案的要求。对有特殊要求的设备应符合产品说明书的具体要求。

在安装过程中二次设备和所用材料，应符合国家和行业现行技术标准。产品应有合格证、设备应有铭牌和说明书。

承包人在安装调试中实用的设备、仪器、仪表除设备制造商指定提供的以外，均由承包人自备。用于检查、校验、试验的电气仪表，必须经法定计量单位标定，合格后方能使用。

二次设备、器具及附件安装调试前，应在工程师的参与下，进行实验或整定。对应保管或运输等原因而有可能造成损坏的设备，应重新进行实验，经重新实验达不到设计要求的，应及时报告工程师，并更换合格设备，费用由承包人承担。因使用不合格产品造成的损失由承包人承担责任。

承包商在安装施工中应遵守有关规程规范并遵守现行有关的安全技术规程规定和 IEC 标准或工程师批准的有关标准的要求。

设备安装后，不应在盘、柜（箱）内进行电焊等的作业，防止损坏油漆及损伤设备和导线绝缘。

二次设备、器具及附件安装调试应有详细记录，并经工程师认可。全部工程竣工后，承包人应将安装、调试记录和产品合格证书等文件作为竣工资料的一部分移交给业主。

承包人在安装施工中应遵守规程规范并遵守现行有关的安全技术规程规定和有关标准的要求。

承包人应负责变电站综合自动化系统、直流系统、通信、消防系统及全厂二次设备控制系统的电力电缆、直流电缆、励磁电缆、光缆、控制电缆、屏蔽电缆、通信电缆的订货（设备供应商负责的除外）、连接、试验、固定及电缆孔洞（包括盘下）用防火材料封堵，同时应负责电缆架安装、混凝土内的电缆管及预埋件的埋设等。包括从现地传感器到集中控制室的电缆敷设。

电缆具体规格、型号和数量按施工图纸要求供货。

6.4.12. 二次接线

（1）二次接线的编号头使用电子打号机统一制作，长度、内容应要求统一，编号头的孔径应与电缆芯线的线径匹配。

（2）整理排列电缆前应依据设计接线图纸清点电缆的数量、规格型号、电缆编号、起始点应符合图纸要求。

（3）依据设计施工图纸电缆的接线位置整理排列电缆，电缆通过分支桥架或电缆进盘固定支架按顺序排列，电缆的弯曲弧度应一致，不准有交叉、扭曲情况，绑扎间距一致并均匀，固定牢固，电缆排列观感美观。

（4）剥除电缆护套不能伤触芯线绝缘，芯线束应顺直，芯线排列整齐一致，绑扎间距一致。

（5）电缆编号头按照图纸要求套穿，后接线的电缆必须校线正确后方可套穿编号头，编号头的穿向正确。

（6）接线端子排的接线芯线的预留弯曲弧度应一致，芯线接入端子的位置必须符合图纸的要求，芯线的导体不能外露出接线端子，编号头的字体方向应一致。

（7）电缆标示牌应统一悬挂，标示牌悬挂对应电缆正确，悬挂观感美观。

（8）接线完成后，再次核对图纸端子接线数量、位置、引线、端子配件等正确齐全，清理干净设备内部，恢复防护装置。

（9）就地设备电缆接线应核对就地设备和电缆是否符合设计要求，就地电缆必须穿电缆保护管、金属软管及附件齐全，电缆芯线校线正确，接线端子正确，电缆标示牌悬挂正确，接线完毕后防护装置恢复正确配件齐全。

6.4.13. 二次回路调试

(1) 依据施工图纸、“使用手册”逐一检查开关、互感器至主控控制系统或 PLC 对应 I/O 卡的接线应符合图纸要求，检查交流回路正确，综合保护、变送器、各发电单元的远程监控调试完毕恢复接线正确，主控画面各系统监控参数正确齐全，满足各发电单元的安全起、停和运行的要求。

(2) 各系统开关本体就地跳合闸正确，防跳试验符合要求，系统保护、单元综合保护、各发电单元保护出口跳闸正确，低电压跳闸正确，高低压连锁跳闸及互为备用闭锁符合设计要求，逻辑自动回路动作正确。

(3) 主控室操作员站发布指令逐一传动各开关，各发电单元远程控制器其对应的动作、指示、音响及画面指示正确，逻辑关系正确。

6.4.14. 接地装置施工

本工程光伏场的接地，采用敷设水平接地网和垂直接地极相结合的复合接地网，以减少土壤接触电阻，降低接地电阻。

光伏阵列根据电站布置形成一个接地网，接地网与光伏组件基础钢筋焊接做接地体，子方阵接地体焊接成网状，各子方阵接地体相互连接。

光伏场区接地：光伏发电区域接地装置设计原则为以水平接地体为主，辅以垂直接地体的人工复合接地网，水平接地体采用-50 x 5 热镀锌扁钢，垂直接地体采用 $\phi 50$ 、L=2500mm 热镀锌钢管或 $\angle 50 \times 50 \times 5$ 、L=2500mm 热镀锌角钢。

光伏组件间通过其金属边框上专用接地孔采用 4mm² 单芯绝缘铜导线可靠相连，每个组串两端通过 4mm² 单芯绝缘铜导线与支架可靠相连，支架间采用-50x5 的热镀锌扁钢可靠相连，这样每排光伏支架可靠连成一体后，再从两端利用-50x5 的热镀锌扁钢就近与水平地网可靠相连（连接点不小于 2 点），这样光伏组件，光伏支架及光伏区主地网便可靠连成一体。

逆变器壳体与光伏电场接地系统进行连接。

6.5. 检查验收项目

6.5.1. 基本要求

承包人应向招标人提交检查试验计划，经核准后实施，试验计划应规定各项试验的顺序，准备工作及操作步骤，试验过程中各项数据的设计值或其它判断标准，具体验收项目以最终招标人审查合格施工设计涉及内容为准。

6.5.2. 通用检查项目

- (1) 设备本体安装位置正确、附件齐全、外表清洁、固定牢靠；
- (2) 操作机构、闭锁装置动作灵活，位置指示正确；
- (3) 油漆完整，相色标志正确，接地可靠。

6.5.3. 电气试验检查项目

本条所列试验项目应按《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB50150-2016 中相应规定进行，主要的试验项目如下：

- (1) 预装式变电站检查项目；
- (2) 逆变器检查试验项目；
- (3) 互感器检查试验项目；
- (4) 高低压开关柜的试验项目；
- (5) 避雷器试验项目；
- (6) 低压电器试验项目；
- (7) 电力电缆试验项目；
- (8) 绝缘子检查试验项目；
- (9) 各项设备的相序试验检查；
- (10) 接地网的测试检查；
- (11) 防雷接地系统的测试检查；
- (12) 监理人根据设备状况和有关技术规范认为有必要进行的项目；
- (13) 未列出的设备的检验按国家相关规定执行。

6.5.4. 光伏微型纵向加密装置（若有）

微型纵向加密装置可实现电缆分支箱测控装置与开关站站控层通讯网络之间身份认证、数据加密、访问控制当安全措施。

微型纵向加密装置由投标方提供。电缆分支箱内应预留微型纵向加密装置按照位置。

(1) 纵向加密认证模块中使用的非对称密码功能部分，是基于证书的公私钥验证体系，与供电公司的“电力调度证书服务系统”相配合。与“电力调度证书服务系统”各个厂家所签发的证书完全兼容。

(2) 专有加密通信协议：加密认证网关间通信协议为国调组织多位专家联合设计，并经权威机

构的多位院士审查论证，通信协议内容同样高度保密。

(3) 在纵向加密认证模块通信加密协议包括会话密钥协商和通信加密两个阶段。第一阶段的密钥协商需要完成纵向加密认证装置之间的认证和用于通信加密的会话密钥协商。第二阶段完成加密数据的通信。

(4) 电力专用纵向加密认证网关能够实现“电力二次系统安全防护总体方案”中要求的安全防护功能，满足二次系统安全防护要求。

(5) 我方提供的“纵向加密认证网关”在和不同厂家之间的纵向加密认证网关、装置已经能保证互连互通。

(6) 纵向加密认证网关能被其对应的管理中心管理，具备可管理性。

(7) 已经通过电力系统指定单位的电磁兼容性检测。

(8) 支持双机热备功能，在任一设备出现故障时，自动切换。

(9) 采用国产安全操作系统。

(10) 本身应能够一定程度防御常见的网络攻击，包括 ARP Attack、Ping Attack、Ping of Death Attack、Smurf Attack、Unreachable Host Attack、Land Attack、Teardrop Attack、Syn Attack 等。

(11) 在对纵向加密认证网关进行管理时，需要“人机 Ukey”的三方认证过程。管理人员必须持有可用于管理的带有证书的 Ukey，必须持有可登陆管理的密码，再进行过“人机 Ukey”的三方认证才能登陆纵向加密认证网关模块，进行有效的管理配置。

(12) 提供对装置内配置的加密隧道监视的功能。

6.5.5. 视频监控系统

应遵循的标准、规范：

(1) 《民用闭路电视系统工程技术规范》GB 50198-2011

(2) 《电业安全工作规范（电力线路部分）》DL 409-1991

(3) 《安全防范工程程序与要求》GA/T 75-1994

(4) 《信息通信综合布线系统》YD/T 926.1-2023

(5) 《建筑物防雷设计规范》GB 50057-2010

(6) 《电力设施抗震设计规范》GB 50260-2013

(7) 《电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验》GB/T 17626.2 -2018

(8) 《机电产品包装通用技术条件》GB/T 13384-2008

本规范书提出了最低限度的技术要求，并未规定所有的技术要求和适用的标准，对国家有关的强制性标准，必须满足其要求。规范书中所有设备、备品备件，除规定的技术要求和参数外，其余均应遵照最新版的 IEC 标准及国家规程要求。投标人在执行本规范书所列标准有矛盾时，按较高标准执行。

本设备招标技术规范书经招、投标双方确认后作为订货合同的技术附件，与合同正文具有同等的法律效力。

(2) 布置条件

图像监视系统布置于光伏设备附近、关键路口。

(3) 工作内容

1) 承包人必须提交的技术参数和信息

技术参数响应表、技术参数偏差表及相关技术资料。

投标产品的特性参数和特点。

与其他设备配合所需的相关技术文件和信息。

2) 安装、调试、性能试验、试运行和验收

合同设备的安装、调试将主要由承包人负责，招标人配合。远程图像监视系统室内管线一律采用暗敷方式，中标单位需要出具施工图纸完成埋管设计，并由施工单位负责预埋实施。

合同设备的性能试验、试运行和验收根据本规范规定的标准、规程规范进行。

完成合同设备安装后，买方和投标方应检查和确认安装工作，并签署安装工作证明书，共两份、双方各执一份。

设备安装、调试和性能试验合格后方可投入试运行。试运行后买卖双方应签署合同设备的验收证明书（试运行时间在合同谈判中商定）。该证明书共两份，双方各执一份。

如果安装、调试、性能试验、试运行及质保期内技术指标一项或多项不能满足合同技术部分要求，买卖双方共同分析原因，分清责任，如属制造方面的原因，或涉及索赔部分，按商务部分有关条款执行。

7. 环保措施技术标准和要求

7.1. 标准与规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《中华人民共和国水土保持法》
- (2) 《<中华人民共和国水土保持法>实施条例》
- (3) 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年最新修订）978-7-5093-5354-7
- (4) 《中华人民共和国水法》
- (5) 《中华人民共和国防洪法》
- (6) 《建设项目环境保护管理条例》
- (7) 《中华人民共和国环境影响评价法》
- (8) 《中华人民共和国河道管理条例》
- (9) 《环境空气质量标准》GB 3095-2012
- (10) 《地表水环境质量标准》GB 3838-2002
- (11) 《声环境质量标准》GB 3096-2008
- (12) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348-2008
- (13) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523-2011

7.2. 环境保护措施

7.2.1. 施工扬尘

为有效控制施工期间的扬尘影响，建设单位拟采取防治措施如下：

- （1）对施工现场实行合理化管理，砂石料、水泥等统一堆放，采用苫布覆盖；
- （2）临时堆土场、散装建筑材料堆场应压实，并严密遮盖；
- （3）建筑垃圾分类堆放并及时清运，运输时应用苫布覆盖，避免沿途遗洒；
- （4）按设计运输路线组织运输，施工便道采用泥结碎石路面；
- （5）运输砂石、土壤等易落撒物料，应做好运输过程物料覆盖，防止产生扬尘等污染；进出厂区导致泥土污染公共道路路面，应及时清理，因环保处罚导致的损失由投标人承担；必要时应按照当地环保部门要求，提供清洗运输车辆装置，保证运输车辆不将泥土带至共同道路上，规避环保风险等。

贯彻落实上述措施后，项目施工扬尘不会对周围村庄的环境空气产生明显污染影响。

7.2.2. 施工废水

项目施工过程中产生的废水主要为施工人员正常生活产生的生活污水，全部排入站区的防渗旱厕，由附近村民定期清掏，不外排，不会对当地水环境产生不良影响。

7.2.3. 施工噪声

施工期噪声主要为施工机械设备所产生的作业噪声，施工机械如推土机、挖掘机和混凝土搅拌机等。根据类比调查和有关资料：这些建筑施工机械的声源噪声强度大多在 80dB~100dB 左右，据其它工程的施工经验，上述噪声仅对施工现场区域范围和周围 250m 内的地区有影响。本电站场区施工时间主要安排在白天，尽量减少噪声干扰居民生活的问题。

7.2.4. 固体废物

项目施工期产生的固体废物主要为施工人员产生的生活垃圾。施工中产生的弃渣用于回填及场地平整，待施工结束后进行覆土绿化；施工人员产生的生活垃圾经收集后，定期送生活垃圾处置场集中处置。施工期产生的固体废物全部得到妥善处置，不会对周围环境产生明显影响。

7.2.5. 生态影响

项目建设对区域生态环境影响主要表现在临时占地及施工对土壤的影响、对地表植被的破坏、水土流失、水体扰动等不利影响。工程施工过程中，各单项工程施工开挖前均进行表土清理和保护措施；施工道路减少扰动，进行地表平整，施工结束后临时道路进行植被恢复；在水体中进行施工时，采用先进的施工工艺，尽量减少对水体和水生动物生境的扰动，合理安排工期，避免在汛期和重要水生生物繁殖期进行施工。区域动植物物种均为周边区域常见种，因此项目的建设不会造成生物物种的减少，对野生动物和人工饲养动物的栖息、活动影响较小。

7.3. 生态恢复措施

7.3.1. 基本要求

在施工过程中，为保护项目区的生态环境，项目施工期应进行周密设计，尽量缩短工期，减小施工对周围自然植被、地形地貌及水质等环境的影响。严格执行水土保持措施后，项目区水土流失将得到有效控制，基本实现防治目标。在方案设计水平年末项目区扰动土地治理率达到 95%以上；水土流失治理程度达到 90%以上；水土流失控制比为 1.5 以下；工程建设中产生的弃土、石渣总量的 95%以上得到有效拦挡；植被恢复系数达到 90%以上；林草覆盖率达到 80%以上。通过水土保持综合治理，工程区水土流失得到控制，可以基本实现防治目标。

7.3.2. 视觉及景观

（1）工程措施：光伏阵列区、施工生产区进行表土清理，施工结束后进行覆土平整，针对有移动沙丘地段，采用草方格进行防沙、固沙措施，其他光伏场区如果有严重沙地影响区，也合理采用草方格措施进行防沙、固沙。

（2）植物措施：根据实际情况，在场区内播撒耐旱草籽，加大绿化面积。

（3）临时措施：主体施工过程中，特别是下雨或大风天气施工时，为防止开挖填垫后的场地水蚀和风蚀，对光伏阵列区、施工生产区等部位布设排水、拦挡和遮盖等临时防护措施，考虑临时工程的短时效性，选择有效、简单易行、易于拆除且投资小的措施。

8. 消防系统技术标准和要求

8.1. 工作范围

消防工程包括但不限于本项目全部消防工程的施工，包括消防备案，所有消防设备的购置、安装、调试等。消防系统完工后必须经当地消防部门组织验收合格。

承包方负责完成本工程消防工程报验，并通过消防验收工作。

8.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

(1)《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229-2019

(2)《建筑设计防火规范（2018 年版）》GB 50016-2014

(3)《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005

(4)《电力设备典型消防规程》DL 5027-2015

上述标准、规范及规程仅是本工程的最基本依据，并未包括实施中所涉及到的所有标准、规范和规程，并且所用标准和技术规范均应为合同签订之日为止时的最新版本。

8.3. 主要设计原则、功能及配置

贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未“燃”。严格按照规程规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施。

工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证消防车道、防火间距、安全出口等各项消防要求。

本工程消防总体设计采用综合消防技术措施，根据消防系统的功能要求，从防火、灭火、排烟、救生等方面作完善的设计，力争做到防患于未“燃”，减少火灾发生的可能，一旦发生也能在短时间内予以扑灭，使火灾损失减少到最低程度，同时确保火灾时人员的安全疏散。

8.4. 建筑物消防

建筑物结构耐火等级满足规程要求。建筑装修时采用难燃材料。

由设备厂家在预装式变电站设备内配置手提式干粉灭火器及防毒面具。

具体消防设计以发包人审核的施工图设计为准。

8.5. 施工消防

(1)建筑工程开工前编制施工组织设计、施工现场消防安全措施及消防设施平面图。

(2)工程施工道路对外有公路相连通，道路宽度大于 4m，并有充足的回转场地，场内通道不堆放材料等杂物，可作消防车道及紧急疏散通道。

(3)施工现场设置明显的防火宣传标志。

(4)材料加工厂、设备及材料仓库和辅助加工厂等施工现场必须配备消防器材，做到布局、选型合理。要害部位应配备不少于 4 具灭火器材，要有明显的防火标志，并经常检查、维护、保养，保证灭火器材灵敏有效。

(5)临建区域内，每 100m² 配备 2 只 4kg 灭火器。大型临时设施总面积超过 1200m²，备有专供消防用的太平桶、蓄水桶（池）、黄砂池等设施。临时木工房、油漆房和木、机具间等每 25m² 配置一只种类合适的灭火器，油库、危险品仓库应配备足够数量、种类合适的灭火器。消防设施周围不堆放物品，阻塞通道。

(6)工程临建区域内临时设施建筑包括管理人员办公室、宿舍、食堂等，根据《建筑灭火器配置设计规范》的相关规定，配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。

(7)易燃易爆仓库消防：各种易燃易爆原材料不易集中布置在一起且堆置高度不易过高，在仓库内需留有巡视通道，同时在仓库内配置 5Kg 手提式磷酸铵盐干粉灭火器，需定期检查仓库以提前消除安全隐患。易燃易爆仓库与其它建（构）筑物需留有一定的安全距离，方便消防。

(8)组织施工现场的义务消防队员，定期组织教育培训及演练。

9. 设备技术要求

9.1. 光伏组件

9.1.1. 总则

本技术标准和要求提出了光伏发电设备的供货范围、设备的技术规格、遵循的技术标准以及其他方面的内容，适用于重庆市万州区武陵镇、瀼渡镇光伏发电项目 EPC 总承包工程所需的光伏组件及其附属设备。投标人提供设备的技术规格须响应本技术规范所提出的技术规定和要求，具体型号最终以招标人审查合格的初步设计为准。

本招标书中提出了最低限度的技术要求，并未对一切技术细节规定所有的技术要求和适用的标准，投标人应保证提供符合本招标书和有关最新工业标准的优质产品及其相应服务。对国家有关安全、健康、环保等强制性标准，必须满足其要求。投标人提供的产品必须满足本招标书的要求。

投标人执行的标准与本规范所列标准有矛盾时，按较高标准执行。

中标后投标人应协同设计方完成深化方案设计，配合施工图设计，配合逆变器厂家进行系统调试和验收，并承担培训及其它附带服务。合同签订后 10 天内，投标人提出合同设备的设计、制造、检验/试验、装配、安装、调试、试运行、验收、运行和维护等采用的标准目录给招标人，由招标人确认。

本规范书要求投标人提供的文件和资料为中文版本。

9.1.2. 供货范围

(1) 一般要求

- 1) 提供光伏电池组件设备及其所有附属设备和附件。
- 2) 卖方应满足下列所述及本章技术标准和要求中所提供货要求，但不局限于下列设备。
- 3) 卖方应提供详细供货清单，清单中依次说明型号、数量、产地、生产厂家等内容。对于属于整套设备运行和施工所必需的部件，即使本附件未列出和/或数目不足，卖方仍须在执行合同时补足，且不发生费用问题。
- 4) 卖方在交付光伏电池组件时应移交：每批次光伏电池组件应有工厂测试数据，报告中必须标示出该批次光伏组件的产品参数表、产品 I-V 特性曲线图、产品 EL 检测图像等资料。

卖方应在投标书中详细列出所供随机备品备件、专用工具清单。卖方承诺质保期满后，优惠服务五年，被更换备品备件的价格在五年内不提价，提供五年内的备品备件价格清单作为投标附件，但遇市场降价应随之降价。

5) 卖方应向买方提供进口及外购设备的范围及清单,供买方审阅。买方有权决定进口或外购设备的范围。

6) 投标书供货范围和设备配置如与采购文件要求不一致,应在差异表中明确,否则认为完全满足采购文件要求。

7) 如需要,卖方应提供用以说明其供货范围的相关图纸资料。

8) 卖方提供终身维修。买方发现问题通知卖方后,维修人员 48 小时内抵达现场。缺陷处理后,半个月内向买方提交分析报告。

(2) 工作范围

卖方应当完成下列工作:

- 1) 生产和交货情况月报和工厂试验计划;
- 2) 设计、制作、工厂试验、装箱、运输至项目场地(运输目的地的要求详见各电站的特殊要求)、交付、开箱检查;
- 3) 提交设计、制造、运输、安装、使用、维护、维修的有关技术文件、资料和试验记录;
- 4) 编制和提交工厂培训和现场培训的计划,并按计划对采购方人员进行安装、调试、运行和维护的培训;
- 5) 编制和提交所供应的设备安装手册和运行维护手册;
- 6) 编制和提交委派责任人实施的安装指导、现场试验、试运行和调试的工作计划,完成所有合同规定的试运行和调试工作,提交完整的试验和调试报告;
- 7) 编制和提交所供设备相关的服务计划,并提供计划内的和非计划内的维护以及维修;
- 8) 对业主负责安装的低压电缆的工作进行指导;
- 9) 对设计、交付、检查和验收进行协调,以确保施工进度。

(3) 供货范围

- 1) 整套光伏电池组件及组件间连接电缆。
- 2) 用于五年质保期的备品备件和消耗品(质保责任期内卖方对所有消耗掉的随机备品备件和易耗部件全面补足)。提供推荐的清单和单价。
- 3) 提供组件设备施工安装、调试、运行、维护所需要的全部技术文件资料、图纸。
- 4) 提供光伏电池组件产品参数表、产品 I-V 特性曲线图、产品缺陷 EL 检测图像等资料。
- 5) 提供光伏电池组件安装指导、调试等技术服务,以及运行人员的培训、质保期内的计划和

非计划维修和保养等。

9.1.3. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《光谱标准太阳电池》 GB/T 11010-1989
- (2) 《塑料 试验室光源暴露试验方法 第 3 部分：荧光紫外灯》 GB/T 16422.3-2022
- (3) 《光伏组件盐雾腐蚀试验》 GB/T 18912-2002
- (4) 《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》 GB/T 20047.1-2006
- (5) 《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/T 2828.1-2012
- (6) 《光伏器件 第 1 部分：光伏电流-电压特性的测量》 GB/T 6495.1-1996
- (7) 《光伏器件 第 2 部分：标准太阳电池的要求》 GB/T 6495.2-1996
- (8) 《光伏器件 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/T 6495.3-1996
- (9) 《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/T 6495.4-1996
- (10) 《光伏器件 第 5 部分：用开路电压法确定光伏（PV）器件的等效电池温度（ECT）》 GB/T 6495.5-1997
- (11) 《光伏器件 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/T 6495.7-2006
- (12) 《光伏器件 第 8 部分：光伏器件光谱响应的测量》 GB/T 6495.8-2002
- (13) 《光伏器件 第 9 部分：太阳模拟器性能要求》 GB/T 6495.9-2006
- (14) 《光伏器件 第 10 部分：线性特性测量方法》 GB/T 6495.10-2012
- (15) 《地面用太阳电池标定的一般规定》 GB/T 6497-1986
- (16) 《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》 GB/T 9535-1998
- (17) 《太阳电池电性能测试设备检验方法》 SJ/T 11061-1996
- (18) 《环境试验 第 2 部分：试验.试验 L：防尘和防砂》 IEC 60068-2-68-1994
- (19) 《光伏组件安全鉴定 第 2 部分：试验要求》 IEC 61730-2：2004
- (20) 《光伏组件氨气试验》 IEC 62716
- (21) 《光伏组件运输震动试验》 IEC 62759
- (22) 《动态载荷试验》 IEC 62782
- (23) 《晶体硅组件系统电压耐久测试》 IEC 62804

当上述标准及行业其它标准更新时，按照最新标准执行。其它未注标准按国际、国内行业标准执行。投标人应将采用的相应标准和规范的名称及版本在标书中注明。

9.1.4. 技术要求

(1) 一般要求

太阳能电池组件作为光伏电站的主要设备，应不低于《光伏制造行业规范条件（2021 年本）》中外观要求、性能要求、测试认证要求、寿命、故障及衰减要求、关键原材料和零部件要求及制造工厂要求等具体要求。当招标文件中相关技术标准和要求与企业标准不一致时，按招标文件要求执行，质保期按照招标文件执行，其他对未提及到的工艺均按照国家最高标准实施。

电池组件须分别按照 IEC 61215/IEC 61730 的标准要求，通过国家批准的认证机构或国际权威认证机构的认证，如果光伏组件原材料和零部件与获得认证产品不一致，须重新认证。

投标人应按技术要求供应原厂制造、封装的成型产品。所供设备、材料必须是该品牌注册工厂根据该设备、材料的标准和规范进行设计，采用最先进的技术制造的未使用过的全新合格产品，是在投标时该生产厂家近年来定型投产的该规格型号最新的成熟产品。招标人不接受带有试制性质的太阳能电池组件及其组成部件。

1) 单晶硅双玻光伏组件：最大输出功率为 570Wp 及以上单晶硅双玻光伏组件。外观要求：无可视裂纹、崩边、崩角、缺口、虚印、色斑、水印、手印、油污、划痕；背铝平整，不能存在铝珠、褶皱。

2) 光伏玻璃：光伏组件用低铁钢化镀膜玻璃，使用 POE（聚乙烯-辛烯共聚物，简称 POE）封装技术。电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

3) 硅胶/密封胶带：太阳能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。

4) 边框：本工程光伏组件边框选用铝合金型材，便于组件与支架的连接固定，有良好的机械性能，耐腐蚀性能。

力学性能方面，硬度要达到 15HW，抗拉强度竟要超过 240mpa，屈服强度大于 200mpa，弯曲扭转度控制在 1mm/m 左右。尺寸公差方面，截面尺寸控制在 $\pm 0.3\text{mm}$ 以内。外观方面，整体色泽要一致不能出现色差，表面不允许有划伤、亮线、黑线、凹凸、挤压纹等缺陷；表面喷砂要求砂质均匀细腻，不能有漏喷现象。

5) 接线盒：选用的接线盒产品应外壳具有强烈的抗老化性材料、较好耐紫外线能力，符合于室外恶劣环境条件下的使用。

6) 组件引出线电缆：

每块光伏组件接线盒应带有正负出线、正负极连接头。组件自带输出连接电缆需满足按安装长度要求。

晶硅光伏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，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。

电缆正负极引出线电缆长度均不小于电池组件竖向布置或横向布置时串联所需的电缆长度（含必要的活动余量），最终以施工图为准。

7) 材料要求：

光伏组件须按照 IEC61215，IEC61730，IEC62804，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，CQC（CGC）等认证。

光伏组件关键部件及原材料有单独认证要求的，如接线盒、引出线缆和连接器等，需要单独获得国际知名第三方认证机构及国家批准的权威认证机构的认证。

光伏组件尺寸原则上不作限制，其他尺寸组件能够满足装机容量等要求亦可。

以下技术条款（参数）是重要内容：

1) 组件类型为峰值功率为不低于 **570Wp** 的单晶硅双面组件。（设备采购前，提供性能参数表）

2) 组件衰减率在首年内不高于 **2.0%**、后续每年衰减不超过 **0.45%**。投标人所承诺的组件衰减率应不低于《光伏器件》**GB/T6495** 的测试方法进行确定的组件衰减率。

4) 组件使用寿命不低于 **25** 年，质保年限不少于 **12** 年。

5) 组件应具备抗 **PID** 功能。（设备采购前，提供性能参数表或安全保护表）

6) 最大系统电压 **1500V**，组件的功率温度系数不低于 **-0.350%/°C**。（设备采购前，提供性能参数表）

7) 组件采用 **EVA** 或 **POE** 封装。（设备采购前，提供机械参数表）

8) 组件电池片采用半片技术。（设备采购前，提供性能参数表或机械参数表）

9) 单晶硅组件光电转换效率不低于 **21.5%**。（设备采购前，提供性能参数表）

10) 组件边框厚度不低于 30mm。(设备采购前, 提供机械参数表)

11) 电池片并联电阻: 不低于 50Ω。

12) 同一电池片内及同一组件中的不同电池片间不得出现明显色差。

13) 同一组件中电池片、EVA/POE、背板应为同一批次产品。

14) 组件短路电流 $I_{sc}(A)$ 不高于 15A。

9.1.5. 随机备品备件和专用工具

(1) 随机备品备件

供应光伏电池组件的同时, 投标人应提供在品种上和数量上足够使用五年的随机备品备件, 提供的备品备件的数量和品种应根据本项目的规模、项目所在地的自然环境特点以及投标人对合同设备的经验来确定。该备品备件及相应的清单应与光伏电池组件同时交付。并按与投标书同时提交的备品备件价格表(含易耗品)实施。此备品备件作为采购人的存货。

(2) 随机备品备件的使用

投标人应及时负责免费更换质保期内的损坏部件。如果投标人用了采购人的随机备品备件存货, 投标人应当对此及时补足, 确保在质保期末, 业主的备品备件存货应得到充分补足。

对于五年内实际使用的随机备品备件品种和数量, 超出清单范围的, 也应在质保期末按实际用掉的数量免费补足。

(3) 备品备件额外的供应

五年后, 业主如有需要, 可按合同协议书附件提供的主要备品备件、工具和服务的单价向投标人购买。价格不高于投标单价。

在质保期结束后, 如果投标人将停止生产这些零备件, 应提前 6 个月通知业主, 以便使业主做最后一次采购。在停产后, 如果业主要求, 投标人应在可能的范围内免费帮助业主获得备品备件的图纸和技术规范。

(4) 随机备品备件的品质

所提供的全部备品备件应能与原有部件互相替换, 其材料、工艺和构造均应相同。

备件应当是新的, 而不是修理过的或翻新过的旧产品, 投标人应当在五年末提供一份备品备件清单(带部件号, 部件中、英文名称, 部件型号, 数量, 单价), 以便业主采购。

所有随机备品备件的安装和处理都要适用于工地长期贮存。每个备品备件的安装箱上都应有清楚标志和编号。每一个箱子里都应有设备清单。当几个备品备件装在一个箱里时，则应在箱外给出目录，箱内附有详细清单。

(5) 由卖方提供安装和检修所需专用工具，并提供详细供货清单（投标人提供专用工具数量需至少满足本项目光伏电站所需）。

供货清单

序号	名称	型号规格及 主要技术参数	材质	单位	数量	生产厂家	备注

9.1.6. 技术性能保证值（投标人细化填写）推荐品牌：隆基、晶奥、晶科、尚德、天合、通威等知名品牌

投标人可根据自己情况，充分提供能够说明投标人的光伏电池组件的技术性能的资料。

性能保证值表（不仅限于以下数据）

序号	部 件	单位	数值
1	组件数据		
1.1	制造厂家/型号		
1.2	峰值功率	W _p	
1.3	功率公差	W _p	
1.4	组件转换效率	%	
1.5	开路电压	V	
1.6	短路电流	A	
1.7	工作电压	V	
1.8	工作电流	A	
1.9	串联电阻	Ω	
1.10	填充因数	%	
1.11	组件功率温度系数	%/K	
1.12	组件电压温度系数	%/K	
1.13	组件电流温度系数	%/K	
1.14	工作温度范围	℃	
1.15	工作湿度	%	
1.16	1 年功率衰减	%	
1.17	2 年功率衰减	%	
1.18	5 年功率衰减	%	
1.19	10 年功率衰减	%	
1.20	25 年功率衰减	%	
1.21	耐雹撞击性能	m/s	

1.22	耐风压	Pa	
1.23	静态荷载	Pa	
1.24	光伏组件尺寸结构	mm	
1.25	组件重量	Kg	
1.26	最大系统电压	V	
1.27	组件使用年限	年	
2	玻璃数据		
2.1	生产厂家及型号		
2.2	玻璃厚	mm	
2.3	透光率	%	
2.4	含铁量	%	
2.5	耐静压	Kg/m ²	
3	电池片数据		
3.1	生产厂家及型号		
3.2	电池功率	Wp	
3.3	转化率	%	
3.4	短路电流	A	
3.5	开路电压	mV	
3.6	工作电流	A	
3.7	工作电压	mV	
3.8	少子寿命	μ s	
3.9	氧浓度	atoms/cm ³	
3.10	碳浓度	atoms/cm ³	
3.11	电池尺寸	mm	
3.12	并联电阻	Ω	
3.13	漏电流（电池片在承受反向 12V 电压时，反向漏电流	A	

3.14	电池片使用的浆料		
4	EVA 数据		
4.1	生产厂家及型号		
4.2	密度	g/cm^2	
4.3	交联度	%	
4.4	拉伸强度	MPa	
4.5	对玻璃剥离强度	N/cm^2	
4.6	对背板剥离强度	N/cm^2	
4.7	收缩率	%	
4.8	体电阻率	$\Omega \cdot \text{cm}$	
5	背板数据		
5.1	生产厂家及型号		
5.2	背板结构类型	/	
5.3	厚度	mm	
5.4	分层剥离强度	N/cm	
5.5	水蒸气透过率	$\text{g}/\text{m}^2 \text{ d}$	
5.6	断裂伸长率（纵向和横向）	%	
5.7	击穿电压	V	
5.8	体电阻率	$\Omega \cdot \text{cm}$	
5.9	层间剥离强度	$\text{N}/10\text{mm}$	
5.10	背板/EVA 剥离强度	$\text{N}/10\text{mm}$	
6	接线盒数据		
6.1	接线盒生产厂家及型号		
6.2	连接器生产厂家及型号		
6.3	导线生产厂家及型号		
6.4	最大承载工作电流	A	
6.5	最大耐压	V	

6.6	使用温度	℃	
6.7	最大工作湿度	%	
6.8	防护等级		
6.9	连接线规格 Φ	mm	
6.10	接触电阻	Ω	
6.11	二极管最大结温	℃	
7	涂锡带		
7.1	生产厂家及规格型号		
7.2	镀层成分		
7.3	铜基材电阻率	$\Omega \text{ cm}$	
7.4	拉伸强度	MPa	
8	密封材料（含所有使用部位）		
8.1	生产厂家及型号		
8.2	表干时间	s	
8.3	固化速度	mm/h	
8.4	拉伸强度	MPa	
8.5	体积电阻率	$\Omega \text{ cm}$	
8.6	击穿电压强度	kV/mm	
8.7	剪切强度	MPa	
9	边框		
9.1	生产厂家及型号		
9.2	氧化膜厚度	mm	

光伏组件不同辐照度、不同温度下的功率（W）

辐照度	光谱	组件温度			
W/m ²		15℃	25℃	50℃	75℃
1100	AM 1.5	N/A			
1000	AM 1.5				
800	AM 1.5				
600	AM 1.5				
400	AM 1.5				N/A
200	AM 1.5			N/A	N/A
100	AM 1.5			N/A	N/A

9.1.7. 技术资料及交付进度

(1) 一般要求

卖方提供的资料应使用国家法定单位制即国际单位制，语言为中文，进口部件的外文图纸及文件应由卖方翻译成中文（免费）。

资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰完整，满足工程要求。

卖方提供的技术资料一般可分为投标报价阶段，配合工程设计阶段，设备监造检验，施工调试试运、性能验收试验和运行维护等四个方面。卖方须满足以上四个方面的具体要求。

对于其它没有列入合同技术资料清单，却是工程所必需的文件和资料，一经发现，卖方也应及时免费提供。

卖方提供的图纸应清晰，不得提供缩微复印的图纸。

卖方提供资料的电子版本应为当时通用的成熟版本。

(2) 文件资料和图纸要求

卖方提供的资料应包括：光伏电池组件设计文件、产品质量保证、全部交付产品的电性能参数和组件产品 EL 检测图像资料以及控制文件、储运指导、安装文件、运行和维护手册、光伏组件的备品备件清单、培训计划和培训材料、调试计划、试验和调试报告、竣工资料、计划内的维护报告和的特别维修报告、结束时的最终检查报告。所有的图纸都应是标准尺寸的，如：A0、A1、A2、A3 或 A4，并提供电子文档，电子文档应为 WORD2003、EXCEL、AUTOCAD。

(3) 投标人应提供技术资料

投标人应在采购设备前提交如下文件：

- 1) 光伏电池组件的说明；
- 2) 光伏电池组件性能参数文件；
- 3) 材料及零部件相关的文件；
- 4) 主要备品备件、工具和消耗品清单；
- 5) 安装、临时储存、施工场地等要求。
- 6) 由国家认定的第三方检测或认证机构提供的试验报告。应至少包括 IEC61215: 2005 和 IEC61730-1: 2004、IEC61730-2: 2004 全项测试内容。

(4) 合同实施应提供的文件（2 份电子版+2 份正本+6 份副本）

合同实施过程中，中标人应提交如下文件（所有文件应采用中文版式）：

光伏电池组件设计、制造说明和用户使用手册，包括生产商、特性、型号和数量。

(5) 储运指导 (2 份电子版+2 份正本+6 份副本)

中标人应提交在现场搬运、贮存和保管设备的详细说明文件，并附有图解、图纸和重量标示，应包括：

- 1) 各部件要求户外、户内、温度或湿度控制、长期或短期贮存的专门标志；
- 2) 户外、户内、温度或湿度控制、长期或短期贮存的空间要求；
- 3) 设备卸货、放置、叠放和堆放所要遵守的程序；
- 4) 长期和短期维护程序，包括户外贮存部件推荐的最长存期。

(6) 安装文件 (10 套文件以及 2 套电子文档)

中标人应提供设备安装所需的所有资料，如：（不仅限于此）

- 1) 安装图纸和技术要求，安装步骤说明及安装材料清单；
- 2) 安装工具，分专用工具和一般工具；
- 3) 电缆布置图，包括端子图和外部连接图；
- 4) 设备安全预防措施。

(7) 随机备品备件清单 (2 份电子版+2 份正本+6 份副本)

中标人应提供详细的备品备件清单，并给出订货时必需的数据，包括规格和价格。另外，还应提供一份能从独立的供应点获得的备品备件清单和/或消耗品清单，清单应提供直接购买所需的足够信息。

(8) 培训计划和培训材料

中标人应提供详细的培训计划，包括时间表和内容，作为草案供业主批复，并作为培训条款的最终版本。另外，适当的培训材料，如：手册、图纸和散发材料等应在培训过程中提供。

(9) 试验和检测报告 (2 份电子版+2 份正本+6 份副本)

中标人提供所有要求的试验和调试记录和报告都应编写成试验和检测报告，并提交业主，包含但不限于 IEC61215: 2005 和 IEC61730-1: 2004、IEC61730-2: 2004 全项测试内容。

(10) 竣工文件 (2 份电子版+2 份正本+6 份副本)

中标人应在运行验收结束后，提交 10 套竣工文件及 5 套光盘。

竣工文件应包括业主的意见及设备在安装过程中的修改，其详细程度应能使业主对所有的设备进行维护、拆卸、重新安装和调试、运行。

竣工文件中还应有操作和维护手册，为了安全和全面地远程控制设备的运行，必须非常详尽，以能实现数据评价编程和显示图表。

（11）资料和图纸交付时间

设计资料和安装详图及说明应在合同签订后 1 个月内提交。

每批货随机提交质量保证和组件缺陷测试图像资料、电性能参数资料以及质量控制文件。

每项培训前 4 周提交培训计划和培训材料。

在预验收前提交试验和调试报告。

在预验收后 30 天内提交竣工文件。

维护和维修报告在每项措施采取后 1 周内提交。

9.1.8. 设备监造

(1) 概述

本附件用于合同执行期间对卖方所提供的设备（包括对分包、外购材料）进行工厂检验/试验、监造，确保卖方所提供的设备符合本章技术标准和要求规定的要求。

(2) 设备监造

1) 一般要求

买方监造代表将对卖方的合同设备进行监造。设备监造流程和内容按照不低于国家相关的具体要求执行。

卖方应根据买方对工厂质量控制的检查要求、设备包装和运输要求、电站施工现场要求提供监造所需的所有资料、检验/试验条件，并积极配合买方监造代表的监造工作。

买方监造代表的监造并不免除卖方对设备制造质量任何所应负的责任。

2) 工厂检验

工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。卖方必须严格进行厂内各生产环节的检验和试验。卖方提供的合同设备须签发质量证明、检验记录和测试报告，并且作为交货时质量证明文件的组成部分。

卖方检验的范围包括原材料和元器件的进厂，零部件的加工、组装全过程的检验和试验，直至出厂。

卖方检验的结果要满足技术规范书的要求，如有不符之处或达不到标准要求，卖方采取措施处理直至满足要求。如果在原组件规格型号上有设计变更，卖方须将变更方案实施前书面提供买方，并书面说明变更的原因可能达到的效果及投入商业运行后可能造成的后果。卖方发生重大质量问题时将情况及时通知买方。

3) 设备监造

买方监造代表对卖方工厂质量保证能力、原材料和零部件质量控制、生产工艺质量控制、过程检验和出厂检验质量控制、成品质量控制、包装运输、现场验收等环节进行检查、监督和测试。监造代表通过文件见证、现场见证、现场抽样测试、第三方测试等方式进行设备监造。对于检验测试的内容要求、抽样要求、接收标准、处理原则等，按照买方要求执行。

卖方应至少在产品投料前 10 个工作日，通知买方监造代表，进行驻厂监造，并以文件的形式通知买方及买方监造代表排产和供货计划，按买方监造要求和流程提供相关文件资料，并在产品投

料前至少 5 个工作日召开首次会议，指定买方项目负责人，确定监造方案细节。

监造过程中买方监造代表有权查阅与监造设备有关的技术资料，卖方积极配合并提供相关资料的复印件。买方监造代表有权随时到车间检查设备质量生产情况。卖方为买方监造代表提供专用办公室及通讯、生活方便。

卖方应严格按照排产和供货计划进行生产和供货。如因卖方原因造成生产及供货期延长，卖方应就延长日期对买方造成的损失进行赔偿，并承担因此造成的监造期延长的损失，监造补偿损失按照 3000 元/人·日计，所有费用应在延长期当日结算。

监造记录中对卖方设备生产、包装、运输等的不合格检验检测记录应被认作是买方向卖方对其负责的部分提出索赔的有效证明。

9.1.9. 性能验收检验

(1) 概述

本附件用于对卖方所提供的光伏电池组件（包括对分包外购零部件）进行性能验收检验，确保卖方所提供的光伏电池组件符合本章技术标准和要求规定的要求。

性能验收检验的目的为了检验合同设备的所有性能是否符合本章技术标准和要求规定的要求。

性能验收检验的地点由合同确定，一般为买方现场或卖方工厂。

性能验收检验由买方主持，卖方参加。检验大纲由买方提供，与卖方讨论后确定。如检验在现场进行，性能验收检验所需的就地仪表、仪器的装设应由委托第三方提供，卖方应派出技术人员配合；如检验在工厂进行，试验所需的人员、仪器和设备等由卖方提供。

性能验收包括验收检验和试运行两部分。

(2) 试运行（可靠性运行）

每发电单元组件的可靠性运行应当按照《光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796-2012）的要求进行试运行，以验证光伏发电工程是否能够达到设计和国家行业相关要求。如果发电单元的组件的可靠性运行因为某个缺陷而中断，卖方应当对此缺陷立即进行修理，该发电单元的可靠性运行应重新计时，直至满足《光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796-2012）所规定的试运行要求。

当每单元的最后发电单元通过试运行后，买方签发该电站全部光伏组件的预验收证书，并确认该单元光伏组件开始进入质保期。

(3) 试运行期的检查

在调试期或试运行期发现设备有缺陷，原因包括但不限于潜在的缺陷或使用了不当材料，业

主或业主委托方应当向权威机构提出要求检验的申请，并有权根据检验证书的效力和保修证明向卖方提出索赔要求。

在整个检验过程中，如果发现卖方提供的技术标准不完整，权威机构有权根据业主方所在国当前有效标准和/或其他被权威机构认为适合的标准实施检验。

(4) 最终验收

全部光伏电站的质保期满后，并且已满足上述条件，买方签署最终验收的全部文件。

9.1.10. 技术服务和设计联络

(1) 概述

卖方需对所提供全部光伏电池组件的设计、制造、运输、安装指导、调试、运行和维护指导负责。并全面负责质保期间的维护和检修，保证在质保期内设备的运行达到保证性能。因此，卖方要提供所有相关的和必需的建议、培训、监督和维护/维修服务，直到结束。

(2) 支架

签定合同后需配合支架设计，提供所需要的图纸、技术资料等。

(3) 安装和试运行过程中的责任

为了对整个太阳能光伏电站施工负责，卖方应在设备安装过程中协助提供支持、监督和指导，并负责调试。

业主或其授权的代表作为工程项目经理，只要与卖方责任直接相关的部分，项目经理应听取卖方的建议。

卖方应向项目经理提供建议，与之协调与合作，并完成包括但不限于下述任务。

1) 设备安装前准备工作

提供所供设备的安装手册，详细说明设备的卸货、组装、安装和试运行；

对安装人员提供确保安全装配、安装所需的必要培训；

提供安装必需的专用工具；

提供调试计划；

检查安装现场的准备情况（包括基础、自然条件、工器具等）；

对将要安装的设备进行检查和清点。

2) 设备安装期间卖方应：

负责所供设备的安装指导；

与现场其它卖方（如果有的话）协调。

设备安装结束后卖方应负责进行调试，以及对正常运行并达到性能保证值负责。因此，卖方将进行计划内的维护和维修和/或部件的调换。

（4）培训

1）现场培训要求

现场培训应在设备安装和预调试过程中进行，时间为 1 周，经过培训的操作人员应在调试和保证值试验前到位。培训应在教室和现场进行，内容包括光伏组件安装、误差检测、维修、维护和故障检修。业主有权更换卖方不合格的培训师。培训计划必须足够确保业主方人员在调试结束后有能力进行工程运行工作。

除了与报价文件一起提交的资料外，在培训开始前 1 周，卖方还应提供一份培训计划和培训材料，说明怎样完成培训。培训计划应包括：时间、地点和培训类型。培训材料应包括：设备的详细介绍、部件清单和安装、维修和维护手册。

2）培训内容

培训应包括但不限于下列各项。

阅读和使用所提供的手册和资料。

光伏电池组件的装配方法、原理和更换。

备品备件的管理（储存、文档记载和备品备件序号，等等）。

文档记载指操作监测、维护和修理记录。

下列情况的实际演示：

维护手册的正确使用；

故障检修，备品备件识别；

运行监测和光伏电池组件维护/维修文档记载；

操作和维护安全步骤。

（5）质保期

在质保期内，卖方应协助业主对所有合同设备进行维护和检修，维护应当是综合性的，包括有缺陷部件的维护和调换。质保期内维护和检修所需费用包含在报价中，如人工、设备更换、安装和运输等。

9.1.11. 运行维护手册

(1) 运行维护手册格式

运行维护手册由卖方提供，格式要求如下。

1) 数量：一式六套。

2) 纸张：A4。

3) 字体：宋体，小四号。

5) 行间距：1.5 倍。

6) 页边距：上 2.54 厘米，下 2.54 厘米，左 3.18 厘米，右 3.18 厘米。

7) 页眉： 光伏电站 期工程光伏电池组件设备运行维护手册。

8) 为便于使用和查阅，手册应分成卷，每一卷包括封面的最大厚度为 50mm，每一卷的版式应尽可能地一致，每一部分的系统、设备等描述顺序也应一致。

(2) 运行维护手册内容要求

1) 设备运行和维护手册的目的是能够把全部必要的数据和说明装订成册，以便于运行人员可以较好地查阅和理解最初调试及试运行工作、有效操作以及在正常、事故和异常（非设计情况）下怎样正确操作设备。在提交之前，双方应商定操作和维护手册的形式和内容。

2) 该手册应详细地叙述和说明设备构造，使新来的操作和维护人员能够研究和理解设备的功能的控制方法。

3) 手册中应能够快速查阅运行参数、设备说明书、操作、维护和安全程度。

4) 运行和维护手册应包括，但不限于下述内容：

设备概述，包括设备、系统说明、设备结构、功能说明、技术规范等。

设备启动、运行和停运的操作程序及注意事项。

设备保护功能说明。

设备安装、拆卸、维护的程序及注意事项。

设备零、部件清单，包括名称、图号、规格、材质、制造厂家全称等。

设备易损件、消耗性材料清单，包括名称、规格、制造厂家全称等。

9.1.12. 卖方关于产品监造的承诺函

卖方须在此承诺同意按照招标文件要求，配合买方及监造代表对卖方所提供的设备进行监造。

9.2. 逆变器

9.2.1. 总则

本技术规范提出了逆变器设备的供货范围、设备的技术规格、遵循的技术标准以及其他方面的内容，适用于重庆市万州区武陵镇、瀼渡镇光伏发电项目 EPC 总承包工程所需的逆变器及其附属设备。投标人提供设备的技术规格须响应本技术规范所提出的技术规定和要求，具体型号最终以招标人审查合格的初步设计为准。

本招标书中提出了最低限度的技术要求，并未对一切技术细节规定所有的技术要求和适用的标准，投标人应保证提供符合本招标书和有关最新工业标准的优质产品及其相应服务。对国家有关安全、健康、环保等强制性标准，必须满足其要求。投标人提供的产品必须满足本招标书的要求。

投标人执行的标准与本规范所列标准有矛盾时，按较高标准执行。

中标后投标人应协同设计方完成深化方案设计，配合施工图设计，配合其他设备厂家进行系统调试和验收，并承担培训及其它附带服务。合同签订后 10 天内，投标人提出合同设备的设计、制造、检验/试验、装配、安装、调试、试运行、验收、运行和维护等采用的标准目录给招标人，由招标人确认。

本规范书要求投标人提供的文件和资料为中文版本。

9.2.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《外壳防护等级（IP 代码）》GB 4208-2017
- (2) 《包装储运图示标志》GB/T 191-2008
- (3) 《电工电子产品基本环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 A：低温》GB/T 2423.1-2008
- (4) 《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 2423.2-2008
- (5) 《环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 Cab：恒定湿热试验》GB/T 2423.3-2016
- (6) 《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326-2008
- (7) 《机电产品包装通用技术条件》GB/T 13384-2008
- (8) 《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549-1993
- (9) 《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543-2008

- (10)《电能质量 电力系统频率偏差》GB/T 15945-2008
- (11)《电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验》GB/T 17626.8-2006
- (12)《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939-2005
- (13)《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964-2012
- (14)《光伏（PV）系统电网接口特性》GB/T 20046-2006
- (15)《电磁兼容性相关标准：或同级以上标准》IEC 61000
- (16)《信息技术设备、多媒体设备和接收机 电磁兼容 第1部分：发射要求》GB 9254.1-2021
- (17)《信息技术设备、多媒体设备和接收机 电磁兼容 第2部分：抗扰度要求》GB 9254.2-2021
- (18)《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004-2018

其它未注标准按国际、国内行业标准执行。投标人应将采用的相应标准和规范的名称及版本在标书中注明。

9.2.3. 技术要求

（1）总体要求

本工程计划采用单机功率不小于 **250kW** 组串式逆变器。

投标人提供的设备应功能完整，技术先进成熟，并能满足人身安全和劳动保护条件。投标人所供设备均正确设计和制造，在投标人提供的各种工况下均能满足安全和持续运行的要求。

组串式逆变器作为光伏电站的主要设备，应不低于《光伏并网逆变器技术规范》**NB/T32004-2018** 中外观要求、性能指标、测试及认证要求、关键元器件要求、生产厂要求及验证方法等具体要求。本工程所有设备产品内容包括设计、结构、性能、试验、调试及现场服务和技术服务，所有设备、备品备件，包括从第三方获得的所有附件和设备，均应遵照最新版本的行业标准、国家标准（**GB**）和 **IEC** 标准及国际单位制（**SI**）标准。各标准不一致时，以最高标准为准。

投标人用于生产和测试的设备必须处于正常工作状态，校准设备应有国家计量单位出具的计量证书，企业内部校准的设备，应能溯源到国家计量机构的计量结果。相关校准人员必须具有校准资质。对未提及到的工艺均按照国家最高标准实施。

投标人应按技术要求供应原厂制造、封装的成型产品。所供设备、材料必须是该品牌注册工厂根据该设备、材料的标准和规范进行设计，采用最先进的技术制造的未使用过的全新合格产品，是在投标时该生产厂家近年来定型投产的该规格型号最新的成熟产品。招标人不接受带有试制性质的组串式逆变器及其组成部件。

以下参数均需提供完整的检测报告或认证证书。

- 1) 采用单机功率不小于 250kW 的组串式逆变器。（设备采购前，提供性能参数表）
- 2) 中国效率不低于 98.52%。（设备采购前，提供性能参数表）
- 3) 全负载范围内 MPPT 静态跟踪效率不低于 99%。（设备采购前，提供性能参数表）
- 4) 投标机型应具备 I-V 检测功能。（设备采购前，提供第三方机构检测报告）
- 5) 针对弱网适应性，投标人需说明逆变器可适应的电网最小短路容量比 SCR 值，及该 SCR 值条件下的谐波分量、故障穿越时间，并设备采购前，提供第三方检测报告。

（2）其他技术要求

- 1) 直流输入电压不小于 1500V。
- 2) 组串式逆变器稳定工作温度范围不小于-25℃至 60℃。海拔 4000 米以下可在额定功率下稳定运行，不降额。逆变器应具备防组件 PID（电势诱导衰减）效应功能。
- 3) 投标人应根据《电力设施抗震设计规范》GB50260-2013 的要求对设备进行抗震设计。
- 4) 投标人应提出整体系统一次、二次设备，软硬件协调配合措施。各敏感电子设备、各子系统及整个系统电磁兼容措施。
- 5) 投标人应保证逆变器设备满足当地电网并网相关要求。
- 6) 投标人所投标的逆变器产品应与光伏组件适配，并与光伏项目的光伏组件等设备参数可合理匹配。
- 7) 逆变器防护等级不低于 IP66。
- 8) 过载能力：并网逆变器应具有一定的过载能力并具备可靠的最大输出电流限制功能。并网逆变器在稳定工作温度范围内需具备长期不低于 1.1 倍过载能力。并网逆变器应满足《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004 中相关电压及响应时间的要求。
- 9) 用于制造设备的所有材料应根据使用条件考虑强度、刚度、弹性变形、耐用性和其它化学、物理性能。选用最适用的新的、优质的、无损伤和缺陷的材料。用于设备和部件的材料都应经过试验，材料试验报告应提交招标人。
- 10) 所有部件应按中国标准精确制造，螺栓、螺母等紧固件、以及机械的公差配合应符合中国标准的最新标准。
- 11) 所有钢构件焊接应采用电弧焊或自动焊接，焊接部件的设计、制造应符合国家和行业最新标准要求。

12) 逆变器平均无故障运行时间 (MTBF) 不低于 80000 小时。

13) 逆变器至少可以存储 12 个月的历史发电量数据；在并网逆变器的寿命期内，逆变器应能够以日、月、年为单位连续存储运行数据和故障记录等，其中故障、报警、异常事件等信息的准确度需精确到秒。

14) 逆变器在下列电网条件下，应能以正常方式运行，若项目当地电网有更高的要求，以项目当地电网要求为准：

①光伏并网逆变器接入电网时公共连接点的电压总谐波畸变率不应超过 3%，奇次谐波电压含有率不应超过 2.1%，偶次谐波电压含有率不应超过 1.2%。

②三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 规定的数值，允许值为 2%，短时不得超过 4%。

③交流输出端口 20kV 及以下三相电压的允许偏差为额定电压的 $\pm 7\%$ ，35kV 供电电压正、负偏差绝对值之和不超过标称电压的 10%，220V 单相电压的允许偏差为额定电压的+7%、-10%；其他情况电网电压允许偏差应符合 GB/T 12325 的规定。

④额定交流频率为 50Hz。

15) 逆变器需具备一次调频功能。

16) 逆变器应具有多种无功控制模式，包括电压/无功控制、恒功率因数控制和恒无功功率控制等，具备接受功率控制系统指令并控制输出无功功率的能力，具备多种控制模式在线切换的能力。

17) 逆变器所有电气功能应满足当地电网验收要求，若入网测试不合格，设备生产厂应负责消缺，并承担相应责任。

18) 投标人应承诺投标机型或同类机型具有组串分段功能。

19) 绝缘阻抗检测

对带电气隔离的逆变器：开机前进行正母线对地、负母线对地绝缘阻抗检测，如绝缘阻抗小于，则指示故障信息。

对于非隔离逆变器或虽有隔离但其漏电流不满足要求的逆变器：开机前进行正母线对地、负母线对地绝缘阻抗检测，如绝缘阻抗小于，则指示故障信息，且不允许并网。待绝缘阻抗不小于，才允许并网。

9.2.4. 保护

(1) 防止电接触：

逆变器的电气系统应便于运行、试验、检查、维护。电气系统的设计应当保证人员的安全，及防止其他动物可能由于直接或间接接触系统的带电部件所带来的危险，所有带电部件应当有绝缘材料遮蔽，或用合适的屏蔽方式隔离。

间接接触电气系统的导电部件应具有防止漏电的保护措施。

（2）与电网相连的接口：

软启动装置或同类系统装置在逆变器并网时将瞬态降至最低，以防逆变器启动时本身的过电压。

（3）设备的外壳：

防止受气候影响的电器设备外壳应同时能防雨雪、防寒、防沙尘、防阳光照射。门和盖板应配有专用的锁具，以保证在关闭位置上能安全地闭合。应当满足 IEC 或同类标准最低规定的要求。所有外壳应当得到合理的防护，布置的位置尽可能减少其暴露在雨水中的可能。在外壳的门为维护或操作而开启时，要注意防止雨水的溅入。

（4）电气布线：

逆变器电气系统部件间的布线特性须符合 IEC227，245，287 或相当标准，具体位置和导线需考虑在安装和运行期间承受的应力。直流接线端子要方便接线。

导线布置应避免在不同额定电压情况下因导线间的接触产生的过电压。

不同耐热等级导线不得在同一导线管内运行，除非每根导线的电流密度不大于允许的最低耐热等级。

所有的电缆终端都要接在带有环的端头或安装到接线板。电缆端均须有识别标签或彩码。逆变器的彩码对所有逆变器必须统一。所有的电气连接均要符合 IEC 标准。

（5）接地：

每台逆变器都应当按逆变器制造厂家推荐的和 IEC 标准提供接地布置。所有电器框架都要有效地接地。逆变器制造厂家必须保证逆变器整机的安全性与可靠性，在并网逆变器内部，防雷系统的接地线和漏电监测保护系统的接地线（若有）不能共用。

（6）雷电保护：

逆变器和相关设备应当加以适当保护，以防遭到雷击和由雷电引起的过电压破坏。

逆变器设备（包括 RCMS）必须防止有害的电压瞬态，应当采用过电压保护设施的先进方式。

逆变器交直流侧必须具备完善的二级防雷保护功能，保护装置应保证逆变器能够承受雷击，保

障逆变器在运行期间处于安全状态。逆变器的避雷器等相关设备与接地网可靠连接。避雷器要符合或超过 IEC 标准的要求。然而，如果受现场条件限制，必须采取高于可用标准的措施并应同时考虑当前的技术水平。避雷器应不低于 IEC 标准的要求。

因过电压往往产生于外部电网或就地设备，逆变器和控制系统的雷击和电气故障保护应在逆变器和控制系统的互相连接处设置冲击电容器和避雷器。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），同时，应有信号上传至并网逆变器，由并网逆变器统一与上传至后台监控系统。

(7)过/欠压保护

当光伏并网逆变器交流输出端电压超出规定的电压允许值范围 10%时，光伏并网逆变器应停止向电网供电，同时发出报警信号。

光伏并网逆变器应能检测到异常电压并做出反应。电压的方均根值在逆变器交流输出端测量，其值应满足相关规定的要求。

(8) 过/欠频保护

光伏并网逆变器应具有一定的耐受系统频率异常的能力，当下表要求与项目当地电网要求不一致时，以项目当地电网要求为准：

频率（f）范围	逆变器响应
$f < 48\text{Hz}$	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率而定
$48\text{Hz} \leq f < 49.5\text{Hz}$	频率每次低于 49.5Hz 时，光伏电站应能至少运行 10min
$49.5\text{Hz} \leq f \leq 50.2\text{Hz}$	连续运行
$50.2\text{Hz} < f \leq 50.5\text{Hz}$	频率每次高于 50.2Hz，光伏电站应能至少运行 2min，并执行电网调度机构下达的降低出力或高周切机策略；不允许处于停运状态的光伏发电站并网
$f > 50.5\text{Hz}$	立刻终止向电网线路送点，且不允许处于停运状态的光伏发电站并网

(9) 防孤岛效应保护

光伏逆变器必须具备快速监测孤岛且立即断开与电网的连接，其防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。

光伏逆变器的防孤岛保护必须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。主动防孤岛保护方式主要有频率偏离、有功功率变动、无功功率变动、电流脉冲注入引起阻抗变动等；被动防孤岛保护方式主要有电压相位跳动、3 次谐波变动、频率变化率等。

并网逆变器应具有可靠的计划性孤岛响应功能，计划性孤岛是指按预先配置的控制策略，有计划的发生孤岛现象，如收到明确的电网调度指令等。

当逆变器工作于防孤岛模式时，如果非计划性孤岛效应发生，逆变器应在 2s 内停止向电网供电，同时发出报警信号。

具备第三方认证的防孤岛测试报告。

恢复并网保护

系统发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前并网逆变器不允许并网，且在系统电压频率恢复正常后，并网逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网，这个延时一般为 20 秒到 5 分钟，取决于当地条件。

手动并网功能

逆变器可具备自动并网切手动并网功能，当电网故障导致逆变器关机时，可通过后台发布指令开机并网，或通过后台发布指令开机自动并网。

防反放电保护

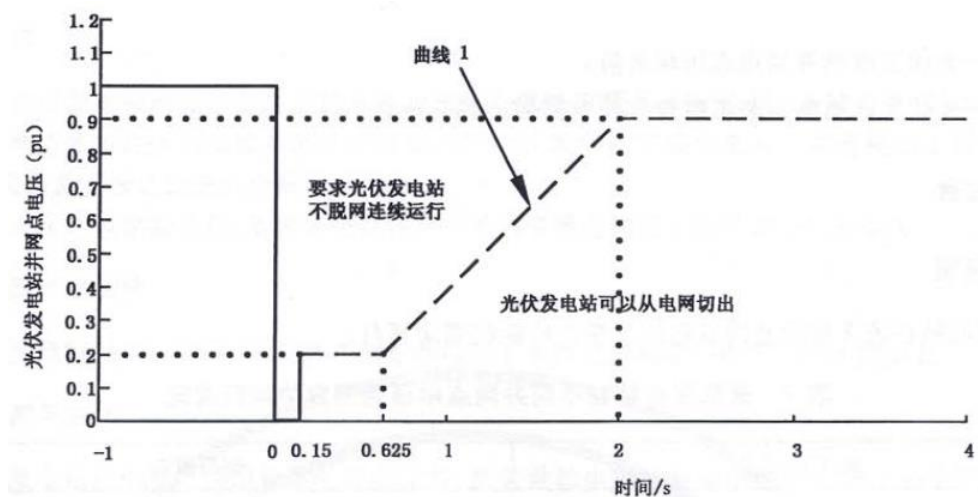
当光伏并网逆变器直流侧电压低于允许工作范围或逆变器处于关机状态时，光伏并网逆变器直流侧无反向电流流过。

逆变器故障保护当逆变器模块检测到功率器件工作异常或输出电压（电流）异常时，逆变器停止工作，并断开与电网的连接。

并网逆变器必须具备完备的直流过流保护功能，在保护动作后具有明显的断开点。

低电压穿越功能

大、中型光伏电站应具备一定的耐受电网低电压的能力。如下图：



电力系统发生不同类型故障时，若光伏电站并网点考核电压全部在图中电压轮廓线及以下的区域内时，光伏电站应保证不间断并网运行；否则光伏电站停止向电网线路送电。

- 1) 光伏发电并网点电压跌至 0 时，光伏发电站应不脱网连续运行 0.15 秒；
- 2) 光伏电站并网点电压跌至曲线 1 以下时，光伏电站可以从电网中切出。注：对于三相短路故障和两相短路故障，考核电压为光伏电站并网点线电压；对于单相接地短路故障，考核电压为光伏电站并网点相电压。

对电力系统故障期间没有切出的光伏电站，其有功功率在故障清除后应快速恢复，自故障清除时刻开始，以至少 30%额定功率/秒的功率变化率恢复至故障前的值。

低电压穿越过程中光伏电站宜提供动态无功支撑。

绝缘电阻

光伏并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地间的绝缘电阻不小于 $1\text{M}\Omega$ 。绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。

绝缘强度

光伏并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地间能承受 50HZ、3000V 的直流电压 1min，且不击穿、不飞弧，漏电电流 $<20\text{mA}$ 。

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《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620-1997 标准中的基本要求。

整机阻燃性和环境适应性

满足国标中的安规、阻燃要求是对逆变器提出的最低要求。

逆变器在任何情况下均不允许产生蔓延性火灾。

逆变器机体内应装有环境温度、保护继电器以加强整机的环境控制、保护能力。

电压运行适应性

并网逆变器应满足《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T19964-2012 中第 9.1 节所有的要求。

光伏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
$<0.9pu$	应符合 GB/T19964-2012 第 8 章低电压穿越的要求
$0.9pu \leq UT \leq 1.1pu$	应正常运行
$1.1pu < UT < 1.2pu$	应至少运行 10s
$1.2pu \leq UT \leq 1.3pu$	应至少运行 0.5s

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 NB/T32004-2018 中频率适应性的要求。

电网相序保护

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，逆变器必须停机并报警或通过逆变器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。

抗扰要求

①静电放电抗扰度

光伏并网逆变器静电放电抗扰度应符合 GB/T 17626.2 标准，试验结果应符合 GB/T 17626.2 要求。

②射频电磁场辐射抗扰度

光伏并网逆变器射频电磁场辐射抗扰度应采用 GB/T 17626.3，试验结果应符合 GB/T 17626.3 要求。

③电快速瞬变脉冲群抗扰度

9.2.5. 其它要求

(1) 互换性

所提供的逆变器要有相同的设计和结构，同型号部件都可以互换使用。在正常使用中可以互换的逆变器系统的任何部件性能和寿命要统一，都应可以互换而不须要改变接口特性。所有逆变器应采用统一的彩色编码和或接线标记。

（2）可靠设计

所有的系统元件须满足如下三个可靠性要求之中的一个：

①用控制系统检测可能发生故障的方式，如检测到故障，系统应能自动安全停机。

②元件分析后表明要求的检测间隔时间足以在发生故障前发现并解决问题。

③系统设计要求元件冗余，其要求在故障后能维持系统持续安全运行至故障被监测设备检测到或在正常的检查中被发现。万一这些元件或组件故障，逆变器系统应维持在一个非危险状态。

（3）材料

用于制造生产逆变器的全部材料都要是全新的，没有缺陷和损伤。在这里使用缺陷和损伤这个术语是指的不完美性，即材料的型号和品级不满足设计规定的标准。所有的材料都要适合各光伏电站现场规定的温度和其它条件。更换的部件必须是新的，而不应对旧部件修理或整修代替。

（4）修整

非天然坚固的材料须进行处理或修整，以便保护其表面的完整性。目的是至少在 10 年内不须重新修整。

（5）维护和安全设计

逆变器的设计应便于维护和维修。总重量超过 20 公斤的部件，或者增加附属装置连接点，或者做一个链钩用来搬运。

确保人员的安全，设计应考虑下列内容：

对带电体设置警告标志；

逆变器应至少具有下列维修和安全特性；

出现故障时，自动停机；

就地和远距离监视性能和运行状态；

需要搬运材料的部件上设附属装置。

9.2.6. 随机备品备件和专用工具

（1）随机备品备件

供应逆变器的同时，投标人应提供在品种上和数量上足够使用五年的随机备品备件，提供的备

品备件的数量和品种应根据本项目的规模、项目所在地的自然环境特点以及投标人对合同设备的经验来确定。该备品备件及相应的清单应与逆变器同时交付。并应按与投标书同时提交的备品备件价格表（含易耗品）实施。此备品备件作为采购人的存货。

(2) 随机备品备件的使用

投标人应及时负责免费更换五年质保期内的损坏部件。如果投标人用了采购人的随机备品备件存货，投标人应当对此及时补足，确保在五年质保期末，业主的备品备件存货应得到充分补足。

对于五年内实际使用的随机备品备件品种和数量，超出清单范围的，也应在质保期末按实际用掉的数量免费补足。

(3) 备品备件额外的供应

五年后，业主如有需要，可按合同协议书附件提供的主要备品备件、工具和服务的单价向投标人购买。价格应看作是今后定货的最高单价。

在质保期结束后，如果投标人将停止生产这些零备件，应提前 6 个月通知业主，以便使业主做最后一次采购。在停产后，如果业主要求，投标人应在可能的范围内免费帮助业主获得备品备件的蓝图、图纸和技术规范。

(4) 随机备品备件的品质

所提供的全部备品备件应与原有部件互相替换，其材料，工艺和构造均应相同。

备件应当是新的，而不是修理过的或翻新过的旧产品，投标人应当在五年末提供一份备品备件清单（带部件号，部件中、英文名称，部件型号，数量，单价），以便业主采购。

所有随机备品备件的包装和处理都要适用于工地长期贮存。每个备品备件的包装箱上都应有清楚标志和编号。每一个箱子里都应有设备清单。当几个备品备件装在一个箱里时，则应在箱外给出目录，箱内附有详细清单。

9.2.7. 技术性能保证值（由投标人填写）

投标人可根据自己情况，充分提供能够说明投标人的逆变器的技术性能的资料。推荐品牌：华为、阳光能源、固德威、上能电气、特变电工、锦浪等知名品牌。

性能保证值（不仅限于以下数据）

序号	名称	单位	招标人建议值	投标人填写值
1	逆变器型号			

序号	名称		单位	招标人建议值	投标人填写值
2	额定输出功率		kW	≥250	
3	最大输出功率		kW		
4	输出电压范围				
5	最大直流输入电压		V	1500	
6	最大直流输入电流		A	不超过标称最大输入值的 110%	
7	最大直流输入功率		kW		
8	最低启动电压（可稳定运行）		V		
9	低电压穿越功能			具备	
10	高电压穿越功能			具备	
11	逆变器可承受的最小短路容量比 （SCR）				
12	功率调节（能 量管理平台）	调节范围	kW		
		调节速率	kW/s		
		调节死区	kW		
13	MPPT 调节功能	MPPT 调节范围	V		
		MPPT 路数	V		
		跟踪效率		静态跟踪效率不低于 99%	
14	功率因数调节范围			0.8 超前…0.8 滞后	
15	无功功率调节范围		kVar		
16	总谐波电流	20%额定功率			
		40%额定功率			
		60%额定功率			
		80%额定功率			
		100%额定功率			
17	中国效率		%	≥98.52	

序号	名称		单位	招标人建议值	投标人填写值
18	额定功率运行自耗电		W		
19	待机自耗电		W		
20	工作环境温度范围	额定功率运行	℃	不小于-30℃至 60℃	
		温度系数			
21	工作环境湿度范围（额定功率运行）			0~100%	
22	海拔（额定功率运行）		m	4000m 海拔不降容运行	
23	降容系数（海拔高于 4000 米之后）				
24	运行噪音		dB	/	
25	散热方式			/	
26	外观尺寸				
27	重量				
28	输出频率范围				
29	外壳材料与防护等级			不小于 IP66	
30	绝缘耐热等级				
31	控制特性				
32	通讯接口方式			具备 RS485 和 PLC 通信功能	
33	显示及上传信息			实时显示电站的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量、每天发电功率曲线图以及每台逆变器的运行参数	
34	防雷性能			二级防雷保护功能	
35	产品认证				

序号	名称	单位	招标人建议值	投标人填写值
36	电压波动范围（相对标称电压）			
37	谐波是否满足国家标准要求		是	
38	电压波动（按 GB12326 要求）： r 为变动频率，d 为电压变动限值	$r < 1$		
		$1 < r < 10$		
		$10 < r < 100$		
		$100 < r < 1000$		
39	电压闪变（按 GB12326 要求）	短时间闪变值 Pst（10min 测量周期）		
		长时间闪变值 Plt（2h 测量周期）		
40	负序电压不平衡度			
41	直流分量百分值			
42	安装方式			
43	防 PID 功能		具备	
44	平均无故障运行时间（MTBF）		不低于 80000 小时	
45	长期过载能力		不应低于 1.1 倍过载能力	

主要部件清单

序号	部件名称	数量	规格型号	制造厂
1	IGBT/MOSFET			
2	DSP			
3	电容			
4	冷却风机			

5	防雷模块			
6	PLC 模块或芯片（如有）			
.....				

部分部件参数

		投标人保证值	备 注
	直流避雷器		
1	型号		
2	产地/制造厂		
3	额定运行电压 (kV)		
4	最大放电电流 (8 / 20 μ s) (kA)		
5	额定放电电流 (8 / 20 μ s) (kA)		
6	额定放电电流放电次数		
7	电压保护水平 (kV)		

主要保护功能动作条件、保护动作逻辑表

保护功能	保护动作条件	保护时间	保护动作逻辑	自恢复时间
极性反接保护				
短路保护				
过温保护				
交流过流及直流过流保护				
直流母线过电压保护				
电网断电保护				
电网过欠压保护				
电网过欠频保护				
光伏阵列及逆变器本身的接地检测及保护功能				
低电压穿越保护				

保护功能	保护动作条件	保护时间	保护动作逻辑	自恢复时间
孤岛效应保护				

9.3. 预装式变电站

本工程设置 4 座预装式变电站，分别为一座 S13-2500 三相双绕组变压器，电压等级：10±2×2.5%/0.8kV，接线组别为 Dy11；一座 S13-4000 三相双绕组变压器，电压等级：37±2×2.5%/0.8kV，接线组别为 Dy11；两座 SF-8000 三相三绕组变压器，电压等级：37±2×2.5%/0.8kV，接线组别为 D，d0-d0。变压器选用油浸式变压器，预装式变电站内设置相应的隔离开关等辅助设备，具体型号最终以施工图设计为准。

9.3.1. 一般规定

(1) 标准

设备的设计、制造和试验应以本规范为准，本规范没有明确规定的则应遵守国家有关的标准。

本条款所指定的标准应作为设计制造的依据，采用的标准必须是最新版本，如果标准间出现冲突，应按高标准执行。

9.3.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《高压/低压预装式变电站》 DL/T 537-2018
- (2) 《绝缘配合 第 1 部分： 定义原则和规则》 GB/T 311.1-2012
- (3) 《绝缘配合 第 2 部分： 使用导则》 GB/T 311.2-2013
- (4) 《绝缘配合 第 3 部分： 高压直流换流站绝缘配合程序》 GB/T 311.3-2017
- (5) 《绝缘配合 第 4 部分： 电网绝缘配合及其模拟的计算导则》 GB/T 311.4-2010
- (6) 《高电压测量标准空气间隙》 GB/T 311.6-2005
- (7) 《3.6kV~40.5kV 高压交流负荷开关》 GB3804-2017
- (8) 《高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求》 GB11022-2020
- (9) 《电力变压器 第 1 部分 总则》 GB1094.1-2013
- (10) 《电力变压器 第 2 部分 液浸式变压器的温升》 GB1094.2-2013
- (11) 《电力变压器 第 3 部分 绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》 GB1094.3-2017
- (12) 《电力变压器 第 5 部分 承受短路的能力》 GB1094.5-2008
- (13) 《电力变压器 第 10 部分： 声级测定》 GB1094.10-2022
- (14) 《高压交流负荷开关熔断器组合电器》 GB16926-2009
- (15) 《低压成套开关设备和控制设备》 GB7251

- (16)《低压熔断器》GB13539
- (17)《继电保护和及安全自动装置通用技术条件》DL/T478-2013
- (18)《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137-2001
- (19)《外壳防护等级（IP 代码）》GB4208-2017
- (20)《高压电器端子尺寸标准化》GB5273-2016
- (21)《高压/低压预装式变电站》GB/T 17467-2020
- (22)《电工流体 变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油》GB2536-2011
- (23)《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150-2016
- (24)《导体和电器选择设计规程》DL/T5222-2021
- (25)《高压绝缘子瓷件技术条件》GB772-2005
- (26)《电气耐热 耐热性和表示方法》GB 11021-2014

以上标准按最新版本执行。国家标准（GB）、电力行业标准（DL）、企业标准、国际电工委员会（IEC）标准以及国际单位制（SI）标准是对设备的最低要求。对国家有关安全、环境等强制性标准，必须满足其要求。

9.3.3. 10kV 预装式变电站技术规范

（1）10kV 预装式变电站型式

预装式变电站由高压断路器、变压器、低压断路器等组成。

型号：由投标人根据项目填报。

（2）预装式变电站一次接线示意图（kV/kV）（由投标人根据项目填报）。

说明：

- 1）预装式变电站高压侧及低压侧出线方式均为电缆出线。
- 2）预装式变电站不配置 UPS，需配置壁挂式直流电源，容量以施工图设计为准。

（3）预装式变电站的结构要求

1）预装式变电站外壳采用不小于 2mm 的 304 不锈钢，外壳采用 UV 打印，图案根据发标人要求确定。满足大于 25 年使用寿命要求。箱体有足够的机械强度和刚度，在起吊、运输和安装时不会变形或损坏。

2）预装式变电站的结构应保证工作人员的安全和便于运行、维护、检查、监视、检修和试验。

3）预装式变电站使用寿命必须大于 25 年。预装式变电站内部件必须按运行寿命大于 25 年设

计。

4) 承包人应在合同签订后提供预装式变电站的总重量。

5) 预装式变电站结构必须进行防风加固处理。预装式变电站箱体的防腐必须经过耐湿防腐处理。

6) 高压单元及低压单元应分别为独立的全密封结构。低压单元底部设计时考虑能方便人进入预装式变电站基础电缆沟。

7) 箱体外壳应有足够的机械强度，在起吊、运输和安装时不会变形或损伤。预装式变电站的外观设计要体现出美观、大方、颜色和谐，尽可能与周边环境相适应，满足业主方需求。

8) 箱壳采用的金属材料应具有抗暴晒、不易导热、抗风化腐蚀及抗机械冲击等特点。外壳油漆采用热固性纯树脂粉末材料喷涂均匀，抗暴晒、抗腐蚀，并着力牢固。

9) 箱体设计的外壳形状应不易积尘、积水；箱体顶盖的倾斜度不小于 3° ，并装设有防雨的密封盖板和防雨檐。尽量少用外露紧固件，以免螺钉穿通外壳使水导入壳内；对穿通外壳的孔，均应采取相应的密封措施；外壳的盖和座若采用铰链联结，应将铰链设计在外壳的内侧，制成暗铰链。金属构件应有防锈处理和喷涂防护层。

10) 箱体内应有电加热器装置用于驱霜，避免内部元件发生凝露。箱体内部喷涂防水材料，避免水气凝结，预装式变电站需配置空调（制冷功率 $2P$ 及以上）降温，确保低压配电设备、预装式变电站时刻处于正常工作温度范围内。

11) 箱体应带操作走廊。箱壳门应向外开，开启角度大于 90° ，并设定位装置。箱式变装有把手、暗闩，箱门关闭时与箱体至少三点紧固。箱体的门锁应采用防锈、防撬暗锁。

12) 每台预装式变电站装置内部采用钢板及阻燃绝缘隔板严密分割成高压室、变压器室、低压室，高、低压室防护等级为 $IP44$ 。高压和低压的进出线电缆孔采用敲落孔，并方便于密封，便于变压器散热。其余所有带电间隔均应密封在隔室内，以保证在周围空气温度下运行时，所有的电器设备的温度不超过其最大允许温度。低压室在门打开时导电体不能裸露，要加装防护板。高压室内门加装电磁锁，当高、低侧带电时高压室内门不能打开。

13) 预装式变电站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 $12mm$ 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，并与一根截面为 50×5 的接地铜排可靠地连接在一起。壳体内所有需要接地的设备及外壳均与铜排可靠连接，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。并在高低压室的四角留出与室外接

地线相连的接线孔及敲落孔。门及在正常运行条件下可抽出部分保证在打开或隔离位置时仍可靠接地。

14) 预装式变电站的外观应设有“高压危险，请勿靠近”的标志，明显耐久、不可拆卸的铭牌。

15) 变压器的噪音水平满足国标要求（冷却器和排风机都打开条件下）。

16) 预装式变电站内部电气设备要求：

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。

高、低压带电导体全部采用同电压等级绝缘母线，并设有安全防护措施。

进出线均为电缆下进线，应考虑电缆的安装位置和便于进行试验。

预装式变电站内部电气设备的装设位置应易于观察、操作及安全地更换。

预装式变电站内部电气设备采用单元式结构，各元件之间装有绝缘隔板。

柜内二次配线：采用聚乙烯树脂绝缘电线、铜芯，可动部分过渡柔软，并能承受住挠曲而不致疲劳损伤，柜内所有配线两端均有打印的线号。电流回路 2.5mm^2 ，计量回路采用 4mm^2 ，其它回路 1.5mm^2 。

预装式变电站内部电气设备的绝缘按照相关规范要求设计，包括二次接线、端子排及二次小开关等。

变压器应装设温度计，以监测变压器内部温度；预装式变电站应装设普通电流、电压表计。

高压配电装置小室设五防联锁机械装置。

高低压室内均设置照明灯，高压室的照明开关按钮设置在内门上。

17) 承包人应根据本工程的海拔高度按相关规范对绝缘水平及设备内外间隙进行修正，并保证产品符合修正后的绝缘要求及间隙要求。

18) 承包人应考虑电站海拔条件下对设备的降容影响，并提出相应的保障措施。

(4) 10kV 变压器主要技术参数（由投标人根据项目填报）

名称：三相双绕组油浸式变压器

型号：S13—2500

额定容量：2500kVA

额定电压： $10\pm 2\times 2.5\%/0.8\text{kV}$

相数：3

频率：50Hz

调压方式：无励磁调压

线圈联接组别.: Dy11

冷却方式：ONAN

阻抗电压：7%

空载损耗：1.6kW

负载损耗：21.2kW

绝缘体：

中性点接地方式：不接地

变压器要求有保护功能，配置瓦斯保护，重瓦斯跳闸，轻瓦斯发信。报警、跳闸保护均预留上传无源接点（各 2 对）。

绝缘水平：

变压器绕组的额定耐受电压（10kV 线端）：

额定雷电冲击耐受电压	全波：90kV
额定短时（1min）工频耐受电压（有效值）	42kV
注：应根据设备安装位置的海拔高度对设备外绝缘进行修正。	

过负荷能力：

过电流（%）	30	45	60	75	100
允许运行时间（min）	120	80	45	20	10

短时工频过电压能力：

电压部位	允许时间			
	20min	20s	1s	0.1s
相—相	1.1	1.25	1.5	1.58
相—地	1.1	1.25	1.9	2

线圈材料采用铜导体，硅钢片采用优质低损耗冷轧取向硅钢片叠制，并采取有效措施避免涡流损失。

变压器应保证 25 年免维护。

变压器的温升试验应符合 GB1094.2 规定，根据使用环境条件，投标人提供的设备在海拔 1000m

以下进行试验时，变压器温升必须满足下表要求。

部分	温升限值
线圈：绝缘的耐热等级为 A (用电阻法测量的平均温升)	___K (承包人完善)
用温度计测量的温升	___K (承包人完善)
铁芯本体	应是使相邻绝缘材料不致损伤的温度
结构件表面	___ K (承包人完善)

(5) 高压开关柜主要电气设备技术要求 (由投标人根据项目填报)

1) 柜体总体要求

电气设备技术参数

序号	名 称	柜内主要电气一次设备
1	柜后电缆出线柜 (柜内所有设备额定热稳定电流 kA)	内装:
2	其它要求	柜内附 $\Phi 8$ 的镀锡铜母线作为电气二次小母线，屏顶设双排母线架 (可放 14 根母线)。

①开关柜内所配置的保护装置、断路器、电流互感器、电压互感器、避雷器等元器件应选用优质产品，型号、生产厂家应在报价表中明确。

②柜体颜色及材质：开关柜外壳采用满足国标厚度的镀锌钢板材质，颜色与配套设备颜色一致，所用油漆要求耐候性好、耐酸、耐碱，二十年之内不变色、不失光、不粉化。

③在开关柜铭牌上除正常标注外，还应标注以下内容：

- a) 绝缘水平 (包括工频，雷电冲击耐压等)；
- b) 额定短时耐受电流及时间；额定峰值耐受电流；
- c) 外绝缘泄漏比距 (cm/kV) 或爬电距离 (mm)。

④半封闭结构开关柜内裸露母线必须采用绝缘复合材料进行三相包裹。严禁使用乙烯带进行绑扎处理，防止因绑扎松脱导致绝缘故障。

⑤柜内母线及引线材料为铜；母线及引接线、接头均采用优质热缩绝缘材料按相色包裹，母线

出厂前必须预装过。热缩绝缘材料的寿命应保证和开关柜的寿命协调一致。

⑥柜内所有设备的额定短时耐受电流及时间应分别满足：**kA（4s）**；额定峰值耐受电流：**kA**，柜内所有设备均应满足此要求。

⑦开关柜应具备全面防误闭锁功能。

a) 功能要求：开关柜需与原有配电设备、五方装置相匹配且必须具备以下五项防误功能，即：防止误分、合断路器；相关断路器和接地开关应有联锁装置以防止接地开关误操作。

b) 在满足五防功能的情况下，宜具备验电和装设接地线的条件；同时应预留有安装微机防误闭锁装置挂锁的位置及接地桩的位置，设备应设置有方便观察断路器、避雷器在线监测仪动作情况的观察孔。

⑧设备应为全工况型，投标方必须提供一、二次施工图交设计审查，二次保护按照设计方审查的保护原理图、设备表、端子排图进行设计生产（开关柜上要求的就地、远方切换，就地跳、合闸按钮，弹簧储能信号引至开关柜端子排上。断路器、接地开关所有辅助接点应接至开关柜端子排上）。

⑨高压开关柜内各带电部分的对地距离和相间距离必须满足下表的要求。

开关柜内各相导体的相间与对地净距（海拔不超过 1000m 时）

额定电压（即最高电压）（kV）	7.2	12（11.5）	24	40.5
1.导体至接地间净距（mm）	100	125	200	300
2.不同相的导体之间净距（mm）	100	125	180	300
3.导体至无孔遮拦间净距（mm）	130	155	210	330
4.导体至网状遮拦间净距（mm）	200	225	280	400

注：海拔超过 1000m 表中所列 1、2 项值应按每升高 100m 增大 1%进行修正；3、4 项之值应分别增加 1 或 2 项值的修正值。

⑩柜内采用阻燃铜端子，并留有 15%的备用端子。端子采用凤凰端子或同等质量的端子，电流端子和电压端子应有明确区分。端子排适用于接 4mm² 导线。主变差动、母差保护回路互感器二次芯必须采用截面不小于 4mm² 的铜导线；布线时，应避免其它组件故障对它的影响。

产品出厂时，应进行 1min 工频耐压试验。在满足全工况要求前提下，作为加强措施，要求开关柜内电气设备最小空气净距≥360mm。

⑪隔离措施：柜内必须有防止因本柜故障殃及相邻开关柜的隔离措施，应能防止因本身缺陷、

异常或误操作导致的内电弧伤及工作人员。开关柜中的主要电器元件应有独立的隔室，如断路器室、电缆室、二次电气室等，室与室之间应用接地的金属板分隔，以提高运行的安全性和可靠性。

⑫电缆隔室

- a) 电缆隔室内必须有安装电缆头的指定位置，并已考虑了可靠的固定方法和零部件。
- b) 电缆头的安装位置及连接方式必须考虑检修、试验时便于拆线及接线。
- c) 电缆隔室与电缆沟连接处应采取封闭措施，以防止小动物进入。

⑬开关柜的接地：

a) 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。此导体应为铜质，在接地故障时其电流密度规定不超过 $200\text{A}/\text{mm}^2$ ，但最小截面不得小于 30mm^2 。该接地导体应设有与接地相连接端子，并应有明确的接地标志。

b) 接地回路所能承受的峰值耐受电流和短时耐受电流应与主回路相适应；专用接地导体应承受可能出现的最大短时耐受电流；接地汇流排以及与之连接的导体截面，应能通过额定短路开断电流的 87%。

c) 高压开关柜的金属骨架及其安装于柜内的高压电器元件的金属支架应有符合技术条件的接地，且与接地导体均应相互连接，并过专用端子连接牢固。

d) 开关柜二次小室内设专用接地铜排，接地铜排应与开关柜体绝缘。

⑭对外购元件，投标人应进行二次出厂检验，同时向招标方提供主设备出厂试验报告，作为招标方以后交接或运行试验的比较依据。

⑮开关柜外壳防护等级 **IP4X**，断路器室门打开时防护等级 **IP2X**。

⑯高压开关柜其他要求

- a) 高压配电室内要求设有带电指示器。
- b) 高压侧连接：高压端子与电缆连接，采用 1 根 10kV 电缆。
- c) 高压设备的允许温升值满足 **GB/T11022** 的规定。
- d) 高压配电室的空气间隙应满足规程要求。

2) 真空断路器

采用环氧树脂固封极柱式真空断路器，利用真空作为灭弧介质；储能操动机构采用与断路器一体化的盘簧储能操动机构，且不同电流规格的断路器使用同一品牌操动机构，选用国内外一线品牌。

①柜内断路器环氧树脂固封极柱式真空断路器，需提供不低于项目升压站海拔的试验报告。

②断路器操动机构形式：弹簧操动机构，储能电动机电源为交/直流双用 220V。

③开关柜内断路器不得采用分体式结构。

3) 微机综合保护装置

①能测量回路电流、电压、功率因数，频率、有功无功功率、有功无功电能参数，满足事件记录和故障录波功能，瞬时速断保护、定时过流、闭锁备自投、零序过流、过压保护，过负荷保护、告警。通过 RS485 的通信接口进行数据传输，应能支持 IEC61850 通信协议，预留的通讯、自动化接口、能完全满足配网自动化升级改造的需要，具备防跳功能、跳闸自保持功能和遥测、遥信、遥控功能。

②保护测控装置均应具有大屏幕显示，可显示单线图，方便操作。其控制、保护信息及状态变化、模拟量及开关量的输入、跳闸报告、定值整定、通信状态等均可在屏幕上显示。可以存储六套整定值，能在保护装置和远端在线切换。装置具备加密授权，并能在停电时保存数据。

③保护测控装置的开关量输入回路均应带光电隔离。保护装置的开关量输入信号不少于 12 个，开关量输出不少于 10 个，采用主机和底座可分离的前插拔式结构，方便现场安装和维护。同时在主机与底座分离时，CT 端子能自动短接。

4) 电流互感器

①型式：采用环氧树脂全密封浇注产品，户内型支柱式全封闭结构，具有较高的动、热稳定性，满足 GB 或 IEC 的技术要求。

②主要技术参数：

系统额定电压(kV)：10

工频耐压(kV)：42

冲击电压(kV)：75

额定一次电流(A)：各规格（根据图纸确定）

额定二次电流(A)：各规格（根据图纸确定）

用于测量与保护：0.5/10P30/5P10

用于计量：0.2S

二次额定容量(VA)：各规格（根据图纸确定）

额定热稳定电流(有效值，kA/Is)：≥10

额定动稳定电流(kA): ≥ 25

电流互感器二次负荷 10%倍数、最大二次电流倍数及二次线圈阻抗都能满足 GB 或 IEC 的要求。

二次电流为额定电流 25%~120%时电流互感器的误差限值:

比值差(%): ± 0.5

相角差($^{\circ}$): ± 40

5) 电压互感器

①型式: 按图纸配置, 绝缘体局部放电量不大于 5PC; 其二次侧熔断器应安装在仪表内。

②主要技术参数:

系统额定电压(kV): 10

工频耐压(kV): 42

冲击电压(kV): 75

额定电压比(kV): 各规格(根据图纸确定)

额定频率(Hz): 50

准确级: 各规格(根据图纸确定)

二次额定容量(VA): 各规格(根据图纸确定)

一次电压变化范围为 85%~115%、二次负荷变化范围为 25%~100%时电压互感器的误差限值:

准确级 0.2 级: 比值差(%) ± 0.2

准确级 0.5 级: 比值差(%) ± 0.5

准确级 3P: 比值差(%) ± 3

6) 开关状态显控装置:

开关柜面板需安装智能显控装置, 以方便现场观察和操控, 该装置要求抗干扰能力强, 具备 RS485 远程通信接口。具备一次回路模拟指示、开关状态显示、接地刀状态显示、温湿度自动控制功能。

7) 氧化锌避雷器: 采用硅橡胶外套, 按设计图配置, 2ms 方波通流能力: 不小于 250A。

大电流冲击耐受能力(4/10 μ s): 不小于 65kA。

8) 高压熔断器: 技术参数见图纸, 选用国产优质品牌。

9) 高压室内配置带电指示器, 以指示高压室内是否带电, 并控制高压室内门上的电磁锁, 以确保高压室带电时内门无法打开。

10) 高压室内设置高压进线接线端子及电缆支架。

(6) 低压配电室主要电气设备技术要求 (由投标人根据项目填报)

1) 0.8kV 框架断路器

型式: 带智能保护器的框架抽屉式断路器

型号:

额定电压: 800V

额定电流: A (框架电流 3200A)

额定绝缘电压: 1800V

额定冲击耐受电压: 12kV

极限分断能力: 50kA

额定短路时耐受电流: 50kA/1S

额定短路接通能力: 105kA

电气寿命: 20000 次

机械寿命 (免维护): 10000 次

脱扣器: 智能型低压断路器在预装式变电站设就地/远方切换开关, 具有就地/远方分、合闸操作功能, 断路器脱扣线圈和合闸线圈应预留供远程控制用的接口, 供监控系统控制用。接线由承包人完成。

低压断路器配置过载长延时和短延时、短路瞬时、接地故障保护等保护功能。其分合闸状态和故障跳闸状态应有信号上传, 并提供 2 对常开、2 对常闭无源接点及 1 对脱扣报警接点供监控系统用。

2) 0.8kV 浪涌保护器 (应具有防雷中心出具的检验报告)

型号:

额定工作电压: 800V

保护等级: B+C 级防雷防浪涌保护

1) 塑壳断路器

塑壳断路器型号:

额定电压: 800V、400V

额定电流: 按需

4) 低压二次配置要求

①低压侧配置电流互感器 3 只：准确级 0.2S/3P。配置电子式多功能仪表。

②保护、监控及通信

a) 测量

低压侧电流量、电压量、温度信号、低压开关位置状态等。

b) 温度控制

检测变压器温度、高低压室内湿度。

5) 配置 1 组低压负荷开关熔断器，用于控制浪涌保护器回路。

6) 低压配电室设备主要技术要求

①低压接线

预装式变电站低压侧为电缆进线，低压接线采用绝缘铜母排，设计应充分考虑电缆进线的安装位置。母排布置要求连接可靠安装方便，保证安全距离。

②低压室内壁两侧设 2mm 厚度绝缘板。低压室门锁拉杆材料选用应有足够强度。二次布线要合理、规范、牢固。柜内应采用防凝露措施。

③低压设备的允许温升值满足 GB7251 的规定。

④预装式变电站低压室配置站用变压器，作为检修、照明、加热、制冷的用电电源及断路器操作、监测装置辅助用电电源。柜内采用防凝露措施。

⑤低压室在门打开时导电体不能裸露，应加装绝缘防护板。

⑥低压主进线断路器，低压侧选用智能型框架断路器。

⑦低压主进线断路器配置过压保护装置，带时限整定功能，过压设定值为额定值的 15%，时限整定值为 500ms。

⑧低压侧配置一个小型配电箱，一个内置 4 只 400V 微型断路器（In=6A 2 只，In=10A 2 只），220V 微型断路器（In=10A 1 只，用于工业电视监视头电源 220V，10A）2 只插座(三相 1 只、单相 1 只)，并预留扩展空间。预装式变电站检修、照明、加热电源由此引出。

7) 低压室内设带有温湿度控制器的加热装置。高低压室内均设置照明灯，高压室的照明开关按钮设置在内门上。

8) 低压设备的允许温升值满足 GB7251 的规定。

(7) 预装式变电站监控（由投标人根据项目填报）

1) 监测内容

①温度测量

变压器应装配足够的测温装置，测温点配置一支 **Pt100** 电阻，每个测温点应配置一个温度控制器，温度控制器带有最大允许温度指针和报警接点。每台控制器应输出三副无源独立接点（温度过高跳闸接点两副，温度高报警接点一副），其中一副温度过高跳闸接点直接动作于跳预装式变电站低压侧断路器，另一副温度过高跳闸接点及温度高报警接点引至低压柜端子排供引出送预装式变电站智能监控单元。

温度控制器的电源取自低压室预装式变电站辅助电源。

2) 监测量

①送至预装式变电站智能监控单元的信号

a) 状态信号：

预装式变电站高压侧断路器分合闸位置、隔离开关位置、预装式变电站低压侧断路器分合闸位置、预装式变电站低压断路器远方控制方式、预装式变电站门位置信号等。

b) 报警信号

变压器瓦斯信号。

c) 遥测量

预装式变电站三相电流、预装式变电站三相电压、预装式变电站室温。

②监测量送出方式

所有的监测量均经预装式变电站低压柜端子排引至预装式变电站智能监控单元，与当地调度约定传输方式。

3) 预装式变电站智能监控单元：

型号：

额定电压：**AC220V**

直流输入：**3** 路直流输入，热电阻或 **4-20mA** 可选。

交流输入：

开关量：**20** 路 **DI** 及 **4** 路 **DO**。

通讯：**2** 个光口，**1** 个 **RS485**。

故障及操作记录：各记录 **25** 次最近发生的操作信息。

提供正版系统软件、支持软件和监控界面。五年内免费为招标人软件升级。

9.3.4. 35kV 预装式变电站技术规范

(1) 35kV 预装式变电站型式

预装式变电站由高压断路器、变压器、低压断路器等组成。

型号：由投标人根据项目填报。

(2) 预装式变电站一次接线示意图 (kV/kV) (由投标人根据项目填报)。

说明：

1) 预装式变电站高压侧及低压侧出线方式均为电缆出线。

2) 预装式变电站不配置 UPS，需配置壁挂式直流电源，容量以施工图设计为准。

(3) 预装式变电站的结构要求

1) 预装式变电站外壳采用不小于 2mm 的 304 不锈钢，外壳采用 UV 打印，图案根据发包人要求确定，满足大于 25 年使用寿命要求。箱体有足够的机械强度和刚度，在起吊、运输和安装时不会变形或损坏。

2) 预装式变电站的结构应保证工作人员的安全和便于运行、维护、检查、监视、检修和试验。

3) 预装式变电站使用寿命必须大于 25 年。预装式变电站内部件必须按运行寿命大于 25 年设计。

4) 承包人应在合同签订后提供预装式变电站的总重量。

5) 预装式变电站结构必须进行防风加固处理。预装式变电站箱体的防腐必须经过耐湿防腐处理。

6) 高压单元及低压单元应分别为独立的全密封结构。低压单元底部设计时考虑能方便人进入预装式变电站基础电缆沟。

7) 箱体外壳应有足够的机械强度，在起吊、运输和安装时不会变形或损伤。预装式变电站的外观设计要体现出美观、大方、颜色和谐，尽可能与周边环境相适应，满足业主方需求。

8) 箱壳采用的金属材料应具有抗暴晒、不易导热、抗风化腐蚀及抗机械冲击等特点。外壳油漆采用热固性纯树脂粉末材料喷涂均匀，抗暴晒、抗腐蚀，并着力牢固。

9) 箱体设计的外壳形状应不易积尘、积水；箱体顶盖的倾斜度不小于 3°，并装设有防雨的密封盖板和防雨檐。尽量少用外露紧固件，以免螺钉穿通外壳使水导入壳内；对穿通外壳的孔，均应采取相应的密封措施；外壳的盖和座若采用铰链联结，应将铰链设计在外壳的内侧，制成暗铰链。金属构件应有防锈处理和喷涂防护层。

10) 箱体内部应有电加热器装置用于驱霜, 避免内部元件发生凝露。箱体内部喷涂防水材料, 避免水气凝结, 预装式变电站需配置空调(制冷功率 2P 及以上)降温, 确保低压配电设备、预装式变电站时刻处于正常工作温度范围内。

11) 箱体应带操作走廊。箱壳门应向外开, 开启角度大于 90°, 并设定位装置。箱式变装有把手、暗闩, 箱门关闭时与箱体至少三点紧固。箱体的门锁应采用防锈、防撬暗锁。

12) 每台预装式变电站装置内部采用钢板及阻燃绝缘隔板严密分割成高压室、变压器室、低压室, 高、低压室防护等级为 IP44。高压和低压的进出线电缆孔采用敲落孔, 并方便于密封, 便于变压器散热。其余所有带电间隔均应密封在隔室内, 以保证在周围空气温度下运行时, 所有的电器设备的温度不超过其最大允许温度。低压室在门打开时导电体不能裸露, 要加装防护板。高压室内门加装电磁锁, 当高、低侧带电时高压室内门不能打开。

13) 预装式变电站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 12mm 的铜质螺栓。箱式变的金属骨架、高、低压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, 并与一根截面为 50×5 的接地铜排可靠地连接在一起。壳体内所有需要接地的设备及外壳均与铜排可靠连接, 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。并在高低压室的四角留出与室外接地线相连的接线孔及敲落孔。门及在正常运行条件下可抽出部分保证在打开或隔离位置时仍可靠接地。

14) 预装式变电站的外观应设有“高压危险, 请勿靠近”的标志, 明显耐久、不可拆卸的铭牌。

15) 变压器的噪音水平满足国标要求(冷却器和排风机都打开条件下)。

16) 预装式变电站内部电气设备要求:

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。

高、低压带电导体全部采用同电压等级绝缘母线, 并设有安全防护措施。

进出线均为电缆下进线, 应考虑电缆的安装位置和便于进行试验。

预装式变电站内部电气设备的装设位置应易于观察、操作及安全地更换。

预装式变电站内部电气设备采用单元式结构, 各元件之间装有绝缘隔板。

柜内二次配线: 采用聚乙烯树脂绝缘电线、铜芯, 可动部分过渡柔软, 并能承受住挠曲而不致疲劳损伤, 柜内所有配线两端均有打印的线号。电流回路 2.5mm², 计量回路采用 4mm², 其它回路 1.5mm²。

预装式变电站内部电气设备的绝缘按照相关规范要求设计，包括二次接线、端子排及二次小开关等。

变压器应装设温度计，以监测变压器内部温度；预装式变电站应装设普通电流、电压表计。

高压配电装置小室设五防联锁机械装置。

高低压室内均设置照明灯，高压室的照明开关按钮设置在内门上。

17) 承包人应根据本工程的海拔高度按相关规范对绝缘水平及设备内外间隙进行修正，并保证产品符合修正后的绝缘要求及间隙要求。

18) 承包人应考虑电站海拔条件下对设备的降容影响，并提出相应的保障措施。

(4) 35kV 变压器主要技术参数（由投标人根据项目填报）

1) 参数一

名称：三相双绕组油浸式变压器

型号：S13—4000

额定容量：4000kVA

额定电压：37±2×2.5%/0.8kV

相数：3

频率：50Hz

调压方式：无励磁调压

线圈联接组别：Dy11

冷却方式：ONAN

阻抗电压：7%

空载损耗：2.89kW

负载损耗：27.3kW

绝缘体：

中性点接地方式：不接地

变压器要求有保护功能，配置瓦斯保护，重瓦斯跳闸，轻瓦斯发信。报警、跳闸保护均预留上传无源接点（各 2 对）。

绝缘水平：

变压器绕组的额定耐受电压（35kV 线端）：

额定雷电冲击耐受电压	全波：200kV
额定短时（1min）工频耐受电压（有效值）	85kV
注：应根据设备安装位置的海拔高度对设备外绝缘进行修正。	

过负荷能力：

过电流（%）	30	45	60	75	100
允许运行时间（min）	120	80	45	20	10

短时工频过电压能力：

电压部位	允许时间			
	20min	20s	1s	0.1s
相—相	1.1	1.25	1.5	1.58
相—地	1.1	1.25	1.9	2

线圈材料采用铜导体，硅钢片采用优质低损耗冷轧取向硅钢片叠制，并采取有效措施避免涡流损失。

变压器应保证 25 年免维护。

变压器的温升试验应符合 GB1094.2 规定，根据使用环境条件，投标人提供的设备在海拔 1000m 以下进行试验时，变压器温升必须满足下表要求。

部分	温升限值
线圈：绝缘的耐热等级为 A （用电阻法测量的平均温升）	___K（承包人完善）
用温度计测量的温升	___K（承包人完善）
铁芯本体	应是使相邻绝缘材料不致损伤的温度
结构件表面	___ K（承包人完善）

2) 参数二

名称：三相三绕组油浸式变压器

型号：SF13-8000

额定容量：8000kVA

额定电压：37±2×2.5%/0.8kV

相数：3

频率：50Hz

调压方式：无励磁调压

线圈联接组别：D，d0-d0

冷却方式：ONAN

阻抗电压：13.5%

空载损耗：7.2kW

负载损耗：45.3kW

绝缘体：

中性点接地方式：不接地

变压器要求有保护功能，配置瓦斯保护，重瓦斯跳闸，轻瓦斯发信。报警、跳闸保护均预留上传无源接点（各 2 对）。

绝缘水平：

变压器绕组的额定耐受电压（35kV 线端）：

额定雷电冲击耐受电压	全波：200kV
额定短时（1min）工频耐受电压（有效值）	85kV
注：应根据设备安装位置的海拔高度对设备外绝缘进行修正。	

过负荷能力：

过电流（%）	30	45	60	75	100
允许运行时间（min）	120	80	45	20	10

短时工频过电压能力：

电压部位	允许时间			
	20min	20s	1s	0.1s
相—相	1.1	1.25	1.5	1.58
相—地	1.1	1.25	1.9	2

线圈材料采用铜导体，硅钢片采用优质低损耗冷轧取向硅钢片叠制，并采取有效措施避免涡流损失。

变压器应保证 25 年免维护。

变压器的温升试验应符合 GB1094.2 规定,根据使用环境条件,投标人提供的设备在海拔 1000m

以下进行试验时, 变压器温升必须满足下表要求。

部分	温升限值
线圈：绝缘的耐热等级为 A (用电阻法测量的平均温升)	___K (承包人完善)
用温度计测量的温升	___K (承包人完善)
铁芯本体	应是使相邻绝缘材料不致损伤的温度
结构件表面	___ K (承包人完善)

(5) 高压开关柜主要电气设备技术要求 (由投标人根据项目填报)

1) 柜体总体要求

电气设备技术参数

序号	名 称	柜内主要电气一次设备
1	柜后电缆出线柜 (柜内所有设备额定热稳定电流 kA)	内装:
2	其它要求	柜内附 Φ8 的镀锡铜母线作为电气二次小母线,屏顶设双排母线架 (可放 14 根母线)。

①开关柜内所配置的保护装置、断路器、电流互感器、电压互感器、避雷器等元器件应选用优质产品, 型号、生产厂家应在报价表中明确。

②柜体颜色及材质: 开关柜外壳采用满足国标厚度的镀锌钢板材质, 颜色与配套设备颜色一致, 所用油漆要求耐候性好、耐酸、耐碱, 二十年之内不变色、不失光、不粉化。

③在开关柜铭牌上除正常标注外, 还应标注以下内容:

- a) 绝缘水平 (包括工频, 雷电冲击耐压等);
- b) 额定短时耐受电流及时间; 额定峰值耐受电流;
- c) 外绝缘泄漏比距 (cm/kV) 或爬电距离 (mm)。

④半封闭结构开关柜内裸露母线必须采用绝缘复合材料进行三相包裹。严禁使用乙烯带进行绑

扎处理，防止因绑扎松脱导致绝缘故障。

⑤柜内母线及引线材料为铜；母线及引接线、接头均采用优质热缩绝缘材料按相色包裹，母线出厂前必须预装过。热缩绝缘材料的寿命应保证和开关柜的寿命协调一致。

⑥柜内所有设备的额定短时耐受电流及时间应分别满足：**kA（4s）**；额定峰值耐受电流：**kA**，柜内所有设备均应满足此要求。

⑦开关柜应具备全面防误闭锁功能。

a) 功能要求：开关柜需与原有配电设备、五方装置相匹配且必须具备以下五项防误功能，即：防止误分、合断路器；相关断路器和接地开关应有联锁装置以防止接地开关误操作。

b) 在满足五防功能的情况下，宜具备验电和装设接地线的条件；同时应预留有安装微机防误闭锁装置挂锁的位置及接地桩的位置，设备应设置有方便观察断路器、避雷器在线监测仪动作情况的观察孔。

⑧设备应为全工况型，投标方必须提供一、二次施工图交设计审查，二次保护按照设计方审查的保护原理图、设备表、端子排图进行设计生产（开关柜上要求的就地、远方切换，就地跳、合闸按钮，弹簧储能信号引至开关柜端子排上。断路器、接地开关所有辅助接点应接至开关柜端子排上）。

⑨高压开关柜内各带电部分的对地距离和相间距离必须满足下表的要求。

开关柜内各相导体的相间与对地净距（海拔不超过 1000m 时）

额定电压（即最高电压）（kV）	7.2	12（11.5）	24	40.5
1.导体至接地间净距（mm）	100	125	200	300
2.不同相的导体之间净距（mm）	100	125	180	300
3.导体至无孔遮拦间净距（mm）	130	155	210	330
4.导体至网状遮拦间净距（mm）	200	225	280	400

注：海拔超过 1000m 表中所列 1、2 项值应按每升高 100m 增大 1%进行修正；3、4 项之值应分别增加 1 或 2 项值的修正值。

⑩柜内采用阻燃铜端子，并留有 15%的备用端子。端子采用凤凰端子或同等质量的端子，电流端子和电压端子应有明确区分。端子排适用于接 4mm² 导线。主变差动、母差保护回路互感器二次芯必须采用截面不小于 4mm² 的铜导线；布线时，应避免其它组件故障对它的影响。

产品出厂时，应进行 1min 工频耐压试验。在满足全工况要求前提下，作为加强措施，要求开关

柜内电气设备最小空气净距 $\geq 360\text{mm}$ 。

⑪隔离措施：柜内必须有防止因本柜故障殃及相邻开关柜的隔离措施，应能防止因本身缺陷、异常或误操作导致的内电弧伤及工作人员。开关柜中的主要电器元件应有独立的隔室，如断路器室、电缆室、二次电气室等，室与室之间应用接地的金属板分隔，以提高运行的安全性和可靠性。

⑫电缆隔室

a) 电缆隔室内必须有安装电缆头的指定位置，并已考虑了可靠的固定方法和零部件。

b) 电缆头的安装位置及连接方式必须考虑检修、试验时便于拆线及接线。

c) 电缆隔室与电缆沟连接处应采取封闭措施，以防止小动物进入。

⑬开关柜的接地：

a) 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。此导体应为铜质，在接地故障时其电流密度规定不超过 $200\text{A}/\text{mm}^2$ ，但最小截面不得小于 30mm^2 。该接地导体应设有与接地相连接端子，并应有明确的接地标志。

b) 接地回路所能承受的峰值耐受电流和短时耐受电流应与主回路相适应；专用接地导体应承受可能出现的最大短时耐受电流；接地汇流排以及与之连接的导体截面，应能通过额定短路开断电流的 87%。

c) 高压开关柜的金属骨架及其安装于柜内的高压电器元件的金属支架应有符合技术条件的接地，且与接地导体均应相互连接，并过专用端子连接牢固。

d) 开关柜二次小室内设专用接地铜排，接地铜排应与开关柜体绝缘。

⑭对外购元件，投标人应进行二次出厂检验，同时向招标方提供主设备出厂试验报告，作为招标方以后交接或运行试验的比较依据。

⑮开关柜外壳防护等级 IP4X，断路器室门打开时防护等级 IP2X。

⑯高压开关柜其他要求

a) 高压配电室内要求设有带电指示器。

b) 高压侧连接：高压端子与电缆连接，采用 1 根 10kV 电缆。

c) 高压设备的允许温升值满足 GB/T11022 的规定。

d) 高压配电室的空气间隙应满足规程要求。

2) 真空断路器

采用环氧树脂固封极柱式真空断路器，利用真空作为灭弧介质；储能操动机构采用与断路器一

体化的盘簧储能操动机构，且不同电流规格的断路器使用同一品牌操动机构，选用国内外一线品牌。

①柜内断路器环氧树脂固封极柱式真空断路器，需提供不低于项目升压站海拔的试验报告。

②断路器操动机构形式：弹簧操动机构，储能电动机电源为交/直流双用 220V。

③开关柜内断路器不得采用分体式结构。

型式：固封极柱式真空断路器

型号：

额定电压：40.5kV

额定电流：1250A

额定冲击耐受电压：185kV

极限分断能力：31.5kA

额定短路时耐受电流：31.5kA

额定短路接通能力：80kA

机械寿命（免维护）：10000 次

3) 微机综合保护装置

①能测量回路电流、电压、功率因数，频率、有功无功功率、有功无功电能参数，满足事件记录 and 故障录波功能，瞬时速断保护、定时过流、闭锁备自投、零序过流、过压保护，过负荷保护、告警。通过 RS485 的通信接口进行数据传输，应能支持 IEC61850 通信协议，预留的通讯、自动化接口、能完全满足配网自动化升级改造的需要，具备防跳功能、跳闸自保持功能和遥测、遥信、遥控功能。

②保护测控装置均应具有大屏幕显示，可显示单线图，方便操作。其控制、保护信息及状态变化、模拟量及开关量的输入、跳闸报告、定值整定、通信状态等均可在屏幕上显示。可以存储六套整定值，能在保护装置和远端在线切换。装置具备加密授权，并能在停电时保存数据。

③保护测控装置的开关量输入回路均应带光电隔离。保护装置的开关量输入信号不少于 12 个，开关量输出不少于 10 个，采用主机和底座可分离的前插拔式结构，方便现场安装和维护。同时在主机与底座分离时，CT 端子能自动短接。

④35kV 集电线路应配置微机型过流保护，零序电流保护。配置过负荷保护，带时限动作于信号。

⑤35kV 无功补偿装置保护配置过流保护及零序电流保护。

动态无功补偿保护和控制装置由动态无功补偿设备厂家成套提供，实现对站内无功补偿装置的控制与调节。动态无功补偿保护和控制装置应能实现与升压变电站监控系统的可靠通信。

4) 电流互感器

①型式：采用环氧树脂全密封浇注产品，户内型支柱式全封闭结构，具有较高的动、热稳定性，满足 GB 或 IEC 的技术要求。

②主要技术参数：

系统额定电压(kV)：35

工频耐压(kV)：80

冲击电压(kV)：185

额定一次电流(A)：各规格（根据图纸确定）

额定二次电流(A)：各规格（根据图纸确定）

用于测量与保护：0.5/10P30/5P10

用于计量：0.2S

二次额定容量(VA)：各规格（根据图纸确定）

额定热稳定电流(有效值，kA/ I_s)：≥10

额定动稳定电流(kA)：≥25

电流互感器二次负荷 10%倍数、最大二次电流倍数及二次线圈阻抗都能满足 GB 或 IEC 的要求。

二次电流为额定电流 25%~120%时电流互感器的误差限值：

比值差(%)：±0.5

相角差(′)：±40

5) 电压互感器

①型式：按图纸配置，绝缘体局部放电量不大于 5PC；其二次侧熔断器应安装在仪表内。

②主要技术参数：

系统额定电压(kV)：35

工频耐压(kV)：80

冲击电压(kV)：185

额定电压比(kV)：各规格（根据图纸确定）

额定频率(Hz)：50

准确级：各规格（根据图纸确定）

二次额定容量(VA)：各规格（根据图纸确定）

一次电压变化范围为 85%~115%、二次负荷变化范围为 25%~100%时电压互感器的误差限值：

准确级 0.2 级：比值差(%) ± 0.2

准确级 0.5 级：比值差(%) ± 0.5

准确级 3P：比值差(%) ± 3

6) 开关状态显控装置：

开关柜面板需安装智能显控装置，以方便现场观察和操控，该装置要求抗干扰能力强，具备 RS485 远程通信接口。具备一次回路模拟指示、开关状态显示、接地刀状态显示、温湿度自动控制功能。

7) 氧化锌避雷器：采用硅橡胶外套，按设计图配置，2ms 方波通流能力：不小于 250A。

大电流冲击耐受能力（4/10 μ s）：不小于 65kA。

8) 高压熔断器：技术参数见图纸，选用国产优质品牌。

9) 高压室内配置带电指示器，以指示高压室内是否带电，并控制高压室内门上的电磁锁，以确保高压室带电时内门无法打开。

（6）低压开关柜主要电气设备技术要求（由投标人根据项目填报）

1) 0.8kV 框架断路器

型式：带智能保护器的框架抽屉式断路器

型号：

额定电压：800V

额定电流： A（框架电流 3200A）

额定绝缘电压：1800V

额定冲击耐受电压：12kV

极限分断能力：50kA

额定短路时耐受电流：50kA/1S

额定短路接通能力：105kA

电气寿命：20000 次

机械寿命（免维护）：10000 次

脱扣器：智能型

低压断路器在预装式变电站设就地/远方切换开关，具有就地/远方分、合闸操作功能，断路器脱扣线圈和合闸线圈应预留供远程控制用的接口，供监控系统控制用。接线由承包人完成。

低压断路器配置过载长延时和短延时、短路瞬时、接地故障保护等保护功能。其分合闸状态和故障跳闸状态应有信号上传，并提供 2 对常开、2 对常闭无源接点及 1 对脱扣报警接点供监控系统用。

2) 0.8kV 浪涌保护器（应具有防雷中心出具的检验报告）

型号：

额定工作电压：800V

保护等级：B+C 级防雷防浪涌保护

3) 塑壳断路器

塑壳断路器型号：

额定电压：800V、400V

额定电流：按需

4) 低压二次配置要求

①低压侧配置电流互感器 3 只：准确级 0.2S/3P。配置电子式多功能仪表。

②保护、监控及通信

a) 测量

低压侧电流量、电压量、温度信号、低压开关位置状态等。

b) 温度控制

检测变压器温度、高低压室内湿度。

5) 配置 1 组低压负荷开关熔断器，用于控制浪涌保护器回路。

6) 低压配电室设备主要技术要求

①低压接线

预装式变电站低压侧为电缆进线，低压接线采用绝缘铜母排，设计应充分考虑电缆进线的安装位置。母排布置要求连接可靠安装方便，保证安全距离。

②低压室内壁两侧设 2mm 厚度绝缘板。低压室门锁拉杆材料选用应有足够强度。二次布线要合

理、规范、牢固。柜内应采用防凝露措施。

③低压设备的允许温升值满足 GB7251 的规定。

④预装式变电站低压室配置站用变压器，作为检修、照明、加热、制冷的用电电源及断路器操作、监测装置辅助用电电源。柜内采用防凝露措施。

⑤低压室在门打开时导电体不能裸露，应加装绝缘防护板。

⑥低压主进线断路器，低压侧选用智能型框架断路器。

⑦低压主进线断路器配置过压保护装置，带时限整定功能，过压设定值为额定值的 15%，时限整定值为 500ms。

⑧低压侧配置一个小型配电箱，一个内置 4 只 400V 微型断路器（In=6A 2 只，In=10A 2 只），220V 微型断路器（In=10A 1 只，用于工业电视监视头电源 220V，10A）2 只插座(三相 1 只、单相 1 只)，并预留扩展空间。预装式变电站检修、照明、加热电源由此引出。

7) 低压室内设带有温湿度控制器的加热装置。高低压室内均设置照明灯，高压室的照明开关按钮设置在内门上。

8) 低压设备的允许温升值满足 GB7251 的规定。

(7) 预装式变电站监控（由投标人根据项目填报）

1) 监测内容

①温度测量

变压器应装配足够的测温装置，测温点配置一支 Pt100 电阻，每个测温点应配置一个温度控制器，温度控制器带有最大允许温度指针和报警接点。每台控制器应输出三副无源独立接点（温度过高跳闸接点两副，温度高报警接点一副），其中一副温度过高跳闸接点直接动作于跳预装式变电站低压侧断路器，另一副温度过高跳闸接点及温度高报警接点引至低压柜端子排供引出送预装式变电站智能监控单元。

温度控制器的电源取自低压室预装式变电站辅助电源。

2) 监测量

①送至预装式变电站智能监控单元的信号

a) 状态信号：

预装式变电站高压侧断路器分合闸位置、隔离开关位置、预装式变电站低压侧断路器分合闸位置、预装式变电站低压断路器远方控制方式、预装式变电站门位置信号等。

b) 报警信号

变压器瓦斯信号。

c) 遥测量

预装式变电站三相电流、预装式变电站三相电压、预装式变电站室温。

②监测量送出方式

所有的监测量均经预装式变电站低压柜端子排引至预装式变电站智能监控单元，经光缆引至相应的控制柜，与控制信号一起经光缆送至电缆分支箱。

3) 预装式变电站智能监控单元：

型号：

额定电压：AC220V

直流输入：3 路直流输入，热电阻或 4-20mA 可选。

交流输入：

开关量：20 路 DI 及 4 路 DO。

通讯：2 个光口，1 个 RS485。

故障及操作记录：各记录 25 次最近发生的操作信息。

提供正版系统软件、支持软件和监控界面。五年内免费为招标人软件升级。

9.3.5. 试验

(1) 概述

1) 试验计划

供方应提交预装式变电站初步工厂试验的计划。

2) 合同执行中提供试验计划和程序

至少在工厂试验前的 10 天，投标方应通知招标人，并提供试验大纲，以便招标人能见证试验。

3) 招标方放弃任一试验或不到场见证试验均不能免除投标方应负的完全满足本技术规范要求的责任。

(2) 预装式变电站试验

1) 型式试验

型式试验及出厂试验按照《高压/低压预装式变电站》DL/T 537-2018 及有关国家标准规定执

行。

具有国家认可机构出具的所投预装式变电站型式试验报告。投标方如中标在签订技术协议时要提供原件。

预装式变电站内的所有元件均应通过相应标准所要求的型式试验。

型式试验内容（包括但不限于以下内容）

绝缘试验

温升试验

短时和峰值耐受电流试验

功能试验

防护等级的验证

机械试验

声级检验

关合和分断能力试验

2）出厂试验（例行试验）

承包人应按中国国家现行标准对供货设备进行出厂试验。并提供同类产品的型式试验以及特殊试验报告（包括零序阻抗值）。试验时应通知招标方代表到场验证，其试验结果应能证明所提供的设备能满足合同规定的技术条件。

①一般检查

外观整洁、无锈蚀、无损伤、附件齐全。

②测量高压回路电阻

高压回路电阻测量用电阻法或直流电压法。测量每个回路的每相直流电阻，应按《高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB11022-2020 中有关规定进行。各回路的电阻值应在相应规定范围之内。

③绝缘试验

高低压主回路工频耐压试验：

将预装式变电站高、低压主回路分别连接起来（变压器不包括在内）试验电压加于相与相、相与地之间，持续时间 1min。

具体试验方法参照《绝缘配合 第 1 部分 定义、原则和规则》GB/T311.1。

④机械操作试验

预装式变电站的各种开关设备及其操作机构，在规定操作动力下，其机械特性应符合各自技术条件。合闸、分闸各 5 次，应无异常情况发生。

⑤发热试验

在电站最高环境温度下，保证变压器能在自然通风下满负荷连续运行。即在允许最高环境温度下，变压器的温升稳定值不超过规定的温升限值。

⑥动、热稳定试验

⑦开关设备的关合和开断能力试验

预装式变电站高压配电装置中的开关设备，应在正常的安装和使用条件下，根据各自的标准进行额定的关合和开断能力试验，以检验负荷开关、熔断器在箱体内经安装调试后的工作性能。

⑧防雨试验

对预装式变电站整体进行淋雨试验。试验后，箱体内导电体、绝缘等部分应没有进水痕迹。具体试验方法参照《高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB11022-2020 有关规定进行。

⑨雷电冲击试验

参照《绝缘配合 第 1 部分：定义、原则和规则》GB/T311.1 有关规定进行。

3) 现场试验

合同设备到达现场后，按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150-2016 出现场试验大纲，并进行现场试验指导。

4) 长时间空载试验

额定电压 24 小时或 1.1 倍额定电压 12 小时，试验后测量空载损耗、空载电流，并与试验前相同条件的测试结果比较应无明显变化。

9.3.6. 技术资料 and 交付进度

(1) 投标方资料应及时提交招标人审核，并满足工程进度要求。

承包人资料的提交应及时充分，满足工程进度要求。正式图纸必须加盖工厂公章或签字。资料主要包括：

- 1) 设备外形尺寸图（包括设备重量）
- 2) 设备安装布置图、安装尺寸及推荐基础图

3) 设备重心高度及操作力

(2) 投标方提供的资料应使用国家法定单位制即国际单位制。

(3) 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰、完整，满足工程要求。

(4) 对于其它没有列入技术资料清单，却是工程所必需的文件和资料，一经发现，投标方应及时免费提供。

(5) 出厂技术文件：

1) 产品安装使用说明书

2) 出厂试验报告

3) 外形尺寸及安装图

4) 产品合格证书

5) 装置电气原理图

6) 控制接线图

7) 铭牌标志图

8) 售后服务文件

9) 供货详细清单

10) 用户要求的其它安装调试和维修所必备的图纸和说明

序号	资 料 内 容
1	图纸类： (1) 总装图：应表示设备总的装配情况，包括外形尺寸，设备的重心位置和总重量，运输尺寸和重量，有关控制柜位置，电缆入口位置，一次端子尺寸和材料及其它附件。 (2) 基础图：应注明设备及其控制柜尺寸，基础螺栓的位置和尺寸，设备操作时的动态负荷等。 (3) 电气原理图：应包括有关设备控制柜及操作机构的内部接线和远方操作的控制、信号，照明等交流及直流回路，如有多张电气原理图，还应注明各图之间的有关线圈和触点的相互对应编号，必要时，应提供所有特殊装置或程序的概要操作说明。操动机构及控制柜与有关设备间的相互连接图，应包括控制柜内全部端子情况，并注明电缆的识

	别编号及柜内的大致位置。
2	组装后设备的机械强度计算报告
3	说明书： 应包括下列内容： （1）安装、运行、维护、和全部附件的完整说明和数据。 （2）额定值和特性资料。 （3）所有附件的全部部件序号的完整资料。 （4）例行试验数据。 （5）表示设备的结构图以及对基础的技术要求。 （6）其它适用的资料和说明。
4	试验报告： （1）型式试验报告（包括主要部件）； （2）出厂试验报告（包括主要部件）。

9.3.7. 包装、起吊、运输、安装

（1）包装

预装式变电站成套装置的包装保证装置在运输中，不因包装不良而损坏产品。插件、活动部分应固定牢固。应有内包装和外包装，装箱应防灰、防潮、防霉。包装应符合国家标准的有关规定。

包装箱上注明：

装置名称、型号及制造厂名。

发货、收货单位及详细地址。

产品重量和体积等。

标明“小心轻放”“向上”“防震”“防潮”等标志。

（2）起吊

预装式变电站必须具有承受其总重的起吊装置，并标明吊点位置，随货配置起吊支撑槽钢 2 根。

（3）运输

1) 运输和装卸严格遵守包装箱上标志的规定以及国家运输标准的有关规定。

2) 箱式运输时应符合铁路及公路部门的有关规定。

- 3) 运输应保证各设备外壳不受任何损伤, 内部元件不能发生位移且应保证内部元件性能完好。
- 4) 所有部件经妥善包装或装箱后, 在运输过程中尚应采取其它防护措施, 以免散失损坏或被盗。
- 5) 运输中不允许有任何的碰撞和磨损, 应装设冲撞记录仪, 底部需加缓冲垫防震。
- 6) 随产品提供的技术资料应完整无缺。

(4) 安装

预装式变电站经长途运输后, 供方应派人到现场进行必要的检查和交接试验, 合格后, 对安装单位进行指导安装调试后投入运行。

9.3.8. 质量保证及管理

承包人应保证其提供的产品及其附件是全新的, 未使用过的, 采用的是优质材料和先进工艺, 并在各方面符合合同规定的质量、规格和性能。承包人应保证设备及其组件经过正确安装、正常操作和保养, 在其寿命期内运行良好, 投标方应承诺设备的寿命不少于 25 年。在质保期内, 由于承包人设计、材料或工艺的原因所造成的缺陷或故障, 投标方应立即免费负责修理或更换有缺陷的零部件或整机。

在质量保证期内, 由于承包人设备的质量问题而造成停运, 承包人应负责尽快更换有缺陷或损坏的部件并赔偿相应损失。设备的质保期将延长, 延长时间为设备重新投运后 12 个月。

承包人应对合同设备的设计、材料选择、加工、制造和试验等建立质量保证体系, 并在合同设备的整个制造过程中严格按其执行。

承包人从其他厂采购的设备, 一切质量问题应由承包人负责。

中标后应提供的质量保证文件有:

- (1) 成套装置的国家级鉴定证书。
- (2) 质量保证模式有关证明文件 (ISO9000 系列质量保证体系认证证书等)。
- (3) 成套装置的主要技术参数表。
- (4) 成套装置的设备组件、附件、备品备件和专用工具仪表清单。
- (5) 有与本工程相似的运行经验, 并说明设备防潮湿和抗腐蚀的措施。

9.3.9. 技术服务、设计联络、工厂检验和监造

(1) 技术服务

设备供应商应指定一名工地代表, 配合招标人及安装承包商之间的工作。设备供应商应指派合格的有经验的安装监督人员和试验工程师, 对合同设备的安装、调试和现场试验等进行技术指导。

设备供应商指导人员应对所有安装工作的正确性负责，除非安装承包商的工作未按照设备供应商指导人员的意见执行，并且设备供应商指导人员立即以书面形式将此情况通知招标方。

（2）设计联络会

合同双方应召开设计联络会。

设计联络会：在承包人完成了预装式变电站的初步设计，合同生效后约 10 天（具体时间双方协商）举行设计联络会。讨论变压器的结构设计方案，主要部件的设计、材料、刚强度计算等；审查变压器电磁设计、主要技术参数等；讨论投标方提交的合同设备交货部件总清单，以确保设备物流顺畅；审查变压器与电缆的连接接口；变压器与监控保护系统接口等；确定变压器及其辅助设备的详细布置、管路、电缆的走向；审查并协调辅助设备的选型问题；审查厂内试验大纲；讨论合同设备安装问题；审查合同设备技术文件提交计划及设备清单；讨论双方关心的其它重要问题。

（3）工厂检验和监造

在投标方工厂的检验和监造：招标方有权派遣其检验人员到投标方及其分包商的车间场所，对合同设备的加工制造进行检验和监造。招标方将为此目的而派遣的代表以书面形式通知投标方。

9.3.10. 设备颜色及铭牌

（1）设备颜色

承包人向招标人提供色板，设备颜色最终由招标方确定。

（2）铭牌

合同设备（包括的主要元件和操动机构）应有耐久和字迹清晰的铭牌。

1) 文字

铭牌均使用中文刻制，并能在设备使用地点极端干旱、高温、昼夜温差大等特殊的环境条件下使用。所有的铭牌和标牌应永久性的安装在相应的设备和部件上，其位置清楚易见。铭牌中刻制的字体为印刷体，字迹清晰可见。

2) 铭牌内容

制造厂商名称和商标

产品型号、名称、产品代号或系列号

出厂编号和日期

主要参数

接线方案图

防护等级

9.4. 电缆分支箱

本工程设置 1 座 35kV 电缆分支箱，布置在 4#地块，具体型号最终以施工图设计为准。

母线型式：单母线接线；

配置：出线间隔 1 个、集电线路间隔 3 个、母线 PT 间隔 1 个、无功补偿间隔 1 个，远动及自动化屏 1 面、故障录波器屏 1 面、直流屏 1 面、壁挂式配电箱 1 面；

无功补偿：装设 1 组容量不小于±4Mvar 的动态无功补偿装置。最终无功补偿装置选用型式及容量以接入系统报告批复意见为准；

直流电源：设置不少于 72Ah 直流屏 1 面；

站用电源：取自 4#地块 35kV 预装式变电站。

9.4.1. 一般规定

(1) 标准

设备的设计、制造和试验应以本规范为准，本规范没有明确规定的则应遵守国家有关的标准。

本条款所指定的标准应作为设计制造的依据，采用的标准必须是最新版本，如果标准间出现冲突，应按高标准执行。

9.4.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

- (1) 《绝缘配合 第 1 部分： 定义原则和规则》GB/T 311.1-2012
- (2) 《绝缘配合 第 2 部分： 使用导则》GB/T 311.2-2013
- (3) 《绝缘配合 第 4 部分： 电网绝缘配合及其模拟的计算导则》GB/T 311.4-2010
- (4) 《高电压测量标准空气间隙》GB/T 311.6-2005
- (5) 《3.6kV~40.5kV 高压交流负荷开关》GB3804-2017
- (6) 《高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB11022-2020
- (7) 《继电保护和及安全自动装置通用技术条件》DL/T478-2013
- (8) 《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137-2001
- (9) 《外壳防护等级（IP 代码）》GB4208-2017
- (10) 《高压电器端子尺寸标准化》GB5273-2016

(11)《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB50150-2016

(12)《导体和电器选择设计规程》DL/T5222-2021

(13)《高压绝缘子瓷件技术条件》GB772-2005

(14)《电气耐热 耐热性和表示方法》GB 11021-2014

以上标准按最新版本执行。国家标准（GB）、电力行业标准（DL）、企业标准、国际电工委员会（IEC）标准以及国际单位制（SI）标准是对设备的最低要求。对国家有关安全、环境等强制性标准，必须满足其要求。

9.4.3. 电缆分支箱技术规范

（1）电缆分支箱型式

型号：由投标人根据项目填报。

（2）电缆分支箱一次接线示意图（由投标人根据项目填报）。

说明：

1）电缆分支箱进、出线方式为电缆出线。

2）电缆分支箱不配置 UPS，需配置直流屏 1 面、直流充电装置 1 套，容量以施工图设计为准。

（3）电缆分支箱的结构要求

1）电缆分支箱外壳采用金属或 GRC 水泥材质，满足大于 25 年使用寿命要求。箱体有足够的机械强度和刚度，在起吊、运输和安装时不会变形或损坏。

2）电缆分支箱的结构应保证工作人员的安全和便于运行、维护、检查、监视、检修和试验。

3）电缆分支箱使用寿命必须大于 25 年。电缆分支箱内部件必须按运行寿命大于 25 年设计。

4）承包人应在合同签订后提供电缆分支箱的总重量。

5）电缆分支箱结构必须进行防风加固处理。电缆分支箱箱体的防腐必须经过耐湿防腐处理。

6）高压单元为独立的全密封结构。

7）箱体外壳应有足够的机械强度，在起吊、运输和安装时不会变形或损伤。外观设计要体现出美观、大方、颜色和谐，尽可能与周边环境相适应，满足业主方需求。

8）箱壳采用的金属材料应具有抗暴晒、不易导热、抗风化腐蚀及抗机械冲击等特点。外壳油漆采用热固性纯树脂粉末材料喷涂均匀，抗暴晒、抗腐蚀，并着力牢固。

9）箱体设计的外壳形状应不易积尘、积水；箱体顶盖的倾斜度不小于 3°，并装设有防雨的密封盖板和防雨檐。尽量少用外露紧固件，以免螺钉穿通外壳使水导入壳内；对穿通外壳的孔，均应采

取相应的密封措施；外壳的盖和座若采用铰链联结，应将铰链设计在外壳的内侧，制成暗铰链。金属构件应有防锈处理和喷涂防护层。

10) 箱体内部应有电加热器装置用于驱霜，避免内部元件发生凝露。箱体内部喷涂防水材料，避免水气凝结，电缆分支箱需配置空调（制冷功率 2P 及以上）降温，确保时刻处于正常工作温度范围内。

11) 箱体应带操作走廊。箱壳门应向外开，开启角度大于 90°，并设定位装置。箱式变装有把手、暗门，箱门关闭时与箱体至少三点紧固。箱体的门锁应采用防锈、防撬暗锁。

12) 电缆分支箱防护等级为 IP44。电缆孔采用敲落孔，并方便于密封，便于散热。高压室内门加装电磁锁。

13) 电缆分支箱的外观应设有“高压危险，请勿靠近”的标志，明显耐久、不可拆卸的铭牌。

14) 电缆分支箱内部电气设备要求：

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。

高压带电导体全部采用同电压等级绝缘母线，并设有安全防护措施。

进出线均为电缆下进线，应考虑电缆的安装位置和便于进行试验。

内部电气设备的装设位置应易于观察、操作及安全地更换。

内部电气设备采用单元式结构，各元件之间装有绝缘隔板。

柜内二次配线：采用聚乙烯树脂绝缘电线、铜芯，可动部分过渡柔软，并能承受住挠曲而不致疲劳损伤，柜内所有配线两端均有打印的线号。电流回路 2.5mm²，计量回路采用 4mm²，其它回路 1.5mm²。

内部电气设备的绝缘按照相关规范要求设计，包括二次接线、端子排及二次小开关等。

高压配电装置小室设五防联锁机械装置。

高压室内设置照明灯，高压室的照明开关按钮设置在内门上。

15) 承包人应根据本工程的海拔高度按相关规范对绝缘水平及设备内外间隙进行修正，并保证产品符合修正后的绝缘要求及间隙要求。

(4) 高压柜技术要求（由投标人根据项目填报）

1) 真空断路器

采用环氧树脂固封极柱式真空断路器，利用真空作为灭弧介质；储能操动机构采用与断路器一体化的盘簧储能操动机构，且不同电流规格的断路器使用同一品牌操动机构，选用国内外一线品

牌。

型式：固封极柱式真空断路器

型号：

额定电压：40.5kV

额定电流：1250A

额定冲击耐受电压：185kV

极限分断能力：31.5kA

额定短路时耐受电流：31.5kA

额定短路接通能力：80kA

机械寿命（免维护）：10000次

2) 微机综合保护装置

①能测量回路电流、电压、功率因数，频率、有功无功功率、有功无功电能参数，满足事件记录和故障录波功能，瞬时速断保护、定时过流、闭锁备自投、零序过流、过压保护，过负荷保护、告警。通过 RS485 的通信接口进行数据传输，应能支持 IEC61850 通信协议，预留的通讯、自动化接口、能完全满足配网自动化升级改造的需要，具备防跳功能、跳闸自保持功能和遥测、遥信、遥控功能。

②保护测控装置均应具有大屏幕显示，可显示单线图，方便操作。其控制、保护信息及状态变化、模拟量及开关量的输入、跳闸报告、定值整定、通信状态等均可在屏幕上显示。可以存储六套整定值，能在保护装置和远端在线切换。装置具备加密授权，并能在停电时保存数据。

③保护测控装置的开关量输入回路均应带光电隔离。保护装置的开关量输入信号不少于 12 个，开关量输出不少于 10 个，采用主机和底座可分离的前插拔式结构，方便现场安装和维护。同时在主机与底座分离时，CT 端子能自动短接。

3) 电流互感器

①型式：采用环氧树脂全密封浇注产品，户内型支柱式全封闭结构，具有较高的动、热稳定性，满足 GB 或 IEC 的技术要求。

②主要技术参数：

系统额定电压(kV)：35

工频耐压(kV)：80

冲击电压(kV): 185

额定一次电流(A): 各规格(根据图纸确定)

额定二次电流(A): 各规格(根据图纸确定)

用于测量与保护: 0.5/10P30/5P10

用于计量: 0.2S

二次额定容量(VA): 各规格(根据图纸确定)

额定热稳定电流(有效值, kA/ I_s): ≥ 10

额定动稳定电流(kA): ≥ 25

电流互感器二次负荷 10%倍数、最大二次电流倍数及二次线圈阻抗都能满足 GB 或 IEC 的要求。

二次电流为额定电流 25%~120%时电流互感器的误差限值:

比值差(%): ± 0.5

相角差('): ± 40

4) 电压互感器

①型式: 按图纸配置, 绝缘体局部放电量不大于 5PC; 其二次侧熔断器应安装在仪表内。

②主要技术参数:

系统额定电压(kV): 35

工频耐压(kV): 80

冲击电压(kV): 185

额定电压比(kV): 各规格(根据图纸确定)

额定频率(Hz): 50

准确级: 各规格(根据图纸确定)

二次额定容量(VA): 各规格(根据图纸确定)

一次电压变化范围为 85%~115%、二次负荷变化范围为 25%~100%时电压互感器的误差限值:

准确级 0.2 级: 比值差(%) ± 0.2

准确级 0.5 级: 比值差(%) ± 0.5

准确级 3P: 比值差(%) ± 3

5) 开关状态显控装置:

开关柜面板需安装智能显控装置, 以方便现场观察和操控, 该装置要求抗干扰能力强, 具备

RS485 远程通信接口。具备一次回路模拟指示、开关状态显示、接地刀状态显示、温湿度自动控制功能。

6) 氧化锌避雷器：采用硅橡胶外套，按设计图配置，2ms 方波通流能力：不小于 250A。

大电流冲击耐受能力（4/10 μs）：不小于 65kA。

7) 高压熔断器：技术参数以施工图设计为准，选用国产优质品牌。

8) 高压柜内配置带电指示器，以指示高压室内是否带电，并控制高压室内门上的电磁锁，以确保高压室带电时内门无法打开。

9) 高压柜内设置高压进线接线端子及电缆支架。

10) 高压柜主要技术要求

①高压配电室内要求设有带电指示器。

②高压侧连接：高压端子与电缆连接，采用 1 根 35kV 电缆。

③高压设备的允许温升值满足 GB/T11022 的规定。

④高压配电室的空气间隙应满足规程要求。

（5）故障录波器技术要求（由投标人根据项目填报）

（6）直流屏技术要求（由投标人根据项目填报）

（7）远动及自动化屏技术要求（由投标人根据项目填报）

（8）电缆分支箱监控（由投标人根据项目填报）

1) 监测内容

①温度测量

温度控制器的电源取自电缆分支箱配电箱。

2) 监测量

①送至电缆分支箱智能监控单元的信号

a) 状态信号：

电缆分支箱各间隔断路器分合闸位置、隔离开关位置等。

b) 遥测量

电缆分支箱各间隔三相电流、母线三相电压、电缆分支箱室温。

②监测量送出方式

与当地调度约定传输方式。

3) 电缆分支箱智能监控单元:

型号:

额定电压: AC220V

直流输入: 3 路直流输入, 热电阻或 4-20mA 可选。

交流输入:

开关量: 20 路 DI 及 4 路 DO。

通讯: 2 个光口, 1 个 RS485。

故障及操作记录: 各记录 25 次最近发生的操作信息。

提供正版系统软件、支持软件和监控界面。五年内免费为招标人软件升级。

9.4.4. 试验

(1) 概述

1) 试验计划

供方应提交电缆分支箱初步工厂试验的计划。

2) 合同执行中提供试验计划和程序

至少在工厂试验前的 10 天, 投标方应通知招标人, 并提供试验大纲, 以便招标人能见证试验。

3) 招标方放弃任一试验或不到场见证试验均不能免除投标方应负的完全满足本技术规范要求的责任。

(2) 电缆分支箱试验

1) 型式试验

型式试验及出厂试验按照《高压/低压预装式变电站》DL/T 537-2018 及有关国家标准规定执行。

具有国家认可机构出具的所投预装式变电站型式试验报告。投标方如中标在签订技术协议时要提供原件。

预装式变电站内的所有元件均应通过相应标准所要求的型式试验。

型式试验内容(包括但不限于以下内容):

绝缘试验

温升试验

短时和峰值耐受电流试验

功能试验

防护等级的验证

机械试验

声级检验

关合和分断能力试验

2) 出厂试验（例行试验）

承包人应按中国国家现行标准对供货设备进行出厂试验。并提供同类产品的型式试验以及特殊试验报告。试验时应通知招标方代表到场验证，其试验结果应能证明所提供的设备能满足合同规定的技术条件。

①一般检查

外观整洁、无锈蚀、无损伤、附件齐全。

②测量高压回路电阻

高压回路电阻测量用电阻法或直流电压法。测量每个回路的每相直流电阻，应按《高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB11022-2020 中有关规定进行。各回路的电阻值应在相应规定范围之内。

③绝缘试验

高压主回路工频耐压试验：

将高压回路分别连接起来试验电压加于相与相、相与地之间，持续时间 1min。

具体试验方法参照《绝缘配合 第 1 部分 定义、原则和规则》GB/T311.1。

④机械操作试验

各种开关设备及其操作机构，在规定操作动力下，其机械特性应符合各自技术条件。合闸、分闸各 5 次，应无异常情况发生。

⑤发热试验

在电站最高环境温度下，保证在自然通风下满负荷连续运行。

⑥动、热稳定试验

⑦开关设备的关合和开断能力试验

高压配电装置中的开关设备，应在正常的安装和使用条件下，根据各自的标准进行额定的关合

和开断能力试验，以检验负荷开关、熔断器在箱体内经安装调试后的工作性能。

⑧防雨试验

对整体进行淋雨试验。试验后，箱体内导电体、绝缘等部分应没有进水痕迹。具体试验方法参照《高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB11022-2020 有关规定进行。

⑨雷电冲击试验

参照《绝缘配合 第1部分：定义、原则和规则》GB/T311.1 有关规定进行。

3) 现场试验

合同设备到达现场后，按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150-2016 出现场试验大纲，并进行现场试验指导。

9.4.5. 技术资料和交付进度

(1) 投标方资料应及时提交招标人审核，并满足工程进度要求。

承包人资料的提交应及时充分，满足工程进度要求。正式图纸必须加盖工厂公章或签字。资料主要包括：

- 1) 设备外形尺寸图（包括设备重量）
- 2) 设备安装布置图、安装尺寸及推荐基础图
- 3) 设备重心高度及操作力

(2) 投标方提供的资料应使用国家法定单位制即国际单位制。

(3) 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰、完整，满足工程要求。

(4) 对于其它没有列入技术资料清单，却是工程所必需的文件和资料，一经发现，投标方也应及时免费提供。

(5) 出厂技术文件：

- 1) 产品安装使用说明书
- 2) 出厂试验报告
- 3) 外形尺寸及安装图
- 4) 产品合格证书
- 5) 装置电气原理图
- 6) 控制接线图

7) 铭牌标志图

8) 售后服务文件

9) 供货详细清单

10) 用户要求的其它安装调试和维修所必备的图纸和说明

序号	资 料 内 容
1	图纸类： (1) 总装图：应表示设备总的装配情况，包括外形尺寸，设备的重心位置和总重量，运输尺寸和重量，有关控制柜位置，电缆入口位置，一次端子尺寸和材料及其它附件。 (2) 基础图：应注明设备及其控制柜尺寸，基础螺栓的位置和尺寸，设备操作时的动态负荷等。 (3) 电气原理图：应包括有关设备控制柜及操作机构的内部接线和远方操作的控制、信号，照明等交流及直流回路，如有多张电气原理图，还应注明各图之间的有关线圈和触点的相互对应编号，必要时，应提供所有特殊装置或程序的概要操作说明。操动机构及控制柜与有关设备间的相互连接图，应包括控制柜内全部端子情况，并注明电缆的识别编号及柜内的大致位置。
2	组装后设备的机械强度计算报告
3	说明书： 应包括下列内容： (1) 安装、运行、维护、和全部附件的完整说明和数据。 (2) 额定值和特性资料。 (3) 所有附件的全部部件序号的完整资料。 (4) 例行试验数据。 (5) 表示设备的结构图以及对基础的技术要求。 (6) 其它适用的资料和说明。
4	试验报告： (1) 型式试验报告（包括主要部件）； (2) 出厂试验报告（包括主要部件）。

9.4.6. 包装、起吊、运输、安装

(1) 包装

成套装置的包装保证装置在运输中，不因包装不良而损坏产品。插件、活动部分应固定牢固。应有内包装和外包装，装箱应防灰、防潮、防霉。包装应符合国家标准的有关规定。

包装箱上注明：

装置名称、型号及制造厂名。

发货、收货单位及详细地址。

产品重量和体积等。

标明“小心轻放”“向上”“防震”“防潮”等标志。

(2) 起吊

必须具有承受其总重的起吊装置，并标明吊点位置，随货配置起吊支撑槽钢 2 根。

(3) 运输

1) 运输和装卸严格遵守包装箱上标志的规定以及国家运输标准的有关规定。

2) 箱式运输时应符合铁路及公路部门的有关规定。

3) 运输应保证各设备外壳不受任何损伤，内部元件不能发生位移且应保证内部元件性能完好。

4) 所有部件经妥善包装或装箱后，在运输过程中尚应采取其它防护措施，以免散失损坏或被盗。

5) 运输中不允许有任何的碰撞和磨损，应装设冲撞记录仪，底部需加缓冲垫防震。

6) 随产品提供的技术资料应完整无缺。

(4) 安装

电缆分支箱经长途运输后，供方应派人到现场进行必要的检查和交接试验，合格后，对安装单位进行指导安装调试后投入运行。

9.4.7. 质量保证及管理

承包人应保证其提供的产品及其附件是全新的，未使用过的，采用的是优质材料和先进工艺，并在各方面符合合同规定的质量、规格和性能。承包人应保证设备及其组件经过正确安装、正常操作和保养，在其寿命期内运行良好，投标方应承诺设备的寿命不少于 25 年。在质保期内，由于承包人设计、材料或工艺的原因所造成的缺陷或故障，投标方应立即免费负责修理或更换有缺陷的零部件或整机。

在质量保证期内，由于承包人设备的质量问题而造成停运，承包人应负责尽快更换有缺陷或损

坏的部件并赔偿相应损失。设备的质保期将延长，延长时间为设备重新投运后 12 个月。

承包人应对合同设备的设计、材料选择、加工、制造和试验等建立质量保证体系，并在合同设备的整个制造过程中严格按其执行

承包人从其他厂采购的设备，一切质量问题应由承包人负责。

中标后应提供的质量保证文件

- (1) 成套装置的国家级鉴定证书。
- (2) 质量保证模式有关证明文件（ISO9000 系列质量保证体系认证证书等）。
- (3) 成套装置的主要技术参数表。
- (4) 成套装置的设备组件、附件、备品备件和专用工具仪表清单。
- (5) 有与本工程相似的运行经验，并说明设备防潮湿和抗腐蚀的措施。

9.4.8. 技术服务、设计联络、工厂检验和监造

(1) 技术服务

设备供应商应指定一名工地代表，配合招标人及安装承包商之间的工作。设备供应商应指派合格的有经验的安装监督人员和试验工程师，对合同设备的安装、调试和现场试验等进行技术指导。设备供应商指导人员应对所有安装工作的正确性负责，除非安装承包商的工作未按照设备供应商指导人员的意见执行，并且设备供应商指导人员立即以书面形式将此情况通知招标方。

(2) 设计联络会

合同双方应召开设计联络会。

设计联络会：在承包人完成了预装式变电站的初步设计，合同生效后约 10 天（具体时间双方协商）举行设计联络会。

(3) 工厂检验和监造

在投标方工厂的检验和监造：招标方有权派遣其检验人员到投标方及其分包商的车间场所，对合同设备的加工制造进行检验和监造。招标方将为此目的而派遣的代表身份以书面形式通知投标方。

9.4.9. 设备颜色及铭牌

(1) 设备颜色

承包人向招标人提供色板，设备颜色最终由招标方确定。

(2) 铭牌

合同设备（包括的主要元件和操动机构）应有耐久和字迹清晰的铭牌。

1) 文字

铭牌均使用中文刻制，并能在设备使用地点极端干旱、高温、昼夜温差大等特殊的环境条件下使用。所有的铭牌和标牌应永久性的安装在相应的设备和部件上，其位置清楚易见。铭牌中刻制的字体为印刷体，字迹清晰可见。

2) 铭牌内容

制造厂商名称和商标

产品型号、名称、产品代号或系列号

出厂编号和日期

主要参数

接线方案图

防护等级

9.5. 电缆

9.5.1. 一般规定

本技术规范书提出了电缆及电缆附件的适用范围，电气性能，电缆包装，运输及贮存，工艺要求及技术要求，是最低限度的技术要求，并未对所有技术细节作出规定，也未充分引述有关标准和规范的条文，除本规范规定的标准外，还必须满足有关国家标准，供方应保证提供符合本规范书和工业标准的优质产品。

本电缆技术规范书所使用的标准如遇与供方执行的标准不一致时，按较高标准执行。

在签订合同后，招标人有权提出因规范标准和规程或工程条件发生变化而产生的一些补充要求，具体项目由招标人、承包人方共同商定。

如因供应商制造的产品质量问题导致无法正常投产，无法长期连续、安全、稳定、可靠、经济的运行，不能满足性能要求，承包人负责全部责任。

9.5.2. 标准及规范

中标方应遵照但不限于以下所列标准规范（如有更新，将以最新版为准）：

(1) 《电力工程电缆设计规范》GB 50217-2018

(2) 《额定电压 450/750V 及以下聚氯乙烯绝缘电缆》GB 5023-1993

(3) 《塑料绝缘控制电缆》GB 9330-2020

- (4) 《电线电缆机械物理性能试验方法》 GB 2951
- (5) 《电缆的导体》 GB/T 3956-2008
- (6) 《电缆外护层 第 1 部分：总则》 GB/T 2952.1-2008
- (7) 《电缆外护层 第 2 部分：金属套电缆外护层》 GB/T 2952.2-2008
- (8) 《电缆外护层 第 3 部分：非金属套电缆通用外护层》 GB/T 2952.3-2008
- (9) 《电工圆铜线》 GB/T 3953-2009
- (10) 《电力电缆导体用压接型铜、铝接线端子和连接管》 GB/T14315-2008
- (11) 《电线电缆电性能试验方法》 GB/T 3048
- (12) 《电缆和光缆在火焰条件下的燃烧试验》 GB/T18380
- (13) 《在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验》 GB/T19216
- (14) 《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 12706.1-2020
- (15) 《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 2 部分：额定电压 6 kV(Um=7.2kV)到 30 kV(Um=36kV)电缆》 GB/T 12706.2-2020
- (16) 《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 3 部分：额定电压 35kV(Um=40.5kV)电缆》 GB/T 12706.3-2020
- (17) 《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 4 部分：额定电压 6kV(Um=7.2kV)到 35kV(Um=40.5kV)电力电缆附件试验要求》 GB/T 12706.4-2020
- (18) 《聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套低频通信电缆电线第 1 部分：一般试验和测量方法》 GB/T11327.1
- (19) 《阻燃和耐火电线电缆或光缆通则》 GB/T 19666-2019
- (20) 《单根电线电缆燃烧试验方法 第 1 部分：垂直燃烧试验》 GB/T 12666.1-2008
- (21) 《单根电线电缆燃烧试验方法 第 2 部分：水平燃烧试验》 GB/T 12666.2-2008
- (22) 《单根电线电缆燃烧试验方法 第 3 部分：倾斜燃烧试验》 GB/T 12666.3-2008
- (23) 《电线电缆识别标志方法 第 1 部分：一般规定》 GB/T 6995.1-2008
- (24) 《电线电缆识别标志方法 第 2 部分：标准颜色》 GB/T 6995.2-2008
- (25) 《电线电缆识别标志方法 第 3 部分：电线电缆识别标志》 GB/T 6995.3-2008
- (26) 《电线电缆识别标志方法 第 4 部分：电气装备电线电缆绝缘线芯识别标志》 GB/T 6995.4-

2008

(27) 《电线电缆识别标志方法 第 5 部分：电力电缆绝缘线芯识别标志》 GB/T 6995.5-2008

(28) 《取自电缆或光缆的材料燃烧时释出气体的试验方法 第 1 部分：卤酸气体总量的测定》

GB/T17650.1-2021

(29) 《取自电缆或光缆的材料燃烧时释出气体的试验方法 第 2 部分：酸度(用 pH 测量)和电导率的测定》 GB/T17650.2-2021

(30) 《电缆或光缆在特定条件下燃烧的烟密度测定 第 1 部分：试验装置》 GB/T17651.1-2021

(31) 《电缆或光缆在特定条件下燃烧的烟密度测定 第 2 部分：试验程序和要求》 GB/T17651.2-

2021

(32) 《高压电缆选用导则》 DL/T 401-2017

9.5.3. 供方技术文件

(1) 概述

在合同生效后，承包人规定向招标人提交合同设备的技术资料。提供资料包括可编辑电子档。

(2) 技术资料

1) 承包人应确保其提交的技术文件正确、完整、清晰，并能满足合同设备的设计、检验、安装、调试、试运行、验收试验、运行和维护的要求；

2) 技术文件和资料包括各项试验（包括型式试验）、检验报告；质量证明文件等；

3) 其他招标人认为需要的图纸资料。

(3) 技术资料提供

供方应及时向招标人提供下述技术文件资料，提供技术资料必须盖章，注明提供日期。

1) 各种电缆和附件的总体说明；

2) 各种电缆和附件的结构、工艺说明；

3) 各种电缆和附件的主要材料说明；

4) 各种电缆和附件的技术参数；

5) 各项试验检验报告、质量证明等文件；

6) 其它资料及设计计算书；

7) 招标人认为必要的其它资料。

(4) 最终技术资料

在设计审查结束后 15 天内，提供相应技术资料的最终版本。设备出厂时应附带如下技术文件和资料：

- 1) 最终工厂图纸；
- 2) 安装使用说明书；
- 3) 产品合格证书；
- 4) 工厂制造记录、试验报告；
- 5) 运输和贮存说明书；
- 6) 运行维修说明书；
- 7) 设备清单；
- 8) 其他资料。

9.5.4. 工厂检验及监造

(1) 承包人应在工厂生产开始前 7 天用信件或电传通知招标人。招标人有权派出监造工程师或代表到生产厂家为货物生产进行监造和为检验做监证。

(2) 招标人的代表自始至终应有权进入制造产品的工厂和现场，供方向招标人代表提供充分的方便，以使其不受限制地检查卖方所必须进行的检验和在生产过程中进行质量监造。招标人的检查和监造并不代替或减轻卖方对检验结果和生产质量而负担的责任。

(3) 在产品制造过程的开始和各阶段之前，供方应随时向招标人进行报告以便能安排监造和检验。

(4) 除非招标人用书面通知免于检验，则不应有从制造厂发出未经检查和检验的货物，在任何情况下都只能在圆满地完成本规范书中所规定的全部检验之后，才能发运这些货物。

(5) 若招标人不派代表参加上述试验，供方应在接到招标人关于不派员到供方和（或）其分包商工厂的通知后，或招标人未按时派遣人员参加的情况下，自行组织检验。

(6) 货物装运之前，供方应提交 6 份检验报告，其中必须有 1 份为原件。

9.5.5. 制造工艺

(1) 电缆导体拉制过程应采用具有先进的数控拉制设备生产，连续退火，拉制速度均匀，导体表面圆整、光洁，线质高、误差小。各型电缆及附件的技术要求，均应参照技术条件及相应的 IEC、GB 要求执行。

(2) 导体：导体应采用圆形单线绞合紧压导体，其组成，性能及外观符合 GB/T12706 标准的

规定。

(3) 绝缘：绝缘应为 XLPE 型，挤包在导体上的绝缘厚度及性能应符合 GB/T12706 标准的规定。

(4) 导体屏蔽：导体屏蔽应为挤包的半导体层，导体屏蔽用半导料应是交联型或非交联型的。半导体层应均匀地包覆在导体上，表面应光滑，无明显绞线凸纹，不应有尖角，颗粒，烧焦或擦伤的痕迹。

(5) 绝缘屏蔽：绝缘屏蔽应用挤包半导体层，电缆的挤包型绝缘屏蔽应是可剥离的，半导体层应均匀地包覆在绝缘表面，表面应光滑，不应有尖角，颗粒，烧焦或擦伤的痕迹。交联工艺应采用辐照交联、温水交联或蒸汽交联工艺。

9.5.6. 铭牌

(1) 电缆外护套具有打印的永久性标志（打印深度不超过 15%的外护套厚度），其内容应至少包括制造厂名称、电缆型号、规格、额定电压和每米标号。一个完整的标记的末端与下一个完整标记的始端之间的距离不应超过 1000mm。所有标记颜色应与外护套颜色有明显的区别。

(2) 标志采用油墨印在护套上。

(3) 标志应字迹清楚、容易辨认、耐擦，标志的耐擦性应符合 GB/T 6995 的规定。

9.5.7. 标志、包装、运输及储存

(1) 包装要求

1) 设备的包装与发运由承包人负责。设备包装运输应符合“产品包装运输管理条例”的规定，并应根据设备的不同情况和要求，采取防雨、防潮、防震、防尘、防雷、防冻等措施，对于刚度较小的焊接件应加焊支撑以防变形。

2) 仪器仪表设备应密封包装，并有妥善的防震措施。

3) 包装箱中应有装箱单、明细表、产品出厂证明书、合格证、随机技术文件及图纸。

4) 电缆应在电缆圆盘上，固定电缆盘芯内径须大于电缆外径 20 倍，在外侧端头上应装有供敷设用的牵引头，牵引头应分层密封，牵引头外应采取密封措施。应使用坚固的电缆盘和附件箱。

5) 电缆盘和附件箱应能适应长距离运输，吊装、卸货及露天长期堆放。

6) 承包人应保证交货时电缆及附件完整无损。

7) 备品备件应按要求处理并必须与其它设备的部件分开装箱，以防止在贮藏时变质。备品备件和专用工器具的包装箱上应有明显的标记。

（2）包装标志

- 1) 每个电缆盘上应标有制造厂名称、电缆型式、额定电压、标称截面、电缆长度、净重和毛重、圆盘号、圆盘转动方向标志、标准号和合同号，制造日期；
- 2) 每个附件箱应标有附件产品标准名称、型号和规格、套数、净重和毛重、制造厂名和日期；
- 3) 每个电缆盘的两个侧壁和附件箱四面应用中文书写：发货和收货人名称、产品名称、箱号(箱的序号/设备总件数)和外形尺寸(电缆盘为：盘直径'盘宽，附件箱为：长'宽'高)；
- 4) 上述标记内容应印刷在电缆盘或附件箱上，应保证在运输途中不会剥落或变得模糊以至难以辨认。

（3）运输

- 1) 承包人应要求承运公司在运输时对电缆盘(加托盘)和附件箱作必要的固定，以防止在运输过程中发生滚动和碰撞。严禁同时吊装几盘电缆和从高处扔下装有电缆的电缆盘；运输中应避免机械撞击，避免接近腐蚀物质。
- 2) 电缆盘及附件箱的运输尺寸和重量不应超过运输限值。
- 3) 承包人应在发出货物 5 天内，用传真通知总承包单位，通知中应指明：收货单位、发货单位、合同号、货运单号、件数、件号、重量和货物发出日期。
- 4) 低压控制电缆储存、运输及安装的允许温度范围满足现场安装极端环境要求，在不施加任何激励量的条件下，应不出现不可逆变化。温度恢复后，性能仍能符合各项技术性能参数要求。

（4）储存

承包人应提交电缆及附件在现场搬运、贮存和保管的详细说明书，包括存放场地、存放条件以及注意事项，并附有图解和有关重量等。

9.5.8. 电缆的交货检验

- （1）合同设备到达规定交货地点后，根据卖方提供的有关单据对合同设备的装运数量、包装、外观进行检验，并提供出厂检验报告。
- （2）设备供应商应在开箱检验前 5 天将预计开箱检验的日期通知招标人，招标人在 3 天内确认。设备供应商应派遣人员参加开箱检验。
- （3）合同设备到达安装现场后，双方应组织开箱检验，检查合同设备的包装、外观、数量、规格和质量，在开箱检验时，若发现合同设备在质量、数量和规格上不符合合同规定或发现合同设备的任何损坏、缺陷、短缺，应作开箱记录，并由双方代表签字。一式 2 份，双方各执 1 份，该开箱

检验记录将作为招标人向承包人进行索赔的依据。

(4) 如卖方未能按时派遣代表参加开箱检验, 招标人有权自行开箱检验, 设备供应商应对开箱结果认可。若发现由于设备供应商的原因造成设备损坏、有缺陷、短缺和/或与合同规定的数量或规格不一致, 设备供应商应尽快补充或更换。

(5) 设备供应商实际供货的产品质量不得低于国家规范和投标产品性能保证值, 招标人保留对卖方供货产品进行抽检或送至第三方检验的权力, 对验收不合格的产品, 卖方应免费更换合格产品, 同时设备供应商承当相关检验费用及招标人损失。

9.5.9. 电缆备品备件和专用工具

(1) 电缆备品备件和专用工具

承包人应按招标文件要求根据投标产品特点提供必要的备品备件和专用工器具(具体名称、数量由卖方确定), 备品备件和专用工器具的价格已包括在投标文件总价中。备品备件应能互换, 并保证与原设备的材料、元器件和质量相同。

(2) 备品备件和专用工具的保存

当其在规定的条件下保存时, 应保证设备在 5 年的保存期内其技术性能指标不会改变。

9.5.10. 对规定的设备、材料和工艺的变更

卖方在本项招标文件的实施中, 不得使用不合格的材料和不能保证质量的工艺。

9.5.11. 互换性

相同型号的电缆和相同的电缆连接部件结构、电性能参数、尺寸和公差配合, 应具有互换性和通用性, 所有备件的材料和性能应与原件相同。

9.5.12. 直流电缆技术要求

直流电线电缆的选择与光伏电站使用的环境、光伏方阵串并联方式、直流电线电缆的长度以及使用方式息息相关。本项目直流侧系统最高工作电压为 1100V 左右, 选用最高允许额定电压 1500V 的光伏专用电缆。

光伏直流电缆暂定采用 H1Z2Z2-K, 1*4mm², DC1.5kV 光伏专用电缆, 绝缘和护套采用辐照交联聚烯烃, A 级阻燃, 组件连接采用 MC4 插接头, 接头防护等级要求为 IP67。

9.5.13. 1.8/3kV 电力电缆技术要求

(1) 主要技术参数(由投标人根据项目填报)

电缆参数表

型式		
型号		
导体材料		
导体标称截面		
系统频率		
额定电压 $U_0/U(U_m)$		
导体最高温度	正常运行时	
	短路时（最长持续时间 5s）	
使用条件		

（2）结构材料

1）导体

导体应是符合 GB/T 3956 的第 1 种、第 2 种或第 5 种镀金属层或不镀金属层退火铜导体。导体结构、电阻应满足 GB/T 3956 的要求。

导体表面应光洁、无油污、无损伤屏蔽及绝缘的毛刺、锐边，无凸起或断裂的单线。

2）绝缘

交联聚乙烯绝缘应为挤包成型。绝缘标称厚度应符合 GB/T 12706.1 中的规定。绝缘厚度平均值应不小于其相应规格的标称值，任一点最小测量厚度应不小于标称值的 90%。

3）多芯电缆的内衬层和填充物

内衬层可以挤包或包绕。圆形绝缘线芯电缆只有在绝缘线芯间的间隙被密实填充时，才允许采用包绕内衬层。内衬层厚度应满足 GB/T 12706.2 的要求。

用于内衬层和填充物的材料应适合电缆的运行温度，并和电缆绝缘材料相兼容。

缆芯间紧密填充非吸湿性柔软材料，三芯电缆成缆后缆身应外形圆整。

4）外护套

外护套采用聚氯乙烯（PVC）料挤包，外护套材料必须与电缆工作环境和电缆运行温度相适应。

外护套厚度应满足 GB/T 12706.1 的规定。外护套平均厚度应不小于标称值，任一最小厚度应不小于标称值的 85%。

5）电缆的阻燃性

采用阻燃电缆时，电缆的阻燃特性和技术参数要求需符合 GB/T 19666 标准的规定。

（3）其它要求

1）电缆的导体及导线表面均应光洁，不得有任何缺损。电缆应防潮（湿）、防油、防酸。

2）电缆应妥善包装在符合要求的电缆盘上交货，电缆盘外侧的附加标签应标明：制造厂名或商标、电缆型号及规格、长度、毛重、制造日期、表示电缆盘正确旋转方向的符号、标准编号。设备供应商应在收到电力电缆清册后，方可开始生产，在满足运输条件的前提下，合理确定每盘电缆长度，考虑经济、敷设方便、满足运输条件的前提下，在每个电缆盘上显著位置注明使用回路编号（回路可组合），以便于现场施工时敷设，使得每条回路无中接头。承包人应列出满足运输条件的各种规格电缆每盘的最大长度。

3）每盘电缆应卷绕整齐，电缆两端头用热收缩帽封紧。

4）供货电缆长度为正误差，供货包装及电缆盘不回收。

5）各种规格型号电缆在交货时每个型号均附带 1m 样品进行抽检。

6）电缆的耐火性能和燃烧性能应符合 GB/T 12666 的规定，并提供国家权威机构的测试报告（设备采购前提供）。

7）外护套及耐火材料应为低卤低烟型，电能经受 GB/T 18380 规定的不燃烧试验，燃烧时烟浓度应符合 GB/T 17651 的规定。

（4）试验

1）电缆型式试验、例行试验和抽样试验的项目、方法和要求，应符合 GB/T 12706 等有关规定的要求。

2）1.8/3kV 电缆试验

①例行试验：a）导体电阻测量；b）电压试验。

②抽样试验：a）导体检查和尺寸检查；b）绝缘和非金属护套厚度测量；c）外径测量；d）热延伸试验。根据具体情况，抽样试验还可重复例行试验的项目。

③型式试验：a）环境温度下的绝缘电阻测量；b）导体最高温度下的绝缘电阻测量；c）4h 电压试验。

④现场试验：按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150-2016 提出现场试验大纲，并进行现场试验指导。

9.5.14. 8.7/15kV 电力电缆技术要求

(1) 主要技术参数 (由投标人根据项目填报)

电缆参数表

型式		
型号		
导体材料		
导体标称截面		
系统频率		
额定电压 $U_0/U(U_m)$		
电缆的雷电冲击耐压		
额定短时耐受电流		
额定峰值耐受电流		
导体最高温度	正常运行时	
	短路时 (最长持续时间 5s)	
使用条件		

(2) 结构材料

1) 导体

导体应是符合 GB/T 3956 的第 1 种或第 2 种镀金属层或不镀金属层退火铜导体。导体结构、电阻应满足 GB/T 3956 的要求。

导体表面应光洁、无油污、无损伤屏蔽及绝缘的毛刺、锐边, 无凸起或断裂的单线。

2) 绝缘

绝缘材料应为同等质量产品。绝缘标称厚度 4.5mm, 绝缘厚度平均值应不小于标称值。任一最小厚度测量值应不小于标称值的 90%。任一断面的偏心率应不大于 10%。

3) 三芯电缆的内衬层和填充物

内衬层可以挤包或包绕。圆形绝缘线芯电缆只有在绝缘线芯间的间隙被密实填充时, 才允许采用包绕内衬层。内衬层厚度应满足 GB/T 12706 的要求。

用于内衬层和填充物的材料应适合电缆的运行温度, 并和电缆绝缘材料相兼容。

缆芯间紧密填充非吸湿性柔软材料，三芯电缆成缆后缆身应外形圆整。

4) 屏蔽

所有电缆的绝缘线芯上应有金属屏蔽，屏蔽由导体屏蔽和绝缘屏蔽组成。

①导体屏蔽

导体屏蔽应为挤包的半导体层，挤包的半导体层应和绝缘紧密结合，且均匀的包覆在导体上，表面应光滑，无明显绞线凸纹，不应有尖角、颗粒、烧焦或擦伤的痕迹。

②绝缘屏蔽

a) 绝缘屏蔽应由挤包的非金属半导体层与金属层组合而成，每根绝缘线芯上应直接挤包与绝缘线芯紧密结合的或可剥离的非金属半导体层，然后对每根绝缘线芯或缆芯也包绕一层半导体带或挤包半导体料。半导体层应均匀地包覆在绝缘表面，表面应光滑，不得有尖角、颗粒、烧焦或擦伤的痕迹。

b) 三芯电缆绝缘屏蔽与金属屏蔽层之间应有沿缆芯纵向（黄绿红）相色标志带。

c) 金属屏蔽层应包覆在每根绝缘线芯或缆芯的外面，并满足③条的要求。

③金属屏蔽

a) 金属屏蔽铜带或铜丝的导电率应与铜导体导电率相当，屏蔽层标称截面积应满足故障电流容量的要求。

b) 铜丝、铜带的连接应采用电焊或气焊，保证连接可靠，不得采用锡焊或机械搭接。

c) 铜带屏蔽由一层重叠包绕的软铜带组成，也可采用双层软铜带间隙绕包。铜带间的平均搭盖率应不小于 15%（标称值），最小搭盖率应不小于 5%。软铜带应符合 GB/T 11091 的规定。铜带绕包应连续、均匀，平整光滑，不能过紧，铜带不应在电缆允许弯曲半径范围内而断裂；铜带标称厚度为：三芯电缆不应小于 0.1mm，铜带的最小厚度应不小于标称厚度的 90%。

d) 铜丝屏蔽由疏绕的软铜线组成，其表面应用反向绕包的铜丝或铜带扎紧，相邻铜丝的平均间隙应不大于 4mm。

5) 铠装

钢带铠装应采用双层镀锌钢带，绕包应圆整光滑。

6) 外护套

①外护套可采用聚氯乙烯（PVC）料或聚乙烯（PE）料挤包，外护套材料必须与电缆工作环境和电缆运行温度相适应。

②外护套厚度应满足 GB/T 12706 的规定。外护套平均厚度应不小于标称值，任一最小厚度应不小于标称值的 85%。

7) 电缆的阻燃性

采用阻燃电缆时，电缆的阻燃特性和技术参数要求需符合 GB/T 19666 标准的规定。

8) 电缆外径不圆度不应大于 15%

(3) 其它要求

1) 电缆的导体及导线表面均应光洁，不得有任何缺损。电缆应防潮（湿）、防油、防酸。

2) 电缆应妥善包装在符合规定要求的电缆盘上交货，电缆盘外侧的附加标签应标明：制造厂名或商标、电缆型号及规格、长度、毛重、制造日期、表示电缆盘正确旋转方向的符号、标准编号。卖方应在收到买方及设计单位的电力电缆清册后，方可开始生产，卖方在满足运输条件的前提下，合理确定每盘电缆长度，考虑经济、敷设方便、满足运输条件的前提下，在每个电缆盘上显著位置注明使用回路编号（回路可组合），以便于现场施工时敷设，使得每条回路无中接头。投标人在投标文件中应列出满足运输条件的各种规格电缆每盘的最大长度。

3) 每盘电缆应卷绕整齐，电缆两端头用热收缩帽封紧。

4) 供货电缆长度为正误差，供货包装及电缆盘不回收。

5) 各种规格型号电缆在交货时每个型号均附带 1m 样品进行抽检。

6) 电缆的耐火性能和燃烧性能应符合 GB/T 12666 的规定并提供国家权威机构的测试报告（设备采购前提供）。

7) 外护套及耐火材料应为低卤低烟型，电能能经受 GB/T 18380 规定的不燃烧试验，燃烧时烟浓度应符合 GB/T 17651 的规定。

(4) 试验

1) 电缆型式试验、例行试验和抽样试验的项目、方法和要求，应符合 GB/T 12706 等有关规定的要求。

2) 8.7/15kV 电缆试验

①例行试验：a) 导体电阻测量；b) 电压试验。

②抽样试验：a) 导体检查和尺寸检查；b) 绝缘和非金属护套厚度测量；c) 外径测量；d) 热延伸试验。根据具体情况，抽样试验还可重复例行试验的项目。

③型式试验：a) 环境温度下的绝缘电阻测量；b) 导体最高温度下的绝缘电阻测量；c) 4h 电压

试验。

④现场试验：按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150-2016 提出现场试验大纲，并进行现场试验指导。

9.5.15. 26/35kV 电力电缆技术要求

(1) 主要技术参数（由投标人根据项目填报）

电缆参数表

型式		
型号		
导体材料		
导体标称截面		
系统频率		
额定电压 U0/U(Um)		
电缆的雷电冲击耐压		
额定短时耐受电流		
额定峰值耐受电流		
导体最高温度	正常运行时	
	短路时（最长持续时间 5s）	
使用条件		

(2) 结构材料

1) 导体

导体应是符合 GB/T 3956 的第 1 种或第 2 种镀金属层或不镀金属层退火铜导体。导体结构、电阻应满足 GB/T 3956 的要求。

导体表面应光洁、无油污、无损伤屏蔽及绝缘的毛刺、锐边，无凸起或断裂的单线。

2) 绝缘

绝缘材料应为同等质量产品。绝缘标称厚度 4.5mm，绝缘厚度平均值应不小于标称值。任一最小厚度测量值应不小于标称值的 90%。任一断面的偏心率应不大于 10%。

3) 三芯电缆的内衬层和填充物

内衬层可以挤包或包绕。圆形绝缘线芯电缆只有在绝缘线芯间的间隙被密实填充时，才允许采用包绕内衬层。内衬层厚度应满足 GB/T 12706 的要求。

用于内衬层和填充物的材料应适合电缆的运行温度，并和电缆绝缘材料相兼容。

缆芯间紧密填充非吸湿性柔软材料，三芯电缆成缆后缆身应外形圆整。

4) 屏蔽

所有电缆的绝缘线芯上应有金属屏蔽，屏蔽由导体屏蔽和绝缘屏蔽组成。

①导体屏蔽

导体屏蔽应为挤包的半导体层，挤包的半导体层应和绝缘紧密结合，且均匀的包覆在导体上，表面应光滑，无明显绞线凸纹，不应有尖角、颗粒、烧焦或擦伤的痕迹。

②绝缘屏蔽

a) 绝缘屏蔽应由挤包的非金属半导体层与金属层组合而成，每根绝缘线芯上应直接挤包与绝缘线芯紧密结合的或可剥离的非金属半导体层，然后对每根绝缘线芯或缆芯也包绕一层半导体带或挤包半导体料。半导体层应均匀地包覆在绝缘表面，表面应光滑，不得有尖角、颗粒、烧焦或擦伤的痕迹。

b) 三芯电缆绝缘屏蔽与金属屏蔽层之间应有沿缆芯纵向（黄绿红）相色标志带。

c) 金属屏蔽层应包覆在每根绝缘线芯或缆芯的外面，并满足③条的要求。

③金属屏蔽

a) 金属屏蔽铜带或铜丝的导电率应与铜导体导电率相当，屏蔽层标称截面积应满足故障电流容量的要求。

b) 铜丝、铜带的连接应采用电焊或气焊，保证连接可靠，不得采用锡焊或机械搭接。

c) 铜带屏蔽由一层重叠包绕的软铜带组成，也可采用双层软铜带间隙绕包。铜带间的平均搭盖率应不小于 15%（标称值），最小搭盖率应不小于 5%。软铜带应符合 GB/T 11091 的规定。铜带绕包应连续、均匀，平整光滑，不能过紧，铜带不应在电缆允许弯曲半径范围内而断裂；铜带标称厚度为：三芯电缆不应小于 0.1mm，铜带的最小厚度应不小于标称厚度的 90%。

d) 铜丝屏蔽由疏绕的软铜线组成，其表面应用反向绕包的铜丝或铜带扎紧，相邻铜丝的平均间隙应不大于 4mm。

5) 铠装

钢带铠装应采用双层镀锌钢带，绕包应圆整光滑。

6) 外护套

①外护套可采用聚氯乙烯(PVC)料或聚乙烯(PE)料挤包,外护套材料必须与电缆工作环境和电缆运行温度相适应。

②外护套厚度应满足 GB/T 12706 的规定。外护套平均厚度应不小于标称值,任一最小厚度应不小于标称值的 85%。

7) 电缆的阻燃性

采用阻燃电缆时,电缆的阻燃特性和技术参数要求需符合 GB/T 19666 标准的规定。

8) 电缆外径不圆度不应大于 15%

(3) 其它要求

1) 电缆的导体及导线表面均应光洁,不得有任何缺损。电缆应防潮(湿)、防油、防酸。

2) 电缆应妥善包装在符合规定要求的电缆盘上交货,电缆盘外侧的附加标签应标明:制造厂名或商标、电缆型号及规格、长度、毛重、制造日期、表示电缆盘正确旋转方向的符号、标准编号。卖方应在收到买方及设计单位的电力电缆清册后,方可开始生产,卖方在满足运输条件的前提下,合理确定每盘电缆长度,考虑经济、敷设方便、满足运输条件的前提下,在每个电缆盘上显著位置注明使用回路编号(回路可组合),以便于现场施工时敷设,使得每条回路无中间接头。投标人在投标文件中应列出满足运输条件的各种规格电缆每盘的最大长度。

3) 每盘电缆应卷绕整齐,电缆两端头用热收缩帽封紧。

4) 供货电缆长度为正误差,供货包装及电缆盘不回收。

5) 各种规格型号电缆在交货时每个型号均附带 1m 样品进行抽检。

6) 电缆的耐火性能和燃烧性能应符合 GB/T 12666 的规定并提供国家权威机构的测试报告(设备采购前提供)。

7) 外护套及耐火材料应为低卤低烟型,电能经受 GB/T 18380 规定的不燃烧试验,燃烧时烟浓度应符合 GB/T 17651 的规定。

(4) 试验

1) 电缆型式试验、例行试验和抽样试验的项目、方法和要求,应符合 GB/T 12706 等有关规定的要求。

2) 26/35kV 电缆试验

①例行试验: a) 导体电阻测量; b) 电压试验。

②抽样试验：a) 导体检查和尺寸检查；b) 绝缘和非金属护套厚度测量；c) 外径测量；d) 热延伸试验。根据具体情况，抽样试验还可重复例行试验的项目。

③型式试验：a) 环境温度下的绝缘电阻测量；b) 导体最高温度下的绝缘电阻测量；c) 4h 电压试验。

④现场试验：按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150-2016 提出现场试验大纲，并进行现场试验指导。

9.5.16. 电缆终端技术要求

(1) 电缆终端和附件为 3M 产品或同等质量产品，需要提供产品出厂 30 年质量保证书。

(2) 终端为全冷缩一体式结构，即所有的应力控制管、外绝缘、三叉手套及密封直管也须是全冷缩结构。

(3) 电缆附件采用的附加绝缘材料除电气性能应满足要求外，尚应与电缆本体绝缘有相容性，两种材料的硬度、膨胀系数、抗张强度和断裂伸张率等物理性能指标应接近。

9.5.17. 通讯电缆（光缆）技术要求

(1) 主要技术参数（由投标人根据项目填报）

光缆参数表

序号	光缆参数		单位	规格
1	光缆曲率半径	受力时（敷设中）	倍	
		不受力时（敷设后固定）		
2	光纤余长		%	
3	光缆蠕变率		%	
4	抗压强度	长期		
		短期		

(2) ADSS 光缆结构材料

1) 缆芯

ADSS 光缆采用层绞式，中心为加强芯，加强芯用 $\Phi 2.0 \sim 2.5\text{mm}$ 的增强玻璃纤维（FRP），外护套采用 AT 材料。

2) 护层结构

设备供应商根据下列基本要求提出详细结构图并注明各部分尺寸。

①ADSS 光缆：聚乙烯内护层+芳纶纱+聚乙烯外护层

②聚乙烯护层的厚度：

外护层：外护层厚度标准值：2.0mm，平均值： $\geq 1.9\text{mm}$ ，最小值： $\geq 1.8\text{mm}$

内护层：1.0mm

③聚乙烯护层表面应光滑平整，任何横断面上均应无目力可见的气泡、砂眼和裂纹。厚度测试方法应符合 IEC.540 和 IEC.189。

3) 原材料特性

①聚乙烯护层

供方应提供在光缆使用期内满足本工程需要，具有抗电腐蚀功能的聚乙烯护层，并满足下列要求：

a) 光缆中各层聚乙烯护层在 $100\pm 2^{\circ}\text{C}$ ，240 小时老化试验前后的断裂强度和断裂伸长率等指标均应符合规范要求。

b) 光缆护层中的各层聚乙烯护层在 $100\pm 1^{\circ}\text{C}$ ，4 小时温度处理后的回缩均不应超过 5%。

②阻燃材料

采用阻燃电缆时，电缆的阻燃特性和技术参数要求需符合国家标准的规定。

③光缆填充材料

光缆填充材料技术要求需符合国家标准的规定。

(3) OPGW 光缆

光纤复合架空地线(OPGW)，是将光纤单元放进架空地线中，把光缆和地线有机地结合在一起，在保证架空地线原有的电气和机械性能前提下，可进行音频、视频、数据等信息的传输。与其它类型的光缆相比具有可靠性高；适合在各种电压等级的电力线上架设，施工安装简便；可以承受较大应力，对大风、冰凌等具有较强的承受能力；被外层金属保护，可有效避免传统的电力通信系统由雷击、短路电流所导致的通信线路故障；可以容纳较大的光纤芯数；使用寿命较长，一般在 25~30 年以上。

OPGW 光缆由两层或多层透明介质拉制而成，一般包含纤芯、包层和涂覆层三部分。

(4) 其他要求

1) 为了便于识别, 光纤和松套管必须有色谱标志, 设备供应商应提供具体的色谱排列。

①光纤为全色谱标志, 松套管领示色为红色和绿色: 顺时针方向为 A 端, 用红色热缩帽表示; 反之为 B 端, 用绿色热缩帽表示。

②用于识别的色标鲜明, 在安装或运行中可能遇到的温度下, 不褪色、不迁染到相邻的其它元件上, 并应透明。

③当松套管采用全色谱标志时, 排列应符合信息产业部标准规定。

④光纤应采用全色谱标志, 其颜色应选自下表规定的各种颜色, 在不影响识别的情况下允许使用本色; 松套内光纤的序号应符合信息产业部标准规定。

2) 光缆外护层应以 1 米间隔印出以下内容: 纵长米; 纤芯数量和类型; 制造厂家; 制造年份。以上标志必须是永久和清晰的(在光缆寿命期间内)。尺码的精确度应优于每 $100\text{m} \pm 0.2\text{m}$ 。

3) 光缆交货要求

光缆交货必须满足现场施工进度要求

光缆盘必须标明实际盘长, 线盘编号, 光缆型号, 整盘毛重、净重, 起止及终止塔号, 到达目的地, 表示滚动向前的箭头, 收货人及生产日期。

(5) 测试要求和方法

供方必须按照要求对光缆做出相关的专业试验, 并提供型式试验报告。

9.6. 动态无功补偿设备

9.6.1. 一般规定

本技术规范书提出的是最低限度的技术要求, 并未对一切技术细节做出规定, 也未充分引述有关标准和规范的条文, 除本规范规定的标准外, 还必须满足有关国家标准。投标人应提供一套满足本规范书和所列标准要求的高质量产品及其相应服务。对国家有关安全、环保等强制性标准, 必须满足其要求。本技术规范书所使用的标准如遇与供方执行的标准不一致时, 按较高标准执行。

在签订合同后, 招标人有权提出因规范标准和规程或工程条件发生变化而产生的一些补充要求, 具体型号最终以招标人审查合格的初步设计为准, 具体项目由招标人、承包人方共同商定。

如因供应商制造的产品质量问题导致光伏电站无法正常投产, 无法长期连续、安全、稳定、可靠、经济的运行, 不能满足性能要求, 承包人负责全部责任。

9.6.2. 供货范围

(1) 供货范围(由投标人根据项目填报), 本工程包含 10kV SVG 成套装置一套, 容量为 0.5Mvar;

35kV SVG 成套装置一套，容量为 4Mvar。

序号	名 称	规 格	单位	数量	备注
一	SVG 本体		MVar	满足使用	根据实际情况配置容量大小
.....					
二	连接变压器		台	满足使用	
三	其他				
1	设备间电力电缆、母排、 控制电缆、光缆		套	满足使用	
2	SVG 成套装置与升压站 综自后台远传光缆、电 缆		套	满足使用	
3	端子箱		台	满足使用	
4	通风系统		套	满足使用	
5	电缆支架		套	满足使用	
6	箱体	户外集装箱（如有）			
7.	其他	满足使用		满足使用	

（2）备品备件

设备制造商应提供安装时必需的备品备件。所有备品备件应为全新产品，与已经安装设备的相应部件能够互换，具有相同的规格材质和制造工艺。所有备品备件应装在箱内，防尘、防潮、防止损坏等与主设备一并发运，并标注“备品备件”以区别本体。

（3）专用工具与仪器仪表

设备制造商应提供安装时必需的专用工具和仪器仪表。所有专用工具与仪器仪表必须是全新的、先进的且须附详细使用说明资料。专用工具与仪器应装于箱内，注明“专用工具”“仪器”，并标明“防潮”“防尘”“易碎”“向上”“勿倒置”等字样，同主设备一并发运。

（4）所有户外设备油漆必须考虑防止紫外线辐射，表面涂防紫外线漆。

(5) 母线必须喷相应的相别颜色，并应考虑防紫外线辐射，表面选用防紫外线漆。

(6) 设备制造商应根据设备安装所在地海拔、湿度水平，所有元器件的容量、绝缘水平、除湿、散热、通风、防冻等的设计必须满足环境要求。

(8) 上位机所有软件必须配置正版（企业版）。

9.6.3. 标准及规范

1) 合同设备包括设备制造商向其他厂商购买的所有附件和设备，这些附件和设备应符合相应的标准规范或技术条件的最新版本或其修正本的要求，除非另有特别说明，将包括在生产期内有效的任何修正和补充。

2) 除非合同另有规定，均须遵守最新的国家标准（GB）以及国际电工委员会（IEC）标准以及国际单位制（SI）标准。所有螺栓、双头螺栓、螺纹、管螺纹、螺栓夹及螺母均遵守国际标准化组织（ISO）和国际单位制（SI）的标准。

3) 投标方提供的设备和配套件要符合以下标准但不局限于以下标准，当各种标准之间存在矛盾时，应按最高标准的要求执行：

(1) 《变电站及配电线路用电压无功调节控制系统使用技术条件》DL/T 672-2017

(2) 《低压无功补偿控制器使用技术条件》DL/T 597-2017

(3) 《电站电气部分集中控制设备及系统通用技术条件》GB 11920-2008

(4) 《高电压试验技术 第1部分：一般定义及试验要求》GB/T 16927.1-2011

(5) 《高电压试验技术 第2部分：测量系统》GB/T 16927.2-2013

(6) 《高电压试验技术 第3部分：现场试验的定义及要求》GB/T 16927.2-2010

(7) 《高压并联电容器用串联电抗器》JB/T 5346-2014

(8) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620-1997

(9) 《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB/T 11032-2020

(10) 《标称电压 1000V 以上交流电力系统用并联电容器》GB/T 11024

(11) 《电工术语》GB/T 2900

(12) 《高压交流开关设备和控制设备的公用技术条件》GB/T 11022-2020

(13) 《高压交流隔离开关和接地开关》GB/T 1985-2014

(14) 《高压电器端子尺寸标准化》GB/T 5273-2016

(15) 《交流电压高于 1000V 的绝缘套管》GB/T 4109-2022

- (16) 《电能质量 供电电压偏差》 G/T 12325-2008
- (17) 《电能质量 电压波动和闪变》 GB/T 12326-2008
- (18) 《电能质量 公用电网谐波》 GB/T 14549-1993
- (19) 《电能质量 三相电压不平衡》 GB/T 15543-2008
- (20) 《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB/T 14285-2006
- (21) 《电力工程电缆设计标准》 GB 50217-2018

上述规范和标准提出了最基本要求，如果根据投标方的意见并经用户接受，使用优于或更为经济的设计或材料，并能使投标方设备良好地、连续地在本规范所规定的条件下运行时，则这些标准也可以由设备制造商超越。

9.6.4. 技术要求

(1) 设备电气参数（由投标人根据项目填报）

以下参数为单套设备的参数。各电气设备参数均为 1000m 实验值。

额定电压：

最高工作电压：

额定频率：50Hz

系统短路电流： kA（有效值）

保护方式：SVG 采用综合保护

接地方式：经电阻接地

补偿容量：± Mvar。

1) 绝缘水平

装置一次电路的各相之间及相对地之间，二次电路与地之间能承受如下的耐受电压。工频耐受电压施加的时间为 1min。

一次电路	一次电路	二次回路
短时工频耐受电压（1min） （有效值）	雷电冲击耐受电压	工频耐受电压（1min）

2) 支柱绝缘子的爬电比距满足规范要求。

3) 功率因数补偿满足规范要求。

4) 谐波满足《电能质量 公用电网谐波》GB/T14549-1993 规范要求

5) 电压波动和闪变

电压闪变和波动满足国家标准《电能质量 电压波动和闪变》GB/T12326—2008。

6) 设备寿命

设备寿命大于 25 年。

(2) 技术要求 (由投标人根据项目填报)

1) 成套装置整体要求

设备制造商按技术文件的要求提供技术先进、成熟的无功补偿成套装置。

成套设备包括 SVG 无功补偿装置、变压器（设计单位确定）、电抗器（设计单位确定）、控制屏、组合柜、隔离开关、避雷器、配套的 CT/PT 等其他配套设备。质量可靠，性能齐全，能够实时自动跟踪、补偿电站无功功率。

装置的补偿调节功能满足有关电站无功功率、电站运行电压、电站电压调节及功率因数等的技术要求。成套装置的工作性能、使用寿命应满足电站运行条件，运行环境、运行工况等使用要求。

装置能动态跟踪电网电能质量变化，并根据变化情况动态调节无功输出，以满足各中情况下电网对电站无功补偿调节的要求。

装置应能实现自动检测、远方手动投切和现场手动投切，各种方式之间有可靠的闭锁，防止发生事故。检测、控制均可实现完全自动可实现无人值守。

投标方应提供装置的平面布置图，布置尺寸应满足附图中预留的无功场地要求。

2) 装置功能

①现场参数设置功能

具有供值班员使用的参数设置功能，所有设置的内容可保存十年以上而不丢失，不受停电和干扰信号的影响；

②显示功能

实时电量参数显示（电压、电流、功率因数等）

历史事件记录

主要元件（单元）状态监视

显示当前时间、保护动作时间，显示保护类型等信息

③事件顺序记录

当各类保护动作或监视的状态发生变化时，控制器将自动记录事件发生的类型、相别及动作值，事件按顺序记录，可通过液晶进行查询，并以通讯方式远传。动作次数可永久保存，即使掉电也不丢失。

④通信接口

具有 RS-232 或 RS-485 通信接口和成熟的接口程序，可全面可靠地实现遥信、遥控，有与自动无功控制系统的接口。

⑤控制性能

成套装置以母线无功功率，以及母线电压作为控制目标，自动无级调节无功输出容量，实现任意光照强度的高功率因数运行，在无功容量足够的条件下，任意光照强度下，可实现变电站接入点的平均功率因数高于 0.95。可接受自动无功控制系统指令进行调节。

⑥响应时间

成套装置可动态跟踪电网电能质量变化，并根据变化情况动态调节无功输出，实现任意光照强度的高功率因数运行。装置动态响应时间不大于 10ms。

⑦谐波特性

动态无功补偿装置输出电压谐波含量能满足国标要求。

⑧运行效率

装置运行过程中，最大有功损耗不大于成套装置额定输出容量的 1%

3) SVG 无功补偿装置主要元器件具备的功能

设备的主要元件应具有完善的保护功能，包括但不限于以下类型：

①过压保护；

②电力电子元件损坏检测保护；

③控制器故障保护；

④设备故障保护；

4) 控制屏

①屏柜内所安装的元器件应具有试验报告和合格证，装置采用金属机箱，机箱采取必要的防静电及电磁辐射干扰的防护措施，机箱不带电的金属部分在电气上连成一体，并可靠接地，装置中的插件牢固、可靠、可更换，带电插拔时，交流电流回路不开路，交流电压回路不短路，直流回路不短

接，且插件有锁紧措施，插拔式电流端子接触电阻不大于 0.01 欧姆，屏柜及所有安装在屏柜上的插件、插箱及单个组件满足防震要求，插件、插箱有明显接地标志，所有元件排列整齐、层次分明，便于运行调试、维修和拆装，并留有足够的空间，带有调整整定值的插件，其调整机构有良好的绝缘设施。

②屏柜下方设有两块接地铜排，规格均为 $25 \times 4 \text{mm}^2$ 。其中一块接地铜排应与屏柜体绝缘。屏柜必须有接地端子，接地端子为压接型，可接截面不小于 4mm^2 的多股铜线且与屏柜间铜排互连方便。

③柜体防护等级 IP34 级，选用高强度钢结构组合结构，柜体采用全封闭结构，并充分考虑散热要求，屏柜为前后开门结构，前开门带锁，并有透明窗，要求提供手动开启的柜内照明设备，屏面上的信号灯和复归按钮安装便于维护、运行监视和操作，屏柜前后门开启最小角度为 90° 。

④屏柜具有足够的支撑强度，并提供说明书，以保证能够起吊、运输、存放和安装设备，提供安装固定的地脚螺栓孔。

⑤柜面应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，屏柜内外清洁、无灰尘、无划痕及油污等。

⑥屏柜上的所有设备均有铭牌或标签框，以便识别。

⑦屏柜内部回路采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，屏柜内配线的最小截面积不小于 1.5mm^2 ，交流电流回路最小截面不小于 2.5mm^2 ，交流电压回路最小截面不小于 1.5mm^2 ，导线无划痕和损伤，所有连接端子排的内部配线，有标志条和标志线套加以区别。

⑧装置内部的端子排间有足够的绝缘，所有端子的额定值为 1000V、10A，压接型端子及提供交流电流、交流电压的二次回路试验端子，应便于断开或短接各保护装置的输入和输出回路，一个端子孔只允许接入一根导线。

⑨装置内部的端子排及设备的布置应保证各套保护的独立性，即一套装置退出时，不影响其他装置的正常运行，柜内设横向及竖向导线槽，以便固定配线及电缆，对外电缆连线均通过端子排，所有设备都应方便外部电缆从屏柜底部进入。

⑩每个安装单位或装置的端子排，可按不同回路分组，并由上至下按一定顺序排列，端子排留有至少 20% 的备用端子，每侧端子排端子距地不低于 350mm，以便留有足够的空间，便于外部电缆连接，断路器的跳闸和合闸回路端子、直流电源的正负极之间至少有 2 个以上空端子隔开，强、弱电回路的端子之间有明显标志，并有空端子隔开。

⑪屏柜尺寸：（高×宽×深）（投标方填写）。

⑫屏柜颜色：屏柜最终颜色按照招标人要求定制。

⑬集装箱（如有）

A. SVG 户外成套装置的体积应尽可能小，重量尽可能轻，设备制造商应提供 SVG 户外成套装置的总重量。

B. SVG 户外成套装置结构必须进行防风加固处理，防风等级应高于 10 级。SVG 户外成套装置箱体的防腐必须经过耐湿防腐处理，确保 25 年不生锈。

C. 箱体外壳应有足够的机械强度，在起吊、运输和安装时不会变形或损伤。SVG 户外成套装置的外观设计要体现出美观、大方、颜色和谐，投标厂家应提供 SVG 户外成套装置产品外观图片。

D. 箱壳采用的金属材料应具有抗暴晒、不易导热、抗风化腐蚀及抗机械冲击等特点。外壳油漆喷涂均匀，抗暴晒、抗腐蚀，并有牢固的附着力。

E. 箱体设计的外壳形状应不易积尘、积水；箱体顶盖的倾斜度不小于 3° ，并装设有防雨的密封盖板和防雨檐。尽量少用外露紧固件，以免螺钉穿通外壳使水导入壳内；对穿通外壳的孔，均应采取相应的密封措施；外壳的盖和座若采用铰链联结，应将铰链设计在外壳的内侧，制成暗铰链。金属构件应有防锈处理和喷涂防护层。

F. 箱体需设内走廊，满足工作人员维护运行的需要。

G. 箱体内应装设冷却设备、空调、加热设备等温湿度控制设备。

H. 箱体顶部安装由防锈铁板做成的有一定倾斜角度的防凝露板。

I. 箱体防护等级为 IP54。

5) 干式串联空心电抗器（如有）

电抗器选用并联层式结构的干式空芯自冷型。在额定电流下，电抗器电抗值的容许偏差为 $0 \sim +5\%$ ，每相电抗值不超过三相平均值的 $\pm 1.5\%$ ；电抗器应满足限制奇次谐波电流要求。

串联电抗器应满足电压、电流、频率、电抗百分值等工作条件要求。

串联电抗器应满足断路器、电流互感器等设备的允许涌流值进行选择。

串联电抗器在 1.8 倍额定电流下的电抗值下降应不超过 5%。

耐热绝缘等级：匝间及本体绝缘耐热等级为 F 级。

串联电抗器的谐波电流幅值：在额定电压下，每相三次谐波电流的幅值不超过基波电流幅值的 3%。

过负荷能力

①应能在 1.1 倍额定电压下连续运行；

②应能在 1.35 倍工频额定电流下连续运行或在工频与谐波合成电流方均根值为 1.2（或 1.3）倍额定电流下连续运行。

串联电抗器应能承受 25 倍额定电流持续 2s 的作用，不产生热和机械损伤；

用于支持电抗器的支柱绝缘子应为实芯棒状，非磁性。

平均温升（额定电流下）不得超过 60K，热点温升（额定电流下）不得超过 80K。

串联电抗器的噪声水平不超过 60dB。

电抗器表面应涂覆防紫外线漆。

6) 隔离开关及接地开关

各装置电源进线侧配置三相联动隔离开关，配有电/手动操作机构，并提供接“五防”的接线端子，保证检修时有明显的断开点。

设备制造商写明 SVG 所配隔离开关的型号、规格、主要电气参数及生产厂家。

隔离开关必须是通过完善化技术审查的产品，并提供针对瓷瓶断裂、操作失灵、导电回路过热、锈蚀等易发故障进行的完善化技术措施证明。

隔离开关供货范围包括隔离开关本体、操动机构及附件、传动部分的连接件（包括相间连杆及与操动机构间的连杆）。

接地开关的额定短时耐受电流和额定峰值耐受电流应和主刀一致。

设备底座及传动构件均要求热镀锌。

设备轴承座采用全密封结构，轴销采用不锈钢或铝青铜材料，有自润滑措施，传动连杆采用装配式结构；机构输出轴与本体传动轴采用无级调节的连接方式。

隔离开关和接地开关的机械寿命在无需进行机械调整、维修或更换部件情况下，操作次数不小于 5000 次。

操动机构应能防寒、防热、防尘、防潮、防雨和防止异物等，并应在操作机构箱上设置供接地用的接地板，且提供机构箱门与箱体跨接的软连接，并配有两个接地端子。

辅助开关应采用真空辅助接点。

7) 电流互感器

设备制造商成套提供 SVG 内为实现成套装置测量、控制、保护等功能所需的电流互感器，并在投标文件中标明电流互感器型号、规格、主要电气参数及生产厂家。电流互感器应符合相关国家和

行业标准。

8) 母线、连接线和其他主要技术要求

截面：长期允许电流不应小于 1.35 倍回路工作电流，同时应满足动热稳定要求。母线应能承受三相短路电流为 25kA 时的动、热稳定要求。

母线支持绝缘子采用瓷质防污型

其他要求

①SVG 成套装置内设备所有外露的钢构件、支架、网门及连接螺栓要求热镀锌。

②围栏要考虑防止老鼠、蛇等小动物进入。围栏下部要落地布置，距地 1m 用铝板封闭，围栏门应与隔离开关电气闭锁。

③围栏设立合理断点，防止产生感应电流。

④设备制造商需在投标文件中标明系统连接的动力电缆、电缆头的型号、规格要求。

9) 动态无功补偿装置监控系统

动态无功补偿装置配置上位机系统，安装正版 windows（最新且成熟）专业版或旗舰版操作系统及相应的控制软件；上位机可与升压站综自系统连接，并能通过升压站综自系统传至招标方远程控制中心进行远控，监测，事件顺序记录，实时分析等与上位机相同功能；

要求上位机软件可对整个系统所有模拟与开关量进行监测，可实时分析系统电流、电压、有功、无功、电抗器电流、有功、无功，并绘制相应曲线，形成相关报表；

要求上位机软件可以提供系统电压、电流，电抗器电压、电流等 1-25 次谐波等信息；

可连续保存上述系统信息 6 个月以上；

应有事件记录功能。记录信息应能反应无功补偿装置的重要工作信息、工作状态、故障状态等。记录容量应大于 200 次独立事件的记录要求，记录内容可掉电保持；

计算机监控系统更换硬件或软件时，不应丢失任何历史数据。

10) 软件

①上位机所有软件必须配置正版（企业版）。

②设备制造商应负责无功补偿成套装置的控制系统的软件编制。并协助综合自动化厂家完成对无功补偿成套装置状态监测软件的二次开发。

③设备制造商应提供无功补偿成套装置内一套完整的并满足本规范书要求的程序软件包，包括软件源代码。

④如需更新、升级无功补偿成套装置的控制数据和软件，其应具有更新及远程更新的通讯接口，接口形式由设备制造商自行决定。

⑤无功补偿成套装置的报警功能应使运行人员能方便地辨别和解决各种问题。投标人应明确定义系统自诊断的特征。

⑥无功补偿成套装置与综合自动化通讯接口形式及通讯协议应满足本工程的要求。

⑦设备制造商提供的所有软件、数据均应有版权证明，如由于软件版权和数据来源产生纠纷，则产生的一切责任和费用由投标人承担。

⑧合同签定 5 年内若设备制造商为其他用户提供同类型产品的升级软件版本，则应免费为本系统升级。

(4) 试验

根据最新版的 GB、DL 有关标准及其补充说明进行试验，并同时执行下列要求。

1) 型式试验

提供型式试验报告。

2) 出厂试验

提供出厂试验报告。

3) 现场调试试验：试验各项参数必须满足本标书指标

现场测量不同工况下电压总畸变率，动态响应时间，谐波注入电流，电抗器试验按《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150-2016 标准执行。

9.6.5. 质量保证及管理

(1) 设备的布置及设备器材的选型、产品的技术要求、试验方法、检验规则和标志等方面投标方均应采取有效措施，保证成品符合本技术规范书及有关规范和标准要求。

(2) 工程中所有采用的规范及标准必须是当前最新的版本。设备制造商应将有关系统的计算及布置，安装图纸等技术文件及技术资料提供给招标人，确认符合以上要求后方可进行其它工作。

(3) 设备出厂前应进行严格的质量检验，并向招标人提供检验报告，招标人及有关验收部门有权对认为需要的设备按原厂检验报告再进行现场测试。

(4) 投标方应提供下列质量保证书：

1) 产品合格证；

2) 设备、器材制造、检验记录；

3) 材料合格证。

(5) 设备制造商应提出设备、器材、零部件需检验、更换的时间，并提出建议的备品备件清单。

(6) 设备制造商应对系统的总体质量负责，并保证系统投运后安全、可靠，使其能顺利通过当地电网公司的确认和验收。

9.6.6. 资料提供

(1) 设备制造商必须按商定的时间提供技术文件及图纸。这些文件和图纸应是用国际单位制写成。

(2) 各设备外形尺寸图、安装示意图。

(3) 各设备荷重。

(4) 各设备安装时与土建配合资料，提出安装建议方式。

(5) 各设备接线图。

(6) 各设备使用说明书：包括额定电气参数、使用条件、全部电气一次及二次接线图、结构尺寸。

(7) 有关预埋件、管、留孔资料。

(8) 全套设备、器材的备品备件和专用工具清单。

(9) 远动、通讯接口原理图及说明。

(10) SVG 成套装置的控制原理图。

9.7. 光伏监控系统

接入监控系统的主要设备具备独立传输端口，数据开放必须满足相关规定的要求。各设备厂家无条件配合完成本项目所有信息接入集控系统工作，投标方须将光伏电站光伏发电单元（含光伏组件、逆变器、单元升压变压器等）、光伏电站汇集线路、光伏电站控制系统模型及参数提交调度部门。实施过程所有费用包含在投标价中，具体接入方案以招标人审查合格的初步设计方案为准。

1#地块：1#地块预装式变电站配置光伏监控系统一套，其数据采集方式为：就地预装式变电站保护测控装置、环境监测仪、电表、智能逆变器等，与当地调度约定传输方式。

2#地块：2#地块预装式变电站配置光伏监控系统一套，其数据采集方式为：就地预装式变电站保护测控装置、环境监测仪、电表、智能逆变器等，通过集中器（具备采集功能）以光纤方式上传至4#地块的电缆分支箱的监控系统后台。

3#地块：3#地块预装式变电站配置光伏监控系统一套，其数据采集方式为：就地预装式变电站保护测控装置、环境监测仪、电表、智能逆变器等，通过集中器（具备采集功能）以光纤方式上传至4#地块的电缆分支箱的监控系统后台。

4#地块：4#地块预装式变电站配置光伏监控系统一套，其数据采集方式为：就地预装式变电站保护测控装置、环境监测仪、电表、智能逆变器等，通过集中器（具备采集功能）以数据线方式上传至4#地块的电缆分支箱的监控系统后台。4#地块的电缆分支箱监控后台的输出，与当地调度约定传输方式。

9.7.1. 子站接入系统功能

子站接入系统是子站自动化系统对外的通信接口，用于收集光伏设备、逆变器、预装式变电站、AGC\AVC、电能量等子系统的数据，经规约转换后通过网络向上级调度中心传送。

（1）数据采集量

系统通过每个新能源子站端设置的采集系统，实现数据采集、存储、多目标数据转发功能。采集范围包括（但不限于）：

光伏子站应能够满足采集不同逆变器、预装式变电站厂家、不同综合自动化系统等的运行数据，包括逆变器、预装式变电站、升压站监控系统信息、有功功率和无功电压控制数据、功率预测数据、电能量计量信息、保护及故障录波信息等，执行集控中心对光伏电场设备的控制指令，并完成不同协议类型数据的转换，为实时监测、数据展现、统计分析提供基础。同时，此部分功能实现均不影响各光伏电站已有相关设备系统目前与调度端的通信。

由于厂家不同，从各设备到集控系统的数据收集方式和周期不同，要求投标人具备一定数据接入的经验，完全满足用户方关于风场数据采集的要求。

1) 逆变器实时运行数据采集与控制

逆变器状态信息应包含但不限于：正常运行、告警运行、待机、正常停机、故障停机、系统故障、限电运行、限电停机等；

逆变器运行数据应包含但不限于：实时输入/输出有功功率、无功功率、功率因数、电网频率、A 电压、B 电压、C 电压、A 电流、B 电流、C 电流，日发电量、总发电量等；

逆变器所有故障信息应包含但不限于：保护动作信息、设备及部件异常告警信息、绝缘故障、非电量异常故障等；

逆变器控制功能；

逆变器控制应包含但不限于：逆变器开机、逆变器停机、有功功率控制、无功功率控制、功率因数控制等。

2) 预装式变电站实时运行数据采集与控制

采集预装式变电站电压、电流、开关状态、变压器本体信号等信息及报警信号上传监控系统，并实现声音报警，将预装式变电站开关的遥控接入，实现对预装式变电站的远程投退。实际采集测控点和采集方式根据实际情况确定。

3) 有功/无功控制系统(AGC/AVC)数据采集

各光伏电场均需配置有功功率控制系统(AGC)、无功电压控制系统(AVC)，能够接受调度端的指令调节光伏电站功率出力。

光伏电场子站应采集有功/无功控制系统的运行数据信息，包括：有功执行日计划、有功/无功控制状态、损失电量等信息。采样周期原则上应不超过 1~5 秒。

4) 一次调频系统数据采集

光伏电场子站应采集一次调频系统实时数据、设备动作、功能压板、设备异常等信息。

5) 光功率预测系统数据采集

本项目暂不考虑光功率预测系统，需在自动化监控系统内预留光功率预测系统接口。

6) 电能量计量信息采集

各光伏电场电量计量系统保持不变，原已有计量远传通道继续使用。

光伏电站应采集电能量计量信息，采集方式可根据现场情况从远动装置或计量设备进行采集，通过远动装置上传调度运行中心。

7) 保护及故障信息子站数据采集

对于配置有故障录波和保护及信息管理，需获取站内保护装置和故障录波器信息并上传至监控系统。

光伏电场子站应采集各光伏电场故障录波和保护及信息管理子站系统全部运行数据，通过远动装置上传。

(2) 数据处理

1) 模拟量数据处理模拟量处理包括但不限于以下功能：

工程量转换；

合理性范围检查：当遥测量超出用户设置的合理性范围时，不予刷新实时数据库，同时改变相

应状态信息；

条件置零和零死区设置；

取绝对值；

符号取反，模拟量极性可方便地修改；

人工置数/解除；

停止更新/恢复（对单个厂站、装置、风机或单个测点）；

抑制告警/恢复（对单个厂站、装置、风机或单个测点）；

设置禁止遥调及解禁（对单个厂站或单个测点）；

越限监视及报警：每一个模拟量都提供高低限值的越限监视检查。限值可分不同的时段。数据越限可产生报警事件，报警方式可灵活设定；

数据跳变状况监视；

挂牌处理；

相关遥信处理；

相关遥测处理；

简单的统计计算：包括日最大值，日最大值时间，日最大值时刻的相关有功，日最大值时刻的相关无功，日最大值时刻的相关电流，日最小值，日最小值时间，日最小值时刻的相关有功，日最小值时刻的相关无功，日最小值时刻的相关电流，日平均值，日负荷率，并可以任意设定每天的开始时刻。

2) 状态量数据处理

状态量数据处理包括但不限于以下功能：

状态量的极性处理；

状态变化处理及报警；

双位遥信处理及报警；

相关遥信处理及报警；

计次计时告警处理；

开关事故判别；

保护信号处理，区分保护动作信号和告警信号，作为开关事故跳闸的依据；

信号保持处理；

信号合成；

人工置数/解除；

停止更新/恢复（对单个厂站、装置或单个测点）；

抑制告警/恢复（对单个厂站、装置或单个测点）；

禁止遥控/解禁（对单个厂站或单个测点）；

挂牌处理。

3) 电度量数据处理

电度量数据处理包括但不限于以下功能：

停止更新/恢复；

抑制告警/恢复；

挂牌处理；

电度量异常值校验；

人工置数/解除；

脉冲电度和数字电度的存储和处理。

4) 事件顺序记录（SOE）

SOE 信息由场站侧数据采集子系统上送，上级调度中心接收 SOE 信息，按照毫秒级分辨率写入历史数据库。SOE 功能包括但不限于以下功能：

以毫秒级精度记录主要断路器和保护信号的状态、动作顺序及动作时间，形成事件顺序表；

按照新能源电站、间隔、设备等对 SOE 进行检索、查询和打印；

每条记录包括时间、电站名、设备名称和事件名称保存到历史数据库中。

5) 数据质量和运行标志

系统对所有遥测量、遥信量和计算量均配置数据质量码，以反映数据的可靠程度和数据当时的运行情况。SCADA 采集数据具有丰富的质量信息，这些质量标志信息可以多个同时存在，包括但不限于以下质量码：

无效；通信中断；告警确认；人工置数；处理允许；告警允许；遥控/遥调允许；带电标志；接地标志。

（3）数据转发

实现各子站实时数据和统计分析数据向上级调度系统转发，从而实现集中化的运行状态远程监

测，对发电站运行数据进行综合分析等高级应用功能，为公司领导及相关人员提供各子站信息查看的便捷途径，有助于公司决策层对各电站进行更有效的管理。

（4）子站数据缓存

子站数据数据要求至少能缓存 7 天（不通过额外购买硬件配置实现此功能），并当通信中断，一旦恢复通信，子站应具备断点自动续传及响应数据召唤的功能。

（5）视频监控系统（如有）

现地的视频监控系统利用已有的硬盘录像机或买方设置的 NEPMS 系统主机实现视频的多目标转发。投标方需按照要求完成子站视频转发相关配置、调试、接口工作。

9.7.2. 系统硬件配置及要求

根据项目要求所有网络通信设备及服务器必须满足以下标准要求：国家发改委第 14 号令《电力监控系统安全防护规定》及国家能源局相关配套文件、国家电力监管委员会《电力行业信息系统安全等级保护基本要求》《信息安全技术 网络安全等级保护基本要求》GB/T 22239-2019、《发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5226-2013、《信息安全技术 网络安全等级保护定级指南》GB/T 22240—2020、《信息安全技术 网络安全等级保护安全设计技术要求》GB/T 25070-2019。

（1）以太网交换机

以太网交换机至少满足以下技术要求：

传输速率：10/100Mbps

端口：24 个 100M RJ-45 交换端口，4 个 1GSFP 交换端口

网络标准：IEEE802.3

交换背板带宽：12.8GB

包转发率：9.5Mpps

交换方式：存储转发

转发延时：小于 10us

环网恢复时间：小于 5ms/hop

通过国网 A 类测试，通过 IEC61850 和 IEC6113 标准测试，具有 CE 认证。

缓冲容量：至少 2M 字节

在 EMC 干扰情况下实现零报文丢失。

安装方式：机架式

电源：AC220V，DC220V；双电源配置

工作温度：-40℃~70℃

存放环境温度：-40℃~85℃

绝缘性能应满足下表要求：

试验项目	引用标准	电源	以太网（电）接口	告警
绝缘电阻，500 V	GB/T 14598.3— 2006	≥20 M	≥20 M	≥20 M
介质强度 U < 60 V 300 V > U > 60 V	GB/T 14598.3— 2006	0.5 kV 2.0 kV	0.5 kV	0.5 kV 2.0 kV
冲击 U < 60 V 300 V > U > 60 V	GB/T 14598.3— 2006	1.0 kV 5.0 kV	1.0 kV	1.0 kV 5.0 kV

抗干扰性能应满足下表要求：

序号	试验	参考标准	严酷等级
1	静电放电抗扰度	GB/T 17626.2	4 级
2	射频电磁场辐射抗扰度	GB/T 17626.3	3 级
3	电快速瞬变脉冲群抗扰度	GB/T 17626.4	4 级
4	浪涌（冲击）抗扰度	GB/T 17626.5	4 级
5	射频场感应的传导骚扰抗扰度	GB/T 17626.6	3 级
6	工频磁场抗扰度	GB/T 17626.8	5 级
7	脉冲磁场抗扰度	GB/T 17626.9	5 级
8	阻尼振荡磁场抗扰度	GB/T 17626—10	3 级
9	振荡波抗扰度	GB/T 17626.12	3 级
10	0Hz~150kHz 共模传导骚扰抗扰度	GB/T 17626.16	3 级
11	直流电源暂降、暂时中断抗扰度	GB/T 17626.29	100ms/0%

投标人应提供全部硬件连接装置、网络分配器以及备品备件等。

（2）防火墙

子站监控系统功能通过防火墙接入变电站内站工程网络。

防火墙设备性能及配置至少应满足下列要求：

标准 1U

网络接口：4 个千兆网卡接口、双机热备接口

电源配置：双电源冗余

网络吞吐率 $\geq 2\text{GB}$ ；

最大并发连接数 > 100 万

新建连接速率 > 1 万连接/秒

服务要求：提供三年硬件维保及软件升级服务，提供三年 IPS 特征库、防病毒特征库升级服务

产品应选用符合国家能源局、公安部相关认证的产品

（3）监控电脑

机架式服务器：

CPU：2 颗英特尔® 至强® E5-2640v4（2.4GHz、10 核、25MB 缓存）

内存：64GB DDR4 ECC

硬盘：不少于 300 GB SAS 12Gb/s 硬盘*2（系统盘）；不少于 600 GB SAS 12Gb/s*5（数据盘）

RAID：支持 RAID0、1、10、5、6

网卡：100/1000M 自适应端口*8

光驱：DVD×1

电源：标配 2 个；（支持冗余热插拔、可选配）

I/O 插槽：除去本配置已占用插槽外，还需支持至少 4 个 PCIe 应支持多种协议：至少支持 IEC60870-5-101/ IEC60870-5-102/ IEC60870-5-103/IEC60870-5-104/IEC-61850/MODBUS/CDT/OPC，并可根据现场接入子系统要求进行规约扩展。

3 年原厂 7×24 小时服务，并根据电网要求完成相应的安全策略配置。

机架导轨配件：1 套，含鼠标、键盘、显示器及 KVM 切换器等支持凝思、麒麟等国产安全操作系统

9.7.3. 供货范围

(1) 工作范围及安装技术要求

1) 工作范围

卖方应承担本技术条款所列的全部合同设备的运输、装卸、转运、保管、安装、系统调试、投运、试运行、验收的全部工作，作为完整的成套货物和服务，即使在本工作范围及其它细节中没有提到，卖方仍有责任提供，费用含在总价中。

所有安装工作在其相应设备布置点进行，为完成本节工作范围所需的其它安装工具、现场试验设备、检验设备、起吊设备等由卖方自备。

2) 安装技术要求

①一般要求

所有合同设备从运抵工地到运行交接，卖方应对其完好性(除产品本身的质量外)负责。如发现设备缺陷应及时报买方，对存在缺陷的产品不得安装，因使用不合格产品而造成的损失由卖方负责。

卖方在安装前应根据设备制造厂的安装使用说明书及现行国家及行业规程规范，编制安装程序、安装技术规定和质量控制规定以及安装进度计划。

卖方应认真阅读或熟悉有关技术文件，包括施工设计图样、工厂制造图纸及安装调试说明书、手册等。在制造厂有代表到现场时，应由制造厂代表说明安装中的注意事项。

卖方应根据设备和线路器材的性能和安装特性及技术要求，进行设备安装方案和工艺设计，详细安排施工计划与措施，编制成文件。

卖方应按照制造厂的安装技术要求及说明书、相关的规程、规范进行施工作业。施工应有计划，卖方对所有施工部位的施工，应按计划逐条进行，并对所有的施工作业、测试、试验及调试认真记录备查，在工程完工时，所有的记录应提交买方。

卖方应对本工程范围内所有的设备或线路进行现场接收和检查，所有设备应有完整的出厂随机文件，如装箱清单、安装使用说明书、检验记录、合格证等。如发现设备不全或与随机文件不符，应作好记录。

在安装过程中，因安装工艺不当，或因疏忽大意，操作不当等卖方的原因所造成的责任事故而引起设备损坏，卖方将承担修复所发生的一切费用。

卖方应负责提供完成系统设备的安装、调试及线路敷设、线路测试等所必需的仪器仪表，并报买方认可。

卖方应对所使用的各种测试、测量工具或仪器仪表进行认真校验。

卖方对重要的安装及线路施工作业应有操作人及监护人。

在搬运和安装设备时，应尽量避免设备受到振动或冲击。

设备保管场地应做到清洁，无潮湿、无灰尘、无腐蚀气体。

在施工期间，卖方应按制造厂的要求对现场设备采取临时保护措施，如防潮、屏蔽、防尘、通风设施等。

施工完成时，应立即封堵所有的孔洞，防止小动物进入。

任何设备安装完毕后，必须得到买方的认可，否则不能进行调试工作。

②设备固定要求

机柜固定应符合《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB50171-2012 及本招标文件的要求。

设备的抗震加固应符合有关系统设备安装抗震要求，加固方式应符合施工设计图的要求。

机柜一般采用地脚螺栓固定。机柜安装应端正牢固，垂直偏差不应大于机架高度的 1%，列内机架应互相靠拢，机柜间固定间隙不得大于 3mm，设备之间无明显缝隙。

子架或模块安装应符合设备装配要求，安装应牢固、排列应整齐、插件接触良好。

机架底部均要求采用角铁支架固定，角铁支架高度为水泥地面至活动地板底部的距离，角铁支架应加工完毕后采取镀锌处理。

③接地要求

系统接地应满足《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB50169-2016 及本招标文件的要求。

所有系统设备机柜、机柜固定底座、电缆铠装层及架空线路钢绞吊线均应可靠接地。

(2) 设备安装工程量及技术要求

卖方应负责所有设备的安装、设备间的连接、系统调试工作。

1) 安装技术要求

在施工初期，卖方应对现场设备采取防潮、屏蔽、防尘、通风和加温等临时保护措施。

盘箱柜安装及电气接线技术要求应符合《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB50171-2012；电缆敷设和配线应符合《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB50168-2018；接地设施的安装技术要求应满足《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》

GB50169-2016 的要求。合同设备安装还应满足设计图纸、随机安装说明书和设备相关标准等的要求。

2) 现场安装与调试

卖方应负责合同设备在现场的硬件安装、软件安装及现场调试工作，并参加合同设备与第三方设备的联合调试工作。

卖方在完成安装工作后，应根据合同规定、设计人提供的图纸和设备的技术资料等进行检查和试验。现场接收试验应有买方目击。任何部件不能满足技术条款要求以及设备的保证性能时，卖方应作好记录并及时进行处置。

合同设备的现场调试应在安装工作完毕，经双方检查已符合设计要求后进行。

卖方准备的现场调试计划文件（包括合同设备现场调试、与第三方设备的联合调试及试运行的进度计划文件、现场调试过程文件），必须在现场调试工作开始前两个月提交给买方审定，未批准之前现场调试不能开始工作。原则上，出厂验收项目内容应在现场调试时重复，但买方可据具体情况适当减少。

现场调试所用的调试检测设备由卖方自带。现场调试阶段设备损坏应由卖方无偿更换或修补。

现场调试应及时完成修改工作。按买方审定批准的进度计划文件进行，若由于卖方的原因延迟，所造成的损失卖方应承担经济补偿责任。

在所有现场试验、系统联调完成后，经买方确认该系统已符合部标和国标以及定货合同的要求，并在技术资料、文件和备品备件齐全时方可验收。

3) 现场验收试验

①范围

现场验收试验是由卖方与买方在现场安装设备之后共同执行的试验，其目的是检验系统的正确运行。本条款规定了合同设备系统现场验收试验的详细要求。

②概述

现场验收试验过程文件由卖方在试验开始前 3 个月提交给买方审核批准。

现场验收试验应按合同条款的要求完成系统的功能和性能的全面测试并证实系统性能稳定和可靠运行。

现场验收试验由卖方负责，买方参与。

现场验收试验过程中所有检测设备如买方没有，则由卖方自带。

现场验收试验阶段设备损坏应由卖方无偿更换或修补。

现场验收试验不满足合同文件所规定要求时，卖方必须及时迅速完成修改工作。对处理延迟所造成的损失，卖方应承担经济补偿责任。

原则上，现场验收试验内容买方可视具体情况予以减少。

③离线检查及试验

硬件安装及测试；

软件安装及测试。

④在线试验及检验

a) 系统实时性测试

重载状况下数据采集、数据库更新及命令的执行；

多层窗口画面实时调用；

共享文件调用；

SOE 及网络节点时钟同步。

b) 系统可靠性检验

重载状况下操作检验；

关键性故障检验；

冗余切换检验；

网络性能检验。

c) 系统可利用率评估

按规定的统计校核时段，统计系统的维修停机时间，计算系统的可利用率。

⑤现场验收步骤

a) 初步验收

验收一次进行。第一次在卖方完成所有系统设备联合调试后 30 天开始；

b) 试运行期

指合同设备任何一部分调试投运后即进入试运行期，当最终验收开始时，试运行期截止。

c) 最终验收指合同设备全部投运后（包括全部功能）后，对本合同项下的全部合同设备（包括全部功能）进行的试验和验收。

附件一：工程范围划分

见招标公告和投标人须知。

附件二：质量保证、检验/验收规范及维护

质量保证、检验/验收规范及维护

1. 概述

1.1 本条款用于合同执行期间对供方所提供的设备（包括外购设备）进行检验和性能验收试验，确保供方所提供的设备符合技术协议的要求。

1.2 供方应在合同生效后按需方的要求及时提供与合同设备有关的监造和检验标准。这些标准应符合技术协议的规定。

1.3 供方向采购人保证所供设备是技术先进成熟可靠的全新产品。在图纸设计和材料选择方面准确无误，加工工艺无任何缺陷和差错。技术文件及图纸清晰、正确、完整，能满足正常运行和维护的要求。

1.4 供方具备有效方法、控制所有外协、外购件的质量和服务，使其符合本规范的要求。

1.5 需方有权派代表到供方制造工厂和分包及外购件工厂检查制造过程，检查按合同交付的货物质量，检查按合同交付的元件、组件及使用材料是否符合标准及其合同上规定的要求，并参加合同规定由供方进行的一些元件试验和整个装配件的试验。供方提供给采购人代表相关技术文件及图纸查阅，并提供试验及检验所必需的仪器工具、办公用具。

1.6 如在运行期间发现部件的缺陷、损坏情况，在证实设备储存安装、维护和运行都符合要求时，供方应尽快免费更换。

1.7 在质量保证期内，供方产品各部件因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同规定的各项指标时，供方应无偿地为业主修理或更换部件，直至改进设备结构并无偿供货。

1.8 设备在验收试验时达不到合同规定的一个或多个技术指标保证值而属于供方责任时，供方应自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。

2. 工厂检验

2.1 投标人生产工厂必须通过 GB/T 19001-2008 idt ISO 9001: 2008《质量管理体系要求》标准认证。供方需严格进行厂内各生产环节的检验和试验。供方提供的合同设备须签发质量证明、检验记录和测试报告，并且作为交货时质量证明文件的组成部分。

2.2 检查的范围包括：原材料和元器件的进厂，部件的加工、组装、试验和出厂试验。供方检验的结果要满足技术协议的要求，如有不符之处或达不到标准要求，供方要采取措施直至满足要求，同时向需方提交不一致性报告。供方发生重大质量问题时应将情况及时通知需方。

2.3 工厂检验的所有费用包括在合同设备总价中。

3. 性能验收试验

3.1 性能验收试验的目的是为了检验合同设备的所有性能是否符合技术规范的要求。

3.2 性能验收试验的地点为需方现场。设备到达安装现场后，供、需双方按商定的开箱检验方法，对照装箱清单逐件清点，进行检查和验收。

3.3 性能试验的时间：具体试验时间由供需双方协商确定。

3.4 性能验收试验由需方组织，供方参加。试验大纲由供方提供，与需方讨论后确定。

3.5 性能验收试验的标准和方法：由供方提供详细资料清单，需方确认。

3.6 性能验收试验所需的仪器或器材及其装置应由供方提供（需经第三方检验认可），需方参加配合。供方也要提供试验所需的技术配合和人员配合。

3.7 性能验收试验的费用：本节和供方试验的配合等费用已在投标总价内。

3.8 性能验收试验结果的确认：性能验收试验报告以需方为主编写，供方参加，共同签章确认结论。如双方对试验的结果有不一致意见，双方协商解决。

3.9 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，并进行确认签盖章。

3.10 由供方外包生产的设备（部件）到达安装现场后，仍由需方会同供方进行检查和验收。

3.11 主要的产品验收标准：国家强制性相关标准或企标，企标与国标矛盾时，按高者执行。

3.12 发电系统效率保证

投标人供货的控制系统应能自动计算实时发电效率（详见本章附件十一），并对整个发电系统的设备进行适当选择与匹配，以确保发电系统效率。光伏组件性能试验（试运

行)期间,投标人应确保光伏发电效率: $\geq 80\%$, 或按《光伏发电工程验收规范》执行。

4. 发电系统维护

针对本次招标范围内的发电系统, 质保期后投标人应为招标人提供为期 1 年的运行维修服务, 运行维修服务不在此次招标的范围之内, 投标人可进行报价, 运行维护合同另行签订。

附件三：设备、技术文件及图纸的交付

设备、技术文件及图纸的交付

1. 文件的交付

投标人应向发包人提供设备详图及资料 4 套。

2. 竣工文件

2.1 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，提交两套副本分别提交监理工程师及招标人代表。

2.2 投标人应负责绘制并向招标人代表提供工程的竣工图，表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。投标人应取得招标人代表对它们的尺寸、基准系统、及其他相关细节的同意。

2.3 在签发任何保修证书前，投标人应按照“招标人要求”中规定的份数和复制形式，向招标人提交上述相关的竣工图。

2.4 合同工程最后一份保修证书签发后，投标人负责组织编制竣工图或委托其他单位编制竣工图，在达标投产考核前向招标人提交 6 套整个工程竣工图纸及竣工资料，电子版（U 盘）2 套，工程建设期间影像资料 2 套（光盘）。该图纸及资料应是符合现场实际、完善、正确无误的竣工文件。

3. 操作维修手册

在竣工试验开始 15 天前，投标人应向招标人代表提供操作维修手册 5 套，电子版（U 盘）2 套，上述操作维修手册的详细程度，应能满足招标人操作、维修、拆卸、重新组装、调整、培训和修复生产设备的需要。

附件四：设备监造和性能验收试验

设备监造和性能验收试验

1. 监造与检验

1.1 在合同规定要提供的所有主要设备、主要辅助设备和关键材料的制造、加工和准备过程中，不论工作地在何处，招标人均可委托有乙级及以上监造资质和业绩的监造单位，对太阳能光伏组件、逆变器、预装式变电站、电缆分支箱等设备进行监造。

1.2 招标人和监造单位签订监造服务合同后，在监造工作开展前，监造单位应与投标人按本合同细化监造内容和计划，质量见证项目应不少于《电力设备监造技术导则》DL/T586-2008 和本合同的要求，然后报招标人认可。投标人按下列格式提出如主变压器等的质量见证项目，招标人确认。

质量见证

序号	零部件及工序名称	监造内容	监造方式			
			H	W	R	备注
1						
						
2						
						

注：文件见证、现场见证和停工待检，即 R 点、W 点、H 点。

R 点：投标人提供检验或试验记录或报告的项目，即见证文件。

W 点：招标人监造代表参加的检验或试验项目，检验或试验后投标人提供检验或试验记录，即现场见证。

H 点：停工待检。投标人在进行至该点时必须停工等待招标人监造代表参加的检验或试验项目，检验或试验后投标人提供检验或试验记录。

1.3 监造单位应履行以下的职责和义务：

1.3.1 熟悉合同设备的图纸、技术标准、制造工艺和检验、试验方法及质量标准；

1.3.2 确认制造单位提交的工艺方案是否符合要求；

1.3.3 确认制造单位及其主要分包单位的质量管理体系和实际生产能力是否满足设备订货合同的要求。

1.3.4 确认制造单位及其主要分包单位的质量管理体系和实际生产能力是否满足设备供货合同的要求。

1.3.5 确认制造单位特种作业人员、关键工序操作人员和主要检验、试验人员的上岗资质是否满足设备质量要求。

1.3.6 确认制造单位的检验、试验设备是否满足设备生产过程检验和各项试验的要求。

1.3.7 查验制造单位的装配场地和整机试验场地的环境是否满足设备质量的要求。

1.3.8 确认制造单位对合同设备拟采用的新技术、新工艺、新材料的鉴定书和试验报告，并通知投标人。

1.3.9 查验制造单位提供的原材料、外购件、外协件、配套件、元器件、标准件、毛坯铸锻件的材质证明书、合格证等质量证明文件，符合要求的，予以签认，并在制造过程中做好跟踪记录。

1.3.10 对设备制造过程进行监督和抽查，深入生产场地对所监造设备进行巡回检查，对主要及关键零部件的制造质量和制造工序进行检查与确认。

1.3.11 按制造单位检验计划和相应标准、规范的要求，监督设备制造过程的检验工作，并对检验结果进行确认。如发现检验结果不符合规定，及时通知制造单位进行整改、返工或返修；对当场无法处理的质量问题，监造人员应书面通知制造单位，要求暂停该部件转入下道工序或出厂，并要求制造单位处理；当发现重大质量问题时，应及时报告投标人。

1.3.12 参加制造单位的试组装、总装配和整机试验、出厂试验，对装配和试验结果签署意见。

1.3.13 检查制造单位对设备采取的防护和包装措施是否符合《设备订货合同》的要求，相关的随机文件、装箱单和附件是否齐全，在确认后签发发运证书。

1.3.14 审核设备制造单位根据《设备订货合同》的约定提交的进度付款单，提出审核

意见。

1.3.15 在设备制造期间，按旬向投标人提供监造工作简报，通报设备在制造过程中加工、试验、总装以及生产进度等情况。

1.3.16 根据投标人和制造单位共同商定的监造项目，按设备制造进度到现场进行监检，对存在问题及处理结果，定期向投标人报告。

1.3.17 设备监造工作结束后，编写设备监造工作总结，整理监造工作的有关资料、记录等文件，并提交给投标人。

1.3.18 监造单位提交的工作简报、鉴定结果、试验报告、存在的质量、进度问题及处理结果和设备监造工作总结及时报告招标人。在合同工程竣工时将《电力设备监造技术导则》规定监造单位应向委托人提交的全部监造资料整理经监理工程师审查后移交招标人。

1.3.19 在合同规定要提供的所有主要设备、主要辅助设备和关键材料的制造、加工和准备过程中，关键的监造、检测、试验活动，投标人应及时通知招标人派代表参加。招标人有权对监造、检测、试验的结果提出异议，并要求再次检测或试验；同时招标人有权要求对存在质量问题的设备和材料进行整改或更换，由此发生的所有费用由投标人承担。

1.3.20 每当上述在制物件准备就绪、有待进行包装、覆盖或掩蔽之前，投标人应及时通知招标人代表。招标人代表应按时参加上述物件的检验、检查、测量或试验，不得无故拖延；或通知投标人说明无需进行上述工作。如果投标人未按上述要求发出通知，当招标人代表提出要求时，投标人就应除去上述在制物件上的覆盖物，随后再将其恢复原状。

2. 清退出场

如果发包方代表或监理工程师根据检验、检查或试验结果判定，其工程设备、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，则发包方代表或监理工程师就可发出通知要求承包方将上述工程设备、材料、加工成品或半成品，立即运离现场，并说明清退出场的理由。承包方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。

附件五：培训

培训

1. 人员培训和派遣

1.1 投标人应负责在其工厂或其它地点培训招标人的技术人员。

1.2 投标人将负责培训课程的安排，并由招标人确认。投标人应选择有经验和能力的培训师。培训和培训教材使用中文。

1.3 培训当中应采用各种手段保证培训效果，如在实际设备基础上解释系统、写课程报告、参观现场和阅读技术材料和图纸。投标人将免费提供必要的技术信息和图纸、设备、工具、仪表和防护用具。

1.4 技术人员包括高级技术人员、操作工和值班员。

1.5 投标人应接受招标人的技术人员参加基本设计。

2. 招标人技术人员的培训内容

2.1 国内培训

2.1.1 投标人接受招标人方技术人员进行上课培训。

2.1.2 投标人应指定其有经验的和合格的技术人员培训招标人的技术人员。

2.1.3 投标人应确保招标人技术人员能够在上述工厂的不同岗位进行操作和受训，从而使招标人技术人员掌握设备的技术、运行、检验、修理和维护等知识。

2.1.4 培训开始前投标人应向招标人技术人员详细解释运行规程和其它工作注意事项。

3. 派往投标人的招标人人员的待遇条款

3.1 为了合同设备的顺利施工和运行，招标人应派遣其技术人员到投标人参加联络会、检验和培训。

3.2 招标人技术人员到投标人参加联络会、检验和培训的交通、食宿等所有费用已包括在合同总价中。

3.3 所有上述联络会、检验和培训的准备、组织和安排的费用将由投标人承担。

3.4 为了更好地了解同合同设备相关的设计和运行技术问题，如果双方都认为有必要，投标人应安排招标人技术人员参加培训、检验和参观设备制造厂。

3.4 在招标人技术人员停留期间，投标人应免费为招标人技术人员提供技术文件、图纸、参考数据、工作服、劳保服和其它必需品、以及提供办公室。

3.6 为了顺利完成培训，除非双方同意，投标人技术人员不得因假期中断对招标人技术人员的培训。

3.7 投标人应提交一份完整的培训计划。最终的时间表、培训地点、招标人技术人员的专业和培训内容将在联络会上确定。

附件六：运输和保管

运输和保管

投标人采购的本工程所有工程设备、材料、以及其他物资从制造厂到现场的装车、运输、中转卸装、接货、卸车、检验、入库、保管、维护、保养、现场搬运至安装位置等均由投标人负责和管理。

投标人应严格按照《电力基本建设火电设备维护保管规程》DL/T855-2004 的要求对现场工程设备、材料实施分类保管。投标人和分包商应及时构建符合要求的棚库、封闭库、保温库、危险品库等。露天堆放场地应进行必要的硬化、围护，并设有排水、防火设施。投标人和分包商应建立健全设备、材料开箱检验、出入库管理、维修保养、废弃设备材料处置管理办法等制度。招标人代表及监理工程师将定期对设备、材料的管理状况进行监督检查，投标人负责落实监督检查提出的整改意见。

附件七：项目组织与管理

项目组织与管理

1. 项目管理组织机构和人员配置

1.1 项目管理组织机构

承包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。项目经理部是承包方履行其在合同项目服务的执行机构，在工程竣工前应为常设机构。项目经理部应为承包方履行其在合同项目服务的唯一机构，其所有行为均视为承包方本身的行为。项目经理部应包括下列人员：

（1）项目经理：承包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。项目经理代表承包方履行合同，为承包方履行合同项目服务的唯一授权代表。项目经理应常驻项目场地，如果项目经理需要离开项目场地，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。

承包方任命的项目经理应经项目法人同意，如果项目法人有充分理由认为承包方的项目经理不合格或不能正常履行其职责，则可以要求承包方撤换其项目经理，承包方应在规定期限内更换项目经理。

（2）项目施工总工程师：承包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总工程师。

（3）项目调试总工程师：承包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总。

1.2 项目经理的资质、业绩

提供简历表

1.3 项目调试总工程师的资质、业绩

提供简历表

1.4 项目主要管理人员的配置

1.4.1 承包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。

1.4.2 承包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。

1.4.3 承包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。

1.4.4 现场项目部人员配置有（除项目经理外）：现场项目经理 1 人、土建专责 2 人、电气专责 2 人（进入调试及投运阶段不少于 3 人）、安全员 1 人、质检员 1-2 人、资料员 1 人、材料员 1 人，上述人员不得兼任。对承包方配备的现场人员如若不能胜任其工作，发包方有权将其清退出场。

1.4.5 承包方如果不能按照上述要求配备相关人员，发包方有权对其做出处罚（每少一人每日 500 元）。

2. 施工分承包方的选择

2.1 施工分承包方的资质

2.1.1 承包方可以选择合格的分承包方分包其在合同项目下的部分工程的建设或服务，承包方在选择分承包方时应对分承包方的资质、信誉、报价及质量进行综合考虑。承包方选择分承包方的过程应符合国家及行业的有关规定。分包人应符合国家法律规定的企业资质等级，否则不能作为分包人。承包人有义务对分包人的资质进行审查。

2.1.2 项目法人有权参加选择该类主要分承包方过程中技术方面的选择确认过程，并可提出建议和意见，承包方应充分考虑项目法人的建议和意见。承包方在工程关键部分分包商的分包合同签署后应及时将该类分包合同（副本）提交给项目法人备案。

2.1.3 承包方应保证任何分承包方均不将其分包项下的工程进行转包或再分包。

2.1.4 建筑施工分承包方应具备建筑三级及以上资质，安装施工分承包方应具备机电安装三级及以上资质，涉网工程（包括设备安装、试验）分承包方应符合当地电力公司的要求，消防工程分承包方应符合消防管理单位的要求。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。并具有同类工程的相关业绩。

2.2 分承包方的保证

2.2.1 承包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方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，工程关键部分分包方的保证和担保的有效期限均不少于相应完工后的一年。

2.2.2 承包方应尽其最大努力为项目法人的利益而自除主要分包方外的其他分包商处获得在商业上所能获得的最佳保证和担保。

2.3 分包方的行为

承包方应对任何分包商、其代理人或雇员的行为、违约和/或疏忽承担全部责任，如同此类行为、违约和/或疏忽是由承包方自己做出的一样。

3. 施工所用的标准及规范

3.1 国家和地方现行的标准、规范及其他技术文件，承包方的企业标准。

3.2 行业标准、规范及其他技术文件。

3.3 产品生产厂家的产品说明书及其他技术文件。

4. 施工综合进度

4.1 工程里程碑进度

承包方根据发包方提供的工程里程碑进度编制设计、采购、施工、调试组织进度网络图。

4.2 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）。

4.3 图纸交付进度

由发包人在承包人进场后分批提供施工图。

4.4 主要设备交付进度

4.5 综合劳动力和主要工种劳动力安排计划

4.6 主要施工机械设备配置及进场计划

4.7 工程进度计划的实施和控制

（1）施工准备计划；

（2）设计进度保证措施；

(3) 设备进度保证措施;

(4) 施工进度保证措施;

(5) 调试进度保证措施。

5. 施工总平面布置

5.1 施工区域划分和施工用地面积指标

5.2 交通运输组织

5.3 施工管线平面布置

5.4 施工机械平面布置

5.5 施工总平面管理

6. 施工临时设施及场地

6.1 土建工程生产性施工临时建筑及施工场地

6.2 安装工程生产性施工临时建筑及施工场地

6.3 生活性施工临时建筑

6.4 施工临时建筑总面积

7. 施工力能供应

7.1 供水

7.2 供电

8. 主要施工方案及特殊施工措施

8.1 施工原则性方案

主要指整个工程施工的思路、想法、吊车的选用等叙述。

8.2 承包方应编制土建工程主要施工方案目录有

(1) 土方工程

(2) 钢筋工程

(3) 模板工程

(4) 装修工程

(5) 上下水、暖通及室外管网工程

(6) 建筑电气工程

8.3 承包方应编制安装工程主要施工方案目录有

- 1) 电池组件安装方案
- 2) 变压器和开关柜安装方案
- 3) 电缆敷设和接线施工方案
- 4) 保温、油漆施工方案

8.4 承包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) 防腐工程施工措施
- 3) 试运措施
- 4) 消防施工方案

9. 设备、物质的管理

- 9.1 设备、材料的装卸与搬运
- 9.2 设备的开箱检验及装箱图纸、技术资料的管理
- 9.3 设备、材料的保管保养
- 9.4 设备的发放使用
- 9.5 工程材料的供应与管理
- 9.6 工程竣工后备品、备件及专用工具的移交

10. 项目质量管理

- 10.1 承包方质量管理手册
- 10.2 质量管理体系可操作性程序文件清单

承包方应结合工程实际情况，提供符合 ISO9001：2000 质量管理体系要求的质量计划或质保大纲。

承包方应结合工程实际情况，提供创优的策划、措施。

10.3 承包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 $\leq$ 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 $\leq 3\%$ 。

(3) 施工质量目标

1) 土建工程:

单位工程合格率 100%

分项工程合格率 100%。

钢筋焊接一检合格率 $\geq 95\%$ 。

砼强度合格率 100%。

砼生产水平优良级。

2) 安装工程:

分项工程合格率 100%。

分项工程优良率 $\geq 95\%$ 。

分部工程合格率 100%。

分部工程优良率 $\geq 95\%$ 。

单位工程合格率 100%。

单位工程优良率 $\geq 95\%$ 。

受检焊接接头一检合格率 $\geq 98\%$ 。

(4) 调试质量目标

保护装置、主要仪表投入率 100%。

自动投入率 100%。

试运项目验收优良率 $\geq 90\%$ 。

整体投运一次成功。

10.4 项目质量管理网络

10.5 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

10.6 工程项目检验、试验的实施

10.7 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；如果是合作投标，还需提供合作外方的质保措施和承诺）

(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

11. 职业健康安全管理 and 环境管理

11.1 目标

由承包方提出并征求发包方的同意。承包方应贯彻“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；

11.2 可操作性程序文件清单

11.2.1 承包方应结合工程实际情况，提供符合 ISO14001：1996 环境管理体系要求的环境管理体系文件；

11.2.2 承包方应结合工程实际情况，提供符合 GB/T28001：2001 职业健康安全管理体系或（OSHMS）职业安全健康管理体系审核标准要求的安全健康管理体系文件。

11.3 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

11.4 项目健康安全管理措施和环境管理措施

11.5 项目职业健康安全管理 and 环境管理网络

12. 文明施工

12.1 文明施工的总目标

由承包方提出并征求发包方的同意。

12.2 文明施工管理组织机构

12.3 文明施工的规划措施

12.4 文明施工的实施

13. 项目施工技术管理

13.1 施工技术责任制度

各级技术负责人的职责。

13.2 施工组织设计的编制规定

承包方应严格按照经审定的《施工组织设计大纲》和《火力发电工程施工组织设计导则》（2003）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及按原协调司规定制定的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。

13.3 施工技术措施、方案编制、报批和管理规定

13.4 设计变更管理规定

13.5 金属技术监督管理规定

13.6 特殊施工过程（焊接和防腐）管理规定

13.7 工程竣工资料移交管理规定

14. 与发包方有关的主要工作

14.1 发包方确认的主要工作

- （1）工程司令图。
- （2）重要设备制造商和关键零部件制造商的选择。
- （3）（建筑、安装、试运等）施工分包方的选择。
- （4）工程综合进度网络计划。
- （5）工程款支付计划。
- （6）施工组织设计和重要施工方案、调试大纲和主要调试方案。
- （7）工程竣工签证。
- （8）项目管理计划。

14.2 发包方参加的主要工作

- （1）对工程重要设备制造商的调研。
- （2）工程重要设备采购的招标（技术部分）。
- （3）工程施工分包的招标（技术部分）。
- （4）工程设计联络会。
- （5）工程协调例会，工程技术专题会。

(6) 单位工程的质量检验及评定。

(7) 调试措施的讨论。

(8) 工程的调整试运质量检验及评定。

(9) 工程竣工检验及评定。

14.3 发包方采购的设备（见本章附件二）

14.4 对发包方有关人员的培训交底工作

附件八：差异表（技术部分）

承包方按照下表格式将技术部分的差异列于此。

差异表（技术部分）

序号	招标文件要求		投标文件响应和偏差	
	条目	简要内容	条目	简要内容
一	技术要求部分			
1				
2				
...				
二	性能指标部分			
1				
2				
...				
三	供货范围部分			
1				
2				
...				
四	交货进度部分			
1				
2				
...				

附件九：安全和文明施工要求

安全和文明施工管理

1. 总则

1.1 为贯彻“安全第一，预防为主，综合治理”的方针，承包方需在工程实施过程中履行安全文明施工责任、权利和义务，确保施工安全。根据国家和地方有关法律、法规和规章关于安全生产的规定，以及业主单位的各项规定，全面落实安全生产和文明施工责任，提高工程建设过程安全和文明施工水平，保障职工在劳动过程中的安全与健康。

1.2 本工程安全文明施工管理目标：

- (1) 杜绝重伤及以上事故；
- (2) 杜绝重大机械设备事故；
- (3) 杜绝重大火灾事故；
- (4) 杜绝负主要责任的重大交通事故；
- (5) 不发生环境污染事故和重大垮（坍）塌事故；
- (6) 杜绝重复发生相同性质的事故。

2. 业主方、承包方认真贯彻并严格执行以下法律、标准和条款：

- (1) 《中华人民共和国安全生产法》；
- (2) 《建设工程安全生产管理条例》；
- (3) 《电力建设安全工作规程》；
- (4) 《电力建设文明施工规定及考核办法》；
- (5) 《光伏电站或相应达标投产考核标准（最新版）》；
- (6) 《电力建设安全健康与环境管理工作规定》；
- (7) 国家和地方有关安全生产的法律、法规和规章，部、委、各级政府部门和上级主管部门颁发的有关安全生产和环境保护工作的法令、法规、规定、制度；
- (8) 业主方有关安全文明施工及环境保护的规定、制度。

3. 业主方的要求

3.1 业主方应有健全的生产监督管理机构（或安全管理组织体系），包括具体负责安全生产的领导，认真履行安全审查、监督、验收等安全职责。

3.2 业主方的职能业务管理部门必须认真对本工程有关施工人员进行安全生产制度及安全技术知识教育，增强职工法制观念，提高职工安全思想意识和自我保护能力，督促职工自觉遵守安全生产纪律、制度和法规。

3.3 业主方按有关规定对承包方的资质进行审查，以确认承包方承包的工程与其资质相符合。

3.4 工程（项目）施工前，业主方应对承包方施工人员进行安全生产进场教育，介绍施工中有关安全、防火等要求，以提高承包方员工的安全思想意识和自我保护能力，增强法制观念。对承包方在施工中新进、增添的施工人员，业主方应组织进行安全生产进场教育，未经业主方安全生产进场教育培训的承包方员工不得进场施工，但业主方对承包方人员的安全生产进场教育并不免除 4.11 条承包方根据业主方的要求对进场人员进行安全施工教育、考核并向业主方安监部门备案的义务。

3.5 业主方有权对承包方实施的安全教育和考试的情况进行抽查或抽考，不合格者禁止进入现场施工。

3.6 业主方在工程（项目）施工前应认真审核承包方开工报告、施工组织设计、作业指导书、施工方案、安全生产规章制度及操作规程等相关文件，根据工程（项目）内容、特点进行全面的安全技术交底，详细向承包方说明本工程项目施工日期、特点要求、危险因素及安全风险。对有可能发生火灾、爆炸、触电、高空坠落、中毒、窒息、机械伤害、烧烫伤等危及人身安全或引起严重设备事故的施工，业主方应事先向承包方进行详细的安全技术交底，要求承包方制订书面的施工安全技术措施，经业主方审查合格后由承包方实施，业主方应监督承包方实施。

3.7 业主方对地下管线和障碍物应向承包方作详细的书面交底，明确施工方法，承包方必需严格遵守。

3.8 施工期间，业主方指派同志负责联系、检查、督促承包方执行有关安全、防火规定。业主方应经常联系承包方，相互协助检查和处理工程施工中有关的安全、防火工作，预防事故发生。

3.9 当承包方出现安全、文明施工严重失控或有严重失控危险时，业主方认为确实有必要暂停施工的，应当以口头或书面形式要求承包方暂停施工，并提出书面整改意见，限

期整改、直到清退出场，承包方在收到暂停施工通知后应立刻无条件停工，并按照业主方整改意见中规定的期限整改，未能按期完成整改或整改不合格的，业主方有权将承包方清退出场。由此引起的一切后果和损失（包括业主方重新招标、工程时间延期损失等）由承包方负责。当承包方完成整改处理意见并以书面形式提出开工要求后，业主方应当在 48 个小时内组织验收，并于验收合格后签字给予答复。

承包方发生以下情况时，业主方有权对承包方进行停工整顿直至解除合同：

- （1）发生人身伤亡事故或严重隐患；
- （2）发生施工机械、生产主设备严重损坏事故或严重隐患；
- （3）发生施工区域内建筑物火灾、火险事故或严重隐患；
- （4）重复发生相同性质的安全事故；
- （5）多次不听从劝告，施工现场脏、乱、差、不能满足业主方制定的安全和文明施工规章、制度的要求。

3.10 由业主方提供的机械设备、安全设施，在安装完毕提交使用前，业主方应配合承包方共同按规定验收，并做好验收及交付使用的书面手续。

3.11 业主方不得指派承包方人员从事协议外的施工任务。

3.12 业主方对承包方在施工过程中提出的疑问应及时解答或予以落实解决。

3.13 对承包方违反业主方厂纪厂规（如有）的行为，业主方有权按照业主方相关规定进行处罚。

3.14 业主方未履行本条规定的各项义务和责任，属业主方违约，但并不因此免除承包方在本合同项下的任何责任与义务。

3.15 业主方有权召开安全文明例会，并要求承包方参加和整改，有权定期组织安全文明施工联合检查。

4. 承包方安全文明施工要求

4.1 承包方除应严格遵守第 2 款所列的法律、法规外，还应严格遵守业主方《承包人须知手册》的相关规定。

4.2 承包方法定代表人（或委托代理人）是本工程的安全工作的第一责任人，对本要求所有施工项目的实施过程中涉及的安全负责，对派遣的工作人员，编制的《施工方案》

《作业指导书》《应急预案》，以及提供的工程车辆、施工机械、施工用电的安全负责，并保证所派遣的工作人员具有完成所指派工作的安全知识和能力。

4.3 承包方应有健全的安全管理组织体系，包括具体负责安全生产的领导。承包方必须配有专职安全员，安全员应持有相应上岗证书或资格证书。

4.4 承包方指定同志为本工程（项目）专职安全员，负责施工现场及施工过程的安全管理，检查和处理工程施工中有关的安全、防火工作，预防事故发生。安全员须经考核，有相应上岗证书或资质证书。承包方应经常联系业主方，相互协助工作。

4.5 承包方应有完善的安全管理制度，包括各工种的安全操作规程、特种作业人员资格证书管理制度、各岗位安全责任制和定期安全检查、安全教育制度等，并根据本工程的特点及业主方要求，进行修订并提交业主方备案。

4.6 承包方必须实施安全健康和环境风险预控管理，并依据工程项目风险的大小，编制作业过程的危险源、环境因素分析清单和控制措施。

4.7 承包方进场施工，必须提前 15 天向业主方提交参与本项目的入场人员名单及安全管理组织体系、企业安全资质等级、安全生产许可证等资料，经业主方安监部门审核合格后，方可办理有关入场证件和入场施工。承包方应提交业主方审核、备案的文件包括以下文件：

- （1）进入施工现场人员花名册；
- （2）进入施工现场人员身份证；
- （3）《企业营业执照》；
- （4）《企业资质证书》；
- （5）《安全生产许可证》；
- （6）《施工组织设计》《开工报告》；
- （7）《安全操作规程》《施工安全技术措施》《特种作业人员资格证书管理制度》《各岗位安全责任制》和《定期安全检查规定》《安全教育制度》《环境保护措施》《作业指导书》《应急预案》等文件；
- （8）垂直运输机械作业人员、安装拆卸工、爆破作业人员、起重信号工、登高架设作业人员等特种作业人员上岗证（或资格证书）、安全员上岗证（或资格证书）；

(9) 业主方要求承包方提供的其他文件。

承包方提交文件要求：原件交业主方安监部门审核，复印件一式两份交业主方备案。

4.8 特种作业必须执行国家《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》，承包方特种作业人员须经省、市、地区的特种作业安全技术考核站培训考核后持证上岗，并按规定定期审证，中、小型机械的作业人员必须按规定做到“定机定人”和有证操作；起重吊装作业人员严禁违章、无证操作；严禁不懂电器、机械设备的人擅自操作使用电器、机械设备。

4.9 承包方应提供能证明其及其工作人员资质的合法有效证明供业主方审查。若承包方提供虚假证明，一切责任由承包方承担。

4.10 承包方必须认真对所承包工程的有关施工人员进行安全生产制度及安全技术知识教育，提高员工安全思想意识和自我保护能力，增强员工法制观念，督促员工自觉遵守国家、地方和上级部门颁发的有关安全生产的法律、法规和规章，制度以及厂纪厂规和标准制度。

4.11 开工前，承包方必须对本单位人员进行安全教育和安全考试，受教育人员的名单和考试成绩必须报业主方安监部门备案，凡增补或调换人员、更换工种，必须及时进行安全教育和考试，考试成绩报业主方安监部门备案。未接受安全教育和安全考试不合格者不得进入现场施工。

4.12 承包方施工人员应经考试合格后持证上岗，承包方必须检查、督促施工人员严格遵守、认真执行规章制度。承包方若在施工中要新进、增添施工人员必须向业主方提出申报，经业主方书面同意并经考试合格后才可持证上岗，未经业主方同意不得变更工作人员。承包方应对新进、增添施工人员进行全面的现场安全技术交底。

4.13 承包方应向业主方提交开工单，并得到业主方审批后方可开工。

4.14 承包方在施工前应认真勘察施工现场，拟订开工报告，根据业主方《施工组织设计纲要》进行施工组织设计、编制作业指导书、施工方案、危险危害因素控制措施及应急预案，并根据工程项目内容、特点对作业人员进行全面详细的安全技术交底。对于特殊环境、地下设施等，承包方应事先向业主方详细了解情况，并制订相应的施工安全技术措施，经业主方审查合格后实施。承包方必须严格按经业主方审查合格后的施工安全技术措

施、施工组织设计及作业指导书组织施工。对有可能发生火灾、施工设施倒塌、爆炸、触电、中毒、窒息、机械伤害、烧烫伤等危险或会引起严重设备事故的作业，承包方应制定施工安全技术措施，如需要政府及地方有关部门审查批准的，应先行审批通过，并经业主方审查合格并备案后实施。

4.15 承包方的工程施工组织设计中除安全、文明生产等措施外，还应包括环境保护措施，并贯彻落实到具体工作中去，确保施工安全及生产环境不受工程施工破坏，施工过程中产生的废弃物、噪音等排放必须符合相关规定标准。由于承包方施工破坏周围环境，造成恶劣影响引发纠纷或经济赔偿等由承包方承担全部责任。

4.16 承包方在施工期间必须严格遵守和执行业主方在安全施工、治安保卫方面的有关规定，接受业主方的监督、检查和指导。对于业主方查出的隐患及不符合项，承包方必须限期整改。如果业主方要求承包方违反安全管理规定进行施工，承包方有权拒绝。

4.17 当业主方认为确实有必要暂停施工并提出要求承包方暂停施工的书面意见后，承包方应当按业主方要求停止施工。承包方实施处理意见后，以书面形式向业主方提出复工要求。在业主方组织验收并签字同意后，承包方重新施工。

4.18 承包方应对所在的施工区域、作业环境、操作设施设备、工器具等进行认真检查，包括业主方委托第三方管理的公用设施，承包方发现隐患立即停止施工，并有义务和责任向业主方报告，发现隐患立即停止施工，并经落实整改后方准继续施工。

施工区内施工道路应保持畅通，设置明显的路标，不应在路边堆放设备、材料等物品，因工程需要切断道路前，必须经业主方批准，并采取相应措施后实施，以保证正常交通。尤其要保证消防通道畅通无阻。

4.19 承包方应于每天开工前对施工现场设施（如脚手架等）进行检查，发现隐患应及时整改。

施工区各类脚手架必须由专业架子工搭设和拆除，结构合理、牢固，经检查合格后挂牌，标明责任人、承载能力和使用期限。特殊类型脚手架应由专业人员提出设计，经批准后搭设。

4.20 一经开工，就表示承包方确认施工场所、作业环境、设施设备、工器具等符合安全要求和处于安全状态，承包方对施工过程中由于上述因素而导致的事故后果负责。

承包方施工期间应做到：

- （1）土方工程在施工前应有切实可行的存放和弃土方案，不得随意堆放。
- （2）尽量减少立体交叉作业。如必须进行立体交叉作业时应采取相应的隔离和防止高空落物、坠落的措施。
- （3）沟道、孔洞、平台、扶梯等处要有安全可靠的永久或临时栏杆或盖板，设立明显标志和安全警示牌。
- （4）严格把好设备运输、检验、存放、起吊、安装各道工序关。避免发生损坏、腐蚀及落入杂物等问题。
- （5）施工现场道路、组合场、施工作业区要配置足够的照明设施，并根据本工程需要及时调整。配备维护人员保持正常使用。
- （6）施工区范围内的沟道、地面无垃圾，每个作业面都应做到“工完料尽场地清”。剩余材料要堆放整齐、可靠，废料及时清理干净。
- （7）焊接场地地面无焊条或焊条头。焊接设备尽量集中布置，统一布线，完工后焊接线、氧乙炔皮带全部收回。
- （8）应根据情况明确划分禁烟区，并设立明确禁烟标志。禁烟区内严禁吸烟，地面无烟头。禁止施工人员流动吸烟或边作业边吸烟。
- （9）施工用电电源要集中布置统一接线，标志清楚，明确责任人，定期检查维护。
- （10）施工机械要进行定期检查与保养，安全制动装置必须完善，由业主方或相关主管部门定期检验和试验合格后，发放合格证。及时消除故障，严禁带病运行。
- （11）起吊机械不允许超铭牌使用，如有特殊情况需要超铭牌使用时，必须由使用部门制定详细的安全技术措施，并经总工程师批准后方可施行。
- （12）不准随意在设备、结构、墙板、楼板上开孔或焊接临时结构，必要时要取得业主方主管技术人员及安监部门的认可，并出具书面通知后实施。
- （13）施工现场设有足够的卫生设施，有专人负责保持内部清洁。

4.21 承包方在施工期间所使用的各种设备及工器具等（除另有要求外）均应由承包方自备，承包方应保证提供的设备和工器具确实完好并符合安全要求。业主方提供的各种设备及工器具等，承包方一经接收，应负责保管、维修，并严格执行安全操作规程。在使用

过程中，由于设备、工器具因素或使用操作不当而造成伤亡事故，由承包方负责。严禁使用未经检验、检验已过期或验收不合格的各种设备及工器具，否则由此发生的后果概由擅自使用方负责。

4.22 施工中应与带电设备保持足够的安全距离或采取可靠的安全措施，必要时应验电、放电、加挂接地线，并增设专门监护人员。各类安全防护设施、安全隔离措施、安全标志牌、警告牌和接地线等不得擅自拆除、更动。如确实需要拆除、更动的，必须经施工负责人和甲承包方指派的安全管理人员的同意，办理手续，并采取必要、可靠的安全措施后方可拆除、更动现场的上述安全防护设施。任何一方人员，擅自拆除、更动所造成的后果，均由该方负责。

4.23 承包方应禁止其施工人员在合同规定的施工区以外区域施工或从事与施工无关的其他活动。

4.24 承包方必须严格执行电业系统动火规定，正确使用动火工作票，易燃、易爆场所严禁吸烟及动用明火，消防器材不准挪作他用，电焊、气割作业应按规定办理动火审批手续。工地严禁使用电炉，冬季施工如必须采用明火加热的防冻措施时，应取得防火主管人员同意，落实防火、防爆、防中毒措施，并指派专人值班。

4.25 对有可能发生安全隐患的区域，承包方必须在施工之前办理好各类书面申请手续和落实安全隔离措施，设置相应的各类安全保护设施、遮栏、安全标志牌、警告牌等，经业主方有关部门审查合格后方可施工，并且只能在申请范围内施工，不得擅自超越工作票区域施工。同时，对在有可能发生安全隐患的区域施工的，承包方必须指派专职安全员，负责该区域的现场安全工作，专职安全员不得私自离开施工现场，若需离开现场的，必须指定具有安全资格的人员临时负责该区域的现场安全工作。

4.26 承包方在施工中，应注意地下管线、光缆及高压架空线的保护。承包方应向业主方了解地下管线和障碍物详细情况，会同业主方明确施工方法。承包方应贯彻业主方交底要求，明确施工方法，如遇有情况，应及时向业主方和有关部门联系，采取保护措施后施工。严禁冒险作业、野蛮作业。

4.27 承包方必须为作业人员配备应有的劳动保护用品、用具。承包方所属人员的身体健康状况必须能满足所从事工作的要求。

4.28 承包方必须根据国家法律规定自行承担费用为其相关施工人员购买人身意外伤害保险。

4.29 承包方必须坚持文明施工，对所承担工程区域的文明施工负责，做到工完料尽场地清，现场工业垃圾按业主方指定堆栈堆放并及时清理。承包方不定期清理，业主方组织清理，相应费用在承包方工程款中双倍扣除。

4.30 承包方应遵守业主方的作息制度，根据业主方的作息安排施工进度。

4.31 承包方不得将承包的工程进行转包。如有分包项目，应保证分包单位有相应的资质，以保证工程质量与安全，并事前征得业主方书面同意。承包方需对分包商的过错负连带责任。

4.32 承包方违反国家和地方有关安全生产的法律、法规和规章，或违反业主方的厂纪厂规、安全文明生产相关规定，须接受业主方相关职能部门的安全、文明生产处罚。

4.33 工程施工结束后，承包方在自检合格的情况下，应填写竣工验收报告，组织邀请业主方进行工程竣工验收。

4.34 承包方应按月（年）向业主方报送《电力建设企业职工伤亡事故月（年）报表》等各类安全报表和各项安全总结。

4.35 对业主方组织的安全文明大检查、季节性检查，安全工作例会，承包方应及时派员参加并认真贯彻落实，完成业主方临时性指派的安全文明生产任务。

5. 事故责任与处理

5.1 事故责任的原则是“谁施工谁负责安全”。

5.2 业主方、承包方在施工期间造成人员伤亡（包括业主方、承包方责任造成对方人员、第三方（行人等）人员伤亡）、火警、火灾、电气、机械等重大事故，承包方应进行紧急抢救伤员和保护现场，业主方协助。双方按国务院、国家电力公司及地方有关事故报告规定，在事故发生后1小时内及时报告各自上级主管部门及省（市）、区（县）等有关部门。承包方人员施工中发生的不安全情况应及时向业主方通报。

5.3 在施工期间由于承包方施工机械、工器具原因或使用操作不当，安全防护设施不全、措施不力、人员违章，以及承包方安全管理不善而造成伤亡事故和因此发生的费用，由承包方承担。除业主方原因导致的安全事故外，如果任何受害人因安全生产事故遭

受人身或财产损害向业主方提出索赔要求，则承包方应负责处理该索赔事件，并保证业主方免受此类索赔的损害。

5.4 承包方人员在施工中发生的不安全情况应及时向业主方通报，对施工过程中发生的不安全情况按“四不放过”原则进行处理，做到防微杜渐，防止同类同性质不安全情况重复性发生。

5.5 有关事故的责任认定遵照国家相关规定。

6. 其它

涉及施工区域以外工作的全部安全责任均由承包方承担。

附件十：设备运行维护手册要求

设备运行维护手册要求

1. 运行维护手册格式

运行维护手册由投标人提供，格式要求如下。

- (1) 数量：一式六套。
- (2) 纸张：A4。
- (3) 字体：宋体，小四号。
- (5) 行间距：1.5 倍。
- (6) 页边距：上 2.54 厘米，下 2.54 厘米，左 3.18 厘米，右 3.18 厘米。
- (7) 页眉：XX 光伏电站 X 期 XXMW 工程系统集成及部分设备运行维护手册。
- (8) 为便于使用和查阅，手册应分成卷，每一卷包括封面的最大厚度为 50mm，每一卷的版式应尽可能地一致，每一部分的系统、设备等描述顺序也应一致。

2. 运行维护手册内容要求

2.1 设备运行和维护手册的目的是能够把全部必要的数据和说明装订成册，以便于运行人员可以较好地查阅和理解最初调试及试运行工作、有效操作以及在正常、事故和异常（非设计情况）下怎样正确操作设备。在提交之前，双方应商定操作和维护手册的形式和内容。

2.2 该手册应详细地叙述和说明设备构造，使新来的操作和维护人员能够研究和理解设备的功能的控制方法。

2.3 手册中应能够快速查阅运行参数、设备说明书、操作、维护和安全程度。

2.4 运行和维护手册应包括，但不限于下述内容：

- (1) 设备概述，包括设备、系统说明、设备结构、功能说明、技术规范等。
- (2) 设备启动、运行和停运的操作程序及注意事项。
- (3) 设备保护功能说明。
- (4) 设备安装、拆卸、维护的程序及注意事项。
- (5) 设备零、部件清单，包括名称、图号、规格、材质、制造厂家全称等。
- (6) 设备易损件、消耗性材料清单，包括名称、规格、制造厂家全称等。

附件十一：光伏系统能效计算方法

光伏系统能效计算方法

1. 参照《光伏发电系统能效规范》NB/T10394-2020 中规定执行。