

第五章 发包人要求

一、技术规范书

(一) 总体要求

1 本项目采用设计采购安装一体化模式。本规范书适用于东至县一体化项目 22.66MW 配套新能源 EPC 项目，涉及工艺系统、土建工程、电气工程、水保、环保、消防及安防等相关内容，并提出了勘察、设计、采购、安装、调试、试验、试运行、验收及质量保证等方面的技术要求，详细工作范围见“工作范围”。

2 本技术规范书提出的是最低限度的技术要求（以下简称技术门槛值），投标文件不响应本技术规范书中的技术门槛值，可能被拒绝。本技术规范书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，投标方应提供符合本技术规范书的技术部分所列标准的产品，以及相应的技术服务，必须满足国家关于标的物产品的质量、安全、工业卫生、劳动保护、环保、消防等强制性标准。

3 投标方对项目范围内各整套系统设备，包括分包（或采购）的产品负有全责。

4 本工程主要设计参数应根据本技术规范提出的技术参数输入，技术规范书未提到的技术参数见相应规范。

5 投标方须合法拥有投标产品（包括图纸、文件、资料等）和服务所涉及的专利技术、专有技术等所含有的有关知识产权，投标方保证发包人合法拥有这些产品和服务的使用权，并由投标方全部承担可能由此引起知识产权的诉讼纠纷的法律和经济责任。

6 投标方进入现场前需提供施工组织设计，以批准的施工组织设计组织本次工程的施工。投标方进入现场必须服从发包人统一管理，完全响应发包人安全文明生产等相关要求。

7 本工程涉及到工程范围外的设备、建构筑物等临时拆除或造成破损，由投标方负责恢复。涉及有可能破坏工程范围外的设备、建构筑物等投标方必须事先采取经最终用户同意的必要措施进行监测和保护，如涉及基础施工时，有可能造成工程范围周边的设备、建构筑物等的沉降和不稳定问题等。若项目涉及的拆除工程量较大，拆除后的建筑垃圾必须按当地环保要求处置。

(二) 工程概况

1 工程名称及建设规模

1.1 工程名称

东至县一体化项目 22.66MW 配套新能源 EPC 项目，采用设计采购安装一体化模式。

1.2 建设规模

本项目主要包括安徽交控东流新材料有限公司公用运输廊道工程光伏发电项目的，包含公用运输廊道顶、产业园储存车间顶、产业园生活办公楼屋顶的配套新能源工程（含分布式光伏、电力系统配套设施、**数据采集**、完成电力部门要求的相关电力试验等）的设计、采购及安装施工，同时包含两年的运维服务。

2 场地条件

本项目为屋面光伏电站，屋面为岩棉板屋面（廊道）、混凝土屋面（办公楼）、覆膜钢结构（成品库、半成品库、转运仓）三种类型，采用光伏组件与屋面相结合方式进行光伏系统设计，光伏组件顺沿屋面敷设。（具体见设计图纸说明）

本项目场地外部交通条件便利，附近有省道、县道、村道和乡道引接。

3 水文气象

本项目地处安徽省西南部，长江下游南岸；东南部属皖南山区，中部为岗冲相间的丘陵区，西北部沿江地带为洲圩区，地势低平，河湖交错；池州市气候温暖，四季分明，雨量充足，光照充足无霜期长，属暖湿性亚热带季风气候。年平均气温 16.5°C ，年均降水量 1400~2200 毫米，年均日照率 45%，年均无霜期 220 天，最长 286 天。

4 光资源条件

本项目位于安徽省东至县内，按最新太阳能资源划分为国家三类地区，场址区域空气透明度好、太阳辐射在大气中的损耗较少，太阳总辐射变化基本稳定，有利于太阳能发电电力的稳定输出。

采用 **meteonorm** 数据模拟。项目地多年平均水平面太阳辐射量 $1248.7\text{kW}\cdot\text{h}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ，属我国第三类太阳能资源区域。项目所在地属于太阳能资源丰富区，具有很好的开发优势。

5 工程地质

本项目为屋面光伏电站。廊道、产业园储存车间和生活办公区光伏电站利用其已建屋面建设。

（三）工作范围

1 概述

本工程包括（但不限于）以下内容：工程勘测、设计、场平、设备材料采购（由甲方提供的除外）、建筑安装、调试、试运行直至验收合格、工程缺陷责任期限的服务等全过程的工作（具体见工程量清单）；项目实施过程中要求提供设备的试验、运行、维护手册；同时使本项目达到性能验收指标的要求。

2 发包人工作范围

发包人向承包人提供施工现场及毗邻区域内各种地下管线、气象、水文、地质等相关资料，提供相邻建筑物和构筑物、地下工程等有关资料；

发包人向承包人提供施工场地及进场施工条件，并明确与承包人的交接界面；

发包人负责组织专项验收（含环保、消防、城建规划、水保、防洪、并网验收、国网电力公司、质量（安全）监督站、电力建设质量监督）、竣工验收。

3 承包人工作范围

承包人负责办理的工程建设项目必须履行的各类审批、核准或备案手续及电站并网手续；

接入电网意见函及对应的图纸设计、审查由联合体设计方按相关部门要求完成。

承包人应按照发包人的总体进度要求，按时提供详细设计文件、施工、安装、运行说明以及竣工设计文件。

承包人应在投标文件中按系统分类列出工程量清单。

本工程所采用的设备应采用目前成熟的技术，具有较高的可靠性、可操作性和可维修性，在国内同行业有良好运行业绩。

承包人施工及供货范围满足需要。应根据发包人提供的原始数据、技术要求和现场限定的条件，合理选择其供货范围内的设备和材料，保证系统安全可靠地运行。

承包人应按发包人规范要求提供本工程范围内所有设备标识等。

承包人负责检验和调试设备、装置、材料等，并参加由发包人组织的性能试验。

承包人负责编制调试大纲并负责完成检验、试验、分部调试和总体调试。

承包人全面负责项目现场施工的人员组织、作业进度计划、工程质量管理，现场安全保障。

承包人负责在发包人提供的场地内搭建现场所需的临建设施。

承包人对现场及分包商的质量、进度、安全全面负责，并对因分包商的过失造成的违约，承担法律责任。

承包人负责对光伏电站实施两年运维服务，自交工证书签发之日起算。

4 工作接口

4.1 施工、生活用电交接点

（1）现场施工用电

承包人根据自身的用电负荷，提供相应的配电装置等并负责将电力接至自己所辖装置区域，所用的临时套管、软管、电线、电缆等均由承包人自行购置并实施。

（2）临建区生活用电

承包人根据自己的临建生活区位置就近引用生活用电，并在临建区内按要求配置配电装置。

4.2 施工及生活用水、排水交接点

1.施工用水

发包人就近提供水源接入点，承包人建设所有临时用水管道设施，包括但不限于将水送至施工区域所需要的管道、阀门、管架、泵和其它设施。临时系统的走向需服从发包人施工管理部门的安排。

2.临建区生活用水

临建区生活用水，承包人负责从支管水源引至自己的临建辖区，并建设所有临时用水管道设施，包括但不限于将水送到临建区域所需要的管道、阀门、管架、泵和其它设施。

3.临建生活区排水

承包人负责将自己临建区内的排水系统引至就近的排水井。

4.施工及生活用水、排水的方案报发包人工程管理部门审批后实施,必须遵守相关施工规范要求。

4.3 施工及临建场地

承包人负责本工程范围内各地块建构筑及树木等的拆除及清理工作，负责场地平整及挖填土，光伏建设场地内水塘的回填，负责工程建设需求的预制场地及临建设施用地。

4.4 设计接口

本工程光伏部分设计范围从光伏支架及基础、发电组件开始到对侧 0.4KV/10kV 接入点为界（含与此产生的电气一次及二次、土建、钢结构等所有相关工程），包含了光伏阵列布置、逆变升压系统、交流配电系统、监控系统、以及系统保护、自动化、通信等所有子系统。

工程项目内全部继电保护、远动、通信、自动化装置等二次系统的设计属于承包人的承包范围。

本工程接入电网意见函及对应的图纸设计、审查由联合体设计方按相关部门要求完成。

本工程接入系统报告编制及审查由承包人配合相关部门完成。

涉及到与原有配电房的接入部分，发包人负责为承包人提供设计所需要的技术图纸和资料。

（四）工程执行的标准

本工程符合但不限于下列标准或与之相当的其它国际标准，使用替代标准须经发包人认可。

GB/T 50795	光伏发电工程施工组织设计规范
GB/T 50796	光伏发电工程验收规范
GB 50797	光伏发电站设计规范
GB/T 19964	光伏发电站接入电力系统技术规定
GB/T 19939	光伏系统并网技术要求
GB/T 10228	干式电力变压器技术参数和要求
GB 7251.1	低压成套开关设备和控制设备 第 1 部分：总则
GB/T 14285	继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 12326	电能质量 电压波动与闪变
GB/T 12325	电能质量 供电电压允许偏差
GB/T 14549	电能质量 公用电网谐波
GB/T 15543	电能质量 三相电压不平衡
GB/T 15945	电能质量 电力系统频率偏差
GB/T 19271.3	雷电电磁脉冲的防护 第 3 部分：对浪涌保护器的要求
GB 50150	电气装置安装工程电气设备交接试验标准
GB 50168	电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范
GB 50169	电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范
GB 50254	电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范
GB 50303	建筑电气工程施工质量验收规范
GB 50229	火力发电厂与变电站设计防火规范
GB 4208	外壳防护等级（IP 代码）
NB/T 32014	光伏发电站防孤岛效应检测技术规程
DL/T 403	12kV-40.5kV 高压真空断路器订货技术条件
DL/T 404	3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
DL/T 448	电能计量装置技术管理规程
DL/T 537	高压/低压预装箱式变电站选用导则
DL/T 5293	电气装置安装工程 电气设备交接试验报告统一格式
Q/GDW617	光伏电站接入电网技术规定

Q/GDW618	光伏电站接入电网测试规程
办安全[2013]49号	光伏电站并网安全条件及评价规范（试行）
华东监能[2014]35号	光伏电站并网安全条件及评价评分标准（试行）
国能安全〔2014〕103号	小型发电企业安全生产标准化达标管理办法
CEEIA B218.1~.4	光伏发电系统用电缆
CEC-S106	铝合金电缆桥架技术规程
04D701-3	电缆桥架安装
GB 14048.1	低压开关设备和控制设备
GB/T 12754	彩色涂层钢板及钢带
12D101-5	110kV及以下电缆敷设
DL/T 401	高压电缆选用导则
GB/T 10228	干式电力变压器技术参数和要求
Q/GDW 742	配电网施工检修工艺规范
Q/GDW 741	配电网技术改造设备选型和配置原则
调〔2025〕30号	《安徽电网新能源场站和电化学储能电站并网试验管理办法（修订版）》

上述标准、规范及规程仅是本采购合同的最基本依据，并未包括合同执行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。

（五）主要工程（设备）技术要求

1 勘察设计

1.1 勘察

1.拟建光伏及电力配套设施的建筑图纸资料由承包人自行负责收集，并承担可能发生的所有风险。

2.无图纸资料部分建筑物或地区由承包人组织勘察或鉴定。

1.2 设计

承包人应组织符合招标文件要求的有资质设计单位完成工程设计。按 GB50797《光伏发电站设计规范》等规范性文件要求，设计应使光伏电站有能力在安全、稳定、经济状态下运行，并使其性能达到最佳状态，满足国家、安徽省电网对于光伏并网电站急电力系统配套设施的规定。设计方案须通过专家评审。

设计图纸资料包括但不限于：

设备接线图（设备间关系、桥架类型、长度、结点方式等）。

设备位置图（设备相对位置、体积、间距等坐标）。

系统路径图（走线路径、线缆长度、规格类型等）。

线缆选型（压降、容量、损耗率、类型：护套、阻燃、屏蔽、软硬等）。

设备细化选型（附加模块、连接端子、环境要求、通信方式等）。

防雷设计（防雷等级、直击雷防护方式、引下线、电力与通信防雷保护器等）。

配电设计（配电柜、电能计量和电能质量监测装置、继电保护和安全自动装置、电力调度自动化和通信设备（含传输通道）。

场内外（包括光伏电站场内外）线缆和通讯光缆的铺设。

基础设计（包含光伏的基础结构、基础稳定性）。

支架强度计算（风压、积雪、地震等）。

支架部件、装配详图（零件三维装配图）。

组件选型（新增组件配合科技创新研究选用新型全面屏光伏组件）。

加固设计（光伏基础的结构、承载复核计算等）。

检修通道、上屋面钢梯、围栏图。

（1）本工程所有的设计、施工，满足其承载力和稳定性要求，满足现行相关国家规范要求，在电站设计使用年限（25 年）内光伏阵列不变形、各关键性设备效率衰减在规定值内。

光伏方阵采用固定式布置，考虑最佳日照入射角进行选择。

光伏方阵按照全年无阴影遮挡排布，组串中组件个数和电气接线方式合理，要求整个光伏发电系统具有安全可靠、美观。

光伏组件金属框与光伏方阵场地内接地网的连接须连续、可靠，严禁一点多接现象发生，接地电阻小于 4 欧姆。

（2）电缆、通讯光缆（铠装）等采用地埋、电缆沟和穿管相结合形式敷设（动力、通讯电缆全程加防护套，防护套尺寸符合规范）设计须符合现行国家和行业标准及相关部门的要求。

（3）电站环境保护与劳动安全、工业卫生、消防设施，须符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797、《光伏发电站施工规范》GB 50794、《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T50795、《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796 和电站所在地环保、消防、建筑、防雷、劳动安全卫生监察等主管部门的规定。

（4）承包人在施工过程中应做好勘测及各项预防措施，如破坏原有道路、墙面、屋面、绿化、地下管线、通讯设施、供排水等，均需负责修复还原并承担所有的费

用和一切责任。

2 设备

在标段范围内，组件、组串式逆变器、断路器等主要设备应采用国内知名品牌。

2.1 单晶硅太阳能光伏电池组件：

电池组件：单晶硅N型 715Wp；正公差、A片。总承包方负责采购、组织验货、到货检验、保管、安装并按照规定完成光伏组件组串：

- (1) 光伏组件布局和组串的串接数量设计合理。
- (2) 光伏发电系统设计考虑减小环状布置导线所围的面积，不得将导线多圈布置。
- (3) 连接组串的电缆须采用热浸锌钢槽盒保护,电缆进入槽盒处应有防止电缆被刮伤保护，槽盒有足够的机械强度，壁厚符合规范。
- (4) 组串的最高电压不得超过光伏组件和逆变器制造商给出的允许电压。
- (5) 插接件符合设计要求。
- (6) 晶体硅组件按 GB/T9535（或 IEC61215）和 GB/T20047 或（IEC61730）通过国家批准认证机构的认证。
- (7) 组件需获得 IEC61215、IEC6173-01、IEC6173-02 标准的型式试验认证（CQC 或 CGC、TUV、VDE、UL、CSA、JET、SGS 认证）、IEC61701 认证（盐雾腐蚀认证）、抗 PID 认证,并提供相应的认证检测报告。
- (8) 电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件风载荷最大承压大于 2400Pa，雪载荷最大承压大于 5400Pa。本工程太阳电池组件要求采用阳极氧化铝合金边框，应便于组件与支架的连接固定，组件边框厚度应可承受光伏电站区域 50 年一遇基本风压和雪压。
- (9) 总承包方对接线盒、背板和 EVA 等构成太阳电池组件的关键元件和材料的性能和使用寿命应提供技术分析说明。要求构成电池组件的元器件或材料需要经过 TUV 检测以及其它同等资质的第三方机构测试检验。

(10) 太阳电池组件出厂试验

1) 试验标准

要求卖方对提供的组件进行出厂试验，试验应按照 IEC61215-2021 相关标准进行，试验都要出具详细记载测试数据的正式试验报告。买方派代表参与试验过程，买方代表有权在进行试验的过程中随时进入卖方的车间，可由卖方直接提供符合 IEC61215-2021 标准的实验报告。如买方引入第三方测试，费用由买方承担。

2) 抽样

从同一批产品中，按 GB/T2829-2002 规定的方法随机地抽取组件用于出厂试验。本规范要求焊接、装配和绝缘车间中各随机抽取相应组件，抽样过程需在买方参与情况下进行。这些组件应由符合卖方提供的图纸和工艺要求规定的材料及元器件制造，并经过制造厂常规检测、质量控制与产品验收程序。组件应该是完整的，附带制造厂的贮运、安装和电路连接指示，包括系统最大许可电压。

3) 试验项目

上述组件分组，按照 IEC61215-2021 中图 1 所示的程序进行试验。

外观检查按 IEC61215-2021 中 10.1 条进行。

最大功率点确定按 IEC61215-2021 中 10.2 条进行。

绝缘试验按 IEC61215-2021 中 10.3 条进行。

热斑耐久试验按 IEC61215-2021 中 10.9 条进行。

湿漏电流试验按 IEC61215-2021 中 10.15 条进行。

机械载荷试验按 IEC61215-2021 中 10.16 条进行。

冰雹试验按 IEC61215-2021 中 10.17 条进行。

旁路二极管热性能试验按 IEC61215 2021 中 10.18 进行。

4) 合格判据

如果每一个试验组件达到下列各项判据，则认为该组件设计合格。

a) 在标准测试条件下，组件的最大输出功率衰减在每个单项试验后不超过规定的极限，在每组试验后不超过 8%；

b) 在实验过程中，无组件呈现断路现象；

c) 无 IEC61215-2021 中第 7 章定义的任何严重外观缺陷；

d) 试验完成后满足绝缘试验要求；

e) 每组实验开始和结束时，湿热试验后满足漏电流试验的要求；

f) 满足单个实验的特殊要求。

如果两个或两个以上组件达不到上述判据，该产品将视为达不到鉴定要求，买方有权拒绝这批产品。

5) 出厂试验报告

对于合格产品，卖方给出合格证和正式出厂实验报告，应包括测定的性能参数，以及任何一次试验未通过测试和重新试验的详细情况。报告应包含组件的详细规格，每一份证书或报告还应包括下列信息：

a) 标题；

b) 实验室的名称、地址和完成实验测试的地点；

- c) 报告的每一页均有独特的标识;
- d) 试验完样品的描述和鉴定;
- e) 标注收到试验样品的日期和试验日期;
- f) 所用试验方法的鉴定;
- g) 相关的取样;

h) 对试验方法的任何偏离、附加或排除, 相关特殊试验的任何其他信息, 如环境条件;

i) 有适当图表和照片支持的测量、检查和推论, 包括短路电流、开路电压和最大功率的温度系数, 额定工作温度、标准测试条件及低辐照度下的功率, 预紫外辐照试验所用灯的光谱, 所有试验后最大功率的衰减, 任何观察到的失效;

j) 实验结果估计不确定度的申明 (必要时);

k) 签名和标识, 或等效识别试验员, 其对报告的内容及颁发日期负责;

l) 对试验仅与相关试验项目结果的说明 (必要时);

m) 实验室出具的证书或报告应完整, 只有实验室书面许可才部分使用的申明。

(11) 到货检测及抽样复验

1) 检测内容包括外观检查、资料符合性检查、电性能测试 (功率检测、IV 检测)、EL 检测、绝缘耐压测试。

2) 到货检验: 光伏组件在进场后安装前须聘请有资质的第三方进行检测, 相关费用由投标人自行承担。第三方检测机构应具备如下条件:

- a. 境内注册、合法经营的独立法人单位或其他组织。
- b. 具有 CNAS 或 CMA 实验室认可证书, 且检测能力范围覆盖光伏系统。
- c. 具有光伏电站检测业绩。

抽样数量和质量检测项目按国家标准 GB/T2828.1 进行。其中电性能测试、EL 检测、绝缘耐压测试采用抽样方法, 从同一批产品中, 按照 GB/T2828.1 进行计算, 每 5MW 一批次, 样本数量为 80 块组件, 80 块中有 ≤ 5 块不良品该批次可接受, 若 80 块中 ≥ 6 块不良品则不可接受。第一次验货不通过, 剔除不符合产品后二次验货, 二次不通过进行全部退回。外观检查以及到货组件资料符合性检查采取 100% 抽样。

3) 检测要求:

a. 外包装检查: 成箱组件在运输车辆上无明显偏移、倾斜、撞击和雨淋; 外包装良好, 无破损, 印刷字迹清晰; 条形码标签齐全, 字迹清晰。

b. 资料符合性检查: 包括生产方提供生产组件的原辅材料清单、组件的标称功率、条码、电性能检测结果记录、检验合格证、采用的标准组件以及功率测试仪设备校

验记录等；原辅材料清单满足合同规定厂家及型号，且入厂检验合格；组件出厂前成品检验测试数据齐全，且检验合格；组件生产过程中的检验记录齐全，且满足标准要求。

c.组件外观特性及原材料特性检验：外表面干净，边框表面无明显划伤；无破碎、裂纹、针孔的单体电池；电池片崩边、缺角符合标准（IEC61215）要求；组件内的电池片之间、两边电池片与玻璃边缘之间无明显位移；组件内无毛发、虫子等杂物；组件内气泡符合标准（IEC61215），背板无明显折皱、凹坑和刮痕；单块组件内电池片之间无明显色差和花片。

d.组件功率特性检验：采用便携式 IV 测试仪，所抽组件功率的 I-V 特性曲线平滑、无明显台阶；组件功率测试值与组件出厂铭牌数据的负偏差不超过 2%。

e.组件隐裂特性检验采用 EL 测试仪，太阳电池不允许出现碎片及黑心片或无超标黑斑片；太阳电池组件不允许出现局部短路或断路的情况；太阳电池不允许出现超标隐裂或裂纹。

（12）本项目中子方阵中同一太阳电池组件的电池片需为同一批次原料，表面无明显色差，颜色应均匀一致，无明显的花纹，无机械损伤，焊点无氧化斑，电池组件的 I-V 曲线基本相同，电池的崩边、裂口、缺角等机械缺陷的尺寸和数量应不超过产品详细规范要求。

（13）组件具备抗 PID 性能，满足相关测试要求（测试条件：60℃、85%RH、96h、-1000V）。

（14）组件满足 IEC61215-2021 标准中的热斑测试要求。

（15）光伏组件应配套提供接线盒，接线盒具体要求如下：

1) 接线盒的结构与尺寸应为电缆及接口提供保护，防止其在日常使用中受到电气、机械及环境的影响。

2) 应配备相应的旁路二极管及其散热装置，防止热斑效应带来的影响，从而保护组件。

3) 所有的带电部件都应采用金属材料，以使在规定的使用过程中保持良好的机械强度、导电性及抗腐蚀性。

4) 应密封防水、散热性好并连接牢固，引线极性标记准确、明显，采用满足 IEC 标准的电气连接。

5) 防护等级不低于 IP65。

6) 满足不少于 25 年室外使用的要求。

（16）组件引出线电缆

1) 每块太阳能电池组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管（防止组件热斑故障）。

2) 太阳能电池组件自带的串联所使用的电缆线应满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 GB/T18950-2003 性能测试的要求。

3) 电缆规格为 4mm^2 ，长度符合现场安装需求。

4) 从太阳能电池组件正负极引出线上安装配套兼容 MC4 插头，方便发包人安装。

(17) 组件出厂包装时应遵循相近电气特性组件为单元包装，便于工程现在将相匹配组件安装在一个串并联回路内的原则，使光伏发电系统组件电气特性不匹配而造成的损耗降至最低。分类方法如下：

1) 按照组件实测最佳工作电流分类，分高中低三档，中间档位分档精度为 0.1A 。

2) 在组件外包装上需按照以下要求进行标注

a) 标注每块组件的编号；

b) 标注每块组件的实测参数和技术性能指标；

c) 标注按照组件实测最佳工作电流。

(18) 售后和质保

1) 组件工艺材料质保期不低于 12 年，组件衰减质保期不低于 25 年。

2) 单晶硅组件衰减率首年内不高于 1.5%，后续每年不高于 0.45%，10 年内不高于 5.5%，25 年内不高于 12.5%。

3) 在非人为损坏的前提下，组件表面出现裂缝或所有产品在质量保证期内因质量问题而造成的产品损坏或不能正常使用且因组件衰减未按衰减质保期要求时，供方应无条件更换。

4) 质保期后，供方应长期有偿提供替代解决方案并予以解决备品备件引起的问题。

5) 当产品在质保期内发生故障时，供货方接到我方申报故障电话后在 4 小时内给予明确答复，在 3 天内赶到故障现场进行确认，在 7 天内进行维修或更换并保证设备正常进行工作。

6) 安排相关技术人员进行操作、维护。

2.2 支架基础、支架（导轨）和桥架

1. 光伏支架及其基础

光伏阵列使用的支架、夹具和导轨等钢构件均为热浸镀锌防腐，光伏阵列使用

的支架、夹具和导轨须符合国家相关产品技术标准，有防止光伏阵列滑动、倾斜的专项措施，能保证光伏方阵在电站设计使用年限（25 年）内不变形、无侧滑。支架、导轨基础须经抗滑移、抗倾覆等稳定性验算，在电站设计使用寿命（25 年）内，具备抗风、抗冰冻、抗温度交变的能力，在光伏组件安装处风速 $\leq 23\text{m/s}$ 条件下，组件和支架能够正常使用，且设计标准不低于《光伏发电站设计规范》（GB50797）。组件与支架系统的连接结构强度应满足 50 年重现期基本风压。抗震设计符合 GB50011-2010《建筑抗震设计规范》规定。

支架、支撑金属件如采用螺栓连接须用不锈钢螺栓，要求连接牢固且方便维修时更换光伏组件，支架材质为热镀锌。

支架供应商须提供用于本电站的支架具有抵抗系统自重、风荷载、雪荷载和地震作用能力的设计依据。定型品牌支架不得采用其它品牌支架混装，如混装被发现后的一切费用由投标人承担，并赔偿因此造成的发包人其它损失。

2. 桥架

（1）电缆桥架施工、安装符合《钢制电缆桥架工程设计规范》CECS3: 1 2006、《电缆桥架安装》04D701-3 规定，且满足以下要求：

（2）桥架在每个支架上的固定应牢固，梯架连接板的螺栓应紧固，螺母应位于桥架的外侧。

（3）电缆桥架超过 15m 时，应有伸缩缝，其连接处宜采用伸缩连接板，应充分考虑系统热胀冷缩，防止出现固定支架对屋面和管桩的破坏。

（4）钢制电缆桥架，应采用热浸镀锌防腐工艺，热浸镀锌防腐层的质量，应符合规范要求；送货时须提供第三方机构的检测报告；

（5）电缆桥架应满足强度、刚度、稳定性的要求，允许最小板材厚度满足规范要求；

（6）电缆桥架表面应光滑无毛刺、保证外型美观，电缆桥架弯通、三通等应有足够的弯曲半径，以满足电缆敷设的最小半径。桥架之间的连接板连接螺栓等受力附件，与桥架、托臂等本体结构强度相适应。

（7）电缆桥架直接片、压板、连接螺栓等附件数量需满足现场使用。

（8）电缆桥架施工和电缆与桥架空间的容积比应符合规范，容积比应小于 50%，以利于通风散热。

（9）电缆桥架对于电缆具有防尘、防水、防机械损伤功能，电缆桥架底部排水设计能保证任何情况电缆桥架内无积水。

（10）电缆应悬挂说明电缆规格型号、起终点位置的标志牌，标志牌上的文字

不允许手工书写，雕刻或印制的文字应清晰牢固。

2.3 组串式逆变器

逆变器须根据设计规范推荐选择 25-330kW 合适型号的组串式逆变器，本项目逆变器安装在户外环境中，投标人所选设备应满足户外环境的需要，并满足以下技术要求：

（1）光伏并网逆变器的形式为：三相交流光伏组串并网逆变器。

（2）光伏并网逆变器作为不可分割的整体由卖方成套提供，不允许进行任何形式的拆分、分包或外协，其内部的所有机械、电气、通信、外壳、接地等连接和配合均属于卖方的责任范畴，与买方无关。

（3）每台逆变器所有运行信息与电站信息系统调试、数据上传至计算机监控后台，可采集汇流箱数据，并支持远传数据，支持电力载波功能，支持第三方系统对接。

（4）逆变器数据通讯、电能质量、电网异常时的响应特性和低电压穿越特性满足光伏电站接入电网技术规定。

（5）逆变器在额定功率下功率因数不低于 0.99，当光伏系统中逆变器的输出大于其额定输出的 50%时功率因数应不小于 0.98（超前或滞后）。功率因数可调范围为 0.8 超前~0.8 滞后。

（6）逆变器具有多路 MPPT 控制功能，能适时跟踪并把光伏阵列的直流最大输出功率转换为交流输出功率。

（7）电网电压、频率异常时，逆变器具有自动判别和按照国家标准规定值自动响应功能。

（8）光伏并网逆变器箱内应有保护接地，逆变器接地导体截面积应满足 GB/T 37408 标准要求。

（9）光伏并网逆变器必须具备完备、准确、可靠的直流绝缘监测功能。同时，并网逆变器的输入电路对地应能满足 NB/T 32004 的冲击耐受电压要求。并网逆变器内的元器件布置应符合国内外的相关安规要求。

（10）设备必须在正常的电网环境下安全稳定运行，性能指标达到技术协议中的承诺值。以签订技术协议时间为准，本技术协议满足买方提供项目地电网侧并网标准，签订协议后新的电网并网标准更新引起的逆变器升级改造，由买方承担逆变器的升级改造费用。

逆变器向交流负载提供电能的质量应受控，应保证逆变器交流侧所有电能质量（电压、频率、谐波等）符合相关标准要求。

(11) 谐波和波形畸变

逆变器运行时，注入电网的电流谐波总畸变率限值为 5%。各次谐波应限制在下表所列的百分比之内。

奇次谐波	畸变限值
3 次至 9 次	$<4.0\%$
11 次至 15 次	$<2.0\%$
17 次至 21 次	$<1.5\%$
23 次至 33 次	$<0.6\%$
35 次至 39 次	$<0.3\%$
偶次谐波	畸变限值
2 次至 10 次	$<1.0\%$
12 次至 16 次	$<0.5\%$
18 次至 22 次	$<0.375\%$
24 次至 34 次	$<0.15\%$
36 次至 40 次	$<0.075\%$

(12) 电流不平衡度

逆变器负序三相电流不平衡度不应超过 2%，短时不应超过 4%。

(13) 直流分量

光伏系统正常并网运行时，逆变器向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(14) 电压偏差

正常运行时，光伏系统和电网接口处的电压允许偏差应符合 GB/T 12325 的规定。

(15) 电压不平衡度

由并网逆变器所引起的电压不平衡，不应超过 GB/T 15543 标准的限值。

(16) 防孤岛效应保护

并网逆变器应具有可靠而完备的非计划性孤岛保护功能。并网逆变器防非计划性孤岛功能应同时具备主动与被动两种孤岛检测方案。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。

(17) 恢复并网保护

并网逆变器因电压或频率异常跳闸后，当电压和频率恢复正常后，光伏逆变器应经过一个可调的延迟时间后才能恢复并网，延迟时间范围可采用 20s-5min。

(18) 电网短路保护

并网逆变器的交流输出应设置过流保护。当检测到电网侧发生短路时，并网逆变器根据短路电流的大小在对应的保护时间内停止向电网供电，同时发出警示信号。故障排除后，并网逆变器应能正常工作。

（19）反放电保护

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

（20）极性反接保护

当光伏直流输入极性反接时，并网逆变器应能可靠保护而不会损坏。极性正接后，并网逆变器应能正常工作。

（21）电网过/欠压、过/欠频保护

在并网逆变器的交流输出侧，并网逆变器应能够准确判断供电电网（接线）的过/欠压，过/欠频等异常状态，并网逆变器应按要求的时间进行保护，切断时应发出警示信号。在电网电压、频率恢复到允许的电压、频率范围时，逆变器应能正常启动运行。

（22）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。并网逆变器支持三相线缆无序连接，并自动适应电网相序。任何情况下，并网逆变器都不能向电网注入负序电流。

（23）输入过压、过流保护

并网逆变器必须具备完备的直流过压、过流保护功能。

（24）内部短路保护

当并网逆变器内部发生短路时（如 IGBT 直通、直流母线短路等），逆变器内的电子电路和输出继电器应快速、可靠动作。

（25）过热保护

并网逆变器应具备机内环境温度过高保护（例如着火引起的机箱内环境温度过高）、机内关键部件温度过高保护功能。

（26）过载保护

当光伏方阵输出的功率超过并网逆变器允许的最大直流输入功率时，并网逆变器应自动限流工作在允许的最大交流输出功率处。

（27）防雷保护

并网逆变器交直流侧必须具备完备的防雷保护功能，其中交直流侧应配置 2 级防

雷保护器。

2.4 箱式变电站

2.4.1 总体要求

(1) 箱体（含高压室、熔断器室、分接开关室及附件室等）为全密封防盗结构（无百叶窗，底部封堵，门框加密封条等），采用隐蔽式高强度螺栓及耐油丁腈橡胶垫圈密封箱盖,整个箱体无外露可拆卸的螺钉、螺栓、铰链或其他构件，不应留任何缺口，以防棍棒或线材等物体进入其内部，触及带电部位。

(2) 箱变的箱体及内部元器件能承受直接雷电冲击而不损坏，并设专用接地端子，数量不少于两个。接地端子为直径不小于 8mm 的铜质或不锈钢螺栓。

(3) 箱变的金属骨架、高、低压配电装置及变压器部分的金属支架均有符合技术条件的接地端子，并与专用接地导体可靠地连接在一起。

(4) 箱式变高、低压配电装置及变压器部分的专用接地导体相互联接，或者通过专用的端子可靠地连接在一起，箱式变的所有高、低压设备的非带电金属裸露部分均可靠接地，门及在正常运行条件下可抽出部分在打开或隔离位置时仍可靠接地。

(5) 箱变的铁心和金属件均可靠接地（铁轭螺杆除外）。接地装置有防锈镀层。

(6) 箱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。

2.4.2 油浸式变压器

本技术要求用于本项目各升压箱变处的变压器，各升压箱变处的变压器均选用 S20 系列油浸式变压器。本节涉及到对变压器的设计、制造、安装和调试的最低要求。

在正常条件下，变压器的使用寿命不小于 25 年，应满足 GB50053 国家标准规范要求。

1.使用环境条件

位置：户外；

海拔高度：1800 米以下；

周围空气温度：空气温度极端最高温度 50℃，极端最低温度-20℃；

室内相对湿度：95%（25℃时）。

2.技术参数

容量：见招标图纸

额定电压：10.5±2*2.5%/0.4kV；

频率：50Hz；

相数：3 相；

绝缘等级：A

绝缘水平：工频耐压 35kV，雷电冲击电压 75kV；

分接范围：按 5 档设计；

联结方式：D，yn11。

调压方式：无载调压

变压器应能在 GB1094 规定的条件下，2 秒钟内承受外部短路的动稳定效应和热稳定效应而不损伤。

3.变压器铁芯

铁芯采用晶态有取向冷轧硅钢片。铁芯为卷绕封闭形，无需切割，截面接近圆形，磁路中没有气隙，铁芯经过退火处理。

4.安装要求

1) 变压器的安装按 GBJ148-90《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》执行。

变压器的装卸采用起重机、汽车吊或叉车等起吊设备，装卸时应严格按照国家有关装卸规程。

2) 变压器抵达工地现场后，应立即检查产品的铭牌数据与订货合同是否相符，如产品型号、额定容量、额定电压、联结组标号、阻抗电压等。检查出厂文件是否齐全，检查包装箱内部零件是否与装箱单相符，检查产品运输过程中有无损伤，产品零部件是否损伤和移位，接线是否松动、断裂，绝缘是否有破损，是否有脏物或异物等，短期户外放置时要用方木等垫好，垫高不小于 100mm。

3) 产品安装前应认真阅读说明书，产品铭牌和产品外形尺寸图，了解产品重量，安装方法等内容，准备好相应的起吊设备和工具。

4) 变压器带电导体与地的最小安全距离应符合 GB10237《电力变压器绝缘水平和绝缘试验外绝缘的空气间隙》规定，高压线圈表面对地的最小安全净距为 40mm。

5) 变压器运行前应检查所有紧固件、连接件是否松动，并重新紧固一次，检查运输时拆下的零部件是否重新安装妥当，并检查变压器是否有异物存在，如有过多的灰尘，必须清除，以保证空气流通和防止绝缘击穿。

6) 变压器运行前应作如下试验：

(1) 测量绕组在所有分接位置下的直流电阻。

(2) 按 GB50150 规定进行极性的判定和测量绕组在所有分接下的电压比，并进行联结组标号的判定。

(3) 检查变压器箱体和铁心是否已永久性接地。

(4) 线圈绝缘电阻的测试，一般情况下（温度 20～30℃,湿度≤90%）：

高压——低压及地 $\geq 300\text{M}\Omega$

低压——地 $\geq 200\text{M}\Omega$

如变压器遭受异常潮湿发生凝露现象，则不论其绝缘电阻如何，在其进行耐压试验或投入运行前，必须进行干燥处理。

(5) 铁心绝缘电阻的测试，一般情况下（温度 $20\sim 30^{\circ}\text{C}$ ，湿度 $\leq 90\%$ ）

铁心——夹件及地 $\geq 2\text{M}\Omega$ ，仪表：2500V 兆欧表

穿心螺杆——铁心及地 $\geq 2\text{M}\Omega$

(6) 外施工频耐压试验，试验电压为出厂试验电压的 85%。

5. 检查和试验

1) 在制造厂的检查和试验。

所有的变压器按总要求在制造厂进行检查和试验，以表明其运行性能以及设备、材料和结构在电气、机械上的完整性。

2) 型式试验

制造厂家提供国家变压器质量监督检验中心出具的型式试验报告供发包人复查和确认。

试验的范围和方法出厂实验：

每台变压器按照 GB1094 和国家规范的总要求进行型式试验，所有的试验方法在上述国家标准中涉及到。

3) 常规检查和试验

常规试验包括但不限于：

(1) 视觉检查——设备的质量、结构、防护等级、总装配和面漆。

(2) 所有控制、保护和监控设备的电气运行。

(3) 按 GB1094 的要求进行电气试验。

4) 试验项目

各阶段的试验至少但不限于下表所列项目：

序号	试验项目	工厂 试验	型式 试验	特殊 试验	现场 试验	说明
1	测量绕组绝缘电阻	√			√	测绕组对地、绕组间的绝缘电阻，高压试验电压不小于直流 2500V，低压不小于直流 1000V
2	变压试验	√			√	在所有分接位置上测试

3	接线组别核对	√			√	
4	绕组电阻的测量	√			√	
5	铁芯绝缘试验	√			√	
6	短路阻抗和负载损耗测量	√				
7	空载损耗和空载电流的测量	√				每台均做，但每种规格在 90 %、95 %、100 %、105 %、110 % U _n 时测试空载电流值可做 1 台
8	外施耐压试验	√			√	
9	感应试验	√				
10	雷电冲击试验	√				每台变压器均做
11	局部放电试验	√			√	每台变压器均做
12	空载损耗和空载电流的测量	√				与项目 7 数值相比无明显增加
13	三相变压器零序阻抗测量			√		每种规格测一台
14	短路承受能力试验		√			制造厂能够提供 1000kVA 产品的短路试验报告，发包人审查同意后，可免试
15	空载电流谐波测量			√		每种规格测一台
16	风机吸收功率测量			√		每种规格测一台
17	冲击合闸试验				√	每台均做
18	防腐试验			√		提供防腐有关资料

2.5 高压开关柜

本技术要求用于本项目各光伏电站箱变及预制舱内的高压开关柜，它对户内高压开关柜包括母线的设计、材料、结构、试验、技术文件等提出了最低要求。

1. 总体要求

(1) 本高压开关柜应是一台或多台高压开关电器及其保护和控制装置的组合，同时包括控制、测量、信号指示和附件以及所有内部电气和机械的连接。

(2) 高压控制装置包括高压一次设备（如断路器、负荷开关、熔断器等）和二次系统，按招标文件所附系统图的要求，将有关的一、二次设备组装在封闭的金属柜内，成为高压开关柜。

(3) 预制舱内设置专用计量柜，供当地供电局作计费用。

2. 高压开关柜的总体结构

户内金属铠装移开式开关柜是三相交流 12kV、50Hz 的户内高压开关设备，具有稳固的机械可靠性。该产品可装配真空断路器，实现遥测、遥信、遥控和无人值守的微机智能式装配组合电器。

高压开关柜的设计和结构满足 IEC298、GB3906 等国际、国内标准和当地供电部门的要求，具有可靠的五防联锁功能，是一种国际、国内通用型配电组合装置。

高压开关柜的设计应包括功能单元、控制保护以及仪表设备，对每个装置要求留有适当的空间便于进线和出线电缆连接、扩展、固定件的维修及部分元件的调换，还要考虑到今后的调整 and 安装，高压开关柜应在最大短路故障时安全运行，并能承受由此引起的电气及机械应力。在故障条件下，压力释放通道不允许面向操作人员。

高压开关柜应是全封闭型，母线室、开关室、电缆室、低压控制小室应进行金属全分隔。

高压开关柜是中置手车式柜体，当手车需移开柜外检修、维护、更换时，在断电的情况下，利用配置的专用转送车可方便拉出、检修、维护、更换元件等。在运作时，轻便，灵活自如，并有互换性。

开关设备满足各种气候条件下没有凝露的危险，手车室内应加装温湿度控制器，保证全天候正常投入运行。

开关柜具有可靠的防止误操作的联锁装置（简称“五防”要求），包括但不限于：

(1) 五防：

- 1) 可防止误分、合断路器。
- 2) 可防止带电合接地开关。
- 3) 可防止带负荷推拉可移动部件。
- 4) 可防止接地开关处在接地位置送电。
- 5) 可防止误入带电间隔。

(2) 金属部分的接地

所有开关柜要采用铜接地排并连成一体。

铜接地排的截面应能承受 3 秒钟的短路电流。

断路器手车应具有滑动触头，并在任何位置接入接地铜排，滑动触头与滑动触头座配合成套，触头座与主接地排采用铜材连接。

接地开关具有锁闭功能，防止合上带电回路上。

（3）隔离设施

断路器可以手车分离，开断时母排和馈电回路之间应保证隔离。为了防止操作人员接近带电的固定触点,应设置安全防护板，该防护板应能掩盖母排及馈电侧的三相固定触点，锁扣装置能将防护板闭锁。试验、运行位置的操作均应闭门进行。

（4）电缆终端盒设施

电缆在开关柜后部连接，所有柜均采用柜下引入、引出的方式。

电缆室后门板一旦打开，就可以检修电缆终端盒。

3.防腐及涂层

金属结构件应进行防腐处理，防腐钢制件应光洁、除油渍，均应经过镀锌处理，高压开关柜的柜体颜色要得到发包人同意，并应符合技术规定相应要求。

4.柜体

柜体符合国际标准 IEC62271-100，102，200。

柜体是由可抽出部件和各功能不同的间隔单元组合而成的，柜体外壳防护等级达 IP4X，高压开关柜柜体和隔板应是优质敷铝锌钢板结构，厚度不小于 2mm，型钢支架，以铆钉及螺丝拼合成坚固的一体

5.高压开关柜内的动力线

高压开关柜内的动力线应包括进线、出线的主回路，功能单元之间的相互联接，该系统应根据要求采用母排或电缆，适应每个装置的额定电压，额定电流和最大故障条件。

（1）母排

母排系统为全封闭，在高压开关柜的后上方，主母线穿越柜与柜之间的隔板时，通过专用母线套管隔离，防止出现故障时蔓延到邻柜，并符合高压开关柜的操作额定电压值。

母排应是刚性、硬拉高导电的电解铜，并应符合国家有关标准。

每根母排的截面在整个长度内应均匀，其截面应能承载连续的负载电流。主、分支母线应能承受由短路电流引起的动稳定。

母排的接点应确保有效的导电和牢固的连接，母排结合部要镀银。

三相母排分别为 A、B、C，相色分别为：A 相黄色、B 相绿色、C 相红色。

A、B、C 三相母排的排列应该是：

上下布置，由上到下排列为 A、B、C 相

水平布置，由柜后向柜面排列为 A、B、C 相

引下线布置，由左至右排列为 A、B、C 相

(2) 电缆

电缆仅用于高压开关柜内动力线，电缆应是交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套高导电率的多股铜芯线，能耐高温，并应符合国家有关标准。

电缆应整齐地排列和牢固地支撑，以承受指定的故障条件。

(3) 接地母排

提供满足系统要求的接地母排，上述母排要出厂前预先钻孔，便于连接。

6. 高压开关柜内的辅助导线

联接控制、保护及仪表设备的小电流回路应为截面不小于 2.5 平方毫米的多股铜导线，电压回路应为截面不小于 1.5 平方毫米的多股铜导线，绝缘等级为 0.6kV。

柜内小线应整齐地排列夹紧。

所有不与主回路连接的小线，应采用同一种醒目的颜色，并在端子处具有持久的标记，符合国家有关标准。

每一个功能单元或组件的柜内外小线必须在端子排上接口，并留有 25% 的备用端子。

7. 高压开关柜的功能单元

(1) 断路器

10kV 断路器采用真空断路器。

额定电压：10kV

最高运行电压：12kV

额定频率：50Hz

额定电流：630A

额定开断电流(有效值)：31.5kA

额定关合电流（峰值）：80kA

额定热稳定电流(4S 有效值)：31.5kA/4S

额定动稳定电流（峰值）：80kA

1min 工频耐压(有效值)：相对地-42kV，断口间-65kV

雷电冲击耐压（峰值）：相对地-75kV，断口间-125kV

首相开断系数:	1.5
分闸时间:	≥80ms
燃弧时间:	≥20ms
开断时间:	≥100ms
合闸时间:	≥100ms
三相合闸不同步性:	≥2ms
三相分闸不同步性:	≥2ms
电气寿命:	≥E2 级/31.5kA274 次
机械寿命:	≥M2 级/30000 次

(2) 接地开关

接地开关应为快速接地开关，与操作人员的动作快慢无关，接地设备的容量在接地开关闭合时应能承受短路电流，接地开关在闭合，断开两个位置时均能锁扣，接地与否应能在柜前辨别。

(3) 保护继电器

保护继电器应与每个装置的特殊要求相匹配，每种型式应符合 GB 的有关要求。将高压柜的开关状态、故障信号，通过干触点的形式反馈给交通监控系统。

(4) 高压开关柜内的低压辅助元件

每台开关柜应设有低压室，内含所有的保护继电器、仪器仪表、显示器及控制器，显示器在盘面显示。

开关柜应装有高压带电显示器，该显示器与电缆室的电容分压器相连接，带电指示器具有输出节点给电力监控。

(5) 高压开关柜用交流电源或直流电源

各变电站高压开关柜的交流操作电源为 AC220V 或者 DC，取自应急电源或者直流电源屏，其中引自本地变电站电源的高压柜附属设备供电、以及操作电源线缆均应包含在开关柜的整套系统内，并且要求在操作电源线路的末端加装空气开关。

8. 高压开关柜遥控接口

- (1) 能采集不同的工况信息，包括开关状态、负荷电流、故障位置等。
- (2) 传送开关柜的分/合闸命令。
- (3) 可与电力监控系统联网。
- (4) 直接与开关柜连接，无需外接电源。
- (5) 正面操作就地/遥控开关，操作简便，并能显示开关状态的信息。

9. 电流互感器

- (1) 型式：环氧浇注式。
- (2) 额定电压：12kV
- (3) 额定电流变比：参见设计图，满足供电方案要求。
- (4) 二次侧电流：5A。
- (5) 热稳定电流：25kA/3s。
- (6) 动稳定电流：63kA。
- (7) 工频耐压：42kV/min。
- (8) 冲击耐压：75kV。
- (9) 绝缘体局部放电：不大于 10pC。
- (10) 准确等级：0.2S 级
- (11) 额定负荷：按继电保护及测量设计容量定。

10.电压互感器

- (1) 型式：环氧浇注式、三绕组式。
- (2) 额定电压因数： $2U_n/\sqrt{3}$ ，8h。
- (3) 额定变比：10/0.1kV。
- (4) 工频耐压：42kV/min。
- (5) 冲击耐压：75kV。
- (6) 绝缘体局部放电：不大于 10pC。
- (7) 准确等级：0.2 级。
- (8) 额定输出：按继电保护及测量设计容量定。

2.6 低压开关柜

本技术要求用于本项目各光伏电站箱变内的低压开关柜，它对户内低压开关柜包括母线的设计、材料、结构、试验、技术文件等提出了最低要求。

1.总体要求

1) 柜体的结构、电器安装、电路布置必须安全可靠、操作方便、维护容易。对于额定参数相同的元件能互换。

2) 室内低压柜柜体基本骨架应为组合装配式结构，骨架及内部结构件采用覆铝锌板（厚度大等于 2.0mm），外壳采用冷轧钢板喷塑。所有材料应进行表面处理或采用防腐蚀材料。柜体应有足够的机械强度，以保证元件安装后及操作时无摇晃、不变形，开关柜的设计和结构符合 GB7252，能承受住机械力、电动力和热力的影响。

3) 柜体需考虑采用易于现场调运及运输的结构形式。除可使用吊环进行提升外，也以由铲车或提升设备直接铲入内置底座进行搬运。

4) 柜内所用的绝缘导线应为低烟、无卤阻燃型耐热铜质多股绞线, 柜内一般配线应用 1.5mm^2 及以上的绝缘导线 (电流回路为 2.5mm^2 及以上), 可动部分的过渡应柔软, 绝缘导线的额定电压至少应同相应电路的额定绝缘电压相一致。

5) 低压配电柜内应为电力监控设备预留放置空间, 并提供接线端子。

6) 保护性接地

(1) 应有贯穿于整个柜体排列长度的保护 (PE) 线, PE 线截面应适合短路电流, 金属柜体的各部分应与 PE 线有良好的接地连接, 可抽出部分应通过插头、导体或弹簧形式在“连接”或“试验”位置同 PE 能连通。

(2) 柜底板、框架和金属外壳等外露导体部件通过直接的、相互有效连接, 或通过由保护导体完成的相互有效连接以确保保护电路的连续性。

(3) 保护接地端子采取抗腐蚀的适当措施。

7) 设备其他要求

(1) 柜门应开启灵活、开启角度不小于 90° 。紧固连接应牢固、可靠, 所有紧固件均具有防腐镀层或涂层, 紧固连接有防松脱措施。

(2) 标识

①各柜体的铭牌, 应包括以下内容: 制造商名称和商标; 型号 (包括结线方案编号), 名称和出厂序号; 使用参数 (额定电压、额定电流、额定热稳定时间及电流、额定动稳定电流); 出厂日期。

②各柜体内主要电器组件和断路器、操作机构、互感器、熔断器等均应具有耐久而清晰的铭牌。

③设备中设置的二次回路端子排和连接导线端头, 应有清晰的标号标识, 且应符合有关标准的规定, 并与提供的技术资料相一致。

8) 柜内母线和导线的颜色和排列

①柜内母线和导线的颜色应符合 GB/T2681-1981《电工成套装置中的导线颜色》的规定。柜内保护导体的颜色必须采用黄绿双色。当保护导体是绝缘的单芯导线时, 也应采用这种颜色并且最好贯穿导线的全长。黄绿双色导线除作保护导体的识别颜色外不允许有任何其它用途。

②外部保护导体的接线端应标上接地符号, 但是当外部保护导体与能明显识别的带有黄绿双色的内部保护导体连接时, 不要求用此符号。

2. 箱变内元器件要求

依照国际电工委员会 IEC947-2 和我国等效采用 IEC 的 GB14048.2《低压开关设备和控制设备低压断路器》标准规定, 技术参数不得低于图纸设计要求, 以上参数

含义如下：

1) 断路器的短路特性电流参数定义

(1) 额定极限短路分断能力 I_{cu}

额定极限短路分断能力 I_{cu} 是断路器规定的试验电压及其它规定条件下的极限短路分断电流之值，它可以用预期短路电流表示。要按规定的试验程序 $o-t-co$ 动作之后，不考虑断路器继续承载它的额定电流。

(2) 额定运行短路分断能力 I_{cs}

额定运行短路分断能力 I_{cs} 是指断路器在规定的试验电压及其它规定条件下的一种比额定极限短路分断电流小的分断电流值， I_{cs} 是 I_{cu} 的一个百分数。在按规定的试验程序 $o-t-co-t-co$ 动作之后，断路器应有继续承载它的额定电流的能力。

(3) 额定短时耐受电流 I_{cw}

额定短时耐受电流 I_{cw} 是指断路器在规定的试验条件下短时间承受的电流值。对于交流，此电流值是预期短路电流的周期分量有效值，与额定短时耐受电流有关的时间至少为 0.05s。

o —表示分断操作；

co —表示接通操作后紧接着分断操作；

t —表示两个相继操作之间的时间间隔，一般不小于 3min。

2) 低压交流框架式断路器

低压交流框架式断路器应符合下列主要技术要求：

(1) 额定极限短路分断能力 I_{cu} ：1600A 及以下不低于 65KA，2000A 及以上不低于 85KA，且 $I_{cu}=100\%I_{cs}$ ，四段保护带通讯接口。

(2) 框架式断路器脱扣器控制单元。按照图纸设计要求功能可以包括：可调整长延时保护、可调整短延时保护、可调整瞬时脱扣及接地保护共四段电流保护，也可以增加过压/欠压、逆功率、电流电压不平衡等保护功能。在短延时保护和接地保护应具有区域选择性闭锁功能。还应具有电流测量、故障显示和故障记录、事件记录及自检功能。框架断路器脱扣器自带通信接口并采用 16 位工业芯片，能实现遥测、遥信、遥调功能。提供主触头磨损信息，通讯结构是开放式的，通过接口可适用于任何协议。框架式断路器面壳带 LCD 液晶显示屏。补偿容量根据图纸要求选择。

脱扣器平均无故障时间：15 年

机械寿命：20000 次

电气寿命：不小于 5000 次

有宽阔的电流和时间调节范围。

长延时	0.4~1.0I _r	0.5~24s
短延时	1.5~10I _r	0.1~0.4s
短路瞬时	2~15I _r	
接地	0.2I _r ~1.0I _r	0.1~0.4s

(3) 断路器应为模块化结构设计、方便断路器功能的扩充而无需改变断路器结构和低压开关柜的结构。

(4) 具有故障诊断功能，可快速确定故障类型，以最短时间隔离开受故障影响的范围。可记录最近 10 次脱扣信息。为满足近远期用电负荷的变化，框架式断路器的脱扣整定电流采用现场可调型，在改变脱扣器额定电流时无需更换电流互感器即可扩展备用或升级。

(5) 断路器应为抗湿热型产品，符合 IEC60068 环境标准。

3) 低压交流塑壳式断路器

塑壳式断路器应符合下列主要技术要求：

(1) 250A 及以下开关，额定极限短路分断能力 I_{cu} 不低于 55KA，且 $I_{cu}=100\%I_{cs}$ 。

(2) 塑壳开关电气和机械寿命要求

机械寿命要求至少 15000 次，电气寿命至少 7500 次。

(3) 低压交流塑壳断路器可以同时提供合、分位置辅助接点，故障位置辅助接点，附件全系列通用。

(4) 断路器应为模块化双断点结构设计、安装方便。

(5) 断路器无飞弧。

2.7 电缆线路

光伏组件接入逆变器的电缆根据设计全部采用电缆桥架或套管保护敷设；逆变器、箱式变压器以及开关站间的电缆根据设计采用电缆桥架、电缆沟或直埋方式。

电缆的技术要求和规格满足 GB50168《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》、CEEIA B218.1~4-2012《光伏发电系统用电缆标准》和光伏发电系统达到铭牌功率时电缆上的电压降 $\leq 2\%$ ，同时满足：

1) 光伏组件之间、光伏组件与组串式逆变器之间，电缆安全载流量 ≥ 1.56 倍线路最大连续电流计算值。

2) 组串式逆变器与箱式变电站之间，电缆安全载流量 $\geq$ 组串或方阵标准测试条件下的短路电流的 1.25 倍。

3) 直流侧总电缆的长期使用设计载流量应不低于光伏发电系统短路电流的 1.25

倍。

4) 光伏组件之间、光伏组件与逆变器之间，采用经过耐热 90℃、防酸、防潮、防晒光伏专用电缆。

5) 配电室内交流电部分、光伏发电系统与并网接入点之间，高压电缆（10kV 及以上）采用阻燃聚乙烯铝芯电缆，其余电力电缆为阻燃聚乙烯铜芯电缆。

6) 控制电缆芯线的截面积和备用芯预留数量符合国家及行业规定。

7) 选用抗压、抗老化、耐腐蚀、阻燃、耐热 90℃材质的电缆保护管。

8) 10kV 以上电缆如入地直埋，入地深度不得低于 0.7M 且应设置警示桩。

9) 电缆防火

(1) 光伏专用电缆

电缆线应满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 GB/T18950-2003 性能测试的要求；采用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能要求，并应满足符合相关国家和行业规范规程，满足不少于 25 年室外使用的要求。

所有电缆均应有外护套。外护套应紧密挤包在缆芯或包覆层上，并且不与绝缘、包覆层相粘连。直流电缆的外护套直接挤包在绝缘线芯上。

(2) 控制电缆

具有阻燃性能、外护套为聚乙烯材质、多芯铜电缆。

(3) 电缆通道及防火

本工程的集电线路采用电缆接线，本工程所有电缆采用架空、穿管地埋或者利用厂区原有电缆通道等敷设方式，通讯线缆与高压线缆不能在同一通道敷设。

光伏电池组件之间的连接电缆选用光伏专用电缆。光伏专用电缆采用穿管的敷设方式。交流电缆地面以上部分可直接固定于支架上，采用电缆槽盒或者埋管，可有效的保护导线。埋管选用阻燃抗腐蚀，抗老化光伏专用的 PVC 管。

为有效阻止电缆火灾延燃，10kV 及 1kV 电力电缆、控制电缆选用阻燃电缆，消防用电回路和直流电源回路采用耐火电缆。

10) 组件至逆变器往返总长 $L \leq 160\text{m}$ ，选用 H1Z2Z2-K-1×4 光伏专用电缆；组件至逆变器往返总长 $160 \leq L \leq 240\text{m}$ ，选用 H1Z2Z2-K-1×6 光伏专用电缆。

11) 直流电缆、交流电缆不允许制作中直接头，所有终端头须使用符合绝缘标准的电缆接头产品。

2.8 防雷及接地

电站防雷施工符合《光伏发电站设计规范》GB 50797、《光伏电站施工规范》

GB 50794、设计文件和安徽省防雷管理部门的规定。

设置光伏系统专用的接地电阻 $\leq 4\Omega$ 的接地装置。接地装置的接地体和接地引下线采用热浸镀锌防腐。接地装置的施工工艺按照 03D501-4《接地装置的安装》、GB50169《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》进行。

光伏组件支架直接与接地干线连接，变压器室、配电室、监控室内电气设备接地符合 GB/T 50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》规定。当直流侧带电体设计为接地时，应有效防止导体的电化学腐蚀的措施。

并网接入点设备接地符合 IEC 60364-7-712《建筑物电气装置 第 7-712 部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）发电系统》要求。

为抑制感应过电压和操作过电压，在交流汇流、分级配置防雷防浪涌保护模块，在配电装置母线和电缆进线柜装设避雷器。

2.9 继电保护装置、自动化和通信设备（含传输通道）

根据国网公司电力接入设计方案要求进行继电保护装置和安全自动装置、自动化和通信设备（含传输通道）设计，同时符合《光伏发电站设计标准》GB 50797、《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T50866、《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T14285、《光伏电站施工规范》GB50794 规定，且电网异常时的响应特性和安全保护满足 GB/T19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》、Q/GDW6-127011《光伏电站接入电网技术规定》。

2.10 电能计量装置和电能质量在线监测装置

2.10.1 电能计量装置

按照国网公司要求安装计量装置，计量装置应经相关电能计量强检机构和当地电力主管部门认可（包括电能表、计量用互感器等），电能计量装置的设备配置和技术要求应符合 DL/T448、DL/T5137，以及相关标准、规程要求。

2.10.2 电能质量在线监测装置

所有相关计量数据，需传入至发包人在线监测平台。相关计量数据包括并网柜光伏发电量数据以及接入点总表反向上网数据。

2.11 照明检修系统

本工程箱式升压变由厂家成套提供照明/动力系统。箱变内设备元件采用自供电方案，供电电源取自箱变低压侧，箱变内需配置低压变压器和 UPS 设备（自带蓄电池）。

开关站内照明系统分为正常交流照明系统和事故照明系统。站内正常照明用电源引自低压工作段。正常照明电压为交流 220V。配电室、二次设备室设置事故照明，

由站内交直流事故照明切换系统（逆变电源方式）供电，交直流事故照明正常电源引自站内交流工作段，交流电源消失自动切换为直流供电，直流由站内直流系统供电。在配电室、控制室主要出入口处装设应急指示灯，应急指示灯由自备的蓄电池供电。

开关站内设置专用检修电源箱。光伏区域检修电源由逆变器和升压变压器的辅助电源提供。

2.12 围栏及爬梯（按需）

户外预制舱、箱变、配电柜周围采用不锈钢制护栏围挡，并设置警告标示标牌，要求美观耐用，具有防腐、防老化、抗晒、耐候等特点（满足发包方安全文明标准化要求）。配电设施外设护栏，并设置警告标示标牌，周边场地进行混凝土硬化处理，并设置检修小道。

根据光伏组件的运营维护要求并结合实际情况，光伏组件阵列间按需设置检修通道，并增设上屋面的巡检钢梯。靠近屋顶边缘处安装不锈钢材质围栏（具体根据初步设计确定）。

地面光伏区按需配置围栏。

2.13 数据采集

1、承包人所采购的设备应支持招标人云平台数据传输协议且能采集以下数据：逆变器数据、环境监测装置数据、并网柜电能数据、总表电能数据、功率装置数据、箱变数据、开关柜数据、直流屏数据、SVG 数据、四象限控制器数据、摄像数据、逆变器通讯柜数据、入侵检测数据、电能质量数据等相关电气设备遥信、遥测、遥调、遥脉数据。

数据自动采集间隔不超过 1 分钟，数据存储间隔可根据实际需求进行灵活设置，最小存储间隔支持 5 分钟。

2、承包人应在每个场站开通互联网专线，视频监控数据通过互联网传输至视频监控平台（网络专线可与电站数据采集共用），宽带上行速率不低于 50M。

3、为满足数据采集需求而产生的设备（如数据采集网关、红外抄表器、硬盘录像机、交换机等）采购、安装、布线、调试及其他工作均由承包人完成。

4、承包人应配合招标人平台开发人员接入、核对数据。

2.14 无功补偿装置

接入方案中明确包含 SVG 时，需按照接入方案配置 SVG。如接入方案不含 SVG，则需在二次仓侧安装一台四象限无功补偿柜，使其具备四象限计算控制器功能。动态补偿装置可在感性和容性范围内实时动态调节无功，将系统无功尽可能控制在最

小单位，保证功率因数稳定，考核功率因数达到当地供电局考核标准、无力调电费产生。无功补偿设备质保期为 5 年。

动态补偿主要配置参数及电气要求

2.14.1 动态补偿单元的技术要求

(1) 环境要求

存储温度：-40℃~+70℃

工作温度：-10℃~+40℃

湿度要求：最大 95%，无凝露

(2) 电气性能

工作电压：AC380V

工作频率：50Hz

频率范围：45~55HZ

电网结构：三相四线/三相三线，硬件兼容设计，只需通过软件更改

并联台数：不限

整机效率：>97%

平均无故障时间：10 万小时

开关频率：20kHz

CT 范围：150/5~10000/5

(3) 功能描述

无功补偿范围：目标功率因数容性/感性可调

考核点功率因数要求：>95%

控制算法：FFT

2.14.2 四象限控制器要求

监测信息：四象限控制系统、电网、动态补偿单元、CT 的实时信息和电容器的投切设置信息、谐波治理通道及比例信息等。

(1) 系统：A、B、C 各相电压、电流、有功功率、无功功率、 $\cos\Phi$

(2) 电网侧：A、B、C 各相电压、电流、功率因数、电压总谐波畸变率、电流总谐波畸变率、系统频率、有功功率、无功功率、 $\cos\Phi$

(3) EMC-S:A、B、C 各相补偿电流、负载率、IGBT 温度、机器容量

(4) CT（负载）侧：A、B、C 各相电流、电流总谐波畸变率、有功功率、无功功率、 $\cos\Phi$

(5) 电容器：电容器的投切设置参数

(6) 谐波：2-50 次谐波设置参数（选配）

(7) 历史数据和分析，当前告警、历史告警、操作记录及每组电容器的投切次数和运行时间。

2.14.3 技术参数

整机最大功耗：25W。

(1) 电平输出接点：16 路每路 DC12V/30mA。

(2) 触点输出接点：16 路 120VAC/10A,220VAC/8A,400VAC/3。

2.15 功率预测装置

2.15.1 通过 10(6)kV 电压等级并网的光伏发电系统应上报中期(0h~240h)、短期(0h~72h)和超短期(15min~4h)功率预测数据。

2.15.2 光伏发电短期功率预测日前，月平均准确率应不小于 85%，月平均合格率应不小于 85%，短期功率预测第 4h 月平均准确率应不小于 90%，月平均合格率应不小于 90%。

2.16 环境监测装置

环境参数：主要包括日照强度（水平和垂直组件平面）、风速、风向、室外温度、室内温度和电池板温度等参量。

连续无日照正常工作时间≥15 天；

数据畅通率≥95%；

数据刷新周期≤3 秒，必须至少提供日累计辐射值、瞬时辐照强度、环境温度参数；

安装环境监测仪设备时，应按照规定做好防雷措施；

节能减排参数：日发电量、累计发电量、节省标煤、CO₂、NO_x、SO₂ 减排。

序号	传感器名称	单位	数量	测量范围	精度要求
1	水平太阳能辐照度传感器	台	1	0~2000W/m ²	±2%
2	斜面太阳能辐照度传感器	台	≥2	0~2000W/m ²	±2%
3	风速传感器	台	1	0~96m/s	0.1m/s
4	风向传感器	台	1	1~360°	线性度：1%
5	室外温度传感器	台	1	-55~125℃	±0.1℃
6	室内温度传感器	台	1	-55~125℃	±0.1℃

2.17 远动设备

本工程的电站计算机监控系统设有远动工作站，通过远动工作站实现与省中调

或地调的遥测、遥信、遥控等功能，并采集光伏电站所有设备的遥信、遥测、遥调、遥脉信息。

监控系统显示的主要画面至少如下：

电气主接线图，包括显示设备运行状态、潮流方向、各主要电气量(电流、电压、频率、有功、无功、功率因素)等的实时值

设备布局图，结合光伏电站实际情况提供站内设备的布局图

变压器运行状态显示图

直流系统图

趋势曲线图，包括历史数据和实时数据

棒状图

计算机监控系统运行工况图

各发电单元及全站发电容量曲线

各种保护信息及报表

逆变器运行相关参数及设备运行状况

防止逆流控制系统数据

控制操作过程记录及报表

事故追忆记录报告或曲线

事故顺序记录报表

操作指导及操作票、典型事故处理指导及典型事故处理画面

发电量的历史、实时和预测数据

实时的环境信息

各种统计报表包括电量、财务和分析报表等（最终报表形式及数量由业主确认）。

其它功能：

本工程计算机监控系统具有时间记录远传功能，可由 GPS 进行时钟校时。站内所有电子设备（NVR、逆变器、箱变等）均需与 GPS 系统和时钟系统相连接，且监控系统具有标准的通信规约，具有多个远方接口，必要时服从主站端的通信规约进行非常规的数据通信。

2.18 一次调频

光伏发电站一次调频功能应符合 GB/T40594、GB/T40595 的要求。一次调频功能可按照电力系统调度机构的指令启动与停用。

一次调频的有功调频系数、死区范围应根据所接入电力系统的频率调节特性，由电力系统调度机构确定，有功调频系数的取值范围宜为 10~50，死区范围宜为±

(0.02Hz~0.06Hz)。

光伏电站应设置一次调频功能的启用状态信号、动作状态信号，并将信号上传至调度监控系统，启用与停用功能可通过本地或调度监控系统远程控制。

光伏电站应具备无功功率调节及电压控制能力，并符合 GB/T31464 和 GB/T40594 的相关规定。

光伏电站无功电压控制系统应能自动接收电力系统调度机构下发的并网点电压值、功率因数或无功功率值，通过协调控制光伏逆变器和无功补偿装置的无功输出，以及主变压器分接头位置，实现对并网点电压的控制，其响应时间和控制精度应符合 GB/T29321 的相关规定。当光伏电站并网点电压升高时，光伏电站应具备动态无功电流支撑能力

2.19 摄像系统

固定摄像区域需完全覆盖光伏电站，不可存在死角。各站点需单独配置 NVR，并且支持区域入侵检测，入侵告警信息上传到招标人指定的云平台。

筒形机采用星光级低照 400 万像素 1/3 英寸 CMOS 图像传感器，最大可输出 400 万(2560×1440)@25fps 和 400 万(2688×1520)@20fps。支持 H.265 编码，内置高效暖光和红外补光灯，最大红外监控距离 80 米，最大暖光监控距离 30 米，支持宽动态，3D 降噪，强光抑制，背光补偿，数字水印，适用不同监控环境。支持 ROI，SMARTH.264/H.265，灵活编码，适用不同带宽和存储环境支持内置 MIC 支持 DC12V/POE 供电方式支持 IP67 防护等级。

球机：400 万像素：23 倍传感器尺寸：1/2.8"补光方式：双光特色功能：PoE 应用类型：道路监控。支持语音对讲功能，巡航追踪功能。支持 ROI，SMARTH.264/H.265，灵活编码，适用不同带宽和存储环境支持内置 MIC 支持 DC12V/POE 供电方式支持 IP67 防护等级。

每个场站应至少配备一个事件分析球机，至少支持 400 万像素，23 倍光学变焦，水平翻转范围 360°，垂直旋转范围：-15° -90°（自动翻转），支持双光谱、支持热成像目标检测，可见光联动跟随，支持区域入侵检测、越界检测、进入区域检测、离开区域检测功能，支持智能烟火检测功能，支持测温功能，测温范围：-20℃~150℃，测温精度：±8℃，支持 IP66 防水。

2.20 并网检测与评价

按照安徽电力调度控制中心《安徽电网新能源场站和电化学储能电站并网试验管理办法（修订版）》文件要求，10kV 光伏电站在并网后 6 个月内需开展场站并网试验和性能验证工作。如本项目缺陷责任期内安徽电力调度控制中心下发最新文件要求低压并网站点开展并网检测与评价，则投标人应根据最新文件执行，相关费用包

含在投标报价中。

资质要求：具备 CNAS/CMA 资质或同等资质能力（资质认证的试验范围应包含试验项目），具体以安徽电力调度控制中心最新文件要求为准，检测单位需得到当地所属调度机构认可。

试验要求：

- 1.光伏发电系统接入电网前，应复核光伏逆变器等主要设备的型式试验报告；
- 2.通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统按要求向所属调度机构提交试验方案、工作申请，并在并网运行后 6 个月内提供第三方检测机构出具的试验报告；
- 3.当光伏发电系统内光伏逆变器等主要设备改变时，应重新提供设备检测报告；
- 4.光伏发电系统的并网检测与评价内容如下，具体以安徽电力调度控制中心最新文件要求为准：

10kV 电压等级并网的光伏电站试验项目

序号	试验项目	备注
1	有功功率控制能力测试	整站测试/评价
2	无功/电压控制能力测试	
3	电能质量测试	
4	一次调频测试	
5	故障穿越能力仿真评价	一般以型式试验报告为准、必要时抽检
6	电压频率适应能力评价	

（六）建筑结构技术要求

1 设备基础

设备基础包括：光伏支架、组串式逆变器、电气设备基础、电缆支架基础及其电力配套设施基础及其他设备土建工程。

2 光伏支架基础

本工程光伏单个阵列支架基础为预制混凝土墩基础或其他基础型式。

3 电气设备基础

箱式变电站、电气设备及其电力配套设施等设备基础应采用钢筋混凝土箱型基础或块式基础，其中箱式变电站、预制舱等设备应采用架空安装的形式，充分考虑后期积水内涝等自然灾害因素。

4 电缆支架基础

电缆支架基础应采用钢筋混凝土独立基础，上部支架为钢结构形式或其他合理基础形式。

5 光伏支架

采用固定式光伏支架，光伏支架应结合工程实际选用材料、设计结构方案和构造措施，符合抗震、抗风和防腐等要求，材料选用应满足《钢结构设计规范》GB 50017 的规定。组件与支架系统的连接结构强度应满足 50 年一遇基本风压、雪压考

虑。

6 环境保护及水土保持工程

各项工程设计建设前，承包人应充分考虑各项目地原绿化景观设计及现场绿化条件，尽量减少生态环境破坏和景观污染。承包人应配合原绿植产权人进行绿植移栽工作，并确保存活率不低于 70%，移栽须现场监理对移栽数量进行确认（包含影像资料），费用包含在综合报价内。移栽前应经原绿化施工单位、项目业主单位、现场监理以及中标单位共同确认拟移栽树种的数量、范围及存活情况。

在缺陷责任期内，中标人负责对种植的绿化养护工作，保证绿植发芽率和存活率。

根据项目水保、环保方案，结合现场实际情况，对场区排水进行设计、施工等。

（七）资料提供

投标人向发包人提供技术文件及图纸等资料。投标人所提供的各种技术资料能满足发包人对项目设计以及安装调试、运行试验和维护的要求;投标人保证技术文件及图纸清洁完整、封装良好、并按系统分类提供给发包人；投标人保证至少提供一套完整的全套图纸、资料和手册的总清单，相关图纸及资料数量如下：

（1）图纸评审前提供 3 套施工图纸和计算书，由发包人组织评审。

（2）工程开工前，提供经审查后收口的施工图 5 套。

（3）设计单位编写的设备规范书应交发包人审查，发包人对设备规范书提出的修改意见，投标人和投标人委托的设计单位应接受。设备订货时向发包人提供相关设备的订货技术协议 3 套（1 原件 2 复印件）。

（4）按时提供相应的技术说明、图纸、设备材料清册（包括但不限于）：

材质检验报告 3 套

第三方检验报告 1 套

设备说明书 1 套

设备明细清单 5 套

隐蔽工程验收记录 5 套

试验报告 5 套

设备图纸、盘柜电器元器件布置图和电气接线图以及随机资料各 3 套

竣工图纸 5 套（正本 1 套、副本 4 套）

项目整体平面图、设备布置平面图、电气系统图 5 套

电气二次回路接线图 5 套（如有）

提供的文件，包括图纸、计算书、说明、使用手册等使用国际单位制（SI），所

有文件、图纸、传真、信件均使用简体中文，如提供外文资料，须征得发包人同意。

除纸质资料外，提供初步设计方案、盘柜安装接线图、施工图纸、竣工图纸、光伏电站电气系统图、光伏电站二次回路接线图、光伏电站设备维修手册电子版资料各 1 套。

（八）施工安装

光伏电站现场施工按照 GB50794《光伏发电站施工规范》、现场施工按照 Q/GDW742《配电网施工检修工艺规范》及《安徽交控资源公司光伏发电工程建设标准工艺手册》等技术规范文件要求开展。

1 一般规定

1.1 光伏发电系统及电力配套设施的安装符合设计要求。

1.2 安装前应具备的条件：

设计文件齐全，并已审查通过。

施工组织设计或施工方案符合现行国标 GB/T 50795《光伏发电工程施工组织设计规范》、Q/GDW 742《配电网施工检修工艺规范》等技术规范要求，并已提供审查批准。

施工场地符合施工组织设计要求。

现场水、电、场地、道路等条件能满足正常施工需要。

预留基座、孔洞、预埋件、设施符合设计图纸要求，并已验收合格。

1.3 采取合理措施保证园区绿化植被不流失，及时回收施工产生的废弃物，避免水体及周边生态造成破坏，同时确保施工期间噪音控制和项目投产后设备运行噪音满足环保部门的要求，不干扰园区内人员正常生产、生活。

1.4 投标人对整个现场各种操作和施工方法的适用性、稳定性和安全性全面负责。但应服从监理和发包人的现场管理。

1.5 投标人在投标文件中需提供里程碑控制点计划表。

2 施工安全要求

2.1 安全目标

- 1.不发生人身轻伤及以上安全事故；
- 2.不发生一般施工机械设备损坏事故；
- 3.不发生因施工原因造成的电网非正常停电事故；
- 4.不发生负主要责任的交通事故；
- 5.不发生光伏阵列、架空线路、建筑（构）物及其脚手架垮塌事故；
- 6.不发生火灾事故；

7.不发生环境破坏事故；

8.不发生影响社会安定的群体事件。

2.2 光伏发电系统设备和部件在存放、搬运、吊装等过程中不得碰撞和受损，光伏组件的正反面不得受到任何碰撞和挤压。

2.3 在安装时，禁止站在光伏组件上作业，电路接通后应有防止电击的安全措施。不允许带负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开隔离开关、安装或拆卸连接缆线。

2.4 光伏组件施工时，应做好安全围护措施，光伏组件连接完成或部分完成后，遇有组件破裂须及时设置限制接近的措施，并由安全监察人员会同技术人员处置。

2.5 吊装光伏组件，其底部衬垫木。吊装大件设备时，有保障施工人员和机具、建筑物安全的措施。

2.6 雨天停工前，做好光伏组件输出电缆防护，防止日照条件下光伏组件有电时发生短路。

3 基础、支架施工

3.1 户外配电设施、逆变基础满足《建筑桩基技术规范》、《混凝土结构设计规范》和本电站设计要求。

3.2 光伏组件支架及其材料符合设计要求。钢结构的焊接符合 GB5020 《5 钢结构工程施工质量验收规范》的规定。屋面防雷接地焊接需按照规范要求，并满足以下要求：

1.雨天严禁焊接作业。

2.按照每一检验批随机抽取 20%检验焊口质量。

3.结构件焊接完毕，清理干净焊接面和焊渣后进行防腐处理。防腐施工符合 GB50212《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》和 GB50224《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》的规定。

4.接地体应按规范标注色标。

3.3 光伏组件之间的连接方式，符合设计文件规定。

3.4 光伏组件的排列连接固定可靠，外观整齐。

3.5 光伏组件和支架安装完成后，检查光伏组件布线美观、整齐、无线缆外露，各方阵线缆连接附件有足够的强度、防水、抗老化、便于连接和运行维护，对成品采取保护措施。

4 电气设备和缆线安装

4.1 逆变器等设备的安装符合设计文件及产品技术要求。

4.2 继电保护和安全自动装置、自动化和通信设备、电能计量和电能质量监测装置，符合现行国家相关标准和设计文件规定，符合产品技术要求。

4.3 电缆终端头和中间接头，须使用符合绝缘标准的电缆接头产品。

4.4 逆变器表面不得设置其他电气设备和堆放杂物，不得破坏逆变器的通风环境。

4.5 光伏系统直流部分施工时，须保证正负极性的正确性。

4.6 电线、电缆穿越楼板、屋面和墙面时，应配置防水套管并做好防水套管与建筑物主体间的缝隙的防水密封，做好建筑物表面光洁处理。

5.在工程设备施工平台、走道、吊装孔等有坠落危险处，设置警示安全标语、防护栏杆或盖板。防坠落伤害设计符合国家相关标准要求。

（九）电气设计

1 设计依据

编制依据和主要引用标准、规范如下：

《光伏发电工程申请核准报告编制办法》GD 003；

《光伏电站接入电力系统技术规定》GB 19964；

《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW 1617；

《高电压输变电设备的绝缘配合》GB 311.1；

《电力系统设计技术规程》DL/T 5429；

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB/T 50064；

《电力变压器选用导则》GB/T 17468；

《交流电气装置的接地设计规范》GB 50065；

《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352；

《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222；

《配电网技术改造设备选型和配置原则》Q/GDW 741；

《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB/T 11022；

本项目所在地电网公司及相关各方的现有技术文件。

签订的技术咨询设计合同内容。

其他相关的国家、行业标准规范，设计手册

2 电气一次设计

2.1 电气主接线

本项目光伏电站根据实际情况选择采用了“自发自用、余电上网”的设计方案，光伏电站按“无人值守”的原则进行设计；光伏系统具有保护、通信、测量等功能，投标人负责将所有光伏电站数据通过无线或有线专用网络转发至招标人指定的监控

平台；并负责协调设备厂家，保证通讯接口的开放与招标人指定的监控平台后台数据匹配（含建设期网络通讯费）。保证招标人指定的监控平台可远程、实时监测光伏发电系统，实现监控中心对本工程的遥信功能及监测管理。

2.2 主要电气设备选择原则

本项目主要电气设备选择原则：在满足正常运行、短路和过电压等各种要求的前提下，选择有成熟运行经验、技术先进、安装运行维护方便和经济合理的产品。

2.2.1 短路电流：

根据短路电流计算结果，本工程 0.4kV 配电装置拟按短路电流水平不小于 50kA 设计。

本工程 10kV 配电装置拟按短路电流水平不小于 31.5kA 设计

2.2.2 主要电气设备

逆变：所有参数满足并网运行要求。

配电设施：所有参数满足并网运行要求。

2.3 防雷、接地及过电压保护设计

保护接地的范围：根据《交流电气装置的接地设计规范》GB50065 规定，对所有要求接地部分均应可靠地接地。

2.3.1 光伏阵列区接地及防雷

太阳能电池组件由钢化玻璃与底板中间夹太阳能电池、四周拼接型钢框架形成。其电池本身为绝缘体，四周型钢框架为良好导体，所有组件的接地孔用黄绿接地线相互连接，并在两端用线与支架热镀锌扁钢可靠连接，光伏电池组支架与支架之间，支架与主接地网之间通过扁钢焊接成电气通路。组件接地汇集点严禁一点多接。

2.3.2 逆变器防雷

逆变器内应配置电涌保护器，防止感应雷和操作过电压以保护电气设备。周围敷设以水平接地体为主，与屋面原有接闪带可靠连接接入原有防雷接地系统，接地电阻按《光伏发电设计规范》GB50797 中的规定进行选择应不大于 4Ω 。

2.3.3 配电箱（柜）防雷

配电箱（柜）（含组串式逆变器）周围敷设以水平接地体为主，垂直接地体为辅，联合构成的闭合回路的接地装置，供工作接地和保护接地之用。该接地采用方孔接地网，接地电阻按《交流电气装置的接地设计规范》GB 50065 中的规定进行选择应不大于 4Ω 。

2.3.4 绝缘配合

主要考虑以雷电冲击作用电压为基础来确定主要设备的绝缘水平，即雷电冲击

耐受电压和短时工频耐受电压。根据避雷器的保护水平，经济合理的确定主要设备的绝缘水平。

本项目选用阻燃电缆，电缆以铠装电缆为主，电缆布线时从上到下排列顺序为从高压到低压，从强电到弱电，由主到次，由远到近。本项目按电力防火规程和国家消防法规，设置消防措施。电力电缆或通信光缆沿桥架或穿管埋地敷设时，使用铠装光缆。

(十) 建筑物荷载校验及防水修复

1. 中标人负责对拟建设光伏的构建筑物和地面进行安全鉴定工作和现场勘察工作（按需开展承载复核或安全检测等工作）。

2. 中标人在项目开发过程中需对拟建光伏的建筑物进行详细勘查，工程实施过程中所涉及的加固（如需加固则完成加固方案设计、施工、验收等）、防水修复及所需材料及施工等均由中标人负责并承担全部费用。

(十一) 检测、调试、验收

光伏电站的检测、调试、验收须符合《光伏发电站施工规范》GB50794、《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796 等技术规范；符合环保、安全、消防、建筑、防雷等相关部门和国家电网并网验收的相关规定，并满足下列要求：

1. 光伏电站检测前应具备的条件：

1.1 配电柜、逆变器等设备，接头无锈蚀、松动，结构和电气连接正确和完整，没有功能衰退等缺陷。

1.2 确认光伏组件连接可靠、极性正确，线路连接符合设计要求，光伏组件清洁、无遮挡。

1.3 设备安装使用条件，符合使用说明书和相关标准、规程的规定。

2. 测试时段为 10:00~14:00，在日照和风力稳定，光伏方阵接受光照较好的条件下进行。

3. 在无光照的条件下（或者有光照但光伏组件被有效遮挡），短接光伏组件输出端，测量输出端与接地端的绝缘电阻 $\geq 40\text{M}\Omega \cdot \text{m}^2$ /光伏组件总面积 m^2 。

4. 依次分级测量各个光伏组串、方阵、直流侧、交流侧和整个光伏发电系统。要求后级测量在前级测量正常后进行。在明亮环境下进行测量，要有防止工作人员被光伏系统电击的措施。

5. 检测设备的重复性和准确度等性能指标，应优于光伏发电系统本身的计量检测单元的性能，并满足光伏发电系统设计的技术指标要求。按照国家和行业相关标准和规范，编制详细的检测记录表格，形成有效的存档记录。

6.中标人进行逆变器、电缆、配电柜等交接试验时，应使用有资质机构、检验合格的仪器和试验设备。试验项目和合格标准按照 GB5015 《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》执行。

中标人在进行继电保护及安全自动装置检验前，根据 DL/T584 《3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》进行整定计算，并使用经有资质机构检验合格的仪器与试验装置，按照规程和厂家说明书的要求进行检验。

7.系统调试

7.1 光伏系统的调试由具备相应资质的单位和部门，按照国家、行业和本地电网企业的规定的测试项目和合格标准进行。测试内容和结果应符合《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T19964、《光伏电站接入电网规定》Q/GDW617、《光伏电站低电压穿越检测技术规程》NB/T32005、《光伏电站电能质量检测技术规程》NB/T32006、《光伏电站功率控制能力检测技术规程》NB/T32007、《光伏电站太阳能资源实时监测技术规范》NB/T32012、《光伏电站电压与频率响应检测规程》NB/T 32013、《光伏电站防孤岛效应检测技术规程》NB/T 32014、《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150、《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DLT 99 和设计文件的规定。

规程没有规定的，按照设计文件和厂家说明书的要求进行检测、调试。

在项目交付发包人之前，如有国家和电力主管部门新的标准、规程规范发布，还应符合新的标准和规程规范的要求。

7.2 光伏发电系统的调试顺序为：先光伏组串，合格后再依次光伏方阵、直流侧、交流侧、整个光伏发电系统。电站送出线路的试验和调试可与光伏发电系统同时进行，并应做好安全隔离有可靠的。

电站并网点的测试应由具备相应资质专业机构或部门进行，并在测试前将测试方案报发包人和所接入电网企业备案。

7.3 通过检测证明电站设备运行参数符合设计规定，电站满足接入电网的相关规定，电站自用电系统满足现场使用要求。

测试中发现任何不合格，由投标人自费进行整改。整改后经复测合格，由具备相应资质专业机构或部门出具测试报告。

（十二）试运行管理与维护

1 一般规定

1.1 光伏发电系统配套设施接入调试合格后，试运行开始前，投标人应配合发包人员进行相关系统操作。

1.2 在光伏电站试运行期间，投标人聘请并配合有资质的专业机构或部门完成光伏发电系统及其电力配套设施的各项电气测试和专项验收工作。

投标人应提前 10 天提交测试、验收方案，发包人有权对方案提出修改意见。

2 管理与维护

2.1 自试运行开始至项目正式移交，光伏发电系统的运行操作、工程场所和设备的保洁、运行设备和备用设备保管等，由投标人负责。

2.2 项目正式移交前，如光伏发电系统及其电力配套设施发生异常，由投标人或者投标人联系设备厂家专业人员进行处理，并及时通知发包人。

发包人认为处理方案需要改进，有权提出书面改进意见，投标人一般不得拒绝。如投标人认为执行会导致不良后果，应在 8 小时内书面提出与发包人不一致但能及时有效解决问题的方案，并切实做好方案经发包人同意即可立即实施的准备。

2.3 测试、分项工程验收完成后，投标人负责汇总、分析、保管运行记录、测试报告和验收合格证明，对存在的问题及时整改。

投标人提供测试报告和分项工程验收合格证明复印件给发包人，接受发包人的检查。

（十三）质量保证和服务

1 质量保证

1.1 投标人需在项目设计、施工组织设计、设备采购保管、施工、安装、试验、调试、测试、试运行直至通过项目验收全过程执行《质量管理和质量保证标准》GB/T19000.1（投标人持有 GB/T19000.1 证书和企业质量手册，供发包人必要时查验）。

1.2 工程设备订货满足国家、相关规程和本技术要求。承包人在设备采购协议中，明确设备供货商直接向发包人承诺提供售后服务和质保等，主设备质保时间不少于 3 年（配电柜、逆变器、变压器等）。在设备采购协议签订后，投标人向发包人提供技术协议复印件和设备及备品备件清单。

1.3 投标人负责卸货，负责查验材料的数量、材质、规格，负责查验设备外观合格、出厂报告和合格证齐全，负责查验设备规格、数量、随机资料与装箱单一致并在开箱前通知发包人到场验收。

1.4 投标人设置临时仓库，并指定专人保管验收合格的设备与材料，保管条件应满足设备、材料对存储环境和安全的需要，不因保管原因导致设备、材料出现质量问题或丢失影响工程进度。

1.5 工程新增设备必须是全新、技术先进、性能可靠、经运行验证的合格产品。使用寿命不小于 25 年。

1.6 设备（包括附件、零部件）从整体上满足工程需要，即使在本技术要求书中没有明显地提出，也应满足作为完整产品所能满足的全部要求，在安装、调试、验收、试运行中发现不足、损坏、丢失，由投标人无条件在 72 小时内补齐。

1.7 整体工程质保期为项目通过验收，且拿到交工证书后 2 年。保质期内由于投标人的原因（选材不当、设计错误、施工与安装不良、调试缺项或仪器仪表不合格等）致使光伏发电系统及其设备电力系统配套设施出现缺陷和损坏时，投标人接到发包人通知（书面或电话）1 小时内给予答复，24 小时内派出专业人员到达现场无条件修理或更换。对产生严重影响的质量问题，发包人保留追责并要求投标人赔偿的权利。

1.8 质保期满后，无论何种原因造成的光伏发电系统或设备缺陷、部件损坏，投标人接到发包人通知（书面或电话）1 小时内给予答复，24 小时内派出专业人员到达现场，先处理问题，后区分责任，确属发包人原因的，由发包人按照成本价支付费用。

1.9 投标人对其提供的设备应提供稳定的技术支持，支持时间应不小于 10 年。支持期内的备品备件和服务费用收取不高于成本价。

2 现场服务

2.1 投标人应指定负责本工程的项目负责人。项目负责人负责工程全过程各项工作，如工程进度、设计、图纸文件、设备和材料采购保管、现场施工、设备安装、试验、调试、验收测试以及并网安全条件及评价、安全生产标准化达标等。

2.2 投标人现场技术人员有对发包人技术人员详细解释技术文件、图纸、运行和维护手册、设备特性、分析方法和有关的注意事项的义务并对技术指导正确性负责，如因错误指导而引起设备和材料的损坏，投标人无条件修理、更换。

2.3 如因投标人原因造成设计、施工安装、调试工作拖期，发包人有权要求投标人增加人力资源，费用由投标人自理。

3 缺陷责任期内的服务

缺陷责任期内，各光伏电站日常维保工作由中标人负责实施。包括但不限于以下内容：

3.1 制定对设备定期巡视检查的制度，并按规定进行检查，做好记录，保证各电站现场巡检每月不少于一次。巡检时需同步对螺母等紧固件检查，及时拧紧松动件；对出现锈蚀点板的组件，及时拍照、分析处理或更换。

3.2 光伏电站的主要部件周围不得堆积易燃易爆物品，设备本身及周围环境应通风散热良好，设备上的灰尘和污物应及时清理。光伏组件每年清洗不少于 6 次（每次

间隔不超过 2 个月), 特殊值况需增加清洗频次, 每年清洗不超过 12 次, 并做好清洗记录。

3.3 定期对光伏电站内的杂草进行清理,避免杂草干燥后产生的火灾隐患。

3.4 负责各光伏电站区域绿化苗木、草皮等的养护工作。

3.5 送出线路及通信光缆的定期巡检维护, 每月定期抄表, 电费发票的领取和送达。抄表工作每月 1 次。

3.6 故障的及时修复与应急处理等。

3.7 其他运维要求详见运维合同

(十四) 主要设备、材料

投标人选用主要设备须满足本技术要求书相关条款规定。

(十五) 其他要求

承包人为发包人提供 1 辆八成新中配四驱越野车, 排量 2.0T 以上或 3.0L 以上, 车辆使用期限一年。上述车辆承包人须在合同签订后 10 日历天内将移交给发包人, 合同期结束后, 车辆归承包人所有。车辆办理的入户、牌照、保险等各种使用税费由承包人承担, 并按有关规定和发包人的要求及时足额交清。车辆的维修及保养、驾驶员的工资、福利、保险等费用由承包人承担。油料消耗、过桥过路通行费用由发包人承担。车辆租金及相关使用费用包含在工程量清单的单价和总额价中, 发包人不单独支付。

二、光伏电站主要设备参考品牌 (或相当于) 清单

序号	名称	参考品牌
1	组件	晶科、晶澳、天合、通威、协鑫集成、池州中清
2	逆变器	华为、阳光电源、株洲变流、特变电工
3	电缆	亨通、中天、上上、远东、宝胜
4	变压器	特变电工、顺特电工、北京双杰、河南天力
5	断路器	正泰、德力西、上海人民、上海良信、常熟开关

注: 参考品牌不得少于 3 个, 对于招标人参考品牌的材料、设备, 投标人可选用参考品牌或不低于参考品牌技术性能指标的其他品牌; 采用其他品牌的应在报价文件《招标人参考的材料品牌响应表》中注明并提供相关技术性能指标、业绩等供评标委员会评审, 未在《招标人参考的材料品牌响应表》中注明且未提供相关技术性能指标、业绩, 或经评标委员会评审未通过的, 中标后只能从招标人参考品牌中进行选择, 合同价格不予调整。

如图纸中出现特定性、唯一性品牌的表述, 该品牌仅作为参考, 施工过程中不

具有限定性。