

福建省工程建设地方标准

DB

DBJ/T 13-157-2012

住房和城乡建设部备案号: J12160-2012

建筑太阳能光伏系统应用技术规程

Technical code for building solar photovoltaic system

2012-08-28 发布

2012-10-01 实施

福建省住房和城乡建设厅 发布

福建省工程建设地方标准

建筑太阳能光伏系统应用技术规程

Technical code for building solar photovoltaic system

DBJ/T 13-157-2012

住房和城乡建设部备案号：J12160-2012

主编单位：福建省建筑科学研究院
福建省鼎日光电科技有限公司

批准部门：福建省住房和城乡建设厅

实施日期：2012 年 10 月 01 日

**福建省住房和城乡建设厅关于批准发布
省工程建设地方标准《建筑太阳能
光伏系统应用技术规程》的通知**

闽建科[2012]30号

各设区市建设局（建委），平潭综合实验区交通与建设局：

由福建省建筑科学研究院和福建省鼎日光电科技有限公司共同编制的《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》，经审查，批准为福建省工程建设地方标准，编号为 DBJ/T13-157-2012，自 2012 年 10 月 1 日起执行。在执行过程中，有何问题和意见请函告省厅建筑节能与科技处。

该标准由省厅负责管理。

**福建省住房和城乡建设厅
2012 年 8 月 28 日**

关于同意福建省《城市园林绿地养护质量标准》等四项地方标准备案的函

建标标备[2012]135号

福建省住房和城乡建设厅：

你厅《关于报送福建省工程建设地方标准〈城市园林绿地养护质量标准〉备案的函》（闽建科函[2012]138号）、《关于报送福建省工程建设地方标准〈福建省地源热泵系统应用技术规程〉备案的函》（闽建科函[2012]151号）、《关于报送福建省工程建设地方标准〈福建省既有居住建筑节能改造技术规程〉备案的函》（闽建科函[2012]152号）、《关于报送福建省工程建设地方标准〈建筑太阳能光伏系统应用技术规程〉备案的函》（闽建科函[2012]153号）收悉。经研究，同意该四项标准作为“中华人民共和国工程建设地方标准”备案，其备案号：

《城市园林绿地养护质量标准》 J12157-2012

《福建省地源热泵系统应用技术规程》 J12158-2012

《福建省既有居住建筑节能改造技术规程》 J12159-2012

《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》 J12160-2012

该四项标准的备案公告，将刊登在近期出版的《工程建设标准化》刊物上。

中华人民共和国住房和城乡建设部标准定额司

二〇一二年九月十一日

前 言

本规程根据福建省住房和城乡建设厅《关于印发〈福建省住房和城乡建设厅 2009 年科学技术项目计划〉的通知》(闽建科[2009]42 号文)的要求,由福建省建筑科学研究院等单位,在总结我省各地光伏系统应用实践经验和研究成果,参考国内外有关资料,结合我省各地太阳能资源状况,广泛征求意见的基础上,制订而成。

本规程的主要技术内容是:1 总则;2 术语;3 光伏系统设计;4 光伏系统与建筑一体化设计;5 光伏系统安装;6 工程验收;7 光伏系统运行管理与维护。

本规程由福建省住房和城乡建设厅负责管理,由福建省建筑科学研究院负责技术内容解释。在执行过程中如有意见或建议,请将有关资料反馈给福建省住房和城乡建设厅科技处(地址:福州市北大路 242 号,邮编:350001)和福建省建筑科学研究院(地址:福州市杨桥中路 162 号,邮编:350025),以供修订时参考。

本规程主编单位:福建省建筑科学研究院

福建省鼎日光电科技有限公司

本规程参编单位:福建省工程建设科学技术标准化协会

福建省建筑设计研究院

福建南方新能源科技有限公司

珠海兴业绿色建筑科技有限公司

北京能高自动化技术股份有限公司

厦门多科真太阳能科技有限公司

无锡尚德太阳能电力有限公司

英利集团有限公司

本规程主要起草人:	刘珠雄	黄金富	谢竹雯	蔡国雄
	林卫东	黄夏东	曾志华	郭锦唐
	柯贵强	葛欢	周磊	曾亿平
	梁哲	张志昆	杨淑波	陆源立
	王文超	徐春桃	马晓峰	林文须
本规程主要审查人:	陈汉民	林功丁	孟昭洲	杨仁光
	梁章旋	杨超	郑志	黄宇洪

目次

1	总则	1
2	术语	2
3	光伏系统设计	5
3.1	一般规定	5
3.2	系统设计	6
3.3	系统接入	8
3.4	系统监测	10
4	光伏系统与建筑一体化设计	11
4.1	一般规定	11
4.2	规划设计	12
4.3	建筑设计	12
4.4	结构设计	15
4.5	电气设计	18
5	光伏系统安装	21
5.1	一般规定	21
5.2	基础	22
5.3	支架	23
5.4	光伏组件与方阵	24
5.5	电气系统	25
5.6	系统的调试与检测	25
6	工程验收	27
6.1	一般规定	27
6.2	基础工程	30
6.3	支架工程	31
6.4	光伏组件与方阵工程	32

6.5	控制器与逆变器	35
6.6	光伏接线箱与配电柜	36
6.7	蓄电池	37
6.8	电气工程	37
6.9	检测与试运行	38
6.10	测评	39
7	光伏系统运行管理与维护	41
7.1	一般规定	41
7.2	光伏方阵	42
7.3	光伏接线箱与直流配电柜	44
7.4	控制器与逆变器	45
7.5	接地与防雷系统	46
7.6	交流配电柜	46
7.7	电缆	48
7.8	蓄电池	49
7.9	数据通讯系统	49
7.10	巡检周期与维护记录	50
附录 A	光伏系统分项工程及其检验批划分原则	54
附录 B	光伏系统防雷工程验收记录	55
附录 C	光伏系统分项工程检验批质量验收记录表	56
附录 D	光伏系统分项工程质量验收记录表	62
附录 E	光伏系统工程验收记录	63
附录 F	光伏系统工程质量控制资料核查记录	64
附录 G	光伏建筑一体化系统巡检记录表	65
附录 H	光伏建筑一体化系统维护记录表	67
附录 J	福建省各地区气候数据	68
	本规范用词说明	69
	引用标准名录	70
	附：条文说明	71

Contents

1 General provision	1
2 Terms	2
3 Design of PV System	5
3.1 General requirement	5
3.2 System Design	6
3.3 Grid-connecting of the System	8
3.4 monitor of the System	10
4 Building-integrated photovoltaic systems and design	11
4.1 General requirement	11
4.2 Planning Design	12
4.3 Building Design	12
4.4 Structure Design	15
4.5 Electrical Design	18
5 Installation of PV System	21
5.1 General requirement	21
5.2 Foundation	22
5.3 Bracket	23
5.4 PV Module and PV Array	24
5.5 Electrical System	25
5.6 System Commissioning and Test	25
6 Check and Accept	27
6.1 General requirement	27
6.2 Foundation	30
6.3 Bracket	31
6.4 PV Module and PV Array	32
6.5 Controller and Inverter	35
6.6 PV Connecting Box and Distribution box	36
6.7 Battery	37

6.8 Electrical Engineering	37
6.9 Test and Preoperation	38
6.10 Test and Appraisal	39
7 Operation and Maintenance of Building Mounted PV System	41
7.1 General Requirement	41
7.2 PV Array	42
7.3 PV Connecting Box and Distribution Box	44
7.4 Controller and Inverter	45
7.5 Grounding and Lightning Protection System	46
7.6 Distribution	46
7.7 Wiring	48
7.8 Battery	49
7.9 Data Transmission System	49
7.10 Patrol inspection Period and Maintenance Records	50
Appendix A Division Principles of Sub-works and Inspection	
Lot Division for PV Systems	54
Appendix B Acceptance Records of Concealed Sub-works for PV Systems	55
Appendix C Quality Acceptance Records of Inspection Lots of Sub-works for PV Systems	56
Appendix D Tables of Quality Acceptance Records of Sub-works for PV Systems	62
Appendix E Acceptance Records of PV Systems	63
Appendix F Examination Records of Quality Control Documents for PV Systems	64
Appendix G Tables for Examination of Systems in the Buildings Integrated with PV Systems	65
Appendix H Maintenance Table of Systems in the Buildings Integrated with PV Systems	67
Appendix J Climate Data in Fujian Province	68
Eplanation of Wording In This Code	69
List of Quoted Standards	70
Addition:Explanation of Provisions	71

1 总 则

1.0.1 为推动太阳能光伏系统在建筑中的应用,促进光伏系统与建筑的结合,规范太阳能光伏系统的设计、安装、验收和运行管理与维护,保证工程质量,制定本规程。

1.0.2 本规程适用于新建、改建和扩建建筑的光伏系统工程,以及在既有建筑上安装或改造已安装的光伏系统工程的设计、安装、验收和运行管理与维护。

1.0.3 新建建筑的光伏系统设计应纳入建筑工程设计,统一规划、同步设计、同步施工、同步验收,与建筑工程同时投入使用。

1.0.4 在既有建筑上改造或安装光伏系统应按建筑工程审批程序进行专项工程的设计、施工和验收。

1.0.5 具备并网功能的光伏系统在设计阶段应报当地电网管理部门审核建设方案,审批后方可施工,并在工程验收阶段向当地电网管理部门申请并网许可。

1.0.6 建筑应用太阳能光伏系统除应符合本规程外,尚应符合国家、行业现行有关标准的规定。

2 术语

2.0.1 太阳能光伏系统 solar photovoltaic (PV) system

利用太阳能电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统,简称光伏系统。

2.0.2 光伏建筑一体化 building integrated photovoltaic (BIPV)

在建筑上安装光伏系统,并通过专门设计,实现光伏系统与建筑的良好结合。

2.0.3 光伏构件 PV components

工厂模块化预制的,具备光伏发电功能的建筑材料或建筑构件,包括建材型光伏构件和普通型光伏构件。

2.0.4 建材型光伏构件 PV modules as building components

太阳能电池与建筑材料复合在一起,成为不可分割的建筑材料或建筑构件。

2.0.5 普通型光伏构件 conventional PV components

与光伏组件组合在一起,维护更换光伏组件时不影响建筑功能的建筑构件,或直接作为建筑构件的光伏组件。

2.0.6 光伏电池 PV cell

将太阳辐射能直接转换成电能的一种器件。

2.0.7 光伏组件 PV module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电流输出的、最小不可分割的太阳能电池组合装置。

2.0.8 光伏方阵 PV array

由若干个光伏组件或光伏构件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。

2.0.9 光伏组件倾角 tilt angle of PV module

光伏组件所在平面与水平面的夹角。

2.0.10 并网光伏系统 grid-connected PV system

与公共电网联结的光伏系统。

2.0.11 独立光伏系统 stand-alone PV system

不与公共电网联结的光伏系统。

2.0.12 光伏接线箱 PV connecting box

保证光伏组件有序连接和汇流功能的接线装置。该装置能够保障光伏系统在维护、检查时易于分离光伏直流电路，当光伏系统发生故障时减小停电的范围。

2.0.13 直流主开关 DC main switch

安装在光伏方阵输出汇总点与后续设备之间的开关，包括隔离电器和短路保护电器。

2.0.14 直流分开关 DC branch switch

安装在光伏方阵侧，为维护、检查方阵，或分离异常光伏组件而设置的开关，包括隔离电器和短路保护电器。

2.0.15 并网接口 utility interface

光伏系统与电网配电系统之间相互联结的公共连接点。

2.0.16 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏电池方阵的直流电流变换为符合所并电网要求的交流电流的装置。

2.0.17 孤岛效应 islanding effect

电网失压时，并网光伏系统仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态。

2.0.18 电网保护装置 protection device for grid

监测光伏系统并网的运行状态，在技术指标越限情况下将光伏系统与电网安全解列的装置。

2.0.19 应急电源系统 emergency power supply system

当电网因故障停电时能够为特定负荷继续供电的电源系统。通常由逆变器、保护开关、控制电路、储能装置（如蓄电池）和充电控制装置等组成。

2.0.20 数据监测系统 data monitoring system

通过安装数据采集和计量装置，采用不同数据传输手段，实现数据在线、实时监测和动态分析功能的硬件和软件系统的统称。

3 光伏系统设计

3.1 一般规定

3.1.1 建筑太阳能光伏系统应有专项设计或作为建筑电气工程设计的一部分。系统设计应包括系统接入设计和系统监测设计。

3.1.2 光伏组件或方阵的选型和设计应与建筑结合，在综合考虑发电效率、发电量、电气安全、结构安全、适用和美观的前提下，应优先选用光伏构件，并应与建筑模数相协调，满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

3.1.3 光伏系统供配电和控制用导线应与其他管线统筹安排，安全、隐蔽、集中布置，满足安装维护的要求。

3.1.4 光伏组件或方阵连接电缆及其输出总电缆应符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定 第一部分：结构要求》GB/T 20047.1 的相关规定。

3.1.5 光伏组件应符合《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》(GB/T9535)和《地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型》(GB/T18911)的规定，并应符合上述标准所规定的使用条件。

3.1.6 在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。

3.1.7 并网光伏系统应具有相应的并网保护功能，并应安装必要的计量装置。

3.1.8 光伏系统应符合《光伏系统并网技术要求》GB/T19939 关于电压偏差、闪变、频率偏差、相位、谐波、三相不平衡度和功率因数等电能质量指标的要求。

3.1.9 离网独立光伏系统应满足《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T19064 的相关要求。

3.2 系统设计

3.2.1 应根据建筑物使用功能、电网条件、负荷性质和系统运行方式等因素，确定光伏系统的类型。

3.2.2 光伏系统设计应符合下列规定：

1 光伏系统应由光伏方阵、光伏接线箱、直流配电柜、逆变器、交流配电柜、蓄电池及其充电控制装置（限于带有储能装置系统）、电能表和显示电能相关参数的仪表组成；

2 光伏系统的线路设计宜包括直流线路设计和交流线路设计。

3.2.3 光伏系统的设备性能应满足下列要求：

1 系统中设备及其部件的性能应满足国家现行标准的相关要求，并应获得相关认证；

2 系统中设备及其部件的正常使用年限应满足国家现行标准的相关要求；

3 系统设备的选择应考虑维护保养的安全性，不得妨碍和降低设备固有的维护和检修的安全性标准；

4 系统设备应符合环保、卫生的要求。

3.2.4 光伏组件的选择应符合以下原则：

1 光伏组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和可

安装场面积应根据建筑物及其电力负荷确定；

2 根据光伏组件规格、安装面积及供电负荷确定光伏系统最大装机容量；

3 根据并网逆变器的额定直流电压、最大功率跟踪控制范围和光伏组件的最大输出工作电压及其温度系数，确定光伏组件的串联数；

4 根据总装机容量及光伏组件串的容量确定光伏组件串的并联数。

3.2.5 光伏接线箱设置应符合下列规定：

1 光伏接线箱内应设置汇流铜母排，并应有独立的接地铜母排或端子；

2 光伏接线箱内宜装设监测每个汇流子系统运行情况的装置；

3 每组光伏组件串应分别由线缆引至汇流铜母排，在铜母排前应分别设置直流分开关，并宜设置直流主开关；

4 光伏接线箱内应设置防雷电涌保护器；

5 光伏接线箱的设置位置应便于操作和检修，并宜选择在干燥的场所。设置在室外的光伏接线箱应采取防水和防腐措施，其防护等级不应低于 IP65；

6 所有光伏接线箱均应设置防触电警示标识，并注明当主、分开关断开后部件仍有可能带电。

3.2.6 并网光伏系统逆变器的总额定容量应不小于光伏系统装机容量。独立系统逆变器的总额定容量应根据交流侧负荷最大功率及负荷性质确定。逆变器的交、直流侧均应设置带检修功能的开关。

3.2.7 直流线路应符合下列规定：

1 耐压等级应高于光伏方阵开路电压的 1.25 倍；

2 额定载流量应高于短路保护电器整定值，短路保护电器整定值应高于光伏方阵标称短路电流的 1.25 倍；

3 线路损耗应控制在 2% 以内。

3.2.8 直流配电柜应符合下列规定：

1 直流配电柜的防护等级应能满足使用环境的要求；

2 直流配电柜应进行可靠接地，并具有明显的接地标识，设置相应的电涌保护器；

3 直流配电柜的接线端子应能保证电缆线可靠连接。

3.2.9 交流配电柜应在光伏系统实现交流接口、部分主控和监视等功能。交流配电设备容量的选择应与输入的电源设备和输出的供电负荷容量相匹配。

3.2.10 光伏系统交流侧的电缆，应设短路或过流保护装置。

3.2.11 光伏系统防雷和接地保护应符合下列规定：

1 光伏系统的防直击雷和防雷击电磁脉冲措施应按国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057 中的相关规定执行；

2 太阳能光伏系统的所有金属支架及金属构件应就近与屋面避雷带可靠焊接。

3.3 系统接入

3.3.1 光伏系统与公用电网并网时，除应符合现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T19939 的相关规定外，还应符合下列规定：

1 光伏系统应有相对独立空间，其中，中型或大型光伏系统

宜设置独立控制机房，机房内应设置配电柜、仪表柜、并网逆变器、监视器及蓄电池（限于带有储能装置系统）等；

2 光伏系统专用标识的形状、颜色、尺寸和安装高度应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB2894 的相关规定；

3 光伏系统在并网处设置的并网专用低压开关箱（柜）应设置手动隔离开关和自动断路器，断路器应采用带可视断点的开关。

3.3.2 并网光伏系统与公共电网之间应设置隔离装置。光伏系统在并网处应设置专用的低压开关箱（柜），并应设置专用标识和“警告”、“双电源”提示性文字和符号。

3.3.3 并网光伏系统应具有自动检测功能及并网切断保护功能，并应符合下列规定：

1 光伏系统应安装电网保护装置，并应符合现行国家标准《光伏（PV）系统电网接口特性》GB/T20046 的相关规定；

2 光伏系统与公共电网之间的隔离开关和断路器均应具有切断中性线（N 线）功能，且相线和中性线应能同时分断和合闸；

3 当公用电网电能质量超限时，光伏系统应自动与公用电网解列，在公用电网质量恢复正常后的 5min 之内，光伏系统不得向电网供电。

3.3.4 逆流光伏系统宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置。非逆流光伏系统应有可靠的防逆流措施。

3.3.5 通信与电能计量装置应符合下列规定：

1 光伏系统自动控制、通信和电能计量装置应根据当地公共电网条件和供电机构的要求配置，应与光伏系统工程同时设计、同时建设、同时验收、同时投入使用；

2 光伏系统宜配置相应的自动化终端设备，以采集光伏系统装置及并网线路的遥测、通信数据，并传输至相应的调度主站；

3 光伏系统应在发电侧和电能计量点分别配置、安装专用电能计量装置，并宜接入自动化终端设备；

4 电能计量装置应符合现行行业标准《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137 和《电能计量装置技术管理规程》DL/T448 的相关规定；

5 大型逆流并网光伏系统应配置 2 部调度电话。

3.3.6 作为应急电源的光伏系统应符合下列规定：

1 应保证在紧急情况下光伏系统与公用电网解列，并应切断由光伏系统供电的消防负荷；

2 开关柜（箱）中的应急回路应设置相应的应急标志和警告标识；

3 光伏系统与电网之间的自动切换开关宜选用不自复方式。

3.4 系统监测

3.4.1 太阳能光伏系统数据监测系统由计量监测设备、数据采集装置和数据中心软件组成。计量监测设备包括室外温度传感器、太阳总辐射传感器、太阳能光伏组件背面表面温度传感器、太阳能光伏系统发电量监测电表等。

3.4.2 光伏系统监测数据应包括平行于光伏组件的太阳辐照度、室外温度、光伏组件背面表面温度、发电量等。

3.4.3 监测系统数据采集频率宜在 5min/次~1h/次之间。

防火应满足《建筑设计防火规范》GB50016 及《高层民用建筑设计防火规范》GB50045 的要求。

4 光伏系统与建筑一体化设计

4.1 一般规定

4.1.1 光伏组件类型、安装位置、安装方式和材料颜色的选择应结合建筑功能、外观以及周围环境条件进行，并应使之成为建筑的有机组成部分。

4.1.2 安装在建筑各部位的光伏组件，包括直接构成建筑围护结构的光伏构件，应具有带电警告标识及相应的电气安全防护措施，并应满足该部位的建筑围护、建筑节能、结构安全和电气安全要求。

4.1.3 在既有建筑上增设或改造光伏系统，必须进行建筑结构安全、建筑电气安全的复核，并应满足光伏组件所在建筑部位的防火、防雷、防静电、防水等相关功能要求和建筑节能要求。

4.1.4 建筑设计应根据光伏组件的类型、安装位置和安装方式，为光伏组件的安装、使用、维护和保养等提供必要的承载条件和空间。

4.1.5 安装光伏组件的建筑部位，应采取防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

4.1.6 建材型光伏构件的性能和寿命应符合建筑使用要求对应的建筑性能、使用年限等规定。

4.1.7 光伏系统安装区域应设置消防疏散通道。光伏构件及电气

4.2 规划设计

4.2.1 应根据建设地点的地理位置、气候特征及太阳能资源条件，确定建筑的布局、朝向、间距、群体组合和空间环境，并应满足光伏系统设计和安装要求。

4.2.2 安装光伏系统的建筑不应降低建筑本身或相邻建筑的建筑日照标准。

4.2.3 在进行建筑周围的景观设计和绿化种植时，要避免对投射到光伏方阵上的阳光造成遮挡。

4.2.4 应对光伏方阵可能引起的二次辐射进行预测，对本建筑或周围环境可能造成的光污染采取相应的措施。

4.3 建筑设计

4.3.1 应合理确定光伏系统各组成部分在建筑中的位置，并应满足其所在部位的建筑防水、排水和系统的检修、更新与维护要求。

4.3.2 建筑形体及空间组合应为光伏方阵接收更多的太阳能创造条件。光伏方阵冬至日全天宜有 3h 以上建筑日照时数。

4.3.3 光伏组件不应跨越建筑变形缝或伸缩缝设置。

4.3.4 晶硅型光伏组件的构造及安装应符合通风降温要求。

4.3.5 在平屋面上安装光伏方阵应符合下列规定：

1 光伏组件安装最佳倾角宜按 $15^{\circ} \sim 25^{\circ}$ 进行设计，且应考虑设置维修、人工清洗的设施与通道，通道最小宽度为 500mm；

2 光伏组件设置的最佳方位宜为正南方向 $\pm 15^\circ$ 范围内;

3 光伏方阵与其它遮光物或前后排的间距应满足光伏方阵充分阳光照射的要求。其间距的确定按以下公式:

$$D \geq H \times \cot \alpha_a$$

式中: D——光伏方阵与遮光物最小间距, (m);

H——遮光物最高点与光伏方阵最低点的垂直距离, (m);

α_a ——当地冬至日正午 12 时的太阳高度角, ($^\circ$)。

4 光伏方阵安装基座应与屋面预埋件连接牢固, 并应在地脚螺栓周围作密封处理;

5 在屋面防水层上设置太阳能光伏方阵时, 屋面防水层应包到基座上部, 并在基座下部增设附加防水层;

6 光伏方阵周围屋面、检修通道、屋面出入口和光伏方阵之间的人行通道上部应铺设保护层;

7 光伏组件的引线穿过屋面处应预埋防水套管, 并应作防水密封处理。防水套管应在平屋面防水层施工前埋设完毕。

4.3.6 在坡屋面上安装光伏方阵应符合下列规定:

1 坡屋面坡度宜根据光伏组件接受阳光的最佳倾角来确定, 倾角宜为 $15^\circ \sim 25^\circ$;

2 光伏方阵宜采用顺坡镶嵌或顺坡架空安装方式;

3 坡屋面上光伏方阵的支架应与埋设在屋面板上的预埋件连接牢固, 并采取防水构造措施;

4 顺坡镶嵌在坡屋面上的光伏方阵或光伏构件与屋面材料连接部位应做好防水构造处理, 且不得降低屋面整体的保温、隔热、防水等功能;

5 顺坡架空安装的光伏方阵与屋面之间的垂直距离应满足

安装和通风散热间隙的要求, 光伏组件与屋面间宜留有 $\geq 100\text{mm}$ 的通风间隙。

4.3.7 在阳台或平台上安装光伏方阵应符合下列规定:

1 安装在阳台或平台栏板上的晶硅光伏方阵应有适当的倾角, 倾角宜为 $70^\circ \sim 80^\circ$;

2 安装在阳台或平台栏板上的光伏方阵支架应与栏板主体结构上的预埋件牢固连接;

3 构成阳台或平台栏板的光伏构件, 应满足刚度、强度、防护功能和电气安全要求;

4 应采取保护人身安全的防护措施。

4.3.8 在墙面上安装光伏方阵应符合下列规定:

1 安装在墙面的光伏方阵支架应与墙面结构主体上的预埋件锚固;

2 光伏方阵与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果;

3 设置在墙面的光伏方阵的引线穿过墙面处, 应预埋防水套管, 且穿墙管线不宜设在结构柱处;

4 光伏方阵镶嵌在墙面时, 宜与墙面装饰材料、色彩、分格等协调处理;

5 对安装在墙面上提供遮阳功能的光伏构件, 应满足室内采光和日照的要求;

6 当光伏方阵安装在窗面上时, 应满足窗面采光、通风等使用功能要求;

7 应采取保护人身安全的防护措施。

4.3.9 在建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列规定:

- 1 安装在建筑幕墙上的光伏方阵宜采用建材型光伏构件；
 - 2 光伏方阵尺寸应符合幕墙设计模数，光伏组件表面颜色、质感应与幕墙协调统一；
 - 3 光伏幕墙的性能应满足所安装幕墙整体物理性能的要求，并应满足建筑节能的要求；
 - 4 对于有采光和安全双重性能要求的部位，应使用双玻光伏幕墙，其使用的夹胶层应为聚乙烯醇缩丁醛（PVB）或其它满足安全要求的材料，并应满足建筑室内对视线和透光性能的要求；
 - 5 玻璃光伏幕墙的结构性能和防火性能应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102的要求；
 - 6 由玻璃光伏幕墙构成的雨篷、檐口和采光顶，应满足建筑相应部位的刚度、强度、排水功能及防止空中坠物的安全性能要求。
- 4.3.10 光伏系统的控制机房宜采用自然通风，当不具备条件时应采取机械通风措施。

4.4 结构设计

- 4.4.1 应根据光伏系统的类型，对光伏方阵的安装结构、支承光伏系统的主体结构或结构构件及相关连接件和预埋件进行结构专项设计。
- 4.4.2 结构设计应与建筑设计和光伏系统设计配合，合理安排光伏系统各组成部分在建筑中的位置。
- 4.4.3 应考虑风压对光伏组件与支架系统设计的影响，光伏组件或光伏方阵宜安装在风压较小的位置，光伏组件的安装方向及倾角宜按产生风压较小的方位布置。

4.4.4 选用建材型光伏构件，应向产品生产厂确认相关结构性能指标，满足建筑物使用期间对产品的结构性能要求。

4.4.5 在新建建筑上安装光伏系统，应考虑其传递的荷载效应。在既有建筑上安装光伏系统，应对既有建筑的结构设计、结构材料、耐久性、安装部位的构造及强度等进行复核验算，并应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求。

4.4.6 光伏系统的安装支架和连接件及支座的设计应符合下列规定：

- 1 非抗震设计时，应计算系统自重、风荷载、雪荷载和活荷载作用效应；
- 2 抗震设计时，应计算系统自重、风荷载、雪荷载、活荷载和地震作用效应。

4.4.7 光伏组件或方阵的支架，应由预埋于钢筋混凝土基座中的钢制热浸镀锌连接件或不锈钢地脚螺栓固定。连接件与基座的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

4.4.8 安装光伏系统的钢结构、铝合金结构应符合下列规定：

- 1 应根据光伏方阵安装的具体情况（如光伏方阵总面积、抗风压、抗雪载、抗震设防标准等），对光伏方阵所配套的边框（厚度、宽度、材质等）、支撑边框的导轨和支架及紧固件（含焊接）等进行结构设计，形成标准配件，并应符合现行国家标准、规范的相关规定；

2 钢结构、铝合金结构等结构构件在不影响其承载力的情况下，应选有利于排水的方式放置。

4.4.9 新建建筑安装太阳能光伏系统的设计应符合下列规定：

- 1 光伏方阵安装基座的主筋应锚固在主体结构内，并明确基

座与主体结构的连接、配筋、混凝土强度等级、保温、防水构造和防雷连接等做法；

2 由光伏方阵构成的阳台栏杆，应满足其刚度、强度和防护功能的要求。

4.4.10 既有建筑安装太阳能光伏系统的设计应符合下列规定：

1 光伏方阵支架结构与主体建筑结构宜采用化学锚栓连接。采用化学锚栓连接时，应符合下列要求：

- 1) 锚栓产品应有出厂合格证；
- 2) 碳素钢锚栓应经过防腐处理；
- 3) 应进行承载力现场试验，必要时应进行极限拉拔试验；
- 4) 每个连接点不应少于 2 个锚栓；
- 5) 锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10mm；
- 6) 不宜在与化学锚栓接触的连接件处进行焊接操作；
- 7) 锚栓承载力设计值不应大于其极限承载力的 50%；
- 8) 在地震设防区必须使用抗震适用型锚栓；
- 9) 应符合现行国家《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ145 的相关规定。

2 对于沿海多台风地区或高层建筑，应对预埋件或化学锚栓进行结构安全性的校核，并应通过试验确认其承载力；

3 对于非沿海多台风地区的多层建筑，允许采用不与主体结构锚固连接的支架基座，但应符合下列要求：

- 1) 应采取措施提高支架基座与主体结构间的附着力，满足风荷载与雪荷载作用及抗震的要求；
- 2) 支架基座应进行稳定性验算，包括抗滑移与抗倾覆验算。

4 用于固定支架的钢结构、支架基座等结构，宜由原主体结构设计单位设计。当不是原主体结构设计单位设计时，应经过原主体结构设计单位认可，并应符合国家有关规定要求。

4.4.11 受盐雾影响或有其它大气污染物的安装区域和场所，外露的预埋件或连接件及钢结构、支架、导轨、边框、紧固件应按国家有关标准规范进行防腐处理。使用过程中应根据具体情况进行定期检查、定期防腐处理。

4.4.12 支架、导轨、预埋件和别的安装配件，应根据光伏系统设定的使用寿命选择相应的耐候性能材料并应采取适宜的维护保养措施。

4.4.13 支架、导轨、预埋件和别的安装配件采用不同金属材料时，应采用绝缘垫片分隔。

4.4.14 地面安装光伏系统时，光伏组件最低点距硬质地面不宜小于 300mm，距一般地面不宜小于 1000mm，并应对地基承载力、基础的强度和稳定性进行验算。

4.5 电气设计

4.5.1 光伏系统应根据系统规模设置变配电间和控制机房。

4.5.2 光伏系统变配电间、控制机房的形式应根据光伏方阵规模、布置形式、建筑物（群）分布、周围环境条件和用电负荷的密度等因素确定，并应符合下列要求：

1 变配电间、控制机房宜与建筑物中既有或新建的变配电间合并设计；

2 配电装置和控制柜的布置，应便于设备的操作、搬运、检修和实验。

4.5.3 变配电间、控制机房的设计应满足国家相关规范的要求。

4.5.4 蓄电池室应布置在无高温、无潮湿、无震动、少灰尘、避免阳光直射的场所，并应满足《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T5044 的相关规定。

4.5.5 并网光伏系统配变电系统的接地形式应与接入电网系统的接地形式一致；独立光伏系统交流配电室采用系统 50Hz、220/380V，系统接地形式宜采用 TN 系统。

4.5.6 变配电间应设总等电位联结，并应与建筑物中既有或新建的配变电间总等电位联结合并或共用同一接地网。

4.5.7 除另有规定外，下列电气装置的外露可导电部分均应可靠接地：

- 1 电机、变压器、电器、手持及移动式电器；
- 2 配电设备、配电屏与接地屏的框架；
- 3 室内、外配电装置的金属框架、钢筋混凝土构架的钢筋及靠近带电部分的金属围栏等；
- 4 电缆的金属外皮和电力电缆、电线的金属保护导管、桥架、接线盒及终端盒；
- 5 建筑电气设备的基础金属构架。

4.5.8 宜设置数据监测系统控制室。控制室应做等电位联结，并设置等电位联结端子箱。控制室的接地系统设置应满足人身安全、设备安全及电子信息系统正常运行的要求。

4.5.9 在并网逆变器线路引入的交流配电柜处应设相应的电涌保护器。电涌保护器的电压保护水平应小于或等于 2.5kV。

4.5.10 新建建筑应预留光伏系统的电缆通道，并宜与建筑物本身的电缆通道合并设计。

4.5.11 既有建筑设计光伏系统时，光伏系统的电缆通道应满足建筑结构安全、电气安全等要求，桥架、线槽等电缆通道宜独立设置。

5 光伏系统安装

5.1 一般规定

5.1.1 光伏系统的安装应符合以下规定：

- 1 新建建筑光伏系统的安装施工应纳入建筑设备安装施工组织设计，并制定相应的安装施工方案和采取安全技术措施。
- 2 既有建筑光伏系统的安装施工应编制设计技术方案和施工组织设计与质量控制程序，并制定相应的安装施工方案与安全技术措施，必要时应进行可行性论证。

5.1.2 光伏系统安装前应具备以下条件：

- 1 设计文件齐备，且已通过审查；
- 2 施工组织设计与施工方案已经批准；
- 3 建筑、场地、供电、道路等条件能满足正常施工需要；
- 4 预留基座、预留孔洞、预埋管和相关设施符合设计要求，并已验收合格。

5.1.3 安装光伏系统时，应对已完成土建工程的部位采取保护措施，且安装施工完成后不影响土建部位的功能。

5.1.4 光伏系统安装时应采取防触电措施，并应符合下列规定：

- 1 施工人员应穿绝缘鞋、戴低压绝缘手套、使用绝缘工具；
- 2 当光伏系统安装位置上空有架空电缆时，应采取保护和隔离措施；

- 3 不应在雨、雪、大风天作业。

5.1.5 安装施工光伏系统时应采取安全措施，并应符合下列规定：

- 1 光伏系统的产品和部件在存放、搬运和吊装等过程中不得碰撞受损；吊装光伏组件时，光伏组件底部应衬垫木板，背面不得受到碰撞和重压；
- 2 光伏组件在安装时，表面应铺设木板遮挡阳光，防止电击危险；
- 3 光伏组件的输出电缆不得非正常短路；
- 4 对无断弧功能的开关进行连接时，不得在有负荷或能形成低阻回路的情况下接通或断开正负极；
- 5 连接完成或部分完成的光伏系统，遇有光伏组件破裂的情况应及时采取限制接近的措施，并应由专业人员处置；
- 6 不得局部遮挡光伏组件，避免产生热斑效应；
- 7 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工，应采取专用踏脚板等安全措施。

5.1.6 施工单位应根据设计文件要求，在施工过程中预留监测与检测点。

5.2 基座

5.2.1 安装光伏方阵的支架应设基座，基座应与建筑主体结构连接牢固。

5.2.2 基座施工应按设计要求做好屋面防水及附加防水，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的要求。

5.2.3 新建建筑安装光伏方阵的预埋件应在主体结构施工时埋

入，预埋件的位置应准确、牢固。

5.2.4 既有建筑安装光伏方阵的施工应符合下列要求：

1 根据设计要求确定连接件位置，位置应准确。连接件应与主体结构连接牢固，其施工安装应符合现行国家《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ145 的相关规定。

2 基座施工应符合以下规定：钻取孔洞（钻孔取芯法）→植筋（即化学锚栓）→孔洞防水封堵→基座浇注→附加防水层→基座角部泛水→瓦片修复（用于坡屋面）。

5.2.5 铜基座顶面及混凝土基座顶面的预埋件，在支架安装前应涂防腐涂料，并应妥善保护。

5.2.6 连接件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实。

5.3 支架

5.3.1 安装光伏方阵的支架应按设计要求制作。钢结构支架的安装和焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205 的要求。

5.3.2 支架应按设计要求安装在主体结构上，位置应准确，并应与主体结构牢固固定。

5.3.3 安装固定支架前应根据现场安装条件采取合理的抗风措施。

5.3.4 钢结构支架焊接完毕，应按设计要求做防腐处理。防腐施工应符合《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB50212 和《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB50224 的要求。

5.3.5 装配式方阵支架梁柱连接节点应保证结构的安全可靠，不得采用单一摩擦型节点连接方式，各支架部件的防腐等级要求应

由设计根据实际使用条件确定。

5.4 光伏组件与方阵

5.4.1 光伏方阵上应标有带电警告标识，光伏方阵强度应满足设计强度要求。

5.4.2 光伏方阵安装倾角和定位应符合设计要求，安装倾角误差为 $\pm 3^\circ$ 。

5.4.3 光伏方阵按设计要求，可靠固定在支架或连接件上。

5.4.4 光伏方阵之间的连接件，应便于拆卸和更换。

5.4.5 光伏方阵与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，并不得被施工等杂物堵塞。

5.4.6 坡屋面上安装光伏方阵时，其周边的防水连接构造必须严格按照设计要求施工，且不得渗漏。

5.4.7 光伏幕墙的安装应符合下列规定：

1 双玻光伏幕墙应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T139 的相关规定；

2 光伏幕墙应排列整齐、表面平整、缝宽均匀，安装允许偏差应满足现行国家标准《建筑幕墙》GB/T21086 的相关规定；

3 光伏幕墙应与普通幕墙同时施工，共同接受幕墙相关的物理性能检测。

5.4.8 在盐雾地区，光伏系统对设备选型、材料和安装工艺均有特殊要求，产品生产厂家和安装施工单位应共同研究制定适宜的安裝施工方案

5.4.9 在既有建筑上安装光伏组件，应根据建筑物的建设年代，结构状况，选择可靠的安装方法。

5.5 电气系统

5.5.1 电气装置安装应符合《建筑电气工程施工技术规程》DBJ13-22 和《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 的相关要求。

5.5.2 电缆线路施工应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50168 的相关要求。

5.5.3 电气系统接地应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169 的相关要求。

5.5.4 光伏系统直流侧施工时，应标识正、负极性，并宜分别布线。

5.5.5 蓄能型光伏系统的蓄电池上、下方及四周不得堆放杂物，并应保证设备的正常通风。

5.5.6 并网逆变器控制器四周不得设置其他电气设备或堆放杂物，并应保证设备的正常通风。

5.5.7 穿过屋面和外墙的线缆应设防水套管和采取防水密封措施。

5.5.8 屋面所有钢结构、支架和金属管道等应与建筑物屋面防雷装置和接地系统可靠连接。

5.6 系统的调试与检测

5.6.1 工程验收前应按照《光伏系统并网技术要求》GB/T19939、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T19064 的要求对光伏系统进行调试。

5.6.2 光伏系统的调试应按单体调试、分系统调试和整套光伏系统启动调试三个步骤进行：

1 按电气原理图及安装接线图进行检查，确认设备内部接线和外部接线正确无误；

2 按光伏系统的类型、等级与容量，检查其断路器容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等，检查内容均应符合其规定值；

3 按设备使用说明书有关电气系统调整方法及调试要求，用模拟操作检查其工艺动作、指示、讯号和联锁装置的正确、灵敏可靠；

4 检查各光伏支路的开路电压及系统的绝缘性能；

5 上述四项检查调整合格后，再进行各系统的联合调试试验。

6 工程验收

6.1 一般规定

6.1.1 新建建筑光伏系统工程应纳入建筑节能分部工程进行验收。既有建筑光伏系统应作为单位工程进行专项验收。

6.1.2 建筑光伏系统工程应按照《建筑工程施工质量验收统一标准》GB50300、《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303、《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169 等规范中的相关规定执行，并应符合下列规定：

1 太阳能光伏系统工程的检验批验收和隐蔽工程验收应由监理工程师主持，施工单位相关专业的质量检查员与施工员参加；

2 太阳能光伏系统分项工程验收应由监理工程师主持，施工单位项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工员参加；必要时可邀请设计单位相关专业的人员参加；

3 太阳能光伏系统子分部工程验收应由总监理工程师（或建设单位项目负责人）主持，施工单位项目经理、项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工员参加；施工单位的质量或技术负责人应参加；设计单位太阳能光伏系统工程设计人员应参加；

4 既有建筑安装太阳能光伏系统工程验收应由建设单位项目负责人主持，其他参加人员应符合第 3 条要求。

6.1.3 光伏系统分项工程检验批质量验收合格标准应符合下列规定：

1 主控项目必须符合本规程质量合格标准的要求；

2 一般项目其检验结果应有 80% 及以上的检查点（值）符合本规程质量合格标准的要求，且检查值的偏差不应超过其允许偏差值的 1.5 倍；

3 隐蔽验收记录、质量证明文件应完整。

6.1.4 光伏系统分项工程质量验收合格标准应符合下列规定：

1 分项工程所含的各检验批均应符合本规程质量合格标准；

2 分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整。

6.1.5 光伏系统子分部工程质量验收合格应符合下列规定：

1 子分部工程所含分项工程的质量均应验收合格；

2 质量控制资料应完整。

6.1.6 光伏系统工程应对下列项目进行隐蔽验收，并按附录 B 表格做好隐蔽项目验收记录：

1 预埋件或后置锚栓连接件；

2 基座、支架、光伏方阵四周与主体结构的连接节点；

3 基座、支架、光伏方阵四周与主体围护结构之间的建筑构造做法；

4 系统防雷与接地保护的连接节点；

5 隐蔽安装的电气管线工程。

6.1.7 光伏系统分项工程检验批验收时应按附录 C 表格填写验收记录。

6.1.8 光伏系统分项工程验收时应按附录 D 表格填写验收记录。

6.1.9 光伏系统分部（子分部）工程验收时应按附录 E 表格填写

验收记录。

6.1.10 光伏系统工程施工工序必须在前一道工序完成并质量合格后才能进行下道工序。主要工序包括下列内容：

- 1 在光伏方阵支架安装前，进行基座、支架、框架和屋面防水的验收；
- 2 光伏系统电气预埋管线的验收；
- 3 在隐蔽工程隐蔽前，进行施工质量验收；
- 4 既有建筑增设或改造的光伏系统工程施工前，进行建筑结构和建筑电气安全检查。

6.1.11 光伏系统工程验收时应检查下列文件和记录：

- 1 项目可研或实施方案；
- 2 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录等；
- 3 施工方案、技术交底记录；
- 4 土建筑原材料出厂合格证及进场检（试）验报告；
- 5 预制构件、预拌混凝土合格证；
- 6 电气及光伏组件、材料出厂合格证及进场检（试）验报告；
- 7 隐蔽工程验收记录；
- 8 接地电阻、绝缘电阻测试记录；
- 9 光伏系统试运行记录；
- 10 光伏系统技术、操作和维护手册；
- 11 系统管理、操作人员培训记录；
- 12 施工日记；
- 13 检验批、分项、分部工程质量验收记录；
- 14 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

6.1.12 所有验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

6.2 基座工程

I 主控项目

6.2.1 基座类型和强度应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：对照设计文件进行检查，核查试验报告。

6.2.2 后置埋件的承载力应符合设计要求。

检查数量：抽取锚栓总数的千分之一且不少于 3 件。

检查方法：检查承载力检测报告。

6.2.3 基座有防水要求的，防水处理应符合设计要求且不得有渗漏现象。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查，淋水实验 2 小时后，不渗不漏为合格。

II 一般项目

6.2.4 地脚螺栓的尺寸偏差应符合表 6.2.4 的规定。地脚螺栓的螺纹应予保护。

检查数量：按基座数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：用钢尺现场实测。

表 6.2.4 地脚螺栓的尺寸允许偏差（mm）

项目	允许偏差
轴线	3
标高	±10
螺栓（锚栓）露出长度	+5.0 0.0
螺纹长度	+5.0 0.0

6.3 支架工程

I 主控项目

6.3.1 支架材料、支架的形式和支架的制作应符合设计要求。钢结构支架的安装和焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205 的要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 组。

检查方法：检查材料合格证，观察检查。

6.3.2 支架安装位置准确，连接牢固。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：对照设计要求测量检查、观察检查。

6.3.3 支架的防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，核查检测报告。

6.3.4 支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于±3°。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：测量检查。

6.3.5 支架接地系统、接地电阻应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，检查检测报告。

II 一般项目

6.3.6 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

6.3.7 安装组件的支架面应平直，直线度不大于千分之一，平整度不大于 3mm，机架上组件间的风道间隙应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，用 2m 靠尺测量检查，拉线测量。

6.3.8 安装组件的孔洞位置应准确，偏差值不应大于 3mm。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

6.4 光伏组件与方阵工程

I 主控项目

6.4.1 光伏组件的品种、规格和性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查组件的质量合格证明文件、标志及检验报告等。

6.4.2 光伏幕墙的物理性能检测应符合设计要求及现行国家标准和工程技术规范规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：查看检测报告。

6.4.3 光伏组件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

检查数量：按组件或方阵总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

6.4.4 安装光伏组件时，其周边的防水连接构造必须符合设计要求，不得渗漏。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查，雨后或淋水检验。

6.4.5 组件间的连接、组件与支架连接、方阵支架间的连接应可靠、牢固；支架与接地系统的连接应可靠、牢固。

检查数量：抽查总数的10%。

检查方法：观察检查和测试检验。

6.4.6 组件串、列的电性能参数应符合设计要求，其误差不得大于±3%。

检查数量：全数检查。

检查方法：测试检查。

6.4.7 连接在同一台逆变器的组件串，其电压、电流应一致并符合设计要求，误差不得大于±3%。

检查数量：核查检测报告。

检查方法：测试检查。

6.4.8 组件串的排列应符合设计要求，每个组件光照条件宜相同。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

6.4.9 组件串的最高电压不得超过光伏组件的最高允许电压。

检查数量：全数检查。

检查方法：测试检查。

II 一般项目

6.4.10 光伏组件上应标有带电警告标识。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

6.4.11 同一组方阵中的组件安装纵向偏差不应大于5mm。

检查数量：按组件或方阵总数抽查10%，且不应少于3个。

检查方法：观察检查，测量检查。

6.4.12 光伏方阵与建筑面层之间应留有的安装空间和散热间距，其间距误差不得超过设计参数的5%。

检查数量：按组件或方阵总数抽查10%，且不应少于3个。

检查方法：观察检查。

6.4.13 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法应符合表 6.4.13 的规定：

表 6.4.13 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法

项次	项目	允许偏差(mm)	检验方法
1	幕墙垂直度	幕墙高度≤30m	10
		30m<幕墙高度≤60m	15
		60m<幕墙高度≤90m	20
		幕墙高度>90m	25
2	幕墙水平	幕墙幅宽≤35m	5
		幕墙幅宽>35m	7
3	构件直线度		2
4	构件水平	构件长度≤2m	2
		构件长度>2m	3
5	相邻构件错位		1
6	分格框对角线长度差	对角线长度≤2m	3
		对角线长度>2m	4

6.5 控制器与逆变器

I 主控项目

6.5.1 逆变器的品种、规格、性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查逆变器的质量合格证明文件、中文标志及国家指定的权威部门的检验报告等。

6.5.2 控制器的品种、规格、性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查质量合格证明文件、中文标志及检验报告等。

6.5.3 控制器与逆变器的避雷器接地连接、安装应牢固，电阻值应符合现行国家相关产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查，测量检查。

II 一般项目

6.5.4 控制器与逆变器外观无损坏及变形，安装牢固。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

6.6 光伏接线箱与配电柜

I 主控项目

6.6.1 光伏接线箱、配电柜的品种、规格、性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查质量合格证明文件、中文标志及检验报告等。

6.6.2 光伏接线箱防水应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：按总数抽查 20%，且不应少于 3 个。

检查方法：雨后或淋水检验，淋水实验 2 小时后，不渗不漏为合格。

6.6.3 光伏接线箱与配电柜的接地系统连接应牢固，电阻值应符合现行国家相关产品标准和设计要求。光伏接线箱内接线及箱内配置的避雷器的耐压不低于 2 倍系统的峰值电压，接地电阻不大于 4Ω。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查，测量检查。

6.6.4 配电柜的电气参数特性应符合现行国家相关产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：常用仪表测量。

II 一般项目

6.6.5 光伏接线箱与配电柜外观无损坏及变形，安装牢固。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

6.7 蓄电池

I 主控项目

6.7.1 蓄电池的品种、规格、性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查质量合格证明文件、中文标志及检验报告等。

6.7.2 蓄电池相互极板间的连接应牢固。

检查数量：按总数抽查 20%，且不应少于 5 个。

检查方法：外观检查，常用工具紧固检查。

6.7.3 蓄电池房间的通风良好。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查蓄电池房间是否安装换气扇。

6.8 电气工程

II 一般项目

6.8.1 成套配电柜、控制柜（屏）和配电箱（屏）的安装应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 的相关要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查、测量检查。

6.8.2 电线、电缆穿管和线槽敷设应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 的相关要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查。

6.8.3 电缆桥架安装和桥架内电缆敷设应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 的相关要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查。

6.8.4 电线、电缆接线和线路绝缘测试应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 的相关要求。

检查数量：抽查总数的 10%。

检查方法：观察检查和测试检验。

6.8.5 变配电间接地干线敷设、接地装置安装和等电位联结应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 的相关要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查和测量检验。

6.8.6 接地装置安装及防雷装置连接应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 的相关要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

6.9 检测与试运行

6.9.1 光伏系统工程检测

1 独立太阳能光伏系统工程应根据《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T19064 及产品说明书进行检测；

2 并网光伏系统的工程应依据《光伏系统并网技术要求》GB/T19939 的并网性能测试方法及产品说明书进行检测。

6.9.2 光伏系统工程未经系统检测或系统检测不符合设计的有关标准要求的，不得组织验收。

6.9.3 太阳能光伏系统工程试运行：在完成了以上分部试运行以后，应对逆变器、充电控制器及低压电器分别送电试运行。送电时应核对所送电压等级、相序，特别是低压试运行时应注意空载运行时电压、启动电流及空载电流。在空载运行不低于 1h 以后，检查各部位有无不良现象，然后逐步投入各光伏支路，一直到光伏发电系统的满负荷试运行，并做好负载运行电压电流值的记录。

6.9.4 数据监测系统运行正常，符合设计和相关规定或指标的要求。

6.9.5 在光照充足的情况下，光伏系统连续运行三天，系统输出电量达到设计指标的 95%，各项指标符合设计技术指标且无故障后，方可进行验收。

6.10 测 评

6.10.1 系统检查包括以下内容：

1 太阳能光伏系统的外观，应不存在明显瑕疵，外观应整洁干净；

2 系统的关键部件应具有质检报告，性能参数应符合设计和相关标准的要求；

3 太阳能电池应有国家级检测报告。

6.10.2 太阳能光伏系统测评内容为光电转换效率，应满足以下检测要求：

1 光伏系统应按设计要求安装调试合格，并至少正常运行

3 天，才能进行光电转换效率测试；

2 气象条件和太阳辐照量应符合《可再生能源建筑应用示范项目测评导则》的规定；

3 独立太阳能光伏系统，电功率表应接在蓄电池组的输入端；并网太阳能光伏系统，电功率表应接在逆变器的输出端。

6.10.3 应对太阳能光伏系统的光电转换效率、常规能源替代量（吨标准煤）、项目费效比、环境效益、经济效益、示范推广性等进行评价。

7 光伏系统运行管理与维护

7.1 一般规定

7.1.1 系统经验收合格后，在系统投用前，应制定运行与维护技术手册。

7.1.2 系统不应对人或建筑造成危害，其运行与维护应保证系统本身的安全，并应保持正常的发电能力。

7.1.3 系统的主要部件在运行期间，应始终符合国家现行有关产品标准的规定，达不到要求的部件应及时维修或更换。

7.1.4 系统的主要部件周围不得堆积易燃易爆物品，设备本身及周围环境应通风散热良好，设备上的灰尘和污物应及时清理。

7.1.5 系统的各个接线端子应牢固可靠，设备的接线孔处应采取有效封堵措施。

7.1.6 建筑一体化系统的主要部件在运行时，温度、声音、气味等不应出现异常情况，指示灯应正常工作并保持清洁。

7.1.7 系统中作为显示和交易的计量设备和器具必须符合计量法的要求。

7.1.8 系统运行和维护人员应具备相应的专业技能。

7.1.9 系统运行和维护的全过程应进行记录，对于所有记录应存档，并对每次故障记录进行分析。

7.2.1 安装型光伏建筑一体化系统中光伏组件的运行与维护应符合下列规定：

1 光伏组件表面应保持清洁，清洗光伏组件时应符合下列规定：

- 1) 可使用柔软洁净的布料擦拭光伏组件，严禁使用腐蚀性溶剂或硬物擦拭光伏组件；
- 2) 不宜使用与组件温差较大的液体清洗组件；
- 3) 严禁在风力大于 4 级、大雨或大雪的气象条件下清洗光伏组件；

2 光伏组件应根据本规范表 7.10.1 的要求定期检查，当出现下列情况之一时应及时调整或更换光伏组件：

- 1) 光伏组件存在玻璃破碎、背板灼焦、明显的颜色变化；
- 2) 光伏组件中存在与组件边缘或任何电路之间形成连通通道的气泡；
- 3) 光伏组件接线盒变形、扭曲、开裂或烧毁，接线端子无法良好连接；

3 光伏组件上的带电警告标识不得缺失；

4 对于使用金属边框的光伏组件，边框与支撑结构应可靠接地，边框和支撑结构应结合良好，两者之间接触电阻不应大于 4Ω ；

5 当太阳辐照度为 500W/m^2 以上，风速不大于 2m/s ，且无阴影遮挡时，同一光伏组件外表面（电池正上方区域）温度差异应小于 20°C ，装机容量大于 50kWp 的光伏电站，宜配备用于检

测光伏组件外表面温度差异的红外线热像仪；

6 应使用直流钳型电流表在太阳辐射强度基本一致的条件
下测量接入同一个光伏接线箱的各光伏组件串的输入电流，并计
算其平均值，各组件串与平均值的偏差不应超过 5%。

7.2.2 支撑结构的维护应符合下列规定：

- 1 螺栓、焊缝和支撑结构的连接等应牢固可靠；
- 2 支撑结构表面的防腐层，不应存在开裂和脱落现象，否则
应及时处理。

7.2.3 建材型和构件型光伏建筑一体化系统的运行与维护，除应
符合本规范第 7.2.1 条的相关规定外，还应符合下列规定：

1 光伏建材和光伏构件应根据表 7.10.1 的要求由专业人员检
查、清洗、保养和维护，当出现下列情况时应立即调整或更换：

- 1) 太阳能光伏中空玻璃内结露、进水，影响光伏幕墙工
程的视线和热性能；
- 2) 玻璃炸裂，包括玻璃热炸裂和钢化玻璃自爆炸裂；
- 3) 镀膜玻璃脱膜；
- 4) 玻璃松动、开裂、破损等。

2 光伏建材和光伏构件的排水系统应根据表 7.10.1 的要求定
期疏通、保持畅通；

3 采用光伏建材或光伏构件的门、窗应启闭灵活，五金附件
应无功能障碍或损坏，安装螺栓或螺钉不应有松动和失效等现
象；

4 光伏建材和光伏构件的密封胶应无脱胶、开裂、起泡等不
良现象，密封胶条不应发生脱落或损坏；

5 对光伏建材和光伏构件进行检查、清洗、保养、维修时所

采用的机具设备应牢固，操作灵活方便，安全可靠，并应有防止
撞击和损伤光伏建材和光伏构件的措施；

6 在室内清洁光伏建材和光伏构件时，应防止水流入防火隔
断材料及组件或方阵的电气接口。

7.2.4 光伏方阵与建筑物结合部分应符合下列规定：

1 光伏方阵应与建筑主体结构连接牢固，在台风、暴雨等恶
劣天气过后，应普查光伏方阵的方位角及倾角，使其符合设计要
求；

2 光伏方阵整体不应有变形、错位、松动；

3 用于固定光伏方阵的植筋或后置螺栓不应松动；采取预制
基座安装的光伏方阵，预制基座应保持平稳、整齐，不得移动；

4 光伏方阵的主要受力构件、连接构件和连接螺栓不应损
坏、松动，焊缝饱满无遗漏，金属材料防腐涂层应完整，不应
有剥落、锈蚀现象。

5 光伏方阵支撑结构内不应堆放其他设施，光伏系统区域内
不应增设对光伏系统运行及安全可能产生影响的设施。

7.3 光伏接线箱与直流配电柜

7.3.1 光伏接线箱和直流配电柜不得存在影响使用的变形、锈
蚀、漏水、积灰，箱体外表面的安全警示标识应完整无破损，箱
体上的防水锁启闭应灵活。

7.3.2 光伏接线箱和直流配电柜各个接线端子不应松动、锈蚀。

7.3.3 光伏接线箱和直流配电柜的直流输出母线的正负极对地、负
极对地的绝缘电阻应大于 $0.5M\Omega$ 。

7.3.4 光伏接线箱和直流配电柜配备的直流断路器规格应符合

设计要求，动作应灵活，性能应稳定可靠。

7.3.5 光伏接线箱和直流配电柜配置的浪涌保护器应有效。

7.3.6 光伏接线箱内直流熔丝的规格应符合设计要求。

7.3.7 直流配电柜的直流输入接口与光伏接线箱的连接应稳定可靠。

7.3.8 直流配电柜的直流输出与并网主机直流输入处的连接应稳定可靠。

7.4 控制器与逆变器

7.4.1 控制器的运行与维护应符合下列规定：

1 控制器的过充电电压、过放电电压的设置应符合设计要求；

2 控制器上的警示标识应完整清晰；

3 控制器各接线端子不得出现松动、锈蚀现象；

4 控制器内的直流熔丝的规格应符合设计要求；

5 直流输出母线的正极对地、负极对地、正负极之间的绝缘电阻应大于 $0.5M\Omega$ 。

7.4.2 逆变器的运行与维护应符合下列规定：

1 逆变器不应存在锈蚀、积灰等现象，散热环境应良好，逆变器运行时不应有较大振动和异常噪声；

2 逆变器上的警示标识应完整无破损；

3 逆变器中模块、电抗器、变压器的散热风扇应根据温度变化自动启动和停止；散热风扇运行时不应有较大振动及异常噪音，当出现异常情况时应断电检查；

4 应根据表 7.10.1 的要求定期通过断开交流输出侧断路器，

检查逆变器的工作情况，当出现异常情况时应断电检查；

5 逆变器中直流母排电容温度过高或超过使用年限时，应及时更换；

6 逆变器的输出电能质量应符合电网并网或系统设计的要求。

7.5 接地与防雷系统

7.5.1 光伏接地系统与建筑接地装置的连接应可靠。

7.5.2 光伏组件、支撑结构、电缆金属铠装与屋面金属接地网格的连接应可靠。

7.5.3 光伏方阵与防雷系统共用接地装置的接地电阻值应在设计规定的范围内。

7.5.4 光伏方阵的监视、控制系统、功率调节设备接地线与防雷系统之间的过电压保护装置功能应有效，其接地电阻应在设计规定的范围内。

7.5.5 光伏方阵防雷装置应有效，并应在雷雨季节到来之前、雷雨过后及时检查。

7.6 交流配电柜

7.6.1 交流配电柜维护前应提前通知停电起止时间，并将维护所需工具准备齐全。

7.6.2 交流配电柜维护的安全事项应符合下列规定：

1 操作电源侧（或带电侧）真空断路器时，应穿绝缘靴，戴绝缘手套，并应有专人监护；

2 停电后应验电，并确保在配电柜不带电的状态下进行维护；

3 分段保养配电柜时，带电和不带电配电柜交界处应装设隔离装置；

4 电容器对地放电之前，不得触摸电容器柜；

5 配电柜保养完毕送电前，应确保无工具遗留在配电柜内。

7.6.3 交流配电柜维护时应检查下列项目：

1 配电柜的金属底座与基础型钢的镀锌螺栓应可靠连接，防松零件应齐全；

2 配电柜标明被控设备编号、名称或操作位置的标识器件应完整，编号应清晰、工整；

3 母线接头应连接紧密、无变形、无放电变黑痕迹，绝缘应无松动和损坏，紧固连接螺栓不应生锈；

4 手车、抽出式成套配电柜推拉应灵活，无卡阻碰撞现象，动触头与静触头的中心线应一致，且触头应接触紧密；

5 配电柜中开关的主触点不应有烧熔痕迹，灭弧罩不应烧黑和损坏，各接线螺丝应紧固，配电柜内应保持清洁；

6 应把各分开关单元从抽屉柜中取出，紧固各接线端子；应检查电流互感器、电流表、电度表的安装和接线，紧固断路器进出线，清洁开关柜内和配电柜后面引出线处的灰尘；手柄操作机构应灵活可靠；

7 低压电器发热物件散热应良好，切换压板应接触良好，信号回路的信号灯、按钮、光字牌、事故报警等动作和信号显示应准确；

8 配电柜间线路的线间和线对地绝缘电阻值，馈电线路应

大于 $0.5M\Omega$ ；二次回路应大于 $1M\Omega$ 。

7.7 电 缆

7.7.1 光伏系统的电缆选型及敷设应符合设计要求。

7.7.2 电缆不应在过负荷的状态下运行，电缆的护层不应出现膨胀、龟裂现象。

7.7.3 电缆在进出设备处的部位应封堵完好，不应存在直径大于 $10mm$ 的孔洞。

7.7.4 对于电缆对设备外壳造成过大压力、拉力的部位，电缆的支撑点应完好。

7.7.5 电缆保护钢管口不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平；金属电缆管不应有严重锈蚀。

7.7.6 室外电缆井内的堆积物、垃圾应及时清理。

7.7.7 电缆沟或电缆井的盖板应完好无缺；电缆沟内不应有积水或杂物；电缆沟内支架应牢固、无锈蚀、松动现象；铠装电缆外皮及铠装不应有影响性能的锈蚀。

7.7.8 当光伏系统中使用双拼或多拼电缆时，应检查电流分配和电缆外皮的温度。

7.7.9 电缆终端头接地应良好，绝缘套管应完好、清洁、无闪络放电痕迹；电缆相别颜色应明显、准确。

7.7.10 金属电缆桥架及其支架和引入或引出的金属电缆导管应可靠接地；金属电缆桥架间应可靠连接。

7.7.11 桥架穿墙处防火封堵应严密、无脱落。

7.8 蓄电池

- 7.8.1 蓄电池室温度宜控制在 5℃~25℃之间，通风状况应良好。
- 7.8.2 在维护或更换蓄电池时，所用工具应带绝缘套。
- 7.8.3 蓄电池在使用过程中应避免过充电和过放电。
- 7.8.4 蓄电池的上方和周围不得堆放杂物。
- 7.8.5 蓄电池表面应保持清洁，当出现腐蚀漏液、凹痕或鼓胀现象时，应及时处理，并应查找原因。
- 7.8.6 蓄电池单体间连接螺丝应保持紧固。
- 7.8.7 当遇连续多日阴雨天，造成蓄电池充电不足时，应停止或缩短对负载的供电时间。
- 7.8.8 每季度宜对蓄电池进行 2 次~3 次均衡充电。当蓄电池组中单体电池的电压异常时，应及时处理。
- 7.8.9 对停用时间超过 3 个月以上的蓄电池，应补充充电后再投入运行。
- 7.8.10 更换电池时，宜采用同品牌、同型号的电池。

7.9 数据通讯系统

- 7.9.1 监控及数据传输系统的设备应保持外观完好，螺栓和密封件应齐全，操作键应接触良好，显示数字应清晰。
- 7.9.2 对于无人值守的数据传输系统，系统的终端显示器，每天应至少检查 1 次有无故障报警，当有故障报警时，应及时维修。
- 7.9.3 每年应至少对数据传输系统中输入数据的传感器灵敏度进行一次校验，同时应对系统的模拟/数字 (A/D) 变换器的精度

进行检验。

- 7.9.4 超过使用年限的数据传输系统中的主要部件，应该及时更换。

7.10 巡检周期与维护记录

- 7.10.1 光伏系统巡检周期应符合表 7.10.1 的规定，并填写本规范附录 G 的《光伏建筑一体化系统巡检记录表》。

表 7.10.1 巡检周期及要求

检查内容		要求	巡检周期		
			小于 50kW _p	50 kW _p ~1000 kW _p	大于 1000 kW _p
安装型光伏组件	组件表面清洁情况	7.2.1 (1)	1 次/月	1 次/周	1 次/周
	组件外观、气味异常	7.2.1 (2)	1 次/月	1 次/周	1 次/周
	组件带电警告标识	7.2.1 (3)	1 次/月	1 次/周	1 次/周
	组件接地情况	7.2.1 (4)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	组件温度异常	7.2.1 (5)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	组件串电流一致性	7.2.1 (6)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
支撑结构	支撑结构连接情况	7.2.2 (1)	1 次/半年	1 次/月	1 次/月
	支撑结构防腐蚀情况	7.2.2 (2)	1 次/半年	1 次/月	1 次/月
建材型和构件型光伏系统	外观异常	7.2.3 (1)	1 次/季度	1 次/月	1 次/周
	排水系统	7.2.3 (2)	1 次/季度	1 次/月	1 次/周
	门窗、五金件、螺栓	7.2.3 (3)	1 次/季度	1 次/月	1 次/周
	密封胶	7.2.3 (4)	1 次/季度	1 次/月	1 次/周
光伏方阵与建筑物结合部分	光伏方阵角度	7.2.4 (1)	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
	光伏方阵整体情况	7.2.4 (2)	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年

检查内容		要求	巡检周期		
			小于 50kW _p	50 kW _p ~ 1000 kW _p	大于 1000 kW _p
光伏系统	光伏系统结构	7.2.4 (3)	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
	受力构件、连接构件、螺栓	7.2.4 (4)	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
	光伏系统周边情况	7.2.4 (5)	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
光伏接线箱	外观异常	7.3.1	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	接线端子异常	7.3.2	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	绝缘电阻	7.3.3	1 次/年	1 次/年	1 次/年
	直流断路器	7.3.4	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	浪涌保护器	7.3.5	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	直流熔丝	7.3.6	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
直流配电柜	外观异常	7.3.1	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	接线端子异常	7.3.2	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	绝缘电阻	7.3.3	1 次/年	1 次/年	1 次/年
	直流断路器	7.3.4	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	浪涌保护器	7.3.5	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	直流输入连接	7.3.7	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
控制器	直流输出连接	7.3.8	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	过充电电压设置	7.4.1 (1)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	过放电电压设置	7.4.1 (1)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	警示标识	7.4.1 (2)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	接线端子异常	7.4.1 (3)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	直流熔丝	7.4.1 (4)	1 次/年	1 次/年	1 次/年
逆变器	绝缘电阻	7.4.1 (5)	1 次/年	1 次/年	1 次/年
	外观异常	7.4.2 (1)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	警示标识	7.4.2 (2)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	散热风扇	7.4.2 (3)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
	断路器	7.4.2 (4)	1 次/季度	1 次/季度	1 次/季度
	母排电容温度	7.4.2 (5)	1 次/季度	1 次/月	1 次/月
		电能质量	7.4.2 (6)	1 次/2 年	1 次/2 年

检查内容		要求	巡检周期		
			小于 50kW _p	50 kW _p ~ 1000 kW _p	大于 1000 kW _p
接地与防雷系统	光伏接地系统与建筑接地装置连接	7.5.1	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
	组件、支撑结构、电缆金属铠装接地连接	7.5.2	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
	接地线的接地电阻	7.5.3	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
	过电压保护装置	7.5.4	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
	防雷装置	7.5.5	1 次/半年	1 次/半年	1 次/半年
	交流配电柜	7.6.3	1 次/半年	1 次/季度	1 次/月
配电线路	电缆	7.7	1 次/半年	1 次/季度	1 次/季度
	蓄电池室温度及通风	7.8.1	1 次/周	1 次/天	1 次/天
	蓄电池组周围情况	7.8.4	1 次/月	1 次/月	1 次/月
	蓄电池表面异常	7.8.5	1 次/月	1 次/月	1 次/月
	蓄电池单体连接螺栓	7.8.6	1 次/季度	1 次/季度	1 次/季度
	蓄电池组电压	7.8.8	1 次/季度	1 次/季度	1 次/季度
数据通信系统	单体蓄电池电压	7.8.8	1 次/季度	1 次/季度	1 次/季度
	外观异常	7.9.1	1 次/周	1 次/周	1 次/周
	终端显示器	7.9.2	1 次/天	1 次/天	1 次/天
	传感器灵敏度	7.9.3	1 次/年	1 次/年	1 次/年
	模拟/数字(A/D)变换器精度	7.9.3	1 次/年	1 次/年	1 次/年
	主要部件使用年限	7.9.4	1 次/月	1 次/月	1 次/月

注：光伏建筑一体化系统运行不正常或遇自然灾害时，应立即检查。

7.10.2 对于系统中需要维护的项目，应由专业技术人员进行维护和验收。维护和验收时应按本规范附录 H 填写维护记录表。

附录 A 光伏系统分项工程及其检验批划分原则

序号	分项工程名称	检验批划分原则
1	基座工程	根据基座工程的面积大小划分一个或几个检验批
2	支架工程	检验批批数同基座工程
3	光伏组件及方阵工程	检验批批数同基座工程
4	控制器与逆变器	根据逆变器和控制器的数量划分一个或几个检验批
5	光伏接线箱与配电柜	根据光伏接线箱与配电柜的数量划分一个或几个检验批
6	蓄电池	根据蓄电池的数量划分一个或几个检验批
7	电 气 工程	电线、电缆穿管和线槽敷设
8		根据导管、线槽的区域、部位划分一个或几个检验批
9		电缆桥架安装和桥架内电缆敷设
10		根据电缆桥架的区域、部位划分一个或几个检验批
11		电线、电缆接线和线路绝缘测试
		划分一个或几个检验批
		根据线路的数目划分一个或几个检验批
		根据接地装置及防雷装置的范围划分一个或几个检验批
备注	7-11 电气工程检验批质量验收记录参考《福建省建筑工程文件管理规程》DBJ13-56-2004	

附录 B 光伏系统隐蔽工程验收记录

工程名称				施工单位	
子分部工程名称	太阳能光伏系统			分项工程名称	
隐蔽项目				隐蔽日期	
隐蔽内容					
施工单位检查情况					
隐蔽验收结论					
施工单位	质检员	施工员	监理单位 (建设)单位	监理工程师 (建设单位项目专业技术负责人)	

附录 C 光伏系统分项工程检验批质量验收记录

表 C.0.1 基座分项工程检验批质量验收记录

编号:

工程名称				验收部位	
施工单位				项目经理	
分包单位				分包项目经理	
施工执行标准名称及编号		《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》 (DBJ/T3-157-2012)			
标准条文的规定		施工单位检查评定记录			监理(建设)单位验收记录
主控项目	1	基座类型和强度	第 6.2.1 条		
	2	后置埋件的承载力	第 6.2.2 条		
	3	基座有防水要求的,防水处理应符合设计要求且不得有渗漏现象	第 6.2.3 条		
一般项目	1	地脚螺栓的尺寸偏差	第 6.2.4 条		
施工单位检查评定结果		专业工长(施工员)		施工班组长	
		项目专业质量检查员: 年 月 日			
监理(建设)单位验收结论		专业监理工程师: (建设单位项目专业技术负责人) 年 月 日			

表 C.0.2 支架工程分项工程检验批质量验收记录

编号:

工程名称		验收部位	
施工单位		项目经理	
分包单位		分包项目经理	
施工执行标准名称及编号:《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》(DBJ/13-157-2012)			
标准条文的规定		施工单位检查评定记录	监理(建设)单位验收记录
主控项目	1 支架材料、支架的形式和支架的制作	第 6.3.1 条	
	2 支架安装位置准确,连接牢固	第 6.3.2 条	
	3 支架的防腐处理	第 6.3.3 条	
	4 支架的方位和倾角	第 6.3.4 条	
	5 支架接地系统,接地电阻	第 6.3.5 条	
一般项目	1 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧	第 6.3.6 条	
	2 安装组件的支架面、直线度、平整度和机架上组件间的风道隙	第 6.3.7 条	
	3 安装组件的孔洞位置	第 6.3.8 条	
专业工长(施工员)		施工班组长	
施工单位检查评定结果			
项目专业质量检查员:		年 月 日	
监理(建设)单位验收结论		专业监理工程师: (建设单位项目专业技术负责人) 年 月 日	

表 C.0.3 光伏组件及方阵工程分项工程检验批质量验收记录

编号:

工程名称		验收部位	
施工单位		项目经理	
分包单位		分包项目经理	
施工执行标准名称及编号:《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》(DBJ/13-157-2012)			
标准条文的规定		施工单位检查评定记录	监理(建设)单位验收记录
主控项目	1 光伏组件的品种、规格和性能等	第 6.4.1 条	
	2 光伏幕墙的物理性能检测	第 6.4.2 条	
	3 光伏组件或方阵的固定	第 6.4.3 条	
	4 安装光伏组件时,其周边的防水连接构造	第 6.4.4 条	
	5 组件间的连接、组件与支架连接、方阵支架间的连接和支架与接地系统的连接	第 6.4.5 条	
	6 组件串、列的电性能参数	第 6.4.6 条	
	7 连接在同一台逆变器的组件串,其电压、电流要求	第 6.4.7 条	
	8 组件串的排列	第 6.4.8 条	
	9 组件串的最高电压	第 6.4.9 条	
一般项目	1 光伏组件上应标有带电警告标识	第 6.4.10 条	
	2 同一组方阵中的组件安装纵向偏差	第 6.4.11 条	
	3 光伏方阵与建筑面层之间应留有的安装空间和散热间距	第 6.4.12 条	
	4 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法	第 6.4.13 条	
专业工长(施工员)		施工班组长	
施工单位检查评定结果			
项目专业质量检查员:		年 月 日	
监理(建设)单位验收结论		专业监理工程师: (建设单位项目专业技术负责人) 年 月 日	

表 C.0.4 控制器与逆变器分项工程检验批质量验收记录

编号:

工程名称				验收部位			
施工单位				项目经理			
分包单位				分包项目经理			
施工执行标准名称及编号		《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》 (DBJ13-157-2012)					
标准条文的规定				施工单位检查评定记录		监理(建设)单位验收记录	
主控项目	1	逆变器的品种、规格、性能等	第 6.5.1 条				
	2	控制器的品种、规格、性能等	第 6.5.2 条				
	3	控制器与逆变器的避雷器接地连接、安装	第 6.5.3 条				
一般项目	1	控制器与逆变器外观无损坏及变形, 安装牢固	第 6.5.4 条				
施工单位检查评定结果		专业工长(施工员)		施工班组长			
		项目专业质量检查员: 年 月 日					
监理(建设)单位验收结论		专业监理工程师: (建设单位项目专业技术负责人) 年 月 日					

表 C.0.5 光伏接线箱与配电柜分项工程检验批质量验收记录

编号:

工程名称				验收部位			
施工单位				项目经理			
分包单位				分包项目经理			
施工执行标准名称及编号		《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》 (DBJ13-157-2012)					
标准条文的规定				施工单位检查评定记录		监理(建设)单位验收记录	
主控项目	1	光伏接线箱、配电柜的品种、规格、性能等	第 6.6.1 条				
	2	光伏接线箱防水	第 6.6.2 条				
	3	光伏接线箱与配电柜的避雷器接地连接、安装和电阻值	第 6.6.3 条				
	4	配电柜的电气参数特性	第 6.6.4 条				
一般项目	1	光伏接线箱与配电柜外观无损坏及变形, 安装牢固	第 6.6.5 条				
施工单位检查评定结果		专业工长(施工员)		施工班组长			
		项目专业质量检查员: 年 月 日					
监理(建设)单位验收结论		专业监理工程师: (建设单位项目专业技术负责人) 年 月 日					

表 C.0.6 蓄电池分项工程检验批质量验收记录

编号:

工程名称		验收部位	
施工单位		项目经理	
分包单位		分包项目经理	
施工执行标准名称及编号		《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》 (DBJ/T3-157-2012)	
标准条文的规定		施工单位检查评定记录	监理(建设)单位验收记录
主控项目	1 蓄电池的品种、规格、性能等	第 6.7.1 条	
	2 蓄电池相互极板间的连接	第 6.7.2 条	
	3 蓄电池房间的通风良好	第 6.7.3 条	
专业工长(施工员)		施工班组长	
施工单位检查评定结果			
项目专业质量检查员:		年 月 日	
监理(建设)单位验收结论		专业监理工程师: (建设单位项目专业技术负责人) 年 月 日	

附录 D 光伏系统分项工程质量验收记录表

编号:

工程名称	结构类型	检验批数	
施工单位	项目类型	项目技术负责人	
分包单位	分包单位负责人	分包项目经理	
序号	检验批部位、区、段	施工单位检查评定结果	监理(建设)单位验收结论
检查结论	项目专业技术负责人: 年 月 日	验收结论	监理工程师: (建设单位项目技术负责人) 年 月 日

附录 G 光伏建筑一体化系统巡检记录表

巡检日期		巡检人			
检查内容		要求	检查结果	处理意见	备注
安装型 光伏组件	组件表面清洁情况	7.2.1 (1)			
	组件外观、气味异常	7.2.1 (2)			
	组件带电警告标识	7.2.1 (3)			
	组件接地情况	7.2.1 (4)			
	组件温度异常	7.2.1 (5)			
	组件串电流一致性	7.2.1 (6)			
支撑结构	支撑结构连接情况	7.2.2 (1)			
	支撑结构防腐蚀情况	7.2.2 (2)			
建材型和构件 型光伏系统	外观异常	7.2.3 (1)			
	排水系统	7.2.3 (2)			
	门窗、五金件、螺栓	7.2.3 (3)			
	密封胶	7.2.3 (4)			
光伏系统与建筑物结合部分	光伏方阵角度	7.2.4 (1)			
	光伏方阵整体情况	7.2.4 (2)			
	光伏系统锚固结构	7.2.4 (3)			
	受力构件、连接构件、螺栓	7.2.4 (4)			
光伏接线箱	光伏系统周边情况	7.2.4 (5)			
	外观异常	7.3.1			
	接线端子异常	7.3.2			
	绝缘电阻	7.3.3			
	直流断路器	7.3.4			
	浪涌保护器	7.3.5			
直流配电柜	直流熔丝	7.3.6			
	外观异常	7.3.1			
	接线端子异常	7.3.2			
	绝缘电阻	7.3.3			
	直流断路器	7.3.4			

浪涌保护器	浪涌保护器	7.3.5			
	直流输入连接	7.3.7			
	直流输出连接	7.3.8			
控制器	过充电电压设置	7.4.1 (1)			
	过放电电压设置	7.4.1 (1)			
	警示标识	7.4.1 (2)			
	接线端子异常	7.4.1 (3)			
	直流熔丝	7.4.1 (4)			
	绝缘电阻	7.4.1 (5)			
逆变器	外观异常	7.4.2 (1)			
	警示标识	7.4.2 (2)			
	散热风扇	7.4.2 (3)			
	断路器	7.4.2 (4)			
	母排电容温度	7.4.2 (5)			
	电能质量	7.4.2 (6)			
接地与防雷系统	光伏接地系统与建筑接地装置连接	7.5.1			
	组件、支撑结构、电	7.5.2			
	缆金属铠装接地连接	7.5.3			
	接地线的接地电阻	7.5.4			
	过电压保护装置	7.5.5			
配电线路	防雷装置	7.5.5			
	交流配电柜	7.6.3			
蓄电池	电缆	7.7			
	蓄电池室温度及通风	7.8.1			
	蓄电池组周围情况	7.8.4			
	蓄电池表面异常	7.8.5			
	蓄电池单体连接螺丝	7.8.6			
	蓄电池组电压	7.8.8			
	单体蓄电池电压	7.8.8			
	外观异常	7.9.1			
数据通信系统	终端显示器	7.9.2			
	传感器灵敏度	7.9.3			
	模拟/数字 (A/D) 变换器精度	7.9.3			
	主要部件使用年限	7.9.4			

注：光伏建筑一体化系统运行不正常或遇自然灾害时，应立即检查。

附录 H 光伏建筑一体化系统维护记录表

项目名称	
维护内容	签发人: 日期:
维护结果	维护人: 日期:
验收	检验员: 日期:

附录 J 建筑气象参数、太阳纬度和集热器倾角

城市 项目		Ⅱ类地区			Ⅰ类地区					
		宁德	南平	三明	福州	莆田	龙岩	泉州	厦门	漳州
千球 温度 (℃)	年平均 温度	18.9	19.0	19.0	19.6	20.2	21.1	20.4	20.9	19.9
	极端最高	38.8	41.8	41.4	41.7	39.4	38.5	38.7	38.5	40.9
	极端最低	0.6	-1.4	-2.0	-1.2	-2.3	-5.6	0.1	2.0	-2.1
	最热月月 平均	28.7	28.7	28.5	28.8	28.5	28.7	28.4	28.4	27.1
	最冷月月 平均	9.7	9.3	9.4	10.5	11.4	11.2	12.0	12.6	12.7
	夏季室外 最高计算 温度	37	37.4	37.3	37.2	37	37.1	36.5	35.5	37
日照	年太阳辐 射能量 ($\times 10^8 \text{J/m}^2$)	42.5	44.1	45.0	45.0	46.0	50.0	50.0	52.5	45.0
	全年时数 (h)	1700	1766	1735	1848	1942	2138	2223	2234	2043
	全年百分 率 (%)	37	39	40	42	44	48	50	51	46
全年雷暴雨日数		7.2	4.1	4.0	3.8	4.5	5.8	5.0	4.0	5.8
全年雨日数 (天)		188.8	163	161.7	149.4	133.2	163.8	116.6	124	140
太阳能可利用 天数 (天)		176.2	202	203.3	215.6	231.8	201.2	248.4	241	225
风速 (m/s)	全年平均	1.1	1.0	1.7	2.8	2.6	1.7	3.8	3.4	1.7
	夏季平均	1.37	1.13	1.77	2.9	2.4	1.68	3.5	3.0	1.58
	冬季平均	0.93	1.03	1.77	2.7	2.6	1.65	2.1	3.5	1.7
当地纬度数 ϕ		26°39'	26°38'	26°13'	26°05'	24°26'	25°06'	24°59'	24°56'	24°31'
冬至日正午 12 时 太阳高度角		39°55'	39°56'	40°21'	40°29'	42°8'	41°28'	41°35'	41°38'	42°3'

福建省工程建设地方标准

制 订 说 明

建筑太阳能光伏系统应用技术规程

The technology code in building photovoltaic system

DBJ/T 13-157-2012

住房和城乡建设部备案号: J12160-2012

条文说明

《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》(DBJ/13-157-2012)经福建省住房和城乡建设厅 2012 年 8 月 28 日以闽建科[2012]30 号文批准发布,并经住房和城乡建设部 2012 年 9 月 11 日以建标标备[2012]135 号文批准备案。

本标准在编制过程中,编制组进行了我省建筑太阳能光伏系统应用情况的调查研究,收集了大量资料,针对近年来我省建筑太阳能光伏系统应用存在的问题,总结了国内外建筑太阳能系统应用的实践经验,同时参考借鉴了国内相关技术标准,通过广泛征求意见,反复修改后制订的。

为了便于广大建筑工程设计、施工、监理等人员在使用本规程时能正确理解和执行条文规定,《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》编制组按章、节、条顺序编制了本规程条文说明,对条文规定的目的、依据、以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是,本条文说明不具备与规程正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1	总则	75
2	术语	77
3	光伏系统设计	80
3.1	一般规定	80
3.2	系统设计	81
3.3	系统接入	84
3.4	系统监测	87
4	光伏系统与建筑一体化设计	88
4.1	一般规定	88
4.2	规划设计	89
4.3	建筑设计	90
4.4	结构设计	94
4.5	电气设计	96
5	光伏系统安装	97
5.1	一般规定	97
5.2	基座	97
5.4	光伏组件与光伏方阵	97
6	工程验收	99
6.1	一般规定	99
6.2	基座工程	99
6.10	系统测评	99
7	光伏系统运行管理与维护	100

7.1	一般要求	100
7.2	光伏方阵	101
7.3	光伏接线箱与直流配电柜	102
7.4	控制器与逆变器	102
7.5	接地与防雷系统	103
7.6	交流配电柜	103
7.7	电缆	104
7.8	蓄电池	104

1 总 则

1.0.1 在我国，建筑工程中利用太阳能光伏发电技术正在成为建筑节能的新趋势。广大工程技术人员，尤其是建筑工程设计人员，只有掌握了光伏系统的设计、安装、验收和运行管理与维护等方面的工程技术要求，才能促进光伏系统在建筑中的应用，并达到与建筑结合。为了确保工程质量，本规范编制组在大量工程实例调查分析的基础上，编制了本规范。

1.0.2 在我国，除了在新建、扩建和改建的建筑工程中设计安装光伏系统的项目不断增多，在既有建筑中安装光伏系统的项目也在增多。规程对这两个方面的适应性进行了研究，使规程在这两个方面均可适用。

1.0.3 新建建筑安装光伏系统时，光伏系统设计应纳入建筑工程设计；如有可能，一般建筑设计应为将来安装光伏系统预留条件。

1.0.4 条文引自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》（JGJ203-2010）中强制条文，应参照执行。在既有建筑上改造或安装光伏系统，容易影响房屋结构安全和电气系统的安全，同时可能造成对房屋其他使用功能的破坏。因此要求按照建筑工程审批程序，进行专项工程的设计、施工和验收。

1.0.5 据光伏系统接入电网的等级，可分为小型、中型和大型光伏系统。小型光伏系统通过 380V 电压等级接入电网；中型光伏系统通过 10kV~35kV 电压等级接入电网；大型光伏系统通过 66kV 电压等级接入电网。

1.0.6 建筑太阳能光伏系统应用技术涉及到规划、建筑、结构、电气等专业，各专业已有规范的内容除明确引用为本规程外，本规程不再重复。因此，设计时除了执行本规程外，尚应符合其他有关标准规范的相关规定，主要有：《民用建筑设计通则》GB50352、《住宅建筑规范》GB 50368、《通用用电设备配电设计规范》GB 50055、《供配电系统设计规范》GB 50052、《建筑电气装置 第 5 部分：电气设备的选择和安装 第 52 章：布线系统》GB16895.6、《民用建筑电气设计规范》JGJ/T 16 等。

2 术 语

2.0.1 “太阳能光伏系统”为本规程主要用语，规程给出了英语的全称。在以下条文中简称为“光伏系统”。

2.0.2 光伏建筑一体化在光伏系统与建筑或建筑环境的结合上，具有更深的含义和更高的技术要求，也是当前人们努力追求的较高目标。这里的建筑环境除建筑本体环境外，还包括建筑小品、围墙、喷泉和景观照明等。

2.0.3~2.0.5 光伏构件包括建材型光伏构件和普通型光伏构件两种形式。

建材型光伏构件是指将光伏电池与瓦、砖、卷材、玻璃等建筑材料复合在一起、成为不可分割的建筑材料或建筑构件。

建材型光伏构件的表现形式为复合型光伏建筑材料（如光伏瓦、光伏砖、光伏卷材等），或复合型光伏建筑构件（如光伏幕墙、光伏窗、光伏雨篷、光伏遮阳板、光伏阳台板、光伏采光顶等）。

建材型光伏构件的安装形式包括：在平屋面上直接铺设光伏卷材或在坡屋面上采用光伏瓦，并可替代部分或全部屋面材料；直接替代建筑幕墙的光伏幕墙和直接替代部分或全部采光玻璃的光伏采光顶等。

普通型光伏构件是指与光伏组件组合在一起、维护更换光伏组件时不影响建筑功能的建筑构件，或直接作为建筑构件的光伏组件。

普通型光伏构件的表现形式为组合型光伏建筑构件或普通光伏组件。对于组合型光伏建筑构件，由于光伏组件与建筑构件仅仅是组合在一起，可以分开，因此，维护更换时只需针对光伏组件，而不会影响构件的建筑功能；当采用普通光伏组件直接作为建筑构件时，光伏组件在发电的同时，实现相应的建筑功能。比如，采用普通光伏组件或根据建筑要求定制的光伏组件直接作为雨篷构件、遮阳构件、栏板构件和檐口构件等建筑构件。

普通型光伏构件安装方式一般为支架式安装。为了实现光伏建筑一体化，支架式安装形式包括：在平屋面上采用支架安装的通风隔热屋面形式（如平改坡）；在构架上采用支架安装的屋面形式（如遮阳棚、雨篷）；在坡屋面上采用支架顺坡架空安装的通风隔热屋面形式（坡屋面上的主要安装形式）；在墙面上采用支架或支座与墙面平行安装的通风隔热墙面形式等。

2.0.8 光伏方阵通过对组件串和必要的控制元件，进行适当的串联、并联，以电气及机械方式相联形成光伏方阵，能够输出供变换、传输和使用的直流电压和电功率。光伏方阵不包括基座、太阳跟踪器、温度控制器等类似的部件。如果一个方阵中有不同结构类型的组件，或组件的连接方式不同，一般将结构和连接方式相同的部分方阵称为子方阵。光伏方阵可由几个子方阵串并联组成。

2.0.9 光伏组件倾角和光伏组件的方位角决定了光伏电池的朝向。光伏组件的方位角指光伏组件向阳面的法线在水平面上的投影与正南方向的夹角，水平面内正南方向为 0° 度，向西为正，向东为负，单位为度（ $^\circ$ ）。

2.0.11 独立光伏系统又称离网光伏系统。

2.0.12 光伏接线箱又称直流汇流箱或汇流箱。

2.0.16 并网逆变器可将电能转换成一种或多种电能形式，以供后续电网使用。

3 光伏系统设计

3.1 一般规定

3.1.1 建筑光伏系统应由专业人员进行设计，并应贯穿于工程建设的全过程，以提高光伏系统的投资效益。光伏系统应符合国家现行的建筑电气设计规范的要求。光伏组件形式的选择以及安装数量、安装位置的确定需要与建筑师配合进行设计，在设备承载及安装固定等方面需要与结构专业配合，在电气、通风、排水等方面与设备专业配合，使光伏系统与建筑物本身和谐统一，实现光伏系统与建筑的良好结合。

3.1.6 该条文引自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》（JGJ203-2010）中强制条文，应参照执行。人员有可能接触或接近的、高于直流 50V 或 240W 以上的系统属于应用等级 A，适用于应用等级 A 的设备被认为是满足安全等级 II 要求的设备，即 II 类设备。当光伏系统从交流侧断开后，直流侧的设备仍有可能带电，因此，光伏系统直流侧应设置必要的触电警示和防止触电的安全措施。

3.1.7 该条文引自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》（JGJ203-2010）中强制条文，应参照执行。对于并网光伏系统，只有具备并网保护功能，才能保障电网和光伏系统的正常运行，确保上述一方如发生异常情况不至于影响另一方的正常运行。同

4 可靠性强调了光伏系统应具有防御各种自然条件异常的能力,其中包括应有可靠的防结露、防过热、防雷、抗雹、抗风、抗震、除雪、除沙尘等技术措施。

5 光伏系统防雷与建筑物防雷统一设计施工,在结构设计上选择合适的加固措施防风和防震等。

3.2.5 设置在室外的光伏接线箱应具有可靠防止雨水向内渗漏的结构设计。

3.2.6 并网逆变器还应满足电能转换效率高、待机电能损失小、噪声小、谐波少、寿命长、可靠性高及起、停平稳等功能要求。

1 并网逆变器应具备自动运行和停止功能、最大功率跟踪控制功能和防止孤岛效应功能;

2 逆流型并网逆变器应具备自动电压调整功能;

3 不带工频隔离变压器的并网逆变器应具备直流检测功能;

4 无隔离变压器的并网逆变器应具备直流接地检测功能;

5 具有并网保护装置,与电力系统具备相同的电压、相数、相位、频率及接线方式;

6 应满足高效、节能、环保的要求。

3.2.11 光伏系统应符合以下防雷和接地保护的要求:

1 所有支架、紧固件等正常时不带电金属材料应采取等电位联结措施和防雷措施。安装在建筑屋面的光伏组件,采用金属固定构件时,每排(列)金属构件均应可靠联结,且应与建筑物屋顶避雷装置有不少于两点可靠联结;采用非金属固定构件时,不在屋顶避雷装置保护范围之内光伏组件,应单独加装避雷装置。光伏组件应采取严格措施防止雷击和雷击电磁脉冲,防止建筑光伏系统和电气系统遭到破坏。

2 应用光伏系统的工业与民用建筑应采取防雷措施,其防雷等级分类及防雷措施应遵守《建筑物防雷设计规范》GB50057的相关规定,并应符合当地电力部门的相关规定,并应符合下列要求:

1) 建筑物的各电气系统的接地宜用同一接地网,接地网接地电阻应采用最小值;

2) 新建建筑的光伏系统,其防雷接地系统应与建筑物的防雷接系统统一设计;

3) 既有建筑设计光伏系统时,应对建筑物原有防雷和接地设计进行计算,不符合要求时要进行改造。

3.3 系统接入

3.3.1 光伏系统并网需满足并网技术要求。大型并网光伏系统应进行接入系统的方案论证,并先征得当地供电机构同意方可实施。

根据日本、德国等国家的经验,接入公共电网的光伏系统,其总装机容量一般控制在上级变压器单台主变额定容量的 30% 以内。

光伏系统电网接入点选择应根据系统总装机容量、电网条件和当地供电机构的要求确定;当系统总装机容量 $\leq 100\text{kW}$ 时,接入点电压等级宜为 380V;当系统总装机容量大于 100kW 时,接入点电压等级可选择 380V 或 10kV。

小型光伏电站一般是指通过 380V 电压等级接入电网的光伏电站;中型光伏电站一般是指通过 10kV~35kV 电压等级接入电网的光伏电站;大型光伏电站一般是指通过 66kV 及以上电压等

级接入电网的光伏电站。

在中型或大型光伏系统中，功率调节柜（箱）、仪表柜、配电柜较多，且系统又存留一定量的备品备件，因此，宜设置独立的光伏系统控制机房。

3.3.2 该条文引自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》（JGJ203-2010）中强制条文，应参照执行。光伏系统并网后，一旦公共电网或光伏系统本身出现异常或检修后，两系统之间必须有可靠的脱离，以免相互影响，带来对电力系统或人身安全的影响或危害。因此，在公共电网与光伏系统之间一定要有专用的联结装置，在电网或系统出现异常时，能够通过醒目的联结装置及时人工切断两者之间的联系。另外，还需要通过醒目的标识提示光伏系统可能危害人身安全。

3.3.3 光伏系统和公共电网异常或故障时，为保障人员和设备安全，应具有相应的并网保护功能和装置，并应满足光伏系统并网保护的基本技术要求。

1 光伏系统要能具有电压自动检测及并网切断控制功能。

1) 在公共电网接口处的电压超出表 1 规定的范围时，光伏系统应停止向公共电网送电。

表 1 公共电网接口处的电压

电压（公共电网接口处）	最大分闸时间 ^{注 1}
$U < 50\%U_{\text{额}}$	0.1s
$50\%U_{\text{额}} \leq U < 85\%U_{\text{额}}$	2.0s
$85\%U_{\text{额}} \leq U \leq 110\%U_{\text{额}}$	继续运行
$110\%U_{\text{额}} < U < 135\%U_{\text{额}}$	2.0 秒
$135\%U_{\text{额}} \leq U$	0.05 秒

注 1：最大分闸时间是指异常状态发生后逆变器停止向公共电网送电的时

间；注 2： $U_{\text{额}}$ 为正常电压值（范围）。

2) 光伏系统在公共电网接口处频率偏差超出规定限值时，频率保护应在 0.2s 内动作，将光伏系统与公共电网断开。

3) 当公共电网失压时，防孤岛效应保护应在 2s 内完成，将光伏系统与公共电网断开。

4) 光伏系统对公共电网应设置短路保护。当公共电网短路时，逆变器的过电流应不大于额定电流的 1.5 倍，并应在 0.1s 内将光伏系统与公共电网断开。

5) 非逆流并网光伏系统在公共电网供电变压器次级设置逆流检测装置。当检测到的逆电流超出逆变器额定输出的 5%时，逆向功率保护应在 0.5s~2s 内将光伏系统与公共电网断开。

2 在光伏系统与公共电网之间设置的隔离开关和断路器均应具有切断中性线（N 线）功能。防止在并网光伏系统与公共电网脱离时，由于异常情况的出现而导致中性线带电，容易发生电击危险。

3 当公用电网异常而导致光伏系统自动解列后，只有当公用电网恢复正常到规定时限后光伏系统方可并网。

3.3.4 光伏系统并入上级电网宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置，对接入公共连接点的每个用户，其“功率因数”应符合现行的《供电营业规则》（中华人民共和国电力工业部 1996 年第 8 号令）的相关规定。光伏系统应以三相并入公共电网，其三相电压不平衡度不得超过《电能质量 三相电压允许不平衡度》GB/T 15543 的相关规定。对接入公共连接点的每个用户，其电压不平衡度允许值不得超过 1.3%。

3.3.5 与建筑结合的光伏系统设计应包括通信与计量系统，以确保工程实施的可行性、安全性和可靠性。

3.3.6 作为应急电源的光伏系统应符合以下规定：

1 当光伏系统作为应急电源时，需先切断光伏系统的日常设备负荷，并与公用电网解列，以确保特定负荷启动的可靠性。

2 光伏系统的标识应符合消防设施管理的基本要求。

3 当光伏系统与公用电网分别作为消防设备的二路电源时，配电末端所设置的双电源自动切换开关宜选用自投不自复方式。因为电网是否真正恢复供电需判定，自动转换开关来回自投自复反而对设备和人身安全不利。

3.4 系统监测

3.4.1~3.4.3 参考住房和城乡建设部建筑节能与科技司制定的《可再生能源建筑应用示范项目数据监测系统技术导则》（试行）。

4 光伏系统与建筑一体化设计

4.1 一般规定

4.1.1 光伏系统的选型是建筑设计的重要内容，设计者不仅要创造新颖美观的建筑立面、设计光伏组件安装的位置，还要结合建筑功能及其对电力供应方式的需求，综合考虑环境、气候、太阳能资源、能耗、施工条件等因素，比较光伏系统的性能、造价，进行技术经济分析。

光伏系统设计应由建筑设计单位和光伏系统产品供应商相互配合共同完成。建筑师不仅需要根据建筑类型和使用要求确定光伏系统的类型、安装位置、色调、构图要求，还应向建筑电气工程师提出对电力的使用要求；电气工程师进行光伏系统设计、布置管线、确定管线走向；结构工程师在建筑结构设计时，应考虑光伏系统的荷载，以保证结构的安全性，并埋设预埋件，为光伏构件的锚固、安装提供条件。光伏系统产品供应商需向建筑设计单位提供光伏组件的规格、尺寸、荷载等参数，预埋件的规格、尺寸、安装位置及安全要求；提供光伏系统的发电性能等技术指标及其检测报告；保证产品质量和使用性能。

4.1.2 该条文引自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》（JGJ203-2010）中强制条文，应参照执行。安装在建筑屋面、阳台、墙面、窗面或其他部位的光伏组件，应满足该部位的承载、

保温、隔热、防水及防护要求，并应成为建筑的有机组成部分，保持与建筑和谐统一的外观。

4.1.3 该条文引自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》（JGJ203-2010）中强制条文，应参照执行。在既有建筑上增设或改造的光伏系统，其重量会增加建筑荷载。另外，安装过程也会对建筑结构和建筑功能有影响，因此，必须进行建筑结构安全、建筑电气安全等方面的复核和检验。

4.1.4 一般情况下，建筑的设计寿命是光伏系统寿命的 2~3 倍，光伏组件及系统其他部件在构造、形式上应利于在建筑围护结构上安装，便于维护、修理、局部更换。为此建筑设计不仅要考虑地震、风荷载、雪荷载、冰雹等自然破坏因素，还应为光伏系统的日常维护，尤其是光伏组件的安装、维护、日常保养、更换提供必要的安全便利条件。

4.1.5 建筑设计时应考虑在安装光伏组件的墙面、阳台或挑檐等部位采取必要的安全防范措施，防止光伏组件损坏而掉落伤人，如设置挑檐、入口处设置雨篷或进行绿化种植等，使人不易靠近。

4.2 规划设计

4.2.1 根据我国的地理条件，合理进行建筑群体或建筑单体的规划和建筑朝向的选择。

4.2.2 安装光伏系统的建筑，建筑间距应满足所在地区日照间距要求，且不得因布置光伏系统而降低相邻建筑的日照标准。

4.2.3 在进行建筑周围的景观设计和绿化种植时，要避免对投射到光伏组件上的阳光造成遮挡，从而保证光伏方阵有足够的日照时间。

4.2.4 建筑上安装的光伏组件应优先选择光反射较低的材料，避免自身引起的太阳光二次辐射对本栋建筑或周围建筑造成光污染。

4.3 建筑设计

4.3.1 建筑设计应与光伏系统设计同步进行。建筑设计根据选定的光伏系统类型，确定光伏组件形式、安装面积、尺寸大小、安装位置方式；了解连接管线走向；考虑辅助能源及辅助设施条件；明确光伏系统各部分的相对关系。然后，合理安排光伏系统各组成部分在建筑中的位置，并满足所在部位防水、排水等技术要求。建筑设计应为光伏系统各部分的安全检修、光伏构件表面清洗等提供便利条件。

4.3.2 光伏组件安装在建筑屋面、阳台、墙面或其他部位，不应有任何障碍物遮挡太阳光。光伏组件总面积根据需电量、建筑上允许的建筑面积、当地的气候条件等因素确定。安装位置要满足冬至日全天有 3h 以上日照时数的要求。有时，为争取更多的采光面积，建筑平面往往凹凸不规则，容易造成建筑自身对太阳光的遮挡。除此以外，对于体形为 L 型、U 型的平面，也要注意避免自身的遮挡。

本条中用于确定建筑日照条件的建筑日照时数（insolation standards）与用于光伏系统发电量计算的峰值日照时数（peak sun hours）不同。日照标准是根据建筑物所在的气候区，城市大小和建筑物的使用性质决定的，在规定的日照标准日（冬至日或大寒日）有效时间范围内，以底层窗台面为计算起点的建筑外窗获得的日照时间。峰值日照时数是指当地水平面上单位面积接受

测的年平均辐射能转化为标准日照条件 (AM1.5, $1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C) 的小时数。按年计算是全年标准日照时数, 计量单位是 (h/a); 按日计算是平均每天的标准日照时数, 计量单位是 (h/d)。

4.3.3 建筑主体结构在伸缩缝、沉降缝、抗震缝的变形缝两侧会发生相对位移, 光伏组件跨越变形缝时容易遭到破坏, 造成漏电、脱落等危险。所以光伏组件不应跨越主体结构的变形缝, 或应采用与主体建筑的变形缝相适应的构造措施。

4.3.4 光伏组件的温度不应高于 85°C , 安装光伏方阵时, 应采取必要的通风降温措施以抑制其表面温度升高。一般情况下, 组件与安装面层之间设置 50mm 以上的空隙, 组件之间留有一定的空隙, 会有效控制组件背面的温度升高。

4.3.5 平屋面上安装光伏方阵应符合以下要求:

- 1 在太阳高度角较小时, 光伏方阵排列过密会造成彼此遮挡, 降低运行效率。为使光伏方阵实现高效、经济的运行, 应对光伏组件的相互遮挡进行日照计算和分析。

- 3 屋面上设置光伏方阵时, 前排光伏组件的阴影不应影响后排光伏组件正常工作。另外, 还应注意组件的日照影响。

- 5 光伏组件支座与结构层相连时, 防水层应包到支座和金属埋件的上部, 形成较高的泛水, 地脚螺栓周围缝隙容易渗水, 应作密封处理; 支架基座部位应做附加防水层。附加层宜空铺, 空铺宽度不应小于 200mm 。为防止卷材防水层收头翘边, 避免雨水从开口处渗入防水层下部, 应按设计要求做好收头处理。卷材防水层应用压条钉压固定, 或用密封材料封严。

- 6 需要经常维修的光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口以及人行通道上面应设置刚性保护层保护防水层, 一般可铺设

水泥砖。

4.3.6 坡屋面上安装光伏方阵应符合以下要求:

- 5 控制通风间隙的目的有两个, 一是通过加强屋面通风降低光伏组件背面温升, 二是保证组件的安装维护空间。

4.3.7 阳台或平台上安装光伏方阵应符合以下要求:

- 1 由于太阳高度角较小, 安装在阳台栏板上的光伏组件或直接构成阳台栏板的光伏构件宜有适当的倾角, 以接受较多的太阳光。

- 2 对不具有阳台栏板功能, 通过其他连接方式安装在阳台栏板上的光伏组件, 其支架应与阳台栏板上的预埋件牢固连接, 并通过计算确定预埋件的尺寸与预埋深度, 防止坠落事件的发生。

- 3 作为阳台栏板的光伏构件, 应满足建筑阳台栏板强度及高度的要求。阳台栏板高度应随建筑高度而增高, 如低层、多层住宅的阳台栏板净高不应低于 1.05m , 中、高层, 高层住宅的阳台栏板不应低于 1.10m , 这是根据人体重心和心理因素而定的。

- 4 光伏方阵背面温度较高, 或电气连接损坏都可能会引起安全事故(儿童烫伤、电气安全), 因此要采取必要的保护措施, 避免人身直接触及光伏组件。

4.3.8 墙面上安装光伏方阵应符合以下要求:

- 1 通过支架连接方式安装在外墙上的光伏方阵, 在结构设计时应作为墙体的附加永久荷载, 对安装光伏组件而可能产生的墙体局部变形、裂缝等等, 应通过构造措施予以防止。

- 2 光伏组件安装外保温构造的墙体上时, 其与墙面连接部位易产生冲析, 应作特殊断桥或保温构造处理。

- 3 预埋防水套管可防止水渗入墙体构造层; 管线穿越结构柱

会影响结构性能，因此穿墙管线不宜设在结构柱内。

4 光伏组件镶嵌在墙面时，应由建筑设计专业结合建筑立面进行统筹设计。

7 建筑设计时，为防止光伏组件损坏而掉下伤人，应考虑在安装光伏组件的墙面采取必要的安全防护措施，如设置挑檐、雨蓬，或进行绿化种植等，使人不易靠近。

4.3.9 幕墙上安装光伏方阵应符合以下要求：

1 安装在幕墙上的光伏组件宜采用光伏幕墙建材型构件，并根据建筑立面的需要进行统筹设计。

2 安装在幕墙上的光伏组件尺寸应符合所安装幕墙板材的模数，既有利于安装，又与建筑幕墙在视觉上融为一体。

3 光伏幕墙的性能应与所安装普通幕墙具备同等的强度，以及具有同等保温、隔热、防水等性能，保证幕墙的整体性能。

4 使用 PVB 夹胶层的光伏构件可以满足建筑上使用安全玻璃的要求；用 EVA 层压的光伏构件需要采用特殊的结构，防止玻璃自爆后因 EVA 强度不够而引发事故。

5 层间防火构造在正常使用条件下，应具有伸缩变形能力、密封性和耐久性；在火灾状态下，应在规定的耐火极限内，不发生开裂或脱落，保持相对稳定性。防火封堵时限应高于建筑幕墙本身的防火时限要求。玻璃光伏幕墙应尽量避免遮挡建筑室内视线，并应与建筑遮阳、采光统筹考虑。

6 为防止光伏组件损坏而掉下伤人，应安装牢固并采取必要的防护措施。

4.3.10 光伏系统控制机房，一般会布置较多的配电柜（箱）、逆变器、充电控制器等设备，上述设备在正常工作中都会产生一定

的热量；当系统带有储能装置时，系统中的蓄电池在特定情况下可能对空气产生一定的污染。因此，控制机房应采取通风措施。

4.4 结构设计

4.4.1 结构设计应根据光伏系统各组成部分在建筑中的位置进行专门设计，防止对结构安全造成威胁。

4.4.6 光伏系统结构设计应区分是否抗震。对非抗震设防的地区，只需考虑系统自重、风荷载和雪荷载；对抗震设防的地区，还应考虑地震作用。

安装在建筑屋面等部位的光伏方阵主要受风荷载作用，抗风设计是主要考虑的因素。但由于地震是动力作用，对连接节点会产生较大影响，使连接发生震害甚至造成光伏方阵脱落，所以，应根据当地地震的作用效应，加强构造措施。

4.4.10 既有建筑屋面上安装光伏方阵，应考虑原屋面设计荷载值，并应考虑原屋面的防水构造，光伏方阵支架结构与主体建筑结构的连接采用化学锚栓连接时，推荐做法是：保证屋面防水层的可靠，在屋面柱位或梁上植入化学锚栓，并做好该部位的防水设计，再用螺栓将钢梁固定在化学锚栓上，再将光伏方阵固定在钢梁上；有女儿墙的屋面设有女儿墙钢筋砼构造柱时，可在构造柱上植入化学锚栓，减少对防水层的处理。

4.4.12 支架、支撑金属件应根据光伏系统设定的使用寿命选择材料及其维护保养方法。根据目前常见方法以及使用经验，给出如下几种建议：

1 铜制+表面涂漆（有颜色）：5~10 年，再涂漆。

2 铜制+热浸镀锌：20~30 年，镀锌层的厚度要求取决于使

用条件和使用寿命,应根据环境变化确定镀锌层的厚度。日本的经验表明,要获得 20 年的使用寿命,在重要国内工业区或沿海地区镀锌量为 $550\text{g/m}^2 \sim 600\text{g/m}^2$ 以上,郊区为 400g/m^2 以上。

在任何特定的使用环境里,镀锌层的保护作用一般正比于单位面积内镀锌层的质量(表面密度),通常也正比于镀锌层的厚度,因此,对于某些特殊的用途,可采用 $40\mu\text{m}$ 厚度的镀锌层。

在我国,采用碳素钢和低合金高强度结构钢作为支撑结构时,一般采用热浸镀锌防腐处理,锌膜厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制品热浸镀锌技术要求》GB/T13912 的相关规定。

钢构件采用氟碳喷涂或聚脲喷涂的表面处理办法时,涂层厚度应满足《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 中的相关规定。

3 不锈钢: 30 年以上。

不锈钢对盐害等具有高抵抗性,但价格较高,在海上安装の場合应用较多。

4 铝合金+氟碳喷涂: 20 年以上。

铝合金型材采用氟碳喷涂进行表面处理时,应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB/T5237 规定的质量要求,表面处理层的厚度:平均膜厚 $t \geq 40\mu\text{m}$,局部膜厚 $t \geq 34\mu\text{m}$ 。其他表面处理办法应满足《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102 中的相关规定。

4.4.13 在有大气污染的地方,不同的金属材料相互接触会产生接触腐蚀,所以应在不同金属材料之间垫上绝缘物,或采用同一金属材料的支撑结构。

4.4.14 地面安装光伏系统时,应对地基承载力、基础的强度和稳定性进行验算。光伏组件最低点距地面应有一定距离。当为一般地面时,为防止泥沙上溅或小动物的破坏,不宜小于 1000mm 。

4.5 电气设计

4.5.2 成排布置的配电屏,其屏前和屏后的通道净宽不应小于表 2 的规定。

表 2 配电屏前后的通道净宽

配电屏种类	单排布置		双排面对面布置		双排背对背布置	
	屏前	屏后	屏前	屏后	屏前	屏后
固定式	1.5	1.0	2.0	1.0	1.5	1.5
抽屉式	1.8	1.0	2.3	1.0	1.8	1.0
控制屏(柜)	1.5	0.8	2.0	0.8	-	-

注: 1 当建筑物墙面遇有柱类局部凸出时,凸出部位的通道宽度可减少 0.2m 。

2 各种布置方式,屏端通道不应小于 0.8m 。

4.5.10 光伏系统中所用电缆多为常规电缆,无需特殊处理,与建筑物本身的电缆统一规划,可使建筑物的电缆通道整齐有序、布局合理。

4.5.11 既有建筑中增设光伏系统时,原有电缆通道预留空间不足、需新增电缆通道时,应对既有建筑的结构安全、电气安全距离等进行验算,必要时进行改造。

5 光伏系统安装

5.1 一般规定

5.1.1 目前光伏系统施工安装人员的技术水平差别较大。为规范光伏系统的施工安装，应先设计后施工，严禁无设计的盲目施工。施工组织设计、施工方案以及安全措施应经监理和建设方审批后方可施工。

5.1.4 该条文引自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》（JGJ203-2010）中强制条文，应参照执行。

5.1.6 安装监测与检测点的做法应符合《可再生能源建筑应用示范项目数据监测系统技术导则》与《可再生能源建筑应用示范项目测评导则》中的要求。

5.2 基座

5.2.1 光伏方阵的支架应固定在预设的基座上，不得直接放置在建筑顶层上，否则既无法保证支架安装牢固，还会对建筑面造成损害。

5.4 光伏组件与光伏方阵

5.4.1 由于安装在不同建筑部位，光伏方阵所受的风荷载、雪荷

载和地震作用等均不同，安装时光伏组件的强度应与设计时选定的产品强度相符合。

5.4.3 光伏方阵应按设计要求可靠地固定在支架上，防止脱落、变形，影响发电功能。

5.4.5 为抑制光伏组件使用期间产生温升，屋顶与光伏组件之间应留有通风间隙，从施工方便角度考虑，通风间隙不宜小于50mm。

5.4.6 坡屋面上安装光伏方阵时，会破坏周边的防水连接构造，因此必须制定专门的构造措施，如附加防水层等，并严格按照要求施工，不得出现渗漏。

6 工程验收

6.1 一般规定

6.1.1~6.1.2 《建筑节能工程施工质量验收规范》GB50411 第 3.4.1 条规定建筑节能工程为单位工程的一个分部工程。太阳能光伏系统工程是建筑节能的一部分，故规定该系统为建筑节能分部的一个子分部工程，与节能分部的其他子分部共同组成一个分部工程。

6.2 基座工程

6.2.1~6.2.3 规定了太阳能光伏系统基础的质量要求，安装的基础要牢固，与建筑物一体化时要保证建筑物的正常使用功能，不能出现渗漏现象。

6.10 系统测评

6.8.1 系统的关键部件包括太阳能电池方阵、蓄电池（或者蓄电池箱体）、充放电控制器和直流/交流逆变器等。

7 光伏系统运行管理与维护

7.1 一般要求

7.1.2 系统的运行与维护，首先要确保安全问题，其次要通过经济合理的维护周期、维护方法，使得系统运行在最佳发电状态，延长使用寿命，产生最大的经济、社会效益。

7.1.3 系统的主要部件包括光伏组件、支架、光伏接线箱、直流配电柜、控制器、逆变器、交流配电及线路、建筑结合部件、储能装置、数据传输系统等，各个部件的使用寿命、使用环境、产品性能等参数不尽相同。为保证光伏建筑一体化系统的运行，各个部件均应依照产品标准的规定来使用。对于不能满足正常使用要求的部件，应及时处理，防止事故发生。

7.1.4 为了防止火灾等事故的发生，光伏建筑一体化系统主要部件的周围应避免放置杂物。为了防止设备过热、短路等事故，延长设备使用寿命，增加发电量，需保持设备的洁净和周围环境的通风散热。

7.1.6 为了防止噪声污染，光伏建筑一体化系统在运行时所产生的声音应符合设计要求。另外，温度、声音、气味的异常也是判断系统出现故障的重要信号。指示灯正常工作，以便实时监控系统状态。

7.1.7 光伏建筑一体化系统中的计量设备应符合国家规定，以便

今后获得相关的政策补贴。

7.1.8 由于光伏建筑一体化系统的本身特点,要求运行与维护人员根据自身的工作内容熟悉相应的光伏、电气或建筑的相关知识。

7.1.9 为了衡量系统的性能以及做好管理工作,光伏建筑一体化系统运行和维护的全过程需做好详细的记录。

7.2 光伏方阵

7.2.1 光伏组件的运行与维护要求。

1 光伏组件表面的灰尘、污垢等不洁物会严重影响光伏系统的发电效率,因此光伏组件表面应保持清洁,有必要对组件表面进行清洗。

2 光伏组件的玻璃破碎、背板灼焦等明显的颜色变化表明组件已经损坏,会大大降低系统的发电量,且存在不安全因素。其中,光伏组件明显的颜色变化主要指封装材料脱层、光伏组件中进入水汽等现象。

3~4 光伏组件是整个系统的发电部件,需要安全接地,并应设明显的警告标志。

5 正常运行状态下,同一光伏组件电池上方的表面温度差异在 $5^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$ 。因为系统安装的地理位置、辐照量等都会影响到温差,并且检测方法不同,温差也会有一定的不同,考虑到恶劣的环境,同一光伏组件电池上方的组件外表面温度差异应小于 20°C ,如超过 20°C 会降低系统的发电效率,还存在较大安全隐患。

7.2.2 支撑结构是保证光伏系统正常运行的必要外部条件。

7.2.3 太阳能光伏中空玻璃一旦有结露、进水、炸裂、脱膜、松

动和开裂等现象,除了影响幕墙美观外,还严重影响其隔热、发电等功能,因此必须由专业人士进行定期巡检、维护,及时更换相关部件等。

7.2.4 光伏方阵与建筑物结合部分的运行与维护要求:

本条第5款中,支撑结构只用来支撑光伏方阵和光伏组件所承受的风荷载或地震作用,不能在支撑结构上或光伏系统区域内附加其它设施和重物,如:

- 1) 遮阳设施;
- 2) 管线;
- 3) 室内装修紧靠光伏建筑支架杆件,例如将窗帘盒固定在光伏系统的支架上。
- 4) 广告牌等。

7.3 光伏接线箱与直流配电柜

7.3.1、7.3.2 光伏接线箱和直流配电柜是否完好、接线端子接触是否良好会直接影响光伏发电系统的电性能安全,如存在问题,可能会导致打火漏电等安全隐患。

7.3.3 直流输出母线的正极对地、负极对地、正负极之间的绝缘电阻过小,会影响人身安全。

7.3.8 直流配电柜的直流输出与并网主机直流输入处的连接情况,直接影响发电系统的稳定性和可靠性。

7.4 控制器与逆变器

7.4.1 控制器的运行与维护要求:

1 控制器是否完好、接线端子接触是否良好会直接影响光伏发电系统的电性能安全,如存在问题,可能会导致打火漏电等安全隐患。控制器保护电压对发电系统的安全性和可靠性至关重要。

5 直流输出母线的正极对地、负极对地、正负极之间的绝缘电阻过小会影响人身安全。

7.4.2 逆变器的运行与维护要求:

- 1 逆变器的散热环境直接影响逆变器的稳定性与可靠性。
- 2 逆变器中模块、电抗器、变压器的温度,直接影响设备的安全和寿命。

7.5 接地与防雷系统

7.5.1 建筑结构钢筋构成整体网笼,使用竖向钢管穿过建筑基础并埋入地数米,通常具有良好的接地性能,光伏接地系统一般是连接在建筑结构钢筋上,并应保持连接可靠。

7.5.2 屋面避雷网格一般为利用屋面板钢筋焊接成的10m×10m或12m×8m的网格,所有网格就近与建筑结构圈梁或柱钢筋连接或与屋面避雷带连接,需要保证接地性能良好。

7.6 交流配电柜

7.6.3 本条是参考现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303关于成套配电柜、控制柜(屏、台)和动力、照明配电箱(盘)安装中相关内容而确定的。

7.7 电缆

7.7.6 电缆井内地积物、垃圾如不能及时清理,将会影响到电缆的检修、维护甚至造成电缆的损坏。

7.7.10 桥架与支架间螺栓、桥架连接板螺栓固定完好,以达到可靠连接的目的。

7.8 蓄电池

7.8.2 使用带绝缘套工具,是为了防止蓄电池短路。

7.8.4 蓄电池的上方或周围堆放杂物可能会导致蓄电池两极短路。

7.8.7 停止或缩短电站的供电时间,以避免造成蓄电池过放电。