**第一部分** **基本要求**

项目建设规划光伏建设总容量约为1.3兆瓦（最终以实际光伏组件安装容量为准）；同步建设先进储能0.216MW/0.43MWh；改造厂区内路灯为光伏路灯共计50盏（含备件，包括光储系统及相应的配套并网设施。

1 ．太阳能光伏电站总的要求是：安全、可靠、高效、系统优化、功能完整、便于运维。建设期间不影响项目所在粮库正常生产。承包方提供的方案、设备以及施工必须满足本招标文件的技术要求。

具体包括但不限于以下各项：

（1）根据接入系统意见函的要求建设规划容量的分布式光伏发电电站项目，建设满足接入系统意见 函及设备改造要求的电力送出工程。

（2）工程设计（包光伏电站工程施工图设计（包括但不限于光伏电站发电系统设计、消防设计、水 暖设计（如需要）、土建设计、加固设计（如需要）等），出具荷载报告（即结构校核，费用已包含在设计费），竣工图和竣工文件编制。

（3）承包人必须按发包人提供的初步设计文件和《用户需求书》进行施工图深化设计，并满足相关 技术和规范要求。

（4）满足工程需要的工程设备材料采购、运输、卸货、验货、保管及二次搬运等。

（5）本项目所有土建、安装工程,包括但不限于光伏组件（含支架）、汇流箱、逆变器、低压交流开 关柜（盘）、电能计量和电能质量监测装置、继电保护和安全自动装置、自动化和通信设备（含传输通道）、 自动电压控制（AVC）、 自动发电控制（AGC）、太阳能资源实时监测系统、计算机监控系统、视频监控 系统、安防报警系统、火灾报警系统、环境监控装置、电缆和光缆、消防系统、照明和暖通系统、防雷接 地等所有设备安装、调试、试验及设备基础、配电房及进厂道路施工、设备标志牌/警示牌、宣传栏设计施 工（按甲方技术要求）等，包括施工用水和生产运营用水的施工。

（6）系统调试包括但不限于站内电气一、二次设备、计算机监控系统和通讯系统的分系统调试。

（7）光伏电站监控后台的设备采购、安装与调试，本地视频监控的设备采购、安装与调试、视频信 号接入本次新建能源管理平台的设备采购、安装与调试。

（8）后台数据接入本次新建能源管理平台的设备采购、安装与调试。

（9）通过电站验收(包括工程质量监督检查、工程验收、并网验收、竣工验收等) ，办理竣工手续，以及项目性能试验验收。对光伏组件到现场后进行第三方抽检。

（10）为建设单位培训电站运维人员，提供项目运行所需的工器具和2 年（其中组件10 年，逆变器 5 年）质保期内的备品、备件，提供电站运行后技术服务和 设备保修（质保期内免费）。以及相关技术资料的提供。

2 ．承包方的承包范围除新建满足招标文件要求的完整太阳能并网光伏电站外，还包括因建造光伏电 站需要对原有构建筑物局部的拆除、加固、还建及修复，如需要对原有屋面结构进行加固和加强的也属于 承包方的承包范围，最终以发包方确认为准。

3．承包方负责光伏发电项目从发电直至并网正常运行所需具备的勘察（含地下管线探测）、设计、 采购供应，包括但不限于光伏组件、配套并网设施、光伏并网逆变器、光伏变压器、高低压开关柜、光伏 支架、电缆、光伏组件的延长线及其接头等等）、运输及储存、建筑安装、施工、调试、试验及检查测试、 试运行、消缺、培训和最终交付投产，质保期等；如屋面有漏雨漏水情况由承包方负责补漏。

4 ．发包方对图纸的评审仅是对下一道工序开工的许可，并不免除承包方在安全、质量、技术、成本等的相关责任。如图纸会审后发包方发现图纸仍有不符合招标文件技术要求的，承包方必须无 条件整改，并承担返工、重新定制或重新设计的一切费用及损失，不得向发包方索取任何费用。承包方不得以发包方在图纸会审中的疏忽、遗漏向发包方索取任何赔偿或费用。

5 ．发包方所提及的技术要求和供货范围都是最低限度的要求，并未对一切技术细节作出规定，也未充分地详述有关标准和规范的条文，承包方应保证并提供符合招标文件和有关最新工业标准的产品及其相应服务，该产品必须满足国家有关安全、消防、环保、劳动卫生等强制性标准的要求。

6 ．承包方应对太阳能光伏电站系统提出优化布置方案，经发包方确认后采用。承包方对系统的拟定、设备的选择和布置负责，发包方的要求并不解除承包方的责任。

7 ．项目建构筑物涉及载荷校核等问题的，承包方应通过原建构筑物设计单位或有相应资质的设计院获取新建光伏发电系统的建筑载荷校核报告（包含相关结构加固图纸及相配套的技术资料），并为项目的投标、设计、建设等负责。承包方应对所承担标段的建构筑结构、光伏支架做专题报告，承包方的载荷校核需经发包方审核认可后方可进行施工。

8 ．太阳能光伏电站的设备平面布置、电缆走向、所有满足系统要求的设备配置（包括逆变器、仪表、

监控、附件等），在施工图设计时，按发包方审定的意见做相应的优化调整，并不发生商务变动。

9 ．承包方需充分考虑施工过程中对防水屋面的保护，确保施工过程中满足如下要求：光伏系统安装 不能破坏原有的保温防水系统。

10 ．光伏系统安装位置应考虑屋面检修维护、更换的路线及便利。光伏系统安装后不能影响原有屋面消防、通风、采光、防雷等相关系统的运行。光伏系统安装后不能影响原有的屋面排水。

11 ．由承包方导致屋面有漏水、破损等情况的，全部由承包方负责修复。承包方须派技术人员赴现场 收资，并为项目设计、建设等负责。对于非屋顶部分，如果业主不提供地勘报告，需由承包方自行完成地 勘并出具地勘报告。承包方的所有设计需经发包方审核认可。

12 ．每栋需安装太阳能组件的建构筑物如果没有斜梯可直接上至屋面，则相应的建构筑物需建设一部 爬梯；光伏组件排布设计时，组件阵列前后排间的阴影间距设计符合相关规范。

13 ．承包方必须在光伏组件铺设区域合理优化布置运维通道，以满足日常运维人员在屋面的行走及对 原有建构筑物的保护。

14 ．光伏电站并网点及建筑物业主与电网公司关口结算点的电能质量都应当时符合当地电网公司要求的，且功率因素应不低于0.9。承包方应在设计阶段充分考虑光伏电站对原有配电系统电能质量方面的 影响并提出应对措施。如果光伏电站并网后，光伏电站并网点功率因素符合当地电网公司要求而建筑物业 主与电网公司关口结算点的电能质量不符合的，承包方应配置无功补偿装置，确保光伏电站并网点及建筑 物业主与电网公司关口结算点的电能质量都应当时符合当地电网公司要求的，且功率因素应不低于0.9。

**第二部分 设计要求及规范**

**1.包装和运输**

**1.1包装**

（1）设备制造完成并通过相关试验测试后应及时包装，否则应得到切实的保护。其包装应符合铁路、公路及海运部门的有关规定。

（2）包装箱上应有明显的包装储运图示标志，并应标明发包方的订货号和发货号。

（3）各种包装应确保各零部件在运输过程中不丢失、不损坏、不受潮和不腐蚀。

**1.2运输**

（1）合同设备在运输时应符合铁路、公路及海运部门的有关规定。

（2）合同设备的运输应保证其外壳不受任何损伤，内部元件不能发生位移且应保证内部元件性能完好。

（3）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。

（4）运输中不允许有任何的碰撞和磨损，底部需加缓冲垫防震。

（5）随产品提供的技术资料应完整无缺。

**2.光储发电系统设计**

光储发电系统的设计需要体现：设计说明，包括但不限于项目所在地的日照资源、峰值日照时数、设计方位角、设计倾角、恒载取值、活载取值、风荷载取值，彩钢屋面永久性安全爬梯设计、线缆选型及线损计算、桥架及布线设计、逆变器选型、组件串并联计算、设计容量计算、阴影分析、线缆路由设计、维护通道宽度的选择、防雷接地设计、逆变器、变压器的定位、变压器土建基础的设计、监控系统设计、站内保护通信系统设计、网络安全设计等，其中防雷接地设计须满足国家对于光伏发电系统的防雷设计的基本要求，以上需要在项目设计文件中有完整且详细的说明或描述。

**3.系统接入及环境要求**

投标人可根据各建筑屋顶、地面条件、电房位置、输电线路、水厂消纳条件、水厂区内部电网条件，对子系统的容量分配以及系统配置进行优化，提出更优的方案供招标人选择。各屋顶安装容量可根据招标人的经验及招标人提供的资料进行调整，招标人有权对方案进行修改，承包方应承诺不发生合同价格的调整。

1）系统输出电压：0.8kV/10kV AC±10％；

2）电源频率：50Hz±0.5Hz；

3）装机发电容量：以实际排布为准；

4）系统为并网型光储发电系统，需综合考虑消纳及接入情况，本项目拟设2个并网点。并网接入点位置暂定良田粮库专用配电房。接入方式和接入点位置可根据现场情况调整，以最终接入方案为准。（具体接入设计以供电审批为准）

**4.主要设备**

**4.1设备范围**

本光伏系统设备主要包括光伏组件、逆变器、汇流设备、箱变（如有）、高低压开关柜（如有）、综合自动化（如有），具体范围如表3-1。

表4-1 设备范围

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **序号** | **名称** | **型号** |
| 1 | 光伏组件 | 选用双玻双面单晶硅，参照品牌：天合、通威、晶科、（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商） |
| 2 | 高低压开关柜（开关品牌） | 高低压开关柜（具体按供电局审核通过的图纸）参照品牌：国瑞、白云电器、爱斯凯（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商）高低压柜中的开关品牌要求：常熟、良信、大全（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商） |
| 3 | 箱变 | 10kV升压箱变（具体型号按供电局审核通过的图纸）参照品牌：顺特电气、特变、广特（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商） |
| 4 | 并网逆变器 | 具体型号按供电局审核通过的图纸;参照品牌：华为、阳光电源、古瑞瓦特（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商） |
| 5 | 光伏电缆 | PV-1\*4mm2 、 PV-1\*6mm2 参照品牌：广东电缆、远东、珠江（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商） |
| 6 | 光伏专用接头 | MC-4或可兼容产品 |
| 7 | 交流线缆 | 具体型号按供电局审核通过的图纸 参照品牌：珠江、南洋、新兴（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商） |
| 8 | 高压线缆 | 具体型号按供电局审核通过的图纸 参照品牌：珠江、南洋、新兴（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商） |
| 9 | 综合自动化 | 具体型号按供电局审核通过的图纸 参照品牌：中电、南瑞、深瑞（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商） |

**4.2 光伏组件**

4.2.1外观与结构要求

所有组件表面应进行清洗工序，保证组件的外观满足如下要求：

1）电池组件边框整洁、平整、无毛刺、无腐蚀斑点。

2）所提供的组件无开裂、弯曲、不规整或损伤的外表面。

3）组件的电池表面颜色均匀，无明显色差。

4）组件的盖板玻璃应整洁、平直、无裂痕。

5）组件背面无划伤、碰伤等缺陷。背板无明显皱痕，组件背面无明显凸起或者凹陷。

6）打胶均匀充分，接线盒粘接牢固，表面干净。

7）组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。

8）组件的边缘和电池之间不存在连续的气泡或脱层。

9）电池组件的接线装置密封，极性标志准确和明显，与引出线的连接牢固可靠。

4.2.2组件规格

组件应为单晶硅太阳电池组件，单块正功差（0/+5W），且供应的组件规格应一致。寿命及功率衰减：太阳电池组件的使用寿命不低于25年。第一年衰减≤1%，后续线性衰减 0.4% ，5年运行期内衰减≤2.6%，在10年运行使用期限内输出功率衰减不超过4.6%，25 年共衰减 10.6% 。

4.2.3组件认证要求

太阳电池组件作为光伏电站的主要设备，应具有满足国家标准或IEC标准的认证。

A.组件应通过依据IEC61215和IEC61730的组件性能和安全认证，太阳电池组件型号应经过CQC或TUV认证或同等资质的第三方认证。

B.组件应具有ISO导则25资质（17025）的专业测试机构出具的符合国家标准（或IEC标准）的完整测试报告（IEC61215和IEC61730）和由国家批准的认证机构出具的认证证书。

C.组件若通过加严环境实验，例如中国质量认证中心编制的《地面用晶体硅光伏组件环境适应性测试》，在同等条件下会优先采用。

4.2.4载荷要求

承包方所供电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件机械荷载测试背面大于等于2400Pa，正面大于等于5400Pa。如组件安装场地须有特殊载荷的需要，承包方应提供相应的应对措施及组件加强处理并提供证明文件。

4.2.5 强度要求

承包方所供电池组件需具备一定的抗冰雹的撞击，冰雹实验需满足IEC61215相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境（多冰雹），厂家应提供相应的应对措施及组件的加强处理，并提供冰球质量、尺寸及试验速度，使其抗冰雹能力满足组件要求，同时承包方提供组件适应安装的气候条件，并对所供组件的抗冰雹能力加以说明提供证明文件。

4.2.6 温度冲击要求

由于组件安装地点多为昼夜温度变化范围较大，承包方所供电池组件具备能承受温度重复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的较好能力，具备能承受高温、高湿以及随后的低温冲击的能力，具备能承受长期湿气渗透的能力。厂家提供针对组件安装地点来说明所供应组件能满足气候条件的要求以及相应措施。

**4.3 逆变器**

逆变器全部选用组串式逆变器，逆变器需符合国标《GB/T 37408-2019 光伏发电并网逆变器技术要求》中的规定，选用的逆变器型号必须通过CQC（或CGC）、VDE-AR-N 4105、BDEW并达到“领跑者”要求，投标人需提供该型号逆变器的业绩清单和用户证明。

**4.3.1引用标准**

逆变器，包括工厂由其他厂商购来的设备和配件，都符合该标准和准则的最新版本或修订本，包括投标时生效的任何更正或增补，经特殊说明者除外，包括但不限于以下标准。

GB 18479-2001 地面用光伏(PV)发电系统 概述和导则

DL/T 527 静态继电保护装置逆变电源技术条件

GB/T 13384机电产品包装通用技术条件

GB/T 191-2008 包装储运图示标志

GB/T 14537量度继电器和保护装置的冲击与碰撞试验

GB 16836量度继电器和保护装置安全设计的一般要求

DL/T 478 静态继电保护及安全自动装置通用技术条件

GB/T 19939 光伏系统并网技术要求

GB/T 20046 光伏（PV）系统电网接口特性（IEC 61727:2004，MOD）

GB/Z 19964 光伏发电站接入电力系统技术规定

GB/T 2423.1电工电子产品基本环境试验规程 试验A：低温试验方法

GB/T 2423.2 电工电子产品基本环境试验规程 试验B：高温试验方法

GB/T 2423.9 电工电子产品基本环境试验规程 试验Cb：设备用恒定湿热试验方法

GB 4208 外壳防护等级（IP代码）（IEC 60529:1998）

GB 3859.2半导体变流器 应用导则

GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波

GB/T 15543 电能质量 三相电压允许不平衡度

GB/T12325 电能质量 供电电压允许偏差

GB/T15945 电能质量 电力系统频率允许偏差

GB/T 19939 太阳能光伏发电系统并网技术要求

SJ 11127 光伏（PV）发电系统的过电压保护——导则

GB 20513光伏系统性能监测 测量、数据交换和分析导则

GB 20514光伏系统功率调节器效率测量程序

GB 4208 外壳防护等级（IP代码）

GB/T4942.2 低压电器外壳防护等级

GB 3859.2 半导体变流器 应用导则

Q/SPS 22 并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法

NB/T 32004《光伏发电并网逆变器技术规范》

电磁兼容性相关标准：EN50081或同级以上标准

EMC相关标准： EN50082或同级以上标准

电网干扰相关标准： EN61000或同级以上标准

电网监控相关标准： UL1741或同级以上标准

电磁干扰相关标准： GB9254或同级以上标准

GB/T14598.9 辐射电磁场干扰试验

GB/T14598.14 静电放电试验

GB/T17626.8 工频磁场抗扰度试验

GB/T14598.3-93 6.0 绝缘试验

JB-T7064 半导体逆变器通用技术条件

GB/T 2423.1 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 试验A：低温（IEC60068－2－1：2007，IDT）

GB/T 2423.2 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 试验B：高温（IEC60068－2－：2007，IDT）

GB/T 2423.3 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 试验Cab：恒定湿热试验（IEC60068－2－78：2001，IDT）

GB/T 2423.17 电工电子产品环境试验第2部分：试验方法 试验Ka：盐雾

GB 4208 外壳防护等级试验(IEC 60529:2001， IDT)

GB 9254 信息技术设备的无线电骚扰限值和测量方法

GB/T 17626.2 电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验

GB/T 17626.3 电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验

GB/T 17626.4 电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变群脉冲抗扰度试验

GB/T 17626.5 电磁兼容 试验和测量技术 浪涌（冲击）抗扰度试验

GB/T 17626.11 电磁兼容 试验和测量技术 电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验

DL/T 645 多功能电能表通信协议

上述标注以最新版本为准，其它未注标准按国际、部标或行业标准执行。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。

4.3.2 品牌和质量要求

投标人所选组串式逆变器品牌的质量和可靠性必须优于或相当于下列品牌：华为、阳光电源、古瑞瓦特（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商）。

投标人提供项目的逆变器，鼓励采用技术领先、可靠性高、安全性高、有利于提升系统发电量的产品。组串式并网逆变器要求质保不低于5年（厂家提供的质保期、续保期年限之和不低于5年）。

逆变器品质是评价投标人案的重要因素，投标人如果中标，不得在招标人确认前更改逆变器品牌和型号。

4.3.3性能要求

4.3.1.1过载

具备110%以上过载能力，能承受长期过载。

4.3.1.2效率

最大效率≥99%，中国效率大于等于98.4%，需提供认证证书。

应提交第三方验证的常温、高温运行条件下的逆变器转换效率曲线（每10%一个点）。

应提供每种型号逆变器不同带载率情况下的效率曲线（每10%一个点）。

如逆变器2年内年运行效率值低于97.5%的，投标人必须免费更换为满足要求的逆变器，期间造成发电损失的，投标人应按2倍于发电量损失来赔偿招标人：

发电量损失=当地峰值电价\*（η0/η1-1）\*运行期实际发电量；

其中：

η1为交流功率/直流功率曲线顶部平段部分的拟合值（有资质第三方单位现场进行效率检测，检测单位需得到双方认可，若监测不合格检测费用由投标方承担，若监测合格，监测费用由招标方承担）；

η0为欧洲效率。

第3-10年实际运行效率值低于97%的，投标人必须免费更换成满足要求的逆变器，造成发电损失的，投标人应按2倍于发电量损失来赔偿招标方，

发电量损失=当地峰值电价\*（η0/η1-1）\*运行期实际发电量；

其中：

η1为交流功率/直流功率曲线顶部平段部分的拟合值（有资质第三方单位现场进行效率检测，检测单位需得到双方认可，若监测不合格检测费用由投标方承担，若监测合格，监测费用由招标方承担）；

η0为欧洲效率。

并且，该逆变器品牌1年内不得进入合格供应商范围。以上电量差额赔偿期自上次性能检测合格日起，不合格的，自发电计量日起。

4.3.1.3电能质量

逆变器在10%额定功率及以上电流总谐波畸变率≤3%；交流输出三相电压的允许偏差不超过额定电压的±7%；直流分量不超过其交流额定值的0.5%。

应提供每种型号逆变器不同带载率情况下的总电流谐波畸变率曲线（每10%一个点）。

按照CNCA/CTS0004:2009；IEC62109-1；IEC62109-2；BDEW2008；GB/T19964认证及并网技术规范要求，通过国家批准认证机构的认证。逆变器输出功率大于其额定功率的50%时，功率因数应不小于0.98，输出有功功率在20%-50%之间时，功率因数不小于0.95，逆变器具备无功补偿功能，保证并网点发电、用电功率因数在超前0.8～滞后0.8区间内连续可调。同时逆变器功率因数必须满足电网公司要求。

4.3.1.4保护功能

具有电网过/欠压保护、过/欠频保护、防孤岛保护、恢复并网保护、过流保护、极性反接保护、过载保护功能、Anti-PID功能，具备远程操作功能。

4.3.1.5 MPPT

逆变器应具有较高的MPPT效率，静态MPPT效率不低于99.8%，动态MPPT效率不低于99%。每个MPPT模块的接入组串数不能超过2路。禁止采用Y型端子增加逆变器接入容量。

逆变器应能检测到输入MPPT模块的每一路组串的电压、电流，检测精度不低于0.5%。

4.3.1.6 PID

逆变器必须具备抗PID功能（防PID功能模块可集成在逆变器内或者预装在单独的智能通讯柜内），以满足光伏发电系统抗PID性能的要求，采用抗PID功能后不得影响原有系统的效率、正常运行、安全及寿命。抗PID方案可采用虚拟接地、虚拟接地+夜间反向充电防PID方案、夜间反向充电防PID方案中一种，最终方案须得到招标人确认；

（1）采用夜间反向充电防PID方案，应通过设计有效的避免因抗PID设计造成的直流侧或交流侧电压抬升对设备及元器件影响。

（2）采用负极虚拟接地方案。应通过设计有效的避免因抗PID设计造成的直流侧或交流侧电压抬升对设备及元器件影响及保证人身安全，升压变压器低压侧的防雷电压等级须相应提高。

抗PID模块的运行监测模块必须具备通信能力，由逆变器数据采集器点表或逆变器本体点表统一上送数据。当直流线缆绝缘异常或发生接地时候，组串式逆变器监控模块能发出直流接地告警、绝缘阻抗、绝缘阻抗低告警、直流接地保护跳闸等告警信号并将信号上送至监控系统。

为了保证工程应用中PID装置与其他设备通信时的抗干扰能力及可靠性，PID装置自带通信端口需具有一定的泄放浪涌电流能力（差模1.5kV，共模4kV(10/700us/25Ω)），需提供厂家测试报告。

PID模块中与光伏方阵负极或正极有电气连接的接口要具有抗浪涌电压的能力。另外，与该接口有电气连通部分的元器件耐压设计必须按照该系统光伏方阵最大开路电压来设计，PID装置内部的电气间隙和爬电距离要满足光伏方阵开路电压下工作的安全要求，以上要求需要提供设备生产厂家相关设计技术证明及测试文件。

4.3.1.7 运行条件及防护等级

在环境温度为-25℃～+60℃，月平均相对湿度≤99%，海拔高度≤4000米情况下能正常使用，不降额，逆变器外壳、箱体保证寿命25年，必须由原厂生产，逆变器整机保护等级不低于IP66。

逆变器箱体须具备防盐雾腐蚀措施，具备防盐雾腐蚀功能，确保箱体内部25年内无任何腐蚀现象。

4.3.1.8 信息与接口

逆变器应通过通讯方式与光伏监控系统之间实现遥控、遥测、遥信、遥调功能，方便项目的运维与监控。信号应包含但不限于下表所示：

| 项目 | 参数 |
| --- | --- |
| 遥控信息 | 开关机遥控 |
| 遥信信息 | 逆变器停机状态、并网状态、闭锁状态、烟感报警状态、交直流防雷故障报警状态、直流侧异常报警状态、交流侧异常报警状态、电网侧异常报警状态、逆变器本体过热报警状态、孤岛保护状态等 |
| 遥测信息 | 直流电压、直流电流、直流输入功率、交流电压、交流电流、功率因数、频率、有功功率、无功功率、视在功率、逆变器机柜及环境温度、日发电量、月累计发电量、总累计发电量、时钟等 |
| 遥调信息 | 功率因数遥调、有功功率遥调、无功功率遥调 |

逆变器需要具备自动化系统接口功能（组串式逆变器自身具备且必须配置集群化组串式数据采集器）；逆变器的各类输入输出接口不应与控制单元集成在同一主板上（接口线路产生的故障不能影响主板），接口板应易拆卸易安装，适合运维人员进行更换。

逆变器要具备远程对时功能，其直、交流取数需满足时钟同步的要求，直、交流测量值必须准确无误地传到监控系统。如逆变器提供的交直流数据与第三方机构检测的数据存在差异的，生产厂家必须免费整改至正确值。

逆变器或采集器必须开放与光伏监控后台兼容的协议和接口。逆变器数采具备与监控系统兼容的通信协议和接口（以太网），可以实现对数采所接的逆变器进行集群有功\无功控制。

每一路直流组串输入的绝缘故障、接地故障必须有明确的软报文告警上送至自动化监控系统，该组串式逆变器智能通讯模块须具备支路电流分析功能，具备上送支路电流低于整箱支路平均电流值20%的各支路遥信告警（可自动识别是否已安装组件，未安装组件的支路不纳入智能告警，越限告警功能的阈值初始化为20%）。

4.3.1.9 试验与报告

每台逆变器需提供出厂试验报告及型式试验报告。报告内容至少包括并不限于下面内容：

表 10：逆变器测试内容一览表

| 序号 | 项目 | 技术要求 |
| --- | --- | --- |
| 1 | 低温工作测试 | -25℃额定负载下保持6h后，逆变器能正常工作 |
| 2 | 高温工作测试 | 60℃额定负载下保持6h后，逆变器能正常工作 |
| 3 | 恒定湿热测试 | 55℃，85%RH条件下，20小时满载，4小时空载为一个循环，进行20个循环后，逆变器绝缘耐压满足要求，电能质量满足要求 |
| 4 | HALT加速老化测试 | 逆变器绝缘耐压满足要求，电能质量满足要求 |
| 5 | 最低短路容量比（SCR）的运行能力 | 保持正常运行且无震荡现象发生，谐波电流分量应满足GB/T 14549规定的要求 |
| 6 | 最低短路容量比（SCR）下的低电压穿越性能 | 逆变器不脱网，且有功功率和动态无功能力满足标准GB/T 37408的要求 |
| 7 | 最低短路容量比（SCR）下的高电压穿越性能 | 逆变器不脱网，且有功功率和动态无功能力满足标准GB/T 37408的要求 |

投标人负责现场逆变器交接试验，试验应同时参考GB/T 30427-2013《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》、NB/T32004-2018《光伏发电并网逆变器技术规范》。项目发电并网后需出具相关的第三方性能试验测试报告。

如逆变器具有直流拉弧检测及关断功能的应提供户外实证报告，以表明产品的功能完整性

4.3.1.10 其他

逆变器应具有IV扫描功能，覆盖每个组串，扫描数据能做到精准故障定位和故障类型分析，并把扫描结果数据通过逆变器数据采集器发至光伏监控后台。

逆变器应具备夜间无功功率补偿功能，满足补偿光伏系统夜间无功功率需求。

逆变器应具备实时监测并网点有功/无功功率，并根据设定功率因数值，自动调节逆变器的有功\无功输出的功能，确保并网点的功率因数满足电网公司考核要求。

逆变器组串输入端短路保护采用熔丝保护方式时要保证设备年故障率不应高于1%，同时要求保证组串在接反、互相反灌电流等任何情况下不能发生火灾，由于使用熔丝造成的一切后果均由投标人担责，并承担所有损失的赔偿，同时由于熔丝故障造成的发电量损失由投标人承担赔偿，按1元/kWh的标准电价赔偿。

为了保证工程应用中组串式逆变器与其他设备的通信的抗干扰能力及可靠性，逆变器自带通信端口具有一定的防浪涌电流能力（差模1.5kV，共模4kV(10/700us/25Ω），需提供厂家测试报告。

组串式逆变器每一路直流组串输入的绝缘故障、接地故障必须有明确的软报文告警上送至自动化监控系统，该组串式逆变器智能通讯模块须具备支路电流对比分析功能，具备上送支路电流低于整箱支路平均电流值20%(阈值可设)的各支路遥信告警（可自动识别是否已接入组串，未接入组串的支路不纳入智能告警）。

| 序号 | 项 目 名 称 | 单 位 | 数 据 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 品牌 | / |  |
| 2 | 制造厂家及产地 | / |  |
| 3 | 逆变器型号 | / |  |
| 4 | ·最大效率（需精确到小数点后1位） | % |  |
| 5 | ·欧洲效率（需精确到小数点后1位） | % |  |
| 6 | ·待机损耗/夜间功耗 | W |  |
| 7 | ·最大输入电压 | V |  |
| 8 | ·MPPT电压范围 | V |  |
| 9 | MPPT跟踪路数 |  |  |
| 10 | ·输出电压 | V |  |
| 11 | ·输出频率 | Hz |  |
| 12 | ·功率因数 |  |  |
| 13 | ·总电流波形畸变率 | % |  |
| 14 | ·电气绝缘性能 |  |  |
| 15 | －直流输入对地 | V |  |
| 16 | －直流与交流之间 | V |  |
| 17 | ·噪声 | dB |  |
| 18 | ·进出线方式 |  |  |
| 19 | ·无故障连续运行时间 | 年 |  |
| 20 | ·使用寿命 | 年 |  |
| 1 | 外形尺寸 |  |  |
| 22 | 重量 |  |  |

4.3.1.11逆变器主要性能参数表（由投标人填写）

表 11：光伏逆变器主要性能参数表

注：包括但不限于表中的项目。投标人应按备选品牌分别填报。

**4.4 箱变及高低压配电柜**

4.4.1 箱变技术要求

4.4.1.1 引用标准包括但不限于以下标准

DL/T5376～35kV箱式变电站订货技术条件

DL/T537 高压/低压预装箱式变电站选用导则

GB311.1～311.6高压输电设备的绝缘配合,高电压试验技术

GB38043～63kV交流高压负荷开关

GB11022高压开关设备通用技术条件

GB1094.1电力变压器第1部分总则

GB1094.2电力变压器第2部分温升

GB1094.3电力变压器第3部分绝缘水平和绝缘试验

GB1094.5电力变压器第5部分承受短路能力

GB/T6451三相油浸式电力变压器技术参数和要求

GB7328变压器和电抗器的声级测量

GB16926交流高压负荷开关熔断器组合电器

GB7251低压成套开关设备和控制设备

GB13539低压熔断器

GB1208电流互感器

DL478静态继电保护及安全自动装置通用技术条件

SDJ9电测量仪表装置设计技术规程

GB2681电工成套装置中的导线颜色

GB4208外壳防护等级分类

GB2706交流高压电器动热稳定试验方法

GB/T17467高压/低压预装式变电站

GB50150电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GB6451.1～6451.5-95《三相油浸式电力变压器技术参数及要求》

GB311.1～311.6—83《高压输变电设备的绝缘配合高电压试验技术》

GB5582《高压电力设备外绝缘污秽等级》

GB/T15164-94《油浸式电力变压器负载导则》

GB7328《变压器和电抗器声级测量》

GB763《交流高压电器在长期工作时的发热》

GB2706《高压电器动热稳定》

GB2536《变压器油》

JB3268-83《有载分接开关》及相关IEC标准

GB191《包装储运标志》

GB/T7354局部放电测量

GB11604高压电气设备无线电干扰测试方法

GB/T16434高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准

GB/T16927.1高压试验技术：第一部分：一般试验要求

GB/T16927.2高压试验技术：第二部分：测量系统

GB10230有载分接开关

GB/T5582高压电力设备外绝缘污秽等级

GB/T6451三相油浸式电力变压器技术参数和要求

GB/T13499电力变压器应用导则

GB/T17468电力变压器选用导则

4.4.1.2 技术要求

（1）必须采用全新的电工铜（铜纯度必须在99.5%以上）铜绕组变压器。

（2）箱变箱体的防腐必须考虑室外风沙侵蚀及高温极端天气影响，确保25年使用寿命。

（3）箱变的外观设计要体现出美观、大方、颜色和谐、尽可能同光伏发电场区的环境相适应，颜色在中标后签订技术协议时确定。

（4）箱变的外观应设有“高压危险，请勿靠近”的标志，明显耐久、不可拆卸的铭牌。

（5）箱变的门锁应采用防锈、防撬、专用挂锁。（通用电力机械挂锁）。

（6）箱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。

（7）箱体必须防腐蚀、防尘、防潮、防凝露（加装隔热防护层，避免太阳暴晒下柜内温度急剧升高，影响电气设备的正常运行）。箱体必须都采用2.5mm厚度以上的热镀锌钢板、镀铝镁锌钢板或不锈钢板制作，箱体保证在正常环境温度下运行时，所有的电器设备的温度不超过其最高允许温升。箱体内设驱潮装置或抽湿机，保证内部元件不发生凝露。装置内部采用钢板及阻燃绝缘隔板严密分割成开关站、变压器室、低压室，高、低压室防护等级为IP54。箱变的冷却控制器（含温度测控）须设置在门边，满足运维人员巡检及手动启动冷却器安全操作距离要求。

（8）箱体的顶部须采用SUS304及以上不锈钢材质，其他箱体材料可为SUS304及以上不锈钢或热镀锌钢；热镀锌钢防腐采用喷环氧富锌底漆防腐，不可选择简单的防腐处理，箱变所有门轴采用不锈钢材料（或镀镍产品）制作，金属材料经防腐处理后表面覆盖层应有牢固的附着力，并均匀一致。所有的防腐必须有耐腐蚀处理，应确保箱变的外壳及内部结构件25年不生锈。

（9）箱体的高压室和低压室必须密封处理，所采用的密封条必须是长寿命（10年以上）、高弹性产品，以确保箱体的防尘、防潮、防凝露。高压和低压的进出线电缆孔采用绝缘帽，并方便于密封。（电缆室穿线底板采用铝板或不锈钢板，防止产生电场应力对电缆造成破坏。高压电缆室穿线底板中间部位设置便于电缆穿过的穿线孔，穿线孔纵向排列，达到接线电缆相序不交叉的目的）。高压室和低压室温升达不到要求需安装高温排风装置，在环境温度高于45℃时自动启动排风装置，排风口应具有防尘措施。

（10）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；设计的外壳形状应不易积尘、积水；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。外壳应防水、防震、防腐、防尘。金属构件应有防锈处理和喷涂防护层。

（11）箱体顶盖应有明显的散水坡度，不应小于5°，顶盖边沿应设有防雨和滴水檐。

（12）柜内二次配线：采用乙烯树脂绝缘电线、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。电流回路线芯不小于2.5mm2。

（13）变压器的噪音水平在箱变外壳外0.3m不应大于50dB（冷却器和排风机都打开条件）。

（14）接地壳体内部设接地铜排，壳体内所有需要接地的设备及外壳均应与铜排可靠连接。门及在正常运行条件下可抽出部分应保证在打开或隔离位置时仍可靠接地。

（15）高压室内门加装电磁锁，当高压侧带电时高压室内门不能打开。

（16）变压器低压侧内有测量三相电压、测量三相电流的回路，电流测量值转换为模拟信号；并将电压电流测量信号引至低压仓内的接线端子排上。低压侧配置数字式电流、电压表。

（17）组合式变压器进出线方式

由承包方根据实际接线情况确定，但要经建设单位确认。

1）箱体门应附有主回路线路图、控制线路图、操作程序及注意事项。

2）母线宜采用绝缘母线，并设有安全防护措施。

3）进出线应考虑电缆的安装位置和便于进行试验。

4）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。

5）变压器应装设温度计。

6）高压室安装带电显示器，并设有安全防护装置。

7）高压室、低压室均有2个以上排风扇，并设有防雨罩。

8）箱变的高压柜具备可替换性，当设备故障时可用其他厂家设备替换；选用参照或相当于短名单品牌产品，实现就地/远控功能。

9）箱变高压侧开关操作电源及现场监控装置电源宜取自厂用电母线（大UPS+小母线），或者配备UPS，满足远控操作、监控取电要求。

10）箱式变压器尽量与预装式逆变房外形和颜色保持一致，具体由二次设备、高压柜、升压变压器、低压配电屏、通讯装置、内部连接线及外壳等几部分组成。低压配电屏、高压柜、变压器及其他各部分分别安装在相互独立的隔室内。

11）箱式变压器具有高压开关；高、低压均采用电缆进出线。

12）全部绕组均应采用铜导线或铜箔，铜导线优先采用半硬铜导线。树脂绝缘材料采用进口材料，采用耐热、高密度、灰分低的绝缘材料作为匝间绝缘，确保绕组内不发生局部放电和绝缘击穿。

13）10kV箱式变压器由投标方采购和提供，投标方按照人技术要求完成10kV箱式变压器的现场保管、安装、接线、调试等工作。

14）箱变应配备智能测控装置

**4.5** **电缆**

4.5.1 引用标准包括但不限于以下标准

GB/T2900.10电工术语电缆（IEC60050(461):1984,IDT）

GB/T12706.1额定电压1kV(Um=1.2kV)到35kV(Um=40.5kV)挤包绝缘电力电缆及附件第1部分：额定电压1kV(Um=1.2kV)和3kV(Um=3.6kV)电缆

GB/T9330塑料绝缘控制电缆

GB/T2423.17电工电子产品试验第2部分：试验方法试验Ka：盐雾

UL1581.1200电线电缆和软线参考标准

GB/T3956电缆的导体

GB/T6995.3电线电缆识别标志第3部分电线电缆识别标志(IEC60227:1979)

GB/T18380.1电缆在火焰条件下的燃烧试验第1部分:单根绝缘电线或电缆的垂直燃烧试验方法

JB/T8137电线电缆交货盘

GB/T19216在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验

（2）低压交流动力电缆应至少满足以下要求:

GB/T2951.1电缆绝缘和护套材料通用试验方法第1部分：通用试验方法

[GB/T2952.1电缆外护层第1部分：总则](http://www.bzjsw.com/ziyuanxiazai/biaozhunxiazai/guojiabiaozhun/2009-5-7/112770.html%22%20%5Ct%20%22F%3A/%E6%96%B0%E8%83%BD%E6%BA%90/20231212/_blank)

[GB/T2952.2电缆外护层第2部分：金属套电缆外护层](http://www.bzjsw.com/ziyuanxiazai/biaozhunxiazai/guojiabiaozhun/2009-4-18/112445.html%22%20%5Ct%20%22F%3A/%E6%96%B0%E8%83%BD%E6%BA%90/20231212/_blank)

[GB/T2952.3电缆外护层第3部分：非金属套电缆通用外护层](http://www.bzjsw.com/ziyuanxiazai/biaozhunxiazai/guojiabiaozhun/2009-5-7/112771.html%22%20%5Ct%20%22F%3A/%E6%96%B0%E8%83%BD%E6%BA%90/20231212/_blank)

GB/T3048.8电线电缆电性能试验方法第8部分：交流电压试验

GB/T3956电缆的导体

GB/T6995.3电线电缆识别标志方法第3部分：电线电缆识别标志

GB/T12706.1额定电压1kV(Um=1.2kV)～35kV(Um=40.5kV)挤包绝缘电力电缆及附件第1部分：额定电压1kV(Um=1.2kV)和3kV(Um=3.6kV)电缆

GB/T18380.3电缆在火焰条件下的燃烧试验第3部分：成束电线或电缆的燃烧试验方法

GB/T19216.21在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验第21部分：试验步骤和要求额定电压0.6/1.0kV及以下电缆

GB/T19666阻燃和耐火电线电缆通则

GB50217电力工程电缆设计规范

GB50054低压配电设计规范

JB/T8137电线电缆交货盘

GA306.1阻燃及耐火电缆塑料绝缘阻燃及耐火电缆分级和要求第1部分：阻燃电缆

GA306.2阻燃及耐火电缆塑料绝缘阻燃及耐火电缆分级和要求第2部分：耐火电缆

（3）10kV动力电缆至少应满足以下标准要求：

IEC60287 电缆载流量计算

IEC60332 电缆在火焰条件下的燃烧试验

IEC60502-2 额定电压1～30kV挤包绝缘电力电缆及其附件第二部分：额定电压6～30kV电缆

GB/T311.1 高压输变电设备的绝缘配合

GB/T311.2 绝缘配合第2部分:高压输变电设备的绝缘配合使用导则

GB/T2951 电缆绝缘和护套材料通用试验方法

GB/T2951.38 电线电缆白蚁试验方法

GB/T2952.1～2 电缆外护层

GB/T3048.4 电线电缆电性能试验方法导体直流电阻试验

GB/T3048.8 电线电缆电性能试验方法交流电压试验

GB/T3048.11 电线电缆电性能试验方法介质损失角正切试验

GB/T3048.12 电线电缆电性能试验方法局部放电试验

GB/T3048.13 电线电缆冲击电压试验方法

GB/T3048.14 电线电缆直流电压试验方法

GB/T3953 电工圆铜线

GB/T3956 电缆的导体

GB/T6995.1～5 电线电缆识别标志

GB/T16927.1 高电压试验技术第1部分：一般试验要求

GB/T19666 阻燃和耐火电线电缆通则

GB/T17650.2 取自电缆或光缆的材料燃烧时释放气体的试验方法

GB/T17651.2 电缆或光缆的特定条件下燃烧的烟密度测定

GB/T18380 电缆在火焰条件下的燃烧试验

GB/T12706.2 额定电压1kV(Um=1.2kV)～35kV(Um=40.5kV)挤包绝缘电力电缆及附件第二部分：额定电压6kV(Um=7.2kV)～30kV(Um=36kV)电缆

DL/T401 高压电缆选用导则

DL/T5221 城市电力电缆线路设计技术规定

JB5268.2 电缆金属套铅套

JB/T8137.4 电线电缆交货盘型钢复合结构交货盘

JB/T10181.1～6 电缆载流量计算

YB/T024 铠装电缆用钢带

SH0001 电缆沥青

Q/CSG10012 中国南方电网城市配电网技术导则

Q/CSG107031 10kV及以下配电网装备技术导则

南方电网公司10kV线路电缆技术规范

10kV电缆选型还应该满足南方电网10kV配网工程典型设计的要求。

4.5.2 电力电缆

（1）供配电电缆允许载流量不小于供电线路的计算电流；

（2）供电距离较远、输送容量较大的供配电线路，校验正常和异常运行情况下用电设备受电端电压偏差，不得超过允许值；

（3）电缆截面满足允许温升、电压损失、机械强度等要求，电缆线路还在最大短路电流作用时间产生的热效，满足热稳定条件；

（4）低压导线与电缆截面的选择，按通过线路的半小时最大计算负荷电流、经济电流密度及敷设条件校正系数选择，按允许电压降进行校验。还需要与线路保护装置配合，电缆的载流量大于出线断路器的整定值。

（5）对于10kV等中压常用电缆按短路电流热稳定条件和持续工作电流确定允许最小缆芯截面时，按下列使用条件差异影响计入校正系数所确定的允许载流量：环境温度差异、直埋敷设时土壤热阻系数差异、电缆多根并列的影响、户外架空敷设无遮阳时的日照影响。

（6）10KV动力电缆采用阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯铠装电力电缆（ZR-YJV22-8.7/15kV）。最小截面满足相关标准热稳定、动稳定的要求，最大截面不大于240 mm2。

（7）0.4KV动力电缆采用阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯铠装电力电缆（ZR-YJV22-0.6/1kV）。电缆最小截面4mm2。最小截面满足相关标准热稳定、动稳定的要求且大于等于4mm2，最大截面不大于240 mm2。

（8）控制电缆采用阻燃控制电缆(ZR-KVVP22-0.45/0.75kV)。控制电缆最小导体截面为1.5mm2。

4.5.3 光伏线缆

（1）光伏电缆应至少满足以下标准要求，寿命不低于25年：

（2）光伏专用电缆要求能在恶劣环境条件下使用，具备抗臭氧、抗紫外线、耐酸碱、耐高温、耐严寒、耐凹痕、无卤、阻燃等特性。

（3）光伏专用电缆应具有良好的耐紫外线，抵御恶劣气候环境和经受机械冲击;②具备良好的抗臭氧和耐化学腐蚀特性;③承受温差变化大，一般从-40℃～120℃，最高温度甚至超过150℃,通常-40℃-90℃;④具备良好耐湿热(90℃，85%湿度，1000h)性能;⑤良好低温卷绕和低温弯曲性能;⑥具备阻燃性能和低烟无卤性能;⑦通过耐凹痕、热收缩、动态穿透试验;⑧较长使用寿命，120℃工作条件下，要求正常使用寿命超过25年。

（4）光伏专用电缆具有UL或TUV认证；

（5）交直流电力电缆需满足耐候，阻燃及耐机械冲击要求。

所有电缆需采用多股铜芯电缆。

（6）组件引出线电缆

1）每块太阳电池组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。

2）太阳电池组件自带的电缆满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合GB/T18950-2003性能测试的要求，应满足系统电压，载流能力，潮湿位置、温度和耐日照的要求。

3）电缆规格为截面面积不小于4mm2，正负极引出线电缆长度均不小于产品规定的尺寸要求。

4）太阳电池组件使用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能要求，并满足符合相关国家和行业规范规程，满足不少于25年室外使用的要求，应具备TUV认证。

**4.6 运维通道**

光伏组件排布设计时，必须每排组件留一个通道，每排组件之间留不小于150mm通道；体现到排布形式，具体如下：

（1）混凝土屋顶运维通道设计原则：组件阵列之间需要预留防阴影遮挡间距，避免前排遮挡后排方阵组件。并且要保证前后排间距不小于0.5米的运维通道，见下图；屋顶四周考虑女儿墙阴影及维护通道。单屋面各运维通道、水管、线槽等统一布置，线槽应和运维通道布置在一起。



（2）光伏组件排布设计时，组件阵列前后排间的阴影间距设计符合相关规范。东西相邻平行串组件之间每30-40米需要预留一个运维通道，运维通道间距不小于1米。女儿墙与组件阵列间运维通道间距不小于1米，同时女儿墙阴影范围要符合规范要求。

（3）运维通道采用防滑花纹板，通过螺栓固定铝合金压块方式安装（可参考光伏组件安装方式）

**4.7 清洗系统**

考虑到后期清洗，每个光伏屋面需设计上水冲洗系统，要求在组件排布位置安装水龙头，并配置相应的计量水表。用水取自附近水源点；取水点应设置增压泵，出口压力可调节，最小出口压力要保证三个终端同时开启时冲洗压力大于0.2MPa，泵入口设置可拆卸式滤网保证冲洗水不含杂质。

4.7.1布置原则

水管拖长不超过25米且不能放在组件板上，只能走通道。以南、北两屋面，屋面边缘和气楼边上均有东西走向运维通道，南北方向每隔8块组件有运维通道为例，在各屋面光伏方阵南北两通道（在屋面边缘和气楼边上，实际是东西走向）之间的距离在不超过25米的情况下，在气楼边上的通道与南北走向每个通道交汇处留一水龙头；如果各屋面光伏方阵南北两通道之间的距离在超过25米的情况下，应在南北两通道每隔10米处留一水龙头。

其他方向的规则屋面参照上述方法，确保水管拖长不超过25米。

对于不规则屋顶，请按照水管拖长不超过25米且不能放在组件板上，只能以沿通道布置的原则来布置水龙头。

4.7.2 材质要求

所有的冲洗水管需采用镀锌钢塑管，管径需根据水压、出水量设计；所有的水龙头的材质也应与冲洗水管材质相一致；水龙头需有接外接水管卡口；所有的水管必须进行可靠的固定，不得出现松动、滑落、下挠等情况；冲水系统材质需满足25年使用要求。

**4.8** **安全及保护配置**

本分布式光伏系统的安全与保护须符合《分布式光伏发电系统接入电网技术规范》（Q/CSG1211001）和《光伏发电并网技术标准》（Q/CSG1211006）的要求。

在施工设计阶段，投标人需提供继电保护、电能质量监测、测控整定计算书。

**4.9电能计量**

本分布式光伏系统的电能计量设置须符合《分布式光伏发电系统接入电网技术规范》（Q/CSG1211001）和《光伏发电并网技术标准》（Q/CSG1211006）的要求。发电电表及上网电表的发电数据需接入监控系统，具体接入数据以南方电网需求为准。

**4.10 视频监控**

监控室及光伏组件安装区域采用视频监控系统监控设备。屋顶、设备区和监控室需安装能调节距离的高清视频摄像头，每个屋顶、户外低压配室和监控室的所有设备均在监控范围内。视频监控系统和摄像头应具备红外检测、夜视、入侵报警和跟踪的功能。

1）采用高清网络摄像机，室内高速枪型摄像机，室外高速球型摄像机的模式；室内摄像头采用至少200万像素高清摄像头，图像分辨率达到1920\*1080以上；室外摄像头采用至少400万像素高清摄像头，图像分辨率达到2560x1440以上；,能够分辨出设备的外观及运行状态、识别出人员车辆等，使用先进的压缩编码技术，视频图像直接在前端进行压缩，通过网络传输回变电站监控室，避免外界电磁场对图像的影响。视频监控系统能存储不少于90天的数据。

2）监控点设置应能够覆盖所有需要监控的光伏区设备、箱变、开关站、并网点，监控点安装位置应合理，便于前期安装与后期维护，与电气设备留有足够的安全距离，保证人员设备的安全。摄像机安装位置根据光伏区设备、逆变器及升压站布局合理设计，实现无死角监控。

3）系统既支持全景展示又能进行细节展示，对于重要设备还具有从多个摄像机进行多角度监视的功能。

4）系统的展示方式采用设备区辅以电子地图和一次接线图2种监控选择方式，操作人员不需了解摄像机的位置与型式，只需选择目标区域或设备，就可调出相关的图像。

5）在本地及远端的视频监控工作站上可以可实时监视同一光伏站多路实时图像信息并实现一机同屏同时监视；并能够通过鼠标在画面上控制每个摄像机的旋转、变倍，其他摄像机不受影响。

6）轮巡，即系统具备视频自动巡视功能，在可设定的间隔时间内对前端监控点进行图像巡检，参与轮巡的对象可以任意设定，包括不同变电站的图像、同一变电站的不同摄像机、同一摄像机的不同预置位等，轮巡间隔时间可设置。

7）实时图像自动复位，即可对变电站内可旋转的摄像机设定默认监视位置，正常状态下摄像机保持默认位置；在控制完成后自动恢复到默认监视位置。

8）投标方需要提供针对本项目的原厂授权书以及售后服务承诺函，视频监控系统及配套设备要求选择参照以下品牌：海康、大华、宇视（或其他同等（或以上）档次品牌或者生产供应商）。

9）按照招标人施工安全智能监管的要求，在各阶段作业前须布置部分视频监控，可对各阶段的全部工作面实施远程及录像监控，后期这部分设备转为设备视频监控。

10）视频监控系统信息需通过本期工程新建IPsec VPN隧道上传至对侧（招标人指定地方）的远程终端。

**4.11 消防系统**

4.11.1 引用标准包括但不限于以下标准，

（1）GB50016《建筑设计防火规范》

（2）GB50140《建筑灭火器配置设计规范》

（3）GB50229《火力发电厂与变电所设计防火标准》

（4）GB50217《电力工程电缆设计规范》

（5）DL5027-《电力设备典型消防规程》

（6）GB50222《建筑内部装修设计防火规范》

（7）GB50116《火灾自动报警系统设计规范》

（8）2019年《中华人民共和国消防法》修订版

以上标准以最新版本为准。

4.11.2技术要求

本工程消防设计贯彻“预防为主，防消结合”的设计原则，针对工程的具体情况，积级采用先进的防火技术，做到保障安全，使用方便，经济合理。

（1）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。

（2）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、安全出口等各项要求。

（3）光伏电站要结合原有建筑消防设施来满足消防要求。

针对不同建（构）筑物和设施，采取多种消防措施。在工艺设计、设备及材料选用、平面布置、消防通道均按照有关消防规定执行。本工程主要为原有建筑的附属设施，需按照规范配备消防用具。电站安装为建筑屋顶上，可与原建筑消火栓的消防给水系统配合使用。

对设有电气仪表设备的房间，考虑采用移动式气体灭火器作为主要灭火手段。

在每个发电单元附近配置干粉灭火器，用于发电单元电气设备的灭火。

二次舱设置火灾报警系统及喷淋灭火系统，投标方负责配置探头、喷淋头及管线，接入厂区现有的报警系统及喷淋灭火系统。室外使用的消防电子产品必须具有防尘功能和防水功能或装设防尘、防水措施。室内应配置手动火灾报警（警铃）。

消防报警系统是独立设置或接入建设地业主原消防系统等，都必须放置于建设地业主的消防值班室。消防报警系统优先考虑接入建设地业主原消防报警系统。项目的新增预装式10kV开关站及主控室设置复合型感烟感温火灾探测器，并将警示信号传送至主控室。

灭火器采用手提式磷酸铵盐干粉灭火器（充装规格4Kg，MF/ABC4)，灭火器箱须采用不薄于2mm的SUS304材料，灭火器材编号及标签制作按规范要求由承包方负责。

（4）消防的报验收工作由承包方负责，承包方确保消防通过政府消防部门的验收。

**4.12防雷接地要求**

防雷接地设计及施工应满足国家、行业及地方气象部门要求的竣工所有检查、试验及验收：

（1）设计文件，及其相关审批、核准、备案要求：满足国家行业、地区和气象部门要求。

（2）竣工文件和工程的其他记录满足国家行业、地区和气象部门要求及招标人要求。

**4.13 光伏组件支架**

4.13.1 执行标准和规范包括但不限于以下标准

（1）《建筑结构荷载规范》；

（2）《钢结构设计标准》；

（3）《冷弯薄壁型钢结构技术规范》；

（4）《门式刚架轻型房屋钢结构技术规范》

（5）《建筑抗震设计规范》

（6）《钢结构工程施工质量验收规范》

（7）《钢结构焊接规范》

（8）《钢结构高强度螺栓连接的设计、施工及验收规程》

（9）《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》

（10）《建筑钢结构防火技术规范》

（11）《工业建筑防腐蚀设计标准》

4.13.2 技术要求

屋面光伏支架系统应至少包括支座、夹具、联接件、导轨等组成部分，

支架系统应满足10年内可拆卸再利用和25年内安全使用的要求。支架须满足防腐、防盐雾的功能，防腐膜致密，其厚度至少是国家、地方或行业标准的1.5倍。

支架采用强度不低于Q235B的钢材，钢材须经热渗锌、热镀锌或镀锌铝镁处理。热镀锌或热渗锌锌层厚度不小于75um，或者镀锌铝镁双面镀层重量3mm厚以下构件不少于275g/m2；3mm以上构件不小于350g/m2（镀层重量重“铝”的含量不低于6%，镁的含量不低于3%），提供第三方检测报告；防腐使用年限不低于30年。

所有电气紧固件和结构紧固件满足防锈和防腐蚀要求，应采用热渗锌、热镀锌或镀锌铝镁工艺。热渗锌或热镀锌厚度不低于75um，或者镀锌铝镁双面镀层重量3mm厚以下构件不少于275g/m2，3mm以上构件不小于310g/m2（镀层重量中“铝”的含量不低于6%，镁的含量不低于3%），使用年限不低于30年；所有施工造成的原有防腐防锈层损坏，投标人需采取等级相当的防腐处理，所有的紧固件、连接件应做二次防腐，刷防锈漆。

项目建设期间，投标人邀请第三方对光伏系统的支架系统进行拉拔力或风揭力等测试，确保满足设计要求。

在进行光伏支架安装前，应在每个屋面选取不少于三个区域进行支架的试装，试装完确定屋面梁和板没有裂缝后经招标人同意方可进行大面积的支架安装；否则出现屋面梁和板有裂缝的，由投标人按照招标人要求无条件进行整改。

投标人应在投标文件中提供详细的支架安装方案及其相对应的必要技术方案，并对屋面原结构及支架结构受力做专题论证报告，报告应由具备资质的第三方机构出具，报告结论需明确该结构设计是否符合结构安全要求，并确定是否需要采用加固措施。如需加固，结构加固费用包含在总价中，否则加固费用由投标人自行承担。