ICS 27.160
CCS F 12
备案号：78449-2021

DB11

北　京　市　地　方　标　准

DB11/T 1773—2020

分布式光伏发电工程技术规范

Technical Code for the Engineering of Distributed PV System

2020-12-24 发布　　2021-04-01 实施

北京市市场监督管理局　发布

目　　次

前　　言 II
1　范围 1
2　规范性引用文件 1
3　术语与定义 3
4　总则 4
5　设计 5
6　施工 12
7　调试与检测 20
8　验收 23
9　运行与维护 24

前　言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由北京市发展和改革委员会提出。

本文件由北京市发展和改革委员会归口。

本文件由北京市发展和改革委员会组织实施。

本标准主要起草单位：北京能源学会、北京节能环保中心、首都航天机械有限公司、上迈新能源科技有限公司。

本文件主要起草人：陈文华、孙干、王瑰晴、刘大为、郁灿、韩峦、李忠武、韩一叶、冯为为、董美智、乔丽平、田家乐、白燕、刘奎。

本标准于 2020 年12月24日首次发布。

分布式光伏发电工程技术规范

1 范围

本文件规定了分布式光伏发电项目的术语和定义、设计要求、施工要求、设备及系统调试要求、验收要求及运行与维护要求。

本文件适用于以10kV及以下电压等级接入，装机容量不大于6MW，安装于新建或既有建筑、各类构筑物以及农村和农业设施上的光伏系统。

2 规范性引用文件

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。

GB/T 3787 手持式电动工具的管理、使用、检查和维修安全技术规程

GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求

GB/T 9535 地面用晶硅光伏组件 设计鉴定与定型

GB/T 10228 干式电力变压器技术参数和要求

GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差

GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波

GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡

GB/T 16895.32 建筑物电气装置 第7-712部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏(PV)电源供电系统

GB 18802.1 低压电涌保护器(SPD) 第1部分 低压配电系统的保护器 性能要求和试验方法

GB/T 18911 地面用薄膜光伏组件 设计鉴定与定型

GB/T 19064 家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法

GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级

GB/T 21086 建筑幕墙

GB/T 29321 光伏发电站无功补偿技术规范

GB/T 32512 光伏发电站防雷技术要求

GB/T 33342 户用分布式光伏发电并网接口技术规范

GB/T 33599 光伏发电站并网运行控制规范

GB/T 35694 光伏发电站安全规程

GB/T 36963 光伏建筑一体化系统防雷技术规范

GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求

GB 50009 建筑结构荷载规范

GB 50017 钢结构设计规范

GB 50052 供配电系统设计规范

GB 50057　建筑物防雷设计规范
GB 50068　建筑结构可靠性设计统一标准
GB 50140　建筑灭火器配置设计规范
GB 50150　电气装置安装工程电气设备交接试验标准
GB 50153　工程结构可靠性设计统一标准
GB 50168　电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范
GB 50169　电气装置安装工程接地装置施工及验收规范
GB 50172　电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范
GB 50191　构筑物抗震设计规范
GB 50205　钢结构工程施工质量验收规范
GB 50207　屋面工程质量验收标准
GB 50217　电力工程电缆设计标准
GB 50224　建筑防腐蚀工程施工质量验收规范
GB 50227　并联电容器装置设计规范
GB 50303　建筑电气工程施工质量验收规范
GB 50345　屋面工程技术规范
GB 50411　建筑节能工程施工质量验收标准
GB 50429　铝合金结构设计规范
GB 50693　坡屋面工程技术规范
GB 50794　光伏发电站施工规范
GB/T 50796　光伏发电工程验收规范
GB 50797　光伏发电站设计规范
GB 50896　压型金属板工程应用技术规范
GB 51022　门式刚架轻型房屋钢结构技术规范
GB/T 51368　建筑光伏系统应用技术标准
DL/T 448　电能计量装置技术管理规程
DL/T 620　交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 621　交流电气装置的接地
DL 5027　电力设备典型消防规程
DL/T 5044　电力工程直流电源系统设计技术规程
DL/T 5137　电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T 5222　导体和电器选择设计技术规定
JGJ 102　玻璃幕墙工程技术规范
JGJ 133　金属与石材幕墙工程技术规范
JGJ/T 139　玻璃幕墙工程质量检验标准
JGJ 203　民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范
JGJ/T 473　建筑金属围护系统工程技术标准
JG/T 490　太阳能光伏系统支架通用技术要求
JG/T 492　建筑用光伏构件通用技术要求
JG/T 516　建筑装饰用彩钢板
JG/T 535　建筑用柔性薄膜光伏组件
NB/T 42073　光伏发电系统用电缆
NB/T 42142　光伏并网微型逆变器技术规范

DB11/T 1401　太阳能光伏发电系统数据采集及传输系统技术条件
DB11/T 1402　太阳能光伏在线监测系统接入规范

3　术语与定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

分布式光伏发电系统 distributed photovoltaic(PV) system

由太阳能光伏组件、交直流汇流设备、逆变器、变配电设备、计量计费和监测系统等组成，安装于工业建筑、民用建筑、各类构筑物和农村及农业设施上的光伏发电系统。

3.2

光伏组件 photovoltaic(PV) module

具有封装及内部联结的，能单独提供电流输出的，最小不可分割的太阳电池组合装置。光伏组件按太阳电池封装类型可分为玻璃封装光伏组件和柔性封装光伏组件。

3.3

安装型光伏组件 building-attached photovoltaic(PV) module

工厂生产的标准光伏组件。

3.4

构件型光伏组件 elemental photovoltaic(PV) module

工厂模块化预制的，并具备光伏发电功能的建筑构件。

3.5

建材型光伏构件 photovoltaic(PV) module as building components

集成封装光伏发电芯片，具有光伏发电功能和建材功能的建材构件。

3.6

光伏发电瓦 photovoltaic(PV) tile

具有光伏发电功能和建材功能的瓦片。

3.7

柔性光伏组件 flexible photovoltaic(PV) module

采用柔性材料封装，可以一定程度弯曲而保持组件各项性能不被破坏的轻型光伏组件。

3.8

光伏组件串 photovoltaic(PV) modules string

在光伏发电系统中，将若干个光伏组件串联后，形成具有一定直流电输出的电路单元。

3.9

光伏阵列 photovoltaic(PV) array

将若干个光伏组件在机械和电器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。

3.10

安装容量 capacity of installation

光伏系统中安装的光伏组件的标称功率之和，计量单位是峰瓦（Wp）。

3.11

额定容量 rated capacity

光伏系统中安装的逆变器的额定有功功率之和，计量单位是千瓦（kW）。

3.12

蓄电池 Secondary battery

能将所获得的电能以化学能的形式贮存并将化学能转为电能的一种电化学装置。

3.13

隔离式电源保护装置 isolated power supply protection device

一种由电源隔离抑制器与两级泄放单元（或N级泄放）组成的组合式雷电保护装置，利用电源隔离抑制器与在其前后安装的泄放单元进行协同工作，使沿供电回路入侵的雷电脉冲绝大部分沿第一级泄放单元泄放下地，确保进入被保护的设备雷电脉冲能量（包括雷电流和雷电压）最小化。

3.14

隔离式分组接地装置 isolated group earthing device

一种由接地隔离抑制器与多种功能接地汇流排组成的组合式分组接地装置，接地装置中通过功能分组的保护形式（在联合接地排的防雷接地与保护接地和工作接地上串入接地隔离抑制器，降低了入地雷电电涌对接地的设备地电位高压反击；与电源型隔离防雷保护装置一起使用，构成了也可降低沿电源供电回路入侵的闪电雷电脉冲在被保护设备上的对地压降。

4 总则

4.1 分布式光伏发电系统工程应进行勘察与可行性评估，并根据规划设计进行发电量预估。

4.2 分布式光伏发电系统设计应综合考虑辐照条件、建筑条件、并网条件、雷电环境及有关安全防护条件、安装和运输条件等因素，与建筑及周边环境相协调，并应符合安全可靠、适用、环保、美观，便于清洗和维护的要求。

4.3 光伏建筑一体化系统应纳入建筑工程管理，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，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、维护和保养提供必要的承载条件和空间。

4.4 当分布式光伏发电系统设计采用 1500V 系统时，所用组件及主要电气设备应通过 1500V 认证。

4.5 无人值守的分布式光伏发电系统，宜设置远程监控系统。

5 设计

5.1 一般要求

5.1.1 分布式光伏发电系统应优先选用环保低碳、节能高效的材料和设备。

5.1.2 在既有建筑物上安装光伏系统，必须进行建筑物结构安全复核，必要时须增加支撑结构，并应满足 GB50153 的要求；电气安全应满足 GB 50303 的要求。

5.1.3 安装于新建或既有建筑上的分布式光伏发电系统的防雷设计应符合 GB 50057 的要求

5.1.4 分布式光伏发电系统的消防设施应符合 GB 50140 和 DL 5027 的要求。在既有建筑物上增设光伏发电系统，不得影响消防疏散通道和消防设施的使用。

5.1.5 分布式光伏发电系统选用的光伏组件不宜产生光污染。

5.1.6 分布式光伏发电系统不应降低相邻建筑物的日照标准。

5.1.7 对于采用双面发电光伏组件的光伏系统，可结合光伏方阵布置方案，设置光伏组件背面的反射措施。

5.1.8 分布式光伏发电系统的过电压保护应选用低残压、低残流的防雷技术或产品，接地系统应优先选用隔离式分组接地防护技术。

5.2 系统设计

5.2.1 一般规定

5.2.1.1 分布式光伏发电系统中光伏方阵与逆变器之间的容量配比应综合考虑光伏方阵的安装类型、场地条件、太阳能资源、光伏方阵至逆变器的各项损耗等因素后确定。

5.2.1.2 分布式光伏发电系统宜配套组件清洗系统。

5.2.1.3 分布式光伏发电系统结构安全设计应符合 GB 50068、GB 50153 的要求。

5.2.1.4 分布式光伏发电系统的单个支架或单个组件不应跨越建筑变形缝和防火分区。

5.2.1.5 光伏幕墙系统应设置防止构件坠落的警示标识、安全措施，应满足 GB/T 20186、JGJ 133 的有关规定。

5.2.1.6 在轻型金属结构屋面、TPO 防水卷材屋面、PVC 防水卷材屋面上安装光伏系统，宜选择不打穿屋面的柔性轻型光伏组件。

5.2.2 支架和支撑系统

5.2.2.1 分布式光伏发电系统支架和支撑系统材料应符合下列要求：

a) 光伏支架和支撑系统应结合工程实际选用材料，金属支架的选用应符合 JG/T 490 的规定；

b) 异质金属接触、紧固时，应采取防止电化学腐蚀的隔离措施。

5.2.2.2 分布式光伏发电系统支架和支撑系统结构设计应符合下列要求：

a) 支撑结构系统的强度、刚度和稳定性应符合 GB 50429 和 GB 50017 的要求；
b) 建筑上安装的光伏系统荷载应符合 GB 50009 的要求；厂房荷载应符合 GB51022 的要求；
c) 对安装在有抗震要求的构筑物上的光伏系统，还应根据 GB 50191 的要求进行抗震设计。

5.2.2.3 光伏幕墙结构设计应符合 JGJ 102、JGJ 203 和 T/CBDA 39 的要求。

5.2.2.4 柔性光伏组件的支撑系统应满足下列要求：

a) 组件支撑板件宜采用彩钢板、热镀锌钢板、镀铝锌钢板，材质设计应符合 JG/T 516、GB/T 2518 的规定；
b) 组件支撑板件的板型设计与施工应符合 GB 50896 的相关规定。

5.2.3 光伏方阵

5.2.3.1 光伏方阵安装方式分为固定式、可调式和跟踪式三种，应根据太阳辐射资源、气候条件、使用环境、安装容量、安装场地面积，负荷特性和运行管理方式等进行选择。

5.2.3.2 光伏方阵采用固定式布置时，最佳倾角应结合项目当地多年月平均辐照度、直射分量辐照度、散射分量辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件进行设计，应满足建筑屋顶排水坡度要求。

5.2.3.3 分布式光伏发电系统中，接入同一光伏组件串的各光伏组件的电性能参数宜保持一致，接入同一最大功率跟踪回路的光伏组件串的电压、组件朝向、安装倾角宜保持一致。

5.2.3.4 光伏组件串的工作电压变化范围应在逆变器的最大功率追踪电压范围内。

5.2.3.5 光伏方阵设计应便于光伏组件表面的清洗，必要时应设置维修、人工清洗的设施与通道。

5.2.3.6 屋面光伏系统方阵设置应满足下列要求：

a) 应结合屋面的设备和设施统一合理布置；
b) 光伏组件及方阵布置应符合屋面的建筑防火要求；
c) 光伏方阵的构造及安装应有利通风散热要求。

5.2.3.7 屋面光伏系统的防水设计应满足下列要求：

a) 不应影响屋面雨水排放；
b) 光伏组件基座与屋面结构层相连时，基座的强度应符合设计要求，基座与建筑主体结构连接应牢固，并应进行防水处理，其防水制作应符合 GB 50345 的规定；
c) 在屋面防水层上安装光伏组件时，其支架基座下部应增设附加防水层；
d) 光伏系统的引线穿过屋面、阳台、墙体等处应预埋防水套管，并作防水密封处理，穿墙管线不应设在结构柱处。

5.2.3.8 平屋面上设置光伏组件应满足以下要求：

a) 采用安装型光伏组件时宜按最佳倾角设计；
b) 光伏组件可采用固定式或可调节式安装支架；
c) 光伏组件的周围屋面、检修通道、屋面的出入口和光伏方阵之间的人行通道上部应敷设保护层。

5.2.3.9 坡屋面上设置光伏组件应满足以下要求：

a) 光伏组件、构件宜采用顺坡镶嵌、钩挂或顺坡架空等安装方式；
b) 在坡屋面上安装光伏组件时，宜采用建材型光伏构件；
c) 建材型光伏构件与周围屋面材料连接部位应设计合理的构造措施，符合屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求。

5.2.3.10 阳台或平台栏板上设置光伏组件应满足以下要求：

a) 安装在阳台或平台栏板上的光伏组件宜有适当的倾角；
b) 安装在阳台或平台栏板上的光伏组件支架应与主体结构上的连接件可靠连接；
c) 在阳台或平台栏板安装光伏组件时，应采取保护人身安全的防护措施。

5.2.3.11 墙面上安装光伏组件应满足以下要求：

a) 光伏组件支撑结构应与墙面结构可靠连接；
b) 光伏组件与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；
c) 对安装在墙面上提供遮阳功能的光伏构件，应符合室内遮阳系数的要求。

5.2.3.12 光伏幕墙方阵设计应满足以下要求：

a) 应选用建材型光伏构件；
b) 光伏构件尺寸与幕墙分格尺寸应相协调，光伏构件表面颜色、质感应与幕墙协调统一；
c) 光伏幕墙不应降低整体建筑幕墙的抗风压性能、水密性能、气密性能、平面内变形性能、空气隔声性能、耐撞击性能等要求；
d) 光伏幕墙系统不应降低墙体和整体围护结构的保温节能效果；
e) 光伏幕墙设计应符合组件的散热要求；
f) 应考虑设置维修、清洗的设施与通道；
g) 光伏幕墙支撑结构体系设计应符合电气布线的安全和维护要求，对室内可透光位置如采光顶、透光幕墙、发电窗等，应兼顾玻璃采光性能，还应考虑隐藏线缆和接线盒，符合美观和安全的要求；
h) 光伏幕墙的热工性能应符合建筑节能的要求；
i) 光伏幕墙的结构安全和防火性能应符合 JGJ 102 的要求；
j) 由建材型光伏构件构成的雨篷、檐口和采光顶，应符合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要求。

5.3 电气设计

5.3.1 组件

分布式光伏发电系统用光伏组件应符合 GB/T 9535、GB/T 18911、JG/T 492 和 JG/T 535 的要求。

5.3.2 电缆

5.3.2.1 分布式光伏发电系统用电缆的选择与敷设，应符合 GB 50217 的规定。

5.3.2.2 当采用 1500V 电压系统时，电缆的绝缘性、护套厚度，椭圆度，绝缘电阻，热延伸，耐盐雾、烟雾、成束燃烧试验的差异，应通过 1500V 电缆相关测试要求。

5.3.2.3 光伏组件与组串汇流箱、光伏组件与组串逆变器之间的电缆宜采用单芯电缆，电缆应符合NB/T 42073的规定。

5.3.2.4 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用C类阻燃电缆，进入建筑内部的电缆应不低于原有建筑对电缆防火等级的要求。

5.3.2.5 光伏组件之间及组串与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施。

5.3.2.6 控制电缆或通讯电缆不宜与电力电缆敷设在同一电缆沟内，当无法避免时，应各置一侧，宜采用防火槽盒或防火隔板进行分隔。

5.3.2.7 电缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应采取防火封堵。

5.3.3 汇流箱

光伏汇流箱应具有下列保护功能：

a) 应设置隔离式电源保护装置、隔离式分组接地装置及有关防雷保护装置；
b) 汇流箱的输入回路宜具有防逆流及过流保护；对于多级汇流光伏发电系统，如果前级已有防逆流保护，则后级可不做防逆流保护；
c) 汇流箱的输出回路应具有隔离保护措施；
d) 宜设置雷击信息、接地信息、环境信息等的监测装置；
e) 汇流箱检测装置应符合电磁兼容性要求；
f) 光伏汇流箱应具有低残压、低残流的雷电防护能力，宜采用对接电阻值不限制，且防护性能好的隔离式防雷接地汇流装置。

5.3.4 逆变器

5.3.4.1 分布式光伏发电系统所选用并网逆变器技术要求应符合GB/T 37408的规定，其中微型逆变器技术要求应符合NB/T 42142的规定。

5.3.4.2 并网光伏系统逆变器的总额定容量应根据光伏系统装机容量确定，独立光伏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。并网逆变器的数量应根据实际安装条件，光伏系统装机容量与单台并网逆变器额定容量，并结合并网逆变器允许接入的电流、电压值来确定，超配系数不宜大于1.7。逆变器最大直流输入功率应符合公式（1）规定：

$$S_{INV} \geq \Sigma\left(\frac{S_1}{K_1}+\frac{S_2}{K_2}+\bullet\bullet\bullet+\frac{S_N}{K_N}\right) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (1)$$

式中：

S_{INV} ——逆变器最大直流输入功率(W)；

S_1、S_2、S_N —— 组件标称功率（W）；

K_1、K_2、K_N —— 超配系数。

5.3.4.3 薄膜光伏组件方阵有正负极接地要求时，应采用带隔离变压器的隔离型逆变器。

5.3.4.4 隔离变压器的选择应符合下列规定：

a) 应符合逆变器输出额定功率和接入电压等级的要求；

b) 隔离变压器的容量应与逆变器输出额定功率相匹配，且不宜小于逆变器输出额定功率；
c) 隔离变压器电网侧接线组别及接地方式应与接入电网相匹配；
d) 宜选用低损耗、低谐波的隔离变压器。

5.3.4.5 逆变器的通风及空气调节应符合下列要求：

a) 室外安装时，宜背阴放置或增加遮阴措施；
b) 逆变器的环境温度应控制在设备允许范围内；
c) 逆变器安装室内应有通风设施，确保逆变器产生的废热能排离设备；
d) 出风口的朝向根据当地主导风向确定；
e) 进出风口应有防尘，防雨，防植物飞絮等措施。

5.3.5 蓄电池与充放电控制设备

5.3.5.1 分布式光伏发电系统可根据需求选配储能装置，储能装置容量应根据系统参数与用户需求确定，并应符合向负载提供持续、稳定电力的要求。

5.3.5.2 分布式光伏发电系统配置的储能电池组容量应根据负载功率、额定电压、工作电流、日平均用电时数、连续阴雨天数、储能电池的类型及其电气特性等参数确定。储能电池的总容量可按公式（2）计算：

$$C_c = \frac{D \times F \times P_0}{U \times K_a} \quad \cdots\cdots (2)$$

式中：

C_c —— 储能电池总容量(kWh)；
D —— 最长无日照期间用电时数(h)；
F —— 储能电池放电效率的修正系数，通常为1.05；
P_0 —— 负载功率(kW)；
U —— 储能电池的放电深度，通常为0.5～0.8；
K_a —— 综合效率系数，包括储能电池的放电效率，控制器、逆变器以及交流回路的效率，通常为0.7～0.8。

5.3.5.3 储能电池宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、技术条件等因素选择，并应符合下列规定：

a) 宜选用循环寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优越的储能电池；
b) 宜选用大容量单体储能电池，减少并联数；储能电池串并联使用时，应由同型号、同容量、同制造厂的产品组成，并应具有一致性；
c) 储能系统应具有电池管理系统。宜具有在线识别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能；
d) 充放电控制器应具有短路保护、过负荷保护、过充(放) 保护、欠(过)压保护、反向放电保护、极性反接保护及防雷保护等功能，必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能；
e) 充放电控制器应符合电磁兼容性要求。

5.4 接入设计

5.4.1 一般规定

5.4.1.1 分布式光伏发电系统发送的电能质量应符合公用电网的电能质量要求。

5.4.1.2 分布式光伏发电系统应具备与电力调度部门之间进行数据通信的能力，通信系统应符合电网安全运行对电力通信的要求。

5.4.1.3 分布式光伏发电系统接入电网时，其继电保护、通信和电能计量装置等接入方案应满足当地电网的要求。

5.4.1.4 分布式光伏发电系统接入电网时，除应符合 GB/T 33599 、GB/T 33342 的要求外，还应满足下列要求：

a) 光伏系统在供电负荷与并网逆变器之间、公共电网与负荷之间应设置隔离装置，隔离装置应具有明显断开点指示及同时切断中性线功能。
b) 光伏系统在并网处设置的并网专用低压开关箱（柜）应设置隔离开关和断路器，断路器应采用可视断点的机械开关。
c) 并网专用开关箱（柜）应设置专用标示和“警 告”、“双电源”提示性文字和符号。

5.4.1.5 分布式光伏发电并网系统应在并网点设置专用的计量装置，并应符合 DL/T 5137 和 DL/T 448 的相关规定。

5.4.2 变压器

5.4.2.1 分布式光伏发电系统升压主变压器的选择应符合 GB 20052、GB 24790、DL/T 5222 的规定。

5.4.2.2 分布式光伏发电系统升压主变压器的选择还应符合下列要求：

a) 当无励磁调压电力变压器不能满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器；
b) 主变压器容量可按光伏系统的最大连续输出容量进行选取，宜选用标准容量。

5.4.3 电气主接线

5.4.3.1 分布式光伏发电系统母线上的电压互感器和避雷器应合用一组隔离开关，并组装在一个柜内。

5.4.3.2 分布式光伏发电系统内 10kV 系统中性点可采用不接地、经消弧线圈接地或小电阻接地方式。就地升压变压器的低压侧中性点是否接地应依据逆变器的要求确定。

5.4.3.3 当采用消弧线圈接地时，应装设隔离开关。消弧线圈的容量选择和安装要求应符合 DL/T 620 的规定。

5.4.4 站内电源

5.4.4.1 分布式光伏发电系统宜设置蓄电池组，向继电保护、信号、自动装置等控制负荷和交流不间断电源装置、断路器合闸机构及直流事故照明等动力负荷供电，蓄电池组应以全浮充电方式运行。

5.4.4.2 蓄电池组及充电装置的选择可按 DL/T 5044 的规定执行。

5.4.5 无功补偿装置

5.4.5.1 分布式光伏发电系统的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。光伏系统无功电源特性应符合 GB/T 29321 的要求。

5.4.5.2 并联电容器装置的设计应符合 GB 50227 的规定。

5.4.5.3 无功补偿装置宜选用成套设备，其性能应符合 GB/T 29321 的要求。

5.4.5.4 无功补偿装置配置应充分利用并网逆变器的无功容量及其调节能力 。

5.4.6 过电压保护和接地

5.4.6.1 分布式光伏发电系统的升压站区、就地逆变升压室的过电压保护和接地应符合 DL/T 620 和 DL/T 621 的规定。

5.4.6.2 光伏方阵场地内应设置接地网，接地网除应采用人工接地极外，还应充分利用支架基础的金属构件。

5.4.6.3 光伏方阵接地应连续、可靠，接地电阻应满足 GB 50797 的规定。

5.4.6.4 光伏组件金属边框应与金属支架进行可靠的电气连接，且单个金属支架应至少在两端接地。当采用非金属支架时，光伏组件金属边框应使用引下线与接地网直接连接。

5.4.6.5 对于室外布置的箱式逆变器和变压器等设备，宜充分利用其箱体金属外壳对设备进行雷电防护；当采用非金属箱体时，应设置接闪器对设备进行防护。

5.4.7 并网要求

5.4.7.1 除发生电气故障或接收到来自电力调度部门的指令以外，分布式光伏发电系统同时切除的功率应在电网允许的最大功率变化率范围内。

5.4.7.2 电压与无功调节应符合下列要求：

a) 应结合无功补偿类型和容量进行接入系统方案设计；
b) 小型光伏系统输出有功功率大于其额定功率的 50%时，功率因数不应小于 0.98(超前或滞后）；输出有功功率在 20%～50%时，功率因数不应小于 0.95(超前或滞后）。

5.4.8 电能质量

5.4.8.1 直接接入公用电网的分布式光伏发电系统应在并网点装设电能质量在线监测装置；接入用户侧电网的光伏系统的电能质量监测装置应设置在关口计量点。电能质量数据应储存一年以上。

5.4.8.2 分布式光伏发电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应符合 GB/T 14549 的规定。

5.4.8.3 分布式光伏发电系统接入电网后，公共连接点的电压应符合 GB/T 12325 的规定。

5.4.8.4 分布式光伏发电系统引起公共连接点处的电压波动和闪变应符合 GB/T 12326 的规定。

5.4.8.5 分布式光伏发电系统并网运行时，公共连接点三相电压不平衡度应符合 GB/T 15543 的规定。

5.4.8.6 分布式光伏发电系统并网运行时，向电网馈送的直流电流分量最大不应超过其交流额定值的 0.5%。

5.4.9 继电保护

5.4.9.1 分布式光伏发电系统的保护应符合 GB/T 14285 的规定，且应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

5.4.9.2 分布式光伏发电系统应具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力，其防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合 。

5.4.9.3 在并网线路同时 T 接有其他用电负荷情况下，分布式光伏发电系统防孤岛效应保护动作时间应小于电网侧线路保护重合闸时间。

5.4.10 电能计量

根据分布式光伏发电系统的装机容量，其电能计量应满足当地电网要求。

5.5 监控系统

根据分布式光伏发电系统的装机容量，其监控系统应满足当地电网要求。

5.6 安全要求

5.6.1 分布式光伏发电系统设置快速关断装置时，应在显著位置明确标识快速关断装置类型、功能和操作说明。当一个项目使用两种及以上快速关断装置时，应分别标识，并应清晰标识控制区域分布图。快速关断装置宜设置在易于观察和操作的位置。

5.6.2 逆变器外壳防护等级应符合 GB/T 4208 的有关要求，室外型不应低于 IP54。

5.6.3 分布式光伏发电系统的并网接口设备的防浪涌能力应符合 GB 18802.1 的规定。

5.6.3.1 分布式光伏发电系统防雷保护应符合以下规定：

a） 建筑上安装的光伏系统应采取防雷措施，并应作为建筑电气防雷设计的一部分，防雷等级分类和防雷措施应按 GB 50057 的相关规定执行；
b） 分布式光伏发电系统和并网接口设备的防雷和接地措施，应符合 GB/T 16895.32 的相关规定；

5.6.3.2 分布式光伏发电系统接地应符合以下规定：

a） 建筑上安装的光伏系统接地应与建筑电气系统接地联合统一设置，接地阻值应采用各电气系统接地最小值。当光伏系统以防雷为目的进行接地时，光伏系统接地电阻不应大于 10Ω；
b） 光伏系统直流侧不得采用不接地的等电位保护；
c） 光伏系统的交流配电接地型式应与建筑配电系统接地型式相一致；
d） 光伏组件和构件的金属外框应可靠接地，光伏方阵应与建筑物防雷接地系统联结，联结点不得少于两处。

5.6.4 分布式光伏发电系统的安装不应妨碍既有消防措施的功能；

5.6.5 对于光伏组（构）件可能发生高空坠落及危险性较高区域，应明显标注相关警示标识。

6 施工

6.1 一般要求

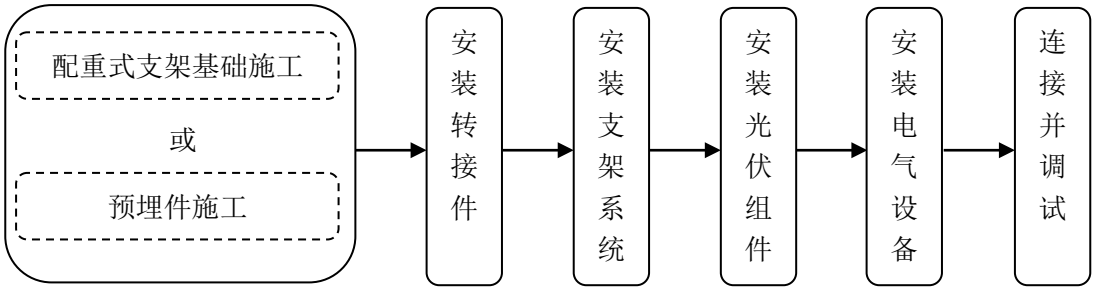
6.1.1 分布式光伏发电系统工程施工包括基座、光伏组（构）件、光伏支架、电气设备等。

6.1.2 分布式光伏发电系统的施工安装应符合设计要求。大型项目应单独编制安装施工方案，光伏建筑一体化系统的安装施工应纳入建筑设备安装施工组织设计，并应包括与主体结构施工、设备安装、建筑与环境相协调的配合方案以及安全措施等。

6.1.3 分布式光伏发电系统施工安装前应进行测量放线。

6.2 施工流程

6.2.1 安装型光伏系统施工工艺流程见图 1：



注1：在既有屋顶安装宜选用配重式支架基础；

注2：在新建建筑屋顶或墙体等部位安装宜选用预埋件且预埋件应与主体结构同时施工。

图1　安装型光伏系统施工工艺流程

6.2.2　光伏发电瓦屋面系统施工工艺流程见图 2：

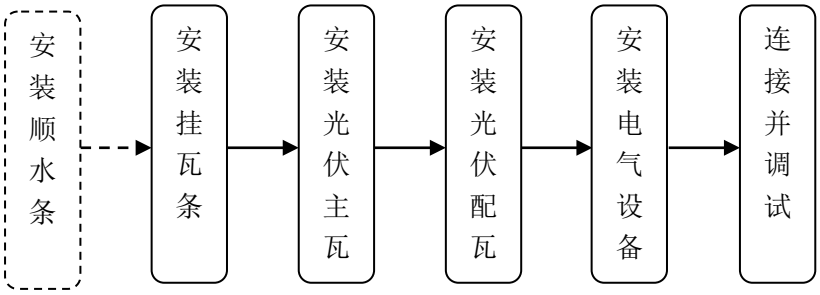
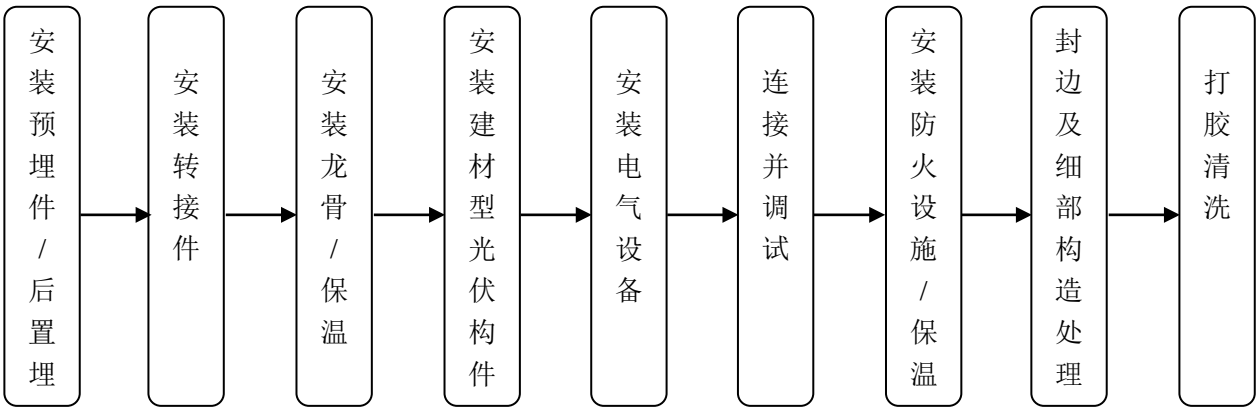


图2　光伏瓦屋面光伏系统施工工艺流程

6.2.3　光伏幕墙施工工艺流程见图 3：



注：根据幕墙构造形式不同，第4步“安装建材型光伏构件”和第7步“安装防火设施/保温”可互换。当采用单元式幕墙形式时，龙骨、光伏构件、保温防火材料等在工厂提前组装好，即第3步、第4步和第7步合成一步，直接在现场进行整体吊装。

图3　光伏幕墙施工工艺流程

6.2.4　粘接式柔性光伏组件屋面施工工艺流程见图 4：

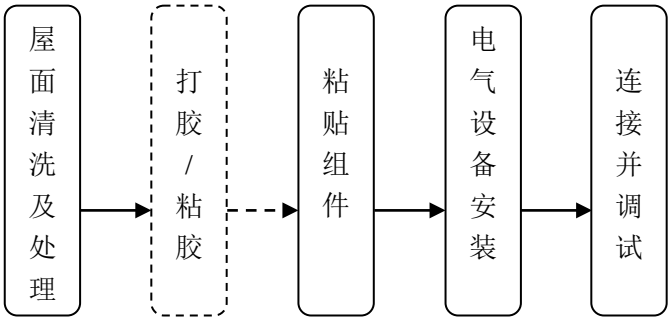


图4　粘接式柔性光伏组件屋面施工工艺流程

6.2.5　框架式柔性光伏组件屋面施工工艺流程见图 5：

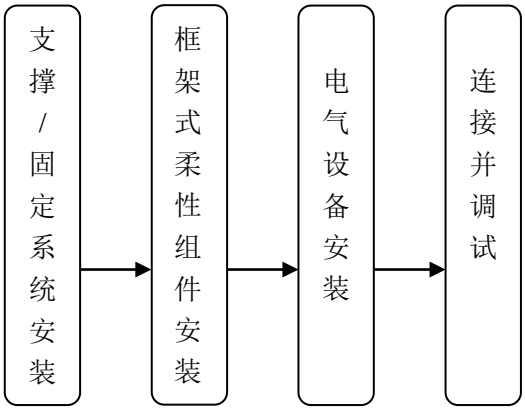


图5　框架式柔性光伏组件屋面施工工艺流程

6.3　施工要求

6.3.1　基本要求

6.3.1.1　安装于建筑上的光伏系统的安装与施工，不应破坏建筑物的结构和建筑物的附属设施，不应影响建筑物在设计使用年限内承受各种荷载的能力。

6.3.1.2　完成方阵支架施工并安装完光伏组件后，应先对已完成项目设施和设备采取保护措施，再进入电气安装施工。

6.3.1.3　穿过楼板、屋面和墙面的电缆，其防水套管与建筑主体结构之间的缝隙，应做好防水密封，并做好建筑物表面的光洁处理。

6.3.1.4　分布式光伏发电系统的电气装置安装应符合 GB 50303 的要求。电缆线路施工，应符合 GB 50168 的要求。

6.3.1.5　系统、光伏方阵、组串等所用的光伏汇流箱、接线盒均应设带电警示标签。

6.3.1.6　安装光伏系统时应采取以下安全措施：

a)　光伏系统安装施工时，应有保障施工人员人身安全的措施，应穿绝缘鞋，带低压绝缘手套，使用绝缘工具；

b) 施工场所应架设防护网，进行施工区域隔离，并放置醒目、清晰、易懂的电气安全标识；
c) 光伏系统的产品和部件在存放、搬运、吊装过程中，不应受到碰撞和损坏；吊装作业前，应做好安全围护措施；吊装时，吊装机械和货物，不得碰撞周围建筑和公共设施；
d) 安装中的和安装完成的组件不得直接踩踏、重物按压；
e) 进行组件连线施工时，施工人员应配备安全防护用品，不得触摸金属带电部位；
f) 连接完成或部分完成的光伏系统，遇有光伏组件破裂时应及时做更换处置；
g) 在雨、雪及 4 级以上风的天气情况下不得进行室外施工，有雷电时应停止电气安装，在环境温度超过 40℃时应停止作业；
h) 光伏组件吊装时，其底部应衬垫木，背面不得受到任何碰撞和重压；
i) 光伏组件的输出电缆应采取可靠措施，不应非正常短路；
j) 安装过程中，在进行下步工序前，应断开前后工序的电气主控开关；
k) 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工，应设置专用踏脚板；
l) 施工人员进行高空作业时，应设置可靠防护措施，佩带安全防护用品，设置醒目、清晰、易懂的安全标识；
m) 安装施工机具应定期进行安全检测，电动检测机具应进行绝缘电压试验、手持玻璃吸盘及玻璃吸盘机应进行吸附重量和吸附持续时间等试验；
n) 现场焊接作业时，应采取可靠的防火措施；
o) 在安装光伏系统时，安装场所上空的架空电线应采取隔离措施；
p) 工程完成后，应清扫现场并处理施工垃圾。

6.3.2 支架基础、预埋件和转接系统施工

6.3.2.1 支架基础的施工应符合下列要求：

a) 支架基础的施工不应损害原建筑物主体结构及防水层；
b) 新建屋面的支架基础宜与主体结构一起施工；
c) 采用钢结构作为支架基础时，屋面防水工程施工应在钢结构支架施工前结束，钢结构支架施工过程中不应破坏屋面防水层；
d) 对原建筑物防水结构有影响时，应根据原防水结构重新进行防水处理，并应符合现国家标准 GB 50207 的要求；
e) 接地的扁钢、角钢均应进行防腐处理。

6.3.2.2 支架基础和预埋螺栓（预埋件）的偏差：混凝土独立基础、条形基础的尺寸允许偏差，桩式基础尺寸允许偏差，支架基础预埋螺栓（预埋件）允许偏差应符合 GB 50794 的规定。

6.3.2.3 基座与建筑主体结构应有效连接：钢筋混凝土基座的主筋应锚固在主体结构内，当受到结构条件的限制无法进行锚固时，应采取措施加大基座与主体结构的附着力。

6.3.2.4 预埋件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实。

6.3.2.5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，应按设计要求涂上防腐涂料并妥善保护。

6.3.2.6 电缆沟的施工除应符合设计要求外，尚应符合下列要求：

a) 电缆沟的预留孔洞应做好防水措施；
b) 电缆沟道变形缝的施工应严格按设计要求进行；
c) 室外电缆沟盖板应做好防水措施。

6.3.3 支撑系统安装

6.3.3.1 支架或框架安装前应做下列准备工作：

a) 支架到场后应做下列检查：
   1） 外观及防腐涂镀层应完好无损；
   2） 型号、规格及材质应符合设计图纸要求，附件、备件应齐全。
b) 对存放在滩涂、盐碱等腐蚀性强的场所的支架应做好防腐蚀工作。

6.3.3.2 固定式支架及手动可调支架的安装应符合下列规定：

a) 支架安装和紧固应符合下列要求：
   1） 采用型钢结构的支架，其紧固度应符合设计图纸要求及 GB 50205 的相关规定；
   2） 支架安装过程中不应焊接打孔，不应破坏支架防腐层；
   3） 手动可调式支架调整动作应灵活，高度角调节范围应符合设计要求。
b) 支架倾斜角度偏差度不应大于±1°；
c) 光伏组件支架应按设计要求固定在基座上，位置准确，固定牢靠。

6.3.3.3 支架的现场焊接工艺除应符合设计要求外，还应符合下列要求：

a) 支架的组装、焊接与防腐处理应符合 GB 50018 及 GB 50017 的相关规定；
b) 焊接工作完毕后，应对焊缝进行检查；
c) 支架安装完成后，应对其焊接表面进行防腐处理。防腐施工应符合 GB 50224 的要求。

6.3.3.4 光伏建筑一体化系统的支撑系统安装还应符合以下要求：

a) 支撑系统所用材料及安装方案均应符合设计要求，钢结构的焊接应符合 GB 50205 的要求；
b) 支撑系统与主体结构连接的预埋件，应在主体结构施工时按设计要求埋设，并按设计要求对安装偏差进行检测。预埋件的标高偏差不应大于 10 mm，预埋件位置差不应大于 20 mm；
c) 光伏瓦支撑系统安装应符合国家标准 GB 50693 和 GB 50207 的要求。

6.3.4 光伏组件安装

6.3.4.1 光伏组件安装前应完成下列准备工作：

a) 支架的安装应验收合格；
b) 安装前应对各光伏组件进行检查，测量每个组件的开路电压、短路电流等技术参数是否正常；
c) 应按照光伏组件的电压、电流参数对组件进行分类；
d) 光伏组件的外观及各部件应完好无损；
e) 在既有建筑上安装光伏组件方阵前，应对建筑原有结构进行安全校核，需要加固的应完成加固措施。

6.3.4.2 光伏组件安装应符合下列安全操作要求：

a) 在安装时应戴低压绝缘手套、穿绝缘鞋、使用绝缘工具；
b) 光伏组件输出电缆不得非正常短路，在没有开关连接时，应采取防止触电措施；
c) 方阵处应设警告标识，并且按设计要求可靠地固定在支架或连接件上；
d) 严禁触摸光伏组件串的金属带电部位；
e) 安装光伏组件时，要轻拿轻放，严禁碰撞、敲击；
f) 在盐雾、积雪地区安装光伏组件时，应制定专项安装施工方案。

6.3.4.3 光伏组件的安装应符合下列要求：

a) 光伏组件应按照设计图纸的型号、规格进行安装；
b) 方阵应排列整齐，光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换；
c) 光伏组件固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定；
d) 光伏组件安装允许偏差应符合表 1 的规定。

表1 光伏组件安装允许偏差

项目	允许偏差	
倾斜角度偏差	±1°	
光伏组件边缘高差	相邻光伏组件间	≤2mm
	同组光伏组件间	≤5mm

6.3.4.4 光伏建筑一体化系统的组（构）件安装还应符合以下特殊要求：

a) 在建筑物立面上安装的光伏组（构）件，安装高度距离地面宜大于 2.5m；
b) 光伏幕墙构件安装要求应符合 JGJ/T139 的要求，安装允许偏差应符合 GB/T 21086 的规定；
c) 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；
d) 光伏瓦片的挂装、瓦片之间的防水连接必须严格按要求施工。

6.3.4.5 柔性光伏组件安装还应符合以下特殊要求：

a) 采用粘贴式施工工艺的柔性光伏组件在安装前，需要将粘贴位置处的建筑表面清洁干净，确保干燥、无尘土杂物、油污、以及尖锐突出物，必要时需提前涂刷利于组件粘贴用的界面处理剂；
b) 安装柔性光伏组件时严禁弯折，严禁在粘贴前将背胶保护胶膜撕下；
c) 为保证柔性光伏组件粘贴效果，应在温度范围 4℃～49℃，湿度＜80%RH 的环境下进行粘贴施工，阴雨雾霾天禁止施工；
d) 柔性光伏组件粘贴过程中需要利用专用压辊对组件均匀施压，以确保背胶与粘贴面贴合紧密，中间部位不能空鼓、边角位置不能因粘贴不牢而翘起；
e) 非自粘贴组件需要进行打胶处理，应在建筑物粘贴表面清洗及处理完成后 5min 之内打胶，打胶后 5min 之内完成组件粘贴，粘贴前不得刮平胶流，应靠粘贴挤压使胶蔓延，粘贴完成后 24h 之内禁止对组件施加加压；
f) 自粘贴式柔性光伏组件应先撕掉组件一端的胶膜，粘贴固定后用辊轴边压实边撕开剩余胶膜直至粘贴完成。采用双面贴粘接时应先将一面完全粘贴于屋面上，然后撕去另一面胶膜，将柔性光伏组件对齐粘贴于双面贴上并辊压，自粘贴式施工法应一次粘贴到位，不得重复撕开粘贴；
g) 在金属屋面上安装柔性光伏组件，还应进行屋面防锈处理，如有必要重新喷涂防锈漆。

6.3.4.6 光伏组件之间的接线应符合下列要求：

a) 光伏组件连接数量和路径应符合设计要求；
b) 光伏组件间接插件应连接牢固，同一方阵内光伏组件配套的插接件厂家和型号应一致；
c) 宜用带保护皮的不锈钢夹、绑带、鞍形夹或耐老化的塑料夹将电缆固定在管子或方阵支架上。当有多个子方阵时，接线可通过分线盒或汇流箱集中后输出；
d) 光伏组件间连接线可利用支架进行固定，并应整齐、美观；
e) 同一光伏组件或光伏组件串的正负极不应短接；

f) 光伏组件金属部件应作接地处理，光伏组件上接地螺丝应与接地线正确连接，并应符合 GB 50169 的规定；
g) 光伏组件上正、负极和各种类型传感器接线正确，将线压紧并注意接线盒的防水处理。

6.3.5 逆变器安装

6.3.5.1 逆变器进场后应按下列要求进行开箱检查：

a) 质量证明文件应齐全有效；
b) 机器铭牌上标注的规格型号、输入输出容量、输入直流电压、输出交流电压等应符合设计要求；
c) 逆变器外观应无损伤，逆变器的操作系统应处在关闭状态；
d) 逆变器允许的直流输入电压应符合光伏方阵输出电压和（或）蓄电池的电压。

6.3.5.2 逆变器安装应满足以下作业条件要求：

a) 室内安装的逆变器安装前，建筑结构工程应施工完毕且工作面已清理干净，不得渗漏。
b) 混凝土基础及构件应达到允许安装的强度，焊接构件的质量应符合要求；
c) 预埋件及预留孔的位置和尺寸，应符合设计要求，预埋件应牢固；
d) 安装时室内环境应符合：室内应通风良好，环境温度适宜；相对湿度应符合设计要求，且无凝露；应无水蒸汽及腐蚀性气体；附近应无易燃易爆品；应具有符合安全规定的电源。

6.3.5.3 逆变器的安装与调整应符合下列要求：

a) 采用基础型钢固定的逆变器，逆变器基础型钢安装的允许偏差应符合表 2 的规定：

表2 逆变器基础型钢安装允许偏差

项目	允许偏差	
	mm/m	mm/全长
不直度	＜1	＜3
水平度	＜1	＜3
位置误差及不平行度	--	＜3

b) 基础型钢安装后，其顶部宜高出抹平地面 10mm，基础型钢应有明显的可靠接地；
c) 逆变器应垂直安装且连接端子位于下方，逆变器背部及侧面离墙壁或其它物件距离应符合设计要求；顶部不可放置任何重型物件；正前方必须有足够的操作空间；电源线的走线要安全可靠；
d) 安装在室外的逆变器，应牢靠固定在机架或平台上，机架加固方式应符合设计规定。一列机架水平偏差每米应不大于 3mm，全列偏差不大于 15mm；机架顶面应平齐，机架间应相互并拢；机架接地电阻值应符合设计规定；
e) 电缆接引完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

6.3.5.4 逆变器的连接应符合下列要求：

a) 连接导线时应确保所有开关处于关闭状态，正确连接主机直流输入连接线的正负极、主机接地线，做到接线紧固可靠，接地良好；
b) 离网逆变器接好线后应先测量输入的直流电压，确认电压正常后，可在空载状态下开启逆变器。并网逆变器应在确认所接入的交流电网正常、无误状态下开启逆变器；
c) 无断弧功能的开关连接时严禁在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开；

d) 逆变器与系统的直流侧和交流侧应按要求设置绝缘隔离的装置。光伏系统直流侧应有必要的触电警示和防止触电安全措施，交流侧输出电缆和负荷设备应接有自动切断保护装置；
e) 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性。直流侧电缆接线前必须确认汇流箱侧有明显断开点。

6.3.6 交直流汇流箱安装

6.3.6.1 光伏汇流箱箱体结构质量及电气元件安装应符合下列要求：

a) 汇流箱有关零部件均应符合各自的技术要求；
b) 油漆电镀应牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象；
c) 机架面板应平整，文字和符号要求清楚、整齐、规范、正确；
d) 标牌、标志、标记应完整清晰；
e) 各种开关应便于操作，灵活可靠。

6.3.6.2 光伏汇流箱不宜安装在高温、潮湿地方。

6.3.6.3 光伏汇流箱可采用直立挂墙式或抱柱式安装，墙体或柱体应有足够强度承受其重量。

6.3.6.4 室外安装的光伏汇流箱，其安装高度不宜低于 1.5 m。

6.3.6.5 通讯接线屏蔽层需接入光伏汇流箱提供的屏蔽层端口，在端子内部两个屏蔽层应被短接，整个系统屏蔽层应进行单点接地连接。

6.3.6.6 输入断路器等级应根据光伏组件的额定等级以及相关标准要求而定。微型断路器的最小等级可由光伏组件的短路电流计算而得。严禁在安装和工作时拆装微型断路器。

6.3.6.7 对外接线宜使用多股阻燃铜线，线径应符合设计要求， 并不应小于推荐值。空置的防水端子，应拧紧对应尺寸的堵头。对外接线时，应确保螺钉紧固，防止接线松动。

6.3.7 监控系统安装

6.3.7.1 光伏监测装置应符合准确度、可靠性、工作容量、抗干扰能力、动作速度、工作频段等技术要求。

6.3.7.2 数据采集器的室外安装，应安装在无阳光直射和有良好接地的室外机箱中。

6.3.7.3 数据采集器安装高度及与周围的距离，应根据施工现场情况确定。

6.3.7.4 通讯电缆应按设计要求采用专用电缆单独敷设。单层屏蔽电缆的屏蔽层应一端可靠接地；双层绝缘隔离屏蔽的电缆，其最外屏蔽层应两端接地、最内屏蔽层应一端接地。通讯电缆与交流电缆并行敷设时，应穿金属管或采用铠装型电缆。金属箱体进线孔处应使用电缆护套管。

6.3.7.5 数据采集器的金属外壳、固定框架应接零或接地，应符合 GB 50169 的有关规定。

6.3.8 其他电气设备安装

6.3.8.1 蓄电池宜安装在距离光伏方阵较近的场所，宜与配电室隔开，并应采取防火防爆措施。蓄电池的安装室内应干燥清洁、通风良好、不受阳光直接照射，距离热源不得小于 2 m，温度宜在 10℃～25℃之间。

6.3.8.2 蓄电池与地面之间应采取绝缘措施，宜安放在专用蓄电池支架上，安装在地面时应在蓄电池底部设置隔离垫。

6.3.8.3 蓄电池的安装还应符合 GB 50172 的规定。

6.3.8.4 蓄电池摆放及支架安装应符合设计要求。

6.3.8.5 蓄电池线路连接前，应检查每只蓄电池的端电压，每只蓄电池电压宜保持一致，并应采用专用的金属连接件将蓄电池连接成组。

6.3.8.6 多只蓄电池串联时，应将蓄电池全部连接完毕，测量电压正常后再与控制器连接。

6.3.9 防雷与接地

6.3.9.1 分布式光伏发电系统防雷装置的施工除应符合设计要求外，还应符合 GB/T 36963 和 GB/T 32512 的要求。

6.3.9.2 分布式光伏发电系统接地装置的施工除应符合设计要求外，还应符合 GB 50169 的要求。

6.3.9.3 屋顶光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地。接闪杆、接闪带或接闪网等防雷措施应按相关规定进行安装。

6.3.9.4 带边框的光伏组件应将边框可靠接地；不带边框的光伏组件，其接地做法应符合设计要求。

6.3.9.5 汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导通良好。电子设备应进行屏蔽接地。

6.3.9.6 光伏系统接地体的安装电阻阻值应符合设计要求。

6.3.9.7 根据建筑物防雷规范，建筑物二类防雷引下线间距要求不大于 18m，三类防雷引下线间距要求不大于 25m，分布式光伏发电系统防雷应与建筑物防雷等级一致。

7 调试与检测

7.1 一般要求

7.1.1 设备和系统调试前，安装工作应完成并验收合格，并有完整的工序验收和隐蔽工程验收记录。

7.1.2 系统调试过程中发生不合格项目时，应对之前所有项目逐项重新测试。

7.2 设备检查

7.2.1 光伏组件型号、数量及连接应符合设计要求，光伏组件串和光伏方阵应按照设计文件连接。

7.2.2 逆变器、并网保护装置等设备完整、无锈蚀情况、接线端子无松动、散热环境良好，应符合安全和运行要求。

7.2.3 接线箱中接头无锈蚀、松动，接线箱结构和电气连接完整，无锈蚀和功能衰退等缺陷。

7.3 光伏矩阵检测

7.3.1 光伏组件串的检测应符合下列要求：

a） 汇流箱内光伏组件串的极性应正确；
b） 汇流箱内熔断器或开关应在断开位置；
c） 检测光伏组件串的开路电压和短路电流，应满足设计要求，且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 5%；

d） 光伏组件串电缆温度应无超温等异常情况；

e） 所有组件串检查应合格并记录。

7.3.2 检测光伏组件并联串，开路电压相近时再进行并联。

7.3.3 光伏组件串检查合格后，将方阵输出的正、负极接入接线箱或控制器，并测量记录方阵的工作电流和电压等参数。

7.4 逆变器调试

7.4.1 逆变器安装前，应对外观进行检查，机壳表面无锈蚀、裂痕。

7.4.2 逆变器安装后，应对绝缘电阻进行检测。微型逆变器的绝缘电阻应符合 NB/T 42142 的要求，其余类型逆变器的绝缘电阻应符合 GB/T 37408 的要求。

7.4.3 逆变器安装后，应对接地电阻进行检验，接地电阻应符合 GB/T 37408 的规定 。

7.4.4 逆变器接线检查及试运行应符合下列要求：

a） 光伏方阵各组串输出电压应符合设计要求；

b） 并网逆变器输出端的交流电压应符合设计要求；

c） 启动运行并网逆变器，各项参数、指标正常后，逐一闭合该并网逆变器的所有汇流开关；

d） 检测输入、输出电压、电流、功率等技术数据，并记录太阳辐照度、环境温度、风速等参数，应与设计要求相符合。

7.5 并网箱调试

7.5.1 并网点安装的断路器、隔离开关等并网开断设备，应根据具体的设备类型，按照 GB 50150 的相关规定进行操动机构测试。

7.5.2 并网接口断路器应满足下列要求：

a） 并网箱内应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器；

b） 断路器应具备短路速断、分励脱扣等功能，并应符合 GB 14048.2 的相关要求；

c） 宜采用具备电源、负荷端反接能力的断路器，当采用不具备反接能力的断路器时，电源端应接入电网侧；

d） 断路器分断能力应根据并网接口处短路电流水平进行选取，并应留有一定裕度；

e） 并网箱内宜安装过欠压保护设备，具备失压跳闸、欠压跳闸、过压跳闸及检有压合闸功能；

f） 失压跳闸定值宜整定为 20%UN，欠压跳闸定值宜整定为 20%UN～70%UN，过压跳闸定值宜整定135%UN，跳闸宜在 1s 内动作，检有压定值宜整定为大于 85%UN，且检有压合闸宜在 10s～60s 内动作。

7.5.3 防雷与浪涌应满足下列要求：

a） 并网箱内应安装防雷浪涌保护器，以保护负载设备不被浪涌过电压损坏；

b） 浪涌保护器前宜加装断路器或熔断器，其分断能力必须大于该处的最大短路电流。

7.6 防雷接地系统检查

7.6.1 防雷接地系统检查主要包含避雷设施、感应雷屏蔽装置、光伏方阵与电气设备接地电阻阻值、接地电极与接地连续性。

7.6.2 防雷接地系统检查应符合下列规定：

a） 避雷设施应符合 GB 50057 和光伏系统设计的要求；
b） 感应雷屏蔽装置的接地和联通应可靠有效；
c） 光伏方阵的接地电阻阻值应符合设计要求；
d） 电气设备接地电阻阻值应符合设计要求；
e） 检查接地的连续性，金属管接头的机械连接间应有电气互连设置；
f） 检查接地电极，等电位连接部件应符合设计要求。

7.7 监控系统调试

7.7.1 监控系统的调试主要包括在线监测与远程控制。

7.7.2 监控系统调试应符合下列规定：

a） 设备的数量、型号、额定参数应符合设计要求，接地应可靠；
b） 防误操作功能应完备可靠；
c） 主备切换功能应符合技术要求；
d） 在线监测系统调试应符合 DB11/T 1402 的要求；
e） 数据监测装置采集的数据应有效。数据采集设备接收数据应正常，并能按照接收的指令进行数据发送；
f） 远程控制设备操作功能应准确、可靠。

7.8 无功补偿装置

无功补偿装置的补偿功能应能符合设计文件的技术要求，其他电气设备的应符合GB 50150的相关规定。

7.9 系统性能测试

7.9.1 工程验收前应按照 GB/T 19064、GB/T 33342 和 GB/T 33599 的要求对光伏系统进行检查与调试。

7.9.2 应按系统设计图、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，应符合 GB 50052 和 GB 50797 的要求；并网型光伏系统与电网间在联结处应有明显的带有标志的可视断开点。

7.9.3 应按设计施工图检查光伏方阵、逆变器和并网保护装置等设备的安装，应与设计图纸一致；检查设备安装、布线及防水等工程的施工记录，应满足设计要求。

7.9.4 检查光伏系统的保护装置，按设备使用说明书有关电气系统调整方法及调试要求，采用模拟操作检查其动作、指示、信号和联锁装置灵敏可靠性；光伏系统安装的断流容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等，应符合设计要求。

7.9.5 检查光伏方阵的接地线与防雷接地线的连接，应牢固可靠。

7.9.6 系统绝缘性能应按下列要求与方法进行检查：

a） 将光伏方阵、汇流箱、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用 DC1000V 欧姆表测量主回路各极性与地（外壳）的绝缘电阻，应不小于 1MΩ，其中逆变器的绝缘电阻应符合本标准 7.4.2 的要求；
b） 将光伏方阵、汇流箱、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用 AC2000V 工频交流耐压仪测量主回路各极性与地（外壳）的绝缘耐压，应能承受 AC2000V、1min 工频交流电耐压，无闪络、无击穿现象，其中逆变器的绝缘耐压应符合 GB/T 37408 的要求；
c） 对并网型光伏系统的主要设计工作特性进行现场检验，应符合设计要求。

7.9.7 系统发电效率检测

7.9.7.1　分布式光伏发电系统发电效率可用 PR_{STC} 来检测，可按公式（3）得到：

$$PR_{STC} = [E/(C \times P_0)]/(H/G) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (3)$$

式中：

E —— 光伏系统发电量（kWh）

C —— 修正到 25℃的光伏组件功率温度修正系数；

P_0 —— 光伏方阵额定功率（kW）；

H —— 光伏方阵面辐射量（kWh/m^2）；

G —— 标准条件下的辐照度（1kW/m2）。

注：温度修正系数$C = 2 + \delta \times (T_{cell} - 25℃)$，$\delta$ 为光伏组件的温度修正系数即功率温度系数，T_{cell}为实测评估周期内太阳电池平均工作结温。

7.9.7.2　效率检测最小周期为一个月，最长周期为一年，测试应该从测试周期第一天的零点开始，到测试周期最后一天的零点结束。

7.9.7.3　测试期间应当穿好个人防护服及设备，禁止用手直接触摸电气设备，禁止非授权人员进入工作区。

7.9.7.4　测试仪器应经过有资质的专业技术人员与机构校准。

7.9.7.5　测试数据由电站数据采集系统或者关键设备自带的控制系统进行记录，数据采集设备与方法需经专业技术人员确认。

7.9.7.6　测试周期内对光伏系统发电量、光伏方阵正面辐射量、太阳能电池工作温度进行准确测量与记录，应保证数据可靠。

8　验收

8.1　一般要求

8.1.1　分布式光伏发电系统工程移交用户前应进行竣工验收。

8.1.2　分布式光伏发电系统工程的质量验收除应符合本规范的规定外，还应符合 GB/T 50796 和 GB/T 51368 的要求。

8.1.3　分布式光伏发电系统工程验收，应做好过程记录、文件签署、立案归档。

8.1.4　分布式光伏发电系统工程竣工验收应具备以下条件：

a）　设计文件和合同约定的各项施工内容已经施工完毕；

b）　工程现场已清理干净；

c）　系统调试合格；

d）　工程竣工资料完整且符合验收规定；

e）　光伏系统使用的主要材料、构配件和设备的出厂合格证、中文说明书、性能检测报告及工程相关试验、检测报告齐全。

8.1.5　分布式光伏发电系统工程竣工验收合格，应符合下列要求：

a）　检验项目应全部合格；

b）　质量控制资料应完整；

c） 系统工程的质量和安全控制资料以及功能性检测资料应完整。

8.1.6 分布式光伏发电系统工程竣工验收应对下列资料进行核查，并纳入竣工技术档案：

a） 设计文件、图纸会审记录、设计变更、洽商记录和竣工图；
b） 主要材料、设备、成品、半成品、仪表等的出厂合格证、性能检验报告；
c） 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
d） 工程施工安装记录、工程质量验收记录；
e） 防水检漏记录、后置螺栓（或锚栓）锚固力现场拉拔试验报告及防雷、接地电阻测试记录；
f） 光伏系统调试和运行记录（并应包括电线电缆绝缘测试记录、接地电阻测试记录等）；
g） 光伏系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；
h） 光伏系统及主要部件的使用、运行管理及维护说明书等；
i） 进口材料应提供入境商品检验报告；
j） 柔性组件采用粘接安装方式还应提供组件背胶与基座或支架接触部位的粘接强度测试报告。

8.2 验收项目

8.2.1 支架和支撑系统

应符合设计文件，并满足下列要求：

a） 支架与基座或建筑主体结构固定牢靠；
b） 支架之间的连接应牢固、可靠，无明显偏移；
c） 支架和支撑系统金属防护涂层应完整无破损；
d） 金属龙骨与建筑物接地系统可靠连接，且焊接、防腐处理应符合要求。

8.2.2 光伏组（构）件

8.2.2.1 光伏组件或构件表面颜色均匀一致，无热斑、鼓泡；组件表面应整洁、平直，无明显划痕、裂纹、不可擦除污物、开口、气泡等缺陷；

8.2.2.2 组件边框应表面整洁平整、无破损，无明显脏污、硅胶残留等；

8.2.2.3 建材型光伏构件与龙骨固定牢靠。

8.2.3 电气设备

8.2.3.1 分布式光伏发电系统使用的电缆、汇流箱、光伏控制器、储能蓄电池、逆变器、配电柜等电气系统的工程验收参照 GB 50303、GB50168、GB 50169，以及其它相关和行业标准的规定。

8.2.3.2 检查汇流箱、逆变器等电气设备规格、型号、防护等级应符合设计文件要求，金属箱体表面无锈蚀、形变和色变。

8.2.3.3 电气设备通风散热良好，通风孔无堵塞，风机运转正常。

8.2.3.4 电气设备金属外壳、外部散热器、安装支架等非载流导体应可靠接地。安装位置、安装方式、固定方式应符合相关标准及设计要求。

8.2.3.5 分布式光伏发电系统用线缆的规格、型号、连接方式应与设计要求相一致。连接器应可靠连接。电缆绝缘层应完好无破损；线缆套管端口应用防火泥等材料封堵；线缆未敷设于电缆沟内的部分，应采用保护套管等合适的方式进行防护。

9 运行与维护

9.1 一般要求

9.1.1 分布式光伏发电系统竣工验收后，施工单位应向有关单位办理交接手续，进行技术交底和操作培训，并提交使用手册，手册内容应包含系统的构成、系统日常操作方法、日常维护方法、常见故障排除方法、应急处理措施。移交之前应对用户进行日常使用和维护培训。

9.1.2 应定期对光伏系统检查，以便及时发现隐患并对问题进行处理。

9.1.3 当光伏系统运行发生异常时，应及时与维修人员联系，在专业维修人员的指导下进行处理，主要设备和控制装置应由专业人员维修。

9.1.4 在进行维修工作前，应先断开逆变器和负载的连接，再断开直流侧的电气连接，并等待不少于5min，直至内部元件放电完毕后进行。

9.1.5 检查维修控制器、逆变器时，应先断开光伏组（构）件方阵，再断开负载，最后断开蓄电池，严禁在光伏组（构）件方阵未断开前断开蓄电池。

9.1.6 运行和维护所需技术文件应包含设计文件、验收记录、产品说明书与产品操作手册，技术文件应妥善保存，保存期限不少于设备的寿命期。

9.1.7 运行维护记录应妥善保存，包括但不限于以下内容：

a) 光伏方阵巡查及维护记录；
b) 配电设备、逆变器、电能计量装置运行状态与运行参数记录；
c) 故障记录，包含：故障发生时间、发生故障的设备或部件、故障现象表征、故障排除后的设备运行参数与状态；
d) 运维使用的安全类设备如有校准要求，宜保留其校准维护记录。

9.2 运行管理要求

9.2.1 日常运行管理

9.2.1.1 分布式光伏发电系统需由专业人员管理运行，确认设备仪表实际的工作状况及计量数值，并做好运行记录。

9.2.1.2 观察光伏方阵表面清洁状况，根据气候状况定期清除灰尘和污垢，可用清水冲洗，不得使用化学试剂或硬物清洗，应及时清扫组件表面积雪，定期检查方阵接线松脱情况、连接牢固度。

9.2.1.3 运行人员在启动与停止操作时应符合以下要求：

a） 应按启动与停止操作说明书及流程操作；
b） 正常使用的分布式光伏并网发电系统由于以下原因应切断电源：
   1） 自然灾害已经发生或预计对分布式光伏并网发电系统有影响；
   2） 修整基础设施或调整光伏支架方位；
   3） 更换部件；
   4） 收到电力管理部门通知。

9.3 维护要求

9.3.1 日常维护要求

9.3.1.1 光伏方阵日常维护应检查项包括：

a） 光伏组件玻璃有无自爆，中空玻璃有无结露现象；

b） 光伏组件胶膜有无变黄、鼓泡现象；
c） 接缝密封胶有无损坏；
d） 光伏组件表面有无落物、积灰或阴影遮挡；
e） 方阵金属支架是否出现腐蚀情况；
f） 新生长的植物是否遮挡太阳光；
如遇以上情况，应做好记录并对出现的问题及时处理。

9.3.1.2 电气设备日常维护应检查项包括：

a） 设备外观有无损坏、锈蚀，警示标识脱落或损毁；
b） 设备外壳有无温度异常、运行异响、特殊异味；
c） 设备箱体有无进水或受动物飞禽侵扰；
d） 线缆保护套和线缆有无外皮老化或被人与动物破坏。

9.3.1.3 储能设备的维护管理注意事项：

a） 储能设备维护时，应穿戴防护眼镜、防护手套、防护绝缘鞋，使用绝缘器械，防止人身事故和蓄电池短路；
b） 观察蓄电池充、放电状态，定期检查每只蓄电池的电压，并与所有蓄电池平均电压做对比，根据蓄电池手册确定是否需要更换新的蓄电池；
c） 定期清洁蓄电池外部污垢和灰尘，保持蓄电池安装室内清洁；
d） 配置密封盖或通气栓塞的蓄电池，需检查并保证通气孔畅通。

9.3.2 定期巡检与维护

9.3.2.1 并网型分布式光伏发电系统宜每半年进行一次常规检查，每年进行一次专业检查，遇恶劣天气或自然灾害对发电系统可能造成一定影响时，应进行特殊检查。

9.3.2.2 并网型分布式光伏发电系统各组成设备或部件有维护周期要求时，按要求执行。

9.3.2.3 当地电力管理部门有相关规定时，按照电力管理部门的相关规定执行。

9.3.2.4 由专业机构或专业人员定期巡检，查看运行记录，了解运行情况，分析光伏系统的运行数据，对光伏系统的运行状况做出判断，如发现问题，应立刻进行专业维修。

9.3.2.5 进行外观检查和设备内部检查，主要涉及活动和连接部位、线缆，特别是大电流密度的导线、功率器件、易锈蚀和松动的部位。

9.3.2.6 定期检查逆变器运行状况，清洁冷却风扇和机内灰尘，检查各端子螺栓螺钉是否紧固，有无过热留下的痕迹，有无线路老化，元器件损坏。

9.3.2.7 定期检查蓄电池工作状况，应及时更换损坏的蓄电池。

9.3.2.8 宜采用红外探测器对光伏方阵和线路及电气设备进行检查，如有异常发热点和故障点，应及时维修或更换。

9.3.2.9 分布式光伏发电系统每年应按系统图纸完成一次系统绝缘电阻以及接地电阻的检查，并对逆变、控制装置进行一次全项目电能质量和保护功能的检查和测试。

9.3.2.10 做好定期巡检记录，形成巡检报告，并归档保存。

9.3.3 故障诊断与处理

运行维护人员监视检查后，若发现光伏系统存在异常，应使用检测设备对异常部件进行故障诊断，并及时处理，故障项目包括但不限于表 3 内容。

表3　常见故障与处理

故障项目	处理方法
光伏阵列基础设施的故障	a)对于屋顶安装的分布式光伏发电系统，屋顶防水层出现破损时，应及时进行修补； b)支撑立柱存在支撑缺陷时，应及时加固。
光伏阵列无输出或系统发电效率低	a)用万用表测试光伏方阵开路电压，如电压无输出，则连接线路存在短路或断路现象，应仔细检查线路，排除故障；如电压低于正常输出的 1/m 时（m 为光伏组件串联数量），说明某块光伏组件出现问题，应逐一排查； b)用 I-V 曲线测试仪测试光伏方阵的输出功率，在规定测试条件下，输出功率应符合质量保证要求，否则说明光伏组件出现问题，应逐一排查。
单块光伏组件外观良好但输出功率低	用万用表、钳形电流表测量光伏组件的开路电压和短路电流，必要时再用红外测温仪测量光伏组件的表面温度或用EL测试仪对光伏组件进行电致发光测试： a)电压低于正常输出电压的 1/n 时（n 为接线盒二极管个数），应更换光伏组件； b)电流明显低于正常输出电流时，应检查线路接触是否良好，如接触良好则更换光伏组件； c)光伏组件电致发光测试图像不符合产品要求时，应更换光伏组件。
并网箱运行状态异常	a)熔断器存在损坏情况，应联系专业人员立即更换； b) 指示灯与仪表显示不正常或设备内保护器失效，应联系专业人员立即更换； c)设备内部断路器等电气部件起火烧毁，应联系专业人员立即更换。
逆变器异常	a)由专业厂家维修或更换，更换的逆变器经验证应符合设计要求； b)逆变器中的散热风扇有较大振动、异味及异常噪音时，应立即断电检查
系统连接线故障	发生交直流电缆断线，应立即停运；排除导致断线原因后，用符合设计要求的合格电缆更换