

DB63

青海省地方标准

DB 63/T XXXXX—XXXX

光伏电站现场测量方法

(征求意见稿)

XXXX—XX—XX 发布

XXXX—XX—XX 实施

青海省市场监督管理局

发布

目 次

前言	II
引言	III
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 检测流程	3
6 检测设备	4
7 检测安全	5
8 检测技术规范	5
9 检测抽样方法	10
10 检测报告	10

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：青海天创新能源科技有限公司、青海省产品质量监督检验所。

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

引 言

本标准的制定旨在为填补高寒、高海拔地区光伏电站现场检测技术规范的空白，实现现场实用条件下对光伏电站的运行参数的检测、安全性能的检验，确保光伏发电工程质量，指导和规范光伏发电工程的验收、运行维护。

光伏电站现场测量方法

1 范围

本标准规定了光伏电站现场检测条件、检测流程、检测设备、检测安全、检测技术规范、检测抽样方法检测报告。

本标准适用于海拔1500米以上高寒、高海拔地区光伏电站现场检测方法，实现现场实用条件下对光伏电站的运行参数的检测、安全性能的检验，确保光伏发电工程质量，指导和规范光伏发电工程的验收、运行维护，光伏电站现场核心发电部件，进行检测的设备和技术规范。

2 规范性引用文件

下列文件对于标准件的应用是必不可少的。下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本标准。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本标准。

GB/T 2828.1-2012 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 2829-2002 周期检验计数抽样程序及表（适用于对过程稳定性检验）

GB/T 6495.1-1996 光伏器件 第1部分：光伏电流-电压特性的测量

GB/T 7251.1-2013 低压成套开关设备和控制设备 第1部分：总则

GB/T 18210-2000 晶硅光伏阵列I-V特性的现场测试

GB/T 20626.1-2017 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 26860-2016 电力安全工作规程：发电厂和变电站电气部分

GB/T 31365-2015 光伏发电站接入电网检测规程

GB 50343-2012 建筑物电子信息系统防雷技术规范

NB/T 32034-2016 光伏发电站现场组件检测规程

IEC 61215-1-4-2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film Cu(In, GA) (S, Se)₂ based photovoltaic (PV) modules

IEC 61730-1-2016 Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction

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，简称EL (Electro Luminescent)，是通过加在两电极的电压产生电场，被电场激发的电子碰击发光中心，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、断裂等影响太阳能电池不需要的性能特征。

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 电站接线图

4.2.1 检测前，光伏电站业主应提供一份设计文件，该设计文件至少应包括主接线图和光伏方阵总平面布置图，且应标注以下条款所包含的信息。

一般情况下，这些信息要标注在主接线图上。对于特殊情况，尤其是大型光伏电站的位置不够的情况下这些信息可以另外列表表示。

4.2.2 光伏方阵的一般说明，设计文件应包括以下光伏方阵资料：

- a) 组件类型（厂家）；
- b) 组件总数；
- c) 组串数量；
- d) 每个组串的组件数量；
- e) 组件倾角和方位角（如适用）；
- f) 汇流箱数量；
- g) 每个汇流箱的组串数量；
- h) 逆变器数量；
- i) 每个逆变器的汇流箱数量。

4.2.3 光伏组串信息，设计文件应包括以下光伏组串信息：

- a) 组串电缆规格的尺寸和类型；
- b) 组串过电流保护装置的规格（如适用）、类型和电压/电流等级；
- c) 汇流箱中组串保险的型号及类型。

4.2.4 光伏汇流箱信息，设计文件应包括以下光伏汇流箱信息：

- a) 汇流箱出线电缆规格的尺寸和类型；
- b) 汇流箱过电流保护装置的规格（如适用）、类型和电压/电流等级；
- c) 汇流箱中断路器型号及类型。

4.2.5 光伏方阵电气说明，设计文件应包括以下方阵电气信息：

- a) 方阵汇流箱的位置（如适用）；
- b) 直流开关类型、位置和等级（电压/电流）；
- c) 方阵过电流保护装置的规格（如适用）、类型和电压/电流等级。

4.2.6 接地保护，设计文件应包括以下接地保护信息：

- a) 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；
- b) 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。

4.2.7 漏电保护，设计文件应包括以下漏电保护信息：

- a) 设计文件应包括以下漏电保护信息：
- b) 漏电保护器的位置；
- c) 漏电保护器的类型；
- d) 漏电保护器的等级（如装有）。

4.2.8 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 7251-2013 规定及常规型产品标准中有关铭牌要求外，还需要按 GB/T 20626-2017 规定，在铭牌上标出产品适用的海拔级别。如 $2000\text{m} < \text{海拔} \leq 3000\text{m}$ 时，标为 G3； $2000\text{m} < \text{海拔} \leq 3000\text{m}$ 时，标为 G3、G4。

4.3 维护信息

提供操作和维护的资料，至少应包括下列内容：

- a) 电站发电功率和日发电量的统计；
- b) 光伏方阵的维护文件；
- c) 光伏组件、汇流箱和逆变器的保险文件，包括开始保险日期和保修期。

抽检前，应根据4.2.3中条款的统计，对发电量偏低的方阵或组串进行抽检。从发电量正常的方阵或组串中，且根据不同材料类型、不同连接方式和不同生产批次的组件，分别按照GB/T 2829规定的方法随机地抽取八个（如需要可增加备份）用于检测。

组件应由符合相应图纸和工艺要求规定的材料和元器件所制造，并经过制造厂常规检测、质量控制与产品验收程序。组件应该是完整的，并附有制造厂的搬运、安装和连接说明书，包括系统最大允许电压。

5 检测流程

5.1 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。

5.2 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。

5.3 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、电流和恢复到其他组串的值，则检测、分析及措施就成功。

5.4 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。

5.5 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。

6 检测设备

6.1 组件温度检测装置应满足如下要求：

- a) 测量范围： $-50^{\circ}\text{C}\sim+100^{\circ}\text{C}$ ；
- b) 测量精度： $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ ；
- c) 工作环境温度： $-50^{\circ}\text{C}\sim+100^{\circ}\text{C}$ （按照 GB/T 31365-2015 执行）。

6.2 组件红外检测装置应满足如下要求：

- 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。
- d) 便携式红外热像仪应满足如下要求：
 - 1) 应选取精度在 $\pm 2\%$ 以内的检测设备；
 - 2) 灵敏度： $< 0.15^{\circ}\text{C}$ ；
 - 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。

6.3 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： $< 0.1\%$ ；
- c) 应选取精度在 $\pm 2\%$ 以内的检测设备；
- 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在 $\pm 1\%$ 以内的检测设备；
- 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。

6.4 组件 EL 检测装置应满足如下要求：

- a) 红外相机像素： ≥ 1000 万；
- b) 恒流源供电：0-500V 自适应，10A/20A 电流；
- c) 暗室漏光率： $< 0.1\%$ 。

6.5 多路测试仪应满足如下要求（可选）：

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

6.6 现场标态 I-V 车应满足如下要求（可选）：

- a) 车内检测环境能够控制到 STC 状态；
- b) 检测能够开进光伏电站现场。

7 检测安全

7.1 作业现场的基本要求

参照GB 26860的4.1节执行。

7.2 作业人员的基本要求

参照GB 26860的4.2节执行。

7.3 检测安全要求

7.3.1 一般要求如下：

- 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) 选择光照强度较弱时刻进行检测。

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 50343-2012 表中 5.3.4 的规定。

8 检测技术规范

8.1 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) 在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 ）。

8.2 光伏电站基本检测

8.2.1 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 61215-1-4-2016 和 IEC 61730-1-2016 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 61215-1-4-2016 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。

8.2.2 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。

8.2.3 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、并网功率调节器、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。

8.3 光伏方阵绝缘电阻检测

8.3.1 要求

8.3.1.1 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。

8.3.1.2 方阵边框接地的系统，可以采用下列两种方法检测：

- a) 检测方法 1——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) 检测方法 2——检测光伏方阵正极与负极短路时对地的绝缘电阻。

8.3.1.3 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。

8.3.1.4 对于不通电的裸露导体应采取如下检测，在被测方阵的电缆与接地体之间进行绝缘检测。

8.3.2 检测

8.3.2.1 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 2500 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 7251.1-2013 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 7251.1-2013 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。

8.3.2.2 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 20626.1-2017 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，测量连接到大地与方阵电缆之间的绝缘电阻，具体见表 1。检测时间为 60s，具体参照 NB/T 32034-2016 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 (M Ω)
120	250	0.5
<600	500	1
<1000	1000	1

8.4 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。选取在辐照度400W/m²以上(按照GB/T 31365-2015执行),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。

8.5 光伏组件检测

对每个样本组件仔细检测下列情况:

- 组件是否安装牢固,有无松动;
- 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;
- 破碎的光伏电池;
- 产生裂纹,且开裂面积大于组件表面面积的10%的光伏组件;
- 在组件的边框和电池之间形成连续通道的气泡或脱层;
- 绝缘部件破损;
- 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。

8.6 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) 选取有疑问光伏组件;
- 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) 检测环境:
 - 晴天少云;
 - 为有效推算出在STC条件下的检测数据,环境辐照度不应低于700W/m²。
- d) 按7.6.1中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 18210-2000晶硅光伏方阵I-V特性的现场检测中5.1章要求,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。

8.7 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±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1000V、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 6495.1-1996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。

8.8 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。

8.8.1 便携式红外热像仪

8.8.1.1 应包括以下检测步骤：

- a) 应使热像仪红外镜头面轴线与所要拍摄的目标垂直；
- b) 保证热像仪拍摄距离；
- c) 尽量使被测物至于中心框中；
- d) 调节焦距及拍摄角度
- e) 开始检测；
- f) 对有问题的组件进行标记，方便查找；
- g) 保存拍摄好的数据，对于拍摄质量差的进行重新拍摄。

8.8.1.2 应注意以下事项：

- a) 注意测量时，辐照度变化是否会影响检测结果；
- b) 应缓慢调焦，调至最清晰方可；
- c) 使热像仪定可能的应与组件保持角度垂直；
- d) 调节拍摄距离，应使热像仪能拍摄到整块组件；
- e) 手持仪器检测时，切勿晃动，保持仪器平稳；
- f) 按一定顺序检测，否则导致后期无法识别组件的匹配图像。

8.8.2 无人机搭载热像仪

8.8.2.1 应包括以下检测步骤

- a) 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；
- b) 飞行高度保证能够拍摄的组件的完整性；
- c) 实时观察传输至终端的照片；
- d) 对发现热斑的组件进行快速定位查找；
- e) 可以便携式红外热像仪进一步确认；

f) 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。

8.8.2.2 应注意以下事项：

- a) 拍摄时，热像仪红外镜头面轴线与所要拍摄的目标垂直；
- b) 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；
- c) 拍摄时，保持无人机飞行平稳，仪器平稳，切勿晃动；
- d) 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；
- e) 任务配景单一，以防止太阳反射带来的影响；
- f) 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。

8.9 光伏组件隐性缺陷检测

8.9.1 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。

8.9.2 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。

8.10 检测完成

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。

8.11 出具检测报告

具体检测流程参照本技术规范第10章执行。

9 检测抽样方法

依据GB/T 22828.1-2012 规定和光伏电站验收方面的标准确定。

10 检测报告

由检测机构出具的检测报告，必须包含检测的性能特征、任何失败的检测或重新检测的细节。该报告应包含部件的详细说明。每个检测报告至少应包括以下信息：

- 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。

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。
