

T/CECS XXXX-202X 00 XXXX-202XXXXX-202XXXXX-202X



中国工程建设协会标准

建筑太阳能光伏发电系统检测标准

Test standard for building solar photovoltaic power

generation system

（征求意见稿）

2024-0X-0X

中国XXX出版社

中国工程建设协会标准

建筑太阳能光伏发电系统检测标准

Test standard for building solar photovoltaic power

generation system

T/CECS ###-202X

（征求意见稿）

 主编单位：天津城建大学

 香港中文大学深圳研究院

 批准单位：中国工程建设标准化协会

 实施日期：202X年 X 月 X 日

中国XXX出版社

202X 北京

前 言

根据中国工程建设标准化协会《关于印发<2023年第二批工程建设协会标准制订、修订计划>的通知》（建标协字[2023]50号）的要求，标准编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考有关国内外标准，并在广泛征求意见的基础上，编制了本标准。

本标准共分8章和5个附录，主要内容包括：总则，术语，基本规定，检测仪器、外观检测，电气性能检测、安全检测以及数据处理与结果。

本标准的某些内容可能直接或间接涉及专利，本标准的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由中国工程建设标准化协会会绿色建筑与生态城区分会归口管理，由天津城建大学负责具体技术内容的解释。使用过程中如有意见或建议，请寄送解释单位（地址：天津市西青区津静公路26号天津城建大学，邮政编码：300384，联系电话：022-23085106）

**主编单位：**天津城建大学、香港中文大学深圳研究院

**参编单位**：【暂略】

**主要起草人：**【暂略】

**主要审查人**：……

**目次**

[1 总 则 1](#_Toc29861)

[2 术 语 2](#_Toc5007)

[3 基本规定 3](#_Toc28659)

[4 检测仪器 4](#_Toc22866)

[5 外观检测 6](#_Toc14670)

[5.1 一般规定 6](#_Toc27047)

[5.2 系统支架基础 6](#_Toc28878)

[5.3 光伏组件 6](#_Toc32566)

[5.4 逆变器 7](#_Toc25362)

[5.5 储能系统 7](#_Toc23093)

[5.6 微电网并网设备 7](#_Toc23769)

[5.7 关联建筑 8](#_Toc27702)

[6 电气性能检测 9](#_Toc18934)

[6.1一般规定 9](#_Toc22564)

[6.2检测内容及方法 9](#_Toc5760)

[7 安全检测 11](#_Toc17194)

[7.1 一般规定 11](#_Toc24224)

[7.2 电气安全 11](#_Toc24014)

[7.3 防火安全 11](#_Toc2496)

[8 测试数据处理和结果 13](#_Toc28394)

[8.1 一般规定 13](#_Toc5147)

[8.2 数据计算公式与结果 13](#_Toc14185)

[附录A：检测流程 16](#_Toc8716)

[附录B：无人机检测方法 17](#_Toc31986)

[附录C：光伏组件I-V特性检测方法 21](#_Toc4742)

[附录D：系统光电转换效率检测方法 22](#_Toc15079)

[附录E：检测报告 23](#_Toc12956)

[本标准用词说明 27](#_Toc13410)

[引用标准名录 28](#_Toc521)

[条 文 说 明 29](#_Toc14106)

CONTENTS

1 General Provisions 1

2 Terminology 2

3 Basic provisions 3

4 Testing instruments 4

5 Appearance 6

5.1 General provisions 6

5.2 System support foundation 6

5.3 PV Modules 6

5.4 Inverter Appearance Inspection 7

5.5 Appearance Inspection of Energy Storage Systems 7

5.6 Appearance Inspection of Microgrid Grid Connected

Equipment 8

5.7 Appearance Inspection of Related Buildings 8

6 Electrical Performance 9

6.1 General Provisions 9

6.2 Inspection contents 9

7 Safety 11

7.1 General provisions 11

7.2 Electrical safety 11

7.3 Fire safety 11

8 Data processing and results 14

8.1 General provisions 14

8.2 Data Calculation Formulas and Results 14

Appendix A: Detection Process 17

Appendix B: Drone Inspection Methods 18

Appendix C: PV Module I-V Characteristics Detection Method 22

Appendix D: System Photovoltaic Conversion Efficiency Detection

Method 23

Appendix E: Inspection Report 24

Description of terms used in this standard 27

List of cited standards 28

Explanation of the provision 29

**1 总 则**

**1.0.1** 为保障建筑太阳能光伏发电系统长期安全、稳定运行并持续高效产能，规范检测方法，做到技术先进、科学合理，制定本标准。

**1.0.2** 本标准适用于投入运行后建筑太阳能光伏发电系统的检测。

**1.0.3** 建筑太阳能光伏发电系统的检测，除应符合本标准的规定以外，尚应符合国家现行有关标准和现行中国工程建设标准化协会有关标准的规定。

**2 术 语**

**2.0.1** 建筑太阳能光伏发电系统 building solar photovoltaic system

通过统一设计、统一施工、统一验收，实现光伏发电与建筑功能机外观协调、有机结合，利用太阳能电池的光伏效应将太阳能辐射能直接转换成电能的发电系统。

**2.0.2** 无人机检测 unmanned aerial vehicle detection

利用无人机搭载可见光、红外等设备实施测试的方法。

**2.0.3** 光伏组件 photovoltaic（PV） module

具有封装及内部联结，能单独提供直流电输出的最小不可分割的光伏电池组合装置。

**2.0.4** 光伏组串 photovoltaic string

在光伏发电系统中，将若干个光伏组件串联后形成具有一定直流电输出的电路单元。

**2.0.5** 光伏阵列 photovoltaic array

由若干个光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起并且具有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。

**2.0.6** 逆变器 inverter

将直流电压和直流电流转换成交流电压和交流电流的器件。

**2.0.7** 储能系统 energy storage systems

用于存储建筑光伏系统产生的电能，并在需要时释放这些电能的设备。包括蓄电池或蓄电池组、充放电控制设备等。

**2.0.8** 微电网 microgrid

由分布式发电、用电负荷、监控、保护和自动化装置组成，是一个基本能够实现内部电力电量平衡的小型供用电系统。

# 3 基本规定

**3.0.1**当建筑太阳能光伏发电系统投入使用后，应进行定期检测。

**3.0.2**检测人员应具备相应的专业技能，或经培训后上岗。

**3.0.3** 检测前，检测人员应做好安全防护工作，并准备好符合要求的检测仪器。

**3.0.4** 没有特殊说明的情况下，检测环境应满足以下条件：

**1** 天气晴朗且太阳总辐照度应大于等于700W/m2，太阳总辐照度的不稳定度应小于±50W/m2；

**2** 环境空气的平均流动速率应小于等于4m/s；

**3** 室外环境平均温度的允许范围应为年平均温度的±10℃；

**4** 室外环境相对湿度应小于等于90%。

**3.0.5** 在大风、大雨等恶劣天气情况下，不得进行检测。

**3.0.6** 建筑太阳能光伏发电系统的主要部件在运行阶段，应始终符合国家现行相关规定，经过检测，达不到要求的部件应及时维护维修或更换。

**3.0.7** 应进行定期检测，在发生大风、雷电、冰雹等极端天气，待天气正常后应进行巡检，保证其运行的安全性和稳定性。

**3.0.8**应对检测结果进行记录，且所有记录应存档，并应对故障记录进行分析。

**3.0.9** 检测流程应符合附录A的规定。

# 4 检测仪器

**4.0.1** 检测用仪器应在有效使用期内，并应进行检测并校正合格。

**4.0.2** 环境参数可采用环境温度测试仪、环境湿度测试仪、风速测试仪和太阳总辐射测试仪等仪器测量，准确度应符合以下要求：

**1** 温度测试仪精度应为±0.3℃，量程应为-40～60℃；

**2** 环境湿度测试仪精度应为±3%RH，量程应为0～100%；

**3** 风速测试仪精度应为±0.3m/s，量程应为0～45m/s；

**4** 太阳总辐射测试仪精度应为±5%，量程应为0～2000W/m2。

**4.0.3** 电测量仪表包括：I-V曲线测试仪表、温度测试仪、红外热成像仪、电流表、电压表、电功率表以及电流、电压互感器，其准确度应符合以下要求：

**1** I-V曲线测试仪表精度应为±1%；

**2** 温度测试仪精度应为±0.1℃；

**3** 红外热成像仪精度应为±2%；

**4** 电流表、电压表、电功率表精度应为0.5级；

**5** 电流、电压互感器精度应为0.2级。

**4.0.4** 长度测量仪器包括：钢尺、卷尺，其准确度应为±1mm。

**4.0.5** 时间测量仪器包括：秒表，其准确度为±0.1%。

**4.0.6** 角度测量仪器包括：角度尺、经纬仪，其准确度应为±2″。

**4.0.7** 电阻测量仪器包括：接地电阻测试仪、绝缘电阻测试仪，其准确度应为±1%。

**4.0.8** 无人机检测设备包括：无人机、红外摄像头、可见光摄像头、定位系统、飞行控制系统以及云服务器，检测设备宜符合以下要求：

**1** 无人机机体：通用多旋翼无人机，宜具有垂直起降、自由悬停功能，并能够挂载摄像头；

**2** 可见光摄像头：分辨率应不低于4K，帧率宜不低于24fps，并配备三轴机器云台进行航拍角度控制；

**3** 红外摄像头：分辨率宜不低于360p，帧率宜不低于24fps，并配备三轴机器云台进行航拍角度控制；

**4** 定位系统：定位精度宜达到厘米级，要求配备RTK （Real-time kinematic）定位系统；

**5** 飞行控制系统：包括传感器、机载计算机和伺服作动设备，宜具有实现无人机姿态稳定和控制、无人机任务设备管理和应急控制；

**6** 云服务器：宜配备云服务器对无人机的飞行进行监管，并提供云端数据库进行数据备份。

# 5 外观检测

## **5.1 一般规定**

**5.1.1** 外观检测内容包括外系统支架、光伏组件、电气设备、逆变器、储能系统、并网设备及建筑外表面等。

**5.1.2** 根据适用的安全规定，光伏发电系统的外观检测应在系统的运行期间进行。

**5.1.3** 对于安装在高层建筑屋顶或外墙等位置的分布式光伏系统，宜利用无人机进行外观检测。

**5.1.3** 使用无人机进行检测工作时，操作无人机检测的人员应具备相应的专业技能和许可权限。

**5.1.4** 无人机检测方法应符合附录B的规定。

**5.1.5** 检测工作宜每年进行一次。

## **5.2** **系统支架基础**

**5.2.1** 检测人员应观察支架表面，支架表面应无划痕、裂纹、变形和损坏，表面涂层应无开裂、脱落、锈蚀等，防腐涂层应无开裂和脱落现象。

**5.2.2** 受力构件、连接构件和连接螺栓，应无损坏、松动、焊缝应无开焊。

**5.2.3** 应使用钢尺、角度尺以及经纬仪检测系统支架以下各项内容：

**1** 支架倾角偏差；

**2** 支架梁标高偏差；

**3** 支架立柱面偏差；

**4** 支架杆件中心线偏差。

## **5.3 光伏组件**

**5.3.1** 应使用角度尺、经纬仪对光伏组件的倾斜角度进行测量，并与设计值进行偏差比较。

**5.3.2** 检查光伏组件周边建筑、树木、山体、架空线路、广告牌等遮挡物，以及布置于屋面或墙体的建筑设备等，不应对光伏阵列的遮挡情况。

**5.3.3** 检查光伏组件表面，不应不存在覆盖物，如灰尘、树叶、鸟粪等。

**5.3.4** 检查光伏组件表面或背面，不应无出现开裂、弯曲、不规整、外表面损伤破损以及明显的烧黑、烧焦痕迹等。

**5.3.5** 检测光伏组件表面和背板温度，组件表面不应出现局部温度明显高于周边温度（热斑），且背板温度应不超过正常运行设定范围。

**5.3.6** 检查光伏组件内部电池片，应无裂纹、变色已经脱落等缺陷。

**5.3.7** 检查光伏组件接线盒、连接器表面，不应出现严重破损裂纹，连接线应牢固且无松动或腐蚀。

**5.3.8** 检查光伏组件产品铭牌及标签，文字应清晰，外观应平整、无破损、无变形、无脱落和开裂鼓包。

**5.3.9** 检查电缆桥架，应无破损、移位。

**5.3.10** 检查组件接地装置，应无异常、无锈蚀、无断焊。

**5.3.11** 可采用无人机搭载可见光、红外设备检测所有光伏组件，检测结果不应出现以下情况：

**1** 光伏组件存在的组件热斑及组件隐裂现象；

**2** 阴影、灰尘、鸟粪、草木及附着物遮挡；

**3** 光伏组件内部电池片故障、组件烧坏等；

**4** 光伏组件接线盒问题、二极管问题。

## **5.4 逆变器**

**5.4.1** 检查逆变器外壳，应完整，无明显的损伤、裂纹或变形。

**5.4.2** 检查冷却风扇或通风口，应无堵塞或积聚灰尘，影响逆变器的正常散热。

**5.4.3** 检查逆变器的显示屏和指示灯，应正常工作且显示正确的状态和信息。

**5.4.4** 检查逆变器的接线和连接器，应牢固，应无松动或腐蚀现象，特别注意直流侧和交流侧的连接情况应完好

**5.4.5** 检查逆变器各元件及所接线缆铭牌，铭牌应清晰，标识及编号应完整，安全警示标志应完好。

## **5.5 储能系统**

**5.5.1** 检查储能系统设备的外壳，应完整、无鼓包现象。

**5.5.2** 检查连接线，应牢固、无松动或腐蚀。

**5.5.3** 检查储能设备的显示屏和指示灯是否正常工作，是否显示正确的状态和信息。

**5.5.4** 检测储能系统周边环境，应满足GB/T 51368中对专用储能电池室的有关规定。

## **5.6** **微电网并网设备**

**5.6.1** 检查并网设备的连接点处螺栓、螺母和插座，连接应牢固，连接线应无损坏或磨损。

**5.6.2** 检查并网设备的指示灯或显示屏，运行状态应正常。

## **5.7 关联建筑**

**5.7.1** 关联建筑抗风压性能、水密性能应符合现行国家标准《建筑幕墙气密、水密、抗风压性能检测方法》GB/T 15227的有关规定，防水层应平整、顺直,表面应无施工残留物和污物。

**5.7.2** 检查屋顶天沟等漏水通道，不应堵塞。

**5.7.3** 检查屋顶彩钢瓦，不应存在生锈、破损。

# 6 电气性能检测

## **6.1一般规定**

**6.1.1** 建筑太阳能光伏发电系统及其设备的电气性能检测应每年进行一次，逆变器检测宜半年进行一次。

**6.1.2** 抽样检测数量应按照设备总数的20%进行抽样，抽样数量最低不小于1。

**6.1.3** 建筑太阳能光伏发电系统光电转换效率检测前，应确保系统在正常负载条件下连续运行3天以上，检测期间内的负载变化规律应与设计规定一致；检测过程需要重复进行3次，每次光电转换效率检测时间应为当地太阳正午时前1小时到太阳正午时后1小时，共计2小时。

**6.1.4** 并网功能测试前，应根据微电网设备配置和运行情况，制定微电网检测的安全管控方案；微电网检测过程中，应针对具体检测项目采取相应的安全防护措施。

## **6.2检测内容及方法**

**6.2.1** 应对光伏组件I-V特性进行检测，检测方法应符合附录C的规定。

**6.2.2** 光伏组件效率检测应符合现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T39857的有关规定。

**6.2.3** 光伏组串一致性检测应符合现行行业标准《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T32034的有关规定。

**6.2.4** 逆变器的电气性能检测应符合现行国家标准《光伏发电并网逆变器检测技术规范》GB/T37409的有关规定。检测应包括逆变器的电能质量、防孤岛保护以及逆变器转换效率检测等。

**6.2.5** 储能系统的检测应符合现行国家标准《储能用蓄电池》GB/T22473的有关规定。检测内容应包括蓄电池容量、蓄电池容量一致性以及蓄电池充电效率。

**6.2.6** 应进行蓄电池充放电控制功能测试，并符合以下规定：

**1** 将蓄电池与控制设备断开连接；

**2** 将可调直流电源接入控制设备的蓄电池连接端，光伏子系统应正常接入控制设备；

**3** 用可调直流电源电压模拟蓄电池电压，检测功率调节器充放电控制功能；

**4** 控制功能应符合以下要求，且检测值与设定值偏差应小于±1.5%：

1）调节直流电源电压，当模拟电压高于蓄电池充电控制设定值时(如有延时电路,则待延时时间结束)，蓄电池充电回路应可关断；

2）逐渐调低模拟电压，当模拟电压低于蓄电池充电控制设定值时(如有延时电路,则待延时时间结束)，蓄电池充电回路应可恢复接通；

3）逐渐调低模拟电压，当模拟电压达到蓄电池放电控制设定值时(如有延时电路，则待延时时间结束)，蓄电池放电回路应可关断；

4）逐渐调高模拟电压，当模拟电压达到蓄电池放电控制恢复设定值时(如有延时电路，则待延时时间结束)，蓄电池放电回路应可恢复接通。

**6.2.7** 应对建筑太阳能光伏发电系统光电转换效率进行检测，检测方法应符合附录D规定。

**6.2.8** 微电网并网功能检测应符合现行国家标准《微电网接入配电网测试规范》GB/T34129的有关规定。检测内容应包括：离网转并网性能、并网转离网性能检测、交换功率控制性能检测、防孤岛保护功能检测。

**6.2.9** 应对系统数据采集器进行检查，采集数据与后台监控数据应无异常。

# 7 安全检测

## **7.1 一般规定**

**7.1.1** 光伏系统电气安全和防火安全应根据运行年限及运行环境定期进行检测。

**7.1.2** 对停止运行1个月以上的建筑太阳能光伏发电系统投入运行前应按照本章节规定进行检测。

## **7.2 电气安全**

**7.2.1** 应每半年对电气设备绝缘性能进行检测，检测内容和方法应符合以下规定：

**1** 光伏组件：在进行光伏组件电路的绝缘电阻检测前，应将光伏组件输出端短路，根据需要选用1kV或1kV以上的绝缘电阻表，检测光伏阵列的各输出端子对地绝缘电阻，绝缘电阻值应不小于10MΩ；

**2** 逆变器：在进行逆变器绝缘检测时，首先应将光伏组件与汇流箱分离，并将直流输入电路的所有输入端子和交流输出电路的所有输出端子分别短路，然后根据逆变器额定工作电压的不同选择1kV或1kV以上的绝缘电阻表，分别检测输入电路与地线间的绝缘电阻和输出电路和地线间的绝缘电阻。逆变器的输入、输出绝缘电阻应不小于20MΩ；

**3** 汇流箱、开关柜：检测方法与逆变器基本相同，输入、输出引线与箱体外壳的绝缘电阻应不小于10MΩ。

**7.2.2** 应每半年使用接地电阻测试仪对光伏阵列的接地电阻进行检测，光伏阵列的接地电阻应不大于4Ω。

**7.2.3** 应每半个月使用电压表对蓄电池运行电压进行检测，电压应在初始设定值±0.5V范围内。

**7.2.4** 应每年对系统的避雷装置检测进行检测，并每月记录一次避雷装置的电导电流。

**7.2.5** 应每月对光伏系统的漏电保护器性能进行检测。

## **7.3 防火安全**

**7.3.1** 应每个月对电气设备散热性进行检测，检测方法应符合以下规定：

**1** 应对逆变器、直流汇流箱和交流汇流设备等电气设备进行表面温度测试，设备中不应有温度异常部位；

**2** 应进行自光伏组件开始至并网点之间的电缆连接处的温度测试，电缆和连接处的温度应不超过设定温度上限；

**3** 应对蓄电池表面温度进行检测，蓄电池表面温度应不高于+50℃。

**7.3.2** 应每年定期对建筑光伏火灾探测器功能进行检测，检测方法应符合以下规定：

**1** 线型光束感烟火灾探测器：将减光值为10.0dB的滤光片放置在线型光束感烟火灾探测器的光路中并尽可能靠近接收器，应在30s内发出火灾报警信号；

**2** 手动火灾报警按钮：按下手动火灾报警按钮的启动部件，应立即输出火灾报警信号，红色报警确认灯应点亮，并一直保持至到被复位；

**3** 燃气体探测器：燃气体探测器在被监控的地域内的可燃气体浓度达到报警预设定值时，应能立即发出报警信号；

**4** 故障报警功能检测：复位火灾报警控制器，使其处于正常监视状态后，拆下一只探测器或手动火灾报警按钮，同时用秒表开始计时。火灾报警控制器应在100s内发出警报；

**5** 火警优先报警功能检测：在故障状况下，给感烟探测器炊烟，应立即发出火灾报警信号，火警指示灯应正常点亮并正确指示火警部位；

**6** 消音、复位功能检测：在故障报警和火警报警状态下，按下“消音”键，故障或火警声信号应能立即消除，再有故障或火警信号输入时，应能再次启动；故障或火警光信号应一直保持至故障排除完毕或火警信号减除后，直到按下“复位”键，火灾报警控制器恢复正常监视状态为止；

**7** 主备电源自动转换功能检测：断开火灾报警控制器主电源，备用电源应自动投入；恢复主电源，备用电源应自动断开；观察电源切换时指示灯变化情况，主、备电源的工作状态应有指示。主、备电源的自动转换装置，应进行3次转换试验，每次试验均应正常。

**7.3.3** 应每年定期对建筑光伏快速关闭装置的控制功能进行检测，检测方法应符合以下规定：

**1** 测试点位应确定于待测光伏组件任意一个电气连接点上，关闭待测光伏组件连接的逆变器；

**2** 断开待测光伏组件与逆变器的连接；

**3** 在任意两个测试点之间或任意多个测试点与地之间进行电压测量或在任意一个测试点进行回路电流测量；

**4** 恢复测试点所在组件与逆变器的连接；

**5** 打开测试点所在组件所连接的逆变器；

**6** 应能快速关闭装置并记录电压值或电流值。

**7.3.4** 分布式光伏系统事故照明系统应每月检查一次。

# 8 测试数据处理和结果

## **8.1 一般规定**

**8.1.1** 应对所有数据处理结果、数据异常情况进行记录。

**8.1.2** 测量的数据应取连续3次测得的平均值进行处理。

## **8.2 数据计算公式与结果**

**8.2.1** 光伏组件效率计算公式及计算结果校对应符合应符合下列规定：

**1** 光伏组件效率应按下列公式计算：

$η\_{t}=\frac{P\_{m}}{1000×S\_{t}}×100\%$（8.2.1）

式中：

*ηt*--光伏组件效率；

*Pm*--光伏组件最大功率，单位为瓦（W）；

*St*--测量的组件总面积，单位为平方米（m2）。

**2** 光伏组件效率计算结果应符合以下规定：

1）多晶硅光伏组件首年效率衰减率应低于2.5%，后续年效率衰减率应低于0.7%；

2）单晶硅光伏组件首年效率衰减率应低于3%，后续年效率衰减率应低于0.7%；

3）薄膜光伏组件首年效率衰减率应低于5%，后续年效率衰减率应低于0.4%。

**8.2.2** 逆变器效率计算公式及计算结果校对应符合应符合下列规定：

**1** 逆变器效率应按下列公式计算：

$η\_{conv}=\frac{\sum\_{i=1}^{N}U\_{AC,i}·I\_{AC,i}·ΔT\_{i}}{\sum\_{j=1}^{M}U\_{DC,j}·I\_{DC,j}·ΔT\_{j}}×100\%$ （8.2.2）

式中：

*ηconv*--光伏逆变器效率；

*N* --交流输出侧采样点总数；

*UAC,i* --交流输出侧电压采样瞬时值，单位为伏特（V）；

*I AC,i* --交流输出侧电流采样瞬时值，单位为安培（A）；

*ΔTi* --交流输出侧两个连续的采样值之间的时间间隔，单位为秒（s）；

*M* --直流输入侧采样点总数；

*UDC,j* --直流输入侧电压采样瞬时值，单位为伏特（V）；

*I DC,j* --直流输入侧电流采样瞬时值，单位为安培（A）；

*ΔTj* --直流输入侧两个连续的采样值之间的时间间隔，单位为秒（s）。

**2** 逆变器效率计算结果应符合以下规定：

1）无变压器型逆变器最大效率不应低于96%；

2）含变压器型逆变器最大效率不应低于94%。

**8.2.3** 光伏组串平均工作电流偏差、光伏组串平均开路电压偏差的计算和校核应符合下列规定：

**1** 光伏组串平均工作电流偏差、光伏组串平均开路电压偏差应按下列公式计算：

 $I\_{Avg}=\frac{I\_{1}＋I\_{2}＋···＋I\_{N}}{n}$ （8.2.3-1）

 $I\_{d}=\left|\frac{I\_{N}-I\_{Avg}}{I\_{Avg}}\right|×100\%$ （8.2.3-2）

 $U\_{Avg}=\frac{U\_{1}＋U\_{2}＋···＋U\_{N}}{n}$ （8.2.3-3）

$U\_{d}=\left|\frac{U\_{N}-U\_{Avg}}{U\_{Avg}}\right|×100\%$ （8.2.3-4）

式中：

*IAvg* --汇流箱中光伏组串平均电流，单位为安培（A）；

*IN* --第N串光伏组串支路电流，N=1，2，3··· ；

*n* --单个被测汇流箱连接的光伏组串数；

*Id*--光伏组串电流偏差率。

*UAvg* --汇流箱中光伏组串平均开路电压，单位为伏特（V）；

*UN* --第N串光伏组串支路开路电压，N=1，2，3··· ；

*n* --单个被测汇流箱连接的光伏组串数；

*Ud*--光伏组串电压偏差率（%）。

**2** 电流偏差率和电压偏差率均不应高于5%。

**8.2.4** 光伏系统光电转换效率的计算和校核应符合下列规定：

**1** 光伏系统光电转换效率应按下列公式计算

 $η\_{d}=\frac{3.6×\sum\_{i=1}^{n}E\_{PV-i}}{\sum\_{i=1}^{n}H\_{i}A\_{ci}}×100\%$ （8.2.4）

式中：

*ηd*--太阳能光伏系统光电转换效率（%）；

*n*—不同朝向和不同倾角采光平面上的光伏阵列个数；

*H*i--第i个朝向和倾角采光平面上单位面积的太阳总辐射量（MJ/m2）；

*Aci*--第i个朝向和倾角平面上的太阳能光伏组件采光总面积（m2），在测量太阳能光伏组件总面积时，应减去组件的间隙距离，将组件有效面积逐个累加，得到总的有效采光面积；

EPV-i--第i个朝向和倾角采光平面上的太阳能光伏系统的发电量（kWh）。

**2** 建筑太阳能光伏发电系统的光电转换效率应符合设计文件要求；当设计文件无具体要求时，应符合下表的规定：

1）晶体硅光伏组件光电转化效率应不低于8%；

2）薄膜光伏组件光电转化效率应不低于4%。

# 附录A 检测流程



# 附录B 无人机检测方法

**B.0.1** 无人机检测方法由四个部分组成，包括数据准备、AI检测、三维重建以及地理信息系统（GIS）注册和管理，如图1所示。



**图1 无人机检测方法基本流程**

**B.0.2** 数据准备是通过预规划和无人机航拍，对待检测对象进行数据收集，并进行数据预处理以方便后续阶段的数据使用。待测目标分为两类，一类是建筑立面光伏系统，另一类是屋顶光伏系统，遵循相同检测流程，并满足下列规定：

**1** 预规划阶段需要对待检测目标的信息进行获取，在此基础上进行无人机的路径规划。规划路径为两种：

1）倾斜摄影测量，无人机大概距离待测目标30m高度从不同角度进行航拍，为后续三维重建提供图像数据；

2）贴近摄影测量，无人机需要贴近待测目标表面，垂直于待测表面进行全覆盖航拍。

**2** 对建筑墙面和地面光伏系统的检测路径分别如图2和图3所示。



**图2 建筑检测检测路径，垂直墙面视角**

****

**图3 PV检测区域边界确定和对应的检测路径**

**3** 数据收集阶段需要无人机按照预先规划路径进行航拍，实现完整的待测对象数据收集。同时，对检测中发现的问题进行二次数据采集。数据包括下列内容：

1）无人机实验过程产生的飞行数据，包括定位信息、机体状态信息等；

2）航拍产生的可见光照片；

3）航拍产生的红外照片。

**4** 数据预处理阶段需要对收集到的原始数据进行初步筛选，清洗异常数据和对不同种类的数据进行集成和存储。需注意下列事项：

1）无人机工作区域内禁止人群靠近；

2）工作路径需要覆盖整个待测对象；

3）摄像头需要保持与待测面垂直；

4）无人机贴近摄影测量距离建筑表面大于5米。

**B.0.3** AI检测是通过数据驱动的方法实现对图片中缺陷的自动诊断，需要针对特定缺陷建立数据集，并选定AI模型进行训练，经过评估选定效果最佳的模型进行部署，得到缺陷诊断结果。AI检测步骤如下:

**1** 建立数据集指AI模型的训练需要对应的数据集。数据集的建立有两种方式，一是利用现有公开数据集，二是收集相关对象的数据并进行手动标注。 而后，对所建立的数据集进行划分，一般缺陷数据集的规模较小，在千或者万级，常用的分配比例是60%训练集、20%验证集、20%测试集；

**2** 模型训练指选定特定的AI算法，并在数据集上训练，在此过程中调整超参数以实现最好的准确度。缺陷检测使用深度学习模型，包括Faster-RCNN，YOLO系列等；

**3** 模型部署指在模型评估的基础上，选出对待测缺陷表现最优的AI模型，而后在待测图片数据上进行部署，生成检测结果。检测结果应包括带标注的缺陷图片和对应的缺陷信息，其中信息有缺陷类型、位置和置信系数等。

**B.0.4** 三维重建是利用航拍获得的多视角图片，对目标物体进行点云生成的过程，可以构建对象的三维模型，三维重建的步骤如下：

**1** 模型生成是三维重建的算法主体，用来获得待测目标的三维模型。首先输入采集的图片，通过运动恢复结构算法生成目标的稀疏点云；而后通过多视角密集匹配算法，基于相机位姿进行稠密重建，得到稠密点云；最后基于点云构建目标物体的网格、体素或者纹理；

**2** 模型评估指生成的模型需要经过评估以保证精确度。一方面，三维重建算法可以在公开数据集上进行测试，验证算法性能；另一方面，可以比对重建模型和物体实际尺寸，进行模型精度的校验。在检测任务中，重建算法需要在相关数据集上进行测试，要求均方根误差（RMSE）一般不超过10cm；

**3** 模型集成指模型需要通过集成方法与实际地理坐标进行匹配。通过地理信息系统（GIS），将精度达标的模型与其对应的地理信息进行手动匹配，建立模型和实际待测对象的映射。

**B.0.5** GIS注册和管理是基于地理信息系统，对缺陷信息和模型进行数据融合，并实现结果可视化，为后续维护措施提供依据，GIS注册和管理步骤如下：

**1** 缺陷注册指的是通过AI检测的结果和航拍图片所对应的地理信息，进行缺陷定位。一方面，粗略定位可以直接参照图片的地理信息；另一方面，参考图片的直接地理位置，和缺陷在图片中的相对位置，可以对单个缺陷进行精细定位；

**2** 数据融合指的是对二维缺陷对象和三维模型进行集成，形成多维度可视化模型。缺陷对象包括缺陷图片和对应的缺陷信息，通常由XML文件进行记录；而三维模型通常由obj等三维格式构成，而后在服务器中进行存储、挂载和可视化。通过网络地理信息系统（WebGIS）可以实现多维数据的统一表征；

**3** 缺陷管理指的是在已知缺陷和模型信息的基础上，形成统计报告和网页端以实现用户交互，为缺陷的管理和交互提供便利。基于网络地理信息系统进行二次开发，形成用户友好的交互界面，可以实现方便的项目管理和结果交付，对后续维护提供指导。

# 附录C 光伏组件I-V特性检测方法

**C.0.1** 抽检光伏组件的I-V输出特性应按照以下步骤检测：

**1** 使用光伏I-V曲线测试仪检测光伏组件输出I-V曲线是否平滑，若曲线出现阶梯形状，则需检查方阵周围有无遮挡或光伏组件表面有无覆盖物；

**2** 若光伏组件I-V曲线平滑，则需采用公式（a），（b）对I-V曲线修正到STC条件：

$I\_{0}=I+I\_{SC}(\frac{G\_{2}}{G\_{1}}-1)+α(T\_{0}-T)$ （C.0.1-1）

$V\_{0}=V+β(T\_{0}-T)-(I\_{0}-I)R\_{S}-KI\_{0}(T\_{0}-T)$ （C.0.1-2）

式中：

$I\_{0}$--STC条件下的电流值，单位为安培（A）；

$I$--实测电流值，单位为安培（A）；

$I\_{SC}$--实测短路电流值，单位为安培（A）；

$V\_{0}$--STC条件下的电压值，单位为伏特（V）；

$V$--实测电压值，单位为伏特（V）；

$G\_{1}$--实测辐照度，单位为瓦每平米（W/m2）；

$G\_{2}$--STC条件下的辐照度，单位为瓦每平米（W/m2）；

$α$--组件电流温度系数；

$T\_{0}$--STC条件下的组件温度，单位摄氏度（℃）；

$T$--实测组件温度；

$β$--组件电压温度系数；

$K$--曲线修正系数；

$R\_{S}$--组件内阻，单位为欧姆（Ω）；

**3** 从修正后的光伏组件I-V曲线上读取最大功率电流Imppt、最大功率电压Vmppt、开路电压Voc、短路电流Isc，与前一年检测记录结果相比（第一年则与出厂规格参数相比），应符合下列规定：

1）开路电压Voc和短路电流Isc下降率不应超过0.5%；

2）最大功率电流Imppt和最大功率电压Vmppt下降率不应超过1%。

# 附录D 系统光电转换效率检测方法

**D.0.1** 光电转换效率检测方法如下：

**1** 在检测人员检测环境空气温度时，应使温度传感器置于通风并且遮阳的环境中，并高于地面约1m，确保与集热系统的距离在1.5m～10m之间，环境温度传感器的周围不允许有冷却塔或热气排风扇等热源。

1. 光电转换效率检测应符合以下规定：

1）应检测光伏系统每日发电量、光伏电池表面上的总太阳辐照量、光伏电池板的面

积、光伏电池背板表面温度、环境温度和风速等参数。

2）对于独立太阳能光伏系统，电功率表应安装在蓄电池组的输入端，对于并网太阳

能光伏系统，电功率表应安装在逆变器的输出端。

3）在进行检测前，应断开所有外接辅助电源，安装调试好太阳能辐射表、电功率表、

温度记录仪，并测量太阳能光伏阵列的面积。

4）检测期间记录数据时间的间隔不应大于600s，采样的时间间隔不应大于10s。

5）太阳能光伏系统光电转换效率应按照8.2.4中公式（7）进行计算。

6）合格判定：计算结果应符合8.2.4中结果校对要求，当检测结果符合上述规定时，应判定为合格，否则判定为不合格。

# 附录E 检测报告

**E 0.1** 建筑光伏系统外观检测应按表E 0.1执行。

表E 0.1 外观检测

|  |  |
| --- | --- |
| 项目名称 |  |
| 检验类别 |  | 委托单位 |  |
| 检验数量 |  | 使用时间 |  |
| 检测时间 |  |
| 检测地点 |  |
| 检测项目 |  |
| 主要检验仪器设备名称、型号及编号

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 型号 | 编号 | 名称 | 型号 | 编号 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

 |
| 主检人 |  | 校对人 |  |
| 审核人 |  | 批准 |  |
| **外观检测** |
| **系统设备** | **检测内容** | **是否正常** | **备注/图片** |
| **系统支架基础** | 支架表面 |  |  |
| 支架偏差 |  |  |
| 支架受力、连接构件 |  |  |
| **光伏组件** | 光伏组件倾斜角度 |  |  |
| 光伏组件周围环境 |  |  |
| 光伏组件表面清洁度 |  |  |
| 光伏组件表、背面完好程度 |  |  |
| 组件表面、背板温度 |  |  |
| 组件内电池片 |  |  |
| 光伏组件连接器 |  |  |
| 光伏组件铭牌 |  |  |
| 无人机检测 |  |  |
| **逆变器** | 逆变器外壳 |  |  |
| 冷却风扇、通风口 |  |  |
| 显示屏、指示灯 |  |  |
| 接线和连接器 |  |  |
| 铭牌 |  |  |
| **储能系统** | 储能设备外壳 |  |  |
| 接线和连接器 |  |  |
| 显示屏、指示灯 |  |  |
| 系统周边环境 |  |  |
| **并网设备** | 接线和连接器 |  |  |
| 显示屏、指示灯 |  |  |
| **关联建筑** | 抗风压性、水密性 |  |  |

**E 0.2** 建筑光伏系统电气性能检测应按表E 0.2执行。

表E 0.2 电气性能检测

|  |  |
| --- | --- |
| 项目名称 |  |
| 检验类别 |  | 委托单位 |  |
| 检验数量 |  | 投入使用时间 |  |
| 检测时间 |  |
| 检测地点 |  |
| 检测项目 |  |
| 主要检验仪器设备名称、型号及编号

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 型号 | 编号 | 名称 | 型号 | 编号 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

 |
| 环境条件 | 室外环境条件 |  |
| 逆变器室环境条件 |  |
| 蓄电池室环境条件 |  |
| 并网设备室环境条件 |  |
| 主检人 |  | 校对人 |  |
| 审核人 |  | 批准 |  |
| **电气性能检测** |
| **检测内容** | **检测结果** | **是否合格** | **校对标准** |
| 光伏组件I-V特性 |  |  |  |
| 光伏组件效率 |  |  |  |
| 光伏组串一致性 |  |  |  |
| 逆变器电能质量 |  |  |  |
| 逆变器防孤岛保护 |  |  |  |
| 逆变器转换效率 |  |  |  |
| 蓄电池容量 |  |  |  |
| 蓄电池容量一致性 |  |  |  |
| 蓄电池充电效率 |  |  |  |
| 蓄电池充放电控制 |  |  |  |
| 系统光电转换效率 |  |  |  |
| 微电网离网转并网性能 |  |  |  |
| 微电网并网转离网性能 |  |  |  |
| 微电网交换功率控制 |  |  |  |
| 微电网防孤岛保护 |  |  |  |

**E 0.3** 建筑光伏系统安全检测应按表E 0.3执行。

表E 0.3 安全检测

|  |  |
| --- | --- |
| 项目名称 |  |
| 检验类别 |  | 委托单位 |  |
| 检验数量 |  | 投入使用时间 |  |
| 检测时间 |  |
| 检测地点 |  |
| 检测项目 |  |
| 主要检验仪器设备名称、型号及编号

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 型号 | 编号 | 名称 | 型号 | 编号 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

 |
| 主检人 |  | 校对人 |  |
| 审核人 |  | 批准 |  |
| **安全检测** |
| **检测内容** | **是否合格** | **备注** |
| 电气设备温度 |  |  |
| 连接处温度 |  |  |
| 蓄电池表面温度 |  |  |
| 光伏组件绝缘性 |  |  |
| 逆变器绝缘性 |  |  |
| 汇流箱、开关柜绝缘性 |  |  |
| 光伏阵列接地电阻 |  |  |
| 蓄电池电压 |  |  |
| 光伏火灾探测器功能 |  |  |
| 光伏快速关闭装置 |  |  |

# 本标准用词说明

为便于在执行本规程条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

**1** 表示很严格，非这样做不可的： 正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

**2** 表示严格，在正常情况下均应这样做的： 正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

**3** 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的： 正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

**4** 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

# 引用标准名录

《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

《建筑幕墙气密、水密、抗风压性能检测方法》GB/T 15227

《蒸汽和热水锅炉化学清洗规则》GB/T 34355

《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T32034

《光伏发电效率技术规范》GB/T39857-2021

《光伏发电并网逆变器检测技术规范》GB/T37409-2019

《储能用蓄电池》GB/T22473-2021

《微电网接入配电网测试规范》GB/T 34129-2017

**中国工程建设标准化协会标准**

建筑太阳能光伏发电系统检测标准

T/CECS XXX-20XX

# 条 文 说 明

目次

[1总则 3](#_Toc29551)1

[3基本规定 3](#_Toc11261)2

[4检测仪器 333](#_Toc10213)

[5外观检测 334](#_Toc23504)

[5.1一般规定 334](#_Toc20354)

[5.3光伏组件 334](#_Toc263)

[5.5储能系统 334](#_Toc19293)

[5.7关联建筑 334](#_Toc415)

[6电气性能检测 335](#_Toc18745)

[6.1一般规定 335](#_Toc29879)

[6.2检测内容及方法 335](#_Toc26381)

[7安全检测 336](#_Toc32400)

[7.2电气安全 336](#_Toc17833)

[8数据处理和结果 337](#_Toc31717)

[8.1一般规定 337](#_Toc22854)

[8.2数据计算公式与结果 337](#_Toc6356)

**1总则**

1.0.1 建筑太阳能光伏发电系统检测旨在确保系统在长期运行过程中保持稳定性和高效性。通过制定本标准，旨在为建筑光伏行业提供一套全面的检测指南，这样的举措有助于最大程度地降低系统出现故障或性能衰减的风险，从而保障使用者及相关利益方的投资回报。

1.0.2 本标准的适用范围限定于已经通过验收并投入运行的建筑太阳能光伏发电系统。这意味着该系统已经完成了设计、安装和初步调试，并已正式投入运行阶段。在此阶段，系统将面临着长期运行和持续产能的考验，因此需要进行定期的检测以确保其性能和安全性能得到有效维护。本标准将提供一套详尽的检测方法和评价指标，以帮助评估人员对系统进行全面的检查和评估。通过执行本标准规定的检测程序，可以及时发现系统存在的潜在问题或隐患，并采取相应的措施进行修复和改进，从而确保系统能够持续稳定地运行，并保障使用者和相关利益方的安全和利益。本标准规定了建筑太阳能光伏发电系统的外观、电气以及安全的检测项目、检测方法以及检测顺序。

1.0.3本标准并未涵盖所有其他国家现行有关强制性标准规定条文，因此在检测时除应符合本标准的规定以外，尚应符合国家现行有关强制性标准的规定。

**3基本规定**

3.0.5为了确保检测过程的安全性和准确性，在大风、大雨等恶劣天气条件下进行建筑光伏系统检测可能存在严重的安全风险和设备故障隐患。这些天气状况可能导致设备操作不稳定，增加事故发生的概率。因此，为了保护工作人员的安全以及确保检测数据的可靠性，在恶劣天气条件下应暂停所有检测活动，待天气条件改善后再进行，以确保检测结果的有效性和安全性。

3.0.9 检测流程在附录A的流程图中呈现，优先对系统外观进行检测，外观检测包括：系统支架基础外观、光伏组件外观以及逆变器外观等；其次对系统的电气性能进行检测，电气性能检测包括：光伏组件I-V特性、光伏组件效率以及光伏组串一致性等；最后进行安全检测，安全检测分为：防火安全检测和电气安全检测。

**4检测仪器**

4.0.1 确保仪器在有效使用期内，并经过国家计量部门检测和校正，以保证检测结果准确可靠；如果仪器不符合要求，可能会导致检测数据偏差，影响系统性能评估和维护决策。

4.0.8 2 三轴机器云台是一种稳定系统，主要用于摄影和摄像设备，以减少相机在拍摄过程中因震动或移动导致的图像模糊。它通过三个独立的轴（俯仰轴、横滚轴和偏航轴）进行调整，自动补偿相机的各种运动，实现平稳、稳定的拍摄效果。该技术广泛应用于无人机、运动相机和虚拟现实等领域。

4 RTK（Real-time Kinematic）定位系统是一种高精度的卫星定位技术，利用实时差分校正来提高GPS/GNSS系统的位置精度。它通过基准站和移动站之间的无线通信，实时传输差分修正数据，纠正卫星信号中的误差。RTK系统能够实现厘米级的定位精度，广泛应用于测量、导航、无人驾驶等领域。与传统的GPS系统相比，RTK提供了更高的准确性和实时性。

6 云服务器是一种基于云计算的服务平台，专门用于处理无人机采集的数据和管理无人机的任务。它提供存储、处理和分析无人机数据（如航拍图像、视频和传感器数据）的能力，同时支持实时监控、任务调度和数据共享。通过云服务器，无人机操作员可以远程访问和管理无人机任务，进行数据分析，提升操作效率和决策支持。

**5外观检测**

**5.1一般规定**

5.1.3 对于安装在高层建筑屋顶或外墙等难以接近的位置的分布式光伏系统，建议采用无人机进行外观检测。无人机能够在不直接接触的情况下，提供高质量的图像和视频数据，有效地识别潜在的结构性问题、设备损伤或污染情况。利用无人机进行检测不仅提高了检测的效率和安全性，还能减少人员在危险环境下工作的风险，确保检测结果的全面性和准确性。

5.1.4 无人机检测 是借助无人机对系统外观进行检测，检测设备要求严格，通过数据准备、AI 检测、三维重建以及地理信息系统（GIS）注册和管理四个步骤完成。

**5.3光伏组件**

5.3.1 应使用角度尺和经纬仪对光伏组件的倾斜角度进行精确测量，以确保组件的安装角度符合设计要求。通过与设计值进行偏差比较，验证组件的安装是否符合优化的光照接收角度，从而最大化光伏系统的发电效率。角度尺和经纬仪精度应符合4.2.5中要求。

5.3.5 热斑现象是指光伏组件的局部温度显著高于周边温度，通常是由于组件内部缺陷或外部遮挡造成的，可能导致效率降低或设备损坏。同时，背板温度应保持在正常运行设定范围内，以防止过热影响组件的性能和寿命。

5.3.10 光伏组件接地装置用于保护光伏发电系统的安全性，防止由于电气故障或静电积累造成的电击或火灾风险。它通过将光伏组件的金属框架或支架与地面有效连接，确保在发生漏电或静电时，电流能够安全地导入大地，从而避免对设备和人员的伤害。

5.3.11 当光伏装机容量过大时，人工检测难以对系统进行快速、精确的检测，可采用无人机检测方法检测光伏组件、接线盒等异常情况。

**5.5储能系统**

5.5.4 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019规定了建筑光伏储能系统的运行环境条件以及周期性检测要求。

**5.7关联建筑**

5.7.1 《建筑幕墙气密、水密、抗风压性能检测方法》GB/T 15227规定了建筑幕墙的气密性、水密性、抗风压性能的要求及检测方法，加装光伏后的建筑幕墙各项性能应仍符合原本要求，应按照GB/T 15227规定进行检测。

**6电气性能检测**

**6.1一般规定**

6.1.1 逆变器为易损坏设备，因此检测周期相较于其他设备应减少，应半年检测一次。

6.1.3 在进行建筑太阳能光伏发电系统光电转换效率检测之前，必须确保系统在正常负载条件下连续运行至少3天。这一要求旨在确保系统在稳定的运行状态下进行检测，从而准确反映其实际性能。检测期间内，负载变化必须符合设计规定，以保证测试条件的一致性。每次光电转换效率检测需在当地太阳正午前1小时至正午后1小时进行，共计2小时。这段时间内的检测可以减少因光照角度变化而引起的误差。为确保结果的准确性和可靠性，检测过程应重复进行3次。这一措施有助于确认系统在不同时间段内的光电转换效率，并提高数据的准确性。

6.1.4 并网功能测试前应制定检测的安全管控方案：设备评估、风险评估、制定应急预案以及培训与沟通；采取相应的安全防护措施：安全检查、现场安全、安全监测与记录、后期检查。

**6.2检测内容及方法**

6.2.1 光伏组件I-V特性通过光伏I-V曲线测试仪检测光伏组件输出I-V曲线，再将I-V曲线修正到标准环境条件（STC），最后进行校对。

6.2.5 蓄电池容量一致性指的是同一组蓄电池在相同条件下的容量是否相近。

6.2.7 建筑太阳能光伏发电系统光电转换效率应在特定的检测条件下，检测各项系统参数，通过8.2.4中式（7）进行系统光电转换效率计算，计算结果应符合8.2.4中校对要求。

6.2.8 微电网并网交换功率指的是微电网与主电网之间进行电能交换的功率。

**7安全检测**

**7.2电气安全**

7.2.1 安全保护接地、工作接地、屏蔽接地等：要求接地电阻小于等于4Ω。

7.3.1 1逆变器、直流汇流箱和交流汇流设备等电气设备存在温度异常部位可能是散热不良或接线问题造成的。不仅会造成性能下降还会存在火灾风险。

3 蓄电池温度过高可能会导致电池热失控继而引发火灾，必须定期对蓄电池表面温度进行检测。

**8数据处理和结果**

**8.1一般规定**

8.1.2 减少偶然误差和测量偏差，确保结果更为稳定，测量数据时取连续3次测得的平均值。

**8.2数据计算公式与结果**

8.2.1 1 公式（8.2.1）参考《光伏发电效率技术规范》GB/T39857-2021中5.5.4节的计算方法，计算光伏组件效率需计测量光伏组件最大功率*Pm*以及所测组件的总面积*St*。

2 校对结果参考《光伏发电效率技术规范》GB/T39857-2021中4.2节中光伏组件效率的要求。

8.2.3 光伏组串的一致性应根据计算平均开路电压偏差确定，具体可参见《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T32034。