

并网光伏发电系统工程验收基本要求 (CNCA/CTS 0004-2010)

1 范围

本认证技术规范规定了并网光伏发电系统工程验收的术语、并网光伏发电系统的构成、检查和测试的内容、工程系统文件和合同符合性的检查、电气设备检查、土建和支架结构检查、电气设备及系统的测试和检查报告。

本认证技术规范适用于与低压配电网和中高压输电网并网的地面光伏发电系统,包括:固定支架和自动跟踪支架的地面光伏发电系统,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,以及聚光光伏发电系统。

本规范不适用于交流(光伏)组件系统,或者使用储能设备(例如蓄电池)的系统或者混合系统。

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。

GB 50009-2001 建筑结构荷载规范

GB 50205-2001 钢结构工程施工质量验收规范

GB 50204-2002 混凝土结构工程施工质量验收规范

GB 50202-2002 建筑地基基础工程施工质量验收规范

GB 16895 (所有部分) 建筑物电气装置

GB/T 20047.1-2006 光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求

GB/T 20513-2006 光伏系统性能监测 测量、数据交换和分析导则

GB/T 18216 (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/T 19939 光伏系统并网技术要求

GB/T 20046 光伏(PV)系统电网接口特性

IEC 61215:2005 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型

IEC 61646:2008 地面用薄膜光伏组件设计鉴定和定型

IEC 62108:2007 聚光光伏(CPV)组件和装配件设计鉴定和定型

IEC 62446:2009 并网光伏发电系统文件、试运行测试和检查的基本要求

IEC/TR 60755:2008 保护装置剩余电流动作的一般要求

CNCA/CTS0004-2009 400V以下低压并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法

3 术语

3.1 系统电气效率 Electrical system efficiency

系统输出功率与光伏组件在一定条件下产生的电功率之比。

系统效率可由下式计算:

$$\eta_P = P_{OP} / P_{SP}$$

式中:

η_P —— 系统电气效率;

P_{OP} —— 系统输出功率(kW);

P_{SP} —— 光伏组件产生的总功率(kW)。

注: 系统电气效率是可以在短时间内检查光伏系统设计合理性的一种简单检测方式。

3.2 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。

3.3 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。

3.4 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。

3.5 报告 Reporting

记录检查和测试的结果。

3.6 规格书 Data sheet

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。

4 并网光伏发电系统的构成

低压配电侧并网的光伏系统从功能上主要包括下列子系统:

- 光伏子系统: 包括光伏方阵、支架、基础和汇流箱等。
- 功率调节器: 包括并网逆变器和配电设备等。
- 电网接入单元: 包括继电保护、电能计量等设备。
- 主控和监视: 包括数据采集、现场显示系统和远程传输和监控系统等。
- 配套设备: 包括电缆、线槽、防雷接地装置等。

中压及高压输电网并网的光伏电站从功能上主要包括下列子系统:

- 光伏子系统: 包括光伏方阵、支架(跟踪和固定)、基础和汇流箱等。

- 功率调节器: 包括并网逆变器、配电设备等。
- 电网接入系统: 包括升压变、继电保护、电能计量设备等。
- 主控和监视: 包括数据采集、现场显示系统和远程传输和监控系统等。
- 通信系统: 通道、交换设备及不间断电源。(主控和监视与通信系统是分不开的)
- 土建工程设施: 机房、围栏、道路等。
- 配套设备: 包括电缆、线槽、防雷接地装置等。

5检查和测试的内容

表1、并网光伏系统检查内容

编 号	竣工检查项目	检查标准和依据
(1)	项目基本信息和文件	项目的基本信息提供, 检查项目必须的文件资料及合同要求的技术文件
(2)	电站设备的合同符合性	对光伏系统设备种类、技术规格、数量以及主要性能进行合同符合性检查
(3)	光伏系统的检查	检查光伏系统各个分系统的功能和质量
(4)	光伏系统的测试	对光伏系统中各分系统进行必要的测试
(5)	验证报告	验证报告的一般性要求, 初始和周期验证要求

6工程系统文件和合同符合性的检查

6.1项目的基本信息

作为一般要求, 应提供以下基本的系统信息。

- a) 项目名称;
- b) 额定系统峰值功率 (kWp DC或kVA AC);
- c) 光伏组件的制造商、型号和数量;
- d) 逆变器的制造商、型号和数量;
- e) 安装日期;
- f) 试运行日期;
- g) 客户名称;
- h) 安装地点;
- i) 项目的设计单位;
- j) 项目的施工单位。

6.2项目基础文件的检查

基础文件包括:

- 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;
- c) 并网发电项目需提交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(太阳能电池组件和并网逆变器)的技术手册和使用维护手册;
- j) 关键部件(太阳能电池组件和并网逆变器)的测试报告和认证证书;
- k) 建设单位编制的工程竣工报告;
- l) 建设单位提供的此工程的系统维护手册。

6.2.1 系统设计和集成信息

系统应有专业的设计单位和集成单位进行系统的设计和集成,提供的信息如下:

- a) 系统设计和集成单位的名称;
- b) 系统设计和集成单位的联络人;
- c) 系统设计和集成单位的邮政地址、电话号码和电子邮件地址。

6.2.2 工程图纸

6.2.2.1 一般要求

应提供一份单线接线图。该接线图应标注以下条款所包含的信息。

注:一般情况下,这些信息要标注在单线接线图上。对于特殊情况,尤其是大型系统的接线图位置不够的情况下,这些信息可以另外列在一个表格中。

6.2.2.2 光伏方阵一般说明

工程图应包括以下方阵设计资料:

- a) 组件类型;
- b) 组件总数;

- c) 组串数量;
- d) 每个组串的组件数量。

6.2.2.3 光伏组串信息

工程图应包括下列光伏组串信息:

- 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(如果有)、类型和电压/电流等级;
- c) 阻断二极管类型(如果有)。

6.2.2.4 光伏方阵电气说明

工程图应包括下列方阵电气信息:

- a) 方阵主电缆规格, 尺寸和类型;
- b) 方阵接线箱的位置(如适用);
- c) 直流隔离开关类型、位置和等级(电压/电流);
- d) 方阵过电流保护装置(如适用)的类型、位置和等级(电压/电流)。

6.2.2.5 接地和过电压保护

工程图应包括以下接地和过电压保护信息:

- a) 接地连接的详细信息的尺寸和连接点, 包括详细方阵框架等电位连接线的安装;
- b) 所有连接到现有的信息系统的防雷保护(LPS);
- c) 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。

6.2.2.6 交流系统

接线图应包括下列交流系统信息:

- a) 交流隔离开关位置、类型和等级;
- b) 交流过电流保护装置的位置、类型和等级;
- c) 漏电保护器的位置、类型和等级(如装有)。

6.2.3 机械设计

应提供支架系统的数据表和设计图纸。

6.2.4 主设备技术规格书

作为基本要求, 规格书应提供以下关于系统组成部分的信息:

- a) 系统所使用所有类型的组件的规格书——根据IEC61730-1的要求;

b) 系统所使用的所有类型的逆变器的规格书

注: 系统其他重要组成部分的规格书也应考虑提供。

6.2.5 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) 光伏组件和逆变器的保修文件, 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。

6.2.6 测试结果

应提供所有测试和调试的数据文件。

6.3 电站设备合同符合性的检查

依据合同或投标书, 逐项检查所有电站设备的规格和数量, 并做详细记录, 记录表格见附件3。

重点检查下列主要设备:

- a) 光伏组件、组串和光伏方阵的型号、规格和数量;
- b) 光伏组串汇流箱的型号、规格和数量;
- c) 直流配电系统的型号、规格和数量;
- d) 逆变器的型号、规格和数量;
- e) 交流配电系统的型号、规格和数量;

- f) 升压变压器和电网接入系统的型号和规格;
- g) 支架系统的类型(跟踪/固定)、型号和材质;
- h) 电站监控系统的型号和功能。

7 电气设备检查

7.1 一般要求

在安装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/T 16895标准,并且不能损害现有设备的安全性能。

首次和定期检查要求由专业人员通过专业设备来完成。

7.2 部件质量检查

7.2.1 一般要求

通过目测和感知器官检查电气设备的外观、结构、标识和安全性是否满足GB/T 16895要求。

7.2.2 直流系统检查

直流系统的检查,至少包含如下项目:

- a) 直流系统的设计、说明与安装是否满足GB/T 16895.6要求,特别是满足GB/T 16895.32:2008要求;
- b) 在额定情况下所有直流元器件能够持续运行,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(开路电压的修正值是根据当地的温度变化范围和组件本身性能确定;根据GB/T 16895.32:2008规定,故障电流为短路电流的1.25倍);
- c) 在直流侧保护措施采用II类或等同绝缘强度(GB/T 16895.32:2008类安全);
- d) 光伏组串电缆,光伏方阵电缆和光伏直流主电缆的选择与安装应尽可能降低接地和短路时产生的危险(GB/T 16895.32:2008);
- e) 配线系统的选择和安装要求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/T 16895.32:2008);
- f) 对于没有装设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,同样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) 若装设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/T 16895.32:2008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直流侧的逆变器(GB/T 16895.32:2008)相匹配;
- i) 阻塞二极管的反向额定电压至少是光伏组串开路电压的两倍(GB/T 16895.32:2008);
- j) 如果直流导线中有接地,应确认在直流侧和交流侧设置的分离装置,避免电气设备腐蚀。

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/T 16895.32:2008)。

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IEC 61730-1标准要求由生产商提供组件额定过电流保护值。

7.2.2.1 太阳光伏组件检查

太阳光伏组件的检查应包括如下项目:

- a) 光伏组件必须选用按IEC 61215, IEC 61646或IEC61730的要求通过产品质量认证的产品;
- b) 材料和元件应选用符合相应的图纸和工艺要求的产品, 并经过常规检测、质量控制与产品验收程序;
- c) 组件产品应是完整的, 每个太阳能电池组件上的标志应符合IEC 61215或IEC 61646中第4章的要求, 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;
- d) 组件互连应符合方阵电气结构设计;
- e) 对于聚光型光伏发电系统, 聚光光伏型组件必须要选用按IEC62108的要求通过产品质量认证的产品; 材料和元件应选用符合相应的图纸和工艺要求的产品, 并经过常规检测、质量控制与产品验收程序。组件产品应是完整的, 每个聚光光伏组件上的标志应标注额定输出功率(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。

7.2.2.2 汇流箱

汇流箱检查应包括如下项目:

- a) 产品质量应安全可靠, 通过相关产品质量认证;
- b) 室外使用的汇流箱应采用密封结构, 设计应能满足室外使用要求;
- c) 采用金属箱体的汇流箱应可靠接地;
- d) 采用绝缘高分子材料加工的, 所选用材料应有良好的耐候性, 并附有所用材料的说明书、材质证明书等相关技术资料;
- e) 汇流箱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, 应采用铜质零件;
- f) 各光伏支路进线端及子方阵出线端, 以及接线端子与汇流箱接地端绝缘电阻应不小于1M Ω 。

7.2.2.3 直流配电柜检查

在较大的光伏方阵系统中应设计直流配电柜, 将多个汇流箱汇总后输出给并网逆变器柜, 检查项目应包括如下:

- a) 直流配电柜结构的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。

7.2.2.4 连接电缆检查

连接电缆检查应包括如下项目:

- a) 连接电缆应采用耐候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的电缆;
- 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,并且有抗氧化措施,连接紧固无松动。

7.2.3 触电保护和接地检查

触电保护和接地检查,至少应该包括如下内容:

- a) B类漏电保护:漏电保护器应确认能正常动作后才允许投入使用;
- 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) 光伏方阵框架应对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、电流桥架应保证可靠接地,接地应有防腐及降阻处理。

7.2.4 交流系统检查

光伏系统交流部分的检验,至少包含下列项目:

- a) 在逆变器的交流侧应有绝缘保护;
- b) 所有的绝缘和开关装置功能正常;
- c) 逆变器保护。

7.2.4.1 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,应选用通过认证的产品。

7.2.4.2 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。

7.2.4.3 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。

7.2.5 系统运行检查

7.2.5.1 测量显示

逆变设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度应不低于1.5级。

测量显示参数至少包括直流输入电压、输入电流、交流输出电压、输出电流、功率因数；状态指示显示逆变设备状态（运行、故障、停机等）。

显示功能：显示内容为直流电流、直流电压、直流功率、交流电压、交流电流、交流频率、功率因数、交流发电量、系统发电功率、系统发电量、气温、日射量等。

状态显示主要包括运行状态、异常状态、解列状态、并网运行、应急运行、告警内容代码等。

7.2.5.2 数据存储与传输

并网光伏发电系统须配置现地数据采集系统，能够采集系统的各类运行数据，并按规定的协议通过GPRS/CDMA无线通道、电话线路或Internet公众网上传。

7.2.5.3 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。

7.3 标签与标识

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粘贴相应的标签；
- b) 所有的直连接线盒（光伏发电和光伏方阵接线盒）必须粘贴警告标签，标签上应说明光伏方阵接线盒内含有源部件，并且当光伏逆变器和公共电网脱离后仍有可能带电；
- 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) 应在设备柜门内侧粘贴系统单线图；
- f) 应在逆变器室合适的位置粘贴逆变器保护的设定细节的标签；
- g) 应在合适位置粘贴紧急关机程序；
- h) 所有的标志和标签都必须以适当的形式持久粘贴在设备上。

8 土建和支架结构检查

8.1 一般要求

光伏子系统可设计成满足系统年电量输出平均值或峰值要求，其大小既可根据所需满足的特定负载确定，也可根据某一普通负载范围及包括系统性能价格比等在内的系统优化结果确定。

至少应该满足以下要求：

- a) 土建和支架结构应该满足设计强度的要求;
- b) 土建和支架结构应该满足当地环境的要求;
- c) 土建和支架结构应该满足相关标准的要求。

8.2 方阵支架

方阵支架可以是固定的或间断/连续可调的,系统设计时应为方阵选择合适的方位,光组件一般应面向正南;在为避免遮挡等特定地理环境情况下,可考虑在正南 $\pm 20^\circ$ 内调整设计。

光伏阵列安装位置的选择应避免其它建筑物或树木阴影的遮挡,各阵列间应有足够间距,以保证光伏阵列不相互遮挡。

固定式方阵安装倾角的最佳选择取决于诸多因素,如:地理位置、全年太阳辐射分布、直接辐射与散射辐射比例、负载供电要求和特定的场地条件等。

方阵支撑结构设计应综合考虑地理环境、风荷载、方阵场状况、光伏组件规格等,保证光伏方阵的牢固、安全和可靠。

光伏子系统安装可采用多种形式,如地面、屋顶、建筑一体化等。屋顶、建筑一体化的安装形式应考虑支承面载能力,工程设计应符合相关建筑标准要求。

地面安装的光伏方阵支架宜采用钢结构,支架设计应保证光伏组件与支架连接牢固、可靠,底座与基础连接牢固,组件距地面宜不低于0.6m,考虑站点环境、气象条件,可适当调整。

方阵支架钢结构件应经防锈涂镀处理,满足长期室外使用要求。光伏组件和方阵使用的紧固件应采用不锈钢件或经表面涂镀处理的金属件或具有足够强度的其它防腐材料。

钢结构的支架应遵循《钢结构工程施工质量验收规范》(GB 50205-2001)

8.3 基础

对于安装在地面方阵基础应符合GB 50202-2002的要求。

对于安装在建筑物屋顶的基础除应符合GB 50202-2002的要求外,还应该符合GB50009-2001的相关要求。

8.4 光伏方阵场要求

方阵场的选择应避免阴影影响,各方阵间应有足够间距,应保证冬至时的上午9时至下午3时之间光伏组件接受太阳直射光无阴影遮挡。

对于安装在地面的光伏系统,方阵场应夯实表面层,松软土质的应增加夯实,对于年降水量在900mm以上地区,应有排水设施,以及考虑在夯实表面铺设砂石层等,以减小泥水溅射。

对于安装在地面或屋顶的光伏系统,应考虑周围环境变化对光伏方阵的影响。

光伏方阵场应配备相应的消防设施。

9 电气设备及系统的测试

9.1 一般要求

电气设备的测试必须符合GB 16895.23-2005-T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) 交流电路的测试必须符合GB 16895.23-2005-T要求;
- b) 保护装置和等势体的连接匹配性测试;
- c) 极性测试;
- d) 组串开路电压测试;
- e) 组串短路电流测试;
- f) 功能测试;
- g) 绝缘电路的直流电阻的测试。

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;优化设计的光伏子系统组合损失应不大于8%。(依据的标准)

9.2保护装置和等电位体的测试

保护或联接体应可靠连接。

9.3极性测试

应检查所有直流电缆的极性并标明极性,确保电缆连接正确。

注:为了安全起见和预防设备损坏,进行极性测试应在进行其他测试和开关关闭或组串过流保护装置接入前进行。

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应该是相等的(在稳定光照情况下,应在5%范围内)。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。

9.4光伏组串电流的测试

9.4.1一般要求

光伏组串电流测试的目的是检验光伏方阵的接线是否正确, 该测试不用于衡量光伏组串/方阵的性能。

9.4.2 光伏组串短路电流的测试

用适合的测试设备测量每一光伏组串的短路电流。组串短路电流的测试是有相应的测试程序和潜在危险, 应以下面要求的测试步骤进行。

测量值必须与预期值作比较。对于多个相同的组串系统并且在稳定的光照条件下, 单个组串之间的电流应该进行比较。在稳定的光照条件下这些组串短路电流值应该是相同的 (在稳定光照情况下, 应在5%范围内)。

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) 可采用多个仪表, 一个仪表测量一个光伏组串;
- c) 使用辐照表标定当前读数。

9.4.2.1 短路电流测试步骤

- a) 确保所有光伏组串是相互独立的并且所有的开关装置和隔离器处于断开状态;
- b) 短路电流可以用钳型电流表 and 同轴安培表进行测量。

9.4.3 光伏组串运转测试

测量值必须同预期值作比较。对于多种相同组串的系统, 在稳定光照辐射情况下, 各组串应该分别进行比较。这些组串电流值应该是相同的 (在稳定光照情况下, 应在5%范围内)。

对于非稳定光照条件下, 可以采用以下方法:

- a) 延长测试时间;
- b) 测试采用多个仪表, 一个仪表测量一个光伏组串;
- c) 使用辐照表来标定当前的读数。

9.5 功能测试

功能测试按照如下步骤执行:

- a) 开关设备和控制设备都应进行测试以确保系统正常运行;
- b) 应对逆变器进行测试, 以确保系统正常的运行。测试过程应该由逆变器供应商来提供;
- c) 电网故障测试过程如下: 交流主电路隔离开关断开—光伏系统应立即停止运行。在此之后, 交流隔离开关应该重合闸使光伏系统恢复正常的工作状态。

注: 电网故障测试能在光照稳定的情况下进行修正, 在这种情况下, 在闭合交流隔离开关之前, 负载尽可能的匹配以接近光伏系统所提供的实际功率。

9.6 光伏方阵绝缘阻值测试

9.6.1 一般要求

光伏方阵应按照如下要求进行测试:

- a) 测试时限制非授权人员进入工作区;
- b) 不得用手直接触摸电气设备以防止触电;
- c) 绝缘测试装置应具有自动放电的能力;
- d) 在测试期间应当穿好适当的个人防护服/设备。

注: 对于某些系统安装, 例如大型系统绝缘安装出现事故或怀疑设备具有制造缺陷或对干燥时的测试结果存有疑问, 可以适当采取测试湿方阵, 测试程序参考ASTM Std E 2047。

9.6.2测试方法

9.6.2.1可以采用下列两种测试方法:

- a) 测试方法1—先测试方阵负极对地的绝缘电阻, 然后测试方阵正极对地的绝缘电阻。
- b) 测试方法2—测试光伏方阵正极与负极短路时对地的绝缘电阻。

9.6.2.2对于方阵边框没有接地的系统(如有II类绝缘), 可以选择做如下两种测试:

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

9.6.2.3对于没有接地的导电部分(如: 屋顶光伏瓦片)应在方阵电缆与接地体之间进行绝缘测试。

注1: 凡采用9.6.2.1b) 测试方法2, 应尽量减少电弧放电, 在安全方式下使方阵的正极和负极短路。

注2: 指定的测试步骤要保证峰值电压不能超过组件或电缆额定值。

9.6.3测试过程

在开始测试之前: 禁止未经授权的人员进入测试区, 从逆变器到光伏方阵的电气连接必须断开。

9.6.2.1 b) 测试方法2中, 若采用短路开关盒时, 在短路开关闭合之前, 方阵电缆应安全地连接到短路开关装置。

采用适当的方法进行绝缘电阻测试, 测量连接到地与方阵电缆之间的绝缘电阻, 具体见表1。

在做任何测试之前要保证测试安全。

保证系统电源已经切断之后, 才能进行电缆测试或接触任何带电导体。

表1 绝缘电阻最小值

测试方法	系统电压 (V)	测试电压 (V)	最小绝缘电阻 (MΩ)
测试方法1	120	250	0.5
	<600	500	1
	<1000	1000	1
测试方法2	120	250	0.5
	<600	500	1
	<1000	1000	1

9.7 光伏方阵标称功率测试

现场功率的测定可以采用由第三方检测单位校准过的“太阳能电池方阵测试仪”抽测太阳能电池支路的I-V特性曲线，抽检比例一般不得低于30%。由I-V特性曲线可以得出该支路的最大输出功率，为了将测试得到的最大输出功率转换到峰值功率，需要做如下第a)、b)、c)、e)项的校正。

如果没有“太阳能电池方阵测试仪”，也可以通过现场测试电站直流侧的工作电压和工作电流得出电站的实际直流输出功率。为了将测试得到的电站实际输出功率转换到峰值功率，需要做如下所有项目的校正。

测试后应当进行如下6项的校正，以确保公正：

a) 光强校正：

在非标准条件下测试应当进行光强校正，光强按照线性法进行校正。

b) 温度校正：

结温一般估计为60℃，按照高于25℃时每升高1℃，功率下降千分之二计算（晶体硅按照千分之五计算），合计下降7%。

c) 组合损失校正：

太阳能电池组件串并联后会有组合损失，应当进行组合损失校正，太阳能电池的组合损失应当控制在5%以内。

d) 最大功率点校正：

工作条件下太阳能电池很难保证工作在最大功率点，需要与功率曲线对比进行校正；对于带有太阳能电池最大功率点跟踪（MPPT）装置的系统可以不做此项校正；

e) 太阳能电池朝向校正：

不同的太阳能电池朝向具有不同的功率输出和功率损失，如果有不同朝向的太阳能电池接入同一台逆变器的情况下，需要进行此项校准。

9.8 电能质量的测试

1) 首先将光伏电站与电网断开，测试电网的电能质量：

并网点和公共连接点电网的电能质量	
A 相电压偏差 (或单相电压)	
B 相电压偏差	
C 相电压偏差	
A 相频率偏差 (或单相频率)	
B 相频率偏差	
C 相频率偏差	
A 相电压/电流谐波含量与畸变率 (或单相谐波)	
B 相电压/电流谐波含量与畸变率	
C 相电压/电流谐波含量与畸变率	
三相电压不平衡度	
直流分量	
是否存在电压波动与闪变事件	是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>
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	

2) 将逆变器并网, 待稳定后测试并网点的电能质量:

并网点和公共连接点电网的电能质量	
A 相电压偏差 (或单相电压)	
B 相电压偏差	
C 相电压偏差	
A 相频率偏差 (或单相频率)	
B 相频率偏差	
C 相频率偏差	
A 相电压/电流谐波含量与畸变率 (或单相谐波)	
B 相电压/电流谐波含量与畸变率	
C 相电压/电流谐波含量与畸变率	
三相电压不平衡度	
直流分量	
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	

注: 测试时应注意区别电能质量参数的偏差是属于电网原有偏差还是光伏系统并网之后产生的偏差。电能质量指标的判定依据按照GB/T19939的要求执行。

9.9 系统电气效率测试

9.9.1 一般要求

光伏系统电气效率应按照如下要求进行测试:

- a) 测试时限制非授权人员进入工作区;
- b) 不得用手直接触摸电气设备以防止触电;
- c) 系统电气效率测试应在日照强度大于500W/m²的条件下进行;
- d) 在测试期间应当穿好适当的个人防护服/设备。

注: 当光伏组件安装为一定的倾角时, 日照强度测试装置应与组件保持统一的倾斜角度。

9.9.2 测试方法

光伏系统电气效率应按照如下步骤进行测试:

- a) 首先用标准的日射计测量当前的日照强度;
- b) 在测量日照强度的同时, 测量并网逆变器交流并网点侧的交流功率;
- c) 根据光伏方阵功率、日照强度及温度功率系数, 根据计算公式, 可以计算当时的光伏方阵的产生功率;
- d) 根据3.1可计算出系统的电气效率。

9.10 聚光光伏组件测试

对于聚光光伏系统, 现场应进行聚光光伏组件偏轴光斑损伤测试, 测试方法见IEC62108条款10.14。

9.11 自动跟踪系统功能测试

对于自动跟踪型光伏发电系统以及聚光光伏发电系统, 现场应进行动作功能测试和跟踪精度测试。

9.11.1 动作功能测试

测试内容包括:

a) 高度角方向手动模式动作测试

将追日系统切换至手动工作模式。在手动模式下通过相应的机构调整高度角。测试过程中重点确认相关机构的振动和有效传动, 并确认高度角运行范围是否满足追日系统规格书中所定义的范围。

b) 方位角方向手动模式动作测试

将追日系统切换至手动工作模式。在手动模式下通过相应的机构调整方位角。测试过程中重点确认相关机构的振动和有效传动, 并确认方位角运行范围是否满足追日系统规格书中所定义的范围。

c) 独立机械限位手动模式动作测试

一般情况下要求追日系统配置独立的机械限位单元。在手动模式下, 分别测试高度角和方位角方向上的独立机械限位单元的工作状态。机械限位单元功能正常与否的判断依据是相应的过载保护装置是否正常启动。

d) 自动模式动作测试

将系统地点和日期分别设定为当地和设备商需要设定当时对应时间。将追日系统切换至自动工作模式。使追日系统运行一整天, 测试运行状况。

e) 通断电测试

将系统切换至自动工作模式。

在追日系统跟踪时间段内, 切断主电源20分钟后再开启主电源, 测试追日系统是否能运转至正确位置。

在追日系统跟踪时间段内, 手动方式改变跟踪器方位角和高度角位置, 然后切断主电源20分钟后再开启主电源, 测试追日系统是否能运转至正确位置。

9.11.2跟踪精度测试

采用光电二极管或CCD等检测系统直接测量追日系统组件平面相对于阳光光线的位置偏差。

当采用户外自然光来进行测试时, 直接正常日照强度不应低于500W/m², 测试将在追日系统的准确跟踪全范围内进行。连续两周的最大追日偏差不得超过 $\pm 3^\circ$ 。

以上追日精度测试时, 考虑组合载荷为相当于20m/s风速情况下的静止载荷。该静止载荷以外加负载形式均匀的安装固定在追日系统上。

10检查报告

10.1一般要求

检测过程完成后, 应提供检验报告。包括如下内容:

- a) 系统信息(名称, 地址等);
- b) 电路检查和测试清单;
- c) 检查报告;
- d) 电路的测试结果;
- e) 检查人员姓名及日期。

检测报告以附录A为标准。

10.2首次检查

首次检查报告应该包含设计单位、施工单位和检查单位的相关信息及系统中各单元部件的检查和现场检测的报告。

首次检查报告应明确复检时间。复检应该考虑到设施和设备的类型、使用和操作频率及维修质量和其他外在因素对他们的影响。

10.3定期检查

根据本技术规范第5章要求对现有设备进行定期检验, 并参考之前定期检验发生的问题和建议。

定期检验报告应该包括任何故障和要求修理或改进的建议(如: 系统的升级以符合当前标准)。

原文地址: <http://www.china-nengyuan.com/tech/75491.html>