

ICS 27.160
F 23
备案号: 71029-2020

DB63

青 海 省 地 方 标 准

DB63/T 1780—2020

高海拔光伏电站发电设备现场检测规范

2020 - 04 - 08 发布

2020 - 05 - 01 实施

青海省市场监督管理局

发 布

目 次

前言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 检测条件 2

5 检测设备 3

6 检测流程 4

7 检测安全 5

8 检测抽样 6

9 检测规范 6

10 检测报告 11

附录 A（资料性附录） 检测报告模板..... 12

前 言

本标准依据GB/T 1.1-2009给出的规则编写。

本标准由青海天创新能源科技有限公司提出。

本标准由青海省市场监督管理局归口。

本标准起草单位：青海省产品质量监督检验所、青海天创新能源科技有限公司。

本标准主要起草人：朱青云、韩宏伟、刘宏、李田珍、刘立勇、周斌、姜志成、胡旭东、袁娇、杨西、马晓梅、李鸿鹏、林永辉。

本标准由青海省市场监督管理局监督实施。

高海拔光伏电站发电设备现场检测规范

1 范围

本标准规定了光伏电站现场检测条件、检测设备、检测流程、检测安全、检测抽样、检测规范和检测报告等内容。

本标准适用于海拔 1500 米以上高海拔地区光伏电站现场组件到逆变器的检测。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

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 7251.1 低压成套开关设备和控制设备 第1部分:总则

GB/T 18210 晶体硅光伏(PV)方阵I-V特性的现场测量

GB/T 20626.1 特殊环境条件 高原电工电子产品 第1部分:通用技术要求

GB 26860 电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分

GB/T 31365 光伏发电站接入电网检测规程

GB 50343 建筑物电子信息系统防雷技术规范

NB/T 32008 光伏发电站逆变器电能质量检测技术规程

NB/T 32032 光伏发电站逆变器效率检测技术要求

NB/T 32034 光伏发电站现场组件检测规程

IEC 61215-1 地面光伏模块 设计资质和型式认可 第1部分:试验要求(Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements)

IEC 61730-1 光伏(PV)组件的安全条件 第1部分:结构要求(Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction)

IEC 61730-2 光伏(PV)组件的安全资格 第2部分:测试要求(Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

电致发光

又可称场致发光、或电场发光，简称EL(Electro Luminescent)，是通过加在两电极的电压产生电场，被电场激发的电子撞击发光中心，而引致电子在能级间的跃迁、变化、复合导致发光的一种物理现象。

3.2

太阳能电池组件电致发光检测仪

利用太阳能电池的电致发光原理来检测组件是否存在缺陷的设备。

3.3

缺陷

主要指的是太阳能电池组件在电致发光作用下可观察到的同心圆、亮点、黑心、黑边、黑斑、亮斑、裂纹、断栅、断裂、黑片、隐裂片、明暗片等影响太阳能电池效率的性能特征。

3.4

标准测试条件

是指太阳能电池温度为 $25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ ，大气质量光谱辐照度分布AM为1.5，辐照度为 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 的测试条件，简称STC (standard test condition)。

4 检测条件

4.1 电站运行

光伏电站现场检测时间节点应确定在光伏电站已安装投运后开展。

4.2 电站信息

检测前，应提供设计文件，至少应包括主接线图和光伏方阵总平面布置图，且应包含本标准以下条款信息：

- a) 光伏方阵的一般说明，设计文件应包括以下光伏方阵资料：
 - 1) 组件类型（厂家）；
 - 2) 组件总数；
 - 3) 组串数量；
 - 4) 每个组串的组件数量；
 - 5) 组件倾角和方位角；
 - 6) 汇流箱数量；
 - 7) 每个汇流箱的组串数量；
 - 8) 逆变器数量；
 - 9) 每个逆变器的汇流箱数量。
- b) 光伏组串信息，设计文件应包括以下光伏组串信息：
 - 1) 组串电缆规格的尺寸和类型；
 - 2) 组串过电流保护装置的规格、类型和电压/电流等级；
 - 3) 汇流箱中组串保险的型号及类型。
- c) 光伏汇流箱信息，设计文件应包括以下光伏汇流箱信息：
 - 1) 汇流箱出线电缆规格的尺寸和类型；
 - 2) 汇流箱过电流保护装置的规格、类型和电压/电流等级；
 - 3) 汇流箱断路器型号及类型。

- d) 光伏方阵电气说明，设计文件应包括以下方阵电气信息：
 - 1) 方阵汇流箱的位置；
 - 2) 直流开关类型、位置和等级（电压/电流）；
 - 3) 方阵过电流保护装置的规格、类型和电压/电流等级。
- e) 接地保护，设计文件应包括以下接地保护信息：
 - 1) 接地连接体的尺寸和连接点，包括详细方阵框架等电位连接线的安装；
 - 2) 所有安装浪涌保护（包括交直流线路）设备的详细资料，包括位置、类型和等级。
- f) 漏电保护，设计文件应包括以下漏电保护信息：
 - 1) 设计文件应包括以下漏电保护信息；
 - 2) 漏电保护器的位置；
 - 3) 漏电保护器的类型；
 - 4) 漏电保护器的等级。
- g) 发电设备安全标识，高原型成套设备的铭牌等安全标识除应符合 GB 7251.1 规定及常规型产品标准中有关铭牌要求外，还需要按 GB/T 20626.1 规定，在铭牌上标出产品适用的海拔等级。

4.3 维护信息

至少应包括下列内容：

- a) 运行记录；
- b) 维护记录。

5 检测设备

5.1 逆变器检测装置

逆变器检测装置应满足如下要求：

- a) 所用检测设备能获取太阳辐照值；
- b) 所用检测设备能获取组件温度；
- c) 所用检测设备能获取环境温度。

5.2 组件温度检测装置

组件温度检测装置应满足如下要求：

- a) 测量范围：-50℃～+100℃；
- b) 测量精度：±0.5℃；
- c) 工作环境温度：-50℃～+100℃。

5.3 组件红外检测装置

组件红外检测装置包括无人机搭载热像仪、便携式红外热像仪。分别应满足如下要求：

- a) 无人机搭载热像仪应满足如下要求：
 - 1) 具有断点续航能力；
 - 2) 具备航线规划及按航线飞行条件；
 - 3) 具有自动识别、标注及自动定位功能；
 - 4) 具备实时传输功能，传输距离满足检测范围要求。
- b) 便携式红外热像仪应满足如下要求：

- 1) 应选取精度小于等于 $\pm 2\%$ 的检测设备;
- 2) 灵敏度: 小于 $0.15\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- 3) 具有连续拍摄功能;
- 4) 具有足够的储存空间, 储存格式推荐为: JPEG。

5.4 组串 I-V 检测装置

组串I-V检测装置应满足如下要求:

- a) 具备 STC 转换功能;
- b) 测量误差: 小于 0.1% ;
- c) 应选取精度小于等于 $\pm 2\%$ 的检测设备;
- d) 所用检测设备应具备存储 I-V 曲线与参数的功能;
- e) 所用检测设备应含有与检测设备相连接的辐照计;
- f) 应选取测量组件背板表面温度精度小于等于 $\pm 1\%$ 的检测设备;
- g) 所用检测设备应具备测量并储存开路电压和短路电流的功能。

5.5 组件 EL 检测装置

组件EL检测装置应满足如下要求:

- a) 红外相机: 成像空间分辨率应大于每像素 $500\text{ }\mu\text{m}$;
- b) 恒流源供电: $0\text{ V}\sim 500\text{ V}$ 自适应;
- c) 暗室或暗环境: 能使电池测试面上杂散光在 $800\text{ nm}\sim 1200\text{ nm}$ 范围内的总强度应小于每平方米 1 mW 。

5.6 绝缘电阻测试仪

绝缘电阻测试仪应满足如下要求:

- a) 测试电压大于等于 250 V ;
- b) 检测时间能大于等于 60 s 。

5.7 接地电阻测试仪

接地电阻测试仪应满足如下要求:

- a) 能够提供 2.5 倍于组件最大过流保护电流值的恒流源;
- b) 合适的电压表。

5.8 多路测试仪

多路测试仪宜满足如下要求:

- a) 同时检测组串数不少于 16 路;
- b) 能够进行实时数据存储。

5.9 现场标态 I-V 车

现场标态I-V车宜满足如下要求:

- a) 车内检测环境能够控制到 STC 测试条件的状态;
- b) 检测车能够开进光伏电站现场。

6 检测流程

6.1 一般流程

根据现场实时运行数据，找出有疑问的逆变器单位，进行小单元、完整检测。对检测数据进行分析以后，再扩大检测范围。

6.2 绝缘电阻、接地与漏电流

进入现场后，先对方阵的绝缘电阻、接地与漏电流进行检测，确保安全后再检测其他发电设备。

6.3 逆变器

查看历史数据，结合实时气象条件和运行数据，两者进行对比，找出实时功率较差的逆变器，确定其所在方阵，进行现场检测。先对逆变器进行检测（可利用电能质量分析仪进行输入、输出功率和电能质量检测），排除因气象因素导致的功率下降和逆变器本身的问题，从而进一步进行逆变器输入端的检查。

6.4 汇流箱

同一汇流箱中，检测每一路的电压、电流，对比找出有问题的组串后，对组串的各组件进行检测，发现并更换有问题的组件后，再进行检测，如果电压、电流恢复到其他组串的值，则检测、分析及措施就成功。

6.5 组串

现场观察组件的清洁度和被污染情况。通过逆变器显示找出电压或电流异常的支路，确定其汇流箱编号。找出相应的汇流箱，拉开各组串保险，利用I-V测试仪，检测各组串的电压、电流值，进行编号和数据记录。

6.6 组件

利用红外热像仪对组件、组件背板、组件连接线路进行检测。经过红外热像仪及I-V检测结果分析，缩小缺陷范围，进行E1隐裂检测，对发现有隐裂问题的组件检查其安装压块和支架螺丝是否紧固。

7 检测安全

7.1 作业现场的基本要求

按照GB 26860的规定执行。

7.2 作业人员的基本要求

按照GB 26860的规定执行。

7.3 检测安全要求

7.3.1 检测人员要求如下：

- a) 限制非授权人员进入工作区；
- b) 进行检测前办理停电工作票；
- c) 禁止非专业人员进行电站电气设备操作，避免触电或造成系统停运；
- d) 未经允许不得停运设备；
- e) 不得接触电气设备，防止触电；

- f) 工作人员正确使用检测设备；
- g) 工作人员带好个人防护设备。

7.3.2 检测环境要求如下：

- a) 大风、雷雨等恶劣条件下不得进行检测；
- b) 选择光照强度较强时刻进行检测。

7.3.3 为了检测安全和检测数据准确，检测线缆与电力电缆间隙应符合 GB 50343 的规定。

8 检测抽样

依据GB/T 2828.1的规定和相关要求确定。

9 检测规范

9.1 准备工作

准备工作应包括以下步骤：

- a) 搭建气象站，接通电源，运行气象站，用于后期检测数据对比；
- b) 现场做好保证安全的组织措施和技术措施；
- c) 取出相应的设备，并进行测前检查，保证设备能够正常使用；
- d) 分配各检测人员检测任务，各人员接到各自任务，迅速展开工作；
- e) 接到红外检测任务的人员迅速开始检测，其余人员开始准备 I-V 参数输入及 EL 设备系统连接调试；
- f) 提前查找被测组件温度系数值（ α 、 β 、 γ ）。

9.2 光伏电站基本检测

9.2.1 光伏组件基本检查，应包括如下项目：

- a) 光伏组件应选用按 IEC 61215-1 和 IEC 61730-1 的要求通过质量认证的产品；
- b) 组件产品应是完整的，每个光伏组件上的标志应符合 IEC 61215-1 的要求，标注额定输出功率（或电流）、额定工作电压、开路电压、短路电流；有合格标志；附带制造商的贮运、安装和电路连接指示；
- c) 组件互连应符合方阵电气结构设计要求。

9.2.2 光伏组件方阵基本检查，应进行以下检查：

- a) 方阵是否避免阴影遮挡影响，且各子方阵间应具有足够间距；
- b) 对于安装在屋顶的光伏系统，应考虑周围环境变化是否对光伏方阵存在影响。

9.2.3 接地与漏电流检测，至少应包括以下内容：

- a) 应确认漏电流保护器能正常动作后才允许进行检测；
- b) 光伏方阵支架是否对等电位连接导体进行接地。等电位体的安装是否把电气装置外漏的金属及可导电部分与接地体连接起来；
- c) 光伏并网系统中的所有汇流箱、交直流配电柜、并网功率调节柜、电流桥架应保证可靠接地；
- d) 使用接地电阻测量装置对与样本组件关联的接地部分实施接地电阻测量，包括方阵、组串、汇流箱的接地电阻，以及上一级逆变器的接地电阻；
- e) 使用电压电流测量装置对与样本组件关联的金属部分实施剩余电流测量，包括方阵、组串、汇流箱的剩余电流，以及上一级逆变器的金属外壳。

9.2.4 接地连续性检测应根据 IEC61730-2 要求进行。

9.3 光伏方阵绝缘电阻检测

9.3.1 要求

9.3.1.1 光伏方阵应按照如下要求进行检测：

- a) 检测时限制非授权人员进入工作区；
- b) 不得直接触摸电气设备以防止触电；
- c) 绝缘检测装置应具有自动放电的能力；
- d) 漏电保护器应断开；
- e) 在检测期间应当穿好适当的个人防护服或设备；
- f) 应定量减少电弧放电，在安全方式下使方阵的正极和负极短路；检测要保证峰值电压不能超过组件或电缆额定值。

9.3.1.2 方阵边框接地的系统，可以采用下列两种方法检测：

- a) 首选检测方阵负极对地的绝缘电阻，其次检测方阵正极对地的绝缘电阻；
- b) 检测光伏方阵正极与负极短路时对地的绝缘电阻。

9.3.1.3 方阵边框没有接地的系统，可以选择做如下两种方法检测：

- a) 在电缆与大地之间做绝缘检测；
- b) 在方阵电缆和组件边框之间做绝缘检测。

9.3.2 检测

9.3.2.1 观察检测，应包括以下检测：

- a) 查看绝缘耐压标识，根据普通型低压电器在海拔 2500m 时仍有 60%的耐压裕度。
- b) 查看高原型成套设备防护，除应满足常规产品执行的 GB/T 7251.1 中正常使用条件和本标准对海拔高度增加所采取的措施外，还应注重考虑 GB/T 7251.1 中对应的产品标准规定的特殊使用条件及高原环境条件对成套设备的影响。

9.3.2.2 设备检测，应包括以下检测：

- a) 测量电气间隙：以空气作为绝缘介质的低压成套开关设备和控制设备，随着安装场地海拔高度的增加，应增大电气间隙，其修正系数按 GB/T 20626.1 要求中的规定。
- b) 测量绝缘电阻：采用适当的方法进行绝缘电阻检测，测量连接大地与方阵电缆之间的绝缘电阻，绝缘电阻最小值见表 1。检测时间为 60s，检测方法参照 NB/T 32034 执行。在做检测之前应保证检测安全。保证系统电源已经切断之后，才能进行电缆检测或接触任何带电导体。

表1 绝缘电阻最小值

系统电压（V）	检测电压（V）	最小绝缘电阻（MΩ）
120	250	0.5
<600	500	1
<1000	1000	1

9.4 逆变器转换效率检测

逆变器转换效率检测按照NB/T 32032执行。

9.5 逆变器电能质量检测

逆变器电能质量检测按照NB/T 32008执行。

9.6 光伏组串一致性检测

根据运行和维护信息，对发电量偏低的方阵或组串进行抽检。按照GB/T 31365的规定，选取辐照度 $400\text{W}/\text{m}^2$ 以上，且光照条件稳定时，分别对光伏方阵所有汇流箱内各组串开路电压、工作电流进行测量，并应注意以下事项：

- a) 尽量在最短时间内测量汇流箱内每条组串电流值，并进行记录；
- b) 测量汇流箱内组串电压值，并进行记录；
- c) 根据测量数据，对测量结果进行比对，每个被测汇流箱内的被测电压、电流值最大偏差不应超过平均值的 $\pm 5\%$ ；
- d) 在测量单个汇流箱时，应尽可能在较短时间内完成检测和记录；
- e) 可选用多路测试仪先检测汇流箱内每条组串电流值，并比较出电流小的组串，再进行组串内其他检测。

9.7 光伏组件外观检测

对每个样本组件仔细检测下列情况：

- a) 组件是否安装牢固，有无松动；
- b) 开裂、弯曲、变形、不规整或损伤的外表面，表面是否有破碎及破碎程度；
- c) 破碎的光伏电池；
- d) 产生裂纹，且开裂面积大于组件表面面积的 10% 的光伏组件；
- e) 在组件的边框和电池之间形成连续通道的气泡或脱层；
- f) 绝缘部件破损；
- g) 可能影响组件性能的其他任何情况。

对存在以上问题的光伏组件应根据组件所在阵列位置与生产批号进行书面记录，并照相记录。这些缺陷在后续的实验可能会加剧并对组件的性能产生不良影响。

9.8 光伏组件功率检测

光伏组件功率检测应包括以下检测步骤：

- a) 选取需要被检测的光伏组件；
- b) 清洁被选光伏组件，并记录被选组件的基本参数与生产批号；
- c) 为有效推算出在STC条件下的检测数据，检测环境应满足如下要求：
 - 1) 晴天少云；
 - 2) 环境辐照度不应低于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 。
- d) 根据GB/T 18210要求，选取合适的辐照计，查看被测区域辐照度的均匀性，并将被测光伏组件放置在该区域，放置角度应与该组件安装倾角保持一致；
- e) 根据GB/T 18210要求，对被测光伏组件背板表面温度、被测光伏组件所在的光伏组串的中心背板表面温度与I-V曲线特性参数进行测量，并保存记录；
- f) 可选用现场标志I-V车进行现场STC条件下检测组件I-V特性及功率。

9.9 电流-电压（I-V）特性检测

电流-电压（I-V）特性检测应包括以下检测步骤：

- a) 在现场条件下的光伏组件I-V特性检测应在自然光下进行，并应保证在一次测量期间总辐照度（直接辐射+天空散射）的不稳定度不大于 $\pm 1\%$ ；

- b) 检测时辐照度能否达到检测设备要求；
- c) 组件参数输入完成，连接辐照仪、温度探头、测试线至仪器，将辐照仪固定在组件一侧，并将温度探头贴至被测组件背板，接通测试线，对要检测的组串进行连接，准备检测；
- d) 标准电池单元应与组件平行，在同一水平面、切勿遮挡组件，使其固定，切勿手拿致使其晃动；
- e) 时刻观察辐照度指数，达到要求并趋于稳定时开始检测；
- f) 被测组串电压、电流是否在仪器测量范围内，如仪器测量最大电压 1000 V、最大电流 15A；
- g) 设置被测组件参数，确保组件参数正确无误，否则影响检测结果；
- h) 检测步骤参照 GB/T 6495.1 执行；
- i) 保存检测数据，注意区分组串和单块组件的保存方式。

9.10 光伏组件热斑检测

光伏组件热斑检测，目前可采用便携式红外热像仪和无人机搭载热像仪，两者可相互配合使用，也可单独使用：

- a) 便携式红外热像仪。
 - 1) 应包括以下检测步骤：
 - ◆ 应使热像仪红外镜头面轴线与所要拍摄的目标垂直；
 - ◆ 保证热像仪拍摄距离；
 - ◆ 尽量使被测物至于中心框中；
 - ◆ 调节焦距及拍摄角度；
 - ◆ 开始检测；
 - ◆ 对有问题的组件进行标记，方便查找；
 - ◆ 保存拍摄好的数据，对于拍摄质量差的进行重新拍摄。
 - 2) 应注意以下事项：
 - ◆ 注意测量时，辐照度变化是否会影响检测结果；
 - ◆ 应缓慢调焦，调至最清晰方可；
 - ◆ 使热像仪定可能的应与组件保持角度垂直；
 - ◆ 调节拍摄距离，应使热像仪能拍摄到整块组件；
 - ◆ 手持仪器检测时，切勿晃动，保持仪器平稳；
 - ◆ 按一定顺序检测，否则导致后期无法识别组件的匹配图像。
- b) 无人机搭载热像仪。
 - 1) 应包括以下检测步骤：
 - ◆ 根据电站组件排布情况规划预设无人机飞行航线，且保证红外热像仪镜头与组件的垂直性；
 - ◆ 飞行高度保证能够拍摄的组件的完整性；
 - ◆ 实时观察传输至终端的照片；
 - ◆ 对发现热斑的组件进行快速定位查找；
 - ◆ 可以便携式红外热像仪进一步确认；
 - ◆ 对发现热斑的组件再次进行人工标记，且与无人机标记位置保证一致。
 - 2) 应注意以下事项：
 - ◆ 拍摄时，热像仪红外镜头面轴线与所要拍摄的目标垂直；
 - ◆ 热像仪所表示温度（最大、平均、最小），仅为热像仪中心框中温度；
 - ◆ 拍摄时，保持无人机飞行平稳，仪器平稳，切勿晃动；
 - ◆ 在拍摄太阳能电池组件时，应保持距离，使红外热像仪能拍摄到整块组件，效果最佳；

- ◆ 任务配景单一，以防止太阳反射带来的影响；
- ◆ 禁止在大风、雷雨等恶劣天气条件下进行热斑检测，最好在天气晴朗的条件下进行。

9.11 光伏组件隐性缺陷检测

9.11.1 检测步骤

应包含以下检测步骤：

- a) 通过 I-V 和红外热像仪检测结果的分析，找出缺陷组件；
- b) 将被测组串进行断电工作，并将组件正、负极对应连接至电源测试线的正、负极；
- c) 将红外摄像机安装在暗室的相应位置，确认安全牢固；
- d) 检查组装好的移动暗室，是否有松动不稳定、漏光等现象；
- e) 检查调整滑动轮位置，与现场组件安装方式符合；
- f) 排除暗室内部红外摄像机镜头遮挡物，保持相机镜头洁净；
- g) 将移动暗室置于组件上方，滑动轮卡于相邻组件缝隙中，其缝隙临时作为暗室移动轨道，方便检测人员进行操作；
- h) 调节电压范围，准备检测；
- i) 由一人负责电脑拍摄操作，两人负责现场暗室（待测组件）移动调试；
- j) 待检测完一块之后，利用导向杆将暗室移至下一块待测组件，重复此方式；
- k) 根据红外检测组件编号对 EL 检测结果进行一致编号，保存相应的检测数据，以便后期分析；
- l) 对于检测不理想的数据重新进行检测。

9.11.2 注意事项

应注意以下事项：

- a) 对检测完成发现隐裂、暗片、黑片等问题组件进行标记，方便后期查找更换；
- b) 拍摄过程中时刻注意暗室是否有漏光现象，确保暗室不能漏光，以保证检测质量及准确性；
- c) 调整好相机焦距，确保照片清晰度。

9.12 检测收尾

检测完成后，应包括以下步骤：

- a) 检测现场收尾；
- b) 收拾整理设备并装车；
- c) 恢复现场线路，撤除现场安全防护装置；
- d) 电站运维人员进行检查验收；
- e) 办理工作票终结；
- f) 由运维人员投运设备。

10 检测报告

10.1 检测报告（参见附录 A）应包括但不限于以下信息：

- a) 标题；
- b) 检测组织、机构的名称和地址及检测地点；
- c) 每页的认证标识或报告；
- d) 客户的姓名和地址；

- e) 检测项目的说明、性能、条件和标识;
 - f) 检测项目收到日期和检测日期、时间;
 - g) 检测设备信息识别, 包括名称(带 ID)、校准信息、类型、规格参数;
 - h) 参考标准;
 - i) 参数设置(电流, 电压等);
 - j) 由受检单位提供的被测光伏电站的规格参数;
 - k) 由受检单位提供的被测光伏组件的规格参数;
 - l) 现场检测环境参数;
 - m) 检测条件下被测光伏电站现场组件的检测结果;
 - n) 署名和标题, 或对报告内容和报告日期承担责任的同等人员, 检测人员、审核人员、批准和报告编号;
 - o) 其他相关内容。
- 10.2 在现场将各项检测结果如实记入原始记录表, 原始记录表应有检测人员、校核人员和技术负责人签名。原始记录表应作为用户档案保存两年。

附 录 A
(资料性附录)
检测报告模板

检测报告模板见表A. 1

表A. 1 检测报告模板

检 测 报 告

XXXX 字 (XXXX) 第 XXX 号

项目名称

建设单位

委托单位

检验类别

【检测单位名称】

表 A.1 检测报告模板（续）

注 意 事 项

- 1. 报告无“检测专用章”或检测单位公章无效。
- 2. 复制报告未重新盖“检测专用章”或检测单位公章无效。
- 3. 报告无主检、审核、批准人签章无效。
- 4. 报告涂改无效。
- 5. 对检测报告若有异议，应于收到报告之日起十五日内向实施监督抽查的产品质量监督部门或其上级产品质量监督部门申请复检，由受理复检的产品质量监督部门做出复检结论。
- 6. 一般情况，委托检测仪对来样负责。

地 址：
邮政编码：

电话：

表 A.1 检测报告模板（续）

[检测单位名称]

项目名称

检 测 报 告

XXXX-XXXX

第 1 页 共 10 页

项目名称		项目地址	
建设单位		检验类别	
施工单位		委托单位	
检测日期		检测人员	
检验依据			

表 A.1 检测报告模板（续）

[检测单位名称] 项目名称 检 测 报 告 XXXX-XXXX 第 2 页 共 10 页		
检验概况		
检验结论	[检测单位名称] 签发日期：XXXX 年 XX 月 XX 日	
备注		
批准：	审核：	编制：

表 A.1 检测报告模板（续）

[检测单位名称]

项目名称

检 测 报 告

XXXX-XXXX

第 3 页 共 10 页

一、被测电站基本信息

电站名称	
电站业主	
电站地理位置信息	建设地址:
	海 拔:
电站基本信息	占地面积:
	装机容量:
	所配逆变器总额定功率:
	无功配置:
	组件类型:
	组件型号:
	逆变器型号:
	变压器型号:
接入电网信息	接入电压等级:
	电压谐波总畸变率:
	频率偏差 (10s 平均值):
	电压偏差 (10min 方均根值):
	三相电压不平衡度:
气候条件	年均日照小时数:
	夏季平均气温:
	冬季平均气温:
现场检测环境参数	

表 A.1 检测报告模板（续）

[检测单位名称]

项目名称

检 测 报 告

XXXX-XXXX

第 4 页 共 10 页

二、检测设备信息

序号	设备名称	设备型号	设备参数	校准信息	备注

表 A.1 检测报告模板 (续)

[illegible]

表 A.1 检测报告模板（续）

		[检测单位名称] 项目名称 检 测 报 告			
		XXXX-XXXX		第 6 页 共 10 页	
四、光伏组件检测					
样品描述及说明					
参 数 信 息	生产单位				
	类型				
	实测尺寸：长(L)×宽(W)×厚(H) mm				
	面积S：(m²) (S=L×W)				
	产品序号				
	产品型号				
	最大功率(Pmax)				
	开路电压(Voc)				
	短路电流(Isc)				
	最大功率点电压(Vmp)				
	最大功率点电流(Imp)				
	组件允许的最大系统电压				
	最大保护电流				
单体电池数量					
功率偏差					
备注：					

表 A.1 检测报告模板（续）

[检测单位名称] 项目名称 检 测 报 告	
XXXX-XXXX	第 7 页 共 10 页
样品描述及说明 铭牌图片：	
组件正面图片：	组件背面图片：
备注：	

表 A.1 检测报告模板（续）

[检测单位名称]

项目名称

检 测 报 告

XXXX-XXXX

第 8 页 共 10 页

检测项目	标准条款	检验结果
1 标志	①每个组件都应有下列清晰而且擦不掉的标志： 制造厂的名称、标志或符号； 产品型号； 产品序号； 引出端或引线的极性（可用颜色代码标识）； 组件允许的最大系统电压。 ②制造的日期和地点应注明在组件上，或可由产品序号查到。	
2 外观检查	每块组件应无下列外观缺陷： ①破碎、开裂、弯曲、不规整或损伤的外表面； ②破碎的单体电池； ③有裂纹的单体电池； ④互连线或接头有缺陷； ⑤电池互相连触或与边框接触； ⑥密封材料失效； ⑦在组件的边框和电池之间形成连续通道的气泡或脱层； ⑧在塑料材料表面有粘污物； ⑨引线端失效，带电部件外露； ⑩可能影响组件性能的其他任何情况。	
3 绝缘试验	①以不大于 $500\text{V} \cdot \text{m}^{-1}$ 的速率增加绝缘测试仪的电压，直到等于直流 1000V 加上两倍系统最大电压（即标准测试条件下开路电压），持续 1min，如果系统的最大电压不超过 50V，所施加的电压应为 500V。 组件应无绝缘击穿（小于 $50\mu\text{A}$ ），或表面无破裂现象； ②施加不小于 500V 的直流电压，测试其绝缘电阻不小于 $50\text{M}\Omega$ 。	

表 A.1 检测报告模板（续）

[检测单位名称]

项目名称

检 测 报 告

XXXX-XXXX

第 9 页 共 10 页

检测项目		标准条款					
4	标准测试条件下的性能	测试光源：太阳能模拟器 标准测试条件（STC）：AM1.5、25℃，辐照度：1000W/m² 企业明示功率：250 W 企业明示功率偏差： / 效率=（Pmax/ S）×10 ⁻³ ×100% S（含边框面积）= 1.62 m²					
检验结果							
编号	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Pmax (W)	效率 (%)	功率偏差 (W)
不确定度描述:Pmax:3.2%(k=2,95%) 不确定度分量: 1、重复测量 0.017% 2、标准组件 1.1% 3、光谱响应失配: 0.58% 4、温度测量 1% 5、电学性能 0.04%							

表 A.1 检测报告模板（续）

[检测单位名称] 项目名称 检 测 报 告	
XXXX-XXXX	第 10 页 共 10 页
组件 EL 检测结果图片	
组件条码编号:	
组件条码编号:	
备注:	