

甘孜乡城贡札（II标）光伏发电项目 光伏组件标段 A 技术规范书

目 录

第一部分技术规范 3

第二部分供货范围 30

第三部分相关方工作界限及接口 32

第四部分技术资料 and 交付进度 32

第五部分设备监造（检验）和性能验收试验 35

第六部分技术服务和设计联络 42

第七部分交货进度 46

第八部分运行维护手册编写格式 47

第九部分技术差异表 48

第十部分投标人需要说明的其他内容（质量承诺及售后服务承诺等） 48

附件 1：技术参数专用表单 错误！未定义书签。

附件 2：供货范围专用表单 错误！未定义书签。

附件 3：光伏组件招标条件 错误！未定义书签。

附件 4：技术打分表 错误！未定义书签。

第一部分 技术规范

1 总则

1.1 本技术规范书适用于光伏发电项目，包括光伏组件的功能设计、使用条件、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

1.2 本技术规范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，投标人应保证提供符合本技术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及其相应服务。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。

1.3 投标人对其供货范围内的产品质量负责，投标人所提供的产品应为相应工程或条件下的成熟产品，有相应运行业绩，以证明安全可靠。

1.4 投标人保证，招标人在中华人民共和国使用该合同设备或合同设备的任何一部分时，免受第三方提出的侵犯其专利权、商标权、工业设计权或其它知识产权的起诉。

1.5 因投标人提供的合同设备存在侵犯第三方的知识产权而受到侵权索赔时，投标人应向第三方提出其处理答复，并承担由此引起的一切法律上的和经济上的责任。给招标人造成损失的，投标人还应赔偿招标人由此遭受的全部损失。

1.6 投标人所供合同设备的知识产权权属归于投标人，但招标人后续在该合同设备基础上进行的技术改进或二次开发所产出的知识产权权属归于招标人。

1.7 如果投标人的投标书与本规范书有偏差，应以书面形式提出，并对每一点都做详细说明。如投标人没有以书面形式对本规范书的条文提出异议，那么招标人认为投标人提供的产品完全满足本规范书的要求。

1.8 投标人在设备设计和制造中应执行技术规范所列的各项现行（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、电力行业标准和有关国际标准。有矛盾时，按较高标准执行。

1.9 本规范书所使用的标准如与投标人所执行的标准不一致时，按较高标准执行。

1.10 在签订合同之后，招标人和设计方有权提出因规范标准和规定或工程条件发生变化而产生的一些补充要求，具体可由双方共同协商。

1.11 本规范书经双方确认后作为订货合同的附件，与合同正文具有同等效力。

1.12 本技术规范未尽事宜，由双方协商确定。

2 工程概况

本项目光伏方阵直流侧总装机容量约为 599.78MWp，设计寿命 25 年，二次建成。本项目太阳能光伏并网发电系统分成 21 个约 4.027MWp、133 个约 3.844MWp 和 1 个约 3.977MWp 的光伏发电单元，每个光伏发电单元由光伏组串、逆变设备及升压设备构成，逆变器输出的交流电经升压变压器升至 35kV；通过高压电缆汇流到集中配电室 35kV 母线上，后通过 2 台 250MVA 的主变升至 220kV。

本项目共分三个标段进行光伏组件招标，本标段共含 79 个 3.844MWp、21 个约 4.027MWp 和 1 个约 3.977MWp 的发电单元，392.204MWp N 型单晶双面双玻光伏组件（组件峰值功率不低于 640Wp，组件尺寸：2382±2mm*1134±2mm）及附属设备、专用工具、备品备件、易耗品、相关技术资料、技术服务和培训等，详见第二部分供货范围。

光伏组件采用 N 型单晶双面双玻组件，峰值功率不低于 640Wp，暂定 26 块光伏组件为一个光伏组串。采用双桩双立柱固定式支架结构形式，组件离地高度不低于 2m，逆变器采用组串式逆变器，额定功率暂按约 300kW（高海拔降容后为 293.25kW）考虑，最大直流电压 1500V。

2.1 建设地点

本项目拟建于乡城县正斗乡西侧的高原台地上，场址中心坐标约为北纬 29.24°、东经 99.45°，海拔高度 4000m~4500m。

本工程场地为高原山地地貌。

2.2 使用条件

2.2.1 下列环境条件适用按合同提供的所有设备和结构。

2.2.2 投标人应保证提供的所有材料、设备、精加工件、装置和系统在运输、卸货、搬运、储存、安装和运行中能经得起环境的条件，并且没有损坏和失灵，能长期满容量连续运行。

2.2.3 基本气象要素

本工程基本气象要素如下：

序号	项目	单位	数值	备注
----	----	----	----	----

1	多年平均气温	℃	2	
2	多年极端最高气温	℃	25.7	
3	多年极端最低气温	℃	-22	
4	多年平均相对湿度	%	50-65	
5	夏季平均气温	℃	9.1	
6	冬季平均气温	℃	-4.5	
7	年平均降雨量	mm	498.1	
8	平均无霜期	d	/	
9	平均风速	m/s	2.1	
10	最大风速	m/s	29/31	30年/50年一遇
11	最大冻土深度	cm	/	
12	基本雪压	Kpa	/	
13	基本风压	Kpa	/	
14	雷暴日	d/a	46	
15	最大覆冰厚度	mm	/	
16	日照强度（风速 0.5m/s）	W/cm	/	
17	标准冻土深度	mm	80	

2.2.4 场地标高：4000m~4500m。

2.2.5 地震基本烈度：7/8度。

2.2.6 室外污秽等级：D级，爬电比距不小于 43.3mm/kV。

2.3 运输条件

光伏电站场址位于乡城县正斗乡西侧的高原台地上，交通运输可经过周边放牧道路到达光伏电站场址现场。

3 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本规范书的引用而成为本规范书的条款。凡是注明年号的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本规范书。凡是不注明年号的引用文件，其最新版本适用于本规范书。

GB 6495.1 《光伏器件第 1 部分：光伏电流—电压特性的测量》

GB 6495.2 《光伏器件第 2 部分：标准太阳电池的要求》

GB 6495.3 《光伏器件第 3 部分：地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照度数据》

GB 6495.4 《晶体硅光伏器件的 I-V 实测特性的温度和辐照度修正方法》

GB 6495.5 《光伏器件第 5 部分：用开路电压法确定光伏(PV)器件的等效电池温度(ECT) 》

GB 6495.7 《光伏器件第 7 部分：光伏器件测量过程中引起的光谱失配误差的计算》

GB 6495.8 《光伏器件第 8 部分：光伏器件光谱响应的测量》

GB 6495.9 《光伏器件第 9 部分：太阳模拟器要求》

GB 20047.1 《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》

GB 20047.2 《光伏（PV）组件安全鉴定第 2 部分：试验要求》

GB 6495 《地面用太阳能电池电性能测试方法》

GB 6497 《地面用太阳能电池标定的一般规定》

GB/T 9535 《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和类型》

GB/T 14007 《陆地用太阳电池组件总规范》

GB/T 14009 《太阳电池组件参数测量方法》

GB/T 18912 《光伏组件盐雾腐蚀试验》

GB/T 11009 《太阳电池光谱响应测试方法》

GB/T 11010 《光谱标准太阳电池》

GB/T 11012 《太阳电池电性能测试设备检验方法》

GB 3859.2 《半导体变流器应用导则》

GB 4208 《外壳防护等级（IP 代码）》（IEC 60529:1998）

GB 17625.1 《电磁兼容限值谐波电流发射限值》

GB 18479 《地面用光伏（PV）发电系统概述和导则》

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/T4942.2 《低压电器外壳防护等级》

GB/T 13384 《机电产品包装通用技术条件》

GB/T14598.3 《绝缘试验》

GB/T14598.9 《辐射电磁场干扰试验》

GB/T14598.14 《静电放电试验》

GB 420 《外壳防护等级（IP 代码）》（IEC 60529，EQV）

GB 4943 《信息技术设备的安全》

GB/T 13384 《机电产品包装通用技术条件》

GB 7251.1 《低压成套开关设备和控制设备第 1 部分：型式试验和部分型式试验成套设备》

GB 2297 《太阳光伏能源系统术语》

IEC 61215:2021 《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》

IEC 61730-1-2023 《光伏组件安全鉴定：第 1 部分：结构要求》

IEC 61730-2-2023 《光伏组件安全鉴定：第 2 部分：试验要求》

IEC 60904-7:2019 《光伏器件 第 7 部分：光伏器件测试中引入的光谱失配计算》

IEC 60904-9:2020 《光伏器件 第 9 部分：太阳模拟器性能要求》

IEC 61853-1:2011 《光伏组件的性能试验和能量分级 第一部分：辐照度和温度性能测量和功率评定》

IEC 61853-2:2016 《光伏组件的性能试验和能量分级 第二部分：光谱响应、入射角和组件运行温度测量》

IEC 61853-3:2018 《光伏组件的性能试验和能量分级 第三部分：能效评定计算》

IEC 62084-1 《潜在诱发退化检测的试验方法》

IEC 62782 《光伏组件 循环（动态）机械负荷试验》

IEC 60068-2-78 电工电子产品基本环境试验规程试验 Cab：恒定、湿热试验方法

IEC 60068-2-68 测试 L：灰尘和沙尘

IEC 6126：

IEC60904-7：光伏器件第 7 部分：光伏器件测试中引入的光谱失配计算

IEC60904-9：光伏器件第 9 部分：太阳模拟器性能要求

IEC61853：地面光伏组件的性能试验和能量分级

IEC 82/685/NP: voltage durability test for crystalline silicon

modules - design qualification and type approval

IEC61701: Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules;

IEC60068-2-52: Environment testing - Part 2: Tests - Test Kb: Salt mist, cyclic(sodium chloride solution)

IEC 61701 Ed. 2.0: Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules

IEC 61730-2 (IEC 60664-1)

IEC 61646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval

IEC 62446: Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection

IEC 61215 : Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval

IEC 62804: Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation

IEC 60891: 光伏器件. 测定 I-V 特性的温度和辐照度校正方法用规程

有关 IEC、IEEE、EN、SJ 和在发标及投标有效期内，国家、行业颁布了新标准、规范等。

所有螺栓、双头螺栓、螺纹、管螺纹、螺栓夹及螺母均应遵守国际标准化组织(ISO)和国际单位制(SI)的标准。

电网公司的强制性标准、政策性标准、政策性文件和审批文件等均适用于本技术规范；当强制性标准缺失时，国家、行业、地方、国家电网公司、南方电网公司、地方电网公司的推荐性标准适用于本技术规范；当强制性标准和推荐性标准都缺失时，相应的 IEC 标准适用于本技术规范。

3.1 本技术规范书要求的设备，包括投标人向其他厂商购买的所有附件和设备，均应符合以上标准的最新版本或其修正本的要求，但不限于此。

3.2 如采用合资产品，还应遵守合作方国家标准，与上述标准不一致时按较高标准执行。

4 技术要求

4.1 组件规格

供货组件应为 N 型 TopCon 双面双玻高效单晶硅光伏组件，光伏组件的标称功率（正面）：不低于 640Wp，系统电压 1500V。

4.2 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、行业标准或 IEC 标准的认证，须按照 IEC61215，IEC61730 等标准要求，通过国际知名第三方认证机构及国家批准的权威认证机构的产品认证，包括但不限于 TUV，CQC，CGC 等认证的完整测试报告。

每块组件出厂前应有工厂测试报告，报告中必须标示出该块组件的实际输出功率设备到场后现场检验，功率偏差必须为正公差。

4.3 电气性能技术参数

本技术规范对 N 型 TopCon 双面双玻高效单晶硅光伏组件主要性能参数在标准测试条件（即大气质量 AM1.5、1000W/m² 的辐照度、25℃ 的电池工作温度）下提出如下要求：

（1）填充因子： $\geq 79\%$

（2）峰值功率：不低于 640Wp，

（3）组件效率（含边框）：组件的转换效率应 $\geq 23.7\%$ （以组件边框面积计算转换效率）。总的投标功率满足项目要求。

（4）组件标称功率为正公差。

（5）寿命及功率衰减：太阳电池组件正常条件下的使用寿命不低于 25 年，单晶硅光伏组件第 1 年内输出功率衰减率不大于 1.0%，2~25 年运行期内逐年功率衰减不高于 0.4%/年。PID 衰减计入年度衰减，同时投标人应提供针对组件衰减承诺的分析和保障措施，否则招标人可视情况不予采信。

6) 电池组件应具备较好的低辐照性能，响应人应提供在 200~1000W/m² 的 IV 测试曲线和测试数据，在 200W/m² 的辐照条件下，其组件功率可保持在 STC 条件下的 19.3%以上；

（5）在标准测试条件下，组件的短路电流 I_{sc} 、开路电压 V_{oc} 、最佳工作电流 I_m 、最佳工作电压 V_m 、最大输出功率 P_m 符合相应产品详细协议的规定。

（6）光伏组件正常条件下的使用寿命不低于 25 年，功率质保不低于 30 年，并在出厂前进行严格的紫外老化测试，满足相应测试标准。

（7）光伏组件的最大功率温度系数优于-0.29%/℃。

（8）双面组件双面率（双面系数） $\geq 75\%$ 。

4.4 组件原材料清单

投标人需提供供货组件的完整的 CQC 或 TUV 认证证书和测试报告（IEC61215 和 IEC61730）或其他同等资质的第三方认证报告（包含原材料清单），供货太阳能电池组件使用的关键原材料（包括电池片，盖板玻璃，POE，EVA，边框，接线盒，密封胶，线缆，汇流条等）应与测试报告中的 BOM 清单一致，且供货组件的原材料组合方案应通过 IEC 标准中组件性能和安全认证测试的全部序列环境试验。

电池片应优先采用自产电池片，如无法满足，可选用行业内优秀电池供应商。对于其它关键原材料（包括电盖板玻璃，POE，EVA，边框，接线盒，密封胶，线缆，汇流条等），招标人允许投标人选择多家供货商。投标人应在文件中明确列出所选原材料供应商的名单且后续不能更改。

表 4.4-1 主要材料型号、厂家清单（由投标人填写）

组件型号			
部件名称	供应厂家	规格型号	备注（拟参考品牌规格或相当于）
电池片 (TopCon)			晶科、隆基、晶澳、天合、通威、 横店东磁、中来光电
接线盒			中环、通灵、明禾、快可
接插件（MC4）			史陶比尔或组件厂家品牌
密封胶			回天、天山、中来、之江、硅宝
POE			福斯特、中来、海优威、斯威克
EVA			福斯特、中来、海优威、斯威克
光伏玻璃			南玻、信义、福莱特、彩虹

4.5 关键元器件及材料要求

4.5.1 供货组件使用的电池片要求

表 4.5-1 硅片技术要求及检验方法

序号	项目	检验方法	技术要求
1	硅片电阻率 ($\Omega \cdot \text{cm}$)	GB/T 1552	0.5~1.5
2	硅片少子寿命 (裸测最小值, μs)	GB/T 1553	N 型 ≥ 700
3	硅片氧浓度 (atoms/cm^3)	GB/T 1557	$\leq 8 \times 10^{17}$
4	硅片碳浓度 (atoms/cm^3)	GB/T 1558	$\leq 5 \times 10^{16}$
5	硅片总厚度变化 (μm)	GB/T 6618 5 点测量法	≤ 27
6	硅片锯痕	台阶仪	供需双方约定

表 4.5-2 太阳电池性能要求及检验方法

序号	项目	检验方法	技术要求
1	转换效率 (%)	SJ/T 9550.29-1993	≥ 24
2	填充因子	IEEE 1262-1995	≥ 80.2
3	反向电流 (A)	反向电压=12V	≤ 1
4	尺寸 (mm)	游标卡尺	166, 182, 210 边长尺寸误差 ± 0.25 ; 对角尺寸误差为 ± 0.25
5	厚度 (um)	GB/T 6618 千分尺	不小于 130 ± 13
6	电池温度系数 (%)	SJ/T 10459	≤ 0.4
7	减反射膜附着强度 (N/mm)	ASTM 3359	≥ 44
8	外观	目测：不低于 800LX 的照射下，距离电池片 30-50cm 的距离，目视方向垂直于电池片表面观察。	无可视水印、手印、油污、划痕
9	色差	目测	单晶：同一片电池片颜色均匀一致，颜色范围中没有褐色
10	色斑	目测	白斑：不允许有发白色斑，其它色斑：色斑部分的颜色和该电池片上其他地区的颜色不允许跳色，应为相近色。
11	亮斑	目测	不允许有亮斑
12	裂纹	目测	无可视裂纹和裂痕
13	崩边、崩角、缺口	用游标卡尺或模板量取缺口的长、宽、深	边缘崩边和缺口：无三角缺口和尖锐型缺口，且不超过电极。长度 $\leq 2\text{mm}$ ，深度 $\leq 0.5\text{mm}$ ，数量 ≤ 1 处；比例 $\leq 5\%$

14	掉角	目测	无
15	弯曲度 (mm)	塞尺	$D \leq 2.0$
16	印刷图形	目测， 千分尺	主栅线：线宽 0.8mm-1.5mm，厚度 $>9\mu\text{m}$ 。粗细均匀，不允许有断线，缺失、扭曲以及突出，不允许有发黑发黄等变色现象； 副栅线：线宽 25 μm -80 μm ，厚度 $>9\mu\text{m}$ 。清晰，允许有两条栅线存在断线，可视断线数量 ≤ 3 条，断开距离 $\leq 0.5\text{mm}$ ；不允许有任何虚印、粗点；不允许有发黑发黄等变色现象。位移偏差 $\leq 0.5\text{mm}$ ，角度偏差 $\leq 0.3^\circ$
17	叠片	目测	正面不允许存在，背面不影响电极的按缺印或变色判。变色面积不能超过背电极总面积的 30%
18	正面漏浆	目测，千分尺	单个面积小于 0.25mm*0.25mm，数量 ≤ 1 个
19	电致发光，正向偏置	EL	无黑心、隐裂，副栅线可视断线数量 ≤ 10 根
20	电致发光，反向偏置	EL	无区域性集中漏电

构成同一块组件正面的电池片应为同一批次的电池片。表面颜色均匀，电池片表面无明显色差、无碎片。所有的电池片均无隐形裂纹和边角损伤。

4.5.2 供货组件使用的接线盒要求

表 4.5-3 接线盒要求及检验方法

序号	项目	检验方法	技术要求
1	外观	目视	接线盒和引线无裂纹斑点、变形、破损，与组件引线连接处焊锡饱满
2	尺寸公差 (mm)	直尺	± 1
3	机械强度	242g 钢球自 1m 高自由落体撞击	接线盒无破损
4	外壳防护等级		IP68

5	防锈测试	VDE V0126-5:2008	部件表面不应出现腐蚀迹象
6	阻燃性	IEC 60695-11-10	提供证书, HB, V-2, V-1, V-0;
7	耐候性试验	GB/T 16422 (60W/m ² @300 nm~400nm, 65°C BPT, 65%R. H., 18 分钟喷淋, 102 分钟氙灯照射, 500 小时)	接线盒无破坏变形
8	灼热丝试验	650°C(外壳聚合物板); 750°C(内部载流聚合物板)	采用耐候性试验样品
9	球压试验	90°C(外壳聚合物板); 120°C(内部载流聚合物板)	压痕直径<2.0 mm
10	热老化	GB/T 4208 (100°C, 240 小时)	绝缘密封性能不发生变化。垫圈不得从接线盒或盖中脱落变松
11	带电部件	VDE V0126-5:2008	电势差>350mV, 不能互相接触; 绝缘板厚度>2 mm;
12	连接和端子	VDE V0126-5:2008	非绝缘端子必须固定
13	电气间隙及爬电距离	VDE V0126-5:2008	污染等级 3 级, 耐受 8kV 脉冲电压
14	可敲落的孔口盖的强度	IEC 61730-2 (45±1N 的垂直作用力 1 分钟)	作用力撤除 1h 后, 孔口盖位置与外壳的防护等级都不应发生变化
15	固线器防拉拽	拉力试验: 89N 拉力 1 分钟; 扭曲试验	拉力试验: 电缆延长量不应超过 2 mm, 并不能对导线或电缆及接线盒的连接方式造成损害。 扭曲试验后不应出现以下现象: 对接线端的支撑件造成损害; 降低连续性; 电路与可接触金属件间形成短路; 电缆旋转超过 45°
16	低温机械强度	-40°C, 5 h, 1 J 冲击能量	没有影响接线盒使用性能的破损出现
17	接线盒与背板粘接强度	经过 E/F 试验的样品 平行和垂直背板各施加 30 分钟	无位移发生; 满足漏电流试验要求
18	耐电压试	工频耐电压: 2000V+ (4×额	无击穿或破裂现象

	验	定电压)	
19	脉冲电压试验	1.2/50us, <500 Ω	无击穿或破裂现象
20	漏电流试验	1kV	绝缘电阻>400M Ω
21	序列试验 E	耐压试验+湿漏电试验+200 冷热循环+耐压试验+脉冲电压试验	无严重外观缺陷; 电压测试中无击穿或破裂现象; 满足漏电流试验要求
22	序列试验 F	湿漏电+1000 小时湿热老化+耐压试验+湿漏电试验	无严重外观缺陷; 电压测试中无击穿或破裂现象; 满足漏电流试验要求
23	序列试验 G	50 次冷热循环试验+10 次湿冻试验+湿漏电试验	无严重外观缺陷; 满足漏电流试验要求
24	连接器抗拉力	万能试验机	≥150N
25	连接器	EN50521	兼容 MC4
26	引线卡口咬合力	万能试验机	>20N
27	旁路二极管热试验	75±5℃, 接线盒额定电流 1 h 后, 测量每一个二极管的温度。	结温不应超过生产商声明的结温最高值; 没有明显损坏; 试验结束后二极管应仍可正常工作且通过漏电流试验。

使用的接线盒应具备 CQC 或 TUV 或同等资质第三方认证, 接线盒盒体的强度、耐紫外性能、热循环测试、耐低温能力、二极管反向耐压和工作时的结温、端子插拔力、接触电阻满足标准与规范要求, 接线盒旁路二极管的数量至少为 3 个, 接线盒密封防水、散热性能满足组件正常工作并连接牢固, 引线极性标记准确、明显。

4.5.3 供货组件使用的 POE、EVA 要求

表 4.5-4 POE 主要性能参数 (需投标人填写)

序号	参数	单位	招标人要求值	投标人保证值
1	密度	g/cm ³	0.83-0.90	
2	交联度	%	65-90	

3	粘接力	与背板的粘接力	N /cm	≥ 40	
		与玻璃的粘接力		≥ 50	
4	透光率	电池正面用 POE 胶膜	%	波长 380nm-1100nm: $\geq 90\%$	
		电池背面用 POE 胶膜	%	波长 290nm-380nm: $\leq 30\%$	
5	热收缩率	横向	%	$\leq 2.0\%$	
		纵向		$\leq 3.0\%$	
6	体积电阻率		$\Omega \cdot \text{cm}$	$\geq 1 \times 10^{15}$	
7	黄变指数		—	$\Delta \leq 3$	
8	击穿电压		kV/mm	≥ 25	
9	吸水率		%	≤ 0.1	

表 4.5-4 EVA 主要性能参数（需投标人填写）

序号	参数		单位	招标人要求值	投标人保证值
1	密度		g/cm ³	0.95-0.96	
2	交联度		%	75-95	
3	醋酸乙烯脂（VA）含量		(wt%)	26-34	
4	粘接力	与背板的粘接力	N /cm	≥ 40	
		与玻璃的粘接力		≥ 50	
5	透光率	电池正面用 EVA 胶膜	%	波长 380nm-1100nm: $\geq 90\%$	
		电池背面用 EVA 胶膜	%	波长 290nm-380nm: $\leq 30\%$	
6	热收缩率	横向	%	$\leq 2\%$	
		纵向		$\leq 3.0\%$	
7	体积电阻率		$\Omega \cdot \text{cm}$	$\geq 1 \times 10^{15}$	
8	黄变指数		—	$\Delta \leq 3$	
9	抗拉强度		MPa	≥ 16	
10	击穿电压		kV/mm	≥ 25	
11	断裂伸长率		%	≥ 500	
12	吸水率		%	≤ 0.1	

4.5.4 供货组件使用的玻璃要求

表 4.5-5 玻璃主要性能参数

序号	参数		单位	招标人要求值
1	透光率	镀膜玻璃	%	在 380nm~1100nm 波段范围内平均透光率 $\geq$ 93.5%
2	弯曲度	整体	%	≤ 0.2
		局部		≤ 0.2
3	含铁量		%	≤ 0.015
4	对角线偏差		%	$\pm$ 对角线长 $\times 0.15$
5	厚度		mm	≥ 2 mm
6	厚度偏差		mm	± 0.2
7	薄厚差		mm	≤ 0.3
8	附着强度			根据 GB9286 测试, ≤ 1 级
9	抗冲击强度			2.8/3.2mm 玻璃使用质量为 1040g 钢球 1000mm 高度落下不破碎; 2.5mm 玻璃使用质量为 535g 钢球 800mm 高度落下不破碎; 2.0mm 玻璃使用质量为 227g 钢球 1000mm 高度落下不破碎。

表 4.5-6 背板玻璃主要性能参数

序号	参数		单位	招标人要求值
1	厚度		mm	2
2	透光率	非镀膜玻璃	%	在 380nm~1100nm 波段范围内平均透光率 $\geq 91.5\%$
3	弯曲度	整体	%	≤ 0.25
		局部		≤ 0.2
4	含铁量		%	≤ 0.015
5	对角线偏差		%	$\pm$ 对角线长 $\times 0.15$
6	厚度偏差		mm	± 0.2
7	薄厚差		mm	≤ 0.3
8	表面应力值(后板玻璃)		MPa	≥ 70
9	耐温差			耐 200℃温差不被破坏
10	抗冲击强度			使用质量为 227g 钢球 1000mm 高度落下不破碎

为减少光反射, 提高输出功率, 电池光照面应设置减反射膜。使用的低铁绒面钢化镀膜玻璃, 钢化性能应符合 GB 15763.2 和 GBT 34328 标准, 应耐 200℃温差不被破坏, 玻璃的抗机械冲击强度、弯曲度满足规范标准要求, 227g 钢球距离玻璃中心点 1 米高处垂直落在玻璃后玻璃应完好无损不破碎, 热循环 200h、

湿冻 10 循环、湿热 1000h、耐酸、耐盐雾测试后，透射率衰减 $\leq 1\%$ ，满足 25 年的使用寿命。

4.5.5 供货组件使用的焊带和汇流带要求

表 4.5-7 焊带和汇流带主要性能参数

序号	参数		单位	招标人要求值	
				焊带	汇流带
1	锡层厚度		μm	五栅组件用焊带（单面最大值）：15~25 μm 多主栅组件用圆形焊带锡层平均厚度： $15\pm 5\mu\text{m}$ ，锡层最薄处 $\geq 6\mu\text{m}$	15~25
2	镰刀弯曲度 δ		%	≤ 0.5	≤ 0.5
3	力学性能	延伸率 A	%	≥ 20	≥ 30
		抗拉强度 R_m	MPa	≥ 150	≥ 200
		屈服强度 $R_{p0.2}$	MPa	五栅组件用焊带： $R_{p0.2}\leq 70\text{MPa}$ 多主栅组件用圆形焊带： $R_{p0.2}\leq 80\text{MPa}$	--
4	电学性能	电阻率 ρ_{20}	$\mu\Omega\cdot\text{cm}$	≤ 2.3	≤ 2.2
5	热盘性能		—	480℃条件下，加热 3 秒钟，无变黄	

使用的焊带及汇流带的安全载流量截面积、力学性能、抗老化性能满足相应规范和标准，表面清洁、光亮、平滑，焊锡均匀，无扭曲、折断的现象，无漏铜的现象，能耐一定的酸碱腐蚀，具有良好的抗疲劳特性，焊带与硅片的相容性好，满足 25 年的使用寿命。

4.5.6 供货组件使用的密封硅胶要求

表 4.5-8 单组份粘接胶主要性能参数（需投标人填写）

序号	参数	单位	招标人要求值	投标人保证值
1	固化速度	mm/24h	≥ 2.0	
2	邵氏硬度	Shore A	≥ 40	
3	拉伸强度	MPa	≥ 2.0	

4	100%定伸强度	MPa	≥ 0.6	
5	剪切强度	MPa	≥ 1.5	
6	断裂伸长率	%	≥ 250	
7	体积电阻率	$\Omega \cdot \text{cm}$	$\geq 1 \times 10^{14}$	
8	击穿电压强度	kV/mm	≥ 15	
9	定性粘接性能（与背板/铝材/接线盒/钢化玻璃粘接力）	—	C80	

表 4.5-9 双组份灌封胶主要性能参数（需投标人填写）

序号	参数	单位	招标人要求值	投标人保证值
1	邵氏硬度	Shore A	≥ 20	
2	拉伸强度	MPa	0.8	
4	体积电阻率	$\Omega \cdot \text{cm}$	$\geq 1 \times 10^{14}$	
5	击穿电压强度	kV/mm	≥ 18	
6	导热系数	W/m. K	≥ 0.25	

表 4.5-10 密封双面胶带主要性能参数（需投标人填写）

序号	参数	单位	招标人要求值	投标人保证值
1	基材厚度偏差	mm	标称值 ± 0.1	
2	胶带宽度偏差	mm	标称值 ± 0.5	
3	剥离强度（180 度剥离）	—	$\geq 21\text{N}/25 \text{ mm}$ （泡棉撕裂）	
4	动态剪切强度	MPa	≥ 0.32	
5	静态剪切强度	—	不脱落	
6	拉拔强度	MPa	≥ 0.4	
7	断裂伸长率	%	≥ 200	
8	拉伸强度	MPa	≥ 0.85	
9	透水率	g/m^2 *day	< 15	

使用的硅胶具备良好的电绝缘性能和耐气候性能，粘结、密封性能可靠不失效，固化参数、力学性能、剥离性能、匹配性和电性能满足规范和标准要求，满足 25 年使用寿命。

4.5.7 供货组件使用的铝型材要求

表 4.5-11 铝型材主要性能参数

序号	项目	单位	参数
1	合金牌号	/	6005-T6
2	氧化膜厚度	/	AA10（即平均膜厚 $\geq 10\mu\text{m}$ ，局部膜厚 $\geq 8\mu\text{m}$ ）
3	表面韦氏硬度	HW	$\geq 14\text{HW}$
4	抗拉强度	σ_b / MPa	≥ 220
5	规定塑性延伸强度	MPa	$\geq 150\text{MPa}$
6	伸长率	$\delta\%$	≥ 8
7	功能孔	/	有漏水孔、安装孔、接地孔，并在安装说明书中明确标明其位置
8	弯曲度	mm	全长的弯曲度不大于 $0.8 \times L$ （全长 L 米）；任意 300mm 上小于 0.3mm
9	扭拧度	mm	$\leq 2\text{mm} \times L$ ；（全长 L 米）

使用的铝型材表面进行阳极氧化处理，铝边框应带有漏水孔、接地孔，结构设计应便于安装，满足 25 年的使用寿命，机械强度应满足规范标准要求。

4.5.8 组件引出线电缆

(1) 投标人供货每块组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。

(2) 投标人供货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 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，应通过 CQC 或 TUV 或同等资质第三方认证。

(3) 电缆规格为截面面积不小于 4mm^2 ，正负极引出线电缆长度均不小于产品规定的尺寸要求。

(4) 投标人供货组件正负极出线的长度参考规格书，应根据投标人的要求进行调整，且不影响组件的质量和使用寿命。

(5) 组件间距为 20mm，正负极引线长度需满足正负极的连接需求。

4.5.9 组件接插件

投标人供货组件使用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能及安全要求，接插件的物理特性和电性能符合 GB/T 20047.1 要求，符合国家标准、规范规程，满足 25 年使用的要求，应通过 CQC 或 TUV 或同等资质第三方认证。

供货组件使用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能及安全要求，接插件的物理特性和电性能符合 GB/T20047.1-2006 要求，符合国家标准、规范规程，满足 30 年使用的要求，应通过 CQC 或 TUV 或同等资质第三方认证。

（1）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。

（2）应密封防水、散热性好并接线端子连接牢固，引线端子极性标记准确、明显，采用满足 IEC 标准的电气连接。

（3）防护等级为 IP68。

（4）满足不少于 30 年室外使用的要求。

（5）所有组件接插头必须采用同一厂家产品，并反馈厂家具体型号

（6）组件采用三分体接线盒，连接线正负极出线位置分别位于靠近组件的两个长边中点 150mm 左右。

4.5.10 组件外形尺寸

投标人供货组件的外形尺寸，安装尺寸及质量符合相应的产品详细规范的规定。组件的性能及结构设计能满足安装地点的气候、海拔等条件的使用要求，例如组件的绝缘强度，安装在高海拔地区，电池片间隙及与边框之间距离等满足高海拔地区对应的标准。

投标人供货组件的安装孔位置应符合系统设计要求，连接方式应便于安装和拆卸，同时保证组件的结构强度和安全性能不受影响。

每个组件都应有下列清晰而且擦不掉的铭牌或标志：

- a) 制造厂的名称、标志或代号；
- b) 产品型号；
- c) 产品序号；
- d) 引出端或引线的极性；

e) 在标准测试条件下，该型号产品最大输出功率，开路电压、短路电流、峰值电压、峰值电流等电性能数值。

g) 制造的日期和地点，或可由产品序号查到。

投标人供货组件条形码贴于组件明显处，在使用寿命期内能永久保存，组件标签能抵抗环境的侵蚀而不脱落。

4.5.11 组件外观要求

投标人所有供货组件并且应满足如下要求：

1) 组件边框连接牢固、整洁、平整、无毛刺、无腐蚀斑点，孔位及尺寸与图纸相符。

2) 组件无开裂、无弯曲变形、无不规整或损伤的外表面。

3) 组件的玻璃应整洁平直，组件玻璃无裂痕、无损伤等缺陷。

4) 组件背面清洁，组件背面无划伤、无碰伤等缺陷。

5) 硅胶粘接牢固，表面干净，无变色，无堆胶。

6) 组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。

7) 组件的电池表面状况符合相应的产品详细规范的规定。

8) 组件不存在连续的气泡或脱层导致内部带电体和组件边缘形成通路。

10) 组件的接线装置密封、极性标志准确和明显，与引出线连接牢固可靠。

11) 电池片位置符合图纸要求。

12) 接线盒和引出线位置符合图纸要求，连接牢固，极性标识正确，二极管安装正确。

13) 条形码粘结牢固、端正；标签粘贴牢固、端正。

14) 托盘和包装完好，无受潮、无变形，外包装印刷内容正确。

4.6 EL 检测要求

投标人供货组件生产过程中含两道 EL 检测，层压工序前后每块必须进行 EL 测试。单片电池隐裂失效面积不能超过 5%，组件不能存在缺角破片，黑心片；黑斑面积小于电池片 5%；线性隐裂：单片总失效面积 $\leq 3\%$ ，单片电池上 ≤ 3 ，电池片数量 $\leq 1/20$ 电池总数；单片电池上 ≤ 1 ，电池片数量 ≤ 2 ；纵向不允许贯穿，主栅区域外侧不允许贯穿；交叉隐裂：长度 $\leq 3\text{mm}$ ，不计；隐裂长度 $\leq 1/15$ 电池片长度；单片电池上 ≤ 3 ，电池片数量 ≤ 4 ；路径隐裂不允许；电池片不能混级使用，

高混低允许有 3 片，低混高不允许，电池片黑边小于 1/8 电池片宽度，L 型黑边不允许。

EL 测试仪使用摄像头像素不低于 600 万像素。

组件 EL 检验要求按照本节要求和企业标准中较严者执行。

4.7 电流分档

投标人供货组件成品包装按照工程要求一定数量为一拖，一拖所包括的组件按照功率或电流分档，按照电流分档的组件，组件电流中间档分档精度 $\leq 0.1\text{A}$ ，分三档，并在电池组件和包装箱上明显位置粘贴组件电流分档标识，该标识应耐水浸、耐老化，粘贴牢固。

4.8 组件标准版

投标人应提供经 TUV、德国 Fraunhofer 或有资质的计量单位标定的标准组件，有效期最长为 12 个月，并经过招标人对标定报告进行审核确认后，作为组件出厂验货的标准组件，相应实验室组件测试设备应为进口设备（Spire, Burger, Halm, ENDEAS, PASAN）或国产设备（众森）。

4.9 结构、外形尺寸、支装尺寸及质量

规格组件的外形尺寸，安装尺寸及质量符合相应的产品详细规范的规定。组件的结构设计能满足安装地点的气候、海拔等条件的使用要求，如组件的绝缘强度，安装在高海拔地区，电池片间隙及与边框之间距离满足高海拔地区对应的标准。

组件的安装孔位置可根据投标人的要求调整，同时保证组件的结构强度和安全性性能不受影响。

每个组件都应有下列清晰而且擦不掉的标志：

- a) 制造厂的名称、标志或代号；
- b) 产品型号；
- c) 产品序号；
- d) 引出端或引线的极性；
- e) 在标准测试条件下，该型号产品最大输出功率的标称值和偏差百分比。
- g) 制造的日期和地点，或可由产品序号查到。

4.13 外观要求

组件的外观需满足如下要求：

- 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) 打胶均匀充分，接线盒粘接牢固，表面干净。
- 6) 组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。
- 7) 组件的电池表面状况符合相应的产品详细规范的规定。
- 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。

4.14 绝缘强度

投标人供货组件的电绝缘强度满足 IEC61215 等标准要求，测试绝缘电阻乘以组件面积 $>40\text{M}\Omega\cdot\text{m}^2$ 。投标人供货组件应具备抗盐雾、耐氨腐蚀能力。投标人所供组件应具备良好的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水或融雪的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足相关标准要求，湿漏电流试验满足相关规定，投标人确保所供组件在恶劣气候环境下的耐绝缘能力，如果组件安装场地为特殊环境，投标人提供相应的应对措施及组件的加强处理并提供证明文件。

4.15 载荷要求

投标人所供电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件正面载荷（雪载荷） $\geq 5400\text{Pa}$ ，背面载荷（风载） $\geq 2400\text{Pa}$ 。如组件安装场地须有特殊载荷的需要，投标人应提供相应的应对措施及组件加强处理并提供证明文件。

4.16 强度要求

投标人供货组件需抗冰雹撞击，冰雹实验需满足 IEC61215 等相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境（多冰雹），投标人提供的组件应适应安装地点的气候条件，投标人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，对供货组件的抗冰雹能力加以说明并提供证明文件，使其抗冰雹能力满足使用要求。

4.17 温度冲击要求

若组件安装地点多为昼夜温度变化范围较大的地区，投标人供货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。投标人供货组件应通过 IEC 等标准热循环试验、湿-冻试验和湿-热试验的要求。

4.18 测试和检验

为了验证投标人组件的安全性能可靠性和寿命，招标人（或委托监造单位）会从供货组件中随机抽样，送至第三方实验室依据 IEC61215 进行组件外观、效率和峰值功率测试。并计算组件 STC 功率出现负公差的数量占比， $\leq 5\%$ 正常接收， $> 5\%$ 则判断供货质量不合格，需投标人整改或按不合格率扣款。抽样比例不高于每批次到货数量的 2%（共计 72 块组件）。若初次抽样不合格，则抽样比例可提高一倍，抽检费用由投标人承担。若两次抽样检验皆不合格，招标人不允许该批组件发货，同时要求投标人对测试失败原因提供分析报告，整改后进行重新生产，重复抽样测试过程，直至试验合格，若由此造成供货延期，招标人可要求投标人依据相应合同条款进行赔偿，甚至终止合同执行。

组件到货时，招标人组织第三方、投标人、施工单位及监理方对到货组件的外观、EL 等进行抽样检查，抽检比例 $\leq 1.5\%$ ，由第三方出具组件检测报告，招标人和投标人双方记录到货检组件的隐裂率，并做好验收交接记录。根据组件隐裂率测试结果，招标人和投标人双方协商处理。

光伏组件各部件在正常工况下能安全、持续运行，不应有过度的应力、温升、腐蚀、老化等问题。

光伏组件在使用过程中，25 年运营期内甲方可定期（第 1 年、第 3 年、第 5 年、第 10 年和第 25 年）请三方认可的第三方检验机构对已安装电池组件的功率进行抽样测试和检验（IEC 测试标准），同时电站现场进行测试，现场随机抽检 100 块组件，同时随机抽取 10 块送到第三方实验室进行功率、效率测试、低辐照强度条件下效率、温度系数和绝缘测试、EL 测试等外观及性能检测，由甲方（或甲方委托乙方）负责包装、运输到三方认可的第三方测试机构进行，所有费用由甲方承担。若组件效率衰减、外观及性能等不符合合同要求，乙方有权进行二次抽样测试，二次抽样测试费用由乙方承担。若测试仍不符合要求，乙方必须

承担所有费用并赔偿甲方损失，更换存在质量问题的组件，效率衰减测试时应考虑测试机构测试不确定度。

4.19 盐雾腐蚀要求

投标人应考虑项目场址的实际条件，保证供货组件应具备相应的抗盐雾腐蚀能力，应通过 IEC 标准相关的盐雾腐蚀测试，并提供测试报告。

4.20 抗PID效应要求

投标人供货组件应通过 TÜV NORD 或同等资质第三方认证机构的抗PID认证，供货组件应满足抗PID效应要求，供货组件应适应项目场址环境气候条件，所供组件的抗PID能力应满足项目场址环境气候条件。

组件要有良好抗PID性能，满足 85°C/85%RH/1500V/96h 标准下测试，组件功率在PID测试老化前后，衰退不超过 2.5%。

4.21 防火要求

针对地面光伏电站，供货组件应保证满足相应的防火要求，并提供相关测试报告。

4.22 其它要求

本项目处于高海拔地区，投标人应提供适用于高海拔环境的方案及相关措施。

本技术规范中未明确规定的太阳能电池组件的性能和安全指标及其他相关测试试验，投标人所提供电池组件同样需满足IEC61215和IEC61730及其他相关标准的要求。

5 主要技术性能参数表（投标人填写）

投标人应该依据采购清单，提供采购光伏组件的技术参数特性表，由招标人技术人员对技术参数值进行审核。

要求投标人按照给定表格的次序填写，个别项可以不添，但禁止删减和打乱次序。

光伏组件主要技术性能参数表

序号	名称	单位	投标人保证值	备注
1	光伏组件简要数据			
1.1	型式（如：单面/双面双玻/P型晶硅/N			

	型晶硅/多晶等)			
1.2	组件型号			
1.3	制造厂家/型号			
1.4	光伏组件尺寸（长×宽×高）	mm		
1.5	光伏组件重量	kg		
1.6	电池组件单位面积功率	W		
1.7	电池组件单位面积重量	kg		
1.8	工作温度范围	°C		
1.9	工作湿度	%		
1.10	耐风压（背面）	Pa		
1.11	耐雪压（正面最大载荷）	Pa		
1.12	承受冰雹（直径 25mm 冰球冲击试验速度）	m/s		按照标准 GB/T 9535 (IEC61215)
1.13	减反射膜附着强度	N/m ²		
1.14	组件串并联光伏专用电缆线型号规格			
1.15	配套接插件型号规格			
1.16	电池组件是否要求接地			
2	组件在大气质量 AM1.5、1000W/ m ² 的辐照度、25℃ 的电池工作温度下的标称参数			
2.1	峰值功率	W _p		
2.2	功率公差	W		
2.3	组件转换效率	%		
2.4	开路电压（V _{oc} ）	V		
2.5	短路电流（I _{sc} ）	A		
2.6	工作电压（V _{mppt} ）	V		
2.7	工作电流（I _{mppt} ）	A		
2.8	串联电阻	Ω		
2.9	填充因子	%		
3	组件在大气质量 AM1.5、800W/m ² 的辐照度、45℃ 的电池工作温度下的实际参数			
3.1	输出功率	W		
3.2	工作电压（V _{mpp} ）	V		
3.3	工作电流（I _{mpp} ）	A		
4	组件弱光性			
4.1	大气质量 AM1.5、200W/ m ² 的辐照度、25℃ 的电池工作温度下光电转换效率	%		组件全光照面积转换效率
4.2	大气质量 AM1.5、400W/ m ² 的辐照度、25℃ 的电池工作温度下光电转换效率	%		组件全光照面积转换效率
4.3	大气质量 AM1.5、600W/ m ² 的辐照度、25℃ 的电池工作温度下光电转换	%		组件全光照面积转换效率

	效率			
4.4	大气质量 AM1.5、800W/ m ² 的辐照度、25℃的电池工作温度下光电转换效率	%		组件全光照面积转换效率
5	光伏组件温度系数			
5.1	峰值功率温度系数	%/K		
5.2	开路电压温度系数	%/K		
5.3	短路电流温度系数	%/K		
6	组件功率衰减			
6.1	首年功率衰减	%		
6.2	次年即以后每年衰减	%		
6.3	10 年功率衰减	%		
6.4	25 年功率衰减	%		
6.5	30 年功率衰减	%		
6.6	PID 老化测试前后衰退比率	%		抗 PID 性能： 85oC/85%RH/1500V/96h 标准下测试，组件功率在 PID 测试老化前后，衰退百分比。
7	盖板玻璃数据			
7.1	玻璃厚	mm		
7.2	透射比	%		
7.3	弯曲度	%		
7.4	钢化度			
8	电池片数据			
8.1	厚度			
8.2	光电转换效率	%		
8.3	少子寿命	μs		
8.4	氧浓度	atoms/cm ³		
8.5	碳浓度	atoms/cm ³		
8.6	备注			
9	粘结剂数据			
9.1	密度	g/cm ³		
9.2	交联度	%		
9.3	对玻璃剥离强度	N/cm		
9.4	对背板剥离强度	N/cm		
9.5	抗拉强度	MPa		

9.6	断裂伸长率	%		
9.7	伸缩率	%		
9.8	黄变指数（1000h）			
9.9	VA 含量	%		
9.10	击穿电压	kV/m m		
9.11	粘结剂材料			
9.12	备注			
10	背板数据（本项目不适用）			
10.1	背板结构类型			
10.2	背板用氟膜的材料及其厚度	mm		
10.3	背板用氟膜的材料厂商			
10.4	拉伸强度（横向、纵向）	MPa		
10.5	断裂伸长率（横向、纵向）	%		
10.6	尺寸稳定性（横向、纵向）	%		
10.7	体积电阻率			
10.8	层间剥离强度	N/cm		
10.9	背板/硅胶剥离强度	N/10 mm		
10.10	背板/胶带剥离强度	N/10 mm		
10.11	背板/EVA 剥离强度	N/10 mm		
10.12	背板/POE 剥离强度	N/10 mm		
10.13	热收缩率（横向、纵向）	%		
10.14	耐磨性能			
10.15	击穿电压	kV		
10.16	最大系统电压	V		
10.17	水蒸气透过率	g/m ² d		电解传感器法 （38℃/90%RH）
10.18	湿热老化颜色变化 Δb^*			
10.19	湿热老化断裂伸长率保持率	%		
10.20	湿热老化与 EVA 粘接力保持率（%）	%		
10.21	软化温度	℃		
10.22	备注			
11	背板玻璃数据			
11.1	厚度	mm		
11.2	透射比	%		
11.3	整体弯曲度	%		
11.4	局部弯曲度	%		

11.5	钢化度			
11.7	抗冲击性能			
11.8	备注			
12	边框			
12.1	材质			
12.2	厚度	mm		
12.3	壁厚	mm		
12.4	阳极氧化膜厚度	μm		
12.5	韦氏硬度	HW		
12.6	弯曲度	%		
12.7	扭曲度	%		
12.8	耐盐雾腐蚀	级		
12.9	耐磨性	g/μm		
12.10	备注			
13	接线盒数据			
13.1	最大承载工作电流	A		
13.2	最大耐压	V		
13.3	使用温度	°C		
13.4	最大工作湿度	%		
13.5	防护等级			
13.6	防火等级			
13.7	备注			
14	连接线数据			
14.1	长度	mm		
14.2	是否防鼠防蚁咬			
14.3	是否铠装			
14.4	线径	mm ²		
15	焊带			
15.1	基材			
15.2	厚度公差	mm		
15.3	电阻率	Ω·m m ² /m		
15.4	抗拉强度（互联条，汇流条）	MPa		
15.5	备注			
16	边框密封胶			
16.1	表干时间	min		
16.2	邵氏硬度			
16.3	拉伸强度	MPa		
16.4	100%定伸强度	MPa		
16.5	断裂伸长率	%		
16.6	剪切强度	MPa,		

		Al-Al		
16.7	体积电阻率	$\Omega \cdot \text{cm}$		
16.8	击穿电压	kV/m m		
16.9	阻燃等级			
16.10	备注			
17	旁路二极管			
17.1	旁路二极管类型			
17.2	旁路二极管数量			

认证证书统计表（需投标人填写）

组件型号			
认证类别	认证机构	所附认证证书在本文件中的对应页码	

测试报告统计表（需投标人填写）

组件型号			
测试类别	测试机构	所附测试报告在本文件中的对应页码	

投标人应认真逐项填写技术参数保证值表中投标人保证值，不能空格，也不能以“满足要求”代替，要求按照上述招标人要求值考虑本次供货，如有差异，请填写技术差异表。“投标人保证值”应与型式试验报告相符。

第二部分 供货范围

1 一般要求

1.1 本附件规定了招标设备的供货范围，投标人保证提供设备为全新的、先进的、成熟的、完整的和安全的可靠的，且设备的技术经济性能符合部分 1 的要求。

1.2 投标人应提供详细供货清单，清单中依此说明型号、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，即使本招标附件未列出和/或数目不足，投标人仍须在执行的同时补足。

1.3 投标人提供所有安装和检修所需专用工具和消耗材料等，并提供详细供货清单。

1.4 提供运行所需备品备件。

2 供货范围

2.1 供货清单(投标人细化填写)

序号	名称	规格和型号	单位	数量	生产厂家	产地	备注
1	光伏组件	N 型 TOP Con 单晶双面双 玻组件（峰值 功率不低于 640Wp）	Wp				每块含组件、接线盒、 电缆及一对接头； 根据投标产品型号确 定组件块数，总容量 不低于 392.204MWp； 组件型号 1：____， 块数：____； 组件型号 2：____， 块数：____（如有）。
2	快速接插件	MC4	套	24749			与组件匹配（防水、 耐温、防腐型）
3	2.3m 跨接线		对	24749			
4	组件安装到支 架孔或夹具所 需的配套设备		套				根据组件情况配套

备注：

- 1、设备具体数量以施工图设计和项目实际需求为准。
- 2、投标人所投光伏组件功率档位不多于 2 个。

2.2 备品备件(投标人细化填写)

序号	名称	规格和型号	单位	数量	生产厂家	产地	备注
1	光伏组件	同供货清单	块				不少于 2 块/MWp
2	快速接插件	同供货清单	对	497			
3	2.3m 跨接线	同供货清单	对	497			
.....							

2.3 专用工具（投标人细化填写）

序号	名称	规格和型号	单位	数量	生产厂家	产地	备注
1	MC4 快速接插件专 用压接工具		套				
2	万用钳表						
3	万用表						

4	热成像仪		台	2			
5	压线钳						
.....							

2.4 进口件清单（投标人细化填写）

序号	名称	规格和型号	单位	数量	生产厂家	产地	备注

第三部分 相关方工作界限及接口

投标人中标后有义务与外部相关设备供货厂家、设计院、施工单位进行配合工作，并随时提供招标人对相应设备选型的参数。

由招标人提出光伏组件的布置要求，由投标人完成光伏组件与支架的连接设计，并向支架设计方提供满足承受风压 2400Pa 及雪荷载 5400Pa 的连接要求（如螺栓孔、支承面尺寸等）。

光伏组件与安装支架之间的连接应采用方便安装和拆卸的连接方式，提供的安装方式应考虑光伏组件与安装工具接触面之间热胀冷缩不均的问题，投标人应提供详细的组件固定方案和图纸（若有夹具，须对夹具提出明确要求），要求连接需有足够的强度，以保证光伏组件在任何自然气象条件不脱落，卡具的安装方式要复核结构荷载，并考虑风荷载及雪荷载的因素。

第四部分 技术资料 and 交付进度

1 一般要求

1.1 投标人提供的资料应使用国家法定单位制，投标人应提供该设备的技术资料和图纸，图纸为 AutoCAD 格式，文本文件应为 Word/Excel 格式，语言为中文，所有电子文档必须以双方接受的方式正式提供，并附以提供文档索引，否则视为无效。

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

1.3 投标人资料的提交及时、充分，满足工程进度要求。中标后，投标人应负责编写并提供所供产品的技术协议，并经招标人和设计方确认。中标后 7 日内应给出满足施工图设计的全部技术资料 and 交付进度清单，并经招标人确认。中标后 10 日提供正式图纸，正式图纸必须加盖工厂公章和签字。

1.4 投标人提供的技术资料一般可分为工程施工图设计阶段、设备监造检验阶段、施工调试试运、性能验收试验和运行维护等阶段。投标人须满足以上各阶段的具体要求。

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

1.6 招标人要及时向投标人提供与合同设备设计制造有关的资料。

1.7 本工程将采用 KKS 编码标识系统。投标人承诺所提供的设备和技术文件（包括图纸）采用 KKS 编码标识系统。投标人承诺采用招标人提供的企业标准；标识原则、方法和内容，在设计联络会上讨论确定。

1.8 完工后的产品应与最后确认的图纸一致。招标人对图纸的认可并不减轻投标人关于其图纸的正确性的责任。设备在现场安装时，如投标人技术人员进一步修改图纸，投标人应对图纸重新收编成册，正式递交招标人，并保证安装后的设备与图纸完全相符。

1.9 投标人提供的技术资料为每个工程 10 套，电子版技术资料每个工程 1 套。

1.10 投标人提供的所有资料（包括图纸）均应有本工程专用标识，即盖有“光伏发电项目”图章，并注明版次，修改版资料对修改部分应有明显的标识或标注，正式图纸必须加盖工厂公章和签字。

2 资料提交的基本要求

2.1 投标人在投标时应提供的以下技术文件：

- ✓ 企业概况、资质、证书
- ✓ 工厂概况
- ✓ 产品外形照片、尺寸图纸和安装指导书
- ✓ 产品参数表

- ✓ 主要设备供应商概况
- ✓ 产品 I-V 特性曲线图
- ✓ 太阳能电池组件装配图
- ✓ 太阳能电池组件安装图

2.2 签定技术协议书时向招标人提供以下设计配合技术文件：

- ✓ 产品外形照片、尺寸图纸和安装指导书
- ✓ 产品参数表
- ✓ 产品 I-V 特性曲线图
- ✓ 太阳光伏组件装配图
- ✓ 太阳光伏组件安装图
- ✓ 组件安装对支架的要求

2.3 投标人应不晚于签约后 3 天内，向招标人提出一个详尽的生产进度计划表，包括产品设计、材料采购、产品制造、厂内测试以及运输等项的详情，以确定每部分工作及其进度。

2.4 产品合格证及全套设备制造质量证明文件。

2.5 供货清单：包括设备本体、附件以及备品备件、专用工具等。清单中应有型号、规范、数量、材质、制造厂家、使用地点。

2.6 资料交接清单

序号	资料名称	单位	数量	提供时间	备注
1	资料移交清单	份			
2	供货清单	份			
3	装箱单	份			
4	安装说明书	份			
5	合格证	份			
6	出厂检验报告	份			
7	质量证明书	份			
8	所供图纸包括以下内容：(1)光伏组件安装图；(2)零件图；(3)外形图；(4)包装图；	套			

序号	资料名称	单位	数量	提供时间	备注
9	外购件清单及相应的图纸、合格证、说明书、出厂检验报告	套			
10	所有进口设备原产地证明、质量证明、商检报告	套			
11	制造质量监检报告、质量监察检验证书	套			
12	特种产品生产许可证复印件	份			
13	以上所列各种设备随机资料提供相应电子版（磁盘或光盘）	份			

第五部分 设备监造（检验）和性能验收试验

1 概述

本章用于合同执行期间对投标人所提供的设备进行监造、检验和性能验收试验，确保投标人所提供的设备符合招标文件的要求。

1.1 投标人向招标人保证所供设备是技术先进成熟可靠的全新产品。在图纸设计和材料选择方面准确无误，加工工艺无任何缺陷和差错。技术文件及图纸清晰、正确、完整，能满足正常运行和维护的要求。

1.2 投标人具备有效方法、控制所有外协、外购件的质量和服务，使其符合本规范的要求。

1.3 招标人有权派代表到投标人制造工厂和分包及外购件工厂检查制造过程，检查按合同交付的货物质量，检查按合同交付的元件、组件及使用材料是否符合标准及其合同上规定的要求，并参加合同规定由投标人进行的一些元件试验和整个装配件的试验。投标人提供给招标人代表相关技术文件及图纸查阅，试验及检验所必需的仪器工具、办公用具。

1.4 如在运行期间发现部件的缺陷、损坏情况，在证实设备储存安装、维护和运行都符合要求时，投标人将尽快免费更换。

1.5 在保证期内，投标人产品各部件因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同规定的各项指标时，供方无偿地为招标人修理或更换部件，直至满足合同

要求。

1.6 设备在验收试验时达不到合同规定的一个或多个技术指标保证值而属于投标人责任时，投标人自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。

2 工厂检验

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

2.2 检查的范围包括原材料和元器件的进厂，部件的加工、组装、试验和出厂试验。投标人检验的结果要满足招标文件的要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标人要采取措施直至满足要求，同时向招标人提交不一致性报告。投标人发生重大质量问题时应将情况及时通知招标人。

2.3 工厂检验的所有费用包括在合同设备总价中。

3 监造

3.1 监造依据

根据本合同和原电力工业部、机械工业部文件电办（1995）37号《大型电力设备质量监造暂行规定》和《驻大型电力设备制造厂总代表组工作条例》的规定，以及国家有关规定。

3.2 对投标人配合监造的要求

3.2.1 投标人有配合招标人监造的义务，及时提供相关资料，并不由此发生任何费用。

3.2.2 投标人应给招标人监造代表提供工作和生活方便。

3.2.3 投标人应在现场见证或停工待检前将设备监造项目及时间通知招标人监造代表。

3.2.4 招标人监造代表有权查（借）阅与合同监造设备有关的技术资料，如招标人认为需要复印存档，投标人应提供方便。

3.2.5 投标人应在见证后将有关检查、试验记录和报告资料提供给招标人监造代表。

3.3 组件生产工艺的控制

投标人电池、组件每道生产工艺及其作业指导书应符合技术规范、标准与规范要求，并严格遵照作业指导书进行操作，并且投标人组件主要工艺应满足以下要求：

焊接工艺：采用全自动焊接机，焊接工序严格遵照作业指导书进行操作，每台焊接机温度要每 15 天至少点检一次，温度偏差不超过 $\pm 10^{\circ}\text{C}$ ，焊接强度每个班次至少测试一次，焊接拉力不低于 1N/mm，五栅电池正面焊接位置偏差 $\leq 0.3\text{mm}$ ；十二栅电池组件、多主栅半片组件焊带偏离允许焊带偏离主栅线 $\leq 1\text{mm}$ ；

层压工艺：采用自动层压机，层压工序严格按照作业指导书进行操作，每台层压机温度每周至少点检 1 次（至少测试 5 个点温度），温度偏差不超过 2°C ，每台层压机 EVA/POE 交联度每周至少测试一次。

密封工艺：组件封装的玻璃表面与边框之间，背板与边框之间，接线盒与背板之间及接线盒硅胶均匀充分，无可见缝隙，组件边框内硅胶密封充分，每台装框机、每台打胶机和灌胶机每班次至少点检一次。对硅胶固化环境的温湿度和时间进行严格控制并有点检记录，保证硅胶对铝材和层压板边缘有良好的粘接力和具有足够的机械强度，并且在承受外力载荷下有一定的形变能力，防止组件的刚性破坏，保证硅胶自身固化后均匀无气泡，还应防止液体和气体的渗透，起到很好的阻隔作用。

3.4 生产车间和人员要求

供货组件的生产车间和设备必须经过 TUV 或同等资质认证机构的认证，操作人员应具有丰富的生产经验，技术娴熟，按照作业指导说明书规范操作，并熟悉各个工序的检验控制标准。

3.5 质量控制措施

投标人应提供组件生产质量的控制措施，应包括组件原材料性能指标检验标准和方法，生产工艺质量控制，组件成品的性能环境试验抽测等内容，并作为买方驻厂监造的依据。

3.6 监造内容

光伏组件监造项目及内容如下表：

光伏组件制造监理内容

序号	监理内容	见证项目	见证方式			备注
			H	W	R	
1	工厂检查	认证证书			✓	
		测试报告			✓	
		人员配置			✓	
		生产过程		✓		
		生产设备		✓		
2	原料质量监控	电池片				
		出入厂检验报告			✓	
		电性能检验			✓	
		电池片等级检验			✓	
		外观检查		✓		
		面板玻璃				
		出入厂检验报告			✓	
		尺寸检验			✓	
		性能检验			✓	
		外观检查		✓		
		背板材料（不适用）				
		出入厂检验报告			✓	
		尺寸检验			✓	
		物理及化学性能检验			✓	
		外观检查		✓		
		边框				
		出入厂检验报告			✓	
		化学成分检验			✓	
		力学性能检验			✓	
		外观检查		✓		
		焊带				
		出入厂检验报告			✓	
		性能检验			✓	
		尺寸检验			✓	
		外观检查		✓		
		EVA/POE材料				
		出入厂检验报告			✓	
		交联度检验			✓	
		层压时间检验			✓	
		固化后剥离强度检验			✓	
		外观检查		✓		
		接线盒和连接线				

		出入厂检验报告			✓	
		性能检验			✓	
		尺寸检验			✓	
		外观检查		✓		
3	生产工序检查	焊接工序检查				
		焊带浸泡、烘干时间检查		✓		
		焊接烙铁温度点检检查		✓		
		正面及背面焊接偏移检查		✓		
		焊接质量检查		✓		
		电池片间距检查		✓		
		焊接后电池片外观检查		✓		
		焊接拉力检查			✓	
		敷设（叠层）工序检查				
		面板外观检查		✓		
		电池片外观检查		✓		
		密封材料外观检查		✓		
		背板外观检查		✓		
		层压工序检查				
		层压机温度点检检查		✓		
		EVA/POE交联度测试		✓		
		层压后组件检查		✓		
		装框工序检查				
		边框打胶量检查		✓		
		边框外观检查		✓		
		安装后组件外观检查		✓		
		接线盒安装工序检查				
		接线盒外观检查		✓		
		接线盒安装质量检查		✓		
		硅胶密封工序检查		✓		
		固化工序检查				
		固化时间检查		✓		
		固化效果检查		✓		
		表面清洁工序检查		✓		
		测试工序检查				
		绝缘耐压测试检查		✓		
		功率测试条件检查		✓		
		功率测试检查		✓		
		EL测试检查		✓		

4	试验检查	尺寸规格、质量		✓	✓	
		电气性能技术参数		✓	✓	根据GB/T 2828的比例或技术协议要求进行抽检。
		绝缘强度试验		✓	✓	根据GB/T 2828的比例或技术协议要求进行抽检。
		耐压试验		✓	✓	根据GB/T 2828的比例或技术协议要求进行抽检。
		接地电阻试验		✓	✓	根据GB/T 2828的比例或技术协议要求进行抽检。
		湿漏电流试验		✓	✓	
		室外暴露试验			✓	
		热斑耐久试验			✓	
		紫外预处理试验			✓	
		热循环			✓	
		湿-冻试验			✓	
		湿-热试验			✓	
		引出端强度试验			✓	
		机械载荷试验			✓	
		冰雹试验			✓	

4 检验和性能试验

4.1 检验和性能试验的目的是为了检验合同设备的所有性能是否符合技术规范的要求，检验和性能试验范围参见第一部分技术规范的第 4.18 小节。

4.2 检验和性能试验的地点为招标人现场/第三方检测机构。设备发货前或到达安装现场后，供、需双方按商定的开箱检验方法，对照装箱清单逐件清点，进行检查和验收。

4.3 检验和性能试验的时间：与设备供货、安装、运行时间基本同步，具体试验时间由供需双方协商确定。

4.4 检验和性能试验由招标人组织，投标人参加。

4.5 检验和性能试验的标准和方法：按照国家和行业现行标准执行。

4.6 投标人应提供检验/试验所需的技术配合和人员配合，配合费用已在投标总价内。

4.7 检验和性能试验结果的确认：检验和性能试验报告以招标人为主编写，投标人参加，共同签章确认结论。如双方对试验的结果有不一致意见，双方协商解决。

4.8 进行检验和性能试验时，一方接到另一方检验/试验通知而不派人参加检验/

试验，则被视为对检验/性能试验结果的同意，并进行确认签盖章。

4.9 由投标人外包生产的设备（部件）到达安装现场后，仍由招标人会同投标人进行检查和验收。

5 试运行（可靠性运行）

5.1 在招标人正确有效地存储、安装和使用条件下，投标人产品在通过试运行后进行验收。

5.2 每发电单元组件的可靠性运行应当通过在太阳辐射强度不低于 $400\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下进行，经调试后，从工程启动开始无故障连续并网运行时间不少于光伏组件接收总辐射量累计达 $60\text{kWh}/\text{m}^2$ 的时间、并无任何会影响长期运行的缺陷的试运行来考核。在可靠性运行期间发生因电网故障或其他原因，并且不为投标人控制的原因而造成的停机不作为不利于投标人的理由。这种停机时间不应加进连续运行小时，以确保光伏组件净可靠的运行时间。如果发电单元的组件的可靠性运行因为某个缺陷而中断，投标人应当对此缺陷立即进行修理，该发电单元的可靠性运行应重新计时，直至达到要求时间。

5.3 投标人提供的产品应经供、需双方认可的权威第三方抽样检测合格，抽样比例不高于每批次到货数量的 2%（共计 36 块组件）。若初次抽样不合格，则抽样比例可提高一倍，抽检费用由投标人承担。

5.4 当最后发电单元通过试运行后，待投标人完成所有缺陷处理工作，招标人签发该电站全部光伏组件的预验收证书。

5.5 初步验收合格后，招标人签发该电站全部光伏组件的初步验收证书，并确认该电站光伏组件开始进入质保期，光伏组件整体质保不少于 5 年，材料、工艺质保期限不低于 12 年，功率质保期限不低于 30 年。

6 试运行期的检查

6.1 在调试期或试运行期发现设备有缺陷，原因包括但不限于潜在的缺陷或使用了不当材料，业主或业主委托方应当向权威机构提出要求检验的申请，并有权根据检验证书的效力和保修证明向投标人提出索赔要求。

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

验。

6.3 在试运营期内，投标人产品各部件因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同规定的各项指标时，投标人应无偿地为招标人修理或更换零部件，直至改进设备结构并无偿供货。

6.4 设备在验收试验时达不到合同规定的一个或多个技术指标保证值且属于投标人责任时，则投标人应自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。

6.5 在试运营期内，由于下列情况所造成的缺陷、损坏或达不到指标时，不属投标人责任：

- 1) 由于招标人错误操作和维修；
- 2) 设备在现场保存时间超过合同规定期限所引发的问题；
- 3) 由于非投标人造成的其它错误和缺陷。

7 性能验收

光伏组件在工程投产满一年时，招标人请双方认可的第三方检验机构，由投标人负责包装、运输到第三方测试机构（如投标人放弃该项权利，则须认可招标人指定代表人抽样、包装、运输组件至第三方检测机构期间的一切行为，且不得提任何异议），对已安装光伏组件根据组件序列号进行功率随机抽样检测。若衰减大于合同要求，投标人有权进行二次抽样测试，二次抽样测试费用由乙方承担，测试单位由双方协商确定，若测试仍不符合要求，投标人须向招标人赔偿发电量损失，赔偿金额不超过质保金，功率衰减测试时应考虑测试机构测试不确定度（具体赔偿视具体项目情况商定）。

光伏电站的质保期满后，并且已满足上述条件，招标人签署最终验收的全部文件。

第六部分 技术服务和设计联络

1 投标人现场技术服务

1.1 投标人现场技术服务人员的目的是保证所提供的招标设备安全、正常投运。投标人要派出合格的、能独立解决问题的现场服务人员。投标人提供的包括服务人天数的现场服务表应能满足工程需要。如果由于投标人的原因，下表中的人天数不能满足工程需要，招标人有权追加人天数，且发生的费用由投标人承担；如

果由于招标人的原因，下表中的人天数不能满足工程需要，招标人要求追加人天数，且发生的费用由招标人承担。

1.2 投标人服务人员的一切费用已包含在投标总价中，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。招标人不再因投标人现场服务人员的加班和节假日而另付费用。

1.4 未经招标人同意，投标人不得随意更换现场服务人员。同时，投标人须及时更换招标人认为不合格的投标人现场服务人员。

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（由投标人投标时填写）

序号	技术服务内容	总的计划人 天数	派出人员构成		备注
			职称	人数	

1.6 在下列情况下发生的服务人天数将不计入投标人现场总服务人天数中：

1.6.1 由于投标人原因不能履行服务人员职责和不具备服务人员条件资质的现场服务人员人天数；

1.6.2 投标人为解决在设计、安装、调试、试运等阶段的自身技术、设备等方面出现的问题而增加的现场服务人天数；

1.6.3 因其他投标人原因而增加的现场服务人员。

1.7 投标人现场服务人员应具有下列资质：

1.7.1 遵守中华人民共和国法律，遵守现场的各项规章制度；

1.7.2 有较强的责任感和事业心，按时到位；

1.7.3 了解招标设备的设计，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；

1.7.4 身体健康，适应现场工作的条件；

1.7.5 招标人向投标人提供服务人员情况表，招标人有权要求更换不合格的现场

服务人员，投标人及时更换。

1.8 投标人现场服务人员的职责

1.8.1 投标人现场服务人员的任务主要包括设备催交、货物的开箱检验、设备质量问题的处理、安装和调试、参加试运和性能验收试验；

1.8.2 在安装和调试前，投标人技术服务人员应向招标人进行技术交底，讲解和示范将要进行的程序和方法。在设备安装前，投标人应向招标人提供设备安装和调试的重要工序和进度表，招标人技术人员要对此进行确认，否则投标人不能进行下一道工序。经招标人确认的工序不因此而减轻投标人技术服务人员的任何责任，对安装和调试中出现的任何问题投标人仍要负全部责任；

安装和调试监督的重要工序表（由投标人投标时填写）

序号	工序名称	工序主要内容	备注

1.8.3 投标人现场服务人员负责全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，投标人现场人员要在招标人规定的时间内处理解决。如投标人委托招标人进行处理，投标人现场服务人员要出委托书并承担相应的经济责任；

1.8.4 投标人对其现场服务人员的一切行为负全部责任；

1.8.5 投标人现场服务人员的正常来去和更换应事先与招标人协商。

1.9 招标人的义务

招标人要配合投标人现场服务人员的工作，并在生活、交通和通讯上提供方便。

2 培训

2.1 为使招标设备能正常安装、调试、运行、维护及检修，投标人有责任提供相应的技术培训。投标人应对招标人人员进行全面的技术培训。使招标人人员达到能独立进行管理、运营、故障处理、日常测试维护等工作，以便投标人所提供的设备能够正常、安全地运行。

2.2 培训内容应包括：投标人所提供设备的性能、技术原理和操作使用方法，维护管理的技术，实际操作练习，培训内容和时间应与工程进度相一致。

2.3 投标人应列出具体的培训计划。

2.4 厂验及培训人数、时间等事宜在谈判时再由双方商定，投标人先报出人·天单价。

2.5 培训计划和内容列出如下（由投标人投标时填写）：

序号	培训内容	计划人天数	培训教师构成		地点	备注
			职称	人数		
1						
2						
3						

2.6 培训的时间、人数、地点由投标人填写、招标人确认。

2.7 投标人为招标人培训人员提供设备、场地、资料等培训条件，并提供食宿和交通方便。

3 设计联络会

3.1 设计联络会的目的是保证招标设备和电厂的成功设计，及时协调和解决设计中的技术问题，协调招标人和投标人，以及各投标人之间的接口问题，设计联络会采用各专业联合召开的方式，联络会议由招标人主持。正式设计联络会原则上召开两次，会议费由投标人承担。第一次会议召开地点设在投标人所在地，第二次会议召开地点设在招标人所在地。

3.2 设计联络会议题：

3.2.1 讨论投标人提供的技术资料及标准协调。

3.2.2 详细设计中的技术问题。

3.2.3 协调布置和接口。

3.2.4 招标人复核并确认投标人提供的辅助设备厂家。

3.2.5 讨论施工、运输方案。

3.2.6 讨论设备验收考核。

3.2.7 参观考察投标人提供的技术支持方所生产的设备的电站、制造厂。

3.3 时间及人员：

3.3.1 第一次设计联络会召开地点设在投标人所在地。

时间及内容待定。

3.3.2 第二次设计联络会召开地点设在招标人所在地。

时间及内容待定。

第七部分 交货进度

1 交货进度

本项目计划于 2027 年 6 月并网，计划的交货进度如下：

序号	项目名称	供货时间
1	甘孜乡城贡札（Ⅱ标）光伏发电项目	计划 2026 年 6 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日完成供货，具体以项目公司书面通知为准。

2 交货说明

2.1 本交货时间待合同谈判时确定。

2.2 备品备件及专用工具与主设备一起发货，要求单独包装，并注明“备品备件”、“专用工具”标识。

2.3 投标人应满足招标人工程进度的要求，如不能满足，招标人保留另选厂家的权利。

2.4 设备至现场后由招标人验收合格后方可安装。

2.5 交货方式为现场车板交货，投标人供货前应联系招标人现场勘察道路。

3 交货地点

交货地点为施工现场组件安装场地。

第八部分 运行维护手册编写格式

运行维护手册格式要求如下：

光伏发电项目

光伏组件

运行维护手册

要求：一式 15 套

纸张：A4

字体：宋体，小四号

行间距：1.5 倍

页边距（mm）：左-30 右-25 上-30 下-40

页眉：XX 设备运行维护手册

注：在正式提交前，先由招标人审定。

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

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

手册中应能够快速查阅运行参数、设备说明书、操作、维护和安全程度。

运行和维护手册应包括，但不限于下述内容：

- 1、设备概述，包括设备、设备结构、功能说明、技术规范等。
- 2、设备安装、拆卸、维护的程序及注意事项。
- 3、设备零、部件清单，包括名称、规格、制造厂家全称等。

为便于使用和查阅，手册应分成卷，每一卷包括封面的最大厚度为 50mm。

每一卷的版式应尽可能地一致，每一部分的系统、设备等描述顺序也应一致。

第九部分 技术差异表

投标人要将投标文件和招标文件的差异之处汇集成表。技术部分和商务部分要单独列表。

差异表

序号	招标文件		投标文件	
	条目	简要内容	条目	简要内容

第十部分 投标人需要说明的其他内容（质量承诺及售后服务承诺等）

投标人提供在专业技术、设备设施、人员组织、业绩经验等方面具有设计、制造、质量控制、经营管理的相应的资格和能力的资料。