****

**滨州沾化区2GW渔光互补发电项目二期工程**

**组串式逆变器**

**招标技术规范书**

**2022.05**

**目录**

**[目录](#_Toc91247567)** [2](#_Toc91247567)

[第一章 总则 1](#_Toc91247568)

[1 主要设备需求表 1](#_Toc91247569)

[2 一般规定 1](#_Toc91247570)

[3 工作范围和进度要求 2](#_Toc91247571)

[4 对设计图纸、说明书和试验报告的要求 2](#_Toc91247572)

[5 备品备件 2](#_Toc91247573)

[6 专用工具与仪器仪表 3](#_Toc91247574)

[7 安装、调试、性能试验、试运行和验收 3](#_Toc91247575)

[8 标准和规范 3](#_Toc91247576)

**[9 包装、运输](#_Toc91247577)** [4](#_Toc91247577)

[第二章 工程概况 5](#_Toc91247578)

[1 项目概况 5](#_Toc91247579)

[2 环境条件 5](#_Toc91247580)

[3 系统条件 5](#_Toc91247581)

[第三章 技术要求 6](#_Toc91247582)

[1 技术要求 6](#_Toc91247583)

[2 其它要求 12](#_Toc91247584)

[第四章 技术参数响应表 15](#_Toc91247585)

[第五章 技术差异表 20](#_Toc91247586)

[第六章 供货范围 21](#_Toc91247587)

**[1 一般要求](#_Toc91247588)** [21](#_Toc91247588)

**[2 工作范围](#_Toc91247589)** [21](#_Toc91247589)

**[3 供货范围](#_Toc91247590)** [22](#_Toc91247590)

[表1 供货范围清单： 22](#_Toc91247591)

[表2 主要元器件分项表（单台逆变器） 23](#_Toc91247592)

[附表2 主要外购元器件清单 23](#_Toc91247593)

[附表3 必需的备品备件 24](#_Toc91247594)

[附表4 必需的专用工器具及仪器仪表 24](#_Toc91247595)

[附表5 推荐的专用工器具及仪器仪表 24](#_Toc91247596)

[第七章 交货进度 25](#_Toc91247597)

[第八章 性能验收试验 26](#_Toc91247598)

[第九章 技术服务、设计联络 27](#_Toc91247599)

[1 技术服务 27](#_Toc91247600)

[2 培训 28](#_Toc91247601)

[3 设计联络会 28](#_Toc91247602)

[第十章 工厂检验和监造 30](#_Toc91247603)

[1 概述 30](#_Toc91247604)

[2 工厂检验 30](#_Toc91247605)

[3 设备监造 30](#_Toc91247606)

[第十一章 附图 32](#_Toc91247607)

# 第一章 总则

## 1 主要设备需求表

| 编号 | 设备名称 | 型号规格 | 数量 | 单位 | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 组串式逆变器 | DC1500V，每2~5串为一个MPPT，具备防PID功能，输出电压AC800V（暂定），PLC通讯；满足至少21210串双面光伏组件接入 | 按需 | 台 | 组件为210电池片650Wp双面双玻组件，共636300块；总容量为413.595MWp，请按照组件布置数量合理配置逆变器台数。 |
| 2 | 组串式逆变器 | DC1500V，每2~5串为一个MPPT，具备防PID功能，输出电压AC800V（暂定），PLC通讯；满足至少6720串双面光伏组件接入 | 按需 | 台 | 组件为182电池片570Wp双面双玻组件，共174720块；总容量为99.5904MWp，请按照组件布置数量合理配置逆变器台数。 |
| 3 | 智能通讯箱 | 含数据采集器、PLC模块、PID模块等安装位置 | 121 | 台 | 数量暂定，最终根据箱变数量调整，费用含在投标总价中。 |
| 4 | 站控管理系统 | 搭建满足智慧运维要求的站控管理系统。 | 1 | 套 | 包含系统所需软硬件设备（站控层），完成系统安装、调试等工作，包括光伏区箱变等电气设备信号的接入。含工作站、服务器、光纤交换机（满足光伏区至少20个光纤环网的接入）、防火墙、千兆纵向加密装置、光纤终端盒、屏柜及相关附件等。 |

注：1.逆变器接入串数为暂定值，最终施工图为准。

2.箱变测控接入数据采集器，通讯协议待箱变厂家确定后确定，数据采集器通过纵向加密装置再经环网交换机通过光纤环网上传监控信息，应至少支持61850、103、104、modbus等常规通讯协议，方便与箱变测控和升压站电站监控系统、远动装置、AGC/AVC系统、一次调频系统等通讯，通信传输速率及逆变器调节应满足监控后台控制、AGC/AVC调节及一次调频等的需要。站级管理系统采用61850、103、104、modbus等常规标准通讯协议。

## 2 一般规定

2.1 投标人所提供的设备在质保期内不应出现异常运行状态，如出现异常，应按照异常消除时长进行延保，延保期结束时异常运行状态仍未消除，投标人无条件更换设备。

2.2设备主要元器件应采用行业内公认一线品牌，工业级产品。

2.3投标人应具备招标公告所要求的资质，具体资质要求详见招标文件的商务部分。本技术规范中涉及有关商务方面的内容，如与商务部分有矛盾，以商务部分为准。商务部分中涉及技术方面的内容，如与技术部分有矛盾，以技术部分为准。

2.4 投标人提供的设备本体及其附件应符合招标文件所规定的要求，如有偏差，应专门加以详细描述。

2.5 本招标文件技术规范将作为订货合同的附件，与合同具有同等的法律效力。本招标文件技术规范未尽事宜，由合同签约双方在合同谈判时协商确定。

2.6 对投标人的资质要求见商务部分。

## 3 工作范围和进度要求

3.1本招标文件仅适用于技术规范专用部分货物需求一览表中所列的设备。其中，包括设备本体及其附件的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求，以及供货和现场技术服务。

3.2技术协议签订后，投标方应在1周内，向招标方提交一份详尽的生产进度计划表。如生产进度有延误，投标方应及时将延误的原因、产生的影响及准备采取的补救措施等向招标方加以解释，并尽可能保证交货的进度。否则应及时向招标方通报，以便招标方能采取必要的应对延迟交货的措施。

## 4 对设计图纸、说明书和试验报告的要求

4.1图纸及图纸的认可和交付

4.2所有需经招标方确认的图纸和说明文件，均应由投标方在技术协议签订后的1周内提交给招标方进行审定认可。招标方审定时有权提出修改意见。在未经招标方对图纸做最后认可前，投标方任何采购或加工所造成的材料损失应由投标方单独承担。

4.3投标方在收到招标方确认图纸（包括认可方修正意见）后，经修改应于1周内有关单位提供最终版的正式图纸和一套供复制用的底图及正式的CAD2004文件电子版，正式图纸必须加盖生产厂家公章和签字。

4.4图纸的格式：所有图纸均应有标题栏、全部符号和部件标志、文字均用中文书写，并使用SI国际单位制。

投标方应免费提供给招标方全部最终版的图纸、资料及说明书。其中图纸应包括总装配图及安装时设备位置的精确布置图，并且应保证招标方可按最终版的图纸资料对所供设备进行维护，并在运行中便于进行更换零部件等工作。

4.5 试验报告

4.5.1投标方应提供全部试验报告，包括例行、型式和特殊试验报告。

## 5 备品备件

5.1 投标方应供安装时必需的备品备件，费用应包括在投标总价中。

5.2 招标方根据需要提出备品备件，投标方应按项目分项报价，备品备件价格应含在投标总价中。

5.3 投标方应推荐能使用的备品备件，并分别列出其单价和总价供招标方选购。

5.4 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。

5.5 所有备品备件应单独包装装在箱内，采取防尘、防潮、防止损坏等措施后与主设备一并发运，并标注“备品备件”以区别本体。

5.6 在设备投产后三年内，以不超过备品备件的投标单价提供备品备件，其他以商务部分约定为准。

## 6 专用工具与仪器仪表

6.1 投标方提供安装时必需的专用工具和仪器仪表，费用应包括在投标总价中。

6.2 招标方根据需要提出的专用工具和仪器仪表放入第二部相应表中，投标方应分项列出其单价和总价，价款包含在投标总价中。

6.3 投标方应推荐能使用的专用工具和仪器仪表，并分别列出其单价和总价，供招标方选购。

6.4 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。

6.5 专用工具与仪器仪表应单独包装装于箱内，注明“专用工具”“仪器仪表”，并标明防潮、防尘、易碎、向上、勿倒置等字，同主设备一并发运。

## 7 安装、调试、性能试验、试运行和验收

7.1合同设备的安装、调试由招标方根据投标方提供的技术文件和说明书的规定在投标方技术人员指导下进行。

7.2合同设备的性能试验、试运行和验收根据本规范书规定的标准、规程规范进行。

7.3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。

7.4验收时间为安装、调试、性能试验和试运行完成后三个月内。在此期间，如果所有的合同设备都已达到各项技术指标，并稳定运行240小时，买卖双方应签署合同设备的验收证明书，该证明书共两份、双方各执一份。

## 8 标准和规范

8.1合同设备包括投标方向其他厂商购买的所有附件和设备，所有设备都应符合相应的标准、规范或法规的最新版本或其修正本的要求，除非另有特别外。标准有冲突时，按现行较高标准执行。

8.2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：

标准的使用等级顺序如下：

IEC 国际电工技术委员会标准

ISO 国际标准化协会标准

GL 德国劳埃德

IEA 国际能量所

DIN-VDE 德国标准化协会电气委员会标准

CEE 电气设备验收规则国际委员会

EC 欧洲标准

ANSI 美国国家标准协会

GB 中国国家标准

DL 中国电力行业标准

**9 包装、运输**

9.1投标方交付的所有货物要符合国家主管机关的规定，具有适合长途运输和装卸的坚固包装。包装应保证在运输、装卸过程中完好无损，并有减振、防冲击及防磨损措施。

9.2对裸装货物应在金属标签上注明上述有关内容。并要带有足够的货物支架或包装垫木。

9.3每件包装箱内，应附有包括：名称、数量的详细装箱单、合格证。包装箱内应有产品出厂质量合格证明书、用户说明书各一份。

9.4专用工具（如有）分别包装并按上述内容。

9.5各设备的松散零星部件应采用良好包装方式，装入尺寸适当的箱内。随整车发送。

# 第二章 工程概况

## 1 项目概况

1.1 项目名称：滨州沾化区2GW渔光互补发电项目二期工程

1.2 工程地址：本工程位于山东省滨州市沾化区，占地面积约3616公顷，本期为二期工程。地处东经118°6′27.27″，北纬38°6′46.00″，距沾化区中心约45km。

1.3 运输方式：铁路、公路。

## 2 环境条件

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 海拔高度（m） | | 8m |
| 环境温度和冷却介质温度（℃） | 最高气温 | 40.9℃ |
| 最低气温 | -21.4℃ |
| 最热月平均温度 | / |
| 最高年平均温度 | / |
| 耐地震能力 | 地面水平加速度 | 0.10g |
| 正弦共振三个周期，安全系数1.67以上 | |
| 风速（m/s） | | 离地面高10m处，维持10min的平均最大风速21m/s |
| 月平均最高相对湿度，25℃下（%） | | >90% |
| 日照强度（W/cm2） | | 0.1 |
| 覆冰厚度（mm） | | 10 |
| 污秽等级 | | e级 |

设备需要充分考虑防高温、高湿度、高盐雾环境防腐蚀的影响。

## 3 系统条件

3.1 额定频率： 50 Hz

3.2 最高运行电压： 直流侧1500V

3.3 与其他设备连接方式： 电缆接入

3.4 中性点接地方式：

3.5 系统短路电流：

3.6 安装地点：户外安装。

# 第三章 技术要求

## 1 技术要求

1.1 逆变器

（1）稳定工作温度范围不小于-40℃至50℃。海拔3000米以下可在额定功率下稳定运行。

（2）并网逆变器的功率因数和电能质量应满足电网要求，具有低电压穿越功能。各项性能指标满足国网公司《NB/T32004-2018光伏并网逆变器技术规范》、《GB/T 29319-2012光伏发电系统接入配电网技术规定》《GB/T 19964-2012光伏电站接入电力系统技术规定》、《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定（试行）》、《IEC 62446：2009 并网光伏发电系统文件、试运行测试和检查的基本要求》、《GB/T 19939-2005：光伏系统并网技术要求》、《GB/T 20046-2006：光伏（PV）系统电网接口特性》、《IEC/TR 60755:2008 保护装置剩余电流动作的一般要求》、《CNCA/CTS0004-2009 400V以下低压并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》要求。

（3）逆变器设备应能在工程所在地的环境下使用，逆变器额定功率应满足用于本招标文件相应标段的海拔高度的要求，其内绝缘等电气性能满足要求。系统的设计应充分考虑电磁兼容技术，包括光电隔离、合理的接地和必须的电磁屏蔽、散热及防风沙、防盐雾腐蚀等措施。

（4）系统应能在电子噪声，射频干扰，强电磁场等恶劣的电磁环境中安全可靠的连续运行，且不降低系统的性能。设备应满足抗电磁场干扰及静电影响的要求，在雷击过电压及操作过电压发生及一次设备出现短路故障时，设备不应误动作。

（5）投标方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。

（6）逆变器的安装应简便，无特殊性要求。

（7）逆变器应采用太阳电池组件最大功率跟踪技术(MPPT)。

（8）逆变器应具有电网异常保护、过/欠压保护、过/欠频保护、防孤岛效应保护、恢复并网保护、过流保护、防反放电和极性反接保护、电网相序保护、直流接地保护、内部故障保护、过热保护、降额警告、参数设置保护、保护后的自动电气隔离功能、光伏并网逆变器的谐振抑制功能。

（9）逆变器应具有通讯接口，能将相关的测量保护信号上传至监控系统，并能实现远方控制。

（10）逆变器应能通过RS485、PLC等接口向监控系统上传当前发电功率、日发电量、累计发电量、设备状态、电流、电压、逆变器机内温度、频率、故障信息等信号，并负责配合监控系统厂家实现通讯。本项目逆变器采用PLC通讯，预留RS485接口。

（11）逆变器是光伏电站的主要设备，应当提供具有ISO导则25资质的专业测试机构出具的符合国家标准（或IEC标准）的测试报告（有国家标准或IEC标准的应给出标准号）及通过国际认证（TUV、CE）。

（12）光伏并网逆变器具备防PID功能。

（13）电流和电压的谐波水平应较低；较高的谐波将增加对所连接设备产生有害影响的可能性。谐波电压和电流的允许水平取决于配电系统的特性、供电类型、所连接的负载、设备，以及电网的现行规定。光伏系统的输出应有较低的电流畸变，以确保对连接的电网的其他设备不造成不利影响。总谐波电流应小于逆变器额定输出的5%。各次谐波应限制在表1所列的百分比之内。此范围内的偶次谐波应小于低的奇次谐波限值的25%。

表1 奇次谐波电流畸变限值

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 奇次谐波次数 | 谐波电流限制（%） | 偶次谐波次数 | 谐波电流限制（%） |
| 3次至9次 | 4.0 | 2次-10次 | 1.0 |
| 11次至15次 | 2.0 | 12次-16次 | 0.5 |
| 17次至21次 | 1.5 | 18次 -22次 | 0.375 |
| 23次至33次 | 0.6 | 24次-34次 | 0.15 |
| 35次以上 | 0.3 | 36次以上 | 0.075 |

光伏电站并网运行时，光伏并网逆变器接入电网的公共连接点的负序电压不平衡度不应超过2%，短时不得超过4%；光伏并网逆变器引起的负序电压不平衡度不应超过1.3%，短时不应超过2.6%。

电流和电压的谐波水平必须满足要求上述要求，投标方须就如何降低逆变器在各功率段的谐波含量做详细说明。

（14）光伏系统和并网接口设备的防雷和接地，应符合SJ/T 11127中的规定。

（15）逆变器开机或运行中，检测到输出侧发生短路时，逆变器应能自动保护。逆变器最大跳闸时间应小于0.1s。

（16）隔离和开关

在逆变器直流输入侧应提供可视断点的装置。

（17）逆变器要求具有故障数据自动记录存储功能，结合后台监控存储时间大于10年。

（18）逆变器要求能够自动化运行，运行状态可视化程度高，并且可通过远程控制，调整逆变器输出功率。显示屏可清晰显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故障数据，总发电量数据，历史发电量（按月、按年查询），当前发电功率、日发电量、累计发电量、设备状态、电流、电压、逆变器机内温度、频率、故障信息等数据。

（19）设备的框架和外壳应有足够的强度和刚度，应能承受所安装元件及短路所产生的震动、热稳定。同时不因成套设备的安装、运输等情况而影响设备的性能。开关柜柜体镀锌件必须光亮，无蚀斑。

（20）光伏电站并网运行时，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%，对于不经变压器直接接入电网的光伏电站，因逆变器效率等特殊因素可放宽至1%。

（21）逆变器本体防护等级不低于IP65（如为外置风扇散热方式，风扇防护等级不低于IP55）。

（22）投标方的逆变器应通过权威机构的设计认证。

（23）针对同一机型，逆变器的所有部件均应满足现场条件下运行，并可以互换，互换后不影响逆变器的正常运行。

（24）投标方设备型号的安全等级必需满足各光伏电站当地的极端气候条件，当地的极端气候条件详见各光伏电站的特殊要求。

（25）逆变器设计寿命至少是25年。其中，主要部件(如IGBT或其它功率开关元件，电感、电容，控制板等)在设计寿命期间不应更换，如因设计、制造、材料原因使上述主要部件在设计寿命期内必须更换，投标方必须承担全部费用，参照国家产品召回有关规定执行。任何偏差或改进必须说明，并附有批准机构的证明文件。

（26）逆变器参数基本要求如下：

|  |  |
| --- | --- |
| 频率 | 50Hz±0.5% |
| 功率因数 | 可调根据实际运行要求调节 |
| 总电流波形畸变率 | ＜5% |
| 使用寿命 | 25年安全可靠运行 |
| 保护功能 | 电网异常保护、过/欠压保护、过/欠频保护、防孤岛效应保护、恢复并网保护、过流保护、防反放电和极性反接保护、电网相序保护、直流接地保护、内部故障保护、过热保护、降额警告、参数设置保护、保护后的自动电气隔离功能、光伏并网逆变器的谐振抑制功能。 |

光伏并网逆变器应具有如下保护或功能。

1）电网异常保护

电网异常时，光伏并网逆变器应按照GB/T 19964、Q/GDW 617、NB/T 32004、IEC 62116等标准和本技术规范中的相关要求进行动作和保护。

2）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。

3）过/欠频保护

当光伏并网逆变器交流输出端电压的频率超出规定的允许频率范围时，光伏并网逆变器应在0.2s内停止向电网供电，同时发出报警信号。

4）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。

5）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。

6）过流保护

能够在110%额定电流下长期运行；在120%额定电流下，逆变器连续可靠工作时间应不小于1min。

并网逆变器的过电流大于额定电流的 150%时，能在 0.1s 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。

7）防反放电和极性接反保护

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。

当光伏方阵的极性反接时，光伏并网逆变器应能可靠保护而不会损坏。极性正接后，光伏并网逆变器应能正常工作。

8）电网相序保护

光伏并网逆变器应具备电网相序检测功能，当连接到光伏并网逆变器的电网电压为负序时，光伏并网逆变器应通过内部调整向电网注入正序正弦波电流。任何情况下，光伏并网逆变器都不应向电网注入负序电流。

9）直流接地保护

逆变器具有接地检测功能，直流回路绝缘性能降低后能发出报警信号，直流支路接地以后逆变器应自动停止运行。

10）内部故障保护

当光伏并网逆变器内部发生故障时（如电力电子开关直通、直流母线短路等），光伏并网逆变器内的保护装置应快速、可靠动作，

实现直流输入侧（PV侧）与交流输出侧（电网侧）的有效隔离，任何情况下都不应因光伏并网逆变器内部故障导致外部设备损坏。

11）过热保护

光伏并网逆变器应具备机内环境温度过高保护（例如着火）、机内关键部件温度过高保护等基本过热保护功能。

12）降额警告

光伏并网逆变器在温度过高时应进入降额运行模式，并通过本地和远程进行提醒，投标方应在投标文件中提供光伏并网逆变器的降额曲线并提供光伏并网逆变器的关机温度设定值。

13）参数设置保护

光伏并网逆变器应具备对不支持的设备运行参数进行自动限制和保护的功能，不允许操作、调试人员对投标设备支持范围之外的参数进行选择和设置。

14）保护后的自动电气隔离功能

保护动作发生后，逆变器自动实现逆变器其直流输入侧及交流输出侧的有效电气隔离。如果投标方提供了该项功能和配置，须在投标文件中详细说明具体的技术方案和配置情况。

15）组串故障检测功能

逆变器应具有组串故障检测功能，能够检测到每个组串的电压和电流值，通过分析每个组串的电压和电流，从而判断各组串运行情况是否明显正常，若有异常则及时显示告警代码，并精确定位异常组串，并能将故障记录上传至监控系统，便于运维人员及时发现故障。

16）绝缘阻抗检测功能

逆变器应具有绝缘阻抗检测功能，其应满足《光伏并网逆变器技术规范》（NB/T 32004-2018）的要求。

17）残余电流监测功能

逆变器应具有残余电流监测功能，其应满足《光伏并网逆变器技术规范》（NB/T 32004-2018）的要求。

（27）低电压穿越能力要求：

满足国家电网对低电压穿越的要求(如下图所示)。并承诺在设备投运前取得国家电网低电压穿越认证证书，设备投运后通过国家电网低电压穿越现场试验。



**光伏发电站的低电压穿越能力要求**

1. 具备能量管理平台功能，实现远方控制逆变器输出功率的调节

（29）频率异常响应特性

大中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在下表所示电网频率偏离下运行，本电站所选逆变器的频率响应参照该要求执行。

大中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

|  |  |
| --- | --- |
| 频率范围 | 运行要求 |
| 低于48Hz | 根据当地电网要求而定 |
| 48Hz~49.5Hz | 每次低于49.5Hz至少能运行10min |
| 49.5Hz~50.2Hz | 连续运行 |
| 50.2Hz~50.5Hz | 每次高于50.2Hz，光伏电站应具备能够连续运行2min的能力，同时具备0.2s内停止向电网线路送电的能力，实际运行时间由电力调度部门决定；此时不允许处于停运状态的光伏电站并网。 |
| 高于50.5Hz | 0.2s内停止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网。 |

（30）逆变器应具备I-V扫描功能，实现对光伏区每台逆变器每一串组串的IV曲线等数据收集，精准判断零值组串及低效组串，提前预警。

（31）逆变器符合高压穿越的要求，需满足电网要求。

（32）逆变器满足一次调频的功能，需满足电网的要求。

（33）逆变器需具备远程启停功能。

（34）逆变器应满足山东电网验收要求。

（35）逆变器应适应当地电网运行和管理的所有最新要求，例如高/低电压穿越、频率响应、次/超同步振荡抑制能力、电磁暂态和机电暂态模型(根据需要，投标方配合招标方获取电磁暂态和机电暂态模型与实测型式试验数据或半实物仿真试验数据的对比验证报告)等，投标方必须完全响应且无条件接受。

1.2 逆变器监控系统

控制系统与发电系统必须充分保护逆变器的机械和电气装置，以防发生故障或崩溃。

作为控制系统一部分的监测系统至少应显示下列内容：

* 逆变器的状态
* 逆变器的月、年和累计的、以小时为单位的运行时间值
* 电网正常运行的小时数
* 逆变器正常运行的小时数
* 发电小时数
* 故障小时数
* 光伏阵列的、以kWh为单位的发电量（月、年和累计的）
* 所有相频率、电压和电流
* 有功功率（kW）
* 无功功率（kvar）
* 功率因数cosφ（包括实时数据以及功率因数曲线，以月统计值储存）
* 所有故障（状态信息、故障发生次数、总的持续时间和发生日期、月和累计的；内存容量需能储存100条，结合后台可存储超过12个月的资料）
* 温度

要求对所有监测资料编制成一定格式的文件，从而能直接调用独立的资料记录系统，应当推荐一个合适的调用接口。

逆变器应具有相应通讯接口，能够向中央监控系统等远程监控设备传输数据，并提出具体的连接方案和要求。

1.3 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）电器设备的外壳：

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、防盐雾腐蚀。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。

（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。

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。

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。

1.4 光伏区站控管理系统

1.4.1基本技术条件

1.4.1.1额定值

（1）额定交流电压：220V

（2）额定直流电压：220V

（3）UPS电压：AC220V

（4）额定频率：50Hz

（5）间隔层设备（包括网络设备）采用DC/AC 220V,站控层计算机设备采用AC220V不间断电源。

1.4.2接地与隔离要求

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

1.4.3环境温度要求

站控管理系统屏（柜）为室内布置，当室内温度5～+40℃；装置应能满足规范书所规定的精度。室内温度在-5～+45℃时，装置应能正常工作，不拒动不误动。

1.4.4电磁兼容性要求

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

系统装置的电磁兼容性能等级要求

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 电磁干扰项目 | 依据的标准 | 等级要求 |
| 1 | 静电放电干扰 | GB/T 17626.2 | 4级 |
| 2 | 辐射电磁场干扰 | GB/T 17626.3 | 3级 |
| 3 | 快速瞬变干扰 | GB/T 17626.4 | 4级 |
| 4 | 浪涌（冲击）抗扰度 | GB/T 17626.5 | 3级 |
| 5 | 电磁感应的传导 | 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 | 5级 |
| 9 | 振铃波抗扰度 | GB/T 17626.12 | 3级 |

1.4.5直流电源的影响

1.4.5.1 I/O测控装置屏（柜）可采用一路直流供电方式，也可采用两路直流互为备用供电方式。各装置应具有直流快速小开关，与装置安装在同一面屏（柜）上。应对监测屏（柜）上整个直流电压回路进行监视，当在该直流回路中任何一处发生断线或短路时，都应发告警信号。

1.4.5.2直流电源电压在80%～115%额定值范围内变化时，装置应正确工作。直流电源波纹系数≤5%时，装置应正确工作。

1.4.5.3拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，装置不应误动作。直流电源回路出现各种异常情况（如短路、断线、接地等）时装置不应误动作。

1.4.5.4各装置的逻辑回路应由独立的直流/直流逆变器供电，在直流电源恢复（包括缓慢恢复）至额定电压的80％时，装置的直流变换电源应能可靠自起动。

1.4.5.5当交流电源电压在85%～110%额定值范围内，谐波分量不大于5%，频率在47.5～52.5Hz之间变化时，设备应能正常工作。

1.4.6自诊断功能

1.4.6.1装置异常及交直流消失等应有告警信号及各装置应有自诊断功能，装置本身也应有LED信号指示。

1.4.6.2配置的软件应与系统的硬件资源相适应，除系统软件、应用软件外，还应配置在线故障诊断软件，数据库应考虑具有在线修改运行参数、在线修改屏幕显示画面等功能。软件设计应遵循模块化和向下兼容的原则。软件技术规范、汉字编码、点阵、字型等都应符合相应的中国国家标准。

1.4.7其他要求

1.4.7.1屏（柜）上各测控装置应有隔离措施，以便根据不同运行方式的需要断开或连接。

1.4.7.2装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

1.4.7.3站控管理系统中任一设备故障时，均不应影响其它设备的正常运行工作；站级控制层发生故障而停运时，不能影响间隔级控制层设备的正常运行工作。

1.4.8技术性能要求

1.4.8.1站控管理系统配置

光伏阵列区站控管理系统采用分层分布式结构，由阵列区集控层、阵列区现地间隔层和数据通信网络组成。设备配置需满足至少监控500MWp容量的光伏区设备，包括逆变器、箱变等。站控管理系统采用61850、103、104、modbus等常规标准通用通讯协议，智能通讯箱的数据采集器、箱变测控装置可采用61850、103、104、modbus等常规标准通用通讯协议，站控管理系统可通过光纤环网直接采集逆变器、箱变等数据，无需另外配置站控层侧的规约转换装置；站控管理系统与升压站监控系统、AGC、一次调频系统、光功率系统等系统通信采用常规标准通用通讯协议；若投标方的站控管理系统采用非标准规约，需自行考虑配置规约转换装置，费用含在投标总价中。

（一）阵列区站控层

光伏阵列区站控层采用星型以太网结构，包括面向全站级管理的服务器、操作员站及其他接口设备等。站控层设备采用网络对时，由升压站对时装置提供网络对时接口。

（1）服务器：用作光伏阵列区数据收集、处理、存储及网络管理的中心，用于阵列区站控管理系统的维护、管理，可完成数据库的定义、修改，系统参数的定义、修改，报表的制作、修改及网络管理维护、系统诊断等工作。可进行一次设备的定义，保护RTU的定义，监控RTU的定义，越限定义，越限跳闸总闭锁设置，遥控总闭锁设置，可以定义或修改系统监控画面，可以定义或修改仪表标准系数等。

设备应为冗余配置的高性能服务器，应符合FCC，EMC，CE，UL，3C等工业标准，每台至少满足以下配置要求：

 CPU： 采用多内核,至少八核，主频≥3.5GHz，二级缓存≥4×2MB；

 前端总线：采用高性能的Intel Xeon 5500 series芯片组，支持1333/1066/800MHz；

 内存: ≥128GB,最高可扩展性为256GB；

 硬盘: 配置容量不低于6TB且可扩展多块硬盘；硬盘总容量需满足历史数据存储要求；

 光驱: 禁配；

 显卡: 独立的双输出显卡1块，显存容量≥2GDDR5，位宽≥256 BIT,分辨率≥2560\*1600，支持DVI/VGA/HDMI接口；

 网卡：≥4块，速率≥100/1000M；

 声卡：可采用板载声卡、有源音箱1套；

 接口：千兆以太网接口2个、USB2.0 接口4个，串行口2个，并行口1个；

 操作系统：汉化UNIX或LINUX，满足当地电网及山东电网要求；

 显示器：暂按24寸彩色液晶显示器，最终与升压站内显示屏尺寸保持一致，分辨率≥1920\*1280；

 标准键盘、鼠标：各1个；

 电源：功耗≤500W，硬件支持掉电保护、承受电压扰动和电源恢复后的自动重新启动；

 过滤系统：前面板应带过滤器，且可拆卸，可清洗；

 冷却系统：带球轴承风扇，铜质散热器及可拆卸的防尘罩；

 开关指示灯：系统重启开关、电源开/关、系统电源显示、硬盘工作显示； 其它必需配置的硬件和软件

（2）操作员站，提供站级监控的主要人机界面，实现对全站光伏区设备的实时监视和操作控制；配置2台操作员站，应符合FCC，EMC，CE，UL，3C等工业标准，每台至少满足以下配置要求：

 CPU：至少四核，主频≥2.5GHz，二级缓存≥4×2MB；

 内存: ≥16GB,可扩展；

 硬盘: ≥2\*500G（安装系统）、配1T做RAID5（安装应用软件、数据）；

 光驱: 禁配；

 显卡: 独立的双输出显卡1块，显存容量≥2GDDR5，位宽≥256 BIT,分辨率≥2560\*1600，支持DVI/VGA/HDMI接口；

 网卡：≥4块，速率≥100/1000M；

 声卡：可采用板载声卡、有源音箱1套；

 接口：千兆以太网接口2个、USB2.0 接口4个，串行口2个，并行口1个；

 操作系统：汉化UNIX或LINUX，满足当地电网及山东电网要求；

 显示器：24寸彩色液晶显示器，分辨率≥1920\*1280；

 标准键盘、鼠标：各1个；

 电源：功耗≤500W，硬件支持掉电保护、承受电压扰动和电源恢复后自动重新启动；

 过滤系统：前面板应带过滤器，且可拆卸，可清洗；

 冷却系统：带球轴承风扇，铜质散热器及可拆卸的防尘罩；

 开关指示灯：系统重启开关、电源开/关、系统电源显示、硬盘工作显示；其它必需配置的硬件和软件。

（4）规约转换装置（若需）：设备组屏（柜），为智能通信及规约转换装置，用于多种智能设备与站控管理系统通信。通过网络或串口，经规约转换后送往当地监控或保护信息管理装置等。设备配置需满足现场实际需求。

智能设备接口装置处于中间层，对上（与当地监控系统通信）、对下（与箱变测控、数据采集器等智能设备通信）均应支持多种通信接口和多种通信协议。提供的对上通信接口类型至少应有：以太网接口（双绞线或光纤）、RS232 串口。至少可以提供4个光纤或双绞线以太网接口、2 个RS232 串口，至少同时挂接6 种不同协议（包括IEC60870-5-101/102/103/104，IEC61850、CDT通信规约等）。提供的对下通信接口类型至少应有RS232/RS485/RS422（双绞线或光纤）、LON网、以太网（双绞线或光纤）通信，至少提供4个以太网（双绞线或光纤）、24 个串行双绞线（或者光纤）接口、2 个LON 网接口。根据协议的复杂程度，可以同时挂接11种以上的协议（包括IEC60870-5-101/102/103/104，IEC61850、CDT、modbus通信规约等）。

（二）网络设备

（1）光伏场区站控层交换机：

a）配置2套工业以太网交换机（冗余配置），用于光伏阵列区监控系统信息的汇总通信。网络传输速率≥100Mbps，可构成一分布式高速工业级以太网，实现站级单元的信息共享以及站内设备的在线监测、数据处理以及站级联锁控制，设备组屏（柜）布置。每台工业以太网交换机应为管理型交换机，并至少满足以下技术要求：

 端口：16个100M RJ-45 交换端口+4个1000M RJ-45 交换端口+4个1000M/100M光口；

 电源：DC220V 或AC220V

 工作温度：-20℃~60℃，自冷散热方式（无风扇）

 存放环境温度：-30℃~70℃

 防护等级：IP40,封装至少为镀锌钢等金属结构

 满足标准：IEEE1613 Class2（电力）、IEC61850-3(电力)

 缓冲容量 至少6M 字节

 安装方式：机架式

 传输距离：至少2km

 支持VLAN、RSTP（快速生成树）、MSTP（多生成树）、广播风暴抑制、端口速率限制优先级队列等

 抗干扰性能：符合国标GB6162

 绝缘耐压标准:满足部标DL478

 电磁兼容性要求：

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

EN 61000-4-3辐射电磁场抗扰度：35V/m；

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

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

 通过KEMA测试，或国内电力工业权威机构检测合格。

b）阵列区至少组成20个光纤环网，配置至少2台多光口管理型中央环网交换机组屏安装于继保室，用于与各光伏子阵的光纤环网交换机组环，并将光伏阵列区监控系统信息的汇总通信。每台光纤环网交换机至少满足以下技术要求：

 端口：4个100M RJ-45 交换端口+4个1000M RJ-45 交换端口+20个100FX单模光纤1310nm-SC接口

 电源：DC220V 或AC220V

 工作温度：-30℃~60℃，自冷散热方式（无风扇）

 存放环境温度：-40℃~70℃

 防护等级：IP40,封装至少为镀锌钢等金属结构

 满足标准：IEEE1613 Class2（电力）、IEC61850-3(电力)

 安装方式：机架式

 传输距离：至少25km

 支持VLAN、RSTP（快速生成树）、MSTP（多生成树）、RRPP（快速环网保护协议）、RPR（弹性分组环）、广播风暴抑制、端口速率限制优先级队列等

 支持自愈式双光纤冗余以太网功能，自愈时间＜20ms

 一个环上至少可接50台交换机

 光纤接口△dB≥20dB

 抗干扰性能：符合国标GB6162

 绝缘耐压标准:满足部标DL478

 电磁兼容性要求：

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

EN 61000-4-3辐射电磁场抗扰度：35V/m；

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

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

 通过KEMA测试，或国内电力工业权威机构检测合格。

（三）阵列区现地间隔层

光伏阵列区现地间隔层按每个方阵配置1台箱变测控智能一体化装置，布置于各箱式变压器低压室内。智能一体化装置具备箱变保护测控、通信管理等多个功能。装置应提供完备的保护功能，各保护元件按模块化设计，相互独立，可灵活配置。保护模块与其他模块完全分开，保护模块在硬件、软件上均具有独立性，保护功能完全不依赖通讯网，网络瘫痪与否不影响保护正常运行。具体要求如下：

1. 箱变保护测控功能

a）智能一体化装置放置于箱变低压室控制保护小室内，设备应能在温度－30℃～＋60℃可靠运行。装置应满足箱变保护、遥测、遥信及遥控量的要求，且需提供2路RS485口、2路以太网口。可支持的通讯协议有：IEC60870-5-103、IEC60870-5-104、IEC61850、MODBUS等。装置所需AC220V电源由箱变厂家负责接引。

b）装置具体保护测控性能指标要求如下：

a.设备工作条件：

设备供电电源电压： AC 220 V ±15 %

设备供电电源频率： 50 Hz

设备运行环境： -30℃～+60℃

储存环境温度： -40℃～+70℃

b.保护装置的功率消耗

额定功耗： 不大于10W

c.接点容量:长期允许通过电流不小于3A；触点断开容量为不小于30W。

d.A/D转换精度： 16位

c）主要功能特点：

装置具备电流速断保护、过电流保护、零序电流保护、低压/过压保护及箱变本体保护功能。各项功能指标应满足相关的电力行业标准或国家标准的要求；

装置至少具有20路遥信开入；

装置至少具有3组断路器合分闸遥控功能；

装置至少具有2路直流量输入，其中一路热电阻或4~20mA可选，另一路可固定为4~20mA输入；

具有交流采样功能，可测量I、U、P、Q、F、COSφ、有功电度、无功电度等遥测量；变压器侧不设PT，装置应可直接采集2组0~800V交流三相电压；

具有完善的事件报告处理功能和操作记录功能，可至少保存最新25次SOE变位记录、最新25次用户操作记录；

装置至少提供2路RS485通讯，并可完成规约转换，以便接入其它智能装置；

装置应具有GPS对时功能，对时误差<1ms，采用秒脉冲和通信对时相结合方式；

包括显示、电源、CPU、IO板、通讯板在内的装置全部元器件必须满足宽温-40℃～+70℃条件下装置可保证正常工作的要求，以满足光伏区域特殊环境；

装置的软件操作均能在装置面板的菜单上进行，具有当地/远方软件操作的切换功能及口令管理。

1. 通信管理功能

智能一体化装置能够通过串口或网络的方式实现对下与逆变器等各式智能设备通讯，接收他们上送的信息，并完成规约转换，对上与监控系统、远动装置、厂站AGC/AVC系统通信，最终实现站控层和间隔层之间的数据交换。

装置应具有现地显示和操作功能，应支持多种通信接口和多种通信协议，提供的对上通信接口类型至少应有：以太网接口（双绞线或光纤）、RS485 串口。装置通讯规约采用标准的IEC60870-5-103/104、IEC61850或MODBUS规约，可方便地与各厂家的开关站监控系统接入,并满足远动需求。提供的对下通信接口类型至少应有RS232/RS485/RS422（双绞线或光纤）、以太网（双绞线或光纤）通信，至少提供4 个以太网（双绞线或光纤）、12 个串行双绞线（或者光纤）接口。根据协议的复杂程度，可以同时挂接11种以上的协议，通信协议类型至少包括IEC60870-5-101/103/104，IEC61850、CDT、modbus等通信规约。

**智能一体化装置由箱变厂家成套提供。站级监控系统实现对箱变、逆变器等光伏区设备的监控。**

**各光伏方阵的光纤环网交换机、光纤接线盒等设备由箱变厂家成套提供，安装于箱变内。**

（四）网络安全设备

网络安全设备主要包括防火墙及纵向加密装置。在站控管理系统与升压站计算机监控系统网络通信配置防火墙。新能源场站须加强户外就地采集终端（如风机控制终端、 光伏发电单元测控终端等）的物理防护， 强化就地采集终端的通信安全。站控管理系统与终端之间网络通信部署加密认证装置，实现身份认证、数据加密、访问控制等安全措施。站控侧部署千兆纵向加密装置，装置数量应和多光口管理型中央环网交换机数量相匹配。

**每个光伏方阵部署微型纵向加密装置，此设备由箱变厂家成套提供，安装于箱变内。**

1.4.8.2 站控管理系统网络结构

系统采用分层分布式结构，光伏电站集控层采用星型以太网结构，光伏电站现地间隔采用光纤以太网环网结构与光伏电站集控层连接。

1.4.8.3 站控管理系统硬件要求

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

应该减少设备类型，即外围设备、微处理器、电气模块、输入输出接口等模块的类型和尺寸限制到最少，以减少扩建的麻烦和所需备件的费用。所有部件均应采取紧锁措施，抗振性能好，并且更换拆卸方便。

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

在站控层计算机故障停运时，间隔层系统能安全运行。一个元件故障不引起误动作，一个单元故障不影响其它单元。

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

1.4.8.4监控系统软件要求

（1）监控系统应采用国际上流行的先进的、成熟稳定的、标准版本的工业软件，有软件许可，软件配置应满足开放式系统要求，由实时多任务操作系统软件、支持软件及监控应用软件组成，采用模块化结构，具有实时性、可靠性、适应性、可扩充性及可维护性。站控层主机兼操作员站应采用安全操作系统。如基于Unix或Linux的操作系统。所有操作系统应是正版软件。

（2）应采用最新版本的完整的正版操作系统软件，它应包括操作系统生成包、编译系统、诊断系统和各种软件维护、开发工具。操作系统能防止数据文件丢失或损坏，支持系统生成及用户程序装入，支持虚拟存储，能有效管理多种外部设备。

（3）数据库的规模应能满足监控系统基本功能所需的全部数据，并适合所需的各种数据类型，数据库的各种性能指标应能满足系统功能和性能指标的要求。数据库应用软件应具有实时性，能对数据库进行快速访问，对数据库的访问时间必须小于0.5ms；同时具有可维护性及可恢复性。对数据库的修改，应设置操作权限。

（4）应采用系统组态软件用于画面编程，数据生成。应满足系统各项功能的要求，为用户提供交互式的、面向对象的、方便灵活的、易于掌握的、多样化的组态工具，应提供一些类似宏命令的编程手段和多种实用函数，以便扩展组态软件的功能。用户能很方便的对图形、曲线、报表、报文进行在线生成、修改。

（5）应用软件应采用模块化结构，具有良好的实时响应速度和可扩充性。具有出错检测能力。当某个应用软件出错时，除有错误信息提示外，不允许影响其它软件的正常运行。应用程序和数据在结构上应互相独立。

（6）系统应采用带隔离的、可靠的、抗干扰能力强的网络结构。网络系统应采用成熟可靠软件，管理各个工作站和就地控制单元相互之间的数据通信，保证它们的有效传送、不丢失。支持双总线网络、自动监测网络总线和各个接点的工作状态，自动选择、协调各接点的工作和网络通信。网络传送协议采用TCP/IP网络协议，网络传输速率 ≥ 100Mb/s。监控系统应提供通信接口驱动软件，包括与站内各智能设备的通信接口软件及与各级调度中心的通信接口软件等。

（7）当某种功能运行不正常时，不应影响其他功能的运行。

1.4.9站控管理系统功能要求

管理系统主要提供光伏电站光伏发电侧设备的实时监控和运维管理功能；

根据项目的规模、地形、组网的具体特点，监控系统服务端设备与光伏子阵之间采用光纤网络作为通信传输方式，监控系统服务端设备与集控室工作站之间采用**光纤**的通信传输方式。

1.4.9.1设备信息采集及监控功能

系统应该包含如下几个功能：子阵设备接入、子阵设备监视以及子阵设备远程控制、跟踪支架远程控制（如有）、逆变器、汇流箱以及直流配电柜（如有）等的监测。并预留与智能清扫、智能运维等系统的通信接口。

* 子阵设备接入数据采集监控功能

监控系统需要接入子阵设备并进行监视，例如逆变器、箱变测控、环境监测仪以及电度表、跟踪支架（如有）等。

（1）逆变器接入：支持逆变器接入，对逆变器四遥信号实时监控，告警信号的实时采集，保证逆变器的高效和稳定运行。

（2）箱变保护测控装置接入：支持不同生产厂家箱变保护测控装置，对箱变的四遥信号实时监控，箱变的告警信号实时采集，保证箱变的稳定运行和高效维护。

（3）环境监测仪接入：支持环境监测仪接入，采集实时环境信息。

（4）电度表接入：支持电度表接入，采集实时发电信息。

（5）跟踪支架接入（如有）：支持跟踪支架控制系统接入，采集支架角度信息。

* 子阵设备远程控制功能

子阵设备远程控制应具有箱变远程控制、逆变器远程控制以及跟踪支架远程控制（如有）的能力：

（1）箱变远程控制：按照箱变厂商提供的点表信息，对箱变的断路器进行远程控制；实时监控箱变四遥信号，实时控制高低压侧开关，并能动态上报箱变继电保护信号。

（2）逆变器远程控制：远程控制逆变器的开机与关机、功率因数调节，汇流箱以及直流配电柜的监测。

（3）跟踪支架远程控制（如有）：远程控制光伏支架调整角度。

1.4.9.2可视化监控

系统的人机界面应采用面向对象开发，采用图模库一体化技术，建立多平面多图层的矢量化缩放图形系统（SVG）。系统应提供灵活丰富的图形编辑功能，可以利用系统自备的图元与用户编辑的图元，自主地定制各种接线图、目录、曲线等。快速建设设备之间的拓扑关系，便捷绑定设备图元与数据库之间的测点关联关系。自动检查和校核图形上连接关系的正确性，实现拓扑关系自动入库，自动生成设备的标注。

光伏场区监控系统可视化监控应该具备电站视图、分区视图、子阵视图、设备视图等功能，具体功能如下。

（1）电站视图

电站视图可以实时显示电站的当前功率、日发电量、总发电量、分区实时数据、逆变器负载率等，可直观查看电站各子阵位置及各子阵告警个数。

（2）分区视图

分区视图基于子阵的物理位置，以子阵为基本单元进行功率监视，可以全面实时掌握分区发电情况。在分区视图界面可以方便地切入到其他视图，如双击子阵图标，可以便捷切入对应子阵分画面，双击箱变图标，可以便捷切入对应子阵分画面。

（3）子阵视图

光伏场区监控系统可以基于组串、跟踪支架（如有）、逆变器、箱变的物理位置，以组串为基本单元进行监视。支持逆变器、汇流箱及箱变视图的便捷切换。

（4）设备视图

光伏场区监控系统可以支持对电站内逆变器、汇流箱等光伏设备进行集中的实时监视，实现汇总的呈现和对比查看。支持基于分区、逆变器等不同的维度进行实时监控。

1.4.9.3告警管理

（1）事件告警的呈现

事件告警支持多种呈现方式，按照级别显示不同颜色。最大可显示 1000 条实时告警，在有新事件与告警时能够激活声音告警与弹窗提示。事件与告警发生后，告警窗口可根据事件提供事件解释和修复建议，帮助电站管理人员和运维人员理解事件与告警含义。

（2）事件告警设定和屏蔽

支持事件与告警范围设定，按照故障、告警、提示、建议等分类进行告警展示或屏蔽，可灵活地对指定设备的测点进行报警抑制和恢复。此外屏蔽一些特殊和持续存在的告警，比如遮挡造成的告警，减少无用故障信息的干扰。

1.4.9.4电站侧配置功能

电站侧功能至少应该包括资产配置数字化、组态配置以及站内通信参数配置等功能，具体要求如下：

* 资产配置数字化

设备台账：支持对设备名称、型号、技术参数、设备编号、设备唯一标识码等数据进行配置关联。

* 组态配置

组态配置通过组态视图功能，可以对光伏场站总视图，箱变视图，场站总接线图进行配置，确定电站的布局关系。

* 站内通信参数设置

站内通信参数设置包含点表导入、数据北向转发参数设置。

1.4.9.5日志查询

系统须提供完善的日志管理功能，包括安全日志查询、系统日志查询以及操作日志查询。

1.4.9.6传输网络要求

本项目采用光纤环网传输模式，在每个子阵部署一个光纤环网交换机，负责该子阵的生产采集数据传输。

1.4.10光伏电站运维管理功能要求

1.4.10.1报表管理能力

电站级报表管理至少具有但不限于如下能力：

* 电站发电报表

（1）生产运行报表：以日、月、年自动进行统计。包括电站规模及环境参数、效率指标、性能一致性指标、维护类指标、可靠性指标、环境效益指标。主要数据如：电站总辐照量、最大辐照值、理论和实际发电量、累计发电量、发电效率（PR）、等效利用小时数、峰值功率、最高负载率、并网时长、逆变器故障时长、逆变器故障率、故障损失电量、电量收益等。  
 （2）报表设备类型：含光伏电站、并网点、光伏单元、逆变器、汇流箱等。

* 自定义报表

支持用户自定义报表：  
（1）对象自定义：可选择电站、区域、子阵和逆变器作为统计对象。  
（2）输出参数自定义：可选择统计对象的指标参数作为统计内容。

（3）时间段自定义：可选择统计时间段。

1.4.10.2系统低效分析

应能通过对比电站子阵、逆变器、汇流箱、组串的发电数据，发现落后单元和落后发电设备，便于运维专家快速定位和确认问题。

1.4.10.3离散率分析

系统应具备通过逆变器或组串离散率分析的能力，离散率是反映发电数据离散程度的相对指标，可用来评估逆变器和组串的整体运行水平。离散率越小说明设备整体运行的一致性越好。一般情况下离散率范围在0～5%以内，如超过该范围，则需要查找引起设备离散率较大的原因，及时排除故障，保证设备稳定运行。光伏场区监控系统应能通过对逆变器或组串进行离散率分析，高亮偏离度大的设备，实现故障快速定位和故障消缺。

1.4.10.4 IV曲线在线诊断

应具备组串IV曲线在线诊断能力，实现对光伏区每台逆变器每一串组串的IV曲线等数据收集，精准判断零值组串及低效组串，提前预警。要求在不改变网络结构和影响设备工作的条件下，能够在线完成电站体检，并提供运维报告和复诊报告，提升发电量。

1.4.10.5智能告警

智能告警分析功能应具备智能告警分析设置和智能告警，智能告警分析设置支持运维管理人员基于经验和电站实际情况，进行电站级灵活配置，平台将分析结果以告警建议的形式进行智能提示。

1.4.10.6组串核查

组串核查应支持运维人员远程对电站组串信息进行数据核查，通过核查发现组串错配、漏配、未接入、接入串异常的情况。组串核查功能能够作为电站验收手段，同时提升数据的准确性，减少后续分析环节的处理偏差。

1.4.10.7资产管理能力

（1）设备台账：支持对设备名称、型号、技术参数、设备编号、设备唯一标识码的记录以及在运设备在线情况的展示。

（2）设备信息查询：支持设备相关信息（设备基本信息、技术参数、物资状态、投运时间、供应商等）的查询。

1.3.6 系统性能指标

站控管理系统至少应满足以下性能指标要求：

（1）模拟量测量误差≤0.2%

（2）电网频率测量误差≤0.01Hz

（3）事件顺序记录分辨率（SOE）：站控层≤2ms，间隔层测控装置≤2ms

（4）模拟量越死区传送时间（至站控层显示器）≤2s

（5）开关量变位传送时间（至站控层显示器）≤1s

（6）遥测信息响应时间（从I/O输入端至远动工作站出口）≤3s

（7）遥信变化响应时间（从I/O输入端至远动工作站出口）≤2s

（8）控制命令从生成到输出的时间≤1s

（9）双机系统年可用率≥99.98％

（10）控制操作正确率≥100％

（11）站控层平均无故障间隔时间（MTBF）≥20000小时

间隔层装置平均无故障间隔时间≥30000小时

系统内主要设备运行寿命≥10年

（12）各工作站的CPU平均负荷率：

正常时（任意30min内）≤30％

电力系统故障（10s内）≤70％

（13）网络负荷率

正常时（任意30min内）≤20％

电力系统故障（10s内）≤30％

（14）模数转换分辨率≥16位，转换误差≤0.2％

（15）站控层设备对时精度≤1s

（16）画面整幅调用响应时间：实时画面≤1s，其他画面≤2s；

（17）实时数据库容量：模拟量大于等于120000点，状态量大于等于120000点，遥控大于等于8000点，计算量大于等于60000点。应满足至少500MWp容量的光伏区设备监控。

2 其它要求

2.1 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。

2.2 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。

2.3 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。

2.4 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。

逆变器外表面上的标志，包括制造厂的名称及其颜色，尺寸和形状均采用企业标准，并经过招标方认可。

2.5 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。

为确保人员的安全，设计应考虑下列内容：

* 对带电体设置警告标志
* 提供雷电放电装置
* 逆变器箱体内要有充足的照明或提供必要的照明装置
* 应设置事故停机按钮
* 在维修期间，切断远方监控功能

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

2.6 铭牌和标志

逆变器主要部件，以及列入备品备件清单的都要标明部件编号和制造厂的名称。

每台逆变器都要有永久性标志，标出以下内容：

* 型号
* 功率因数和额定功率
* 额定频率
* 相数
* 输出电压
* 制造厂
* 制造日期

2.7 主要保护功能动作条件、保护动作逻辑表

投标方应提供逆变器的主要保护功能动作条件和保护动作逻辑表。

2.8 智能通讯箱

智能通讯箱为户外型，应满足防水、防晒、防盐雾、防尘的要求。

配套提供的数据采集器允许工作温度应为-20～70℃，且数据采集器应具有与上级监控通信、与逆变器PLC通信、与其他智能设备通信的功能，其通信传输速率应满足监控后台控制、AGC/AVC调节及一次调频等的需要。通讯箱内含数据采集器、PLC模块、PID模块等设备。

2.9组件布置情况和逆变器类型配置要求

本工程为鱼塘集中式光伏发电项目，组件布置在鱼塘内：

本期工程初拟分为121个光伏方阵，每个方阵容量约3.3MW，其中97个方阵采用210电池片光伏组件，24个方阵采用182电池片光伏组件，投标方需根据组件布置数量，合理配置组串式逆变器类型和台数。但组串式逆变器类型不应超过3种。

项目整体（逆变器）的交直流容配比不超过1：1.4。逆变器总额定容量（交流侧）不低于396.3MW。

# 第四章 技术参数响应表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 名称 | | | 单位 | 参考值 | 投标方保证值 |
| 1 | 逆变器型号 | | |  |  |  |
| 2 | 额定输出功率 | | | kW |  |  |
| 3 | 最大输出功率 | | | kW |  |  |
| 4 | 输出电压范围 | | |  | 800V(暂定) |  |
| 5 | 最大直流输入电压 | | | V | 1500 |  |
| 6 | 最小输出功率 | | | kW |  |  |
| 7 | 最大直流输入功率 | | | kW |  |  |
| 8 | 最低启动电压（可稳定运行） | | | V |  |  |
| 9 | 最大输出电流 | | | A |  |  |
| 10 | 低电压穿越功能 | | |  | 具备 |  |
| 11 | 年平均无故障运行时间 | | | h/年 |  |  |
| 12 | 断电后最短重启时间 | | | s | 30（0~900s可设） |  |
| 13 | 功率调节（能量管理平台） | 调节范围 | | kW |  |  |
| 14 | 调节速率 | | kW/s |  |  |
|  | 调节死区 | | kW |  |  |
|  | MPPT调节功能 | MPPT调节范围 | | V |  |  |
| 每路MPPT输入电压范围 | | V | ~ |  |
| 平均MPPT跟踪时间 | | ms |  |  |
| MPPT路数 | |  |  |  |
| 每路MPPT输入功率范围 | | kW |  |  |
|  | 系统允许输入电压范围 | | | V | 0~1500V |  |
| 21 | 功率因数调节范围 | | |  | 0.8超前~0.8滞后 |  |
|  | 无功功率调节范围 | | | kVar |  |  |
| 22 | 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 |  |  |  |
|  | 中国效率 | |  |  | >98% |  |
| 23 | 效率 | | 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 |  |  |  |
| 24 | 最大运行自耗电 | | | W |  |  |
| 25 | 最大待机自耗电 | | | W | <3W |  |
| 26 | 要求电网的形式 | | |  | IT |  |
| 27 | 工作环境温度范围 | | 额定功率运行 | ℃ | -30~50 |  |
| 稳定运行 | ℃ | -30~60 |  |
| 28 | 工作环境湿度范围（额定功率运行） | | |  | 0-100% |  |
| 29 | 海拔（额定功率运行） | | | m | ＞2000 |  |
| 30 | 降容系数（海拔高于3000米之后） | | |  |  |  |
| 31 | 运行噪音 | | | dB | ＜65 |  |
| 32 | 散热方式 | | |  | 智能强制风冷 |  |
| 33 | 外观尺寸(宽\*高\*深) | | | mm |  |  |
| 34 | 重量 | | | kg |  |  |
| 35 | 输出频率范围 | | |  | 50 Hz (45～55Hz) |  |
| 36 | 外壳材料与防护等级 | | |  | IP65 |  |
| 39 | 绝缘耐热等级 | | |  |  |  |
| 40 | 控制与保护的配置 | | |  | 1、主要控制功能：有功功率控制、无功功率控制、防孤岛保护控制、远程开关机控制；  2、主要保护功能：电网过欠压保护、电网过欠频保护、电网断电保护、交流缺相保护、低电压穿越功能、防孤岛效应保护、逆变器过载保护、直流极性接反保护、直流输入过压保护、短路保护、漏电保护、防反放电、防雷保护、过温保护、过流保护、直流过压保护、反PID保护等； |  |
| 41 | 通讯接口方式 | | |  | 蓝牙+APP  RS485/PLC |  |
| 42 | 显示及上传信息 | | |  | 发电功率、日发电量、累计发电量、设备状态、电流、电压、逆变器机内温度、频率、故障信息等信号 |  |
| 43 | 防雷性能 | | |  | II级 |  |
| 44 | 产品认证 | | |  | 金太阳认证、GB/T 19964-2012、TUV认证、CQC，中国效率证书、高电压穿越测试报告等 |  |
| 45 | 电压波动范围（相对标称电压） | | |  | ±10% |  |
| 46 | 谐波是否满足国家标准要求 | | |  | 满足 |  |
| 47 | 电压波动（按GB12326要求）:  r 为变动频度，d为电压变动限值 | r＜1 | |  | d＜4(%) |  |
| 1＜r＜10 | |  | d＜3(%) |  |
| 10＜r＜100 | |  | d＜2(%) |  |
| 100＜r＜1000 | |  | d＜1.25(%) |  |
| 48 | 电压闪变（按GB12326要求） | 短时间闪变值Pst（10min测量周期） | |  | Pst＜1(%) |  |
| 长时间闪变值Plt（2h测量周期） | |  | Plt＜0.8 |  |
| 49 | 负序电压不平衡度 | | |  | 公共连接点的负序电压不平衡度应不超过2%，短时不得超过4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过1％，短时不超过2％ |  |
| 50 | 直流分量百分值 | | |  | ＜0.5%In |  |
| 51 | 安装方式 | | |  | 壁挂式 |  |
| 52 | 防PID功能 | | |  | 具备 |  |

部分部件参数保证值

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | 元器件名称 | 投标方保证值 | 备 注 |
|  | **交流继电器** |  |  |
| 1 | 产地/制造厂 |  |  |
| 2 | 型号 |  |  |
| 3 | 额定电压(V) |  |  |
| 4 | 额定绝缘电压(V) |  |  |
| 5 | 额定电流（A） |  |  |
|  | **直流避雷器** |  |  |
| 1 | 型号 |  |  |
| 2 | 产地/制造厂 |  |  |
| 3 | 额定运行电压(V) |  |  |
| 4 | 最大放电电流( 8 / 20μs）(kA) |  |  |
| 5 | 额定放电电流( 8 / 20μs）(kA) |  |  |
| 6 | 额定放电电流放电次数 |  |  |
| 7 | 电压保护水平(kV) |  |  |
|  | **冷却风机** |  |  |
| 1 | 型号 |  |  |
| 2 | 产地/制造厂 |  |  |
| 3 | 额定功率(kW) |  |  |
| 4 | 额定电压（kV） |  |  |
| 5 | 额定排风量（m3/s） |  |  |

**站控管理系统性能指标**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **名称** | 要求值 | 投标方保证值 |
| （1） | 模拟量测量误差 | ≤0.2% |  |
| （2） | 电网频率测量误差 | ≤0.01Hz |  |
| （3） | 事件顺序记录分辨率 | 站控层≤2ms，间隔层测控装置≤2ms |  |
| （4） | 模拟量越死区传送时间（至站控层显示器） | ≤2s |  |
| （5） | 开关量变位传送时间（至站控层显示器） | ≤1s |  |
| （6） | 遥测信息响应时间（从I/O输入端至远动工作站出口） | ≤3s |  |
| （7） | 遥信变化响应时间（从I/O输入端至远动工作站出口） | ≤2s |  |
| （8） | 控制命令从生成到输出的时间 | ≤1s |  |
| （9） | 双机系统年可用率 | ≥99.98％ |  |
| （10） | 控制操作正确率 | 100％ |  |
| （11） | 站控层平均无故障间隔时间（MTBF） | ≥20000小时 |  |
| （12） | 间隔级测控装置平均无故障间隔时间 | ≥30000小时 |  |
| （13） | 系统内主要设备运行寿命 | ≥10年 |  |
| （14） | 各工作站的CPU平均负荷率： | 正常时（任意30min内）≤30％  电力系统故障（10s内）≤70％ |  |
| （15） | 网络负荷率 | 正常时（任意30min内）≤20％  电力系统故障（10s内）≤30％ |  |
| （16） | 模数转换 | 分辨率≥16位，转换误差≤0.2％ |  |
| （17） | 站控层设备对时精度 | ≤1s |  |
| （18） | 画面整幅调用响应时间 | 实时画面≤1s，其他画面≤2s； |  |
| （19） | 实时数据库容量 | 模拟量≥120000点；  状态量≥120000点；  遥控量≥8000点；  计算量≥60000点；  并满足至少500MWp容量的光伏区设备监控。 |  |

# 第五章 技术差异表

投标方要将投标文件和招标文件的差异之处汇集成表。

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 招标文件 | | 投标文件 | |
| 条目 | 简要内容 | 条目 | 简要内容 |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

# 第六章 供货范围

**1 一般要求**

1.1 提供（设备名称）设备及其所有附属设备和附件。

1.2 投标方应满足下列所述及附件1中所提供货要求，但不局限于下列设备和装置。

1.3 投标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，即使本附件未列出或数目不足，投标方仍须在执行合同时补足，且不发生费用问题。

1.4 投标方应详细列出所供随机备品备件、专用工具清单。投标方应在详细列出推荐备品备件清单，并单独报价，供招标方选择。

1.5 投标方应向招标方提供进口及外购设备的范围及清单，供招标方审阅。招标方有权决定进口或外购设备的范围。

1.6 供货范围和设备配置如与招标文件要求不一致，应在差异表中明确，否则认为完全满足招标文件要求。

1.7 如需要，投标方应提供用以说明其供货范围的相关图纸资料。

**2** **工作范围**

投标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光伏电站的特殊要求）、交付、开箱检查；

（3）提交设计、安装、使用、维护、维修的有关技术文件、资料和试验记录；

（4）编制和提交培训计划，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）负责逆变器防雷保护和接地保护系统的设计；

（9）协助业主安装低压电缆及远程监视控制系统电缆；

（10）对设计、交付、检查和验收进行协调，以确保施工进度；

（11）所有必要的进一步服务：投标方对无故障安装，设备的正常运行功能，附属服务范围的作用，以及对业主方的服务承担指导责任。

**3 供货范围**

整套逆变器包括确保逆变器正常运行的所有完整设备，包括但不限于外壳、电气系统、控制与保护系统、监控系统、外壳内动力电缆和控制及通信电缆以及相关附件等；逆变器的所有必要的避雷保护设备。

此外，还需提供以下设备：

（1）用于安装、调试、试运行、运行所供设备维修的专用工具、试验设备和材料及运行维护人员的安全装置等。

（2）用于质保期内的备品备件和消耗品（质保责任期末投标方对所有消耗掉的备品备件和易耗部件全面补足）。提供推荐的清单和单价。

（3）提供逆变器设备施工安装、调试、运行、维护所需要的全部技术文件资料、图纸。

（4）提供逆变器安装指导、调试等技术服务，以及运行人员的培训、保修期内的计划和非计划维修和保养等。

逆变器至箱式变压器的低压电缆、箱式变压器由招标方购买。但投标方必须提供低压电缆和光缆型号规格等技术要求，电缆和光缆的安装施工技术要求由投标方负责提供，投标方方还应提供电气接口部分的技术特性和质量保证措施。

## 表1 供货范围清单：

| 编号 | 设备名称 | 型号规格 | 数量 | 单位 | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 组串式逆变器 | DC1500V，每2~5串为一个MPPT，具备防PID功能，输出电压AC800V（暂定），PLC通讯；满足至少21210串双面光伏组件接入 | 按需 | 台 | 组件为210电池片650Wp双面双玻组件，共636300块；总容量为413.595MWp，请按照组件布置数量合理配置逆变器台数。 |
| 2 | 组串式逆变器 | DC1500V，每2~5串为一个MPPT，具备防PID功能，输出电压AC800V（暂定），PLC通讯；满足至少6720串双面光伏组件接入 | 按需 | 台 | 组件为182电池片570Wp双面双玻组件，共174720块；总容量为99.5904MWp，请按照组件布置数量合理配置逆变器台数。 |
| 3 | 智能通讯箱 | 含数据采集器、PLC模块、PID模块等安装位置 | 121 | 台 | 数量暂定，最终根据箱变数量调整，费用含在投标总价中。 |
| 4 | 站控管理系统 | 搭建满足智慧运维要求的站控管理系统。 | 1 | 套 | 包含系统所需软硬件设备（站控层），完成系统安装、调试等工作，包括光伏区箱变等电气设备信号的接入。含工作站、服务器、光纤交换机（满足光伏区至少20个光纤环网的接入）、防火墙、千兆纵向加密装置、光纤终端盒、屏柜及相关附件等。 |

注：1.逆变器接入串数为暂定值，最终施工图为准。

2.箱变测控接入数据采集器，通讯协议待箱变厂家确定后确定，数据采集器通过纵向加密装置再经环网交换机通过光纤环网上传监控信息，应至少支持61850、103、104、modbus等常规通讯协议，方便与箱变测控和升压站电站监控系统、远动装置、AGC/AVC系统、一次调频系统等通讯，通信传输速率及逆变器调节应满足监控后台控制、AGC/AVC调节及一次调频等的需要。站级管理系统采用61850、103、104、modbus等常规标准通讯协议。

## 表2 主要元器件分项表（单台逆变器）

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 部件名称 | 单位 | 数量 | 规格型号及精度 | 制造厂 |
| 1 | IGBT/MOSFET | 组 |  |  |  |
| 2 | 输出滤波电容 | 套 |  |  |  |
| 3 | 输出滤波电感 | 只 |  |  |  |
| 4 | 直流EMI模块 | 只 |  |  |  |
| 5 | 直流电流传感器 | 套 |  |  |  |
| 6 | DSP | 只 |  |  |  |
| 7 | 直流开关或保险 | 只 |  |  |  |
| 8 | 并网继电器 | 只 |  |  |  |
| 9 | 母线支撑电容 | 套 |  |  |  |
| 10 | 冷却风机 | 只 |  |  |  |
| 11 | 直流防雷模块 | 只 |  |  |  |
| 12 | 交流防雷模块 | 只 |  |  |  |

## 附表2 主要外购元器件清单

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 设备或材料名称 | 规格型号 | 单位（台） | 数量 | 产地 | 生产厂家 | 备注 |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |  |

## 附表3 必需的备品备件

| 序号 | 名称 | 规格和型号 | 单位 | 数量 | 产地 | 生产厂家 | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 组串式逆变器 | 本次供货数量最多的类型 | 台 | 5 |  |  |  |
| 2 | 风扇 | 同供货品牌 | 套 | 5 |  |  |  |
| … |  |  |  |  |  |  |  |

## 附表4 必需的专用工器具及仪器仪表

| 序号 | 名称 | 规格和型号 | 单位 | 数量 | 产地 | 生产厂家 | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 专用工具 | 24件套 | 套 | 1 |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |

注：应提供专用工器具的技术参数和使用说明书等资料。

## 附表5 推荐的专用工器具及仪器仪表

| ·序号 | 名称 | 规格和型号 | 单位 | 数量 | 产地 | 生产厂家 | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |

# 第七章 交货进度

1 一般要求

1.1 设备交货顺序要满足工程进度的要求。

1.2 投标方在投标时可根据自己的实际情况，提出详细的供货顺序和进度。

1.3下表中交货时间为到达交货地点的时间。

1.4 交货进度表中序号要与供货清单序号一致。

**2 交货进度表**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 设备名称、型号 | 交货地点 | 第一批交货时间 | 第二批交货时间 | 第三批交货时间 |
| 1 | 预埋件 |  |  |  |  |
| 2 | 设备本体 |  |  |  |  |
| 3 | 备品备件 |  |  |  |  |
| 4 | 专用工具 |  |  |  |  |

说明：

（1）备品备件及专用工具随第一批的设备同期到货。

（2）设备预埋件及地脚螺栓随第一批的设备同期到货。

（3）本交货计划供招标使用，具体交货时间可能随施工计划和其它条件而改变，投标方应满足工程进度要求。

（4）投标方在投标时可根据自己的实际情况，针对本项目提出详细的供货顺序和进度。

# 第八章 性能验收试验

**1 概述**

1.1 本附件用于对投标方所提供的设备（包括对分包外购设备）进行性能验收试验，确保投标方所提供的设备符合相关规范的要求。

1.2 投标方应在本合同生效后半个月内，向招标方提供与本合同设备有关的性能验收试验标准。

**2 性能验收试验的内容**

2.1 性能验收试验的目的为了检验合同设备及其附属设备的所有性能是否符合技术性能的要求。

2.2 性能验收试验的地点由买卖双方商定，一般为招标方现场。

2.3 性能验收试验的具体时间由投标方与招标方协商确定。

2.4 性能验收试验由招标方主持，投标方参加。试验大纲由招标方提供，与投标方讨论后确定，具体试验由投标方与招标方共同认可的测试单位进行。

2.5 性能验收试验的内容：按本技术协议的要求和国家有关规定进行。

2.6 性能验收试验的标准和方法：按本技术协议的要求和国家有关规定进行。

2.7 性能验收试验所需的测点、一次元件和就地仪表的装设都应由投标方提供，招标方提供配合。同时投标方还应提供试验所需的技术配合和人员配合。

2.8性能验收试验费用

投标方试验的配合等费用已在合同总价内。其它费用，如试验在现场进行，由招标方承担；在投标方工厂进行，则已包含于合同总价之中。

2.9 性能验收试验结果的确认： 性能验收试验报告以招标方为主编写，投标方派员参加，共同签字确认结论。如双方对试验的结果有不一致意见，双方协商解决；如仍不能达成一致，则提交双方上级部门协商。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，并进行确认签字盖章。

# 第九章 技术服务、设计联络

## 1 技术服务

投保方应保证如因投标方现场服务人员指导错误而出现质量问题，投标方应负全部责任。

1.1 投标方现场技术服务的目的是保证所提供的合同设备安全、正常投运。投标方应派出合格的、能独立解决问题的现场服务人员。投标方提供的包括服务人天数的现场服务表应能满足工程需要。如果由于投标方的原因，下表中的人天数不能满足工程需要，招标方有权追加人天数，且发生的费用由投标方承担；如果由于招标方的原因，下表中的人天数不能满足工程需要，招标方要求追加人天数，投标方应满足招标方的要求。

1.2 投标方服务人员的一切费用已包含在合同总价中，它包括诸如服务人员的工资及各种补助、交通费、通讯费、食宿费、医疗费、各种保险费、各种税费，等等。

1.3 现场服务人员的工作时间应与现场要求相一致，以满足现场安装、调试和试运行的要求。招标方不再因投标方现场服务人员的加班和节假日而另付费用。

1.4 未经招标方同意，投标方不应随意更换现场服务人员。同时，投标方应及时更换招标方认为不合格的投标方现场服务人员。

1.5 下述现场服务表中的天数均为现场服务人员人天数。

现场服务计划表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 技术服务内容 | 计划人日数 | 派出人员构成 | | 备注 |
| 职称 | 人数 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

1.6 投标方现场服务人员的条件

1.6.1 遵守法纪，遵守现场的各项规章和制度，熟悉并掌握现场和电厂有关方面的规章制度；

1.6.2 有较强的责任感和事业心；

1.6.3 了解合同设备的设计，熟悉其结构，有相同或相近机组的现场工作经验，能够正确地进行现场指导；

1.6.4 身体健康，适应现场工作的条件。

1.7 投标方现场服务人员的职责

1.7.1 投标方现场服务人员的任务主要包括催交设备、开箱检验货物、处理设备质量问题、指导安装和调试、参加试运和性能验收试验等。

1.7.2 在安装和调试前，投标方现场服务人员应向招标方进行技术交底，讲解和示范将要进行操作的程序和方法。

1.7.3投标方现场服务人员有权处理现场出现的一切技术和商务问题。如现场发生质量问题，投标方现场人员应在招标方规定的时间内处理解决。

1.7.4 投标方对其现场服务人员的一切行为负全部责任。

1.7.5 投标方现场服务人员的正常来去和更换应事先与招标方协商。

1.8 招标方的义务

招标方要配合投标方现场服务人员的工作，并在工作、生活、交通和通讯等方面提供方便。

## 2 培训

2.1为使合同设备能正常安装和运行，投标方有责任提供相应的技术培训。培训内容应与工程进度相一致。

2.2培训计划和内容。

培训计划表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 技术服务内容 | 计划人×天数 | 培训人员构成 | | 备注 |
| 职 称 | 人 数 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

2.3培训的时间、人数、地点等具体内容由买卖双方商定。

2.4投标方应为招标方培训人员提供设备、场地、资料、生活等培训条件。

2.5招标方参加培训的交通、食宿、补助等费用由招标方承担，其它费用由投标方承担。

2.6在招标方人员培训期间，投标方免费为招标方人员提供培训资料和其它必需品。

2.7 为了顺利完成培训，除非双方同意，投标方不应因假期中断对招标方人员的培训。

## 3 设计联络会

3.1 为了保证工程进度并能顺利开展工作，双方根据需要组织设计联络会以解决技术接口等问题。

3.2 在每次联络会前两周，投标方应向招标方提交技术文件和图纸，以便招标方在会上讨论和确认这些技术文件和图纸。

3.3 有关设计联络的计划、时间、地点和内容由双方商定。

3.4 设计联络会中确定的内容与本技术规范具有同等效力。

3.5 设计联络会(原则上定为1次)所发生的费用全部由投标方承担。

设计联络计划表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 次数 | 内 容 | 时间 | 地点 | 人数 |
| 1 |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |

# 第十章 工厂检验和监造

## 1 概述

1.1 本附件用于合同执行期间对投标方所提供的设备（包括对分包外购设备）进行工厂检验/试验、监造，确保投标方所提供的设备符合相关要求。

1.2 投标方应在本合同生效后半个月内，向招标方提供与本合同设备有关的监造、检验标准。

## 2 工厂检验

2.1 工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。投标方须严格进行厂内各生产环节的检验和试验。投标方提供的合同设备须签发质量证明、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 检验的范围包括原材料和元器件的进厂、部件的加工、组装、试验至出厂试验。

2.3 投标方检验的结果要满足相关标准的要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标方要采取措施处理直至满足要求，同时向招标方提交不一致性报告。投标方发生重大质量问题时应将情况及时通知招标方。

2.4 工厂检验的所有费用包括在合同总价之中。

## 3 设备监造

3.1 监造依据

根据本合同的规定参加设备制造和出厂前的检验、试验并监造，但这并不代替和减轻投标方对设备质量的责任。

3.2 监造方式

监造方式分为文件见证、现场见证和停工待检，即R点、W点、H点。每次监造内容完成后，投标方和监造代表均须在见证表上履行签字手续。投标方复印3份，交监造代表1份。

R点：投标方只需提供检查或试验记录或报告的项目，即文件见证。

W点：招标方监造代表参加的检验或试验的项目，即现场见证。

H点：投标方在进行至该点时必须停工等待招标方监造代表参加的检验或试验的项目，即停工待检。

招标方接到见证通知后，应及时派代表到投标方检验或试验的现场参加现场见证或停工待检。如果招标方代表不能按时参加，W点可自动转为R点，但H点如果没有招标方书面通知同意转为R点，投标方不得自行转入下道工序，应与招标方商定更改见证时间，如果更改后，招标方仍不能按时参加，则H点自动转为R点。

3.3 监造内容

3.3.1主要项目

| 序号 | 监造部件 | 监造内容 | 监造方式 | | | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| R | W | H |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

3.3.2 招标方有权根据具体情况对以上所述监造内容进行增减。

3.3.3 投标方应配合招标方工作，并尽可能在通讯、住宿、饮食等方面给监造代表提供方便。

3.3.4 投标方有配合招标方监造的义务，并及时提供相关资料，并不由此发生任何费用。

3.3.5 招标方监造代表有权查（借）阅与合同监造设备有关的技术资料，如招标方认为需要复印存档，投标方应提供方便。

3.3.6 投标方应在现场见证或停工待检前10天将设备监造项目及时间通知招标方监造代表。

3.3.7 投标方应在见证后10天内将有关检查或试验记录或报告资料提供给招标方监造代表。

# 第十一章 附图

无