光伏组件技术规范书

（仅供参考，具体要求以初步设计收口为准）

时间：2024年11月

目录

[1 一般规定 2](#_Toc466551909)

[2 标准与规范 5](#_Toc466551910)

[3 供货范围 7](#_Toc466551911)

[4 光伏组件技术要求 8](#_Toc466551912)

[5 关键原材料和零部件技术要求 14](#_Toc466551913)

[6 配件、工具与备品备件 29](#_Toc466551914)

[7 生产能力与交货进度 30](#_Toc466551915)

[8 监造、抽样检测与验收 33](#_Toc466551916)

[9 技术资料及交付进度 39](#_Toc466551917)

[10 包装、运输 40](#_Toc466551918)

[11 技术服务与质量问题处理 41](#_Toc466551919)

[12 分包与外购 43](#_Toc466551920)

[13 设备供货清单及性能参数 44](#_Toc466551921)

[14 技术差异表 48](#_Toc466551922)

# 一般规定

## 总则

1. 本技术规范书包括光伏组件本体及其主辅料的设计、结构、性能、安装、试验和服务等方面的技术要求。
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，投标人应提供符合本规范和最新相关标准的优质产品。
3. 本技术规范所使用的标准如与投标人所执行的标准不一致时，按较严格标准执行。
4. 本技术规范书中涉及的有关商务方面的内容，如与招标文件的商务部分有矛盾时，以商务部分为准。
5. 如未对本规范书提出偏差，将认为投标人提供的设备符合规范书和标准的要求。偏差（无论多少）都必须清楚地表示在投标文件中的“技术差异表”中。
6. ***对于优于招标文件技术要求的相关参数，投标人宜提供有效证明文件，如无法提供，将视为仅满足招标文件要求，若为虚假参数或不可能达到的水平，将进行扣分或作废标处理。***

## 投标人应提供的资格文件

投标人在投标文件中应提供下列有关资格、业绩文件复印件，否则视为不响应主要技术条款

。

1. **拟供货制造工厂的AAA级太阳模拟器应提供经CNAS认可的专业测试机构出具校准报告。**
2. **经CNAS认可的专业认证机构对供货光伏组件出具的认证证书和完整的证书附件（含物料清单（BOM）和完整的测试报告(CDF)）。**
3. **ISO9000系列的认证书或等同的质量保证体系认证证书。**

## 特殊环境条件（供参考）

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 环境 | 是/否 | 备注 |
|  | 高温高湿、温湿度变化剧烈或水面光伏 | 是 |  |
|  | 高海拔 | 否 |  |
|  | 干热 | 是 |  |
|  | 盐碱地、沿海 | 否 |  |
|  | 农场附近 | 否 |  |
|  | 沙漠 | 否 |  |
|  | 台风 | 是 |  |
|  | 大风、冰雹及强降雪 | 是 |  |
|  | 组件需长途运输或运输条件恶劣情况 | 否 |  |
|  | 林光互补或者屋顶等有防火要求 | 是 | 屋顶分布式 |

## 标书质量

投标人应按照本文件章节顺序及要求提供完整的标书文件，针对招标文件要求，对响应情况描写应清晰、全面、准确、逻辑性强。

投标人应根据响应情况，提交明确、完整的技术差异表，技术差异表应以汇总的形式放置在投标书正文的首页，技术差异表的详细原因可以以附件的形式详细说明，对于在技术差异表未明确提出而在实际投标文件中确有存在的技术差异，招标人将不予认可，以技术差异表中内容为准。

投标书要以响应招标文件为核心，不能出现无关项目，在后续合同执行过程中将以投标文件响应的情况来执行。投标产品的技术优势、认证文件和测试报告以附件的形式详细阐述。

投标书中不应出现模糊不清的论述和承诺，对于存在不响应本技术规范，或在投标书中模糊不清的技术描述太多，需要大量繁杂的技术澄清工作，致使技术评标工作难以合理推进的，招标人可以对标书进行否决投标处理。

# 标准与规范

投标产品应满足以下规范、标准要求。所有标准和技术规范均应为合同签订之日为止时的最新版本。本招标文件所使用的标准和规范如有矛盾之处，以最新版本和较高标准执行。

本招标文件中未涉及的内容，投标人应在投标时提出拟使用的规范和标准。

GB/T 11010 光谱标准太阳电池；

GB/T 16422.3 塑料试验室光源暴露试验方法 第3部分：[荧光紫外灯](http://www.suncek.com)；

GB/T 18912 光伏组件盐雾腐蚀试验；

GB/T 20047.1 光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分：结构要求；

GB/T 2828.1 计数抽样检验程序 第1部分:按接收质量限(AQL)检索的逐批检验抽样计划；

GB/T 6495.1 光伏器件 第1部分:光伏电流-电压特性的测量；

GB/T 6495.2 光伏器件 第2部分:标准太阳电池的要求；

GB/T 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/T 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/T 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/T 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/T 6495.8 光伏器件 第8部分:光伏器件光谱响应的测量；

GB/T 6495.9 光伏器件 第9部分:太阳模拟器性能要求；

GB/T 6495.10 光伏器件 第10部分:线性特性测量方法；

GB/T 6497 地面用太阳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定型；

IEC 61345 太阳能电池组件的紫外试验；

SJ/T 11061 太阳电池电性能测试设备检验方法

IEC 60068-2-68 环境试验.第2部分:试验.试验L:防尘和防砂

IEC 61215 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型

IEC 61701 光伏组件盐雾腐蚀试验

IEC 61730-2 光伏组件安全鉴定 第2部分：试验要求

IEC 62716 光伏组件氨气试验

IEC 62759 光伏组件运输震动试验

IEC 62782 动态载荷试验

IEC 62804 晶体硅组件系统电压耐久测试

EN 50458 光伏组件用接线盒标准

# 供货范围

供货范围包括：

1. 【单晶硅】、【双玻】、【带边框】【抗PID】光伏组件和必要的附件。
2. 备品备件：竣工验收前安装、调试、试运行阶段以及质保期间需配备的备品备件及试验组件。
3. 专用工具、仪器：光伏组件安装、卸车、转运、运行、检验、维修过程中必要的专用工具。
4. 光伏组件安全运行必需的设备和装置。

# 光伏组件技术要求

## 规格型号及技术要求

### 规格型号

单晶硅、【双玻】、【TOPCON型】、【带边框】、【抗PID】光伏组件。

### ※效率和功率

初始安装的晶体硅组件在标准条件下（大气质量AM1.5、1000W/m2的辐照度、25℃的电池工作温度）的全光照面积下光电转换效率（含组件边框面积）和功率均满足以下要求：

单片峰值功率≥700Wp（功率以招标为准）。

光伏组件峰值功率以三方抽样送第三方检测机构在标准测试条件下测试所有样品的最小值为准。相关费用由承包方负责。

### ※工作条件

系统电压：1500V。

工作温度： -40~85℃。

荷 载：≥正面5400/背面2400 Pa。

***≥正面5400/背面5400 Pa（有特殊抗风要求的项目）。***

防护等级（接线盒）：IP67。

耐 风 压：≥2400Pa。

***≥5400 Pa（有特殊抗风要求的项目）。***

耐冰雹撞击性能：≥23m/s。

最大承载工作电流：***应根据光伏组件电池片尺寸及背面增益合理设计最大承载工作电流，且满足以下要求：***

≥15A（158mm及以下电池片）

≥20A（166mm电池片）

≥30A （182mm电池片）

≥35A （210mm电池片）

### 功率公差

不接受负公差。

### 功率衰减

单晶硅电池组件衰减率1年内不高于1%，1年后保持线性衰减，25年内不高于13%。

### 组件性能

表1所列晶体硅光伏组件性能应满足IEC 61215、IEC 61730及中华人民共和国工信部《光伏制造行业规范条件》最新版的相关要求。

表4-1 晶体硅光伏组件试验列表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **试验类别** | **电性能** | **环境试验** | **电击危害试验** | **机械应力试验** |
| 试  验  项  目 | 最大功率 | 热循环试验 | 绝缘试验 | 引线端强度试验 |
| 温度系数 | 湿冷试验 | 湿漏电试验 | 冰雹试验 |
| NOCT测试 | 湿热试验 | 旁路二极管试验 | 机械负载试验 |
| STC和NOCT下的性能 | UV试验 | 反向过电流试验 | 组件破损量试验 |
| 低辐照下的性能 |  | 接地连续性试验 | 剪切试验 |
| 户外暴晒试验 |  | 脉冲电压试验 |  |
| 热斑耐久试验 |  | 局部放电试验 |  |
| 温度试验 |  | 可接触试验 |  |

## 测试认证

生产厂家应提供与光伏组件供货相对应的认证证书和完整的证书附件（含物料清单（BOM）和完整的测试报告(CDF)），如果光伏组件拟使用主要的原材料和零部件品牌、规格型号或技术参数与认证产品不一致，须对原材料和零部件变更后的产品重新进行认证并通过以下相关认证。

### 性能及安全认证

光伏组件供货产品应与认证送检产品保持一致，且应具有满足国家标准和IEC标准的认证：

1. 供货组件产品应满足国家相关标准规范对产品认证的要求，包括国家认监委批准的认证机构的认证。
2. 供货组件产品应通过分别依据IEC61215和IEC61730的组件性能和安全认证，包括TUV或CQC或CGC认证或CNAS认可的第三方测试机构的同等认证。
3. 投标人提供CNAS认可的第三方认证机构的认证证书和完整的证书附件（含样品物料清单（BOM）和完整的测试报告/CDF）。
4. 晶体硅光伏组件须按照或严于IEC 62804加严环境实验（中国质量认证中心编制的《地面用晶体硅光伏组件环境适应性测试》）的要求通过CNAS认可的第三方测试机构的抗PID测试或认证。

### 环境差异化测试认证

对于具有以下气候或环境特点的项目，产品应通过CNAS认可的第三方机构的以下一项或几项的差异化测试认证：

1. 高温高湿、温湿度变化剧烈区域：加严环境试验，测试参数如下。

表4-2高温高湿加严环境测试参数

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **环境** | **测试项目** | **IEC 61215** | **IEC 61215加严** |
| 1 | 湿热环境（广东、海南等） | 湿热试验 | 温度85、湿度85、循环1000h | 温度85、湿度85、循环1500h |
| 2 | 昼夜温差大（西藏、青海等地） | 热循环200 | 温度-40~85、循环200次\*6h | 温度-40~85、循环400次\*6h |
| 3 |  | 湿冻试验 | 温度-40~85、循环10次\*24h | 温度-40~85、循环40次\*24h |

1. 高温高湿区域、水面光伏、渔光项目：加严PID试验，建议测试参数如下。

表4-3 高温高湿加严PID测试参数

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **测试项目** | **IEC 62804** | **IEC 62804加严** |
| 1 | PID测试 | 温度60、湿度85、负压1000V条件下持续96h，最大输出功率衰减≯5% | 温度85、湿度85、负压1000V条件下持续96h，最大输出功率衰减≯3% |

1. 高海拔区域：加严UV测试（长在280nm到385nm范围的紫外辐射为60kWh·m-2, 其中波长为280nm到320nm的紫外辐射至少为10kWh·m-2）。
2. 干热区域：旁路二极管热性能试验（IEC 61215 10.18中表面结温Tj测试过程中通入组件的短路电流值的辐照强度1100W/m2）。
3. 沿海区域：盐雾测试（IEC 61701）。
4. 农场附近区域：氨气测试（IEC 62716）。
5. 沙漠区域：沙尘测试 (IEC 60068-2-68)。
6. 大风、冰雹及强降雪区域：动态载荷测试 (IEC 62782) 。
7. 组件需长途运输或运输条件恶劣情况：运输震动模拟测试（IEC 62759）
8. 林光互补或者有防火要求项目：组件应当通过UL790或IEC61730-2防火测试。

## EL测试要求

层压工序前后每块组件必须进行EL测试控制。单个光伏组件内出现隐裂的电池片≯2片，每片隐裂或阴影失效面积累积不能超过电池片面积的5%。无贯穿裂纹。控制标准应不低于下表要求。

表4-4晶体硅光伏EL测试要求

| **序**  **号** | **检验**  **项目** | **标准** | **图示（不限于）** |
| --- | --- | --- | --- |
|  | 隐裂 | 60片及以下串并联组件隐裂电池片≤2片。60片以上并联组件隐裂电池片≤3片。 | 05.png |
| 单电池片上裂纹数≤2条，但不可相交，不允许十字隐裂、贯穿性隐裂、树枝状隐裂和片状隐裂。 |  |
| 电池片隐裂引起的电池片失效面积≤5%。 |  |
|  | 功率混片 | 1. 不允许颜色相差过大电池片混档(如图)。  2. 同一组件颜色相差不大的混片（淡灰、灰、深灰）≤2片。 |  |
|  | 同心圆 | 不允许。 |  |
|  | 加工污染 | 1. 不允许重度污染。 2. 轻微印记，污染，失效面积不超过该电池片总面积的10%，数量≤6片(60片及以下串并联组件)，7片(60片以上串并联组件)。 |  |
|  | 亮斑 | 不允许。 | C:\Users\nm1205\Desktop\Picture1.jpg |
|  | 虚焊/短路 | 1. 长度≤30mm的虚焊≤1条。 2. 短路不允许。 | 16.png |
|  | 断栅 | 1. 60片及以下串并联组件断栅数量≤6片；60片以上串并联组件断栅数量≤7片（单片断栅失效小于2%的不计）。 2. 断栅失效面积≤5%。 |  |
|  | 碎片 | 不允许可视碎片。 |  |
|  | 黑边 | 1. 60片及以下串并联组件黑边数量≤6片；60片以上串并联组件黑边数量≤7片（单片黑边面积小于2%的不计）。   单个组件总黑边面积≤5%。 |  |
|  | 黑角/黑斑 | 1. 组件内不允许黑角/黑斑面积>5%电池片面积。  2. 黑角/黑斑面积≤2%电池片面积，黑角/黑斑数量不计。  3. 2%电池片面积≤黑角/黑斑面积≤8%电池片面积，60片及以下串并联组件黑角/黑斑数量≤6片，60片以上串并联组件≤7片。 |  |

**备注：**上表中60片串并联指由60个完整电池片或其切割后的小面积电池片（120或180片等）串并联构成的光伏组件。

## 外观要求

1. 光伏组件的边框应整洁、平整、无破损，边框连接点应连接牢固，无毛刺、无腐蚀斑点，应具备完整的接线孔和安装孔。
2. 光伏组件的正面应整洁、平直，无明显划痕、压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口气泡等缺陷。
3. 组件内部不允许有明显异物，电池片表面上的异物面积应小于0.5mm2，不在电池片上的异物面积小于1mm2。
4. 背板不得有明显划痕、碰伤、鼓包，电池片外露等缺陷。
5. 电池片表面无斑点、可视裂纹、崩边、崩角、缺口、虚印、漏浆、水印、手印、油污、划痕、隐裂，断栅等缺陷。
6. 在1000 lx等效照度下，裸眼视力不低于1.2，距离组件1.5米观测，同一电池片内及同一组件中的不同电池片间不可出现明显色差。其中，单晶硅电池片只能出现一种颜色，多晶硅电池片只能允许存在两种颜色（不包括过渡色）。
7. 带电体至玻璃边缘的距离应符合GB 20047.1 《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》且不低于10mm。
8. 光伏组件的电池与互连条排列整齐，无脱焊、无断裂、无褶皱。焊锡带与电池片连接无偏移。
9. 光伏组件不允许任何位置存在长度大于1.5mm的气泡或脱层。
10. 组件的接线盒与组件的连接应牢固，无明显的松动。接线盒盖与盒体应连接应保证接线盒处于密封。连接器应有明显的极性标识。

## 寿命、质保期及故障率

1. ※双玻光伏组件使用寿命不低于30年，非双玻光伏组件使用寿命不低于25年，质保期不少于10年。
2. 2年内，光伏组件出现明显外观可见缺陷的比例不得高于0.1%。缺陷包括：裂片，碎片，接线盒烧毁，电池表面爬痕，EVA发黄，背板和边框变形，焊带及边框锈蚀，以及其他IEC61215和IEC61730-2中提到的外观缺陷。

## 其他要求

1. 除合同另有约定，所有光伏组件必须为同一规格，光伏组件的所有关键件材料在整个供货期间应保持一致性。同一光伏发电单元光伏组件的电池片与EVA应为同一批次产品。
2. 对于有抗（台）风要求的项目，应提供满足项目地风速荷载及耐风压的产品，或提供相应有效的安装措施、加固措施，并提供满足项目地风速荷载及耐风压的承诺，以确保组件整体强度、稳定性和抗风能力。
3. 用于连接光伏组件之间的绝缘多股铜导线（接地导线）的螺杆、螺帽（含垫片）必须采用优质304不锈钢材质。

# 关键原材料和零部件技术要求

电池片、玻璃面板、背板、EVA、密封材料、接线盒、连接器、焊带、汇流条等关键质量要求如下，制造工厂必须具备备注为星号（\*）项目的检测能力。

如果关键原材料和零部件技术要求低于最新国际标准或行业标准，应以最高标准为准。

## 电池片

太阳能电池片应采用保证光伏组件25年稳定运行的高可靠性的材料，具体技术要求参见表5-1-1和表5-1-2。光伏组件生产时向招标人提供电池片性能测试报告。

投标人原则上使用自行生产的电池片。

表5-1-1 电池片技术参数要求

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** | **备注** |
|  | ※转换效率(%) | ≥18.5（多晶）  ≥22.5（单晶） | SJ/T 9550.29 |  |
|  | 填充因子 | ≥79.0（多晶）  ≥79.5（单晶） | IEEE 1262 |  |
|  | 反向电流(A) | ≤1.0 | 反向电压=12V |  |
|  | 尺寸 | 边长尺寸误差±0.25mm；  对角尺寸误差为±0.25mm | 游标卡尺 |  |
|  | 厚度(um) | ≥170 | GB/T6618  千分尺 |  |
|  | 厚度偏差（um） | ±15 | GB/T6618  5点测量法 |  |
|  | 减反射膜附着强度（N/mm） | ≥44 | ASTM 3359 |  |
|  | 电池片外观要求 | 无可视裂纹、崩边、崩角、缺口、虚印、漏浆、色斑、水印、手印、油污、划痕。 | 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。 |  |
|  | 电池片级别要求 | A级片标准 | SJ/T 9550.29 《地面用晶体硅太阳电池单体 质量分等标准》 |  |
|  | 电池片背面铝膜外观 | 背面铝膜的允许凸起高度应在产品详细规范中规定。铝膜应图形完整。铝膜的形状、图形位移应符合产品详细规范的规定。 |  | \* |
|  | 电极图形完整性 | 电极图形完整性、电极图形尺寸及形状应符合产品详细规范的规定。 |  | \* |
|  | 图形尺寸及形状 |  | \* |
|  | 电极颜色 | 在照度不小于800Lux的白色光源下，目测电极无变色 |  | \* |
|  | 弯曲变形 | 使用表面平整度优于0.01mm 平台，电池背面朝下水平放置，用分辨力优于0.01mm 的量具进行检测。不同尺寸规格的 电池允许的最大弯曲度应符合产品详细规范的规定。 |  | \* |
|  | 电池隐性裂纹 | 在电池电极两端加正向电压，使电流密度大小和电池短路电流密度相当，用分辨率优于0.5mm/pixel 的红外相机采集图像，电池体内不应有影响电池性能的隐性裂纹。 |  | \* |
|  | 电性能参数 | 电池的电性能参数检测按GB/T 6495.1和GB/T 6495.3进行，电池电性能参数（包括但不仅限于：开路电压、短路电流、填充因子、最大功率、转换效率、低辐照度性能）应符合产品详细规范的规定。 |  | \* |
|  | 电性能参数的温度系数 | 功率温度系数≤0.4。电池的温度系数测量按SJ/T 10459进行。电池电性能参数的温度系数（包括但不仅限于：短路电流温度系数α、开路电压温度系数β和最大功率温度系数γ）应符合产品详细规范的规定。 | SJ/T 10459 | \* |
|  | 电池最大功率初始光衰减比率 | 按照GBT 29195中5.3.1要求检测过电性能参数的电池，在辐照度为800W/m2-1100 W/m2的室外自然光或模拟光源下照射2h（该过程中应保证电池温度不超过80℃），电池最大功率初始光衰减比率应符合产品详细规范的规定。 |  | \* |
|  | 减反射膜的附着强度 | 采用减反射膜设计结构的电池，减反射膜与基体材料的附着强度按GBT 29195中5.1.3规定的方法检测，减反射膜不应出现任何脱落现象。 |  |  |
|  | 电极的可焊性 | 电池电极的可焊性按GB/T 17473.7进行检测，电极应具有良好的可焊性。 |  |  |
|  | 电极附着强度及电极与焊点的抗拉强度 | 电极的附着强度及电极与焊点的抗拉强度检测采用同一方法。按GBT 29195中图3 所示，将小于或等于电极宽度的镀锡铜带焊接在电池电极上，焊接长度为10mm，焊接质量以不虚焊为准。按GBT 29195中图4 所示将焊接镀锡铜带的电池固定在上下两片硬质夹板之间，将镀锡铜带通过上夹板的开槽引出（开槽的宽度应略大于镀锡铜带的宽度）。在与焊接面成45°角方向对镀锡铜带逐渐施加拉力，拉力达到1.73N/mm (拉力/镀锡铜带宽度)后持续10s，电极不应从基体材料上脱落，电极与焊点之间不应脱离。 |  |  |
|  | 背面铝膜的附着强度 | 如图GBT 29195中2所示放置样品，在满足EVA充分交联的条件下层压，取出后立即撕下聚四氟乙烯耐高温漆布，待冷却到室温后，用刀割断EVA和铝膜，撕去EVA条，观察有无铝膜脱落现象。 |  |  |
|  | 热循环性能的要求 | 将经初始光衰减稳定后的电池样品间隔地放置在环境试验箱（相对湿度小于60%）中，按照GBT 29195中图5 的温度分布，使电池的温度在-40℃±2℃和85℃±2℃之间循环。在两个极端温度的保持时间不少于10min，一次循环时间不超过6h，循环次数5 次。电池的外观，力学性能应符合GBT 29195中4.1.5，4.2的规定，电池的最大功率衰减比率应不超过3%。 |  |  |
|  | 并联电阻 | 不低于50Ω |  | \* |
|  | 漏电流 | 电池片在承受反向12V电压时，反向漏电流应小于1.5A |  | \* |

表5-1-2 ※硅片技术参数要求

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** | **备注** |
|  | 硅片硅基电阻率 | 1.0-3.0Ω•cm， | GB/T 1552 | \* |
|  | 硅基少子寿命  （裸测最小值） | ≥2μs（GB/T1553） | GB/T 1553 | \* |
|  | 硅片总厚度变化 | ≤15um | GB/T6618  5点测量法 | \* |
|  | 硅片氧浓度 | ≤1×1018atoms/cm3 | GB/T 1557 | \* |
|  | 硅片碳浓度 | ≤5×1017atoms/cm3 | GB/T 1558 | \* |

## 钢化玻璃

玻璃面板具体技术要求见表5-2-1。**非双玻光伏组件应使用全钢化玻璃**

表5-2-1 （半）钢化玻璃技术要求

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** | **备注** |
|  | 外观 | 不允许压痕、皱纹、彩虹、霉变、线条、线道、裂纹、结石、夹杂物、爆边、缺角、不可擦除污物。  划伤：允许≤2条 ≤0.1 mm×50 mm的划伤；  气泡：允许≤2个≤0.5 mm×1.5 mm气泡，开口气泡均不允许 | 目视检测(50cm) | \* |
|  | 厚度(mm) | ≥3.2（非双玻组件） | 千分尺（测量四边中点距边缘15mm的厚度， 5 次取平均值） | \* |
|  | 厚度公差(mm) | ±0.2 | 千分尺 | \* |
|  | 边长公差(mm) | -2～1.5 | 钢卷尺 | \* |
|  | 弯曲度(%) | ≤0.2 | 用直尺紧贴样品的两边或对角线方向，用塞尺测量直线边与玻璃之间的间隙，并以弧的高度与弧的长度之比的百分率表示弓形时的弯曲度 | \* |
|  | 两对角线差值(%) | ≤0.1 | 钢卷尺测量两条对角线的长度 | \* |
|  | 透光率(%) | ≥91.5（非镀膜）  ≥93.5（镀膜） | ISO9050 （300 nm～2500 nm） |  |
|  | 钢化度 | ＞40 粒/25cm2 | 核对出厂检验报告 |  |
|  | 铁含（ppm） | ≤130 | 核对出厂检验报告 |  |
|  | 抗冲击性能 | 玻璃应保持完好无损 | GB 15763.2。用1040g的钢球从1m高度自由落下至玻璃上 |  |
|  | 耐风压（Pa） | ≥2400（有特殊抗风要求的项目应提高玻璃的耐风压能力，以满足组件正反面的耐风压能力）。 |  |  |
|  | 耐热冲击试验 | 无破坏（除表面和边远鱼鳞状剥离） | GB 15763.2  (200oC，4小时；0oC，5分钟) |  |
|  | 湿热老化 | 无发霉 | GB/T9535 (1000小时) |  |
|  | 耐盐雾试验 | 无变化 | GB/T 9755 （1000小时） |  |
|  | 耐静压 | 玻璃不破碎 | 玻璃用水平支架(玻璃接触部使用硬度A50宽15mm的橡胶)支撑，换算300kg/m2的20kg重量的砂袋加重，并放置1小时 |  |

## EVA

※光伏组件所使用EVA卤素含量应符合ROHS标准要求（Br<900ppm, CI<900ppm, Br+CI<1500ppm），投标人应选用国内外知名品牌产品或同等品牌：三井化学、普利斯通、福斯特、海优威和斯威克，并提供选用EVA封装胶膜性能和PID测试报告。

EVA具体技术要求见表5-3-1。

表5-3-1 EVA技术要求

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** | **备注** |
|  | 外观 | 表面平整、无可见杂质、无气泡、压花清晰，无折痕、污点、污迹 | 目视检查 | \* |
|  | 密度（g/cm3） | 0.95~0.96 | GB/T 1033.1 | \* |
|  | 宽度公差(mm) | ±2 | 用精度 1mm 的直尺测定 |  |
|  | 厚度（mm） | 0.45±0.05 | GB/T 6672 (0.01mm精确度测厚仪，宽度方向5点平均值) |  |
|  | VA含量（%） | 28-33 | 热重分析仪TGA |  |
|  | 透光率（交联后，%，380 nm~1100 nm） | ≥91 | GB/T 2410  分光光度计 |  |
|  | 紫外截止（nm） | 350~360 | 分光光度计 |  |
|  | 拉伸强度(MPa，横向/纵向) | ≥16 | GB/T 1043.2 |  |
|  | 断裂伸长率(MPa，横向/纵向) | ≥550 | GB/T 1043.2 |  |
|  | 交联度（%） | 80~95 | 二甲苯萃取法 | \* |
|  | 收缩率（%） | ≤1.5（横向）  ≤3.0（纵向） | 120oC, 3分钟 | \* |
|  | 吸水率(%) | ＜0.1 | 39oC，红外法 |  |
|  | 对玻璃剥离强度（N/cm） | ≥60 | GB/T 2790（10mm宽样品，100mm/min拉伸速度） | \* |
|  | 体积电阻率（Ω/cm） | 1.0 x 1015 | GB/T 1410  （80mm×80mm 交联胶膜） | \* |
|  | 击穿电压（kV/mm） | ≥28.0 | GB/T 1695  （80mm×80mm 交联胶膜） | \* |
|  | 热老化  - 拉伸强度保持率（%）  - 透光率（%） | ≥50  ≥85 | 90oC, 1000小时 |  |
|  | 荧光紫外老化  - 断裂伸长率保持率（%）  - 对玻璃剥离强度保持率（%） | ≥50  ≥50 | GB/T 16422.3  （交联EVA胶膜，1.25W/m2.nm@340nm， 70oC BPT，3000小时，195kWh/m2） |  |
|  | 湿热老化  - 黄变指数Δb\*  - 对玻璃剥离强度保持率（%） | ≤2  ≥50 | GB/T 2423.3  （层压组件，1000小时） |  |
|  | 背板/EVA剥离强度（180°） | ≥50 N/cm |  | \* |

## 背板

背板应采用经过户外实践证明性能良好且获得RTI认证的背板材料。

**应根据项目所属区域选用以下或高于其要求的背板材料：**

1. 对位于西藏、新疆、甘肃、青海省区域内光伏项目应使用TPT双面含氟膜(T层35μm及以上)的三层结构背板材料。
2. 对于内蒙、云南、山西、宁夏、黑龙江、四川省西部区域内光伏项目应使用TPT或KPK、TPX或KPX类型的双面含氟膜(T或K层25μm及以上)的背板材料。
3. 对于中国其他省市区域光伏项目应使用TPX或KPX类型的氟膜（T或K膜22.5μm及以上）及高于以上要求的背板材料。

※背板外层必须使用氟膜材料，外层氟膜（T膜或K膜）强度高于40MPa，老化后断裂伸长率保持率不低于60%，低温零下40℃的断裂伸长率不低于20%，不能含有过量的亚克力（丙烯酸酯）或弹性体添加剂。

※背板外层不得使用非氟膜材料（强化聚酯型，尼龙型或聚烯烃等材料）或涂覆型材料（FEVE或coating涂层）。

※以上各种材料中PET层应具有良好的耐候性和力学性能，厚度不低于250μm，内层（X层）膜厚不低于10μm（具体要求见表5-4-1、表5-4-2和表5-4-3）。

背板总体厚度必须满足IEC61730的绝缘厚度要求。

※投标人应提供选用背板第三方测试报告（含性能和老化测试）。应选用以下品牌或相当于以下品牌产品：乐凯、中来、金兑、赛伍、明冠。背板中所使用的T膜、K膜应取得专利所有者（T膜、K膜分别为Dupont和Kynar）授权。

表5-4-1 背板技术要求及检验方法

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **检验方法** | **技术要求** | **备注** |
|  | 外观 | 目视 | 表面无异物、脏污、水痕、褶皱，无明显手感划伤 |  |
|  | 拉伸强度（MPa） | GB/T 13542.2 | ≥80（横向）  ≥80（纵向） | \* |
|  | 断裂伸长率(%) | GB/T 13542.2 | ≥100（横向）  ≥100（纵向） | \* |
|  | 热收缩率(150℃×30min) |  | ≤1.5% / ≤1.0% | \* |
|  | 尺寸稳定性（%） | GB/T 13542.2  (150℃，0.5小时) | ≤1.0（横向）  ≤1.5（纵向） |  |
|  | 击穿电压 (kV) | GB/T 1408.1 | ≥16 | \* |
|  | 最大系统电压(V) | GB/T 16935.1 | ≥1500 | \* |
|  | 体积电阻率 |  | ≥1.0×1014Ω.m | \* |
|  | 水蒸气透过率 (g/m2.day) | GB/T 26253  (红外传感器法，37.8℃,100% R.H.) | ＜2.5 |  |
|  | 层间剥离强度 (N/cm) | GB/T 2791 | ≥4 | \* |
|  | 与EVA粘接力(N/cm) | GB/T 2790 | ≥40 | \* |
|  | 落沙实验（升） | GB/T 23988 | ≥100 |  |
|  | 耐盐雾性 |  | 无起泡、开裂、脱落、掉粉和明显变色 |  |
|  | 耐酸性/耐碱性 |  | 不分层、不起泡、不变色 |  |
|  | 沸水处理（沸水煮24h） |  | 不变色、无气泡、不分层、无皱折和显著发粘 |  |
|  | 1）外观 |  | ≥4 N/10mm |
|  | 2）层间剥离强度（氟膜层/PET） |  |
|  | 恒定湿热处理（85℃/85％R.H.) |  | 见表5-4-2 |  |
|  | UV处理 |  | 见表5-4-3 |  |
|  | 冷热循环处理（－40℃～85℃,6h/周期,200周期）  1）外观检查  2）击穿电压 |  | 无变色、无气泡、不分层、无裂纹、无皱折和显著发粘  ≥15kV |  |
|  | 湿冻处理（－40℃～85℃,85%；24h/周期,10周期）  1）外观  2）击穿电压 |  | 无变色、无气泡、不分层、无皱折和显著发粘  ≥15kV |  |
|  | 序列老化 | IEC 61215 （大组件测试， 1000小时湿热+400个冷热循环） | 背板无明显变色、脱层、开裂 |  |
|  | RTI |  | ＞105℃ |  |

表5-4-2 背板恒定湿热处理试验要求（85℃/85％R.H.）

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序**  **号** | **项目** | **要 求** | | |
| **一 级**  **（3000h处理后）** | **二 级**  **（2000h处理后）** | **三级**  **（1000h处理后）** |
|  | 外观 | 无气泡、分层、裂纹和显著发粘 | | |
|  | 击穿电压 | ≥16 MV | ≥16 MV | ≥16 MV |
|  | 色度坐标 ∆b\*  正面  背面 | ≤2  ≤2 | ≤2  ≤2 | ≤2  ≤2 |
|  | 断裂伸长率保持率 | / | / | ≥60% |

表5-4-3 UV处理试验要求

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **性 能** | **单 位** | **要 求** | | |
| **一级** | **二级** | **三级** |
| **荧光灯紫外老化** | | |
| **背面：4230h处理后**  **正面：4230h处理后** | **背面：3630h处理后**  **正面：3630h处理后** | **背面：2630h处理后**  **正面：1000h处理后** |
|  | 外观 | — | 无气泡、分层、裂纹、皱折和显著发粘 | | |
|  | 击穿电压 | kV | ≥16 | ≥16 | ≥16 |
|  | 断裂伸长率保持率 | % | ≥60 | ≥60 | ≥60  (仅测背面老化样品) |
|  | 色度坐标 ∆b\*  正面  背面 | — | ≤2  ≤2 | ≤2  ≤2 | ≤2  ≤2 |

注：荧光灯紫外老化：GB/T 16422.3的规定。裁取六个100mm×100mm样品对其外层进行紫外曝晒，裁取六个100mm×100mm样品对其内层进行紫外曝晒。黑板温度为（70±3）℃，使用I型紫外荧光灯（UV-A340灯），设定在340nm紫外光强度为1.2 W/(m2.nm)，在290nm～400nm总紫外辐照强度为65 W/m2。

## 接线盒、连接器和电缆

接线盒须按照CNCA/CTS0003《地面用太阳电池组件主要部件选材技术条件 第1部分：接线盒》标准要求，通过国家批准的认证机构认证。

连接器须按照CNCA/CTS0002《地面用太阳电池组件主要部件选材技术条件 第2部分：连接器》标准要求，通过国家批准的认证机构认证。

光伏组件自配的串联所使用的电缆线应满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃镀锡铜芯电缆，电缆性能符合GB/T18950性能测试的要求

接线盒、连接器和电缆具体技术要求见表5-5-1。

表5-5-1 接线盒、连接器和电缆技术要求

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** | **备注** |
|  | 外观 | 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 | 目视 | \* |
|  | 尺寸公差（mm） | ±1 | 直尺 | \* |
|  | 机械强度 | 接线盒无破损 | 242g 钢球自 1m 高自由落体撞击 | \* |
|  | 机械完整性 | 可打开式接线盒，其盒盖连续开合三次，应无损坏，再次打开时仍需借助工具； 目视入线口处压接无间隙，以不致损坏结构的力手持转动外引线，导线压紧部分无松动；  卡簧的设计可夹紧汇流条，连续插拔三次后，仍能卡紧汇流条，其夹紧力≥20N；  连接器应具有良好的自锁性，拔插力应该能在结构的任何方向承受89N 力的作用达1 分钟。 |  | \* |
|  | 外壳防护等级 | 接线盒IP65以上，连接器IP67以上 |  |  |
|  | 防锈测试 | 部件表面不应出现腐蚀迹象 | VDE V0126-5 |  |
|  | 阻燃性 | 提供证书，HB, V-2, V-1, V-0； | IEC 60695-11-10 |  |
|  | 耐候性试验 | 接线盒无破坏变形 | GB/T 16422  （60W/m2@300 nm~400nm, 65oC BPT, 65%R.H., 18 分钟喷淋，102 分钟氙灯照射，500小时） |  |
|  | 灼热丝试验 | 采用耐候性试验样品 | 650oC(外壳聚合物板); 750oC (内部载流聚合物板) |  |
|  | 球压试验 | 压痕直径<2.0 mm | 90oC(外壳聚合物板); 120oC (内部载流聚合物板) |  |
|  | 热老化 | 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 | **GB/T 4208**  **（**100oC, 240小时） |  |
|  | 带电部件 | 电势差＞350mV，不能互相接触; 绝缘板厚度>2 mm; | VDE V0126-5 |  |
|  | 连接和端子 | 非绝缘端子必须固定 | VDE V0126-5 |  |
|  | 电气间隙及爬电距离 | 污染等级3级，耐受8kV脉冲电压 | VDE V0126-5 |  |
|  | 可敲落的孔口盖的强度 | 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 | IEC 61730-2  （45±1N的垂直作用力1分钟） |  |
|  | 固线器防拉拽 | 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° | 拉力试验：89N拉力1分钟；  扭曲试验 |  |
|  | 低温机械强度 | 没有影响接线盒使用性能的破损出现 | -40℃，5 h，1 J冲击能量 |  |
|  | 接线盒与背板（背钢化玻璃）粘接强度 | 无位移发生；  满足漏电流试验要求 | 经过E/F试验的样品  平行和垂直背板各施加30分钟 |  |
|  | 耐电压试验 | 无击穿或破裂现象 | 工频耐电压：2000V+（4×额定电压） | \* |
|  | 脉冲电压试验 | 无击穿或破裂现象 | 1.2/50us, <500Ω |  |
|  | 漏电流试验 | 绝缘电阻＞400MΩ | 1kV | \* |
|  | 序列试验E | 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 | 耐压试验+湿漏电试验+200冷热循环+耐压试验+脉冲电压试验 |  |
|  | 序列试验F | 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 | 湿漏电+1000小时湿热老化+耐压试验+湿漏电试验 |  |
|  | 序列试验G | 无严重外观缺陷；  满足漏电流试验要求 | 50次冷热循环试验+10次湿冻试验+湿漏电试验 |  |
|  | 连接器抗拉力 | ≥150N | 万能试验机 |  |
|  | 连接器 | 兼容 MC4 | EN50521 |  |
|  | 连接器接触电阻 | ≤0.5mΩ |  | \* |
|  | 引线卡口咬合力 | ＞20N | 万能试验机 |  |
|  | 旁路二极管热试验 | 满足5.3.18.3 试验要求 | 按照CNCA/CTS0003中5.3.18进行试验 | \* |
|  | 认证要求 | TUV、 UL | 核对认证证书 |  |
|  | 承载电流 | ≥15A（158mm及以下电池片）  ≥20A（166mm电池片）  ≥30A （182mm电池片）  ≥35A （210mm电池片） |  | \* |
|  | 接线盒连接线长度（mm） | 正极400/负极300(分体接线盒)  正极400/负极300(竖排布置)  正极400/负极300(横排布置) |  |  |

## 铝边框

边框具体技术要求见表5-6-1。

表5-6-1 边框技术要求

| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 合金牌号 | 6063 (T5, T6) | GB/T 5237.1 |  |
|  | 规格 | 参照协议技术图样 | YS/T 436 |  |
|  | 外观 | 表面无裂纹、凸起、起皮、凹陷、金属暴露、电灼伤、腐蚀、氧化膜脱落和气泡等缺陷；机械纹、不可擦除污迹和亮线、暗线：1m距离观察不明显 | 目视，600 Lux散射光，距离1 m | \* |
|  | 氧化效果 | 内外氧化、涂层一定要均匀，不得有氧化、涂层不均或氧化时“起皮”的现象,同一批铝型材外观颜色要统一。 |  | \* |
|  | 划痕 | 未划透氧化膜；  ≤0.3 mm×5 mm 的划痕不超过 2 条；  ≤0.3 mm×5 mm～10 mm 的划痕不超过 1 条；  长度＞10 mm 以上的划痕不允许出现 | 直尺与游标卡尺 | \* |
|  | 碰伤 | ≤1.0 mm2的不超过 2 个；  1.0 mm2~2.0 mm2的不超过 1 个；  ≥2.0 mm 以上的不允许出现 | 直尺与游标卡尺 |  |
|  | 尺寸 | 符合协定宽度+1 mm，长度+1 mm；  **光伏组件边框B面高度：**  ≥35mm（压块固定安装）  **≥40mm（螺栓固定安装）。**  单根边框偏差≤0.5 mm，  安装孔位误差≤±1.0 mm | 直尺与游标卡尺 | \* |
|  | ※壁厚 (mm) | ≥1.5 | 游标卡尺 |  |
|  | 阳极氧化膜厚度(μm) | ≥15  ≥25(湿热环境) | GB/T 4957 |  |
|  | 韦氏硬度(HW) | ≥12 | 韦氏硬度计 |  |
|  | 弯曲度(%) | ≤0.2 | 直尺 |  |
|  | 扭曲度 | ≤1° | 核对出厂检验报告 |  |
|  | 切口角度 | 45°±0.2° | 角度尺 |  |
|  | 切口外观 | 不允许有毛刺、飞边及切削留下的铝屑 | 目视 |  |
|  | 切口尺寸公差 | 安装孔定位公差±1 mm；接地孔定位公差为±1 mm；漏水孔位于长边框居中位置，定位公差为±2 mm； | 直尺与游标卡尺 |  |
|  | 与角码的匹配性 | 样品组装后，缝隙＜0.5 mm | 直尺与游标卡尺 |  |
|  | 与卡簧连接性能 | 卡簧与边框安装完毕后，应无大幅度晃动现象，组装完毕后各边卡簧处垂直静吊10 kg 的重物不脱出 |  |  |
|  | 耐盐雾腐蚀 | ≥9级 | GB/T 5237.2 |  |
|  | 耐磨性 (g/um) | ≥300 | GB/T 5237.2 |  |
|  | 抗拉强度 | ≥160σ*b/*MPa |  |  |

## 密封材料（硅橡胶密封剂）

光伏组件使用的硅胶边框密封剂和接线盒粘接剂具有良好的电绝缘性能和耐候性能，粘结和密封性能可靠不失效，边框密封剂和接线盒粘接剂性能符合下表要求，满足25年使用寿命。硅胶应具有第三方提供的测试报告，投标人应提供选用硅胶性能和老化测试报告。硅胶应选用以下品牌或相当于以下品牌产品：道康宁、天山新材料和回天。

密封剂的具体要求见表5-7-1-表5-7-3。

表5-7-1 边框密封剂技术要求及检验方法

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **标准（环境试验前）** | **标准（环境试验后\*）** | **检验方法** | **备注** |
|  | 表干时间(min) | 3-15 | - |  |  |
|  | 邵氏硬度 | 42HA±2HA |  |  |  |
|  | 拉伸强度(MPa) | ≥2.0 | ≥1.2 | GB/T 528 |  |
|  | 100%定伸强度 (MPa) | ≥1.0 | ≥0.8 | GB/T 528 |  |
|  | 断裂伸长率（%） | ≥200 |  | GB/T 528 |  |
|  | 剪切强度  (MPa, Al-Al) | ≥1.5 | ≥1.2 | GB/T 7124 |  |
|  | 体积电阻率 (Ω·cm) | ≥1.0×1014 | ≥1.0×1014 | GB/T 1692 |  |
|  | 击穿电压 (kV/mm) | ≥15 | - | GB/T 1695 |  |
|  | RTI(℃) | ≥105 | - | IEC 60216-5 |  |
|  | 阻燃等级 | HB |  | UL94 |  |

\*环境实验参考IEC 61215：湿热1000小时，冷热循环200次以及UL746C中第58条紫外试验。

表5-7-2 接线盒粘接剂固化后产品性能①

将样品挤成细条状进行目测，产品应为细腻、均匀膏状物或粘稠液体，无气泡、结块、凝胶、结皮，无析出物。

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **标准（环境试验前）** | **标准（环境试验后\*）** | **检验方法** | **备注** |
|  | 表干时间(min) | 3-15 | - |  |  |
|  | 拉伸强度(MPa) | ≥2.0 | ≥1.2 | GB/T 528 |  |
|  | 与接线盒粘接(N) | ≥200 | ≥200 |  |  |
|  | 定性粘接性能② | ≥C80 | ≥C50 | GB/T 2790 |  |
|  | 体积电阻率(Ω·cm) | ≥1.0×1014 | ≥1.0×1014 | GB/T 1692 |  |
|  | 击穿电压(kV/mm) | ≥15 | ≥15 | GB/T 1695 |  |
|  | RTI(℃) | ≥105 | - | IEC 60216 |  |

备注：①环境实验参考IEC 61215：湿热1000小时，冷热循环200次以及UL746C中第58条紫外试验。

②测试材料为背膜和接线

表5-7-3 密封胶带技术要求及检验方法

| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 外观 | 无脏污、溢胶、破损、变形；缠绕齐整，  胶面无褶皱、缺胶、异物、破损等 | 目视 |  |
|  | 基材材质 | 闭孔 PE 泡棉或丙烯酸泡棉 | 核对出厂检验报告 |  |
|  | 基材厚度偏差 | ±15% | 游标卡尺 |  |
|  | 宽度偏差 | ±0.5mm | 游标卡尺 |  |
|  | 断裂伸长率 | ≥200% | 万能试验机 |  |
|  | T 型 剥离 强 度(铝板/铝板) | ≥500kPa | 万能试验机 |  |
|  | 拉伸强度 (不含离型膜) | ≥800kPa | 万能试验机 |  |
|  | 湿 热 试验 后 机  械载荷试验 | 粘结强度保持≥80% |  |  |
|  | 热循环试验后 | 粘结强度保持≥80% | 万能试验机 |  |
|  | 湿冻试验后 | 粘结强度保持≥80% | IEC61215 |  |
|  | 认证要求 | TUV、UL | 核对认证证书 |  |
|  | 水 蒸 汽透 过 率(g/(m2 .day) | ＜15 | ASTM F1249  （40℃/90% R.H.） |  |

## 焊带

焊带具体技术要求见表5-8-1。

表5-8-1 焊带技术要求

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** | **备注** |
|  | 外观 | 焊带表面光洁，色泽、粗细均匀，无漏铜、脱锡、黑斑、锈蚀、裂纹等缺陷 | 目视检查 | \* |
|  | 厚度公差 (mm) | ±0.015 | GB/T 21389 | \* |
|  | 电阻率 (Ω·mm2/m) | ≤0.0173 | GB/T 351 | \* |
|  | 可焊性 | 250℃～400℃的温度正常焊接后主栅线留有均匀的焊锡层 |  |  |
|  | 抗拉强度(MPa) | 互联条≥150，汇流条≥200 | GB/T 228.1 | \* |
|  | 屈服强度(MPa) | ≤80 | GB/T 228.1  (Rp0.2%) | \* |
|  | 断裂伸长率 | 互连条≥20%，汇流条≥25% | GB/T 228.1 | \* |
|  | 折断率 | 0°～180°弯曲 7 次不断裂 |  | \* |
|  | 镰刀弯曲度(mm/1000 mm) | 互连条≤4，汇流带≤3 | 直尺测量 |  |
|  | 基材 | TU1 无氧铜，铜含量≥99.95%，  体积电阻系数≤1.8\*10-6Ω·cm | GB/T 5121  GB/T 3048.2 |  |
|  | 镀锡层厚度(mm) | 0.02-0.05 | GB/T 6462 |  |
|  | 镀锡层成分 | 成分：62%Sn 36%Pb 2%Ag  杂质含量：Cu<0.001, Sb<0.001, Zn<0.002, Bi<0.003,As<0.001, Fe<0.004, Al<0.004, Cd<0.001 | GB/T 10574.1~  GB/T 10574.13  GB/T8012 |  |
|  | 盐雾腐蚀 | 保护评级10级，外观评级不低于四级且无发黄发黑起皮剥落鼓泡开裂龟裂 | GB/T 6461  GB/T 10125 |  |

## 金属化浆料

电池片厂商应当提供浆料相关的电池性能测试和耐湿热腐蚀测试报告。应选用以下经过市场充分验证的等同品牌产品，如银浆：杜邦，贺利氏；铝浆：儒兴。

具体技术要求参见表5-9-1。

表5-9-1 金属化浆料技术要求及检验方法

| **序号** | **项目** | **检验方法** | **技术要求** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 正面银浆固含量（%） | GB/T 17473.1 | 绝对值±0.5 |  |
|  | 正面银浆细度（μm） | GB/T 17473.2  刮板细度计 | ≤16/8  (最大/平均颗粒度) |  |
|  | 正面银浆粘度 | GB/T 17473.5 | 供需双方约定 |  |
|  | 正面银浆焊接拉力（N/mm） | 焊接拉力测试，  角度180o | ≥1.5 |  |
|  | 正面银浆耗量 （单片，毫克） | 电子天平 | ≥90（湿重） |  |
|  | 背面银浆固含量（%） | GB/T 17473.1 | ≥50 |  |
|  | 背面银浆焊接拉力（N/mm） | 焊接拉力测试，  角度180o | ≥1.5 |  |
|  | 背面银浆耗量 （单片，毫克） | 电子天平 | ≥25（湿重） |  |
|  | 背面铝浆附着力（N/cm） | 与层压后的封装材料剥离 | ≥15  无铝膜脱落 |  |
|  | 背面铝浆耗量（单片，克） | 电子天平 | ≥1.4 (标准电池)/  1.0 (PREC)（湿重） |  |
|  | 背面铝浆耐热水性能 | 70oC, 5分钟 | 无严重气泡，无变色，无脱落 |  |

# 配件、工具与备品备件

投标人应提供在品种和数量上满足项目2年以上运维需要的随机备品备件，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投标人对合同设备的经验来确定。该备品备件及相应的清单应与光伏组件同时交付。并应按与投标书同时提交的备品备件价格表（含易耗品）实施。

表6-1配件、工具和备品备件配置要求

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **设备或部件名称** | **型号规格及**  **主要技术参数** | **数量** | **单位** | **备注** |
|  | 配套组串引出线接插件 | MC4接头或与供货接线盒配件相同 | ≥1套/18块，外加5%的损耗系数 | 套 | 1个公头和1个母头计为一套 |
|  | 红外热像仪 | 厂家：福禄克或相当于品牌产品  型号：Fluke TiX501 | 0 | 套 |  |
|  | 万用钳形表 | 厂家：福禄克或相当于品牌产品  型号：Fluke 393FC  规格： | 2 | 台 |  |
|  | 现场EL测试仪 |  | 0 | 套 |  |
|  | IV测试仪 | HT-IV500W及以上 | 0 | 台 |  |
|  | 光伏接插件专用压接线工具 | 厂家：  型号：  规格： | 1 | 套 | 光伏接插件供应商原厂原装配套 |
|  | 光伏接插件专用拆卸工具 | 厂家：  型号：  规格： | 1 | 套 | 光伏接插件供应商原厂原装配套 |
|  | 组件正常运行需要的其他专用工具 |  | 1 | 套 | 投标人根据项目情况配置 |
|  | 光伏组件 | 与供货产品相同 | ≥14 | 块 | ※同规格产品供货 |
|  | 光伏组件（实验组件） | 与供货产品相同 | 10 | 块 | 同规格产品供货。 |

# 生产能力与交货进度

## 生产检测设备配置

投标人至少应配备并使用全自动焊接设备。投标人应提供光伏组件生产线的自动化程度和关键设备清单。

配备CNAS专业测试机构标定的在有效期（半年）内的标准组件（标准组件种类、规格、原材料及零部件选用均应与被测组件保持一致）。

配备AAA级太阳模拟器，具有CNAS专业测试机构出具的AAA级太阳模拟器校准报告。

配备绝缘耐压测试仪，出货产品需满足绝缘耐压测试要求。

配备湿漏电测试设备。

应具备“5 关键原材料和零部件要求”中备注为星号（\*）项目的检测能力（人员资质和相应检测设备均需符合要求）。

## 关键生产工艺

焊接工艺：应使用自动化设备进行焊接，焊接工序严格遵照作业指导书进行操作，每班次至少应检测一次焊接温度，每班次至少应检测一次焊接强度。

层压工艺：层压工序严格按照作业指导书进行操作，每班次至少应检测一次层压机温度（至少测试五个点温度），设定的温度偏差不能超过2℃， EVA熔化后应充满背板和玻璃之间，每天至少应检测三次EVA交联度和粘接强度。

EL检测：所有光伏组件应在层压前、后分别进行EL检测，并按照本技术规范书要求进行光伏组件电池片隐裂控制，不合格的（半）产品不能进入下一生产环节。

密封工艺：打胶应在恒定气压下进行均匀、充分注胶，对硅胶固化环境的温湿度和固化时间进行严格控制。硅胶固化后应均匀无气泡。

测试工艺：所有光伏组件在出厂前必须在标准测试条件下使用校准后的AAA级太阳模拟器进行功率测试，测试设备的校准监测每6小时至少进行一次，每3小时至少巡检复测一次。

对同一光伏组件连续测试三次，峰值功率最大差值应小于2%。

电池片按电流或效率进行分档，分档ΔImp不大于0.045A或Δη≤0.1%。光伏组件按电流分档ΔImp≤0.2A。

## 生产能力和排产情况

投标人应按照表7-1要求提供企业截止投标日止的各生产基地的生产能力、产能安排及总产能情况。

表7-1投标人拟选用制造工厂的生产能力（MWp）

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **生产能力** | | **1**  **月** | **2**  **月** | **3**  **月** | **4**  **月** | **5**  **月** | **6**  **月** | **7**  **月** | **8**  **月** | **9**  **月** | **10**  **月** | **11**  **月** | **12月** | **合**  **计** |
| XX生产基地 | 产能 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 已安排产能 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 剩余产能 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| XX生产基地 | 产能 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 已安排产能 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 剩余产能 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| …… | | | | | | | | | | | | | | |
| 累计产能 | |  | | | | | | | | | | | | |
| 累计安排产能 | |  | | | | | | | | | | | | |
| 累计剩余产能 | |  | | | | | | | | | | | | |

## 交货进度计划

合同设备交货地点：连云港市徐圩新区招标人指定地点车板交货

招标人要求本合同所需设备能满足工程进度，交货期为合同生效后20天内。以供应商承诺的最早可供应组件货物的时间开始供应组件货物。在此交货计划基础上，招标人有权根据项目进展情况适当调整组件的交货时间。

投标人须详细说明具体的交货计划和发货细节。

表7-2 交货计划**（投标人填写完整）**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **批次** | **交货期** | **备 注** |
| 1 | 第一批\_\_\_块 | 202\_\_\_年\_\_\_月\_\_\_日 | 交货时同时提供相应货物技术资料；第一批交货的同时提供卸车用的专用吊具。 |
| 2 | 第二批\_\_\_块 | 202\_\_\_年\_\_\_月\_\_\_日 |
|  |  |  |

# 监造、抽样检测与验收

## 监造

1. 监造的范围包括但不限于：组件供应商工厂检查、关键元器件或材料供货信息核对与关键性能检测、组件生产关键工艺监控、半成品和成品抽检、第三方实验室抽样送验。
2. 监造的依据和要求是组件技术规范书、供货协议及相关标准规范。
3. 投标人在合同货物原材料进厂、制造过程应接受监造方（由招标人委托，下同）的监造。投标人应根据合同货物的生产和发货计划，提前15天书面通知招标人（监造方）进行监造；监造方自行决定监造、检查的形式和次数。
4. 投标人有配合监造的义务，监造方应不受限制地进出生产厂并进行监造，同时，可以随时查阅与工作相关的技术和质量文件，投标人应予以配合。
5. 投标人为监造方的监造检验提供：
6. 合同货物投料前5天，提供设备的生产计划及每个月度实际生产进度和月度检验计划。
7. 提前5天提供设备的监造内容和检验、试验时间。
8. 提前5天提供与本合同货物监造有关的标准（包括工厂标准）、图纸、资料、工艺及实际工艺过程和检验记录（包括中间检验记录和不一致性报告）及有关文件的原件及复印件，费用已包含在投标总价中。
9. 投标人向监造方提供工作、生活方便，发生费用由监造方自行承担。
10. 原材料、零部件的检验、试验：
11. 原材料及其它零部件未经检验试验合格、不得进行投产，检验、试验样品由监造方随机选取。
12. 投标人应按合同货物生产进度要求，向监造方提交原材料、零部件的检验试验报告，以保证所使用的原材料、零部件符合合同质量要求。
13. 原材料、零部件的检验、试验费用已包含在合同价格中。
14. 如果原材料、零部件的检验、试验不合格，投标人不得进行生产，同时投标人应当重新选材，直到所有材料被证明符合要求，才能开始生产，并不得影响项目进度的执行。

## 抽样标准

1. 根据每日入库数量按照抽样标准按照GB/T2828中的单次正常抽样一般检验水平Ⅰ级标准执行；光伏组件判定标准：致命缺陷0收1拒；重要缺陷AQL2.5，轻微缺陷：AQL4.0。

现场抽样缺陷类型定义如下：

1. 致命缺陷：此类缺陷将导致整个组件功能不能正常工作或影响系统安装或寿命（如：组件破裂、功率测试值不允许负偏差等）或者安全风险（如：电缆破皮、带电体外露，耐压测试失败）或者非投标承诺的物料及非认证的物料用在组件上可能导致组件使用寿命缩短。
2. 重要缺陷：所有低于技术规范及要求中带“※”的条款，同时此类缺陷将影响组件部分次要功能（如：EL测试超过4.3EL测试要求标准等）或严重的外观缺陷或部分电气参数偏离技术参数要求。
3. 轻微缺陷：此类缺陷通常为不影响功能电气特性和使用寿命的轻微外观或机械缺陷。
4. 第三方测试机构现场抽样应按采购总量进行抽样，抽样标准按照GB/T2828中的单次正常抽样一般检验水平Ⅱ级标准执行；光伏组件判定标准：致命缺陷0收1拒；重要缺陷AQL2.5，轻微缺陷：AQL4.0。

现场抽样缺陷类型定义如下：

1. 致命缺陷：此类缺陷将导致整个组件功能不能正常工作或影响系统安装或寿命（如：组件破裂、功率测试值负偏差大于等于3%、EL测试超过4.3EL测试要求标准的3倍及以上等）或者安全风险（如：电缆破皮、带电体外露，耐压测试失败）或者非投标承诺的物料及非认证的物料用在组件上可能导致组件使用寿命缩短。
2. 重要缺陷：所有低于技术规范及要求中带“※”的条款，同时此类缺陷将影响组件部分次要功能（如：功率测试值允许1片负偏差小于3%、EL测试超过4.3EL测试要求标准但低于3倍等）或严重的外观缺陷或部分电气参数偏离技术参数要求。
3. 轻微缺陷：此类缺陷通常为不影响功能电气特性和使用寿命的轻微外观或机械缺陷。
4. 抽取8个及以上样本送第三方检测机构实验室检验，其中光伏组件峰值功率以第三方检测机构在标准测试条件下测试所有样品的最小值进行判定；光伏组件判定标准：致命缺陷0收1拒；重要缺陷1收2拒，轻微缺陷2收3拒。

实验室抽样缺陷类型定义如下：

1. 致命缺陷：此类缺陷将导致整个组件功能不能正常工作或影响系统安装或寿命（如：组件破裂、功率测试值（按最新标准执行）低于投标值5W及以上、EL测试超过4.3EL测试要求标准2倍及以上等）或者安全风险（如：电缆破皮、带电体外露，耐压测试失败）或者非投标承诺的物料及非认证的物料用在组件上可能导致组件使用寿命缩短。
2. 重要缺陷：所有低于技术规范及要求中带“※”的条款，同时此类缺陷将影响组件部分次要功能（如：组件破裂、功率测试值低于投标值5W以内（不含5W）、EL测试超过4.3EL测试要求标准的等）或严重的外观缺陷或部分电气参数偏离技术参数要求。
3. 轻微缺陷：此类缺陷通常为不影响功能电气特性和使用寿命的轻微外观或机械缺陷。

## 验收

光伏组件的验收分为开箱验收、抽样检验、初步验收和最终验收。

对于投标人提供的产品存在较大质量安全问题或隐患，或者验收（含抽样检验）不合格的，招标人有权要求投标人按照以下任何方式进行处理：

1. 投标人无理由更换本批次产品。
2. 委托第三方检测机构对所有产品进行全检，所有拆装、转运、检测等费用由投标人承担。
3. 招标人针对产品问题提出的其它解决方案。

因投标人提供的产品（含抽样检验）不合格对招标人造成的工期及其它损失的，投标人应对招标人相关损失进行赔偿。

“开箱验收”是指合同货物运抵交货地点，完成卸货后，由监理单位组织（如无监理单位，则由招标人组织）招标人、投标人、安装承包商（如有）对合同诸如规格、型号、种类、数量、外观、尺寸、随箱技术文件等所作的验收。

“抽样检验”包含设备到货安装前抽样检验、通过试运行后（初步验收前）抽样检验和通过初步验收后（质保期内）抽样验收。

“安装前检验项目”和“通过试运行后检验项目”中部分项目可根据项目实施情况合并进行。

“初步验收”是指在光伏组件在通过电站试运行后，所有“安装前检测项目”、“通过试运行后检验项目”的检测结果均符合本合同及国家有关规定要求后，招标人对投标人设备的验收。

“最终验收”是指在光伏组件通过初步验收后质保期期满前，所有“通过初步验收后检测项目”测试结果均符合本合同及国家有关规定要求后，招标人对投标人设备的验收。

各阶段验收应由招标人和投标人共同组织并抽样（抽样应对车间、日期和原材料具有代表性），对需要第三方检测机构检测的项目应委托CNAS认可的第三方检测机构进行检测，各项测试结果应满足本技术规范书、供货协议及相关标准要求，否则不予验收。各阶段主要检测项目如下：

### 安装前检测项目

表8-1光伏组件安装前检测项目

| **序号** | **验收或检测项目** |
| --- | --- |
| 一、资料验收 | |
| 1 | 组件BOM表 |
| 2 | 出厂测试及检验报告（包含但不限于功率测试和EL测试图片） |
| 3 | 产品认证证书 |
| 4 | 认证证书对应报告及备案关键元器件清单 |
| 二、现场检测（对于施工单位提供设备的项目，如受工期等特殊条件影响，可在通过试运行后进行） | |
| 1 | 外包装检查 |
| 2 | 尺寸/重量抽样测试 |
| 3 | 组件外观检查 |
| 4 | 功率试验（电性能测试） |
| 5 | EL检测 |
| 三、试验室检测（应在安装前进行抽样送检） | |
| 1 | 功率测试 |
| 2 | EL检测 |
| 3 | 温度系数 |
| 4 | NOCT测试 |
| 5 | STC和NOCT下的性能 |
| 6 | 低辐照下的性能 |
| 7 | 户外暴晒试验 |
| 8 | 热斑耐久试验 |
| 9 | 温度试验 |
| 10 | 热循环试验 |
| 11 | 湿冷试验 |
| 12 | 湿热试验 |
| 13 | UV试验 |
| 14 | 绝缘试验 |
| 15 | 湿漏电试验 |
| 16 | 旁路二极管试验 |
| 17 | 反向过电流试验 |
| 18 | 接地连续性试验 |
| 19 | 脉冲电压试验 |
| 20 | 局部放电试验 |
| 21 | 可接触试验 |
| 22 | 引线端强度试验 |
| 23 | 冰雹试验 |
| 24 | 机械负载试验 |
| 25 | 组件破损量试验 |
| 26 | 剪切试验 |
| 四、实验室特殊项目检测（针对于特殊环境使用条件下应增加或加严以下相应测试项目，与第三项同时送检） | |
| 1 | 湿热试验 |
| 2 | 热循环200 |
| 3 | 湿冻试验 |
| 4 | PID测试 |
| 5 | 盐雾测试 |
| 6 | 氨气测试 |
| 7 | 沙尘测试 |
| 8 | 动态载荷测试 |
| 9 | 运输震动模拟测试 |
| 10 | 防火测试 |

### 通过试运行后检验项目

表8-2 光伏组件通过试运行后检测项目（初步验收）

| **序号** | **检验项目和内容** |
| --- | --- |
| 一、现场抽样检测（与安装前检测结果对比，界定光伏组件安装前后质量差异及责任方） | |
| 1 | 组件外观检查 |
| 2 | 功率试验 |
| 3 | EL检测 |
| 二、试验室抽样检测（根据项目需要安排） | |
| 1 | EL检测 |

### 通过初步验收后检验项目

表8-3 光伏组件初步验收后检验项目

| **序号** | **检验项目和内容** |
| --- | --- |
| 一、现场抽样检测 | |
| 1 | 组件外观检查 |
| 二、试验室抽样检测。按照IEC 61730光伏组件安全鉴定、IEC 62125晶体硅光伏组件设计鉴定和定型的测试要求进行测试） | |
| 1 | 电性能测试（含LID、PID等功率衰减。在光伏组件并网运行后1年及质保期前验收时各进行1次，其它时间根据设备整体运行情况确定） |
| 三、安全相关性能测试（根据设备运行情况确定） | |

# 技术资料及交付进度

投标人应按以下时间节点提供相应技术资料的纸质版和电子版，纸质版应注明“XXXXXXXXX工程专用”和“正式资料”并加盖投标人印章，一式12份，电子版应提供光盘和U盘各1份。

## 发货前7个工作日

1. 所有组件光伏组件的序号及对应的短路电流Isc，开路电压Voc，最佳工作电流Im，最佳工作电压Vm，最大输出功率Pm等电性能参数（电子版）。
2. 所有光伏组件成品的EL测试原始图像，图像大小不压缩（电子版）。
3. 各批次出厂试验或测试结果。
4. “关键原材料和零部件要求”中备注为星号（\*）项目的检测记录和结果。
5. 光伏组件所使用电池片、背板、EVA、玻璃面板、焊接材料、接线盒和连接器等9类原材料和零部件的出厂合格证及供应商出具的检测报告。

## 产品交货时

1. 制造商和产地证明。
2. 功率衰减承诺函。
3. 光伏组件质量保险保单（如有）。
4. 组件功率等电性能参数（纸质文件版）。
5. 产品随机资料，包括供货清单；产品合格证书；光伏组件外形尺寸图；电气接线原理图；安装使用说明书（安装详图、荷重等资料）；运行、检修使用说明书以及易损件清单。
6. 其它应提供的资料。

# 包装、运输

## 铭牌

光伏组件应具有以下内容的清晰并耐久的铭牌标识。铭牌应使用简体中文，在光伏组件寿命期内应完整无损，字迹清晰。

## 包装和运输

1. 包装应按设备特点做好防潮、防霉、防锈、防腐蚀的保护措施，以保证货物安全运抵合同设备安装现场。
2. 电流分档

光伏组件装箱前应按批次、按输出功率、按电流大小进行分档，电流分档精度≯0.2A，按照光伏组件电流档次分别装箱。

# 技术服务与质量问题处理

## 现场技术服务职责

1. 投标人现场服务人员的任务主要包括设备催交、开箱验货、组件设备质量问题的处理、安装培训、指导监督、协助设备调试、参加试运和性能验收试验。
2. 在安装和调试前，投标人技术服务人员向招标人和施工方进行技术交底，讲解和示范将要进行的程序和方法。对重要工序(见下表)，投标人技术人员要对施工情况进行确认和签证，否则招标人不能进行下一道工序。经投标人确认和签证的工序如因投标人技术服务人员指导错误而发生问题，投标人承担全部责任。

表11-1 投标人提供的安装、调试重要工序表**（投标人填写完整）**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **工 序 名 称** | **工序主要内容** | **备 注** |
| 1 | 设备安装 | 组件的安装及固定  线缆的安装及固定是否符合组件本身的技术要求 |  |
| 2 | 协助设备调试 | 确保组件本身不存在问题，如有异常，及时解决 |  |

1. 投标人现场服务人员有权全权处理现场出现的一切技术问题。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。
2. 投标人对其现场服务人员的一切行为负全部责任。
3. 投标人现场服务人员的更换应与招标人协商一致。

## 现场技术服务人员

1. 投标人要派合格的现场服务人员。在投标阶段提供包括服务人数的现场服务计划表（格式）。如果此人数不能满足工程需要，投标人要追加人数和时间，且不发生费用。
2. 投标人现场服务人员应熟悉合同及设备设计，有丰富的现在服务工作经验，能够正确地进行现场指导。

表11-2 拟派驻现场的服务人员情况表**（投标人填写完整）**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **姓名** |  | **性别** |  | **年龄** |  |
| **籍贯** |  | **学历** |  | **职称** |  |
| **工作简历** |  | | | | |

（注：每人一表）

## 设计联络

有关设计联络的计划、时间、地点和内容要求由供需双方商定。设计院需要投标人会签确认的图纸，投标人应在5个工作日内确认回复。

## 售后服务与质量问题处理

1. 投标人提供终身维修服务。招标人发现问题向投标人发出通知后，投标人应于2小时内响应，维修人员24小时内抵达现场，并在72小时内解决问题，恢复正常发电，否则招标人有权向投标人进行发电量损失索赔。问题处理后，投标人半个月内向招标人提交分析报告。
2. 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，或者在质保期内投标人产品因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同约定的技术指标，投标人应免费修复或更换光伏组件或者存在质量问题的零部件。
3. 光伏组件各部件在正确存储、安装和使用条件下应安全、稳定。如在使用中出现质量问题，产品使用人可委托双方认可的第三方检测机构依据相关标准对有质量问题产品进行测试和检测，投标人应根据检验分析报告进行维护、更换和必要的赔偿，并承担委托第三方检测机构的所有费用。
4. 在质保期内，招标人可定期或者不定期的委托双方认可的第三方检测机构对光伏组件进行抽样检测，若组件效率衰减或者安全性能不满足合同及规范要求，投标人应赔偿招标人相应损失。
5. 在质保期内，由于非投标人原因造成的缺陷损坏或指标不合格的，不属投标人责任。

# 分包与外购

投标人要按下列表格要求填写分包情况。

**本次招标范围内光伏组件不允许分包或外委加工。**

对于光伏组件所使用关键原材料或零部件，应符合本技术规范要求和商务合同部分要求。拟选用供应商品牌型号不应超过3家，且应与通过认证产品一致。最终选用的原材料和零部件供应商品牌型号如有变更，须经招标人书面同意，并对原材料和零部件变更后的产品重新进行认证。

表12-1 光伏组件原材料与零部件外购清单（投标人填写完整）

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **部件名称** | **供应厂家** | **规格型号** | **技术参数（高于或低于招标文件要求项目）** |
|  | 电池片 |  |  |  |
|  | 玻璃面板 |  |  |  |
|  | EVA/POE |  |  |  |
|  | 背板 |  |  |  |
|  | 接线盒、连接器和电缆 |  |  |  |
|  | 铝边框 |  |  |  |
|  | 密封材料 |  |  |  |
|  | 焊带 |  |  |  |
|  | 金属化浆料 |  |  |  |

# 设备供货清单及性能参数

投标人应根据下表（但不限于此）要求如实填写设备供货清单及设备性能参数保证，相关内容应符合本技术规范要求和商务合同部分要求。增加项在表后续，须备注清楚为“增项”。

表13-1 供货清单**（投标人填写完整）**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **名称** | **规格型号** | **单位** | **数量** | **产地** | **制造厂家** | **备注** |
| 一、供货设备 | | | | | | | |
| 1 | 光伏组件 |  | 块 |  |  |  |  |
| 二、专用工具 | | | | | | | |
|  | 红外热像仪 |  | 台 |  |  |  |  |
|  | 现场EL测试仪 |  | 台 |  |  |  |  |
|  | 万用钳形表 |  | 台 |  |  |  |  |
|  | 现场IV测试仪 | HT-IV500及以上 | 台 |  |  |  |  |
|  | 光伏接插件专用压接线工具 |  | 套 |  |  |  |  |
|  | 光伏接插件专用拆卸工具 |  | 套 |  |  |  |  |
|  | 组件正常运行需要的其他专用工具 |  | 套 |  |  |  |  |
| 三、备品备件 | | | | | | | |
|  | 光伏组件 |  | 块 |  |  |  |  |
|  | 光伏专用插头 | MC4兼容 | 套 |  |  |  | ≥1套/18块  ，外加5%的损耗 |
|  | 光伏组件（试验组件） |  | 块 |  |  | 光伏组件（试验组件） |  |

表13-2 供货组件性能参数表**（投标人填写完整）**

| **序号** | **名 称** | **单位** | **招标人要求值** | **投标人保证值** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 组件类型 | 无 |  |  |  |
|  | 组件品牌 |  |  |  |  |
|  | 产地/组件制造厂 |  | 不分包，不外委加工 |  |  |
|  | 组件型号 |  |  |  |  |
|  | 组件尺寸 | mm |  |  |  |
|  | 组件重量 | kg |  |  |  |
|  | 标准测试条件下的电学参数 | | | | |
|  | 峰值功率 | Wp |  |  |  |
|  | 开路电压（Voc） | V |  |  |  |
|  | 短路电流（Isc） | A |  |  |  |
|  | 工作电压（Vmppt） | V |  |  |  |
|  | 工作电流（Imppt） | A |  |  |  |
|  | 标称工作温度（NOCT） |  |  |  |  |
|  | 标称工作温度下的电学参数 | | | | |
|  | 峰值功率 | Wp |  |  |  |
|  | 开路电压（Voc） | V |  |  |  |
|  | 短路电流（Isc） | A |  |  |  |
|  | 工作电压（Vmppt） | V |  |  |  |
|  | 工作电流（Imppt） | A |  |  |  |
|  | 组件温度系数 | | | | |
|  | 峰值功率温度系数 | %/K |  |  |  |
|  | 开路电压温度系数 | %/K |  |  |  |
|  | 短路电流温度系数 | %/K |  |  |  |
|  | 最大系统电压 | V | 1500 |  |  |
|  | 工作温度范围 | ℃ | -40～+85 |  |  |
|  | 功率误差范围 | % | 0%～+3% |  |  |
|  | 表面最大承压 | Pa | 5400Pa |  |  |
|  | 冰雹试验 |  | 25mm，23m/s |  |  |
|  | 绝缘电阻 |  | 40MΩ·㎡ |  |  |
|  | 组件接线盒防护等级 |  | Class A  IP67 |  |  |
|  | 接线盒类型 |  | 灌封 |  |  |
|  | 接线盒防护等级 |  | IP67 |  |  |
|  | 接线盒连接线长度 | | | | |
|  | 正极 | mm | 400(分体接线盒)  400(竖排布置)  400(横排布置) |  |  |
|  | 负极 | mm | 300(分体接线盒)  300(竖排布置)  300(横排布置) |  |  |
|  | 电池组件转换效率 |  | 见4.1.2 效率和功率 |  |  |
|  | 填充因子 |  | ≥79.0（多晶）  ≥79.5（单晶） |  |  |
|  | 背面结构及厚度 |  | 见5.4背板 |  |  |
|  | 组件串并联光伏专用电缆线型号规格 |  | 4.0mm2及以上 |  |  |
|  | 配套接插件型号规格 |  | 专用MC4或可兼容MC4 |  |  |
|  | 电池组件是否要求接地 |  | 是 |  |  |
|  | 功率衰降 | | | | |
|  | 1年功率衰降 |  | ≤2.5%（多晶）  ≤2%（单晶） |  |  |
|  | 25年功率衰降 |  | 第1年后保持线性衰减，25年累计衰减≤15%。 |  |  |
|  | 功差 |  | 正公差，见4.1.4 |  |  |
|  | 性能、安全认证 |  | CNAS认可的第三方测试机构的同等认证 |  |  |
|  | 特殊环境认证（投标人的组件及配件的设计，要充分考虑本项目现场的气温、沙尘、风大等环境条件要求，若不满足需无条件作出积极响应和调整） |  | 根据“1.5特殊环境条件”及“4.2.2环境差异化测试认证”确定 |  |  |
|  | 使用寿命 |  | ≥30年【双玻】  ≥25年【非双玻】 |  |  |
|  | 质保期 |  | ≥10年 |  |  |
|  | 故障率 |  | ≤0.1%。 |  |  |
|  | 电流分档装箱 |  | Δimp≯0.2A |  |  |
|  | 招标其他性能要求响应（承诺满足或给出低于/高于本规范书要求的项目及参数） | | | | |
|  | EL测试标准 |  | 见4.3 EL测试要求 |  |  |
|  | 外观 |  | 见4.4 外观要求 |  |  |
|  | 其他要求（物料批次、边框结构、(非）镀膜玻璃） |  | 见4.6 其他要求 |  |  |

# 技术差异表

投标人提供的产品技术规范应与招标文件技术规范书的要求一致。若有差异投标人应如实、认真地填写差异值；若无技术差异则视为完全满足本技术规范书的要求，且在技术差异表中填写“无差异”。

表14-1 技术差异表**（投标人填写完整）**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **招标文件** | | **投标文件** | |
| **条目** | **简要内容** | **条目** | **简要内容** |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
| 说明：  （1）若投标文件技术规范书与招标文件有差异，必须在差异表中说明；  （2）若技术差异过大，可专题说明；  （3）投标文件未提供技术差异表、或技术差异表内无具体内容、或未在技术差异表中申明的内容，均视同投标人接受招标文件的条款。 | | | | |