

光伏发电系统验收测试技术规范

Technical Requirements for Commissioning of PV Systems

光伏发电系统验收测试技术规范

1 目的和范围

本认证技术规范主要规定了光伏发电系统在验收阶段需要完成的检查和测试的内容及方法。本认证技术规范适用于光伏发电系统升压变之前的系统的验收工作。光伏与建筑一体化(BIPV)发电系统和光伏与建筑结合(BAPV)发电系统,聚光光伏发电系统以及多电源形式的电源系统中的光伏系统部分的验收等可参考使用本技术规范。

本规范不适用于交流(光伏)组件构成的光伏系统。

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。

GB5007 建筑物防雷设计规范

GB6378 不合格品率的计量抽样检查程序及图表

GB/T6495.4 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

GB16895 (所有部分)建筑物电气装置

GB/T18210 晶体硅光伏(PV)方阵I-V特性的现场测量

GB/T18216 (所有部分)交流1000V和直流1500V以下低压配电系统电气安全-防护措施的试验、测量或监控设备

GB/T29319 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB/T19964 光伏电站接入电力系统技术规定

GB/T20513 光伏系统性能监测测量、数据交换和分析导则

GB50009 建筑结构荷载规范

GB50202 建筑地基基础工程施工质量验收规范

GB50205 钢结构工程施工质量验收规范

CNCA/CTS0001-2011A 光伏汇流设备技术规范

CNCA/CTS0004-2012 用户侧光伏电站在线监测系统认证技术规范

3 术语和定义

3.1 验证 Verification 确认电气设施符合相关标准的各种方法。

注:包括检查、测试和报告。

3.2 检查 Inspection 通过各种感知器官对电气设施进行检查,以确定其电气设备的选择是否合适、安装是否正确。

3.3 测试 Testing 对电气设施进行检测以证明其有效性。

注：包括通过适当的测量设备来获得数据，即数据不是通过检查的方法得到。

3.4 报告 Reporting 记录检查和测试的结果。

3.5 规格书 Datasheet 一个基本的产品描述和规格说明。

注：通常只有一两页，不是完整的产品说明书。

3.6 报告期 Reportingperiod 指完成某项测试项目，相应基础数据采集的时间段。

4 系统文件资料

本章列出了一系列对于并网光伏系统的最低文件要求。这些信息能够保证业主、检查人员或者运维工程师等能够获得电站的关键技术信息及基本的系统数据。

4.1 项目的基本信息资料

4.1.1 系统基本信息

- a) 项目名称、业主单位；
- b) 额定系统峰值功率(kWpDC 或 kVAAC)；
- c) 开工日期或分区域的开工日期；
- d) 试运行日期或分区域的试运行日期；
- e) 项目的安装地点、经纬度信息；
- f) 项目的设计、施工单位；
- g) 项目所用光伏组件的制造商、型号和数量；
- h) 项目所用逆变器的制造商、型号和数量；
- i) 项目所用交/直流汇流设备的制造商、型号和数量；
- j) 项目所用配电柜的制造商、型号和数量；
- k) 项目所用光伏支架、电缆等的制造商、型号和数量；
- l) 项目并网点数量、计量表位置等信息。

如果负责同一项工作的单位不止一个，则应提供所有单位的相关信息，同时说明这些公司在项目中的职责。

4.2 项目文件的检查

4.2.1 基础文件

- a) 立项审批文件；
- b) 占用荒地的，需提交项目的用地许可；与建筑结合的，需提交建筑安装许可及屋顶荷载审核文件；
- c) 并网发电项目电网企业同意接入电网的文件，如享受上网电价，还需提交与电网企业签订的售购电协议；
- d) 工程承包合同或具有法律依据的项目中标协议；

- e) 光伏组件和逆变器的制造商、型号和数量；
- f) 系统安装和运行日期；
- g) 项目所有设备的采购合同；
- h) 项目总体设计方案；
- i) 关键部件(太阳能电池组件、系统平衡部件)的技术手册和使用维护手册；
- j) 关键部件(太阳能电池组件、系统平衡部件)的测试报告和认证证书；
- k) 支架和土建材料符合设计说明的证明文件；
- l) 建设单位编制的工程竣工报告；
- m) 建设单位提供的此工程的系统维护手册。

4.2.2 调试测试报告

- a) 电网接入现场试验报告；
- b) 继电保护传动试验报告；
- c) 计量检查报告；
- d) 调度自动化系统及通信系统检查报告；
- e) 测试和调试的数据文件。

4.3 运行和维护信息

提供操作和维护的资料，至少应包括下列内容：

- a) 经过验证的正确的系统操作程序；
- b) 系统故障处理清单；
- c) 紧急关机/隔离程序；
- d) 维修和清洁的建议(如有)；
- e) 光伏方阵的维护文件；
- f) 光伏组件、汇流设备和逆变器等关键设备的保修文件，包括开始保修日期和保修期；
- g) 易损件表。

如是自动跟踪型系统或聚光光伏系统，至少应提供如下文件：

- a) 经过验证的正确的自动跟踪系统操作程序；
- b) 自动跟踪系统故障处理清单；
- c) 紧急关机/隔离程序；
- d) 维修和清洁的建议(如有)；
- e) 自动跟踪系统用电功率和日最大用电量；
- f) 自动跟踪系统的保修文件，包括开始保修日期和保修期。

5 电气设备检查

5.1 一般要求

在验收期间必须检查关键电气设备的子系统和部件，对于增设或更换的现有设备，需要检查其是否符合 GB/T16895 标准，并且不能损害现有设备的安全性能。

检查要求由专业人员通过专业设备来完成。对大型光伏项目，检查工作可采用验证之前调试报告记录的形式开展。

5.1.1 连接电缆及接线检查

连接电缆检查应包括如下项目：

- a) 连接电缆是否采用满足使用环境的线缆，如室外方阵场的线缆应具有耐候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化能力；
- b) 连接电缆的线径应满足方阵各自回路通过最大电流的要求，以减少线路的损耗；
- c) 电缆与接线端应采用连接端头连接，并且有抗氧化措施，连接紧固无松动；
- d) 检查电缆与接线端子连接的部位，应保证电缆接线端子不承受非期望的应力。

5.1.2 触电保护和接地检查

触电保护和接地检查，至少应该验证如下内容：

- a) 如果光伏逆变器无法满足可提供交流端和直流端之间简单隔离的功能，同时系统安装 RCD 漏电流保护器，则应选用 B 类漏电保护器；
- b) 为了尽量减少雷电感应电压的侵袭，应可能地减少接线环路面积；
- c) 光伏方阵框架应利用等电位连接导体进行接地。等电位体的安装应把电气装置外露的金属及可导电部分与接地体连接起来。所有附件及支架都应采用导电率至少相当于截面为 35mm² 铜导线导电率的接地材料和接地体相连，接地应有防腐及降阻处理；
- d) 光伏并网系统中的所有汇流箱、交直流配电柜、并网功率调节器柜、电流桥架等应保证可靠接地，接地应有防腐及降阻处理。

5.1.3 交（直）流配电设备保护功能

交（直）流配电设备至少应具有如下保护功能：

- a) 输出过载、短路保护；
- b) 过电压保护（含雷击保护）；
- c) 漏电保护功能。

5.2 直流系统检查

5.2.1 一般要求

通过目测等手段检查电气设备的外观、结构、标识和安全性是否满足 GB/T16895 要求。对于盐碱地具有腐蚀环境的地区，应加强对光伏电站内所有部件金属结构的腐蚀程度检查。

5.2.2 布线检查

直流系统的检查，至少包含如下项目：

- a) 直流系统布线的设计、说明与安装是否满足 GB/T16895.6 和 GB/T16895.32 要求；
- b) 所有直流元器件都应该为直流专用，并且在最大直流系统电压和最大直流故障电流下能够稳定工作（开路电压应根据当地的温度变化范围和组件类型进行修正；根据 GB/T16895.32 规定，故障电流为 STC 条件下短路电流的 1.25 倍）；
- c) 在直流侧是否采用 II 类保护或等同绝缘强度（设备的防触电保护不仅靠基本绝缘

还具备像双重绝缘或加强绝缘这样的附加安全措施。这种设备不采用保护接地的措施，也不依赖于安装条件)；

- d) 光伏组串电缆，光伏方阵电缆和光伏直流主电缆应尽可能降低接地故障和短路时产生的危险(GB/T16895.32)；
- e) 配线系统要能够抵抗外在因素的影响，比如风速、覆冰、温度和太阳辐射(GB/T16895.32)；
- f) 对于没有装设组串过电流保护装置的系统：组件的反向额定电流值(I_r)应大于可能产生的反向电流，组串电缆载流量应与并联组件的最大故障电流总和相匹配；
- g) 对于装设组串过电流保护装置的系统：应检查组串过电流保护装置的匹配性，并且根据 GB/T16895.32 关于光伏组件保护说明来检查制造说明书的正确性和详细性；
- h) 直流隔离开关的参数是否与逆变器直流侧参数(GB/T16895.32)相匹配；
- i) 如果装设有阻塞二极管，则其反向额定电压应至少是光伏组串开路电压（STC 条件下）的两倍(GB/T16895.32)；
- j) 如果直流导线中有一极接地，应确认在直流侧和交流侧之间至少有简单隔离，接地连接导体应经过处理以避免被腐蚀。

注 1：检查直流系统需要依据最大系统电压和电流。最大系统电压是建立在组串/方阵设计之上的，组件开路电压(V_{OC})与电压温度系数及光照辐射变化有关。最大故障电流是建立在组串/方阵设计之上的，组件短路电流(I_{SC})与电流温度系数及光照辐射变化有关(GB/T16895.32:2008)。

注 2：组件生产商一般不提供组件反向额定电流(I_r)值，该值视为组件额定过电流保护的 1.35 倍。

注 3：根据 IEC61730-1 标准要求由生产商提供组件额定过电流保护值。

5.2.3 光伏组件检查

光伏组件的检查应包括如下项目：

- a) 光伏组件应选用通过产品质量认证的产品；
- b) 光伏组件应经过常规检测、质量控制与产品验收程序；
- c) 组件：组件无破损，整体颜色均匀一致，无明显色差(除非得到业主许可)；
- d) 玻璃：玻璃表面应整洁、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；
- e) 电池片：表面颜色均匀，无可视裂纹，无明显色斑，虚印，漏浆，于印，水印，油印，脏污等；
- f) 焊带：焊带银白色，且颜色一致，无氧化、黄变；
- g) 背板：颜色均匀，不允许有长于 20mm 的明显划痕、碰伤、鼓包，电池片外露等缺陷；
- h) 接线盒：无缺损、无机械损伤、无裂痕斑点；
- i) 边框：表面整洁平整、无破损，颜色一致无色差，无明显脏污、硅胶残留等；
- j) 标识：条形码清晰正确，不遮挡电池，可进行条码扫描；
- K) 铭牌：标签清晰正确、耐久，包含制造商名称、代号或品牌标志，组件类型或型号，组件的生产序列号，组件适用的最大系统电压，按照 GB/T17405 规定的安全等级(若适用)，标准测试条件(STC)下的开路电压、短路电流、

IEC61730-2 中 MST26 验证的最大过流保护值，产品应用等级等；

- 1) 组件安排及互连方式应符合方阵电气结构设计。

5.2.4 汇流箱

汇流箱检查应包括如下项目：

- a) 应选用依据 CNCA/CTS0001-2011A 通过产品质量认证的产品；
- b) 汇流箱的安装方式和方法应符合汇流箱设计的使用方式；
- c) 室外使用的汇流箱防护等级不低于 IP54；
- d) 采用金属箱体的汇流箱应通过独立的接地导线可靠接地；
- e) 汇流箱接线端子设计应能保证电缆线可靠连接，若有防松动零件，应正确安装。对既导电又作紧固用的紧固件，应采用铜质零件；
- f) 各光伏支路进线端及出线端对地端绝缘电阻应不小于 1M （测试电压的选择参考表 3）。

对于具有监测功能的汇流箱，还应该检查如下项目：

- a) 有本地通讯接口，可实现远程通讯；
- b) 可监控每条支路的工作电流；
- c) 可监控内部电涌保护器的工作状态(若有)。

5.2.5 直流配电柜检查

如接入单个逆变器的光伏方阵容量较大，应在光伏系统设计中加入直流配电柜，以方便日常检修及运营维护。直流配电柜检查项目应包括如下：

- a) 直流配电柜防护等级设计应能满足使用环境的要求；
- b) 直流配电柜应进行可靠接地，并具有明显的接地标识，设置相应的浪涌吸收保护装置；
- c) 直流配电柜的接线端子设计应能保证电缆线可靠连接，应有防松动零件，对既导电又作紧固用的紧固件，应采用铜质材料。

5.3 交流系统检查

光伏系统交流部分的检验，至少应该包括以下项目：

- a) 逆变器的交流侧提供的隔离措施；
- b) 所有的绝缘和开关装置功能正常；
- c) 逆变器的工作参数已按照当地的要求进行恰当的设定。

5.3.1 并网逆变器检查

逆变器是电站的主要设备，逆变器质量的好坏直接影响电站的运行，逆变器的检查至少应该包含如下项目：

- a) 应选用通过产品质量认证的产品；
- b) 检查逆变器机柜内应有适当的保护措施防止操作人员直接接触

带电部分；

- c) 逆变器已经可靠接地。

5.3.2 交流配电柜检查

交流配电柜是指在光伏系统中实现交流/交流接口、部分主控和监视功能的设备。交流配电设备容量的选取应与输入的电源设备和输出的供电负荷容量匹配。交流配电设备主要特征参数包括：标称电压、标称电流。

5.4 自动跟踪系统检查

自动跟踪系统的检查，至少包含如下项目：

- a) 自动跟踪系统的导线应具备防护措施；
- b) 自动跟踪系统在电源停电或控制失效时，方阵可手动调整为正向朝南位置；
- c) 自动跟踪系统在风速超过最大允许风速时，方阵可自动调整为水平方向。

5.5 监控系统检查

光伏系统应该按照 GB/T20513 的要求配置监控设备，至少应该安装组件平面辐照量监测设备（推荐同时安装水平面系统的辐照监控系统，用于与周围气象数据的对比）、风速风向监测设备、环境温湿度监测设备、组件背板温度监测设备。所有监测设备均应该通过相关校准实验室的校准。

太阳辐射监控装置应安置于光伏方阵内部或周围，以保证辐照监测装置所处环境与光伏组件相同。并网光伏发电系统监测系统应选用依据 CNCA/CTS0004-2012《用户侧并网光伏电站数据监测系统技术规范》通过认证的产品。

5.6 标签与标识检查

光伏系统标签与标识的检查，至少包含如下项目：

- a) 所有的电路、开关和终端设备都必须有唯一标签，其编号应与对应设计文件一致；
- b) 所有的直流接线盒/箱/柜等配电设备必须粘贴警告标签，标签上应说明即使光伏逆变器和公共电网脱离仍有可能带电；
- c) 交流主隔离开关要有明显的标识；
- d) 双路电源供电的系统，应在两电源点的交汇处粘贴警告标签；
- e) 设备柜门内侧应粘贴系统单线图；
- f) 逆变器室合适的位置应粘贴逆变器保护的设定细节的标签；
- g) 应在醒目位置或紧急关机按钮位置粘贴紧急关机程序。所有的标志和标签都应能持久粘贴。

6 关键部件测试

6.1 一般要求

电气设备的测试必须符合 GB/T16895.23 的要求。

测量仪器和监测设备及测试方法应参照 GB/T18216 的相关部分要求。如果使用另外的设备代替，设备必须达到同一性能和安全等级。

在测试过程中如发生不合格，需要对之前所有项目逐项重新测试。在适当的情况下应按照下面顺序进行逐项测试：

- a) 保护装置和等势体的连接匹配性测试；
- b) 极性测试；
- c) 组串开路电压测试；
- d) 组串短路电流测试；
- e) 功能测试；
- f) 绝缘电路的直流电阻的测试。

除非特殊需要，按一定方式串联、并联使用的光伏组件 I-V 特性曲线应具有良好的

一致性，
以减小方阵组合损失。

6.2 保护装置和等电位体的测试

测试保护装置或联接体的连接可靠性，不应该出现连接松动或者不完全接触情况。比如边框之间的连接，接地体的连接等。

6.3 逆变器测试

6.3.1 转换效率测试

现场测试逆变器转换效率建议采用能量转换效率的方式，测试在不同负载点下逆变器输入和输出 3 分钟内的累积电量，用输出能量与输入能量的比值作为该负载点的能量转换效率，每个负载点测试时负载率的波动范围应控制在额定功率的 $\pm 1\%$ 范围内。现场测试应该分别在 5%，10%，20%，30%，50%、75%，100% 负载点进行。

测试时宜选择晴朗的天气，以避免功率积分时间段内光伏系统的功率波动过大。除记录逆变器工作负载率、输入和输出累积电量，还应记录逆变器输入电压、测试期间的太阳辐照度等参数。

6.3.2 输出电能质量测试

首先将光伏电站与电网断开，测试电网的电能质量，测试内容应该覆盖表 1 所列内容。将逆变器并网，待运行稳定后测试并网点的电能质量，测试内容应该覆盖表 2 所列内容。对于中低压配电网并网的光伏系统，电能质量指标应满足 GB/T29319 的要求；中高压输电网并网的光伏系统，电能质量应满足 GB/T19964 的要求。

表 1 光伏系统并网前电网电能质量测试

| 光伏系统并网前并网点和公共连接点电网的电能质量 | |
|--------------------------|--|
| A、B、C 相电压偏差(或单相电压) | |
| A、B、C 相频率偏差(或单相频率) | |
| A、B、C 相电压谐波含量与畸变率(或单相谐波) | |
| 三相电压不平衡度 | |

| | | |
|------------------|---|---|
| 是否存在电压波动与闪变事件 | 是 | 否 |
| A 相功率因数(或单相功率因数) | | |
| B 相功率因数 | | |
| C 相功率因数 | | |

表 2 光伏系统并网后电网电能质量测试

| 光伏系统并网后并网点和公共连接点电网的电能质量 | | |
|--------------------------|---|---|
| A、B、C 相电压偏差(或单相电压) | | |
| A、B、C 相频率偏差(或单相频率) | | |
| A、B、C 相电压谐波含量与畸变率(或单相谐波) | | |
| A、B、C 相电流谐波含量与畸变率(或单相谐波) | | |
| 三相电压不平衡度 | | |
| 直流电流分量 | | |
| 是否存在电压波动与闪变事件 | 是 | 否 |
| A 相功率因数(或单相功率因数) | | |
| B 相功率因数 | | |
| C 相功率因数 | | |

7 光伏方阵质量验收

光伏组件是光伏电站的最重要发电部件，在光伏电站验收时应重点检查光伏组件在建设过程中的安装质量及质量控制。

7.1 方阵倾角测试

应测试光伏方阵的倾角，方阵倾角及偏差应该满足设计文件的要求。

7.2 极性测试

应检查所有直流电缆的极性并检查与标明极性的一致性，确保电缆连接正确。应测量每个光伏组串的开路电压。在对开路电压测量之前，应关闭所有的开关和过电流保护装置(如安装)。

测量值应与预期值进行比较，将比较的结果作为检查安装是否正确的依据。对于多个相同的组串系统，应在稳定的光照条件下对组串之间的电压进行比较。在稳定的光照条件下这些组串电压值偏差不超过 2.5%。对于非稳定光照条件，可以采用以下方法：

- a) 延长测试时间；
- b) 采用多个仪表，一个仪表测量一个光伏组串；
- c) 使用一个多探头仪表，同时或者短时间内能够测试所有组串；
- d) 使用辐照表来标定读数。

注：测试电压值低于预期值可能表明一个或多个组件的极性连接错误，或者绝缘等级低，或者导管和接线盒有损坏或有积水；高于预期值并有较大出入通常是由于接线错误引起。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/296015032005011003>