**大埔峡能100MWp农光互补项目**

**单晶硅光伏组件**

技术协议

**买方：中机国际工程设计研究院有限责任公司**

**卖方：AAA**

**2024年1月**

目 录

**[一般规定与规范](#_Toc18798_WPSOffice_Level1)** **[1](#_Toc18798_WPSOffice_Level1)**

**[1.1 总则](#_Toc27543_WPSOffice_Level1)** **[1](#_Toc27543_WPSOffice_Level1)**

**[1.2 包装和运输](#_Toc4811_WPSOffice_Level1)** **[1](#_Toc4811_WPSOffice_Level1)**

[1.2.1包装](#_Toc27543_WPSOffice_Level2) [1](#_Toc27543_WPSOffice_Level2)

[1.2.2运输](#_Toc4811_WPSOffice_Level2) [1](#_Toc4811_WPSOffice_Level2)

**[1.3 企业资质要求](#_Toc4277_WPSOffice_Level1)** **[2](#_Toc4277_WPSOffice_Level1)**

**[1.4 产品质保和使用寿命要求](#_Toc31638_WPSOffice_Level1)** **[2](#_Toc31638_WPSOffice_Level1)**

**[1.5 卖方权利和义务](#_Toc3976_WPSOffice_Level1)** **[3](#_Toc3976_WPSOffice_Level1)**

**[1.6 买方权利和义务](#_Toc3743_WPSOffice_Level1)** **[4](#_Toc3743_WPSOffice_Level1)**

[2. 标准与规范](#_Toc4277_WPSOffice_Level2) [5](#_Toc4277_WPSOffice_Level2)

[3. 专用技术要求](#_Toc31638_WPSOffice_Level2) [6](#_Toc31638_WPSOffice_Level2)

[4. 供货范围](#_Toc3976_WPSOffice_Level2) [28](#_Toc3976_WPSOffice_Level2)

[5. 交货检验与验收](#_Toc3743_WPSOffice_Level2) [29](#_Toc3743_WPSOffice_Level2)

[6. 技术资料及交付进度](#_Toc30340_WPSOffice_Level2) [42](#_Toc30340_WPSOffice_Level2)

[7. 设备交货进度](#_Toc3463_WPSOffice_Level2) [44](#_Toc3463_WPSOffice_Level2)

[8. 技术服务和设计联络](#_Toc8664_WPSOffice_Level2) [46](#_Toc8664_WPSOffice_Level2)

**[附表1：技术数据表](#_Toc30340_WPSOffice_Level1)** **[48](#_Toc30340_WPSOffice_Level1)**

**附件2：组件外观&EL标准 53**

**[签字页及联系方式](#_Toc3463_WPSOffice_Level1)** **[51](#_Toc3463_WPSOffice_Level1)**

# 一般规定与规范

## 总则

1.1.1本技术规范书适用大埔峡能100MWp农光互补光伏发电项目单晶硅光伏组件设备的采购。本技术规范书包括光伏组件本体及其辅助设备的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

1.1.2本技术规范书提出的是最低限度的要求，并未对一切细节做出规定，也未全面引述有关标准和规范的条文。卖方应保证提供符合本技术规范书和有关最新工业标准的优质产品。

1.1.3双方如对本技术规范书有异议，应以书面形式明确提出，在双方达成一致意见后，可对有关条文进行修改。如双方没有以书面形式对本技术规范书明确提出异议，即被认为卖方所提供的产品完全能够满足本技术规范书的要求。

1.1.4本技术规范书所使用的标准如与卖方所执行的标准发生矛盾时，按较高标准执行。

1.1.5本技术规范书经双方签字认可后作为订货合同的附件，与合同正文具有同等法律效力。

1.1.6在签定合同之后，买方保留对本技术规范书提出补充要求和修改的权利，卖方应允诺予以配合。买方如提出修改，具体项目和条件由双方商定。

1.1.7 本技术规范书中涉及的有关商务方面的内容，如与组件采购文件的商务部分有矛盾时，以商务部分为准。

## 包装和运输

1.2.1包装

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

2）包装箱上应有明显的包装储运图示标志，并应标明买方的托盘号。

3）各种包装应确保各零部件在运输过程中不丢失、不损坏、不受潮和不腐蚀。

1.2.2运输

1）合同设备在运输时应符合铁路、公路及海运部门的有关规定。

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

3）所有部件经妥善包装或装箱后，在运输过程中尚应采取其它防护措施，以免散失损坏或被盗。

4）运输中不允许有任何的碰撞和磨损。

5）随产品提供的技术资料应完整无缺。

## 企业资质要求

1.3.1卖方应为具有独立法人资格，组件工厂年产能不低于1GW，拥有完整的太阳电池和组件生产线的工厂。卖方组件具有配套100MWp以上规模的光伏电站工程的实施案例。

1.3.2卖方有能力履行合同组件质保维修及其他服务义务。

1.3.3卖方具备较好的组件本体及其辅助设备产品研发和试验能力。

1.3.4卖方具备其组件本体及其辅助设备生产过程中产品质量控制和保障措施、质量管理体系等，通过ISO9001:2015、ISO14001:2015、OHSAS18001:2007或ISO 45001:2018体系认证等，卖方须提供有效的ISO9001:2015质量管理体系认证文件，质量管理程序清单，说明生产过程中产品质量控制和保障措施，以及质保机构设置和职责。

1.3.5卖方具有良好的银行资信和商业信誉，财务状况良好，无不良记录。

## 产品质保和使用寿命要求

1.4.1卖方应在供货文件中明确说明组件产品质保期限，组件的最低质保期限不应少于10年并作为合同条款，卖方应对质保期的承诺提供详细的技术分析，否则买方视情况可不予采信。

1.4.2卖方需说明质量保证期内的服务计划及质量保证期后的服务计划。

1.4.3卖方供货组件设备的运输、存储、安装、调试和运行应满足项目现场（**广东省梅州市大埔县三河镇梓里村**）的气候条件要求，在项目场址的山地气候环境下设备的使用寿命应不少于25年；根据供货组件出厂前在标准测试条件（STC）测定的峰值功率，每块供货组件应满足以下要求：**第1年输出功率衰减不超过2%，第2年至第25年线性衰减每年的输出功率衰减不超过0.45%，在第25年末组件输出功率不得低于标称功率的87.2%**。作为负责任的产品供应商，卖方有责任在产品的整个使用寿命期内向买方提供详细的维护方案（组件清洗和日常巡检方案）、更换、收费计划（例如定期的巡检和回访），该维护、更换服务应贯穿产品的整个使用寿命周期。

大埔县气象站近30年实测累年各月各要素气象资料统计特征值见下表。

| （统计1991-2020年） | |
| --- | --- |
| 气温（单位：℃） | |
| 平均气温 | 21.85 |
| 平均最高气温 | 27.0 |
| 平均最低气温 | 17.6 |
| 极端最高气温 | 38.0 |
| 极端最低气温 | 0.5 |
| 风速（单位：米每秒） | |
| 平均最大持续风速 | 5.27 |
| 平均最大风速 | 22.5 |
| 极端最大风速 | 32.4 |
| 极端极大风速 | 34.6 |
| 日照时数（单位：小时） | |
| 平均日照 | 1417.6 |
| 雷暴日（天） | |
| 年均雷暴日 | 83.1 |
| 气压（单位：hpa） | |
| 累年平均气压 | 1013.9 |
| 相对湿度（单位：%） | |
| 多年平均相对湿度 | 76.2 |
| 降水量（单位：毫米） | |
| 多年平均降水量 | 1578.2 |

## 卖方权利和义务

卖方应提供为满足本技术规范书要求所必须的组件本体及其辅助设备的设计、生产、检测、包装、运输、质保和售后服务等，其中包括但不限于下列内容：

1.5.1组件本体及其辅助设备的设计，以及这些设备的工艺设计、包装和运输、现场安装指导、配合调试、质保、售后服务等。

1.5.2协同买方的设计联络，配合买方的工厂监造、现场试验及验收、投运等，负责对买方人员的组件安装、使用及维护培训和质保期的售后服务等。

1.5.3保证组件本体及其辅助设备能够与电站其它配套设备正常、安全连接，实现组件正常、安全运行和发电并符合技术规范及标准，保障组件输出功率符合设计规范、通过联调联试等。

1.5.4提供必要的备品备件及专用工具。

## 买方权利和义务

1.6.1设备生产、发货过程中，买方派员或委派第三方到卖方进行监造和检验。

1.6.2买方应向卖方提供有特殊要求的技术文件。

1.6.3设备安装过程中，买方为卖方现场派员提供工作便利条件。

# 标准与规范

本技术规范书所使用的标准如与卖方所执行的标准不一致时，按照较高标准执行。

本项目采购设备应符合中华人民共和国国家标准（GB）、中华人民共和国电力行业标准（DL）以及相关的IEC标准。

在所列标准中，优先采用中华人民共和国国家标准及电力行业标准。在国内标准缺项时，参考选用相应的国际标准或其他国家标准，选用的标准是在合同签订之前已颁布的最新版本。如卖方采用标准文件列举以外的其他标准时，须经买方同意方能使用。

所有螺纹、螺母、螺栓、螺杆应采用GB标准的公制规定。

国际电工委员会标准：

IEC 61215：2016 《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》

IEC 61345-1998 《太阳电池组件的紫外试验》

IEEE 1262-1995 《太阳电池组件的测试认证规范》

IEC61730.1《光伏组件的安全性构造要求》

IEC61730.2《光伏组件的安全性测试要求》

国家标准：

GB2297-1989 《太阳光伏能源系统术语》

GB6495-1986 《地面用太阳电池电性能测试方法》

GB6497-1986 《地面用太阳电池标定的一般规定》

GB 6495.1-1996 《光伏器件第1部分：光伏电流－电压特性的测量》

GB 6495.2-1996 《光伏器件第2部分：标准太阳电池的要求》

GB 6495.3-1996 《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 6495.4-1996 《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 6495.5-1997 《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 6495.7-2006 《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 6495.8-2002 《光伏器件第8部分：光伏器件光谱响应的测量》

GB 6495.9-2006 《光伏器件第9部分：太阳模拟器要求》

GB 20047.1-2006《光伏（PV）组件安全鉴定第1部分：结构要求》

GB 20047.2-2006《光伏（PV）组件安全鉴定第2部分：试验要求》

GB/T 9535-1998 《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》

GB/T 14007-1992《陆地用太阳电池组件总规范》

GB/T 14009-1992《太阳电池组件参数测量方法》

GB/T 11009-1989《太阳电池光谱响应测试方法》

GB/T 11010-1989《光谱标准太阳电池》

GB/T 11012-1989《太阳电池电性能测试设备检验方法》

GB/T 18210-2000 《晶体硅光伏（PV）方阵I-V特性的现场测量》

GB/T 13384-1992 《机电产品包装通用技术条件》

GB/T 191-2008 《包装储运图示标志》

行业标准：

SJ/T 11127-1997 《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》

SJ/T 2196-1982 《地面用硅太阳电池电性能测试方法》

SJ/T 9550.29-1993《地面用晶体硅太阳电池单体质量分等标准》

SJ/T 9550.30-1993《地面用晶体硅太阳电池组件质量分等标准》

SJ/T 10459-1993《太阳电池温度系数测试方法》

SJ/T 11209-1999 《光伏器件第6部分标准太阳电池组件的要求》

# 专用技术要求

1. 允许第三方对产品的生产全过程进行质量监控和抽样检验。
2. 工作温度范围为-40±2℃到＋85±2℃，初始功率（出厂前）不低于组件标称功率。
3. 太阳能组件使用寿命≥25年，组件功率质保≥25年，产品**质保期≥10年**。
4. 晶体硅按照GB/T9535（或IEC61215）以及GB/T20047(或IEC61730) 标准要求，通过国家批准认证机构的认证，关键部件和原材料（电池片、封装材料、玻璃面板、焊接材料、接线盒和接线端子等）型号、规格及生产商应与认证产品CDF中的BOM清单一致。
5. 光伏组件长度×宽度：2278\*1134mm。
6. 符合IEC61400-21、IEC61215的长期室外电气和机械性能标准要求。
7. 试验报告符合IEC-61215标准。
8. 最大承载电流符合GB 20047.1-2006 《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》。
9. 选用电池符合《地面用晶体硅太阳电池单体 质量分等标准》的A级品。
10. 标称工作温度、峰值功率温度系数、开路电压温度系数、短路电流温度系数符合SJ/T 10459-1993 《太阳电池温度系数测试方法》。
11. 工作温度范围符合GB/T 14007-1992 《陆地用太阳电池组件总规范》。
12. 工作电压、工作电流符合IEEE 1262-1995 《太阳电池组件的测试认证规范》。
13. 热冲击：-40±3℃到＋85±3℃。
14. 光伏组件要求同一光伏组件的电池片需为同一批次原料，表面颜色均匀一致无斑点、无跳色、无超出供方标准的机械损伤、无超出供方标准的明显隐裂，焊点无氧化斑、栅线完整均匀无超出供方标准的断栅，玻璃无压痕、皱纹、彩虹、裂纹、距离80cm可视的不可擦除污物、超过2mm2的开口气泡均不允许存在，电池组件的I-V曲线基本相同。
15. 组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路，层压后不允许有更换或者伤及背板的返工。
16. 组件具备较好的低辐照性能，提供在200~1000W/m2的IV测试曲线或数据。
17. 在标准测试条件下，组件的短路电流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符合相应产品详细规范的规定。
18. 组件的硅胶密封工艺要求：组件封装的玻璃上表面与边框之间0.5mm 厚度塞规测试， 塞规无法塞入边框槽， 允许； 塞规塞入边框槽但未接触边框槽底， 允许，背板与边框之间补胶处无可见缝隙，组件边框内硅胶密封充分。
19. 组件的电绝缘强度：按照IEC61215中10.3条进行绝缘试验，要求在此过程中无绝缘击穿或表面破裂现象。测试绝缘电阻乘以组件面积≥40MΩ.m2。
20. 卖方所供电池组件需具备一定的抗冰雹的撞击，冰雹实验需满足IEC61215相关规定，并提供冰球质量、尺寸及试验速度，使其抗冰雹能力满足组件要求。
21. 卖方所供组件需具备一定的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水或融雪的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足要求，不允许出现漏电现象，湿漏电流试验需满足IEC61215 10.18条款相关规定。
22. 本技术规范书中未提及的IEC61215其他相关测试试验，卖方所提供组件同样需满足IEC61215相关规定。
23. 卖方所供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，具备较好的能承受长期湿气渗透的能力。
24. 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。如在使用中出现质量问题，允许买方请双方认可的第三方对其产品进行测试和检验（IEC测试标准）。
25. 电池片表面颜色均匀无跳色，无肉眼可视的裂纹、破碎和针孔，无超出供方标准的色斑，虚印，漏浆，手印，水印，油印，脏污等符合供方标准，P型电池白斑面积≤0. 5mm²，不计片数和个数；0. 5mm2＜单个面积≤2mm²，N型电池≤3mm2，单片电池≤2处，同一块光伏组件白斑的电池数量≤电池数量的5%；玻璃无压痕、皱纹、彩虹、裂纹、距离80cm可视的不可擦除污物，电池组件的I-V曲线基本相同。
26. 光伏组件EL测试电池外观、发光性均良好，无黑心、针孔、黑斑，及超出供方标准要求的隐裂和明暗片；不允许裂片/碎片导致的局部面积失效超过2%；不允许局部短路或短路情况存在。

隐裂：

（一）线性隐裂

隐裂长度≤12mm，忽略不计。12mm＜隐裂长度＜电池片长边长度，且失效面积不超过5%，电池片内允许4处，受影响电池片数量≤10半片。

（二）交叉隐裂

1、隐裂长度≤12mm，忽略不计。裂纹长度≤长边边长的 1/10，且失效面积不超过5%，单片允许有4处，组件内允许隐裂电池数量， 72版型Q≤9片/组件；10mm＜Sp≤15mm， 单个半片q≤5 处， 片数 Q≤10%HC； Sp＞15mm， q≤4， Q≤6；

2、十字、V字、Y字均属于交叉隐裂。。。

明暗片：P型组件灰度值相差30%以下的明暗片，数量不计；灰度值相差30%～35%的明暗片≤电池数量的5%；不允许灰度值相差35%以上的明暗片；N型组件灰度值相差30%以下的明暗片，数量不计；灰度值相差30%～50%的明暗片≤电池数量的10%；灰度值相差50%～70%的明暗片≤电池数量的5%；不允许灰度值相差70%以上的明暗片。

1. 不允许电池区域的气泡；非电池区域：单个气泡面积≤0.5mm²，数量不计；单个气泡面积≤4mm²，数量≤5处；气泡与电池间距≥0.3mm，气泡与气泡间距≥10mm。
2. 光伏电池组件必须具备抗PID功能。（提供认证证书）
3. 汇流带超出互连条带距离≤5mm。

## 组件规格

供货组件应为单晶硅双面双玻组件，功率规格应为545Wp及以上功率规格组件，单块正功差0~+3%，卖方提供详细的供货组件的性能参数。(标准测试条件下性能参数(标准测试条件 STC：AM=1.5，E=1000W/m²，Tc=25℃))

表3.1组件电性能参数

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 型号 | JKM545M-72HL4-BDVP | |
| 2 | **标准测试条件下性能参数**  (标准测试条件 STC：AM=1.5，E=1000W/m2，Tc=25℃） | | |
| 2.1 | 峰值功率 | Wp | 545 |
| 2.2 | 开路电压（Voc） | V | 49.92 |
| 2.3 | 短路电流（Isc） | A | 13.95 |
| 2.4 | 工作电压（Vmppt） | V | 41.32 |
| 2.5 | 工作电流（Imppt） | A | 13.19 |
| 3 | **双面因子** |  | 70±10% |
| 4 | **最大系统电压** | V | 1500 |
| 5 | **工作温度范围** | ℃ | -40~+85 |
| 6 | **功率误差范围** | W | 0~+3% |
| 7 | **表面最大承压** | Pa | 正面5400  背面2400 |
| 8 | **功率衰减承诺** | % | 首年≤2.0%，经年≤0.45% |

## 组件认证要求

太阳电池组件作为光伏电站的主要设备，应具有满足国家标准或IEC标准的认证。

供货组件应通过依据IEC61215和IEC61730的组件性能和安全认证，太阳电池组件型号至少应经过TUV、UL、VDE认证中的一种第三方认证。

晶体硅按照GB/T9535（或IEC61215）以及GB/T20047(或IEC61730) 标准要求，通过国家批准认证机构的认证，关键部件和原材料（电池片、封装材料、玻璃面板、背板材料、焊接材料、接线盒和接线端子等）型号、规格及生产商应与认证产品CDF中BOM清单一致。

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

## 组件原材料清单

卖方需提供供货组件的完整的TUV、UL或VDE认证测试报告（IEC61215和IEC61730），供货太阳电池组件使用的关键原材料（包括电池片，盖板玻璃，EVA，边框，接线盒，密封胶，线缆，汇流条等）应与CDF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。

表 3.3 主要材料型号、厂家清单

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 组件型号 | JKM545M-72HL4-BDVP | | |
| 部件名称 | 供应厂家 | 规格型号 | 备注 |
| 电池片（A级） | 晶科、爱旭/通威/顺风/东磁/原厂等符合TUV认证的厂家 | 符合《地面用晶体硅太阳电池单体 质量分等标准》 | 注明效率≥22.5% |
| 正银浆料 | 杜邦/硕禾/原厂等 | / | / |
| 背银浆料 | 杜邦/贺利氏/儒兴/原厂等 | / | / |
| 铝浆 | 杜邦/贺利氏/儒兴/原厂等 | / |  |
| 接线盒 | 晶科、泽润、人和/快可/通灵/中环/原厂等符合TUV认证的厂家 | IP68，TUV1500V |  |
| 线缆 | 与线盒匹配 | 光伏专用1\*4mm²（1500V） |  |
| 光伏连接器 | 晶科、泽润 | MC4兼容，1500V |  |
| EVA | 福斯特/斯威克/海优威/3M/普利司通/晶龙/鹿山等符合TUV认证的厂家 | 高分子材料，透光性>90% | 克重需>380g/m2 |
| POE | 福斯特/三井/3M/陶氏等等符合TUV认证的厂家 |  |  |
| 硅胶 | 天山/回天等符合TUV认证的厂家 | 室温硫化硅橡胶，工作温度：–40～+200℃ |  |
| 高透玻璃 | 晶科、信义、福莱特等符合TUV认证的厂家 | 低铁钢化镀膜玻璃，透光率≥93.8%，厚度2.0mm±0.2mm |  |
| 焊带 | 晶科、同享、宇邦等符合TUV认证的厂家 | 纯铜基材：>99.9%镀层：Sn/Pb=60%/40%或63%/37% |  |
| 汇流带 | 晶科、同享、宇邦等符合TUV认证的厂家 | 纯铜基材：>99.9%镀层：Sn/Pb=60%/40%或63%/37% |  |
| 边框 | 晶科、恒美、凯撒、瑞旭  德毅隆等符合TUV认证的厂家 | 阳极氧化铝型材6005-T5 | 氧化膜厚度AA10，铝厚度不小于1.4mm |

3.3.1本次供货组件使用的各种原材料的供应厂商和规格型号与认证CDF中BOM清单一致。

3.3.2供货过程中若存在多种原材料使用组合，以最低性能原材料供应厂商和型号为评标依据。

3.3.4卖方应充分分析技术规范书中明确的组件使用项目环境（**广东省梅州市大埔县三河镇梓里村**），确保所选用的材料满足项目现场应用需求，对于因卖方供货组件所使用材料质量问题而造成组件不能正常使用或未能达到合同规定的指标时，卖方应无偿地为买方更换组件，并且应赔偿买方经济损失。

## 关键元器件及材料要求

卖方对接线盒、玻璃面板和EVA、POE等构成太阳电池组件的关键元件和材料的性能和使用寿命应提供技术分析说明。要求构成电池组件的元器件或材料需要单独经过TUV检测或其它同等资质第三方机构测试检验，而且某些部件需要符合如下要求：

3.4.1硅片性能要求：

供货组件使用的硅片应为A级，TTV小于30µm，翘曲度小于50µm，少子寿命：≥15µs，间隙氧含量≤9×1018/cm³（GB/T 1557 硅晶体中间隙氧含量的红外吸收测量方法），替位碳含量≤5×1017/cm³（GB/T 1558测定硅单晶体中代位碳含量的红外吸收方法），弯曲度≤50μm，线痕≤15μm，切割方式：DW金刚线切割。卖方应提供选用硅料的厂家、硅片的主要性能指标和硅片质量监控措施；

电池片性能要求：

电池片选用符合SJ/T 9550.29-1993 《地面用晶体硅太阳电池单体质量分等标准》的A级抗PID电池。应当采用保证光伏组件运行的高可靠性的材料，光伏组件使用的电池片应满足下表规定要求。须提供电池和原材料供应商的试验报告，分析结果或试验报告。采用高可靠性的材料保证光伏组件运行，核查光伏组件电池片用电池浆料的生产企业的进货检验报告、质量保证书，保证对于固含量，粘度，细度参数的控制。电池片应具第三方提供的测试报告，卖方应提供选用电池片性能测试报告，构成同一块组件的电池片应为同一批次的电池片。电池片外观颜色均匀，电池片表面无跳色和超出标准的机械损伤，所有的电池片均无超出供方标准的隐形裂纹和边角损伤。有效平均焊接区域拉力≥0.5N/mm。单片182mm×91mm或者210mm×70mm或者210mm×105mm电池承受反向12V电压时反向漏电流不能超过1A，单片电池并联电阻不小于50Ω，卖方应明确硅片、银浆的生产厂家、选用电池片的效率、并联电阻和反向漏电流的控制标准。

表3.4电池片性能要求参数表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **项目** | **测试标准** | **标准** |
| 等级 | SJ/T 9550.29-1993 | A级 |
| 转化率 |  | ≥20% |
| 硅基电阻率 | GB/T 1552 | 0.2-3.0Ω•cm |
| 硅片厚度 |  | 140μm |

卖方应明确银浆的生产厂家，选用电池片的效率，并联电阻和反向漏电流的控制标准。

同一项目电池片供应商原则上不应超过3家(含自产电池片），同时因电池片供应商增加导致的相关实验室抽样测试费用增加应由卖方承担，可接受的外购电池片厂家为：爱旭、通威、顺风和东磁等符合TUV认证的厂家，应提供详细的外购电池片的采购技术标准要求，电池片详细测试数据等，相关性能参数应满足技术规范书要求，若有必要，买方有权要求对外购电池片进行抽样测试。

光伏组件生产在卖方本部工厂内完成。

卖方应向买方提供两家国内/国际采购的材料和零部件的必要证明材料（包括但不限于出厂检验证、合格证、供货单）。

3.4.3接线盒性能要求(含连接器、导线和二极管）

优选通过TUV产品认证或投标人自身生产的产品，且须满足以下条件。选用的接线盒产品应外壳具有强烈的抗老化性材料、较好耐紫外线能力，符合于室外恶劣环境条件下的使用；所有的连接方式采用插入式连接 投标人应当负责对购进的接线盒试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数。

\*（1）最大承载工作电流能力≥25A

\*（2）使用温度（-40±2～85±2）℃

（3）工作湿度范围 5%～100%

\*（4）防护等级不小于IP68

| **项目** | **指标** | **备注** |
| --- | --- | --- |
| 外观 | 标识：接线盒及连接线上注塑或印刷的字体、图标、符号等需要完整、清晰、无误；盒体盒盖：清洁平整、色彩均匀、无划伤、无明显注塑缺陷、无毛刺锐边；金属端子：接线盒内金属端子不得有锈蚀、镀层脱落等缺陷，镀层平滑均匀；连接线：无明显破损现象、正负极连接正确，线缆上标识与提供技术资料一致；盒体底面：与光伏组件背板接触面平整，各零件连接处无凸起；密封圈无损坏或遗失。 |  |
| 几何尺寸 | 接线盒外观、外形尺寸、连接器相关尺寸、壁厚尺寸、和电缆长度等符合图纸要求。符合协定尺寸±1 mm。 |  |
| 机械完整性 | 可打开式接线盒，其盒盖连续开合五次，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，连续插拔五次后，仍能卡紧汇流条，其夹紧力≥20N；连接器应具有良好的自锁性，可在结构的任何方向承受89N拔插力的作用达1分钟。 |  |
| 机械强度 | 242g钢球自1m高自由落体撞击后，接线盒无破损。 |  |
| 连接器抗拉力 | ≥150N |  |
| 连接器与线缆连接处抗拉力 | ≥150N |  |
| 接触电阻 | 连接头接触电阻≤0.5mΩ |  |
| 电气间隙和爬电距离 | 应符合IEC 60664中基本绝缘的规定 |  |
| 旁路二极管热性能 | 按照IEC 61215 MQT18进行试验并满足试验要求 |  |
| 湿绝缘和耐压 | 接线盒的绝缘电阻应大于400MΩ；接线盒的工频耐电压（频率为50/60 Hz）要求在2000 V加上4倍额定电压的交流电压下，漏电流应小于10mA。 |  |
| IP等级 | 盒体和连接器满足IP67或以上 |  |
| 耐紫外老化 | 满足：IEC 61215-2 MQT10中的规定  试验条件：紫外线试验箱，温度60℃±5℃、紫外线波长280～400nm、辐射总量120kWh/m²，其中280nm到320nm的紫外辐射累计量在3%～10%之间。  试验结果：无破损、开裂、弯曲、变色、变脆、老化等现象 |  |
| 连接器 | 同型号连接器互接 |  |

3.4.4 EVA封装材料性能要求：

优选通过TUV产品认证的产品，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的EVA材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数。

表 3.4 EVA材料性能要求参数表

| 序号 | 项目 | 技术要求 |
| --- | --- | --- |
| 1 | 外观 | 表面平整，压花清晰，无褶皱，无污物，无油渍，无杂色，半透明，无可见杂质、无气泡、压花清晰 |
| 2 | 尺寸 | 宽度、厚度符合协定尺寸，宽度允许公差为±10mm |
| 3 | 克重 | 常规单玻组件：高透EVA≥430g/m²、高截止EVA≥390g/m²、白色EVA≥430g/m²  多主栅单玻组件：高透EVA≥380g/m²、高截止EVA≥380g/m²、白色EVA≥380g/m² |
| 4 | 交联度 | EVA:75%≤交联度≤95% |
| 5 | 剥离强度（与玻璃） | ≥50N/cm |
| 6 | 拉伸强度 | EVA≥ |
| 7 | 断裂伸长率 | 透明EVA≥400%；白色EVA≥400% |
| 8 | 收缩率 | 纵向(MD） ＜4.0%，横向(TD） ＜2.0% |
| 9 | 吸水率 | EVA＜0.2%（条件39 ℃，红外测试条件） |
| 10 | 体积电阻率 | 透明EVA＞1.0×1015Ω·cm；白色EVA＞1.0×1014Ω·cm |
| 11 | 击穿电压强度 | 透明＞28.0kV/mm；白色＞25.0kV/mm |
| 12 | 相对起痕指数（CTI） | ≥600V |
| 13 | 反射率（白色EVA） | 波长（400nm～700nm）≥90%  其它波段反射率供需双方约定 |
| 14 | 剥离强度  （与背板） | ≥40N/cm或背板膜层断裂 |
| 15 | UV处理（60kWh/㎡） | 黄色指数变化△YI＜5，与玻璃剥离强度不低于初始性能50%  实验后EVA 胶膜不龟裂、不变色、不鼓泡、无气泡群 |
| 16 | 恒定湿热处理  (85±2）℃，(85±5）%RH，1000h | 黄色指数变化△YI＜4，与玻璃剥离强度不低于初始性能50% |
| 17 | 抗PID性能 | EVA制作的光伏组件在最大系统电压的负偏压下，温度85℃、湿度85%RH、96h的PID测试后，功率衰减≤5% |
| 18 | PCT加速老化（48h） | 黄色指数变化△YI＜3，与玻璃剥离强度不低于初始性能50% |

电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

3.4.5 POE封装材料性能要求

聚乙烯-辛烯共聚物（以下简称POE）：

\*双面双玻组件背面选用POE封装材料。

优选通过TUV产品认证的产品，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的POE材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。

背面POE数据需满足或好于以下参数。

| 序号 | 项目 | | | 指标 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 外观 | | | 表面平整，压花清晰，无褶皱，无污物，无油渍，无杂色，半透明，无可见杂质，无气泡 |
| 2 | 尺寸 | | | 宽度、厚度符合协定尺寸，宽度允许公差为±10mm |
| 3 | 交联度 | | | 60%≤交联度≤95% |
| 4 | 克重 | | | 五栅/半片双玻组件：高透POE≥380g/m²  多主栅双玻组件：高透POE≥380g/m² |
| 5 | 剥离强度（与玻璃180°） | | | ≥60N/cm |
| 6 | 拉伸强度 | | | ≥5Mpa |
| 7 | 断裂伸长率 | | | ≥400% |
| 8 | 收缩率 | | | 纵向(MD)＜3.0%，横向(TD)＜1.5% |
| 9 | 体积电阻率 | | | ＞1.0×1015Ω·cm |
| 10 | 击穿电压强度 | | | ＞28.0kV/mm |
| 11 | 相对起痕指数（CTI） | | | ≥600V |
| 12 | 水气透过率 | | | 红外法：＜5.0g/(m²·24h)，电解法：＜3.0g/(m²·24h) |
| 13 | 雾度（交联后） | | | 波段为（400nm～1100nm）＜5 |
| 14 | UV处理（60kWh/㎡） | | | 黄色指数变化△YI＜2，与玻璃的剥离强度≥40N/cm |
| 15 | 恒定湿热处理  (85±2)℃，(85±5)%RH，1000h | | | 黄色指数变化△YI＜2，与玻璃的剥离强度≥40N/cm |
| 16 | 抗PID性能 | | | POE制作的光伏组件在最大系统电压的负偏压下，温度85℃、湿度85%RH、96h的PID测试后，功率衰减≤5% |
| 17 | PCT加速老化（48h） | | | 黄色指数变化△YI＜2，与玻璃的剥离强度≥40N/cm |
| 18 | 透光率 | 高透 | 波长380nm～1100nm | ≥90% |
| 波长290nm～380nm | 供需双方约定 |

电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

3.4.6钢化玻璃性能要求：

应当采用保证单晶双面双玻光伏组件运行的高可靠性的材料。投标人应当负责对购进的低铁半钢化玻璃材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），能保证25年以上的使用寿命，并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数。

（1） 玻璃厚：厚度≥2.0mm。

（2） 光伏电池组件用低铁半钢化玻璃铁含量应不高于0.015%。三氧化二铁）。

（3） 太阳光直接透射比：在380nm～1100nm光谱范围内，太阳电池组件用镀膜钢化玻璃的太阳光直接透射比应≥93.8%。

（4）光伏电池组件用玻璃边长误差±2mm；两对角线差值≤3mm，波形弯曲度任意300mm范围不应超过0.5mm，弓形弯曲度≤0.2%

（5）玻璃抗冲击强度：227g钢球从0.8m高度落下，玻璃可保持完好，璃弯曲强度≥55Mpa。

（6）镀膜厚度120nm±15nm、膜层铅笔硬度≥3H、膜层附着力≤1。

（7）缺陷类型：线条、皱纹、裂纹、压痕、彩虹、霉变、污垢距离80cm可视不允许，无超出供方标准的明显划伤、疵点、结石、缺角、开口气泡、尖锐、锋利边角、崩边、爆边、齿状缺陷，不允许存在长度超出1mm的固体夹杂物。不允许长度超过100mm的划伤或直径超过3.0mm的圆形气泡。

背玻璃：采用高可靠性的材料。投标人应当负责对购进的半钢化玻璃材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数。

（1） 玻璃厚：厚度≥2.0mm。

（2） 光伏电池组件用低铁半钢化玻璃铁含量应不高于0.015%。三氧化二铁）。

（3） 太阳光直接透射比：在380nm～1100nm光谱范围内，后板半钢化浮法玻璃和后板压花半钢化玻璃的太阳光直接透射比应＞91.5%。

（4）光伏电池组件用玻璃边长误差±2mm；两对角线差值≤3mm，波形弯曲度任意300mm范围不应超过0.5mm，弓形弯曲度≤0.2%

（5）玻璃抗冲击强度：227g钢球从0.8m高度落下，玻璃可保持完好，璃弯曲强度≥55Mpa。

（6）缺陷类型：不允许出现线条、皱纹、裂纹、压痕、彩虹、霉变、污垢距离80cm可视不允许、无超出供方标准的明显划伤、疵点、结石、缺角、开口气泡、尖锐、锋利边角、崩边、爆边、齿状缺陷，不允许存在长度超出1mm的固体夹杂物。不允许长度超过100mm的划伤或直径超过3.0mm的圆形气泡。

3.4.7焊带性能要求：

焊带的安全载流量截面积、力学性能、抗老化性能须满足相应规范和行业标准要求，能耐一定的酸碱腐蚀性，具有良好的抗疲劳特性，考虑焊带与硅片的相容性，降低裂片率，能保证25年的使用寿命，用作涂层材料的软钎焊合金成分应符合 GB/T3131-2001规定基材：TU1无氧铜。

| 序号 | 项目 | 技术要求 | 检验方法 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 外观 | 表面光亮、免清洗、无露铜、脱锡、黑斑、毛刺等缺陷 | 目视检查 |
| 2 | 尺寸 | 符合协定厚度±0.03mm | 使用游标卡尺与直尺测量 |
| 3 | 电阻率 | ≤2.5µΩ·cm | 电阻率仪 |
| 4 | 可焊性 | 250℃～400℃的温度正常焊接后主栅线留有均匀的焊锡层 | 万能试验机测量 |
| 5 | 抗拉强度 | ≥150MPa |
| 6 | 伸长率 | 互连条≥25%，汇流条≥25% |
| 7 | 折断率 | 0°～180°弯曲7 次不断裂 |
| 8 | 镰刀弯曲度 | 扁平互连条≤4mm/1000mm，圆形互联条不做要求；汇流带≤3mm/1000mm | 直尺测量 |
| 9 | 基材 | TU1无氧铜 | 核对出厂检验报告 |
| 10 | 规定塑性延伸强度 | 互连条带（扁平）≤65%，互连条带（圆形）≤80%， |  |

3.4.8硅胶/胶带性能要求：

（1）硅胶：

采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的硅胶材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数（固化后性能）

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 技术要求 |
| 1 | 外观 | 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 |
| 2 | 抗拉强度 | 接线盒粘接剂＞1.6Mpa  接线盒灌封剂＞0.6Mpa |
| 3 | 伸长率 | 接线盒粘接剂≥210% |
| 4 | 剪切强度 | ≥1.3MPa |
| 5 | 阻燃等级 | 接线盒粘接剂：UL94-HB  接线盒灌封剂：UL94-HB |

（2）胶带：

应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的胶带取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数：

基本性能参数：

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **要求** |
| 1 | 外观 | 无脏污，溢胶，破损，变形，缠绕要整齐，胶面无褶皱，缺胶，异物，破损等 |
| 2 | 使用温度范围 | -40℃-95℃ |
| 3 | 断裂伸长率 | ≥200 % |
| 4 | 基材厚度偏差 | ±0.1 mm |
| 5 | 胶带宽度偏差 | ±0.5 mm |
| 6 | 透水率 | 电解法（38℃，90%RH）≤15g/㎡\*day |
| 7 | 剥离强度（180度剥离） | ≥0.9N/mm |
| 8 | 剪切强度 | 0.45Mpa |

老化性能检测

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **样品** | **项目** | **标准** | **检测方法** |
| 成品组件 | 湿热试验后机械载荷试验 | 粘接强度保持≥80％ | 见GB/T9535-10.13 |
| 热循环试验 | 粘接强度保持≥80％ | 见GB/T9535-10.11 |
| 湿冻试验 | 粘接强度保持≥80％ | 见GB/T9535-10.12 |

3.4.9铝边框性能要求：

太阳电池使用的铝型材的机械强度应满足规范要求，铝型材表面进行阳极氧化处理，铝边框应带有漏水孔，满足25年的使用寿命，乙方应该提供铝型材的表面硬度，氧化膜厚度、型材弯曲度、抗拉强度、拉伸率、耐蚀性和耐候性。

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** |
| 1 | 外观 | 表面无裂纹、起皮、凹陷、金属暴露、腐蚀和气泡等缺陷 | 目视测量 |
| 2 | 尺寸 | 符合协定宽度±2mm，长度±1mm；单根边框偏差≤1mm，安装孔位误差≤2mm**。** | 直尺与游标卡尺测量 |
| 3 | 阳极氧化膜厚度 | 平均厚度≥10μm，最薄厚度≥8μm | 涡流测厚仪测量 |
| 4 | 韦氏硬度 | ≥8HW | 韦氏硬度计测量 |
| 5 | 弯曲度 | ≤0.2% | 直尺测量 |
| 6 | 扭曲度 | ≤1° | 核对出厂检验报告 |
| 7 | 切口角度 | 45°±0.2° | 角度尺测量 |
| 8 | 划痕 | W≤0.3mm，L≤50mm，不计;  （W≤1mm）  （1）A面边框：15＜L≤30mm，数量（长边框）≤2/根，数量（短边框）≤1/根；L≤15mm不计  （2）BC面边框：30＜L≤50mm，数量（长边框）≤2/根，数量（短边框）≤1/根；L≤30mm不计  边框变形， 不允许 | 直尺与游标卡尺测量 |
| 9 | 与角码的匹配性 | 样品组装后，缝隙＜0.5mm | 直尺与游标卡尺测量 |

3.4.10隔离条：

| **序号** | **项目** | **技术要求** | **检验方法** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 外观 | 白色，无凸点、条纹、空隙或气泡 | 目视测量 |
| 2 | 宽度 | 980mm | 直尺测量 |
| 3 | 宽度偏差 | ±3mm | 直尺测量 |
| 4 | 厚度 | 0.18－0.25mm | 游标卡尺测量 |
| 5 | 厚度偏差 | ±0.03mm | 游标卡尺测量 |
| 6 | 隔离条结构 | EPE 结构或采用背板结构 |  |
| 7 | 单层厚度 | ≥55um | 核对出厂检验报告 |
| 8 | 层 压 间剥 离 强度 | ≥4N/cm | 核对出厂检验报告 |
| 9 | 击穿电压 | ≥14KV | 核对出厂检验报告 |

3.4.11组件引出线电缆要求：

每块太阳电池组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。

组件引出电缆横截面面积应不小于4mm2(1500VDC），应满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，须选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 EN50618 / IEC62930性能测试的要求，满足系统电压，载流能力，潮湿位置、温度和耐日照的要求，具备TUV认证。

供货组件正负极出线的长度应满足现场使用需求，实际供货过程中应满足可根据买方的要求进行调整，且不影响组件的质量和使用寿命。

太阳能光伏组件应使用工业防水、耐高低温、可快速接插的光伏连接器，光伏连接器防锈、防腐蚀等性能要求符合相关国家和行业规范规程，满足不少于25年室外使用的要求，并须具备TUV认证。

## 关键工艺的控制

1）焊接工艺：焊接工序严格遵照作业指导书进行操作，焊烙铁的温度要每个班次至少测试校准一次，温度偏差不能超过 ±15℃，焊接强度每班测试一次，焊带平均焊接强度不能小于0.5N/mm，正面焊接位置偏差每根焊带允许空焊点≤2（不包括头尾焊点） ， 焊带偏离主栅线≤1.5mm， 整块组件≤0.36%组件焊带总数量（单位： 处； 整数取整， 非整数按比例四舍五入） 。背面焊带偏移：每根焊带允许空焊点≤1，焊带偏离主栅线≤3.5mm, 每片电池≤2 根栅线, 每块组件≤2 片。 电池片区域U型鱼叉处焊带偏移，偏出最远点到相近的鱼叉线及其延长线的垂直距离L≤1 mm允许；L>1mm，单块组件允许Q≤2%电池片数（半片），尾数使用进一法取整（如78HC计算得3.12，则为4）。

2）层压工艺：层压工序严格按照作业指导书进行操作，层压机温度每个班次至少校准一次（至少测试五个点温度），温度偏差不能超过 2℃，三腔层压机B3腔温度：设定温度上限0-5℃， 胶膜熔化后应充满前后面玻璃之间，EVA 交联度每周测完所有机台和粘接强度每月测试一次。

3）密封工艺：组件封装的玻璃上表面与边框之间0.5mm 厚度塞规测试， 塞规无法塞入边框槽， 允许； 塞规塞入边框槽但未接触边框槽底， 允许，背面玻璃与边框之间处补胶无间隙、断胶现象。装框工序后应对边框与背板之间进行打胶，在恒定气压下进行均匀注胶，打胶应均匀充分，对硅胶固化环境的温湿度和固化时间进行严格控制，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和位移能力，防止太阳能电池板组件的刚性破坏；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。

## 生产车间和人员要求

卖方供货组件的生产车间和设备应通过TUV、UL、VD或同等资质第三方认证，应严格控制温湿度，供货组件应具有至少300MWp年产能，通过卖方MES系统根据产品序号可以查找详细生产信息， 操作工人应具有丰富的生产经验，技术娴熟，按照作业指导书规范操作，并熟悉工序的检验控制标准。卖方供货组件的硅片生产线应使用Gtsolar、NTC等，电池生产线应使用RENA、Baccini等，封闭式的无尘车间内进行生产。

## 组件标准版

卖方应提供经TUV、UL、德国Fraunhofer或天津十八所标定的标准组件，有效期最长为12个月，经一级标准组件校准的二级标准组件有效期最长为1个月，并应做好标准组件的存放及定期检验，并经过发包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，组件测试设备应为进口设备（Spire，Berger，ENDEAS，PASAN）或国产众森、德雷射科，测试设备的校准监测每4小时至少进行一次。

## 质量控制措施

卖方应提供组件生产质量控制措施，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，组件成品的性能检测、外观检验、环境试验抽测等内容。卖方供货组件工厂质量控制应包括进料品质控制、制程中品质控制、出货品质控制、成品的可追溯性控制、设备仪器的监控和校准、体系保证等。卖方供货组件工厂进料品质控制过程中来料检验抽样应依照GB/T2828，并依据技术规范书、规范标准等对于各项原材料的质量及性能要求判定是否合格，据实填写IQC检验报告并对已检来料进行标示。

卖方供货组件工厂制程品质控制过程中包括但不限于全检电池片外观、层压前后全检组件外观和EL检测、绝缘耐压测试、各工序巡检、成品功率、外观及EL全检，制程中其他参数按照规定频率进行量测记录，保证正常生产无异常波动等。卖方供货组件工厂当生产遇到如下情况时：型号、班次转换，物料、设备、客户指令变更，或设备维修恢复生产，应依据技术文件、规范标准、作业指导书、检验标准等文件，同时接受买方或买方委派的第三方监造人员现场监督与检查， 对生产制程条件和产品进行确认是否合格，并将检验结果据实记录。卖方供货组件工厂当检验到批量性异常时，应立即排查调试，同时接受买方或买方委派的第三方监造人员现场监督与检查，待异常改善并确认正常后，重新进行试生产，检验合格方可进行生产。卖方供货组件工厂体系保证应较完备。卖方根据买方的具体交货要求，提供合同产品的生产进度及供货计划。

卖方应制订严格的产品设计、审核、验证流程，产品设计、开发需经过技术部、生产车间、加速老化试验、第三方检测认证等产品验证。卖方具备资深工程师负责产品设计和开发工作，负责新产品研发策划，负责新产品开发的组织和技术的接口、输入、输出、评审、验证、设计开发的更改和确认工作。卖方应根据ISO9001-2008标准进行管理，按照国家标准对全过程进行控制，应制定质量、环境、职业健康安全管理手册和质量、环境、职业健康安全管理体系程序文件，卖方应具备完善的质量保证体系组织机构。

## 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。

光伏组件主要部件，以及列入备品备件清单的都要标明部件编号和制造厂的名称。对成批生产制造的组件，必须为同一批次，必须标出时间和序号。

每块光伏组件都要有永久性标志，标出以下内容：

* 型号
* 额定功率
* 额定工作电压
* 额定输出电流
* 开路电压
* 短路电流
* 产品出厂合格标志（或者提供出厂合格检验报告）
* 电流分档

## 外观要求

所有组件表面应进行清洗工序，保证组件的外观满足如下要求：

1）电池组件边框整洁、平整、无毛刺、无腐蚀斑点。

2）所提供的组件无开裂、弯曲、不规整或无超出供方标准的损伤的外表面。

3）组件的电池表面颜色均匀，无明显跳色。

4）组件的盖板玻璃应整洁、平直、无裂痕。

5）组件背面无超出供方标准的划伤（L＜100mm，W≤1mm，N≤3处）、碰伤等缺陷。背板无明显皱痕，组件背面无明显凸起或者凹陷（由内部引线引起的突起）。

6）溢胶： 溢胶连续、 无断胶、 开裂现象， 允许组件四角堆胶； 硅胶气泡不影响组件密封效果允许； 卷边长度＞100mm， 不允许； 卷边在组件长边≤100mm， 允许3处， 短边≤100mm， 允许2处； 卷边长度≤30mm， 忽略不计。当客户对边框硅胶密封性存在疑义时， 可拆边框确认溢胶情况 ；背板补胶：背板与边框处补胶无间隙、断胶现象。正面溢胶： 0.5mm 厚度塞规测试， 塞规无法塞入边框槽， 允许； 塞规塞入边框槽但未接触边框槽底， 允许。。

7）组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。

8）组件的电池表面状况符合相应的产品详细规范的规定。

9）组件的边缘和电池之间不存在连续的气泡或脱层。

10）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。

组件外观标准详见5.3节，同时应满足厂家的执行标准和相关规范，本技术规范书的要求、厂家执行标准和相关规范不一致时，以最高要求为准。

## 性能技术参数

本技术规范书对所提供的晶硅太阳电池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℃的工作温度）下达到如下要求：

1）填充因子：≥75%，符合IEEE 1262-1995 《太阳电池组件的测试认证规范》。

2）组件效率（含边框）：单晶硅组件≥21.1%

3）单个组件标称功率偏差：0~+3%；

4）单块单晶硅组件的规格不小于545Wp；

5）组件使用寿命及功率衰减：太阳电池组件的使用寿命不低于25年。组件初步验收完成运行第一年后功率衰减应≤2.05%，除首年外运行期内每年衰减≤0.45%，在25年运行期内输出功率衰减不超过12.8%，卖方应提供针对组件衰减承诺的分析和保障措施，否则买方可视情况不予采信；

6）电池组件应具备较好的低辐照性能，卖方应提供在200~1000W/m2的I-V测试曲线和测试数据；

7）在标准测试条件下，组件的短路电流Isc、开路电压Voc、最佳工作电流Imp、最佳工作电压Vmp、最大输出功率Pmp符合相应产品详细规范的规定。

8）双面因子：（70±5）%

9）背面封装材料需采用POE胶膜。

## 电流分档

卖方供货组件成品包装按照工程要求一定数量为一拖，一拖所包括的组件全部按照同一电流档。组件电流分档分两档包装，两端不设限制，大于7MW的订单，每7MW尾数允许混包，并分别在组件型材长边框以及纸质外包装箱上做好分档标识。

## 绝缘强度

组件的电绝缘强度：满足IEC61215标准要求，测试绝缘电阻乘以组件面积>40MΩ.m2。卖方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，湿漏电流试验需满足IEC61215 10.15条款相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境，厂家提供相应的应对措施及组件的加强处理并提供证明文件。

## 载荷要求

卖方所供电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件风载荷最大承压大于 2400Pa，雪载荷最大承压大于5400Pa。如组件安装场地须有特殊载荷的需要，卖方应提供相应的应对措施及组件加强处理并提供证明文件。

机械载荷试验：

1）目的：决定组件承受风、雪、静压和冰载的能力。

2）试验条件：2400Pa的均匀载荷依次加到前和后表面1h，循环两次[阵风安全系数为3时，2400Pa对应于130km/h风速(12级飓风,压力约800Pa）]。

3）5400Pa的均匀载荷依次加到前表面1h，循环一次

4）性能要求：

a）在试验过程中无间歇断路或漏电现象；

b）无标准中规定的严重外观缺陷；

c）绝缘电阻应满足初始试验的同样要求；

d）标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过实验前的5%。

## 强度要求

卖方所供电池组件需具备一定的抗冰雹的撞击，冰雹实验需满足 IEC61215相关规定，并对所供组件的抗冰雹能力加以说明提供证明文件。

冰雹试验：

1）目的：验证组件能经受住冰雹的撞击。

2）试验条件：25mm直径的冰球，质量7.53克，以23m/s的速度撞击11个位置。

3）性能要求：

a）无标准中规定的严重外观缺陷；

b）绝缘电阻应满足初始试验的同样要求；

c）标准测试条件下衰减不超过实验前的5%。

## 温度冲击要求

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

## 测试和检验

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。如在使用中出现质量问题，卖方应委托双方认可的第三方对其产品进行测试和检验（IEC测试标准），卖方依据检验分析报告进行维护、更换和必要的赔偿。

## 盐雾腐蚀要求

卖方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，并提供第三方测试报告。

## 抗PID效应要求

卖方须提供通过第三方认证单位测试的PID测试报告，卖方供货组件需满足双85抗PID性能要求。

## 防火要求

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。

## 其它要求

卖方所供的光伏组件要有相同的设计和结构，所有组件都可以互换使用。所有光伏组件应采用统一的条码和或接线标记。在正常使用中可以互换的光伏组件的性能和寿命要统一，都应可以互换而不须要改变接口特性。

本技术规范书中未明确规定的太阳电池组件的性能和安全指标及其他相关测试试验，卖方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。

# 供货范围

## 一般要求

本款规定了合同的供货范围，卖方保证提供的设备为全新的、先进的、成熟的、完整的和安全可靠的，且技术经济性能符合本技术规范书的要求。

卖方提供详细的供货清单、组件出厂检测报告、合格证，清单中依次说明名称、规格、型号、数量、产地、生产厂家等内容。对于属于整套设备运行和施工所必需的部件，即使本附件未列出和/或数目不足，卖方仍需在执行合同时补足，且不产生额外费用。

卖方提供所有安装和检修所需专用工具，并提供详细供货清单。

在质保期内，因组件出现任何质量问题而造成不能正常使用的组件，卖方应无偿更换。

## 供货范围

供货范围包括但不限于下述内容：

本项目本次共计30MWp。

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 设备及部件名称 | 型号规格及主要技术参数 | 单位 | 数量 | 备注 |
| 1 | 光伏组件 |  | MWp | 30 | 组件自带短线 |
| 2 | 配套防水接插件（MC4兼容） |  | 对 | 5000 | DC1500V |
| 3 | 光伏组件上下排连接跳线 | 与组件匹配，且每根长度不小于2.1米 | 根 | 2000 |  |
| 备品备件及专用工具 | | | | | |
| 序号 | 设备及部件名称 | 型号规格及主要技术参数 | 单位 | 数量 | 备注 |
| 1 | 光伏组件 | 545Wp及以上 | 块 | 60 | 与现场供货组件一致 |
| 2 | 防水MC接头 |  | 对 | 50 | DC1500V |
| 3 | 万用钳表 |  | 块 | 2 |  |
| 4 | 数字万用表 |  | 个 | 2 |  |
| 5 | 专用压线钳 |  | 套 | 10 |  |
| 6 | MC4紧固插头扳手 |  | 套 | 10 |  |
| 7 | 剥线钳 |  | 把 | 15 |  |

# 交货检验与验收

## 一般要求

1）卖方应满足本技术规范书所提的技术要求，应向买方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应准确无误，加工工艺无任何缺陷和差错。技术文件及图纸要清晰、正确、完整，能满足正常运行和维护的要求。

2）卖方应具备有效方法，控制所有关键元器件/材料、外协、外购件的质量和服务，使其符合本技术规范书的要求。

3）买方有权委派第三方监造单位到卖方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，并参加合同规定由卖方进行的一些元件试验和整个装配件的试验。卖方应提供给买方代表技术文件及图纸查阅，试验及检验所必须的仪器工具、办公用具供使用。

4）在设备开始生产前，卖方应提供一份生产程序和制作加工进度表，进度表中应包括检查与试验的项目，以便买方确定驻厂监造计划。

5）如在安装的试运行期间发现部件缺陷、损坏情况，在证实设备储存安装、维护和运行都符合要求时，卖方应尽快免费更换，不得因此而延误工程进度。

## 质量保证

1）在买方正确有效地存储、安装和使用条件下，卖方产品应在运行30天，且每天等效满负荷运行4小时及以上后进行验收。

在保证期内，卖方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，卖方应无偿地为买方修理或更换零部件，直至改进设备结构并无偿供货。

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卖方责任时，则卖方应自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。

在保证期内，由于下列情况所造成的缺陷、损坏或达不到指标时，不属卖方责任：由于买方错误操作和维修；

设备在现场保存时间超过合同规定期限所引发的问题；

由于非卖方造成的其它错误和缺陷。

卖方提供的产品应满足在保证期内经供、需双方认可的权威第三方抽样检测合格，抽检数量和频次由买方决定。

## 工厂检验

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

卖方检验的范围包括原材料和元器件的进厂，零部件的加工、组装全过程的检验和试验，直至出厂。

卖方检验的结果要满足技术规范书的要求，如有不符之处或达不到标准要求，卖方采取措施处理直至满足要求。如果在原组件规格型号上有设计变更，卖方须将变更方案实施前书面提供买方，并书面说明变更的原因可能达到的效果及投入商业运行后可能造成的后果。卖方发生重大质量问题时将情况及时通知买方。

## 5.4设备监造

5.4.1一般要求

买方将对卖方的合同设备进行监造。买方的监造并不免除卖方对设备制造质量任何所应负的责任。

设备监造买方派人到现场参加，文件见证和现场见证资料在见证前30天内提供给买方监造代表。

卖方在产品投料前1周提供生产计划，每月第1周内将生产计划和检验试验计划书面通知监造代表。

买方监造代表有权查阅与监造设备有关的技术资料，卖方积极配合并提供相关资料的复印件。

合同设备的重要部件和专用部件未经买方允许，卖方不得擅自调换。

买方监造代表有权随时到车间检查设备质量生产情况。

卖方给买方监造代表提供专用办公室及通讯、生活方便。

卖方在现场见证前10天以书面形式通知买方监造代表。

5.4.2监造依据

根据DL/T 586—2008电力设备监造技术导则及相关行业标准和合同文件的有关规定。

5.4.3监造方式

文件见证、现场见证和停工待检，即 R点、W点、H点。

R 点：卖方提供检验、试验记录及报告的项目，即文件见证。

W 点：买方监造代表参加的检验或试验项目，检验或试验后卖方提供检验或试验记录，即现场见证。

H 点：停工待检。卖方在进行至该点时停工等待买方监造代表参加的检验或试验项目，检验或试验后卖方提供检验及试验记录。

买方接到质量见证通知后,及时派代表到卖方参加现场见证。如果买方代表不能按期参加，买方在接到卖方书面通知7日内不回复卖方，则W点自动转为R点，但H点没有买方书面通知同意转为R点时，卖方不转入下道工序，与买方联系商定更改见证日期，如果更改时间后，买方仍未按时到达，则H点自动转为R点。

每次监造内容完成后，卖方和买方监造代表均在见证表上履行签字手续。签字手续一式3份，交买方监造代表1份。

5.4.4监造内容

投标人应根据上述要求结合设备的实际情况，提出监造内容清单。

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **监造部件** | **编号** | **见证项目** | **见证方式** | | | **备注** |
| H | W | R |
| 1 | 设备控制 | 1-1-R | 安全测试设备台账 |  |  | √ |  |
| 1-2-R | 主要设备的校准证书 |  |  | √ |  |
| 1-3-R | 内部校准方法和记录 |  |  | √ |  |
| 1-4-R | 设备主要参数现场校验 |  | √ | √ |  |
| 2 | 人员、环境 | 2-1-R | 人员资质 |  |  | √ |  |
| 2-2-W | 人员防护 |  | √ |  |  |
| 2-3-W | 生产现场环境条件 |  | √ |  |  |
| 3 | 工艺 | 3-1-R | 审查工艺文件、检查记录等 |  |  | √ |  |
| 3-2-W/R | 焊接工序 |  | √ | √ | 操作人员严格按照工艺要求执行、并查看检验记录 |
| 3-3-W/R | 层压工序 |  | √ | √ |
| 3-4-W/R | 其它工序 |  | √ | √ |
| 4 | 原材料 | 4-1-R | 原材料相关检查报告资料 |  |  | √ |  |
| 4.1 | 电池片 | 4-2-W | 外观检查 |  | √ | √ | 目测：裂纹、破碎、针孔、崩边、缺角、主栅缺失、细栅断栅、银浆玷污、助焊剂印、互连条偏离、主栅与互连条脱焊 |
| 4.2 | 汇流带与互连条 | 4-3-W | 外观检查 |  | √ | √ | 目测：连接处、间距、浸润 |
| 4.3 | 表面玻璃 | 4-4-W | 外观检查 |  | √ | √ | 目测。异物、气泡、划伤等 |
| 4.4 | 铝边框 | 4-5-W | 外观检查 |  | √ | √ | 划痕、尺寸偏差、边框凹槽内硅胶填量等 |
| 4.5 | EVA、POE和背板 | 4-6-W | 外观检查 |  | √ | √ | 断胶，背板孔洞、撕裂、划伤等 |
| 5 | 组件表面 | 5-1-W/R | 表面污染 |  | √ | √ | 目测 |
| 5-2-W/R | 色差 |  | √ | √ | 目测 |
| 6 | 接线盒和输出电缆 | 6-1-R | 连接器 |  | √ | √ | 目测 |
| 7 | EL测试 | 7-1-W/R | 组件电池片异常检测 |  | √ | √ | 将组件样品放在EL测试仪中进行测试，通过电脑图像观察组件电池片是否存在异常情况 |
| 8 | 绝缘性能试验 | 8-1-W/R | 绝缘测试仪测试 |  | √ | √ |  |
| 9 | 湿漏电流性能试验 | 9-1-W/R | 测试绝缘电阻 |  |  | √ | 型式试验 |
| 10 | 环境试验 | 10-1-R | 室外曝晒试验 |  |  | √ | 型式试验 |
| 10-2-R | 引线端强度试验 |  |  | √ |
| 10-3-R | 热斑耐久试验 |  |  | √ |
| 10-4-R | 热循环试验 |  |  | √ |
| 10-5-R | 紫外预处理试验 |  |  | √ |
| 10-6-R | 湿-冻试验、湿-热试验 |  |  | √ |
| 10-7-R | 机械载荷试验 |  |  | √ |
| 10-8-R | 冰雹冲击试验 |  |  | √ |
| 10-9-R | 旁路二极管热性能试验 |  |  | √ |
| 11 | 包装发运 | 11-1-W | 检查包装及标识 |  | √ |  |  |
| 注：同一工程的同一机型抽检0.3%进行现场见证，其余为文件见证；故表中W、R点并存。 | | | | | | | |

## 5.5设备抽样复验

光伏电池组件设备抽样复验即抽查检验是在合格成品中随机抽取0.3%的样品，在卖方实验室进行复查检验，但需要接受买方代表对试验设备的校准和对试验资质的查验。复查检验内容一般为缺陷检查及电性能测试外观允收CR AQL1.0 MA AQL2.5 MI AQL4.0，EL允收AQL2.5，功率允收AQL4.0（抽样测试平均功率≥标称功率），抽查检验费用由卖方承担，卖方需提供抽查检验所需的人员、技术和设备配合。

投标人根据自备实验室的试验能力和试验要求提供抽检试验清单。

## 5.6运输和开箱检验

5.6.1卖方在开箱检验10天之前应通知业主或业主委托方预计到货的时间。双方按商定的计划检验时间进行检验。

如果在运输和/或开箱检验过程中发现设备短缺，缺陷和损坏，或其他不符合交付设备合同的情况，检验证书应被认作是业主方向投标人对其负责的部分提出索赔的有效证明。

5.6.2验收检验

验收检验按随机地抽取，抽样过程需在买卖双方参与情况下进行。

5.6.3检验方法

现场抽检

业主单位组织具备CNAS/CNCA认可资质的检测机构、监理、组件安装单位和组件供货企业共同组成现场验收小组。

（1）检测依据

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 光伏器件 第4部分：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 6495.10 第10部分：线性特性测量方法

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

IEC 61730.1 光伏组件安全认证 第1部分：光伏组件的安全性构造要求。

IEC 61215 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型

CGC/GF003.1：2009并网光伏发电系统工程验收基本要求

（2）适用范围

适用于粤电集团公司建设的光伏电站晶体硅太阳电池组件到货现场质量检验和验收。

（3）抽样比例

为保障测试的准确性，更好的表征组件的质量情况，本要求优先选择移动检测平台（车）对到货组件进行检测。在不具备移动检测平台（车）检测的情况下，采用便携式设备进行检测。本要求参考国家标准GB/T 2828.1，结合电站现场的组件到货情况及测试方法，对到货组件采取随机抽样，抽样比例如下：

1）外包装检查以及到货组件材料符合性检验采取100%抽样；

2）采用移动检测平台（车）测试方法时，其余抽检项目（外观、功率等）的抽检比例参照标准GB/T2828.1的相关规定执行，具体的抽检水平以每车到货组件为一个抽检批次，按特殊检验水平S-2抽检，且抽检比例不低于0.5%。例如：每车到货组件为1248块，按照上述抽样比例，则每车抽样为13块。以200MWp电站和每块组件250W组件为例，则共计到货约642车，共抽样组件约8346块；

3）采用便携式IV测试方法时，其余抽检项目（外观、功率等）的抽检比例参照标准GB/T2828.1的相关规定执行，具体的抽检水平具体的抽检水平以每车到货组件为一个抽检批次，抽检比例为0.5%。例如：每车到货组件为1248块，按照上述抽样比例，则每车抽样为6块。以200MWp电站和每块组件250W组件为例，则共计到货约642车，共抽样组件约3852块；

4）备注：每个抽样批抽样采用随机抽取，每车在不同位置随机选取4个包装箱，从中抽取；

（4）检测设备要求

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 设备名称 | 测试内容 | 测试条件要求 | 设备主要技术要求 | 备注 |
| 1 | 组件功率测试仪 | 测试组件功率特性 | 25℃±2℃ | 采用3A光源  测试重复性：≤0.5% | 适用移动检测车方案 |
|  |  |  |  |  |  |
| 3 | 便携式红外光谱仪 | 测试组件背板材料特性 | 无 | 无 | 两个方案均适用 |
| 4 | 标准组件 | 定期标定组件功率测试仪 | 25℃±2℃ | 专业计量机构计量，含计量报告 | 适用移动检测车方案 |
| 5 | 光谱仪 | 测试功率测试仪的光谱特性是否满足3A光源要求 | 25℃±2℃ | 测试波长：280nm—1100nm | 适用移动检测车方案 |
| 6 | 小型标准组件 | 测试功率测试仪的均匀性是否满足3A光源要求 | 25℃±2℃ | 专业计量机构计量，含计量报告 | 适用移动检测车方案 |
| 7 | 便携式IV测试仪 | 测试组件功率特性 | 辐照大于700W/㎡；且辐照稳定 | 电流：0-10A  电压：0-100V | 适用便携式测试方案 |
| 8 | 高精度辐照计 | 配合便携式IV测试仪使用 | 无 | 辐照测试误差小于2% | 适用便携式测试方案 |
| 9 | 红外测温仪 | 测试组件背板温度 | 无 | 可同时测试多点温度，并得到平均值、最大值等参数 | 两个方案均适用 |
| 10 | 直尺、卡尺等 | 检验组件外观特性 | 照明大于500流明 | 无 | 两个方案均适用 |
| 11 | 照相机 |

（5）检测组织机构

业主单位组织具备CNAS/CNCA认可资质的检测机构、监理、组件安装单位和组件供货企业共同组成现场验收小组。

（6）检测内容

检测小组对组件进行开箱检查，并对组件进行性能验收测试，具体检测内容如下：

1）外包装检查；

2）资料符合性检查，包括生产方提供生产组件的原辅材料清单、组件的标称功率、条码、电性能检测结果记录、检验合格证、采用的标准组件以及功率测试仪设备校验记录等；

3）组件外观特性及原材料特性检验；

4）组件功率特性检验；

（7）检验流程

1）检查组件外包装；

2）根据合同清点批次现场具体数量、检查设计规格等；

3）审核供应商文件记录（原材料采购、制作记录、测试记录等）和资质证明；

4）进行开箱抽检，抽检要求按照5.6.3（3）2）-5.6.3（3）3）的要求，随机抽取；

5）对产品的外观、关键性能等进行现场测试，并根据抽检产品的合格率做出是否正常交付、产品送第三方实验室检测或产品不合格的判定。

（8）检验方法及检验标准

1）外包装检查

检验方式: 全检。

检验方法：目视。

检验内容：

a）外包装质量，箱体印刷字迹等情况；

b）标签粘贴情况。

合格判据：

成箱组件在运输车辆上无明显偏移、倾斜、撞击和雨淋；

外包装良好，无破损，印刷字迹清晰；条形码标签齐全，字迹清晰。

2）清点批次现场具体数量、检查设计规格

检验方式：全检。

检验方法：对照装箱单，清点批次现场具体数量、检查设计规格。

检验设备：无。

检验内容： 组件数量及设计规格。

合格判据： 组件数量齐全，设计规格和尺寸满足合同要求。

3）审核批次供应商文件记录

检验方式：全检。

检验方法：核对。

检验内容：

a）原辅材料清单、入厂检验合格记录等；

b）组件成品检验测试记录；

c）制作工艺记录，并对原始的关键性能测试数据进行复查。

合格判据：

a）原辅材料清单满足合同规定厂家及型号，且入厂检验合格；

b）组件出厂前成品检验测试数据齐全，且检验合格；

c）组件生产过程中的检验记录齐全，且满足标准要求。

4）组件外观检验

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照5.6.3（3）2）-5.6.3（3）3）的要求。

检验方法：目视检查。

检验设备：照相机。

检验内容：组件有无外观缺损，玻璃、铝合金框、背板、接线盒（包括电缆，接头）和硅胶，串焊、叠层排布情况等。

合格判据：

a）外表面干净，边框表面无超出供方标准的明显划伤；

b）无破碎、裂纹、针孔的单体电池；

c）电池片崩边、缺角符合供方标准（IEC61215）要求；

d）组件内的电池片之间、两边电池片与玻璃边缘之间无超出供方标准的明显位移；

e）组件内无毛发、虫子等杂物；

f）组件内气泡符合供方标准（IEC61215）要求；

g）背板无明显折皱、凹坑和刮痕；

h）单块组件内电池片之间无明显跳色和花片。

5）组件原材料特性检测

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照5.6.3（3）2）-5.6.3（3）3）要求。

检验方法：设备实际测试。

检验设备：便携式红外光谱仪。

检验内容：组件背板原材料材质以及背板光折射度。

合格判据：满足合同要求的背板材质。

6）组件功率特性测试

a）采用移动检测平台（车）测试

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照5.6.3（3）2）-5.6.3（3）3）的要求。

检验方法：设备实际测试。

检验设备：组件功率测试仪。

检验内容：组件的功率特性。

合格判据：

①所抽组件功率的I-V特性曲线平滑、无明显台阶；

②每块组件的功率负偏差不超过3%；

备注：记录最大功率以及工作电流的复测值，并比较分析与出厂检测原始数据的偏差。

b）便携式测试方法

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照5.6.3（3）2）-5.6.3（3）3）的要求。

检验方法：设备实际测试

检验设备：便携式IV测试仪

检验内容：组件的功率特性。

合格判据：

①所抽组件功率的I-V特性曲线平滑、无明显台阶；

②组件功率测试值与出厂检测原始数据的负偏差不超过5%。

备注：温度系数以产品认证报告中的数据为准。

（9）组件批次判定标准

对到货组件批次产品的外包装、文件检查、组件外观以及关键性能现场测试结果进行整理分析，根据抽检产品的合格率做出是否正常交付、产品送第三方实验室检测或产品不合格的判定。具体判定依据如下：

1）外包装要求全部满足合格判据要求；

2）组件数量要求全部满足合格判据要求；

3）符合性文件要求全部满足合格判据要求；

4）组件外观要求按照国标GB/T 2828.1中AQL4.0标准执行，判据如下：

被抽检组件不合格数量在允收标准范围内，可以判定该批次合格；超过允收标准的，需要加抽原抽检相同数量组件，如仍超出允收标准范围，则判定该批次组件不合格；

5）组件原材料要求全部满足合格判据要求；

6）采用便携式I-V测试仪测试组件功率特性时，判据如下：

a）被抽检组件的功率负偏差全部在小于5%，判定为合格；

b）如被抽检组件功率负偏差大于5%，将功率负偏差超过5%的组件送具有CNAS检测的双方认可的第三方机构进行复检。复检结果若平均功率大于等于额定功率的98%，可以判定该批次合格；如发生有10%的为组件额定功率负偏差超过2%，则判定为该批次不合格。

7）采用移动检测平台（车）测试组件功率特性时，判据如下：

采用移动检测平台测试不确定度为±3%

将功率负偏差超过3%的组件送具有CNAS检测的双方认可的第三方机构进行复检。复检结果若平均功率大于等于额定功率的98%，可以判定该批次合格；如发生有10%的为组件额定功率负偏差超过2%，则判定为该批次不合格。

## 5.7性能验收试验

5.7.1概述

（1）本章用于对卖方所提供的光伏电池组件（包括对分包外购零部件）进行性能验收检验，确保卖方所提供的光伏电池组件符合技术规范规定的要求。

（2）性能验收检验的目的为了检验合同设备的所有性能是否符合技术规范的要求。

（3）性能验收检验的地点由合同确定，一般为买方现场或卖方工厂。

（4）性能验收检验由买方主持，卖方参加。检验大纲由买方提供，与卖方讨论后确定。如检验在现场进行，性能验收检验所需的就地仪表、仪器的装设应由委托第三方提供，卖方应派出技术人员配合；如检验在工厂进行，试验所需的人员、仪器和设备等由卖方提供。

（5）性能验收包括验收检验和试运行两部分。

5.7.2试运行（可靠性运行）

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400W/m2的条件下进行其累计240小时、并无任何会影响长期运行的缺陷的运行来考核。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卖方的理由。这种停机时间不应加进240小时，以确保光伏组件净可靠的运行时间为240小时。如果发电单元的组件的可靠性运行因为某个缺陷而中断，卖方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240小时。货权交割之日为到货日期。

5.7.3试运行期的检查

在调试期或试运行期发现设备有缺陷，原因包括但不局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。

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。

5.7.4最终验收

组件设备全部通过预验收后满二年，并且已满足上述条件，买方签署最终验收的全部文件。

## 5.8实验室验收

1）卖方对到货的组件进行随机抽样，送到有资质的检测机构检测并提供检测报告。抽样的比例为2块/MW组件。

2）组件送检及送检后运输均由责任方负责。

3）测试平均功率正公差（需考虑测试不确定性±2%）。技术资料及交付进度

## 概述

6.1.1卖方向买方提供的技术文件及图纸等资料费用计入合同总价。

6.1.2卖方所提供的各种技术资料应能满足买方对电站设计以及安装调试、运行试验和维护的要求。

6.1.3卖方保证技术文件及图纸清楚无误、装封良好、并按系统分类提供给买方。

6.1.4卖方应应随最后一批资料供给一套完整的全套图纸、资料和手册的总清单。

## 卖方提供的技术文件及图纸

6.2.1卖方在供货时应提供的资料（初步资料）

1）有关资料

工厂质量认证材料（复印件），工厂概况；卖方产品业绩表；

重要部件的外协及外购情况；

已投运产品存在的问题，本次拟采用哪些完善措施。

2）图纸及说明书

光伏电池组件外形尺寸图（包括荷重资料）；

卖方在合同签字生效后应提供的资料

（应注明“XXXXXXXXX 工程专用”和“正式资料”） 光伏组件外形尺寸图、安装详图（包括荷重资料）；安装使用说明书；

电气接线原理图；

产品随机资料，包括产品证书，供货清单，外形尺寸图，组装图，组件参数（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），安装、运行、检修使用说明书以及易损件清单等资料10套，在产品交货时提交给买方。

6.2.3性能参数

卖方需向买方提供所有组件的电性能参数。

**6.2.4提供全部光伏电池组件产品参数表、产品I-V特性曲线图、产品缺陷检测EL图像等资料。**

**6.2.5提供光伏电池组件安装指导、调试等技术服务，以及运行人员的培训、质保期内的计划和非计划维修和保养等。**

6.2.6卖方提供技术文件数量及时间

上述所列项目的初步资料，在接到中标通知后 10 天内提供买方，正式资料在签订合同后15天内提供给买方。文件提供的份数为一式10份，卖方应按规定的时间和文件份数提供。买方负责及时向电力设计院提供必需的资料，设计院需要卖方会签确认的图纸，卖方应在5天内回复。工程投产后，所有资料提供竣工版10份，并提供竣工版磁盘一份。

# 设备交货进度

## 供货进度

买方要求本合同所需设备能满足工程进度，交货期为发出中标通知后30天内（在此交货计划基础上，买方有权根据项目进展情况在得到卖方书面认可的情况下适当调整组件的交货时间）。

## 包装和运输

卖方交付的所有货物应符合通用的包装储运指示标志的规定及具有适合长途运输、多次搬运和装卸的坚固包装。包装应保证在运输、装卸过程中完好无损，并有防雨、减振、防冲击的措施。若包装无法防止运输、装卸过程中垂直、水平加速度引起的设备损坏，卖方要在设备的设计结构上或用专用运输工具给予解决。包装应按设备特点，按需要分别加上防潮、防霉、防锈、防腐蚀的保护措施，以保证货物在没有任何损坏和腐蚀的情况下安全运抵合同设备安装现场。产品包装前，卖方负责按部套进行检查清理，不留异物，并保证零部件齐全。

## 散装部件

卖方对包装箱内的各散装部件在装配图中的部件号、零件号应标记清楚。

## 包装箱

卖方应使用安全可靠的包装箱，保证运输过程的安全和方便现场组件的拆装。应在每件包装箱的单个侧面上，采用明显易见的标签，标签有以下内容：

设备名称或代号；

箱号；

电流分档档位标示。

凡重量为二吨或二吨以上的货物，应在包装箱的侧面以运输常用的标记和图案标明重心位置及起吊点，以便装卸搬运。按照货物特点，装卸和运输上的不同要求，包装箱上应明显地印有“轻放”、“勿倒置”和“防雨”等字样。

## 裸装货物

对裸装货物应以金属标签或直接在设备本身上标明上述有关内容。大件货物应带有足够的货物支架或包装垫木。

## 装箱单

每件包装箱内，应附有包括分件名称、图号、数量的详细装箱单、合格证。外购件包装箱内应有产品出厂质量合格证明书各一份。

## 零星部件

各种设备的松散零星部件应采用好的包装方式，装入尺寸适当的箱内。

## 箱号

卖方和/或其分包商不得用同一箱号标明任何两个箱件。

## 加工面

对于需要精确装配的明亮洁净加工面的货物，加工面应采用优良、耐久的保护层（不得用油漆）以防止在安装前发生锈蚀和损坏。

## 技术资料

卖方交付的技术资料应使用适合于长途运输、多次搬运、防雨和防潮的包装。每包技术资料应注明收货单位，每包资料内应附有技术资料的详细清单一份。

卖方应提供专门的组件运维指导手册。

# 技术服务和设计联络

## 现场服务

7.1.1卖方现场服务人员的目的是使所供设备安全、正常投运。卖方要派合格的现场服务人员。在供货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，卖方要追加人数和时间，且不发生费用。

7.1.2卖方现场服务人员具有下列资质：

1）遵守法纪，遵守现场的各项规章和制度；

2）有较强的责任感和事业心，按时到位；

3）了解合同设备的设计，熟悉其结构，有相同或相近的项目的工作经验，能够正确地进行现场指导；

4）身体健康，适应现场工作的条件。

## 现场服务职责

7.2.1卖方现场服务人员的任务主要包括设备催交、货物的开箱检验、组件设备质量问题的处理、指导安装和协助设备调试、参加试运和性能验收试验。

7.2.2在安装和调试前，卖方技术服务人员向买方技术交底，讲解和示范将要进行的程序和方法。对重要工序(见下表)，卖方技术人员要对施工情况进行确认和签证，否则买方不能进行下一道工序。经卖方确认和签证的工序如因卖方技术服务人员指导错误而发生问题，卖方负全部责任。

表 8.2 卖方提供的安装、调试重要工序表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 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 |  |

8.2.3卖方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，卖方现场人员要在买方规定的时间内处理解决。如卖方委托买方进行处理，卖方现场服务人员要出委托书并承担相应的经济责任。

8.2.4卖方对其现场服务人员的一切行为负全部责任。

8.2.5卖方现场服务人员的正常来去和更换应事先与买方协商。

## 人员培训

供货方负责对用户运行和检修人员的培训工作，保证用户掌握设备性能和特点，满足安全运行、设备检修的要求。

## 售后服务要求

卖方提供终身维修服务。买方发现问题向卖方发出通知后，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，否则双方协商，赔偿买方直接损失。问题处理后，卖方半个月内向买方提交分析报告。

附表1：技术数据表

投标人可根据自己情况，充分提供能够说明投标者的光伏组件的技术性能资料。

| 序号 | 部 件 | 单位 | 数值 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 组件数据 |  |  |
| 1.1 | 制造厂家/型号 |  |  |
| 1.2 | 峰值功率 | W |  |
| \*1.3 | 功率公差 | W |  |
| 1.4 | 组件转换效率 | % |  |
| 1.5 | 开路电压 | V |  |
| 1.6 | 短路电流 | A |  |
| 1.7 | 工作电压 | V |  |
| 1.8 | 工作电流 | A |  |
| 1.9 | 串联电阻 | Ω |  |
| 1.10 | 填充因数 | % |  |
| 1.11 | 组件功率温度系数 | %/K |  |
| 1.12 | 组件电压温度系数 | %/K |  |
| 1.13 | 组件电流温度系数 | %/K |  |
| \*1.14 | 工作温度范围 | ℃ |  |
| 1.15 | 工作湿度 | % |  |
| \*1.16 | 1年功率衰降 | % |  |
| \*1.17 | 10年功率衰降 | % |  |
| \*1.18 | 25年功率衰降 | % |  |
| \*1.19 | 耐雹撞击性能 | m/s |  |
| \*1.20 | 耐风压 | Pa |  |
| \*1.21 | 荷载 | Pa |  |
| 1.22 | 光伏组件尺寸结构 | mm |  |
| 1.23 | 双面因子 | % |  |
| 2 | 玻璃数据 |  |  |
| 2.1 | 玻璃厚 | mm |  |
| 2.2 | 透射比 | % |  |
| 3 | 电池片数据 |  |  |
| 3.1 | 转化率 | % |  |
| 3.2 | 短路电流 | A |  |
| 3.4 | 开路电压 | mV |  |
| 3.5 | 少子寿命 | μs |  |
| 3.6 | 氧浓度 | atoms/cm3 |  |
| 3.7 | 碳浓度 | atoms/cm3 |  |
| 4 | 接线盒数据 |  |  |
| \*4.1 | 最大承载工作电流 | A |  |
| \*4.2 | 最大耐压 | V |  |
| 4.3 | 使用温度 | ℃ |  |
| 4.4 | 最大工作湿度 | % |  |
| \*4.5 | 防护等级 |  |  |
| 4.6 | 连接线规格 | mm |  |

附表2：组件外观&EL标准

# 签字页及联系方式

买 方: 中机国际工程设计研究院有限责任公司

授权代表:

联系方式:

日 期:

卖 方: AAA

授权代表:

联系方式:

日 期: