备案号 XXXX—XXXX

四川省工程建设地方标准

P DBJ51/TXXX—XXXX

四川省光伏建筑一体化工程检测技术标准

Technical standard for inspection of building integrated photovoltaic engineering in Sichuan Province

（征求意见稿）

XXXX-XX-XX发布 XXXX-XX-XX实施

四川省住房和城乡建设厅 发布

四川省工程建设地方标准

四川省光伏建筑一体化工程检测技术标准

Technical standard for inspection of building integrated photovoltaic engineering in Sichuan Province

DBJ51/TXXX—XXXX

主编单位： 四川省建筑设计研究院有限公司

四川省建筑科学研究院有限公司

批准部门： 四川省住房和城乡建设厅

施行日期： 2026年XX月XX日

XXX

2026-XX-XX 成 都

前 言

本标准是根据《四川省住房和城乡建设厅关于下达2024年四川省工程建设地方标准制订计划的通知》（川建标函〔2024〕3030号）的要求，编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考国内外有关标准，并在广泛征求意见的基础上，编制完成本标准。

本标准共有6章和6个附录，主要技术内容是：1 总则；2 术语；3 基本规定；4 光伏建筑与结构检测；5 光伏电气设备与材料检测；6 电气系统性能检测。

本标准由四川省住房和城乡建设厅负责管理，由四川省建筑设计研究院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见和建议，请寄送至四川省建筑设计研究院有限公司（地址：成都市高新区天府大道中段688号；邮编：610000；电话：028-86959337），以便今后修订时参考。

主编单位： 四川省建筑设计研究院有限公司

四川省建筑科学研究院有限公司

参编单位： 成都市建设工程质量监督站

 成都市绿色建筑监督服务站

 电子科技大学

 成都理工大学

 四川省产品质量监督检验检测院

四川省建筑工程质量检测中心有限公司

成都市产品质量监督检验研究院

四川省鑫川工程检测有限公司

龙焱能源科技（杭州)股份有限公司

主要起草人：卿 鹏 乔振勇 黄 璋 黄 振

王家良 刘 林 黎 力 巫朝敏

徐存光 杨小莉 邹秋生 柴 征

李 艾 杨 勇 熊 军 江 瑜

莫妮娜 刘志钱 陈东平 黄珺珂

苏锋波 李 帅 郭 嘉 于佳佳

蒋 锐 樊婷婷 尧 禹

主要审查人：

**目 次**

1 总 则 1

2 术 语 2

3 基本规定 4

4 光伏建筑与结构检测 6

4.1 一般规定 6

4.2 光伏支承结构构件检测 7

4.3 节点与连接检测 9

4.4 安装质量检测 11

5 光伏电气设备与材料检测 13

5.1 一般规定 13

5.2 电气设备检测 13

5.3 电气材料检测 15

6 电气系统性能检测 18

6.1 一般规定 18

6.2 系统发电性能检测 18

6.3 电气性能检测 22

附录A 光伏建筑一体化工程检测报告 26

附录B 光伏系统基本信息表 27

附录C 光伏组件及方阵工程检测报告 28

附录D 电气性能检测报告 29

附录E 系统整体运行性能检测报告 30

附录F 光伏结构工程质量检验记录表 31

本标准用词说明 33

引用标准名录 34

**Contents**

1 General Provisions 1

2 Terms 2

3 Basic Requirements 4

4 Building and Structual Inspection for PV Systems 6

4.1 General Requirement 6

4.2 PV Support Structure Component Inspection 7

4.3 Joints and Connections Inspection 9

4.4 PV Installation Quality Inspection 11

5 PV Electrical Equipment & Materials Testing 13

5.1 General Requirement 13

5.2 Electrical Equipment Testing 13

5.3 Electrical Materials Testing 15

6 Electrical Symstem Performance Testing 18

6.1 General Requirement 18

6.2 System Power Generation Performance Testing 18

6.3 Electrical Performance Testing 22

Appendix A Building Integrated PV Engineering Test Report 26

Appendix B PV System Basic Information Data Sheet 27

Appendix C PV Module & Array Engineering Test Report 28

Appendix D Electrical Performance Test Report 29

Appendix E Overall Operational Performance Test 30

Appendix F PV Structural Quality Inspection Record Form 31

Explanation of Wording in this Standard 33

List of quoted standard 34

#

# **1 总 则**

**1.0.1** 为了促进四川省光伏建筑一体化行业的高质量发展，规范四川省光伏建筑一体化工程检测技术，保证工程检测质量，制定本标准。

**1.0.2** 本标准适用于四川省行政区域内新建、扩建、改建及既有工业与民用建筑上的光伏建筑一体化工程检测。

【条文说明】装配式光伏建筑一体化建筑可参照本标准实施。

**1.0.3** 光伏建筑一体化工程检测除应符合本标准的规定外，尚应符合国家和四川省现行有关标准的规定。

# 2 术 语

**2.0.1** 光伏建筑一体化工程Building integrated photovoltaic (BIPV) engineering

以建筑外围护结构为载体，将光伏发电系统与建筑物功能及外观有机结合的工程。

**2.0.2** 建筑附加光伏发电系统 Building Attached Photovoltaic (BAPV)

附着在建筑物上的太阳能光伏发电系统，与建筑物功能不发生冲突，不破坏或削弱原有建筑物的功能。

**2.0.3** 光伏构件 PV components

在一定场所条件下，按专业化技术条件，预制生产完成的具有建筑构件功能的模块化构件，包括建材型光伏构件和附加型光伏构件。

**2.0.4** 光伏组件 PV module

具有封装及内部联接的、能单独提供直流电流输出的，最小不可分割的光伏电池组合装置。

**2.0.5** 安装倾角 PV module title angle

安装过程中，光伏组件所在平面与水平面的夹角。

**2.0.6** 并网光伏系统 grid - connected PV system

与公共电网连接的光伏系统，也称离网光伏系统。

**2.0.7** 独立光伏系统 stand - alone PV system

不与公共电网连接的光伏系统，也称离网光伏系统。

**2.0.8** 光伏发电单元 photovoltaic (PV)

光伏发电站中，一定数量的光伏组件以串并联方式连接，通过直流汇流箱和直流配电柜多级汇集，经光伏逆变器与单元升压变压器一次升压成符合电网频率和电压要求的电源。

**2.0.9** 光电转换效率 photoelectric conversion efficiency

在光照条件下，太阳能电池(或光伏组件)将入射的太阳光能量转换为电能(通常为直流电能)的能力，它等于输出电能(功率)与输入光能(功率)的比值，通常用百分数来表示。

**2.0.10** 光伏支承结构 PV modules support structures

光伏系统中支承各种光伏组件的结构，包括BAPV支架结构和BIPV围护系统支承结构体系。

# **3 基本规定**

**3.0.1** 光伏建筑一体化工程技术检测分为现场检测、现场检验。

**【条文说明】**本条规定光伏建筑一体化工程现场检测、现场检验在光伏建筑一体化工程施工过程中以及试运行和调试阶段，竣工验收前应完成相关的检测、检验工作。

**3.0.2** 光伏建筑一体化工程检测检验范围包括光伏建筑与结构、光伏电气设备及材料和电气系统性能。

**3.0.3** 第三方检测检验机构开展工程技术检测的要求应符合下列规定：

**1** 委托方对光伏建筑一体化工程的建筑与结构、电气设备材料、电气系统性能等检测检验内容提出要求，并提供工程相关的图纸、产品、材料等质量证明文件；

**2**  第三方检测检验机构制定方案并经委托方同意后实施检测检验，出具报告。

**3.0.4** 检测检验所使用的仪器、仪表及设备应在合格校准或检定有效期内，参加检测检验的工作人员具备相应技术能力。

**【条文说明】**本条规定旨在确保检测检验的仪器、仪表及设备及人员能力满足要求。依据国家现行规范《建筑电气与智能化通用规范》GB55024第9.1.2条规定，检验检测仪器设备是开展检验检测工作所必需的重要资源，也是保证检验检测工作质量、获取可靠数据的基础。仪器设备直接影响检验检测质量，其配置需要与工程施工及竣工验收时检验检测工作相适应。检定是指由法定计量部门或法定授权组织按照检定规程，通过实验，提供证明来确定测量器具的示值误差满足规定要求的活动。校准是指在规定条件下，为确定测量仪器（或测量系统）所指示的量值，或实物量具（或参考物质）所代表的值，与对应的由标准所复现的量值之间关系的一组操作。检验检测仪器设备应符合以下要求：
     1) 仪器设备配置满足工程施工及竣工验收检验工作需要；
     2) 测量范围应覆盖检测参数运行阀值；
     3) 在检定周期或校准有效期内使用。

**3.0.5** 应检测建筑光伏系统的发电量及系统效率，检测结果应对照设计要求进行核查。

**3.0.6** 检测报告及原始记录宜采用附录A~附录F的格式。

# **4 光伏建筑与结构检测**

## 4.1 一般规定

**4.1.1** 光伏支承结构检测可采取全数检测或抽样检测两种检测方式。抽样检测时，宜随机抽取样本。当不具备随机抽样条件时，可按约定方法抽取样本。

**【条文说明】**现场检测一般有全数检测和抽样检测两种方式。采用抽样检测时，风雪荷载受力较大区域应为必选区域；抽取的样本应覆盖结构的关键部位，如受力关键节点以及不同施工批次构件等；

**4.1.2** 当遇到下列情况之一时，光伏支承结构宜采用全数检测方式：

**1** 外观缺陷或表面损伤的检查；

**2** 受检范围较小或构件数量较少；

**3** 构件质量状况差异较大；

**4** 委托方要求进行全数检测；

**【条文说明】**本条提出了采用全数检测方式的使用情况。全数检测并不意味对整个工程的全部构件（区域）进行检测，也可以是对应于检验批内的全部构件（区域）。

**4.1.3** 光伏支承结构按检验批抽样检测时，最小抽样数量应符合《建筑结构检测技术标准》GB/T 50344的规定。其抽样检测的比例及合格判定应符合现行国家标准的规定。混凝土结构应符合现行国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204的规定；钢结构应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205的规定；铝合金结构应符合现行国家标准《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576的规定。若地方标准有更严格要求，应优先执行地方标准。

**【条文说明】**光伏支承结构检测的抽样比例及合格判定应根据其所采用的结构形式符合相应国家标准的规定。

**4.1.4**  布局在建筑各部位的光伏构件，应满足该部位的围护功能、建筑节能、结构安全、电气安全及消防安全等要求，其检测项目和检测方法应符合现行国家标准规定，并由有资质的检测机构实施。

【条文说明】安装在建筑屋面、阳台、墙面、窗面或其他部位的光伏组件，需满足所在部位的承载、保温、隔热、防水、防火及防护等设计要求外，其性能检测应依据现行国家标准执行。

**4.1.5** 光伏采光顶结构检测宜参照现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139进行，其检测结果应符合设计要求及《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的规定。

**4.1.6** 光伏幕墙结构检测应按现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139的规定进行，其检测结果应符合设计要求及《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定。

## 4.2 光伏支承结构构件检测

**4.2.1** 混凝土基础、屋顶混凝土块的检测不仅应包括混凝土强度、外观质量、尺寸偏差，还应考虑材料老化及耐久性分析，确保长期使用的安全性和稳定性。

**1** 混凝土基础、屋顶混凝土块抗压强度的检测可采用回弹法，回弹法的检测操作应符合现行行业标准《回弹法检测混凝土抗压强度技术规程》JGJ/T 23的规定；抽检数量不宜少于同批构件总数的30%且不宜少于10件；混凝土抗压强度检测结果应符合设计要求。

**2** 混凝土基础、屋顶混凝土结构块外表应无严重的裂缝、蜂窝面或麻面、孔洞、露筋等情况。检验方法：应全数观察检查、尺量检查。其检测结果应符合《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204的规定。

**3** 混凝土基础、屋顶混凝土结构块尺寸偏差应采用钢尺测量检查；现浇混凝土基础检测数量应取构件数量的10%，且不应少于3件，预制混凝土结构块检测数量每批应取构件数量的5%，且不应少于3件，同一类型的构件，不超过100件为一批；其尺寸允许偏差应符合《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204的规定及设计要求。

**【条文说明】**混凝土基础、屋顶混凝土结构块外观质量的检测结果应对缺陷的性质和数量加以限制，《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204提出了确定混凝土结构外观质量严重缺陷、一般缺陷的一般原则。各种缺陷的数量限制可根据实际情况作出规定。露筋长度、孔洞直径、蜂窝和疏松的位置与范围、麻面、掉皮、起砂的位置与范围、表面裂缝的最大宽度与长度可用尺量检查。

**4.2.2** 钢结构构件的检测除尺寸偏差、制作安装偏差、变形、外观缺陷、防腐涂层厚度外，应根据使用条件进行疲劳性检测，评估长期荷载对构件的影响，确保安全使用。

**1** 钢结构构件尺寸偏差的检测方法和合格判定应符合现行国家标准《钢结构工程质量施工验收标准》GB 50205的规定。

**2** 钢结构构件制作安装偏差的检测方法和合格判定应符合现行国家标准《钢结构工程质量施工验收标准》GB 50205的规定。

**3** 钢结构构件变形检测宜包括弯曲变形、倾斜和扭曲变形，检测参数可按现行国家标准《建筑结构检测技术标准》GB/T 50344的规定确定。

**4** 钢结构构件外观缺陷检测应包括构件表面麻点或划痕缺陷、构件端边分层或夹杂缺陷等，可采用观察和尺量的方法进行检测。

**5** 钢结构构件防腐涂层厚度检测应按《金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层 技术要求及试验方法》GB/T 13912规定的方法进行，检测结果应符合设计要求。

**4.2.3** 铝合金构件检测内容应包括横截面尺寸偏差、外观质量、防腐涂层厚度等。

**1** 铝合金构件横截面尺寸偏差应符合《铝合金建筑型材》GB/T 5237.1的要求。检测方法：用千分尺和游标卡尺量测。检测数量：每一品种、规格的铝合金型材抽查不少于5处。

**2** 铝合金构件的表面外观质量除应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB/T 5237.1和《铝合金建筑型材 第2部分：阳极氧化、着色型材》GB/T 5237.2的有关规定外，尚应符合现行国家标准《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB50576的有关规定。检测方法：在自然散射光条件下观察检查。检测数量：全数检测。

**3** （阳极氧化）铝合金构件阳极氧化膜的厚度应符合国家现行标准《铝合金建筑型材》GB/T 5237.1和《铝合金结构设计规范》GB 50429的有关规定及设计文件的要求。检测方法：应按现行国家标准《铝及铝合金阳极氧化 氧化膜厚度的测量方法》GB/T 8014.2和《非磁性基体金属上非导电覆盖层 覆盖层厚度测量 涡流法》GB/T 4957规定的方法进行。检测数量应符合《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB50576的有关规定。

**【条文说明】**铝合金构件横截面尺寸包括壁厚尺寸、非壁厚尺寸、角度、倒角半径及圆角半径、曲面间隙、平面间隙、弯曲度、扭拧度、长度、端头切斜度。铝合金构件横截面尺寸现场检测主要针对壁厚尺寸及非壁厚尺寸的检测，角度、倒角半径等尺寸偏差可检查产品质量证明书。

## 4.3 节点与连接检测

**4.3.1** 光伏系统支承结构与主体结构的连接检测应符合下列规定：

**1** 混凝土基础、屋顶混凝土块、钢结构构件及铝合金构件与建筑物连接应符合设计要求，牢固可靠，连接处防腐和防水处理完好。检测方法：应对照设计文件观察检查，查验防水验收报告。检测数量：全数检测。

**2** 光伏系统支承结构与主体通过预埋件连接时，预埋地脚螺栓和预埋件螺母、垫圈三者应匹配和配套，预埋地脚螺栓的螺纹和螺母完好无损，安装平整、牢固、无松动。检测方法：应对照设计文件观察检查。检测数量：全数检测。

**3** 光伏系统支承结构与主体采用后置锚栓连接时，应符合下列规定:

1. 使用锚栓进行锚固连接时，锚栓的类型、规格、数量、布置位置和锚固深度应符合设计要求及现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145的规定。
2. 锚栓的埋设应牢固、可靠，不得露套管。

**4**  锚栓连接应进行现场锚固承载力检测，检测方法及检测数量应按现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145附录C进行。

**【条文说明】**光伏系统支承结构与主体结构的连接不应降低屋面的防水性能。施工损坏的屋面原有防水层应进行修复或重新进行防水处理。

 锚栓和胶粘剂应有产品制造商提供的产品合格证书、使用说明书、检测报告或认证报告。锚栓的安装工艺及工具应符合产品说明书的要求，操作人员应经过专门的技能培训和安全技术交底以保证锚栓安装质量。安装完成后需进行拉拔试验，验证锚固力是否符合设计要求，避免因施工缺陷导致突发性破坏。

**5** 光伏系统支承结构与金属屋面采用金属夹具连接时，应进行现场抗风拉拔性能检测，检测应符合以下规定：

1. 现场检测设备可采用专用的拉拔仪，设备的加荷能力应比预计的检验荷载值至少大20%且不大于检验荷载值的2.5倍，应能连续、平稳、速度可控地运行。
2. 检测时施加荷载应以均匀速率在2min~3min 时间内加载至设定的检验荷载并持荷2min，检验荷载值不得小于设计荷载值的1.5倍。
3. 检测数量应满足设计要求，且每个检验批不应少于5件。
4. 金属夹具在持荷期间，夹具不能出现任何损伤或裂痕，同时金属屋面应无任何损坏及明显变形的情况，则评定为合格；一个检验批所抽取的夹具全部合格时，该检验批应评定为合格检验批。

**【条文说明】**1、根据国际电工委员会（IEC）标准IEC 61215-2中对光伏组件的静态机械载荷试验要求，本标准要求检验荷载值应不小于1.5倍设计荷载值，当设计另有要求时，检验荷载值应按设计要求取值。

2、一般来说建筑屋面边区和角部区域风荷载较大，因此金属夹具现场拉拔测试检测点宜至少保证屋面边区、角区以及中部区域各有一个检测点。

**4.3.2** 光伏系统支承结构构件之间的连接检测应符合下列规定：

**1**  光伏系统支承结构构件采用普通螺栓连接时，紧固件螺栓、螺母、垫圈三者应匹配和配套，安装平整、牢固、无松动，外露丝扣不应少于2扣。检测方法：查验质量证明文件、制作相关证明文件，对照设计文件观察和用小锤敲击检查。检测数量应符合设计要求及现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205和《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576的相关规定。

**2** 普通螺栓公称直径、螺栓孔直径、螺栓孔孔距允许偏差应符合设计要求及现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205和《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576的相关规定。检测方法和抽样数量应符合《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205和《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576的规定。

**3** 光伏系统支撑结构构件采用焊接连接时，焊接连接检测内容应包括焊缝外观质量、焊缝尺寸、焊缝内部缺陷等项目。检测方法和合格性判定应符合现行国家标准《钢结构工程质量施工验收标准》GB 50205和《钢结构焊接规范》GB 50661的规定和设计要求。

**4.3.3** 节点连接的检测，应提供下列资料:

**1** 设计图纸资料。

**2** 产品质量证明文件以及抽样检测报告。

**3** 锚栓及金属夹具拉拔检测报告。

**4** 隐蔽工程检查验收记录。

**5** 检测过程中的影像资料（如连接部位照片、拉拔试验过程记录等）。

**6** 其他相关检测报告。

## 4.4 安装质量检测

**4.4.1** 基础、混凝土结构块位置应正确，无明显歪斜，基础轴线及顶标高尺寸允许偏差应符合设计要求及现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的规定。检测方法：应对照设计文件用精度为1mm的钢尺测量检测。检测数量：每批应取构件数量的10%，且不应少于3件。

**4.4.2** 光伏系统支承结构安装后应对各构件中心线偏差、梁标高偏差、梁间距偏差、立柱面偏差、立柱间距偏差进行检测。检测数量：中心线位置偏差检测数量不应少于单体支架组数的5%，且不少于5个，若单体支架组数少于5组，则全数检测；梁、柱标高及间距偏差检测数量每10组支架至少有1个检查点，且总检查数不少于5个。其尺寸允许偏差应符合设计要求及现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的规定。每项不少于70%的检查点符合设计要求及尺寸允许偏差要求，则视为合格。

**【条文说明】**考虑到支架安装后的整体观感和对组件安装质量的影响，因此对支架安装的定位尺寸偏差提出要求。

**4.4.3** 光伏系统支承结构各构件的安装质量检测，应采用下列方法：

**1** 用经纬仪、钢尺测量柱面偏差。

**2** 用钢尺测量柱间距及梁间距。

**3** 用钢尺、塞尺测量相邻梁面高差。

**4** 用经纬仪、钢尺测量中心线位置偏差。

**4.4.4** 埋件和连接件安装质量的检测，应符合下列规定:

**1** 埋件和连接件的数量、埋设方法及防腐处理应满足设计要求。

**2** 埋件的尺寸允许偏差应符合设计要求及现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的规定并满足设计要求。

**4.4.5** 埋件和连接件安装质量的检测，应采用下列方法:

**1** 与设计图纸核对，也可打开连接部位进行检测。

**2** 在抽检部位用水平仪测量标高及水平位置。

**3** 用钢尺测量埋件的尺寸。

**4.4.6** 建筑光伏支承结构的安装质量检测，应提供下列资料:

**1**  建筑光伏结构的设计文件。

**2**  施工安装的自查记录。

**3** 隐蔽工程验收记录。

**4** 其他相关检测报告。

# **5 光伏电气设备与****材料检测**

## 5.1 一般规定

**5.1.1** 当设备、材料、成品和半成品进场后，因产品质量问题有异议做检测时，应送有资质的实验室做检测。
**【条文说明】**依据国家现行规范《建筑电气与智能化通用规范》GB55024第9.1.1条规定，电气安装工程是各种电气设备和材料的安装和组合，没有设备及原材料的质量保证，就没有电气安装工程的质量，为确保工程使用的设备、材料、成品和半成品质量符合设计要求，减少不必要的返工，避免质量事故的发生，而制定本条。

施工质量验收规范中对设备、材料、成品和半成品的进场产品都提出了抽样检测的要求，但由于受施工现场环境条件的限制，现场检测中经常会出现一些异议，如：电线、电缆的截面面积和每芯导体电阻值检测；母线槽导体的极限温升试验。由于受现场条件和检测设备的限制，施工现场无法准确完成，为此提出了有异议时应送有资质的实验室进行检测的要求，检测的结果描述在检测报告中，经各方共同确认是否符合要求，符合要求才能使用，不符合要求应退货或做其他处理。有资质的实验室是指依照法律、法规规定，经相应政府行政主管部门或其授权机构资质认定认可的实验室。

**5.1.2** 雷电防护装置的检测应由具备相应检测资质的检测机构进行，雷电防护装置的检测应兼顾防雷分类、接闪器、引下线、接地装置、磁屏蔽、防雷等电位连接和SPD等方面，并应符合《建筑物防雷装置检测技术规范》GB/T21431中的规定。

**5.1.3** 逆变器投入运行前，宜将接入此逆变单元内的所有汇流箱检测完成。

## 5.2 电气设备检测

**5.2.1** 逆变器抽样数量

以不同逆变器型号划分抽样单元，每个单元的逆变器数量不大于2台时，全部进行检查；每个单元的逆变器数量大于2台时，抽样数量应至少为2台。

**5.2.2** 逆变器一般检查应包括：安装部位、型号、外观、外壳防护等级、基础型钢、安装方向、固定情况、接地排、断开点、预留孔洞及电缆管口；采取观察检查，检查结果应满足设计要求。

**5.2.3** 逆变器应检测外壳、内部金属导轨、金属框架、金属隔板及内部器件金属外壳等可接触非载流金属导体与接地等电位连接体之间的接触电阻，采用万用表测量，且接地连接处的接触电阻不应大于 0.24Ω。

**【条文说明】**接触电阻不应大于 0.24Ω主要参考《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB∕T 37655。

**5.2.4** 逆变器冷却应满足：逆变器及逆变器房通风散热良好、通风孔无堵塞、风机运转正常，水冷却型逆变器冷却液无泄漏且内部无凝露，检查方法为目测观察。

**5.2.5** 直流汇流箱（盒）基本检查，包括如下项目：

**1** 产品质量应安全可靠，通过相关产品质量认证；

**2** 室外使用的汇流设备应采用密封结构，产品应能满足室外使用要求；

**3** 用金属箱体的汇流设备应可靠接地；

**4** 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，并附有所有材料的说明书、材质证明书等相关技术资料；

**5** 汇流设备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，应采用铜制零件。

**【条文说明】**电气设备需符合国家标准（如 GB/T 20042《光伏发电系统用汇流箱》）或行业认证（如 CCC 认证），确保安全性能达标，是设备入场的基本要求。

**5.2.6**直流汇流箱（盒）绝缘检测，用绝缘耐压测试仪分别检测各光伏支路进线端、汇流箱出线端、接线端子与汇流设备接地端的绝缘电阻，其值在 DC500V下不应小于1MΩ。

**5.2.7** 直流汇流箱接地测试按型号划分抽样单元，在抽样方法和数量无特殊要求时按《计数抽样检验程序》GB/T2828.1 中特殊检验水平 S-1 执行，并使用接地导通测试仪检测汇流设备内部接地导线的接地方式、颜色、标识和接地路径，在每个裸露导电部位与外部接地导线的接地端子之间通电流维持 5s，测量两端电阻值不应超过 0.1Ω。

**5.2.8** 交流配电设备供电连接检测方法为万用表测量，应检查交流侧送电开关处于断开状态且开关与供电线路连接部位的端头应有市电存在，抽样原则为按特征参数划分抽样单元，在抽样方法和数量无特殊要求时按《计数抽样检验程序》GB/T2828.1 中的特殊检验水平 S-1 执行。

**5.2.9** 交流配电设备通断状态检测方法为与技术文件进行观察核对并采取操作检查，应检测交流侧送电开关与光伏系统交流设备连接的各线路通断状态，确保各开关装置与各交流设备按设计图纸可靠连接，抽样原则为按特征参数划分抽样单元，在抽样方法和数量无特殊要求时按《计数抽样检验程序》GB/T2828.1 中的特殊检验水平 S-1 执行。

**5.2.10** 交流配电设备仪表显示检测应确保各交流设备功能状态及配电设备中各仪表显示正常，抽样原则为按特征参数划分抽样单元且无特殊要求时按《计数抽样检验程序》GB/T2828.1 中特殊检验水平 S-1 执行，检测方法为根据各交流设备使用说明书的调试要求操作检查并观察仪表显示情况。

## 5.3 电气材料检测

**5.3.1** 直流电缆一般检查，应包含以下内容：

**1** 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。

**2** 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。

**3** 检查各插接口紧密度、线槽是否符合相关设计要求。

**5.3.2** 直流电缆线损检测应从选定的汇流箱或组串逆变器对应的组件串中抽取近、中、远三个组串，通过同时测量前端出口直流电压、后端入口直流电压及电流计算直流线损，平均直流线损不应超过2%。

**【条文说明】**直流电缆线损分以下几类：采用集中逆变器或薄膜类的光伏电站的直流电缆线损主要包括组串到汇流箱的直流线损和汇流箱到逆变器的直流线损；采用组串逆变器的光伏电站的直流电缆损失则主要是光伏组串到逆变器的直流线损。

**5.3.3** 逆变器直流侧电缆应接线牢固、极性正确且绝缘良好，检测方法为观察检查和测量仪器检测。

**5.3.4** 逆变器交流侧电缆应接线牢固、相序正确且绝缘良好，检测方法为观察检查和操作检查。

**5.3.5** 光伏方阵应测试峰值功率。

**【条文说明】**抽样原则：抽检按照《计量抽样检验程序》GB/T 6378.1进行。

测试及判定方法：检测并网光伏发电系统的光伏方阵峰值功率是否符合合同要求的标称功率。光伏方阵峰值功率是在标准测试条件下该方阵内所有光伏组件最大输出功率的总和，它的数值应在合同签订的光伏方阵峰值功率总和的允许误差范围之内。

光伏发电系统现场光伏方阵峰值功率的测定可以采用由第三方校准机构校准过的“光伏方阵测试仪”抽测光伏方阵支路的I-V特性曲线，将I-V特性曲线通过如下的修正，得出该支路的方阵峰值功率：

1）光强校正。在非标准条件下测试应进行光强校正，光强按照线性法进行校正：确定光伏方阵测试仪的光谱响应范围同被测光伏方阵一致。

2）温度校正。现场测试光伏组件的结温，并根据光伏组件的温度系数进行温度校正。

3）组合损失校正。光伏组件串并联后会有组合损失，应进行组合损失校正，组合损失应控制在5%以内。

4）灰尘遮挡校正。测试之前应清洗光伏组件，否则还需要进行灰尘遮挡校正。

5）光伏方阵朝向校正。不同的光伏方阵朝向具有不同的功率输出和功率损失，如果有不同朝向的光伏方阵接入同一台逆变器的情况下，需要进行此项校准。

**5.3.6** 方阵绝缘应测试阻抗。

**【条文说明】**抽样原则：测试应至少在每个光伏阵列上重复进行。如有要求，也可以对组串单独进行测试。

测试方法有以下两种：

测试方法1——先后在阵列负极和地之间以及阵列正极和地之间进行测试。

测试方法2——在地和短接的阵列正负极之间进行测试。

对于方阵框架接地的系统，接地线可以连接到任何合适的其他接地线或者阵列框架上（若采用阵列框架，应保证接触良好而且整个金属框架具有接地连续性）。

对于方阵框架不接地的系统（例如保护等级Ⅱ的设施），测试应在以下两种情况下进行：

情况1——在方阵电缆和地之间。

情况2——在方阵电缆和框架之间。

对于没有可触及带电部位的阵列（例如光伏屋面瓦），测试应在方阵电缆和建筑物的地之间进行。

若采用测试方法2，为了最大程度降低电弧危险，方阵正极和负极电缆应采用安全的方式进行短接，一般使用合适的短路开关箱，该装置内置了一个负载短路直流开关，将阵列电缆安全地接入该装置之后，可以安全地建立和切断短路连接。

测试过程的设计应保证峰值电压不超过组件或电缆的额定值。

**5.3.7** 方阵应测试接地连续性。

**【条文说明】**抽样原则：光伏方阵接地连续性的测试应覆盖不同的光伏方阵，抽样数量按照电站总的装机容量来决定，见表5.3.8-1，其中的发电单元由检测人员自行决定。

表5.3.8-1方阵接地连续性测试的抽样数量选择

|  |  |
| --- | --- |
| 光伏电站装机容量 | 每个检测项目抽样数量 |
| P<100 kWp | 3个发电单元，每个单元不少于3处 |
| 100 kWp<P<200 kWp | 3个发电单元，每个单元不少于6处 |
| 200 kWp<P<500 kWp | 6个发电单元，每个单元不少于6处 |
| 500 kWp<P<1 MWp | 9个发电单元，每个单元不少于6处 |
| 1 MWp<P<2 MWp | 12个发电单元，每个单元不少于6处 |
| P>2 MWp | 15个发电单元，每个单元不少于6处 |

测试方法：光伏方阵中接地连续性的测试位置主要包括光伏组件边框与光伏支架之间、光伏支架与接地扁铁之间、光伏汇流设备的非载流导体与接地扁铁之间，每个测试位置的测试结果应小于4Ω。 当其接地系统与建筑其它接地系统共用同一组接地装置时，其接地电阻不应大于其中最小值。

**5.3.8** 布线工程施工后，必须进行回路的绝缘电阻检测。

**【条文说明】**依据国家现行规范《建筑电气与智能化通用规范》GB55024第9.3.1条规定，配电线路做绝缘电阻检测是检验线路敷设完成后的电线绝缘状况，也是保证线路正常受电、用电设备安全运行的必要条件，其测试必须在线路敷设完毕，导线做好连接端子且设备未接入时进行，合格后方可接入经绝缘电阻测试合格的设备并通电运行。测试的最小绝缘电阻值应符合表5.4.2 的要求。检测仪器设备的准确度要求最大允许误差不低于±5% 。

表5.4.2低压或特低电压配电线路绝缘电阻测试电压及绝缘电阻最小值

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 标称回路电压（V） | 直流测试电压（V） | 绝缘电阻最小值（MΩ） |
| SELV 和 PELV 配电线路 | 250 | 0.5 |
| 500V 及以下，包括 FELV 配电线路 | 500 | 1.0 |
| 500V 以上配电线路 | 1000 | 1.0 |
| 500V 及以下母线槽 | 500 | 0.5 |

注：母线槽安装完成后测量。

对低压或特低电压配电线路的绝缘电阻值的要求是根据IEC60364-6 : 2016 第6.4.3.3 条提出的，母线槽的产品出厂中已经明确单根母线槽的绝缘电阻值，安装前应进行检测，合格后方可拼装，安装完成后送电前应进行整段母线槽的绝缘测试，其绝缘电阻值不应小于表5.4.2规定的数值。耐火电缆线间和线对地间的绝缘电阻应符合产品技术标准的规定。耐火电缆的绝缘填充材料有氧化镁材料、矿物云母材料和陶瓷化硅橡胶材料，其吸潮性均不相同，对绝缘电阻的要求也不相同，同时国家标准对成品电缆的绝缘电阻值和制作完成电缆终端头后的电缆绝缘电阻值要求也是不同的，因此在标准执行和施工中应区别对待，并应分别按产品技术标准要求进行检查。

**6 电气系统性能检测**

## 6.1 一般规定

**6.1.1** 光伏建筑一体化工程的电气系统性能现场检测应包括系统发电性能检测、电气一次检测和电气二次检测。

**【条文说明】**依据国家现行标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015第6.4.6条规定需对光伏系统发电性能进行检测，包括发电量和背板最高温度。电气一次检测，目的是项目若需要并网则需对光伏系统的电能质量（电压、电流、谐波）等检测，并达到相关现行标准要求。

**6.1.2** 对光伏建筑一体化工程的系统性能评价时需对系统发电量、系统光电转换效率、光伏组件发电功率进行现场检测。

【**条文说明**】本条旨在对光伏建筑一体化工程的光伏系统性能进行评价时需要对系统发电量、系统光电转换效率、光伏组件发电功率进行现场检测，有利于掌握光伏系统的发电性能，利于建设方了解光伏系统整体性能水平。

**6.1.3** 性能检测前应具备以下条件：

**1** 检测方案进行方案交底，并经过双方签字同意。

**2** 检测设备齐备，工程现场水、电供应应满足检测方案要求。

**【条文说明】**本条主要对光伏系统的系统发电性能和并网性能检测前的条件作出规定，强调检测方案的科学和可行性，并对现场具备的检测条件作出规定，避免不满足检测要求。

**6.1.4** 电气系统性能现场检测应在光伏建筑一体化工程竣工验收前，系统调试后可稳定正常运行96h下进行。

**【条文说明】**依据国家现行标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801要求，工程评价以实测数据为基础，条件具备下优先选择长期检测，若不具备则采用短期检测，但短期检测时其检测周期至少3d，即72h。

## 6.2 系统发电性能检测

**6.2.1** 系统发电性能检测应包括以下内容：

**1** 系统发电量；

**2** 系统光电转换效率；

**3** 光伏组件发电功率。

**【条文说明】**依据国家现行标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015第6.4.6条规定需对光伏系统发电性能进行检测，包括发电量和背板最高温度。而光伏系统全年发电量与其系统光电转换效率息息相关，国家现行标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801中提出了光伏发电系统的全年发电量和光电转换效率的检测及评价方法。光伏组件发电功率指光伏组件输出功率，体现出现场安装完成后，光伏组件实际的发电能力。

**6.2.2** 系统发电性能现场检测分为短期检测和长期检测。

**【条文说明】**制定本条的目的是为了提高检测工作的效率，节约检测成本，因长期检测所需条件较难满足，而短期检测一般较容易满足。短期检测周期为连续运行3d，长期检测周期不应少于120d。

**6.2.3** 系统发电性能短期检测的现场条件应符合下列规定：

**1** 在检测前，应确保系统在正常负载条件下连续运行3d，检测期内的负载变化规律应与设计文件一致。

**2** 短期检测需重复进行3次，每次短期检测时间应为当地太阳正午时前1h到太阳正午时后1h，共计2h**。**

**3** 短期检测期间，室外环境平均温度ta的允许范围应为年平均环境温度±10℃。

**4** 短期检测期间，环境空气的平均流动速率不应大于4m/s。

**5** 短期检测期间，太阳总辐照度不应小于700W/m2，太阳总辐照度的不稳定度不应大于±50W/m2。

**【条文说明】**本条规定了短期检测前现场应具备的条件：

1 检测前应确保系统已经可以正常运行，如果负载不正常，系统可能工作的效率比较低，不能正确反映系统的性能指标。

2 本条规定了太阳能光伏系统的检测时间。当地太阳正午时前 1h 到太阳正午时后1h的2h 内是一天内太阳能辐照条件最好的时间段，在此时间测出的数据，基本可以代表该系统最佳的工作状态。

3 在对太阳能光伏系统的检测中，环境温度并不是参与计算的参数，但对太阳能光伏组件的效率影响较大，在可能条件下，环境温度波动应该尽量小。

4 对太阳能光伏系统的检测应在太阳能辐照充足的条件下进行。本款规定检测时的太阳总辐照度不应小于700W/m2时，是考虑到我国太阳能资源分布在Ⅲ类以上地区在天气晴朗的条件下，基本上都可以达到。而我国的绝大部分国土的太阳能资源都在Ⅲ类地区以上。

**6.2.4** 系统发电量和光电转换效率的短期检测应符合下列规定：

**1** 应检测系统每日的发电量、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，采样时间间隔不得大于10s。

**2**  对于离网光伏系统，电功率表应接在蓄电池组的输入端，对于并网太阳能光伏系统，电功率表应接在逆变器的输出端。

**3** 检测开始前，应切断所有外接辅助电源，安装调试好太阳辐射表、电功率表/温度自记仪和风速计，并测量太阳能电池方阵面积。

**4**  检测期间数据记录时间间隔不应大于600s，采样时间间隔不应大于10s。

**5** 系统发电量应按下式计算:

$E\_{sys}=\sum\_{i=1}^{n}E\_{i}$ （6.2.5-1）

式中：$E\_{i}$——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）；

$E\_{sys}$——所检测太阳能光伏系统的总发电量（kWh）。

**6** 系统光电转换效率应按下式计算:

$η\_{d}=\frac{3.6×\sum\_{i=1}^{n}E\_{i}}{\sum\_{i=1}^{n}H\_{i}A\_{ci}}×100$ （6.2.5-2）

式中：$η\_{d}$——太阳能光伏系统光电转换效率（%）

n——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能电池方阵个数；

$H\_{i}$——第 $i$ 个朝向和倾角采光平面上单位面积的太阳辐射量（MJ/m2）

$A\_{ci}$——第 $i$ 个朝向和倾角平面上的太阳能电池组件采光面积（m2），在测量太阳能光伏系统电池组件面积时，应扣除电池组件的间隙距离，将电池组件的有效面积逐个累加，得到总有效采光面积；

$E\_{i}$——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）。

**【条文说明】**本条规定了短期检测方法，其中：

1 对于独立的太阳能发电系统。负荷端一般从蓄电池后接入，而且蓄电池也有电量损耗，应在蓄电池组的输入端测量系统的发电量;对于并网的太阳能光伏系统，一般是在逆变器后接入负荷端和上网，而且逆变器也有电量损耗，应在逆变器的输出端测量系统的发电量。

2 为防止外接辅助电源对检测的干扰，应在检测前，切断所有外接辅助电源。

3 本条规定了检测期间所应记录的数据数量及采样和记录间隔。

4 评价太阳能光伏系统最重要的参数就是该系统的发电量和光电转换效率，它与系统所采用的光伏电池类型及系统的设计方案有着直接的关系。检测期间不同朝向和倾角采光平面上的太阳辐照量和发电量是不同的，应分别计算不同朝向和倾角平面上的太阳辐照量后相加得到整个太阳光伏系统中的太阳辐照量和发电量。

**6.2.5** 系统发电性能长期检测时应符合以下规定：

**1** 检测周期不应少于120d，且应连续完成，长期检测开始时间应在每年春分（秋分）前至少60d，结束时应在每年春分（或秋分）后至少60d结束。

**2** 对于光伏系统长期检测，可采用其光伏系统运行统计数据，需对系统的电表、辐射表进行校核，偏差应不大于±5%。

**3** 对于光伏系统运行中记录了其检测周期内实际运行功率或运行电能的，运行数据经校核后，可直接统计得到光伏系统长期检测下发电量及总辐照量。

**4** 长期检测时其光电转换效率计算公式如下：

$η\_{d}=\frac{E\_{a}×3.6}{\sum\_{i=1}^{n}H\_{ai}A\_{ci}}×100$ （6.2.3-1）

式中：$η\_{d}$——太阳能光伏系统光电转换效率（%）

n——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能电池方阵个数；

$H\_{ai}$——第 $i$ 个朝向和倾角采光平面上单位面积的长期检测总太阳辐射量（MJ/m2）

$A\_{ci}$——第 $i$ 个朝向和倾角平面上的太阳能电池组件采光面积（m2），在测量太阳能光伏系统电池组件面积时，应扣除电池组件的间隙距离，将电池组件的有效面积逐个累加，得到总有效采光面积；

$ E\_{a}$——太阳能光伏系统的长期检测总发电量（kWh）

**【条文说明】**本条参考了国家现行标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801中对太阳能光伏系统长期检测的规定和现行行业标准《公共建筑节能检测标准》JGJ/T 177中对空调系统年冷源系统能效系数检测规定。

**6.2.6** 光伏组件输出功率现场检测应符合下列规定：

**1** 在检测前，应确保系统在正常负载条件下稳定运行，光伏组件规格型号与设计文件一致。

**2** 需重复进行3次，每次检测期间太阳总辐照度不应小于700W/m2，太阳总辐照度的不稳定度不应大于±50W/m2**。**

**3** 现场通过系统组件直流侧的工作电压和工作电流检测得出实际直流输出功率。

**4** 检测期间，需对背板温度进行监测；

**5** 应采用光强和背板温度对实际检测输出功率进行校正。

**【条文说明】**本条规定了光伏组件输出功率的现场检测要求，其中：

2 检测期间太阳总辐照度不应小于700W/m2，标准测试条件是在1000W/m2，考虑到部分地区测试条件不一定达到，要求至少应达到的低限值，因此提出进行光强修正。

4 检测期间，组件的背板温度会影响其输出功率，因此需对温度进行检测，便于后续进行温度校正。

5 输出功率光强校正时，应采用线性法进行校正，由厂家提供性能曲线；温度校正时，按照功率随温度变化的公式P=Pm×[1+a×(T-25℃)]（其中P为光伏组件修正功率（单位W），Pm为光伏组件标称功率（单位W），a为功率温度系数（晶硅组件取-0.35%/℃，非晶硅组件取-0.20%/℃），T为光伏组件背板温度（单位℃）。

## 6.3 电气性能检测

**6.3.1** 光伏组件串的检测应符合下列要求:

**1** 汇流箱内测试光伏组件串的极性应正确。

**2** 相同测试条件下的相同光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于2%，但最大偏差不应超过 5V。

**3** 在发电情况下应使用钳形万用表对汇流箱内光伏组件串的电流进行检测。相同测试条件下且辐照度不应低于700W/m2，相同光伏组件串之间的电流偏差不应大于5%。

**【条文说明】**本条规定了光伏组件串调试检测应符合下列要求：

1光伏组件在组串过程中，会出现将插接头反装，从而导致光伏组件串的极性反接的现象。在测试过程中，应对此进行认真检测。

极性测试抽样原则：从每个逆变单元抽取组件串数量不应少于该逆变单元组件串总数的5%，且不少于3个组串。

极性检测方法：用合适的测试设备测试所有直流电缆的极性。确认电缆的极性之后，检查其极性标识是否正确，以及是否正确地连接到系统装置（例如开关装置或逆变器）上。

2相同规格和型号的光伏组件组串完毕后，在相同的测试条件下进行测试，其电压偏差不应太大。若电压偏差超出规定，应对光伏组件串内的光伏组件进行检查，必要时可进行更换调整。

开路电压测试抽样原则：从每个逆变单元抽取组件串数量不应少于该逆变单元组件串总数的5%，且不少于3个组串。

开路电压测试方法：应使用合适的测试设备测量每个光伏组串的开路电压。该项测试应在关闭电路开关或安装阵列过流保护装置之前（若有）进行。开路电压的测量结果应与设计值进行比较。若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定，应对各组串的电压进行比较。电压测量结果应一致（在相同太阳辐射条件下一般相差不超过±2%）。

3 在并网状态下，使用钳形电流表直接测试光伏组件串的电流，直观且安全，并能通过此种测试方法发现光伏组件串之间的电流差异，从而发现存在的问题。抽样原则：从每个逆变单元抽取组件串数量不应少于该逆变单元组件串总数的5%，且不少于3个组串。光强测量方法有两种：标准电池和热电堆式总辐射计。

测试方法：

电流测试包括光伏组串短路电流测试和光伏组串运行电流测试。

光伏组串短路电流测试，应使用合适的测试设备测量每个光伏组串的短路电流，确保所有光伏组串之间彼此隔离，而且所有开关装置和短路方式均处于打开位置。测试值应与设计值进行比较。若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定，应对各组串的电流测量结果进行比较。在相同太阳辐射条件下，测试值与设计值之间的偏差不应大于5%。

光伏组串运行电流测试，将系统开启并处于正常运行模式（逆变器最大功率点跟踪），并测量每个光伏组串的电流。测量时使用合适的钳形电流表，钳在组串电缆上。测试值应与设计值进行比较。若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定，应对各组串的电流测量结果进行比较。在相同太阳辐射条件下，测试值与设计值之间的偏差不应大于5%。

光强测量方法有两种：标准电池和热电堆式总辐射计。

**6.3.2** 逆变器并网后，对下列情况下逆变器是否跳闸解列进行测试：

**1** 具有门限位闭锁功能的逆变器，开启逆变器盘门。

**2** 逆变器交流侧掉电。

**3** 逆变器直流侧对地阻抗低于保护设定值。

**4** 逆变器直流输人电压高于或低于逆变器的整定值。

**5** 逆变器直流输入过电流。

**6** 逆变器交流侧电压超出额定电压允许范围。

**7** 逆变器交流侧频率超出额定频率允许范围。

**8** 逆变器交流侧电流不平衡超出设定范围。

**【条文说明】**逆变器的保护功能直接涉及光伏发电站接人电网的稳定运行，甚至人身生命安全，所以其保护功能尤为重要。虽然逆变器生产单位在出厂前都经过此方面的测试，但按照现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB50150中的相关规定，应该在施工现场进行复测。因逆变器的保护功能只能在并网状态下进行，故需要逆变器厂家、施工方和建设方充分沟通并达成共识。具体操作可以通过更改逆变器参数的方法来进行测试。

**6.3.3** 汇流设备监控功能应满足监控系统通信地址正确、通信良好且具抗干扰能力并实时准确反映箱内各光伏组串电流变化情况，抽样原则为按型号划分抽样单元且无特殊要求时按《计数抽样检验程序》GB/T2828.1 中特殊检验水平 S-1 执行，检测方法为通过测量仪器测量并将结果与监控系统界面显示数值比对。

**6.3.4** 继电保护系统调试检查应按电力部门相关规定执行，单体调试时检查开入、开出、采样等元件功能及定值正确，模拟保护动作时开关应准确可靠跳闸且动作时间符合要求，整组调试时检查实际继电保护动作逻辑与预设策略一致，同时验证站控层继电保护信息管理系统的站内及与远方主站的通信、交互功能正确，全数检查，检测方法采用观察检查和操作检查。

**6.3.5** 继电保护系统调试检查应按电力部门相关规定执行，单体调试时检查开入、开出、采样等元件功能及定值正确，模拟保护动作时开关应准确可靠跳闸且动作时间符合要求，整组调试时检查实际继电保护动作逻辑与预设策略一致，同时验证站控层继电保护信息管理系统的站内及与远方主站的通信、交互功能正确，全数检查，检测方法采用观察检查和操作检查。

**6.3.6** 防孤岛保护检测应使用能精确模拟三相独立交流用电设备谐振发生且满足三相负载不平衡检测要求的 RLC 负载，其抽样原则和检测方法符合《光伏发电系统接入配电网检测规程》（GB/T 30152）的规定。

**6.3.7** 远动通信系统调试检查应确保远动通信装置电源稳定可靠、远动装置至调度方远动装置的信号通道调试完毕且稳定可靠、调度方遥信遥测遥控遥调功能准确可靠并满足当地接入电网部门特殊要求、远动通信系统切换功能满足技术要求，全数检查，检测方法采用观察检查和操作检查。

**6.3.8** 电能量信息管理系统调试检查应确保采集系统配置符合当地电网部门规定、光伏电站关口计量主副表规格型号及准确度相同且经当地电力计量检测部门校验并出具报告、关口表 CT 及 PT 经校验并出具报告、电度表投入运行前由当地电力计量部门施加封条封印、电量信息能实时准确反应到当地电力计量中心，全数检查，检测方法采用观察检查。

**6.3.9** 不间断电源系统调试检查应确保主电源、旁路电源及直流电源间的切换功能准确可靠且异常告警功能正确，同时计算机监控系统实时准确反映其运行数据和状况，全数检查，检测方法采用观察检查。

**6.3.10** 二次系统安全防护调试检测应确保由站控层物理隔离装置和防火墙构成的安全防护系统实现自动化系统网络安全防护功能，配置符合当地电网部门规定，相关设备运行功能及参数符合要求，且运行情况与预设安防策略一致，全数检查，检测方法采用观察检查和操作检查。原则和检测方法，符合《光伏发电系统接入配电网检测规程》GB/T30152中的规定。

**6.3.11** 使用电能质量分析仪对所有逆变器输出端，电网公共连接点进行电能质量检测，电能质量应符合下列要求：

**1** 光伏系统接入电网后引起电网公共连接点的谐波电压畸变率以及向电网公共连接点注入的谐波电流在10 min内测得的方均根值应符合《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549的规定。

**2** 光伏系统接入电网后，公共连接点的电压应符合《电能质量 供电电压偏差》GB/T12325的规定。

**3** 光伏系统引起公共连接点处的电压波动和闪变应符合《电能质量 电压波动和闪变》GB/T12326的规定。

**4** 光伏系统并网运行时，公共连接点三相电压不平衡度应符合《电能质量 三相电压不平衡》GB/T15543的规定。

**5** 光伏系统并网运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的0.5%。

**6** 抽样原则和检测方法，符合《光伏发电系统接入配电网检测规程》GB/T30152中的规定。

**附 录 A**

**光伏建筑一体化工程检测报告**

|  |
| --- |
| 报告编号 共 页 第 页 |
| 工程名称 |
| 开工日期 |  | 完工日期 |  | 检测日期 |  |
| 受检单位名称 |  |
| 受检单位地址 |  | 受检单位电话 |  |
| 单位名称 |
| 单位地址 |  | 单位电话 |  |
| 工程检测地址 |
| 任务来源 |
| 检测依据 |
| 检测人员 | 审核人员 | 报告批准人 |

**附 录 B**

**光伏系统基本信息表**

|  |
| --- |
| 直流侧信息 |
| 组件类 型 |  | 尺 寸（mm） |  | 串并联方式 |  | 安装方 位 角 |  |
| 生产厂家 |  |
| *V*oc | *I*sc | *P*mp | *V*mp | *I*mp | 最大系统电压 | 保护电流 | 额定工作温度 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| 交流侧信息 |
| 逆变器类型 |  | 数量 |  | 生产厂家名称 |  |
| 性能参 数 | 功率 | 输入 | 输入电流 | 输出电压 | 输出频率 | 逆变效率 | 功率 |
|  |  |  |  |  |  |  |
| 储能系统信息 |
| 储能电池类型及 型号 |  | 数量 |  | 生产厂家名称 |  |
| 性能参数 | 容量 | 浮充电压 | 匀充电压 | 容量保存率 | 寿命 | 最大可持续供电天 | 其他 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| 环境监控系统设备信息 |
| 系统型号 | 太阳辐照度仪 | 环境温度计 | 环境 湿度仪 | 风速仪 | 组件温度测量仪 | 其他 |
|  |  |  |  |  |  |  |

**附 录 C**

**光伏组件及方阵工程检测报告**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 检验项目 | 单位 | 技术要求 | 检测方法 | 检测结果 | 判定标准 |
| 1 | 光伏方阵无遮挡试验 |  |  |  |  |  |
| 2 | 环境参数检测 |  |  |  |  |  |
| 2.1 | 光伏阵列平面内总辐照度 | W/m2 |  |  |  |  |
| 2.2 | 环境温度 | ℃ |  |  |  |  |
| 2.3 | 环境湿度 | % |  |  |  |  |
| 2.4 | 环境平均风速 | m/s |  |  |  |  |
| 3 | 光伏组件串电性能参数检测 |  |  |  |  |  |
| 3.1 | 开路电压 | V |  |  |  |  |
| 3.2 | 短路电流 | A |  |  |  |  |
| 3.3 | 最大功率 | W |  |  |  |  |
| 3.4 | 最大系统电压 | V |  |  |  |  |
| 3.5 | 同一台逆变器上光伏组件串的一致性 |  |  |  |  |  |
| 4 | 组件安全性能检测 |  |  |  |  |  |
| 4.1 | 同一方阵中组件安装 纵向偏差 | mm |  |  |  |  |
| 4.2 | 同一方阵中组件安装 横向偏差 | mm |  |  |  |  |
| 4.3 | 组件绝缘电阻 | MΩ |  |  |  |  |

**附 录 D**

**电气性能检测报告**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 检验项目 | 单 位 | 技术要求 | 检测方法 | 检测结果 | 判定标准 |
| 1 | 电气部件外观检查 |  |  |  |  |  |
| 1.1 | 汇流箱外观 |  |  |  |  |  |
| 1.2 | 配电柜外观 |  |  |  |  |  |
| 1.3 | 线缆外观 |  |  |  |  |  |
| 2 | 防雷接地保护检测 |  |  |  |  |  |
| 2.1 | 光伏方阵 |  |  |  |  |  |
| 2.2 | 汇流箱 |  |  |  |  |  |
| 2.3 | 配电柜 |  |  |  |  |  |
| 2.4 | 储能电池 |  |  |  |  |  |
| 2.5 | 逆变器、控制器 |  |  |  |  |  |
| 3 | 绝缘电阻检测 |  |  |  |  |  |
| 3.1 | 组件或组件串 | MΩ |  |  |  |  |
| 3.2 | 汇流箱 | MΩ |  |  |  |  |
| 3.3 | 接线端子 | MΩ |  |  |  |  |
| 4 | 连接电缆线径 | mm2 |  |  |  |  |
| 5 | 继电保护措施 |  |  |  |  |  |
| 6 | 保护短路措施 |  |  |  |  |  |
| 7 | 浪涌保护措施 |  |  |  |  |  |
| 8 | 警示标签 |  |  |  |  |  |
| 9 | 系统连线图 |  |  |  |  |  |
| 10 | 紧急关机程序 |  |  |  |  |  |

**附 录 E**

**系统整体运行性能检测报告**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 检验项目 | 技术要求 | 检测方法 | 检测结果 | 判定标准 |
| 1 | 视频监控与记录 |  |  |  |  |
| 2 | 环境参数测量、监控与记录 |  |  |  |  |
| 3 | 直流侧发电参数测量、监控与记录 |  |  |  |  |
| 4 | 交流侧发电参数测量、监控与记录 |  |  |  |  |
| 5 | 逆变设备启动、控制、保护功能 |  |  |  |  |
| 6 | 各参数实时显示功能 |  |  |  |  |
| 7 | 信息远程传输功能 |  |  |  |  |

**附录F**

**光伏结构工程质量检验记录表**

编号：共 页 第 页

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 委托单位  |  | 工程名称 |  | 工程地点 |  |
| 设计单位 |  | 施工单位 |  | 工程编号 |  |
| 检验依据 |  | 检验类别 |  | 检验时间 |  |
| 序号 | 检验项目 | 检验设备名称、编号 | 抽样部位、数量 | 检验结果 | 备注 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | 混凝土强度 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | 混凝土构件尺寸偏差 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 | 钢构件尺寸偏差 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 | 铝合金构件尺寸偏差 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 | 金属构件防腐涂层厚度 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 | 防水处理 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 | 焊缝内部缺陷 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 | 锚栓拉拔试验报告 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 | 夹具拉拔试验报告 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

校核： 记录： 检验：

**本标准用词说明**

**1** 为便于在执行本标准条文时区别对待，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”。

**2** 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

**引用标准名录**

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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。

1. 《建筑结构检测技术标准》GB/T 50344
2. 《混凝土结构工程施工规范》GB 50666
3. 《混凝土拌合物性能试验方法》GB/T 50080
4. 《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204
5. 《铝合金建筑型材 第1部分：基材》GB/T 5237.1-2017
6. 《变形铝及铝合金化学成分》GB/T 3190
7. 《碳素结构钢和低合金结构钢热轧钢板和钢带》GB/T 3274
8. 《热轧钢板和钢带的尺寸、外形、重量及允许偏差》GB/T 709
9. 《非磁性基体金属上非导电覆盖层 覆盖层厚度测量 涡流法》GB/T 4957
10. 《金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层 技术要求及试验方法》GB/T 13912
11. 《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776
12. 《硅酮和改性硅酮建筑密封胶》GB/T 14683
13. 《建筑门窗、幕墙用密封胶条光伏结构工程材料现场的检验》GB/T 24498
14. 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018
15. 《钢结构设计标准》GB 50017
16. 《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205
17. 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368
18. 《光伏发电站汇流箱检测技术规程》GB∕T 34933
19. 《光伏发电站汇流箱检测技术规程》GB∕T 37409
20. 《光伏发电站无功补偿装置检测技术规程》GB∕T 34931
21. 《光伏发电站接入电网检测规程》GB∕T 31365
22. 《建筑光伏系统应用技术标准》GB∕T 51368
23. 《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB∕T36963
24. 《光伏发电站施工规范》GB 50794
25. 《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB∕T 37655
26. 《建筑物防雷装置检测技术规范》GB/T 21431
27. 《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
28. 《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50303
29. 《光伏发电系统接入配电网检测规程》GB/T 30152
30. 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
31. 《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255
32. 《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231
33. 《建筑幕墙热循环试验方法》JG/T 397
34. 《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492
35. 《建筑门窗玻璃幕墙热工计算规程》JGJ/T 151
36. 《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
37. 《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145
38. 《光伏发电站支架技术要求》NB/T 10642
39. 《光伏发电站现场组件检测规程》NB∕T 32034