**公道镇9MK渔光互补二期工程**

**组串式逆变器材料采购**

**技术参数**

总则

## 一般规定

1. 本技术参数适用于公道镇9MK渔光互补二期工程组串式逆变器材料采购，它对光伏并网逆变器及其附属设备的功能设计、结构、性能等方面提出了技术要求，包含光伏并网逆变器、户外交流开关盒、室外通信柜。
2. 本技术参数提出的是最低限度的技术要求，并未对一切技术细节做出规定，也未充分引述有关标准和规范的条文，卖方应保证提供符合本规范书和有关国家标准，并且功能完整、性能优良的优质产品。同时必须满足国家有关安全、环保等强制性标准和规范的要求。
3. 卖方在设备设计和制造中应执行规范书所列的各项现行（国内、国际）标准。规范书中未提及的内容均满足或优于所列的国家标准、电力行业标准、通信行业标准和有关国际标准。有矛盾时，按较高标准执行。
4. 卖方具有良好的财务状况和商业信誉；具备相关的公司体系认证书ISO9001，ISO14001，OHSAS18001。

## 参考标准

卖方提供的并网逆变器需满足最新电力行业标准、国家标准和IEC标准。卖方如果采用自己的标准或协议，必须向买方提供相关证书，并经买方同意后方可采用。

| 标准号 | 标准名称 |
| --- | --- |
| GB 4208-2008 | 外壳防护等级（IP代码）（IEC 60529:1998） |
| GB 17625.1-2003 | 电磁兼容限值谐波电流发射限值 |
| GB/T 191-2008 | 包装储运图示标志 |
| GB/T 2423.1-2008 | 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 2423.2-2008 | 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 2423.3-2006 | 电工电子产品环境试验  第2部分：试验方法试验Cab：恒定湿热方法 |
| GB/T12325-2008 | 电能质量 供电电压偏差 |
| GB/T12326-2008 | 电能质量 电压波动和闪变 |
| GB/T 13384—2008 | 机电产品包装通用技术条件 |
| GB/T 14549 | 电能质量 公用电网谐波 |
| GB/T14598.14 | 静电放电试验 |
| GB/T 15543-2008 | 电能质量 三相电压不平衡 |
| GB/T15945-2008 | 电能质量 电力系统频率偏差 |
| GB/T17626.8 | 工频磁场抗扰度试验 |
| GB/T 19939-2006 | 光伏系统并网技术要求 |
| GB/T 19964-2012 | 光伏发电站接入电力系统技术规定 |
| GB/T 20046-2006 | 光伏（PV）系统电网接口特性（IEC 61727:2004, MOD） |
| IEC61000 | 电磁兼容性相关标准：或同级以上标准 |
| GB9254 | 电磁干扰相关标准：或同级以上标准 |
| NB/T 32004-2018 | 光伏发电并网逆变器技术规范 |

# 第2章 并网逆变器技术要求

**2.1 逆变器技术条件**

2.1.1逆变器形式

本技术协议书对逆变器的基本要求为：必须为商业级支架式安装的三相组串式光伏并网逆变器；单机额定容量300kW；单机防护等级不低于IP65；卖方需提供安全、可靠的防组件PID（电势诱导衰减）方案；组串式逆变器的交流输出侧接三相AC800V的IT系统；逆变器交直流侧必须具备完善的Ⅲ级防雷保护功能；要求每台逆变器具备六路MPPT。同一路MPPT的多个输入支路配置一个电压故障检测单元，电流检测及电压检测单元检测到故障支路后能将故障信息上传至监控后台。

2.1.2逆变器输入参数

工作电压范围：不得窄于500V~1500V

最大输入电压：1500V

MPPT满载工作电压范围： 不得窄于500V~1500V

直流输入支路数：≥28路

最大输入电流：65A

独立MPPT追踪支路数：6路

2.1.3逆变器输出参数

额定交流输出功率： ≥300kW

额定输出电压：AC800V

额定输出频率：50Hz

功率因数调节范围：±0.8

功率因数调节分辨率：不低于±0.01

2.1.4光伏并网逆变器的主要性能指标

（1）逆变器最大效率、欧洲效率和中国效率

卖方提供的组串式光伏并网逆变器最大效率不低于99%，中国效率不低于98.4%，提供第三方权威机构出具的中国效率检测报告。

（2）输出电压范围

卖方需提供并网逆变器三相交流输出的电压范围。

（3）电能质量

无论采用何种控制方式，并网逆变器在运行时不应造成电网电压波形过度畸变，并网逆变器注入电网的谐波电压和谐波电流不能超标，以确保公用电网和连接到电网的其他设备正常运行。

由并网逆变器引起的低压侧电压总谐波畸变率不超过3%。奇次谐波和偶次谐波电流含有率分别不超过表 4 和表 5 中的限值；当运行功率小于额定功率等级时，总谐波电流值应小于额定电流的 3%，各次谐波电流值应小于额定电流乘以下表中的百分比限值。

表2.1-1 奇次谐波电流含有率限值

|  |  |
| --- | --- |
| 奇次谐波次数 | 含有率限值 （%） |
| 3～9 | 4.0 |
| 11～15 | 2.0 |
| 17～21 | 1.5 |
| 23～33 | 0.6 |
| 35～49 | 0.3 |

表2.1-2 偶次谐波电流含有率

|  |  |
| --- | --- |
| 奇次谐波次数 | 含有率限值 （%） |
| 2～10 | 1.0 |
| 12～16 | 0.5 |
| 18～22 | 0.375 |
| 24～34 | 0.15 |
| 36～50 | 0.075 |

在电网背景电压符合GB/T 14549-1993《电能质量 公用电网谐波》的要求时，并网逆变器的输出电能质量必须优于GB/T 14549-1993《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》、GB/T 24337-2009《电能质量 公用电网间谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压允许偏差》、GB /T 15945-2008《电能质量 电力系统频率偏差》、CNCACTS 0004-2011《并网光伏发电专用逆变器技术条件》、Q/GDW 617-2011《光伏电站接入电网技术规定》、GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》、NB/T 32004-2018《光伏发电并网逆变器技术规范》等标准的要求。卖方必须提供同类型组串式逆变器第三方现场或实验室谐波检测报告，以证明逆变器具备优良的输出电能质量。

（4）直流分量

在0%~100%功率范围内的任何工况下，光伏并网逆变器输出的最大直流分量不允许超过其额定输出电流的0.5%。

（5）电磁干扰和电磁兼容

光伏电站并网运行时，除不可抗拒因素外，并网逆变器作为光伏电站内唯一的大功率干扰源，不得对本机和符合相关EMC要求的通信设备的正常通信构成干扰。

光伏并网逆变器的电磁干扰和兼容水平应优于CGC/GF 004:2011《并网光伏发电专用逆变器技术条件》、NB/T 32004-2013《光伏发电并网逆变器技术规范》、GB/T 17799.2《电磁兼容 通用标准 居住、商业和轻工业环境中的发射》、GB 17799.3《电磁兼容 通用标准 工业环境中的抗扰度试验》、IEC 61000-6-2、IEC 61000-6-3等标准的要求。

（6）MPPT效率及范围

组串式逆变器应具有较高的MPPT效率，静态MPPT效率不低于99%，动态MPPT效率不低于98%。

当光伏组件的温度在-25℃~+80℃之间正常变化时,逆变器的MPPT电压范围不应小于500Vdc~1500Vdc。

卖方需提供第三方权威机构关于中国效率的测试报告。如并网逆变器效率低于该指标，卖方应负责处理并赔偿由此引起的劳务费用、发电量等损失。

卖方提供下列带载情况下逆变器的效率值。

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 设定负载点（%） | 输入功率（kW） | 输出功率（kW） | 效率（%） |
| 5% | 15.232 | 14.898 | 97.592 |
| 10% | 30.474 | 29.892 | 98.478 |
| 20% | 60.948 | 59.789 | 98.707 |
| 25% | 75.900 | 74.925 | 98.715 |
| 30% | 91.316 | 89.896 | 98.731 |
| 50% | 152.466 | 150.109 | 98.640 |
| 75% | 228.727 | 225.103 | 98.527 |
| 100% | 304.999 | 299.699 | 98.529 |

（7）有功功率和功率因数控制

并网逆变器必须具备有功功率、有功功率变化率和功率因数控制功能。卖方逆变器有功功率指令的控制精度不低于1%（百分比形式）或1kW（绝对值形式）；功率因数控制指令的控制精度不低于±0.01；功率变化率控制指令的控制精度不低于1kW/s，所有控制指令及对应的控制参数应保证可以由后台一次性下达至并网逆变器。

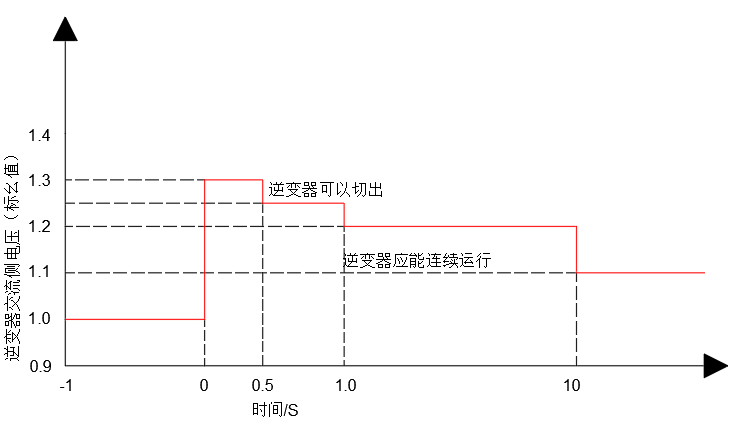
在直流输入功率允许的情况下，逆变器有功功率的最小调节范围为0%~100%，功率因数的最小调节范围为±0.8。

并网逆变器应能够上传逆变器输出功率设定值（百分比和绝对值）、功率变化率设定值、功率因数设定值的当前状态。并网逆变器的有功功率控制功能还应满足GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》的要求。

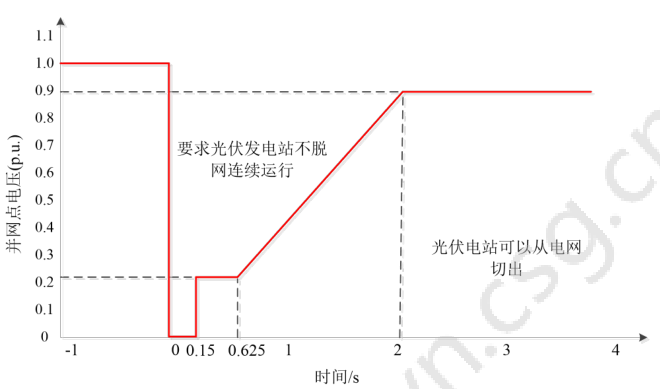
并网逆变器应采用分级控制的方式运行，本地控制的优先级高于远程控制，由后台远程设置的参数不能通过本地操作更改，除非后台发送指令允许进行本地操作。卖方逆变器不应改变后台发送并设置成功的设定值。卖方逆变器应具备可靠地强制一键恢复出厂设置的功能。

（8）高、低（零）电压穿越测试的特殊说明

所供设备必须具备高、低（零）电压穿越功能（包括平衡穿越和不平衡穿越）并出具中国电科院按照GB/T 37408-2019《光伏发电并网逆变器技术要求》所做的高、低（零）电压穿越检测报告及其结论（包括平衡穿越和不平衡穿越）或其他第三方根据同等或更高标准出具的实验室，应得到电网公司认可，并且满足地方政府要求的技术参数指标。云南电网对高、低电压穿越的要求如下图所示。



光伏发电站的高电压穿越能力要求



光伏发电站的低电压穿越能力要求

（9）噪声和待机功耗

当并网逆变器输出100%的额定功率时，在距离设备水平位置1m处，用声压级计测量满载时的噪声不应大于75dB(A)。

并网逆变器的待机功耗不应大于5W。

并网逆变器的运行功耗不应大于25W。

（10）外置散热风机寿命预测功能

并网逆变器应具备对逆变器外置散热风机有效寿命的预测功能，在散热风机达到寿命终结之前，应通过逆变器的人机界面和通信接口向用户和后台提出风机更换信息并提示更换原因。

并网逆变器中散热风机的使用寿命不得低于25年，在设备寿命期内，不能出现因逆变器散热风机性能劣化或故障等原因导致发电站电量降低(如限功率运行等)、逆变器内元器件寿命下降、电站其他设备性能劣化、安全等问题。

2.1.5逆变器的保护功能

（1）电网异常保护

电网异常时，逆变器应按照NB/T 32004-2018 《光伏并网逆变器技术规范》、GB/T 37408-2019 《光伏发电并网逆变器技术要求》、GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》、Q/GDW617-2011《光伏电站接入电网技术规定》、CNCACTS 0004-2011《并网光伏发电专用逆变器技术条件》、CGC/GF004：2011《并网光伏发电专用逆变器技术条件》、IEC 62116-2008《光伏并网系统用逆变器防孤岛测试方法》等标准和本技术规范中的相关要求进行动作和保护。

（2）防反放电和极性接反保护

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

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

（3）电网相序保护

并网逆变器必须具备电网相序检测功能，当连接到逆变器的电网电压是负序电压时，逆变器必须停机并报警或通过逆变器内部调整向电网注入正序正弦波电流。

任何情况下，并网逆变器都不能向电网注入负序电流。

（4）过压、过流保护

并网逆变器必须具备完备的直流输入过压、过流保护功能和交流输出过压、过流保护功能。

（5）内部短路保护

当并网逆变器内部发生短路时（如电力电子开关直通、直流母线短路等），逆变器内的电子电路、保护设备和输出继电器应快速、可靠动作，任何情况下都不能因逆变器内部短路原因导致电网侧的过流保护装置动作。

（6）降额警告

逆变器在温度过高时必须进入降额运行模式，不能直接关机，卖方应在此处提供逆变器的降额曲线并提供逆变器的关机温度设定值。

（7）故障的记录与显示

并网逆变器必须能够记录设备使用寿命期内的所有故障信息，逆变器历史故障记录既能从显示屏或其他方式本地调取，又能由监控后台远程调取。

（8）电气间隙和爬电距离

并网逆变器的电气间隙和爬电距离必须满足或优于IEC 62109《光伏发电系统用电力转换设备的安全》标准中的基本要求。当应用于高海拔环境时，应按照IEC 62109《光伏发电系统用电力转换设备的安全》标准的要求进行对应的修正，并网逆变器修正后的电气间隙和爬电距离必须满足或优于IEC 62109的要求。

（9）残余电流保护和接触漏电流

并网逆变器应提供残余电流保护功能并满足CGC/GF 004：2011《并网光伏发电专用逆变器技术条件》、NB/T 32004-2018《光伏发电并网逆变器技术规范》、GB/T 37408-2019 《光伏发电并网逆变器技术要求》的要求。

（10）防雷保护

逆变器必须具备完备的交、直流防雷保护功能，其中，交流进线侧和直流进线侧的防雷保护等级不低于Ⅲ级。防雷设备损坏后，损坏的防雷器应能够可靠地与交、直流电网脱离（应具备防雷器失效保护装置），同时，应有信号上传至并网逆变器，由并网逆变器统一与后台监控系统通信（上传至后台监控系统）。

（11）防PID保护功能

卖方提供的防PID方案不能对与其连接的光伏电池阵列的性能和安全性产生负面影响。不能出现因逆变器原因导致与其连接的光伏电池阵列出现性能劣化和安全等问题。

（12）IV诊断功能。

卖方需明确光伏并网逆变器软硬件是否支持智能IV诊断功能，如具有此功能，请提供详细的设计方案，并说明IV诊断功能在电站生命周期的运维服务费用（有无后续费用，收费标准）。

2.1.6逆变器的绝缘耐压性能

（1）逆变器绝缘电阻

并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地，输入电路对机壳、输出电路对机壳以及输入电路与输出电路间的绝缘电阻应不小于1MΩ，绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。

（2）逆变器绝缘强度

并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地，输入电路对机壳、输出电路对机壳以及输入电路与输出电路间应能承受50Hz、3000V的正弦交流电压1min，且不击穿、不飞弧，漏电电流＜20mA。

2.1.7逆变器的供电及监控系统要求

（1）控制系统的供电要求

并网逆变器的控制系统应采用自供电方式运行，本技术规范书中的自供电方式是指并网逆变器直接从逆变器直流侧和交流侧同时取电的双路冗余供电方式。

（2）控制系统的基本要求

并网逆变器的控制系统应采用高性能DSP冗余备份的全数字化控制结构以确保控制系统损坏后，逆变器可以安全停机；反馈环节应采用低温漂、高精度、宽温度范围的高品质传感器（传感器的带宽和实际检测精度必须满足控制要求）；模数和数模（如有）转换环节应采用高精度的高速AD/DA（如有）；控制系统和为其供电的多路冗余辅助电源应满足25年使用寿命的要求。

并网逆变器内的所有PCB电路板都必须做优质、可靠、全面的三防处理。

控制系统应能稳定、快速的实现最大功率点跟踪和输出波形质量控制，以确保并网逆变器获得最大的功率输入并输出预期的正序正弦波电流。

（3）通讯

并网逆变器应提供标准的隔离型RS485标准通信接口或PLC电力载波通讯功能，并网逆变器应能与光伏电站智能营维系统或数据采集器通过基于RS485通信接口的Modbus RTU协议或PLC电力载波进行通信。数据采集器的设备接入数量应不少于60台，且数据采集器应集成信息采集、协议转换、RS485通讯或PLC电力载波通讯。为确保光伏电站通讯的可靠性与及时性，推荐使用PLC电力载波通讯方案。买方有权知道并网逆变器的所有运行和故障信息，运行和故障信息应清晰、明确（准确），不允许出现用户看不懂的故障代码或“设备故障”等含糊不清（不能准确定位）的故障信息。

并网逆变器内RS485信号或PLC电力载波的有效传输距离得不小于1000米，RS485的传输速率不得低于9600bps，而PLC电力载波的通信速率不得低于100kb/s。

本项目逆变器采用PLC电力载波通信。

（4）并网逆变器应具有自动与电网侧同步的功能。

并网逆变器应能根据日出及日落的日照条件，实现自动开机和关机。并网逆变器启动运行时应确保光伏发电站输出的有功功率变化率不超过所设定的最大功率变化率。

（5）并网逆变器的显示及故障报警

并网逆变器能够本地显示的参数主要包括（但不限于此）：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、交流功率、电网频率、功率因数、日发电量、累计发电量、日发电时间、累计发电时间（逆变器有功率输出的实际累计发电时间）、无故障运行时间、每天发电曲线、交流和直流发电量所有显示的数据应能够通过通信接口传至监控后台。

故障信号包括：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、电网电压不平衡、直流电压过高、并网逆变器过载、并网逆变器过热、并网逆变器短路、散热器过热、光伏并网逆变器孤岛保护、DSP故障、通讯失败、绝缘故障、漏电保护等。

并网逆变器应采用LED灯光报警的方式来向本地操作、运维人员发出故障提示信号。

（6）开放逆变器二次开发接口。

2.1.8逆变器的工艺要求

逆变器外壳采用经高质量表面处理的不生锈金属材料制作，耐候年限（不生锈、不腐蚀、机械强度满足使用要求）不低于25年。

逆变器结构安全、可靠；易损件的设计与安装应便于维护及拆装。

逆变器的结构必须安全、可靠；逆变器必须便于运输、搬运、安装、接线和维修；风机、熔断器等易损件必须便于拆装和维护。

若逆变器采用了散热风扇，则散热风扇必须可以在逆变器外部或逆变器的专用更换腔体内进行更换。

逆变器中不允许使用镀锡处理的母线和连接件，可以使用钝化或镀镍等工艺处理的防腐、防氧化母线和连接件，无论卖方采用何种母线防腐、防氧化处理方式，都必须保证并网逆变器可以在-40℃~+70℃的环境温度下存储运输，在-25℃~+50℃的环境温度下满功率运行，同时，不能影响电缆连接点处的接触电阻。

光伏并网逆变器内的所有导线、电缆、线槽、线号套管等应使用阻燃型产品。

逆变器采取壁挂式安装，防护等级IP65；

逆变器自身配套相应挂板，挂板便于安装且牢固；

机壳涂层表面平整光滑，漆面匀称，无剥落、锈蚀及裂痕等缺陷；

逆变器本身具有自然冷却散热方式或风冷，以便保持最低损耗；

显示界面具有按键功能，工作人员可随时翻看所需运行数据；

逆变器镶有设备的铭牌。

组串式逆变器进出线采用下进下出的引线及连接线方式。逆变器应预留足够的接线端子、接线空间。组串逆变器正负输入端子均配置MC4插头光伏连接器，MC4插头光伏连接器应满足H1Z2Z2-K-1x4mm2/6 mm2电缆接入，光伏连接器应防紫外线、防臭氧、防潮，插合时的防护等级不低于IP67。到货装置除配备逆变器侧MC4插头外，应同时配备同等数量的电缆侧对应公母MC4光伏连接器及逆变器同等数量MC4插头专用拆卸工具。组串逆变器出线口及断路器接线端子应满足与容量配合的铜芯电缆接入，卖方应充分考虑标准尺寸铜端子接入，若无法接入断路器，卖方应免费提供引出转接铜排，并充分考虑端子的安全距离、线缆拐弯半径及安装空间。

2.1.9 逆变器的接地

并网逆变器上必须明确而清晰的标注出防雷接地点和设备外壳接地点。卖方必须使用密封盖对未插合状态的光伏连接器等逆变器电气输入、输出接口进行有效的防潮和防尘保护。

卖方必须保证逆变器整机的安全与可靠性，在并网逆变器内部，防雷系统的接地线和残余电流监测保护系统的接地线不能共用，接地导体截面积必须满足适用于并网逆变器的最严格的电工、电力和安全标准要求。光伏阵列及逆变器本身的接地检测及保护功能等，相应给出各保护功能动作的条件和工况（即何时保护动作、保护时间、自恢复时间等）。

2.1.10 光伏并网逆变器的关键元器件要求

（1）直流输入EMI滤波器

逆变器直流输入侧应配备高品质EMI滤波器，直流输入EMI滤波器必须能够满足逆变器在最低直流输入电压、100%负载、+60℃环境温度、额定工作海拔高度等条件下长期安全、稳定工作的要求，卖方应明确生产厂家及相关技术参数。

（2）直流母线支撑电容

逆变器的直流侧支撑电容器必须采用国际知名品牌的优质金属膜电容产品，卖方应在技术协议书中明确标明生产厂家、电容类型、单只电容量、总电容量、电容存储温度、电容运行温度、电容器额定电压、单只电容纹波电流承受能力、整机电容纹波电流承受能力等关键信息。其中，金属膜电容器的运行温度范围不能小于-40℃~+85℃。

（3）IGBT/MOSFET

产品中使用的IGBT、MOSFET等电力电子器件为华为（中国，自主知识产权）或ON（美国）或VINCO（欧洲）。卖方应明确提供IGBT、MOSFET的生产厂家、规格型号、额定电压、额定电流、运行温度范围、使用数量、驱动电路板（或核心驱动芯片）供应商等关键信息。

（4）逆变器交流侧防雷

逆变器交流侧必须按照逆变器的实际输出电压配置交流避雷器，交流避雷器损坏后，应有信号上传至并网逆变器由并网逆变器统一与监控系统通信。

（5）并网逆变器的电流传感器

并网逆变器的电流传感器应采用国际知名品牌的低温漂、高精度（精度不低于0.5级）、抗干扰、宽温度范围的高品质产品。

（6）直流输入开关、交流输出继电器

逆变器直流输入侧必须装有直流开关，在维护时起到双重保护功能。交流输出须具有可靠的保护继电器，以保证电网故障时的能准确的跳脱，保证设备以及人员安全。以上两样元件须采用知名品牌产品。

2.1.11逆变器的基本性能参数表

| **序号** | **名 称** | **买方要求值** | **卖方保证值** |
| --- | --- | --- | --- |
|  | 逆变器型号 |  | SUN2000-300KTL-H0 |
| 1 | 逆变器功率 | ≥300kW | 300 |
| (1) | 逆变器额定输出功率 | ≥300kW | 300 |
| （2） | 逆变器最大输入功率 | 110%额定输出功率 | 330 |
| 2 | 逆变器效率 |  |  |
| (1) | 最高转换效率 | ≥99% | 99.014% |
| (2) | \*中国效率  （加权平均效率） | ≥98.4% | 98.529% |
| (3) | 10%额定交流功率时 | ≥90% | 97.6% |
| 3 | 逆变器输入参数 |  |  |
| (1) | 最高输入电压 | DC1500V | 1500V |
| (2) | MPPT电压范围 | 500~1500V或更宽 | 500~1500 |
| (3) | 最大直流输入电流 | 依机型 | 65A\*6 |
| (4) | 直流侧输入回路数 | ≥28路 | 28路 |
| 4 | 逆变器输出参数 |  |  |
| (1) | 额定输出电压 | 800V | 800V |
| (3) | 输出频率要求 | 49.5~50.5Hz | 50Hz |
| (4) | 功率因数 | 0.9超前~0.9滞后 | 0.8（超前）～0.8（滞后） |
| (5) | 最大交流输出电流 |  | 238.2A |
| (6) | 3MW并联使用情况下，总电流波形畸变率 | ≤3% | ＜1% |
| 5 | 电气绝缘 |  | 无击穿，无飞弧，＜10mA |
| (1) | 直流输入对地 | AC2000V，1分钟 | TYPEII(IEC61643-11) |
| 6 | 防雷能力 |  | 满足 |
| (1) | 标称放电电流In（8/20µs） | ≥20kA | 满足 |
| (2) | 最大放电电流Imax（8/20µs） | ≥40kA | 满足 |
| (3) | 电压保护水平Up | ≤1kV | 满足 |
| (4) | 残压 | ≤1.6kV | 满足 |
| 7 | 防护等级 | IP65 | 满足 |
| 8 | 噪音 | ≤75dB，1m | 满足 |
| 9 | 平均无故障时间 | ≥10年 | 无击穿，无飞弧，＜10mA |
| 10 | 要求的电网形式 | TN-C或TN-S | IT |
| 11 | 逆变器功率损耗 |  |  |
| (1) | 待机损耗/夜间功耗 | <1W | 5W |
| 12 | 隔离变压器（有/无） | 无 | 无 |
| 13 | 接地点故障检测（有/无） | 有 | 有 |
| 14 | 保护功能 |  |  |
| （1） | 过/欠压保护（有/无） | 有 | 有 |
| （2） | 过/欠频保护（有/无） | 有 | 有 |
| （3） | 防孤岛效应保护（有/无） | 有 | 有 |
| （4） | 过流保护（有/无） | 有 | 有 |
| （5） | 内部短路保护（有/无） | 有 | 有 |
| （6） | 防反放电保护（有/无） | 有 | 有 |
| （7） | 极性反接保护（有/无） | 有 | 有 |
| （8） | 过载保护（有/无） | 有 | 有 |
| （9） | 低电压穿越功能（有/无） | 有 | 有 |
| （10） | 零电压穿越功能（有/无） | 有 | 有 |
| （11） | 高电压穿越功能（有/无） | 有 | 有 |
| （12） | 电网相序自适应功能（有/无） | 有 | 有 |
| （13） | 有功功率控制功能（有/无） | 有 | 有 |
| （14） | 并网点电压自动控制功能（有/无） | 有 | 有 |
| （15） | 功率因数控制功能（有/无） | 有 | 有 |
| （16） | 电网调频、调峰功能（有/无） | 有 | 有 |
| （17） | 数学模型（有/无） |  | 有 |
| （18） | 对光伏阵列的保护（有/无） |  | 有 |
| （19） | 逆变器输出直流分量超标保护（有/无） | 有 | 有 |
| 15 | 工作环境温度范围 | -25℃~60℃ | 满足 |
| 16 | 相对湿度 | 0～95%，无凝露 | 满足 |
| 17 | 满功率运行的最高海拔高度 | <4000米无需降额 | 满足 |
| 18 | 散热方式 |  | 智能风冷 |
| 19 | 重量 |  | 112kg |
| 20 | 尺寸（宽×高×深） |  | 1048x732x395mm |

**2.2 数据采集器技术要求**

2.2.1数据采集器

（1）设备管理能力

每台数据采集器管理的光伏设备总数不小于200台。数据采集器能自动分配光伏设备的地址，方便现场调试；支持通过数据采集器的嵌入式WEB升级逆变器软件及参数设置，支持单台操作，也支持批量操作。

（2）电源及功耗

支持交流电源输入，电压范围100V～240V AC，频率50Hz/60Hz。整机功耗不应大于15W。直流输出：12V/2A,直流供电电源:24V，0.8A

（3）数据采集和存储

支持变化数据实时采集，当同一端口接入数量<20台，变化采集周期<10秒，全设备采集一轮周期小于<20秒。

支持存储设备的关键KPI数据。小于80台逆变器，可存储180天数据；80~150台逆变器，可存储90天数据。

（4）通信

数据采集器需支持基于RS485通信接口的Modbus RTU协议。RS485信号的有效传输距离得不小于1000米，至少支持9.6kB/S，19.2kB/S、38.4kB/S三种通信速率，出厂默认通信速率9.6kB/S。

数据采集器可以选配是否支持电力载波PLC通信功能，能够与支持电力载波通信的逆变器进行通信。

数据采集器需支持基于以太网通信接口的Modbus TCP、IEC104协议，传输距离不得小于100米，通信速率支持10/100Mb/s。

数据采集器需支持以太网光口通信接口，支持单模百兆光模块，传输距离不得小于12kM。支持光纤环型组网功能，支持RSTP环网协议。

数据采集器支持无线WIFI功能。

（5）对时

数据采集器应带有高精度计时时钟，具备与逆变器及后台机的自动对时功能，数据采集器内部时钟与逆变器内部时钟之间的最大时间偏差绝对值小于2ms/min（15分钟之内）和10s/24h。

（6）以太网口

数据采集器至少具备4路10/100M以太网电口，可作为南向接口，连接箱式变压器；也可以作为北向接口，通过IEC104协议或MODBUS-TCP协议接入监控后台。

（7）RS485接口

数据采集器至少具备8路相互隔离的两线制RS485接口，接口支持MODBUS-RTU协议和电力645协议。可以连接逆变器、箱变、智能电表、环境监测仪、交流汇流箱、跟踪支架控制器等设备。

（8）可实时接收下发的遥调值并执行，整个响应时间满足AGC控制策略要求，需与箱变测控、其他智能设备、监控后台、第三方通讯后台厂家配合进行数据采集及实现AGC控制功能，若无法满足AGC控制功能要求而需增加数据采集装置时由卖方无偿整改，至满足要求为止；

（9）数据采集器至少支持4个通道（标准IEC104）的数据上传和转发，可满足数据上送至光伏区后台监控，AGC/AVC，以及电网调度系统的需求；

（10）卖方提供的数据采集器AGC功率分配算法不得采用平均分配法，应根据各逆变器的实际发电能力合理进行功率分配，避免因算法缺陷导致逆变器自限电或超发情况。

（11）逆变器需具备一次调频和AGC及AVC控制功能；逆变器应支持远程控制。

2.2.2、SmartLogger 技术参数

|  |  |
| --- | --- |
| **参数** | **技术指标** |
| 接入逆变器数量 | SmartLogger3000B：最大支持150台逆 变器接入 |
| 通信方式 | RS485、ETH、MBUS（可选）、4G（可选）、SFP（可选） |
| 最大通信距离 | ● RS485：1000m  ● ETH：100m  ● MBUS（多芯线）：1000m；MBUS（单  芯线）：400m（三相线缆必须间隔1米进  行绑扎）  ● 光纤（单模，1310nm光模块）：  10000m（选配千兆光模块）；12000m  （选配百兆光模块） |
| 电源适配器 | ● 交流输入：100V～240V，50/60Hz  ● 直流输出：12V/2A |
| 直流供电电源 | 24V，0.8A |
| 功耗 | ● SmartLogger3000B典型：9W  ● SmartLogger3000B  +SmartModule1000A典型：10W  ● 最大：15W |
| 尺寸（宽×高×深） | ● 含挂耳：259mm×160mm×59mm  ● 不含挂耳：225mm×160mm×44mm |
| 净重 | 2kg |
| 工作温度 | –40ºC～+60ºC |
| 相对湿度 | 5%～95% RH |
| 防护等级 | IP20 |
| 安装方式 | 挂墙安装、导轨安装 |
| 最高工作海拔 | 4000m |
| 以太网口（WAN、LAN） | 2路；10M/100M/1000M自适应 |
| 以太网光口（SFP） | 2路；支持100M/1000M SFP/eSFP封装光模块 |
| MBUS接口（MBUS） | 1路；支持最高800V交流电压输入 |
| RS485（COM） | 3路；支持的波特率：1200bps、2400bps、  4800bps、9600bps、19200bps、115200bp |
| 4G天线口（4G） | 1路；SMA-K（外螺内孔）接口，配套SMA-J（内螺内针）接口的天线 |

**2.3 光伏阵列区监控系统**

2.3.1 光伏阵列区监控系统要求

光伏电站的监控系统主要提供光伏电站光伏发电侧设备和汇集站设备的实时监控功能。

根据项目的规模、地形、组网的具体特点，监控系统与光伏子阵之间采用光纤环网作为通信传输方式，监控系统与汇集站之间可采用光纤或者局域网的通信传输方式。

2.3.1.1 设备信息采集及监控功能

系统应该包含如下几个功能：汇集站设备监控、汇集站远程设备控制、子阵设备接入、子阵设备监视以及子阵设备远程控制、汇流箱以及直流配电柜的监测。

* 汇集站设备监控功能

系统应具备将汇集站中第三方设备通过通讯管理机接入监控系统的能力，具体须包括如下能力。

（1）线路保护测控装置接入：支持不同生产厂家线路保护测控装置接入，对线路间隔遥测、遥信、遥脉、遥控进行实时监控，告警信号的实时采集，保证集电线路的稳定运行和高效维护。

（2）母线保护装置接入：支持不同生产厂家母线保装置，对母线的告警信号实时采集，保证母线的稳定运行和高效维护。

（3）公用测控装置的接入：支持不同厂家的公用测控装置，将汇集站中公用硬接点信号接入监控系统，全面监控汇集站。

（4）其他智能装置接入：可根据通讯点表，支持接入汇集站中其他智能设备，如直流系统装置等。

* 汇集站设备远程控制功能

汇集站设备远程控制实现监控系统对汇集站设备的远程控制，其应该具备如下能力。

（1）汇集站设备的远程控制：远程控制汇集站断路器、刀闸，实现远方送电、停电。

（2）完善的控制权限管理：提供完善的权限管理，防止失误、越权操作。

（3）如果涉及不同厂家直接的设备对接联调工作，卖方必须配合和支持相应的对接调试工作。

* 子阵设备监控功能

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、环境检测仪以及电度表等。

（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。

* 子阵设备远程控制功能

子阵设备远程控制应该具有箱变远程控制以及逆变器远程控制能力：

（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汇流箱以及直流配电柜的监测。

* IV曲线分析功能

监控系统具备IV曲线分析功能，以方阵为单位下发命令控制组串式逆变器触发启动IV扫描，扫描完毕后将IV扫描数据传输到监控系统服务器上，然后由监控系统进行分析诊断。

每次扫描得到IV曲线数据以及分析结果可以通过监控人机交互界面查看。

系统给出的IV曲线扫描分析诊断结果包括组件遮挡、热斑、玻璃碎裂、组件断开、二极管短路等故障原因。

2.3.1.2 可视化监控

可视化监控应该具备汇集站视图、分区视图、子阵视图以及落后部件颜色渲染等功能，具体功能如下。

* 汇集站视图

汇集站视图是汇集站主接线图视图，可以按照用户需求，灵活配置汇集站主接线图，对汇集站运行情况进行监控。

* 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。

* 子阵视图

监控系统可以基于组串、支架、逆变器、汇流箱、箱变的物理位置，以组串为基本单元进行监视。

* 落后部件颜色渲染

落后部件颜色渲染应该包括落后子阵颜色渲染、落后逆变器颜色渲染以及落后组串颜色渲染等功能。

（1）落后子阵颜色渲染：在分区视图中，把该分区下每个子阵的实时发电功率按图形方式进行呈现，并提供落后部分颜色渲染。

（2）落后逆变器颜色渲染：在子阵视图中，把该子阵下每个逆变器的实时发电功率按图形方式进行呈现，并提供落后部分颜色渲染。

（3）落后组串颜色渲染：在逆变器视图中，识别并能对落后组串进行颜色渲染。

2.3.1.3 告警管理

* 告警设置和批量操作

（1）告警级别设置：支持设置不同告警级别的显示颜色、显示最大活动告警数、在有新告警时能够激活活动告警窗。

（2）批量告警确认和告警清除：对于恢复告警，自动更新原告警状态和恢复时间。

* 告警过滤查询

（1）告警范围设定：支持发电设备告警实时同步，针对用户关心业务，可以设定同步的告警范围。

（2）告警分级管理：对接收到的告警进行拓扑呈现，按照当前最高告警等级着色告警状态，统计告警数量。

（3）告警排序：可以按照告警名称、级别、清除状态、确认状态告警排序。

（4）告警过滤：支持按照告警源、告警级别、告警类型等信息进行告警过滤，对告警或过滤结果可另存，以便离线后处理。

* 告警处理建议及策略

产生告警后、告警处理建议及策略可以提供解决告警的建议，帮助便于电站管理人员和运维人员快速解决告警：

告警处理建议：提供告警的解释、原因及处理建议，帮助运维人员理解告警含义，采取处理措施。

2.3.1.4 AGC/AVC控制调节

AGC/AVC控制调节用于监控相关四遥信息，实时显示实时无功功率、目标无功功率、实时有功功率、目标无功功率遥测，以及AGC/AVC闭锁遥信状态。同时还可以对本地和远方AGC/AVC进行调节，通过IEC-104协议或其它协议可接入上级AGC/AVC服务器。

其具体功能要求如下：

（1）AGC/AVC功能投入与退出：通过投入退出按钮，根据用户需求控制功能是否使用。

（2）本地AGC/AVC调节：远方就地按钮切制就地状态，可就地进行AGC/AVC调节。

（3）远方AGC/AVC调节：远方就地按钮切制远方状态可将四遥信号送至远方，此时远方可进行AGC/AVC调节。

2.3.1.5 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等功能，具体要求如下：

* 资产配置数字化

（1）资产配置数字化：实现对整个光伏电站主要设备，包括箱变、逆变器等电站资产的资产编码。

（2）客户化编码：支持自定义编码，资产编码与设备台帐、开通记录关联，支持一键式查询。

* 组态配置

组态配置通过组态视图功能，可以对分区总视图，箱变视图，汇集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、AGC/AVC通讯参数设置、第三方监控参数设置。

2.3.1.6 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。

2.3.1.7 传输网络要求

监控系统须支持专网无线宽带传输模式，不仅要提供传统光纤环网模式所具备的数据传输通道，而且要提供移动运维、远程运维等功能。在电站环境条件允许的情况下，鼓励卖方采用该传输模式。

2.3.2 主要硬件设备规范要求

为了满足系统实时性要求和保证系统具有良好的开放性，硬件平台须采用现在流行的且严格遵守当今工业标准的产品，以便为应用开发提供最大的灵活性和使系统能够方便地升级，从而达到保护买方对系统初期投资的目的。硬件平台结构应采用模块化设计，机内总线标准化，有较强的扩展能力，按工业应用标准设计。

计算机监控系统设备应符合工业应用标准，即具有较宽的电源范围，较高的电磁兼容性，较强的环境适应能力，同时能符合电站运行环境要求。

软/硬件支持：计算机应具有成熟的符合开放系统规范的实时多任务操作系统的支持，并能满足应用要求。计算机应具有丰富的硬件、软件支持，便于系统开发。

除工作站、服务器、路由器、交换机应采用机架安装方式，对需进行机架安装方式的各上位机工作站（或服务器）在其具体要求中予以明确，卖方须根据自己的经验提出适用、完善的工作站（或服务器）的机架安装组合方案，要求卖方提供的机架安装组合方案包括网络柜、电源柜、UPS柜等的数量，须保证各机柜内设备布置合理、美观、便于外部配线、调试、检修和维护等；卖方在技术协议书中应提供详细的机柜的组装方案图纸和各机柜的设备配置清单，所有机柜均应选用标准服务器机柜，所有需要机柜安装方式的上位机工作站（或服务器）应选用19"机架式结构的服务器。

卖方应按采购合同分项报价表中的要求采购相应设备、材料，在本章中详细说明；并提供自行采购材料、设备的生产厂家、规格型号等详细说明。卖方可以根据实际情况将所用硬件在下表列出，不局限于表中所列条目。

**服务器、工作站必须使用国产CPU，操作系统必须使用国产操作系统。**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 设备材料名称 | 详细参数要求 |
| 1 | 服务器 | 主服务器采用华为或超聚变高性能、多任务、多用户型机架式企业级服务器，先进机型、主流配置。具体配置、数量可由卖方根据本项目需求进行设计，但须满足以下基本配置要求：  （1）CPU：主频不低于2GHz，字长64位；  （2）内存：内存不低于8GB。并且服务器支持内存扩展；  （3）硬盘：支持RAID0～5，本次单台服务器硬盘配置不低于2块，单块硬盘容量不低于500GB，单台服务器可扩展多块硬盘；  （4）电源：单台服务器按需配置电源模块，满足后续扩容要求。 |
| 2 | 数据库 | Oracle或者MySQL数据库。 |
| 3 | 交换机 | （1）三层交换；  （2）包转发率≥9.6Mpps；  （3）支持基于端口的VLAN；  （4）网络标准：IEEE 802.1Q,IEEE 802.1D,IEEE 802.1w,IEEE 802.1s,IEEE 802.3x,IEEE 802.1X；  （5）传输模式：全/半双工自适应；  （6）10/100/1000BASE-T以太网接口；  （7）VLAN：支持基于端口的VLAN（4K个），支持基于协议的VLAN；  （8）QOS：支持对端口接收报文的速率和发送报文的速率进行限制，支持报文的802.1p和DSCP优先级重新标记，支持报文重定向，支持CAR功能，支持灵活的队列调度算法； |
| 4 | 防火墙 | 品牌为华为，须基于业界领先的软、硬件体系架构，基于用户的安全策略融合IPS、AV、URL过滤、应用程序控制、邮件过滤等行业领先的专业安全技术，可提供强大、可扩展、持续的安全能力。  配置须满足或者高于一下要求：  （1）固定接口：2xGE(combo)  （2）扩展槽位：4 x MIC，2 x FIC  （3）支持IPS入侵防御系统：支持（系统漏洞、未授权下载、欺骗软件、间谍/广告类软件、协议识别等）  （4）支持AV防病毒系统：支持（文件识别及筛选、高效病毒扫描、10万以上的病毒签名库）  （5）支持AS反垃圾邮件系统：支持（本地黑、白名单、远程实时黑名单、内容过滤、关键字过滤、附件类型、大小、数量等）  （6）支持URL过滤系统：支持6500万网站识别（黑白名单过过滤、远程分类过滤、自定义分类过滤、搜索引擎关键字过滤等，支持恶意URL）  （7）支持应用管理：支持1200+协议识别与管理，涵盖所有主流应用协议  （8）支持VPN：IPSec VPN/ SSL VPN /MPLS VPN  （9）支持DDos攻击防护：支持防范多种DoS和DDoS攻击，如SYN flood、ICMP flood、UDP flood等。 |
| 5 | PC客户端 | 操作系统：Windows 10 64位操作系统  CPU：Intel四核CPU3.0GHZ及以上  内存：16G及以上内存  硬盘：安装操作系统后500G及以上硬盘空余空间  分辨率：1920\*1080\*65k分辨率  显卡及显示器：支持全高清1920\*1080\*65k分辨率的显卡及显示器， 22英寸。 |
| 6 | 其他设备及材料（含机架、UPS、操作系统等） |  |

**2.4经济要求（主要指能耗等）**

见表2.1.10买方要求值

**2.5 试验**

光伏并网逆变器至少应具备本技术协议中要求的第三方认证并提供相关的型式试验报告。并网逆变器需要做的认证测试标准包括：CGC/GF004:2011 《并网光伏发电专用逆变器技术条件》、Q/GDW617-2011《光伏电站接入电网技术规定》、GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》、NB/T 32004-2018《光伏发电并网逆变器技术规范》、IEC 62109-1/2《光伏发电专用逆变器的安全》、GB/T 17799.2或其等效标准IEC 61000-6-2、GB 17799.3或其等效标准IEC 61000-6-3等。

第三方认证报告中必须明确而清晰的体现出认证机构的名称、认证机构公章、认证日期或有效期限、被测试设备的具体型号等关键信息。

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 试 验 项 目 | 型式检验 | 出厂检验 |
| 1 | 机体结构和质量检查 | √ | √ |
| 2 | 转换效率试验 | √ | √ |
| 3 | 并网电流谐波试验 | √ | √ |
| 4 | 功率因数测定及调节试验 | √ |  |
| 5 | 电网电压响应实验 | √ |  |
| 6 | 电网频率响应实验 | √ |  |
| 7 | 直流分量试验 | √ |  |
| 8 | 电压不平衡度实验 | √ |  |
| 10 | 噪声试验 | √ |  |
| 20 | 防孤岛效应保护试验 | √ | √ |
| 21 | 电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验 | √ |  |
| 22 | 过/欠压试验 | √ | √ |
| 23 | 过/欠频试验 | √ | √ |
| 25 | 恢复并网试验 | √ |  |
| 26 | 交流侧短路保护试验 | √ |  |
| 27 | 逆变器内部短路试验 | √ |  |
| 28 | 防反放电保护试验 | √ |  |
| 29 | 极性反接保护试验 | √ |  |
| 30 | 直流过载保护试验 | √ |  |
| 31 | 直流过压保护试验 | √ | √ |
| 32 | 通讯功能实验 | √ | √ |
| 33 | 自动开关机试验 | √ | √ |
| 34 | 软启动试验 | √ | √ |
| 35 | 绝缘电阻试验 | √ | √ |
| 36 | 绝缘强度试验 | √ | √ |
| 37 | 低温启动及工作试验 | √ |  |
| 38 | 高温启动及工作试验 | √ |  |
| 39 | 恒定湿热试验 | √ |  |
| 40 | 防护等级试验 | √ |  |
| 41 | 有功功率控制试验 | √ |  |
| 42 | 自动电压控制试验 | √ |  |
| 43 | 电压/无功调节试验 | √ |  |
| 44 | 温升试验 | √ |  |
| 45 | 方阵绝缘阻抗检测试验 | √ | √ |
| 46 | 方阵残余电流检测试验 | √ | √ |
| 47 | 连续工作试验 | √ |  |
| 48 | 有功功率控制实验 | √ |  |
| 49 | 功率因数控制实验 | √ |  |
| 51 | 老化试验 | √ | √ |

**2.6 备品备件和专用工具**

2.6.1 备品备件

（1）供应逆变器的同时，卖方应提供在品种上和数量上足够使用2年的随机备品备件，提供的备品备件的数量和品种应根据本项目的规模、项目所在地的自然环境特点以及卖方对合同设备的经验来确定。该备品备件及相应的清单应与逆变器同时交付。并应按与采购合同中的备品备件价格表（含易耗品）实施。此备品备件作为买方的存货。

（2）卖方应及时负责免费更换质保期内2年的损坏部件。如果卖方用了买方的随机备品备件存货，卖方应当对此及时补足，确保在2年质保期末，业主2年的备品备件存货应得到充分补足。

（3）对于2年内实际使用的随机备品备件品种和数量，超出清单范围的，除逆变器主要部件外，也应在质保期末按实际用掉的数量免费补足。

（4）2年后，业主如有需要，可按合同协议书附件提供的主要备品备件、工具和服务的单价向卖方购买，但价格不得高于市场价。

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

（6）所提供的全部备品备件应能与原有部件互相替换，其材料，工艺和构造均应相同。

（7）备件应当是新的，而不是修理过的或刷新过的旧产品，卖方应当在2年末提供一份备品备件清单（带部件号，部件名称，部件型号，数量，单价），以便业主采购。

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

（9）升级产品需无缝兼容原产品，无需改变系统接线方式，并提供备品备件的技术参数和使用说明书等资料。

（10）供应逆变器的同时，卖方应提供在品种上和数量上足够使用5年的易耗品，提供的易耗品的数量和品种应根据本项目的规模、项目所在地的自然环境特点以及卖方对合同设备的经验来确定。该易耗品及相应的清单应与逆变器同时交付。

2.6.2 专用工具

卖方应向买方推荐合同设备安装、运行和维修所需的专用工具清单。

**2.7提供资料**

卖方提供的资料，应同时提供相应的保存在光盘上的电子文档。

提交的所有保存在光盘上可读取的、完整的电子文档，要求提供的所有磁盘文件图纸应以AutoCAD的文件格式提供，技术协议书应以Microsoft Office的文档格式提供。

2.7.1 合同签定后应提供的资料和图纸

卖方在签订合同后10日内应向项目业主和设计院各提供一式两份资料和图纸，以及含有上述资料和图纸光盘两份，供项目业主和设计院复核，提供的图纸及资料应与本合同设备相符,只有得到项目业主和设计院认可与批准的资料和图纸才是有效的。

（1）设备设计说明，包括主要技术参数、结构设计、测控系统设计等；

（2）设备外形图。外形图内容包括：总体外形尺寸、安装图、其他必要的安装尺寸；

（3）铭牌图或铭牌标志图；

（4）端子箱接线图、电缆清单；

（6）箱说明书及内部原理接线图。

2.7.2 设备供货时卖方应提供的下列技术资料装订成册，一式十份及光盘4套给买方。

（1）提供2.7.1中的全部技术文件；

（2）产品合格证书；

（3）产品试验报告；

（4）设备安装说明书；

（5）装箱单等。