

备案号: J12194-2012

DB64

宁夏回族自治区地方标准

DB 64/ T 795-2012

民用建筑并网光伏发电应用技术规程

2012 - 07 - 31 发布

2012 - 10 - 01 实施

宁夏回族自治区住房和城乡建设厅
宁夏回族自治区质量技术监督局 发布

关于批准发布《民用建筑并网光伏发电应用技术规程》地方标准的通知

宁建（科）发〔2012〕48号

各市、县住房和城乡建设局、房管局，宁夏回族自治区电力公司各有关单位，各规划设计单位，宁夏建工集团，有关单位：

由自治区建筑标准设计办公室组织编制的《民用建筑并网光伏发电应用技术规程》经自治区住房和城乡建设厅、自治区质量技术监督局、宁夏回族自治区电力公司审查通过，批准为宁夏回族自治区地方标准，标准编号为DB64/T795-2012，现予发布，请遵照执行。

该标准自2012年10月1日起实施。执行中发现的问题及意见，请及时反馈自治区住房和城乡建设厅建筑标准设计办公室。

宁夏回族自治区住房和城乡建设厅

宁夏回族自治区电力公司

二〇一二年九月二十日

04

目 次

前言	I
1 总则	1
2 规范性引用文件	1
3 术语及定义	2
4 光伏系统设计	3
4.1 一般规定	3
4.2 系统分类	4
4.3 系统设计	4
4.4 系统接入电网	5
4.5 系统电能质量要求	7
5 建筑设计	7
5.1 一般规定	7
5.2 建筑设计	8
5.3 结构设计	9
5.4 电气设计	10
6 施工要求	10
6.1 一般规定	10
6.2 基座施工	11
6.3 支架安装	11
6.4 光伏组件安装	11
6.5 电气施工	11
7 工程质量验收	12
7.1 一般规定	12
7.2 基座工程	13
7.3 支架工程	14
7.4 光伏组件及光伏方阵工程	14
7.5 逆变器	16
7.6 系统电气工程	16
7.7 系统检测和试运行	17
8 环保、安全、消防	17
8.1 环保要求	17
8.2 安全要求	17
8.3 消防要求	17
9 运行管理和维护	17
9.1 一般规定	17
9.2 维护管理	18
附录 A (资料性附录) 光伏系统原理图	19
附录 B (资料性附录) 光伏系统并网接口原理图	21
附录 C (规范性附录) 光伏系统质量验收表	22
附录 D (资料性附录) 各地、市太阳日照、辐射气象参数	26

前 言

本标准的编写格式符合GB/T1.1-2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》的要求。

本标准由宁夏回族自治区住房和城乡建设厅提出并归口。

本标准由宁夏回族自治区住房和城乡建设厅批准。

本标准的编制单位：宁夏建设新技术新产品推广协会、北京太阳能研究所、宁夏建筑标准设计办公室、宁夏电力公司、宁夏建筑设计研究院有限公司、银川市建筑设计研究院有限公司、宁夏城乡规划设计研究院有限公司。

本标准主要起草人：李志辉、余元、李金保、张强、黎炜、吴剑、段建华、孙晓阳。

民用建筑并网光伏发电应用技术规程

1 总则

- 1.1 为进一步规范太阳能并网光伏发电系统(以下简称并网光伏系统)在建筑中的应用,促进太阳能并网光伏发电系统与建筑一体化的推广,制定本规程。
- 1.2 本规程适用于新建、改建、扩建的民用建筑太阳能并网光伏发电系统与建筑一体化工程,以及既有建筑安装或改造已安装的太阳能并网光伏发电系统工程的设计、施工、验收、和运行维护。
- 1.3 本规程适用于系统的电力采用接入在低压端用户侧方式,电压等级不大于0.4kV,容量不大于200kW的民用建筑太阳能并网光伏发电系统。
- 1.4 太阳能并网光伏发电系统的设计应纳入建筑规划与建筑设计,建筑与光伏系统同步施工,同步验收。
- 1.5 在既有建筑上改造或安装光伏系统应按照建筑工程审批程序进行专项工程设计、施工和验收。
- 1.6 民用建筑太阳能并网光伏发电系统的设计、施工和验收除应符合本规程外,尚应符合国家现行有关标准和规范的规定。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

- GB 17799.3 电磁兼容_通用标准 居住、商业和轻工业环境中的发射标准
- GB 17799.4 电磁兼容_通用标准 工业环境中的发射标准
- GB/T 19939-2005 光伏系统并网技术要求
- GB/T 20046-2006 光伏(PV)系统电网接口特性
- GB/T 20047.1-2006 光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求
- GB 50009 建筑结构荷载规范
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- 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 50205 钢结构工程施工质量验收规范
- GB 50212 建筑防腐蚀工程施工及验收规范
- GB 50224 建筑防腐蚀工程施工质量验收规范
- GB 50303 建筑电气工程施工质量验收规范
- GB 50367 混凝土结构加固设计规范

- JGJ 16 民用建筑电气设计规范
- JGJ 102 玻璃幕墙工程技术规范
- JGJ 145 混凝土结构后锚固技术规程
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程

3 术语及定义

以下术语及定义适用于本规程。

3.1

太阳能光伏并网系统与建筑一体化

太阳能光伏发电系统与建筑同步设计、同步施工、同步验收，并与建筑物的使用功能及外观协调、有机结合。

3.2

光伏电池

由多晶硅、单晶硅或其他材料构成，将太阳能辐射能量直接转换为电能的一种器件。

3.3

光伏组件

具有封装及内部连接的，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。

3.4

安装型光伏组件

在建筑屋面、墙面或其他部位上架空安装的光伏组件。

3.5

构件型光伏组件

与建筑构件组合在一起或独立成为建筑构件的光伏组件，如以标准普通光伏组件或根据建筑要求定制的光伏组件构成雨篷构件、遮阳构件、阳台栏板构件等。

3.6

建材型光伏组件

将太阳能电池与建筑材料复合在一起，成为不可分割的建筑构件或材料，如光伏瓦、光伏砖、光伏屋面卷材、光伏玻璃幕墙、光伏采光屋面板等。

3.7

光伏方阵

由若干光伏组件或光伏构件通过机械及电气方式组装成型，并且有固定支撑结构而构成的直流发电单元。

3.8

光伏系统

包含所有逆变器（单台或多台）和相关的BOS（平衡系统部件）以及具有一个公共连接点的太

阳光伏方阵在内的系统。

3.9

太阳能光伏并网系统

与公共电网联接的光伏系统。

3.10

并网方式

根据光伏系统是否允许通过供电区的变压器向高压电网送电，分为可逆流和不可逆流的并网方式。

3.11

孤岛效应

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。

3.12

逆变器

静态功率变换器（具备控制、保护、滤波功能，用于电源和电网之间的任何静态功率变换器。）

将光伏系统的直流电转换为交流电的设备，用于将电功率变换成适合于电网使用的一种或多种形式的电功率的电气设备。

3.13

电网接口

在光伏系统与电网配电系统之间相互联接的公共联接点。

4 光伏系统设计

4.1 一般规定

4.1.1 太阳能光伏系统设计应进行专项设计，或作为建筑电气工程设计的一部分。

4.1.2 太阳能光伏系统的光伏组件或光伏方阵的选型和设计，在保证光伏系统发电效率、发电量的同时，应满足建筑电气、建筑结构及建筑一体化的要求。

4.1.3 太阳能光伏系统应合理选用安装型光伏组件、构件型光伏组件和建材型光伏构件，并与建筑模数相统一，满足光伏系统安装、清洁、维护和组件更换的要求。

4.1.4 光伏系统输配电与控制缆线应与其他管线统一安排，满足安全、便于安装维护的要求。

4.1.5 光伏系统的电压偏差、闪变、频率偏差、相位、谐波、三相平衡度和功率因数等电能质量指标应符合 GB/T 19939—2005 的规定。

4.1.6 光伏系统光伏组件或方阵连接电缆及输出总线应符合 GB/T 20047.1—2006 的规定。

4.1.7 并网光伏系统应具有并网保护系统。

4.1.8 光伏系统应安装设置电能计量装置，计量装置宜采用具备双向有功和无功计量和记录功能，配有标准通讯接口，具备本地通信和通过电能信息采集、终端远程传输功能。

4.1.9 光伏系统在人员有可能接触或接近的位置，应设置防触电警示标志。

4.2 系统分类

4.2.1 光伏系统根据并网位置分为以下二种系统：

- a) 集中并网系统；
- b) 分散并网系统。

4.2.2 光伏系统按照太阳能电池板的封装形式分为以下三种系统：

- a) 安装型光伏系统（BAPV）：安装在建筑物上，不影响建筑使用功能，由普通光伏组件构成的光伏发电系统；
- b) 构件型光伏系统（BIPV）：安装在建筑物构件上，并实现与建筑一体化，由普通光伏组件构成的光伏发电系统；
- c) 建材型光伏系统：由建材型光伏组件（如光伏玻璃幕墙、光伏透明屋面等）构成的光伏发电系统。

4.2.3 光伏系统按照发电容量大小分为以下三种系统：

- a) 小型光伏发电系统：电池板安装额定容量小于 20kW；
- b) 中型光伏发电系统：电池板安装额定容量为 20kW ~ 100kW；
- c) 大型光伏发电系统：电池板安装额定容量为 100kW ~ 200kW。

4.3 系统设计

4.3.1 光伏并网发电系统应由太阳光伏方阵、光伏接线箱、并网逆变器、交直流配电柜、相关参数显示仪表等组成。光伏并网发电系统原理图参见附录 A。

4.3.2 应根据建筑物的使用功能、电网条件、负荷性质和系统运行方式等因素，确定光伏系统的安装类型。

4.3.3 光伏系统设计中应考虑电池板的温度系数对系统电压和海拔高度对电器设备容许使用容量的影响。

4.3.4 光伏系统系统中使用的各主要部件的性能指标及使用寿命应符合国家或行业的相关标准要求，并应取得相关的认证。

4.3.5 光伏方阵的设计应符合以下规定：

- a) 按照建筑设计及其电力负荷确定光伏组件的类型、规格、安装位置和可安装场地面积；
- b) 按照保证最佳倾角和组件良好通风的原则确定光伏组件的安装方式；
- c) 根据逆变器的额定电压、最大功率跟踪范围以及光伏组件的最大输出工作电压、温度系数，确定光伏组件的串联数；
- d) 根据总装机容量及光伏组件串联数的容量确定光伏组件的并联数；
- e) 同一光伏组件串联数及同一子阵内，组件电性能参数应尽可能一致，其中最大输出功率（ P_m ）、最大工作电流（ I_m ）的离散性应不超过 $\pm 3\%$ ；
- f) 建材型光伏系统、构件型光伏系统的电气线路，在设计中应统筹安装布置，并应保证每一块光伏组件金属外框的可靠接地。

4.3.6 光伏系统接线箱设置应符合下列规定：

- a) 光伏系统接线箱内应设置汇流铜母排或端子；
- b) 光伏组件串应分别由缆线引至汇流母排，在母排前分别设置直流分断开关和主开关；
- c) 光伏系统接线箱应设置防雷保护装置；
- d) 光伏系统接线箱的设置位置应便于操作和检修。设置在室外的光伏系统接线箱应具有防水、防腐、防触电措施，其防护等级不应低于IP65。

4.3.7 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；并网光伏系统逆变器的数量应根据光伏系统装机容量及单台并网逆变器额定容量确定。并网光伏系统逆变器的选择还应符合下列规定：

- a) 并网光伏系统逆变器应具备自动运行和自动停止功能、最大功率工作点跟踪控制功能和防止孤岛效应功能；
- b) 无隔离变压器的并网光伏系统逆变器应具备直流接地检测功能；
- c) 具有并网保护装置，与电力系统具备相同的电压、相位、频率及接线方式。

4.3.8 直流线路的选择应符合下列规定：

- a) 耐压等级应高于光伏方阵最大输出电压的1.25倍；
- b) 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的标称短路电流的1.25倍；
- c) 满负荷状态下，线路损耗应低于2%。

4.3.9 光伏系统的防雷和接地保护应符合下列规定：

- a) 光伏系统防雷击和防雷击电磁脉冲的措施应符合 GB 50057 的相关规定；
- b) 光伏系统和并网接口设备的防雷和接地措施应符合 GB 50057 的相关规定。

4.3.10 建材型光伏系统应符合下列规定：

- a) 建材型光伏组件应具备建筑材料功能；
- b) 建材型光伏组件应满足结构安全和使用功能的要求。

4.3.11 构件型光伏系统应符合下列规定：

- a) 构件型光伏组件应具备建筑构件功能；
- b) 构件型光伏组件应满足结构安全和使用功能的要求；
- c) 构件型光伏组件为满足建筑构件功能要求时，若影响到组件接受太阳辐射的一致性，对于每一串构件型光伏组件应使用阻塞二极管隔离，或单独使用逆变器。

4.4 系统接入电网

4.4.1 光伏系统与用户侧电网并网应满足当地供电机构的相关规定和要求。

4.4.2 光伏系统采用用户侧并网的方式与公共电网并网时，应符合下列规定：

- a) 光伏系统采用用户侧并网的方式与公共电网并网时，应符合 GB/T 19939—2005 的相关规定；
- b) 光伏系统电网接口应符合 GB/T 20046—2006 的相关规定；接口方式参见本规程附录 B 进行。

4.4.3 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：

- a) 光伏系统应安装电网保护装置，并应符合GB/T 20046—2006的相关规定；
- b) 光伏系统与公共电网之间的隔离开关和断路器均应具有断零功能，且相线和零线应能同时分断和合闸；
- c) 当公共电网电能质量超限时，光伏系统应自动与公共电网解列，在公共电网质量恢复正常后的5min之内，光伏系统不得向电网送电。

4.4.4 光伏系统与公共电网之间应设置隔离装置，并应符合下列规定：

- 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开关，隔离开关应具有明显断开点指示和断零功能；
- b) 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、监视器及储能装置（限于具备储能功能光伏系统）；
- c) 光伏系统在并网处宜设置并网专用低压开关柜（箱），并设置专用标识和“警告”、“双电源”等提示性文字和符号；
- d) 光伏系统在并网处的专用低压配电柜（箱）应设置手动隔离开关和自动断路器，断路器应采用带有可视断点的机械开关。

4.4.5 光伏系统并网应采用不可逆流系统，并应符合下列条件：

- a) 光伏系统的电能，不得向公共高压电网传输；
- b) 光伏系统的馈送公共电网的容量不得超过民用建筑用变压器单台主变额定容量的30%，接入公共电网的电压等级不应大于0.4kV；
- c) 当发电量大于用户侧用电量，且供电变压器的次级处的逆流大于或等于逆变器额定输出的5%时，应设置防逆流控制器，并应在0.5s~2s内关断发电系统。若检测到逆功率消失，系统可自动接入并网逆变器接合点；
- d) 防逆流控制器应随时监控用户侧的电压与电流，一旦发现光伏并网发电站向电网输入能量，可立即通过通讯控制逆变器降低输出电流、减小光伏系统发电功率或断开发电系统。

4.4.6 并网光伏系统的控制与通讯应符合下列规定：

- a) 按照公共电网的要求，并网光伏系统应配置自动控制、通讯和电能计量装置，并与光伏系统工程同步设计、同步建设、同步验收、同步使用；
- b) 光伏系统配置的自动化终端设备，用于采集光伏系统及并网线路的各类技术数据，并实时传输至控制中心或调度主站；
- c) 并网光伏系统电网接口、公共结转点应配置电能质量实时在线监测装置，并应将监测的电能质量参数（电压、频率、功率因数、电压不平衡度等）实时传输至控制中心或调度主站。监测装置应具备一年及以上电能质量数据的存储能力；
- d) 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，并接入自动化终端设备，电能计量装置应符合DL/T 448的规定。

4.4.7 光伏系统并入电网应设置至少各一种主动或被动防孤岛效应保护。并网逆变器应具有主动或被动防孤岛效应保护。当电网失压时，防孤岛效应保护必须在2s内将光伏发电系统与电网断开，防止出现孤岛效应。

4.4.8 作为应急电源的光伏系统应符合下列规定：

- a) 光伏系统应保证在紧急状态下与公共电网解列，并切断由光伏系统供电的非消防负荷；
- b) 开关柜（箱）中应急回路应设置相应的应急标志和警示标志；
- c) 光伏系统与电网之间自动切换开关宜选用不自复方式。

4.5 系统电能质量要求

4.5.1 并网光伏系统电能质量应符合 GB/T 19939—2005 的规定。光伏系统向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量应受控，在电压偏差、频率、谐波和功率因数等方面应满足实用要求。出现偏离标准的越限状况，系统应能检测到这些偏差并将光伏系统与电网安全断开。

除非另有要求，应保证在并网光伏发电系统电网接口处可测量到所有电能质量参数（电压、频率、谐波等）。

4.5.2 光伏系统与公共电网并网，容许电压偏差应符合下列规定：

- a) 三相电压的容许偏差为额定电压的 $\pm 7\%$ ；
- b) 单相电压的容许偏差为额定电压的 $+7\%$ 、 -10% 。

4.5.3 光伏系统与公共电网并网，频率为容许偏差： $50 \pm 0.5\text{Hz}$ 。

4.5.4 光伏系统与公共电网并网，总谐波电流应小于逆变器额定输出的 5% 。

4.5.5 光伏系统与公共电网并网，当逆变器输出大于其额定容量的 50% 时，平均功率因数应不小于 0.9 （超前或滞后）。一段时间内平均功率因数应按式（1）计算。

$$PF = \frac{E_{REAL}}{\sqrt{E_{REAL}^2 + E_{REACTIVE}^2}} \quad \text{式 1}$$

式中： E_{REAL} ——有功电量，单位千瓦时（kWh）

$E_{REACTIVE}$ ——无功电量，单位千乏时（kvarh）

4.5.6 光伏系统与公共电网并网后，三相输出电压不平衡度容许值为 2% ，短时不得超过 4% 。

4.5.7 光伏系统与公共电网并网后，直流分量容许值不应超过其逆变器交流额定值的 1% （逆变电源与电网之间宜安装专用隔离变压器）。

5 建筑设计

5.1 一般规定

5.1.1 新建民用建筑应用太阳能光伏系统，在满足建筑功能设计的同时，应综合考虑建筑物的场地条件、建筑规模、建筑功能、当地的气候及太阳能资源条件等因素，确定光伏组件与建筑的结合形式，满足太阳能光伏系统设计和安装的要求。

5.1.2 既有和改建建筑应用太阳能光伏系统，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物部位的防火、防雷、防静电等相关功能的要求。

5.1.3 应结合建筑的功能、外观及周边环境，合理选择光伏组件的类型，实现光伏系统利用与建筑一体化设计。

5.1.4 建筑设计应根据光伏组件的类型、安装位置和安装方式，为电池板的后期清洁、维护、更换等提供必要的承载条件和空间。

5.1.5 建材型、构件型光伏组件的设计使用年限，应符合建筑使用年限的要求。安装型光伏组件的设计使用年限应不小于 25 年。

5.2 建筑设计

5.2.1 光伏系统与建筑一体化设计，建筑或建筑群体朝向宜为南向，其布局及空间组合应满足光伏组件日照的要求，且安装光伏组件的建筑部位，冬至日日照时间不宜低于 6h。

5.2.2 安装光伏组件的建筑部位应采取相应的构造措施，且不得影响该部位建筑防水、建筑隔热及保温效果。

5.2.3 安装光伏组件时，为抑制使用的温度升高对性能的影响，宜考虑通风降温措施。

5.2.4 光伏组件的设置，不得跨越建筑物的变形缝。

5.2.5 光伏组件的引线或管线穿越建筑物屋面、墙体等部位时，应预埋防水套管，并对其与需要穿越的建筑部位做防水密封处理，新建建筑的防水套管应在屋面防水层施工前铺设完成。

5.2.6 光伏组件布置在平屋面上，应符合下列规定：

- a) 建材型、构件型光伏组件应满足建筑材料和建筑构件的技术性能；
- b) 安装型光伏组件布置方式可采用固定式支架或可调节式安装支架；
- c) 光伏组件应与支架牢固连接，支架基座与屋面结构应采用螺栓固定，并应在连接部位采取防水密封措施；
- d) 光伏组件的基座及安装方式应满足屋面排水要求，支架基座应增加附加的防水构造层；
- e) 光伏方阵之间布置应设置宽度不小于500mm的维修与人工清洗通道，且通道应铺设屋面保护层；
- f) 光伏方阵的排列，其前后排间距应按式2进行。

$$D = \frac{0.707 H}{\tan[\arcsin(0.648 \cos \phi - 0.399 \sin \phi)]} \dots\dots\dots \text{式2}$$

式中 D — 前后方阵之间不被遮挡的最小距离
 H — 光伏方阵或遮挡物与可能被遮挡组件底边的高度差
 ϕ — 纬度

5.2.7 光伏组件布置在坡屋面上，应符合下列规定：

- a) 建筑物屋面坡度设计应尽可能满足光伏组件受光最佳倾角的要求；
- b) 光伏组件采用嵌入屋面的布置方式时，应满足屋面热工性能的要求；
- c) 光伏组件采用顺坡架空的布置方式时，其与屋面之间的垂直距离应满足安装距离和通风散热间隙的要求；
- d) 安装型光伏组件采用顺坡架空或顺坡镶嵌的布置方式时，支架应与预埋件牢固连接，并应

满足屋面防水和屋面排水的要求；

e) 建材型光伏组件应具备作为坡屋面材料的功能。

5.2.8 光伏组件布置在阳台栏板或平台栏板时，应符合下列规定：

a) 光伏组件布置在阳台栏板或平台栏板时，应尽可能满足光伏组件受光最佳倾角的要求；

b) 阳台栏板或平台栏板等构件型光伏组件应符合栏板高度、强度的要求，并应设置电气安全防护装置，满足建筑电气安全的要求；

c) 构件型、安装型光伏组件应与栏板中预埋件牢固连接，并应采取防坠落措施。

5.2.9 光伏组件布置在外墙上，应符合下列规定：

a) 光伏组件的布置应与建筑物及周边建筑物的墙面装饰材料、风格协调统一；

b) 光伏组件的布置应满足外墙结构安全、热工性能的要求；

c) 光伏组件及安装支架应与外墙预埋件可靠连接，预埋件应与建筑承重结构可靠连接；

d) 构件型光伏组件不得布置在非承重外墙上，具有遮阳功能的构件型光伏组件应进行遮阳计算，满足室内采光的要求；

e) 建材型光伏组件布置外窗上，应满足室内采光和通风的要求；

f) 外墙上光伏组件的引线应穿管暗埋，穿墙管线不应设置在主体结构部位。

5.2.10 光伏组件布置在幕墙上，应符合下列规定：

a) 光伏组件、光伏方阵的模数应符合幕墙设计模数；

b) 光伏电池、光伏组件的物理性能应满足幕墙整体性能的要求；

c) 光伏组件构成的幕墙，立面造型、色彩应统一设计，宜与建筑物及周边建筑物的墙面装饰材料、风格协调；

d) 光伏组件构成的幕墙建筑结构设计应符合JGJ 102的规定，并应满足建筑物采光、通风及围护结构热工性能的要求。

5.2.11 由光伏组件构成的雨篷、檐口和屋面采光顶，其刚度、强度应满足结构安全和使用要求。

5.3 结构设计

5.3.1 光伏系统与建筑一体化，应根据光伏系统的类型、对光伏组件的安装结构、支撑体系的主体结构或结构构件进行专项结构设计。

5.3.2 光伏系统应用工程，结构设计按8度抗震设防进行设计时，光伏系统自重荷载、风荷载、雪荷载和地震荷载应符合GB 50009的规定。

5.3.3 既有建筑应用光伏系统，结构设计应对既有建筑的结构进行可靠性验算。既有建筑进行结构加固时，应符合GB 50367的规定。

5.3.4 光伏组件的连接件与基座的锚固承载力设计值应大于连接件自身的承载力设计值。

5.3.5 光伏组件的支架、基座应进行结构稳定性、抗滑移和抗倾覆验算。

5.3.6 光伏组件或光伏方阵与主体结构采用后锚固连接时，其构造设计应符合JGJ 145的规定。

5.3.7 安装光伏系统的预埋件设计使用年限应与主体结构相同，连接件及其他金属构配件应满足环境腐蚀及火灾破坏的技术要求。

5.3.8 地面安装光伏系统，应对地基承载力、基础的强度和稳定性进行验算。

5.4 电气设计

5.4.1 光伏系统应根据系统的规模设置配变电间、控制机房。配变电间、控制机房的设计应符合现行标准的相关规定。

5.4.2 光伏系统的配变电间、控制机房布置应符合下列原则：

a) 配变电间、控制机房宜与建筑物中既有或新建的配变电间合并设计。机房内地面设备距墙的安装距离应大于 0.7m，设备前操作距离应大于 1.5m；安装在墙面上的设备，其底面距地面的安装高度应大于 1.5m；

b) 小型逆变器布置宜靠近光伏方阵，大型逆变器宜集中布置在配变电间内；

c) 配变电间、控制机房的布置应便于设备操作、搬运、检修和检测。

5.4.3 新建建筑应预留光伏系统的电缆通道，并宜与建筑自身电缆通道合并设计。

5.4.4 既有建筑光伏系统设计时，其桥架、线槽等电缆通道应独立设置，并应满足建筑结构安全和电气安全的要求。

5.4.5 光伏系统的防雷等级、防雷措施及接地要求除应满足 GB 50057 的相关规定，还应符合下列规定：

a) 建筑物各个电气系统的接地宜用同一接地网，接地网的接地电阻应符合其中最小值的要求；

b) 新建建筑的光伏系统，其防雷和接地应与建筑的防雷接地系统同步设计；

c) 既有建筑的光伏系统，应对建筑物原有防雷和接地设计进行验算，验算不符合光伏系统设计要求时，建筑物原有防雷和接地系统应进行改造，接地网的接地电阻应不大于 10Ω 。

6 施工要求

6.1 一般规定

6.1.1 新建建筑光伏系统的施工，应编制专项施工方案，并应纳入建筑施工组织设计与质量控制程序，并制定相应的施工安全技术措施。

6.1.2 既有建筑光伏系统的施工应按照设计文件编制施工安装专项方案、施工组织设计和质量控制程序，并制定相应的施工安全技术措施，必要时进行可行性论证。

6.1.3 光伏系统施工安装前应具备以下条件：

a) 施工组织设计与施工方案已经批准；

b) 建筑、场地、电源、道路等条件能满足正常施工需要；

c) 预留基座、预留孔洞、预埋件、预埋管和相关设施符合设计文件的要求，并已验收合格。

6.1.4 光伏系统安装施工流程与操作方案应选择易于施工、维护的作业方式。

6.1.5 光伏系统安装施工，应对建筑物成品采取保护措施。

6.1.6 光伏系统施工安装应满足下列施工安全要求：

a) 施工场所应有醒目、清晰、易懂的电气安全标识；

- b) 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工时，应设置专用踏脚板；
- c) 光伏系统各部件在存放、搬运、吊装等过程中不得碰撞受损。临时放置光伏组件时，其下方要衬垫木，各面均不得受碰撞或重压；
- d) 光伏组件在安装时电池板表面应铺遮光板，防止电击危险；
- e) 光伏组件的输出电缆不得发生非正常短路；
- f) 连接无断弧功能的开关时，不得在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开；
- g) 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设置限制接近的警示牌，并由专业人员处置；
- h) 接通电路后不得局部遮挡光伏组件，防止热斑效应的不利影响；
- j) 施工人员进行高空作业时，应佩戴安全防护用品，并设置醒目、清晰的安全标识；
- k) 在建筑工地安装光伏系统时，安装场所上空的架空电线应有隔离措施。

6.1.7 严禁雨雪天气及风力大于5级的天气进行施工。

6.2 基座施工

6.2.1 安装光伏组件或方阵的基座应放置平稳、整齐，并应与建筑主体结构连接牢固，基座预埋件宜采用不锈钢材料或进行镀锌或防腐防锈处理。

6.2.2 连接件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实，并应做好防水处理。

6.3 支架安装

6.3.1 光伏组件或光伏方阵的支架应按设计要求制作。支架的安装和焊接应符合 GB 50205 的要求。

6.3.2 钢支架焊接完毕，应进行防腐处理。防腐施工应符合 GB 50212 和 GB 50224 的要求。

6.3.3 支架应按设计要求准确地与主体结构可靠固定。

6.3.4 支架应与建筑物防雷接地系统可靠连接。

6.4 光伏组件安装

6.4.1 光伏组件或方阵应按设计间距整齐排列并可可靠固定在支架或连接件上，光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换。

6.4.2 光伏组件或光伏方阵安装支架与基座之间的安装空间和散热间隙，不得被施工材料或杂物堵塞。

6.4.3 在坡屋面上安装光伏组件时，其周边的防水连接构造应按设计要求施工，不得渗漏。

6.4.4 光伏幕墙的施工安装应符合以下要求：

- a) 光伏幕墙中建材型光伏组件应符合相应产品标准的规定；
- b) 光伏幕墙中建材型光伏组件应排列整齐、表面平整、缝宽均匀；
- c) 光伏幕墙应与普通幕墙同时施工，并应满足建筑幕墙相关的物理性能检测。

6.4.5 在既有建筑上安装光伏组件，应根据建筑物的建设年代、建筑结构选择可靠的施工安装方案。

6.5 电气施工

- 6.5.1 电气装置施工安装应符合 GB 50303 的相关要求。
- 6.5.2 电气系统接地施工应符合 GB 50169 的相关要求。
- 6.5.3 电缆线路施工应符合 GB 50168 的相关要求。
- 6.5.4 光伏系统直流侧施工时，应分别布线，正确标识线路的正、负极性。
- 6.5.5 穿过屋面或外墙的引线防水套管，应布置整齐，做好防水密封。

6.6 光伏系统安装调试

- 6.6.1 光伏系统安装调试应按单体调试、分系统调试和光伏系统调试三个步骤进行。
- 6.6.2 光伏系统调试应按下列规定进行：
 - a) 检查设备内部接线和外部接线正确无误；
 - b) 根据设备提供调整方法及调试要求，用模拟操作检查其工艺操作、指示、讯号和联锁装置的正确、灵敏可靠；
 - c) 单体设备调试合格后，方可进行分系统调试；分系统调试合格后，再进行光伏系统联合调试。

7 工程质量验收

7.1 一般规定

7.1.1 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。

7.1.2 光伏系统工程验收的除应符合 GB 50303 的要求，还应符合下列规定：

- a) 新建建筑光伏系统工程验收应由监理单位主持，施工单位、设计单位的技术负责人和相关的专业人员参加；
- b) 既有建筑光伏系统工程验收应由建设单位主持，施工单位、设计单位的技术负责人和相关的专业人员参加；
- c) 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，施工单位项目技术负责人和相关专业的技术人员参加；
- d) 光伏系统分项工程验收应由监理单位主持，施工单位、设计单位项目技术负责人和相关专业的技术人员参加。

7.1.3 光伏系统工程验收时应包括下列文件和记录：

- a) 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；
- b) 材料、设备和构件的产品出厂合格证、检验报告、进场检验记录、有效期内的型式检验报告；
- c) 后置埋件、防雷装置测试记录；
- d) 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
- e) 工程质量验收记录；
- f) 系统联合试运转及调试记录；
- g) 系统检测报告；

- h) 其他对工程质量有影响的重要技术资料。
- 7.1.4 光伏系统分项工程检验批验收时应按附录 C 表 C.1 填写验收记录。
- 7.1.5 光伏系统隐蔽工程应按附录 C 表 C.2 填写验收记录。且包括以下内容：
- 预埋件或后置螺栓（锚栓）连接件；
 - 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；
 - 基座、支架、光伏组件四周与主体围护结构之间的建筑构造；
 - 需进行防水处理工程节点；
 - 系统防雷与接地保护的连接节点；
 - 隐蔽安装的电气管线工程。
- 7.1.6 光伏系统分部（子分部）工程验收时应按附录 C 表 C.3 填写验收记录。
- 7.1.7 光伏系统分项工程验收时应按附录 C 表 C.4 填写验收记录。

7.2 基座工程

7.2.1 主控项目

7.2.1.1 基座混凝土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。

7.2.1.2 基座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。

7.2.1.3 基座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：观察检查和雨后或淋水检验，淋水检验的时间 2h 不渗不漏为合格。

7.2.2 一般项目

7.2.2.1 基座预埋地脚螺栓的尺寸偏差应符合表 1 的规定。

检查数量：抽查基座上预埋地脚螺栓总数的 10%，且不应少于 3 个。

检验方法：用钢尺现场实测。

表1 预埋地脚螺栓尺寸允许偏差（mm）

项目	允许偏差
螺栓中心偏移	5.0
标高	±10.0
螺栓（锚栓）露出长度	+5.0
螺纹长度	+5.0

7.3 支架工程

7.3.1 主控项目

7.3.1.1 支架材料、支架形式应符合设计要求。支架的焊接和安装应符合 GB 50205 的规定。

检查数量：抽查支架总数的10%，且不应少于3组。

检查方法：检查材料合格证、设计文件，观察检查。

7.3.1.2 支架安装位置准确，连接牢固。

检查数量：抽查支架总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：按照设计文件要求测量、观察检查。

7.3.1.3 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：抽查支架总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：观察检查、核查检测报告。

7.3.1.4 支架的倾角应符合设计要求，其允许偏差不应大于 $\pm 2^\circ$ 。

检查数量：抽查支架总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：测量检查。

7.3.1.5 支架的防雷接地电阻应符合设计要求。

检查数量：抽查支架上接地点总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：观察检查，检查检测报告。

7.3.2 一般项目

7.3.2.1 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧。

检查数量：抽查支架上所有连接螺栓总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：观察检查。

7.3.2.2 同一光伏组件的支架，安装光伏组件面的平整度不应大于3mm。

检查数量：抽查支架总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：用2m靠尺测量检查，拉线测量。

7.3.2.3 支架预留孔洞位置应准确，其允许偏差值不应大于 $\pm 3\text{mm}$ 。

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。

7.4 光伏组件及光伏方阵工程

7.4.1 主控项目

7.4.1.1 光伏组件的品种、规格、性能等应符合国家现行产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：按照设计文件，检查光伏组件的质量合格证明文件、标志及检验报告等。

7.4.1.2 光伏幕墙的物理性能检测应符合设计要求及现行国家或行业标准的规定。

检查数量：抽查总数每个批次不少于3个。

检查方法：按相关设计要求和现行国家、行业标准的规定进行。

7.4.1.3 光伏组件应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

检查数量：抽查光伏组件总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：观察检查。

7.4.1.4 光伏构件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：雨后观察或淋水检验。

7.4.1.5 光伏组件与支架、光伏组件的连接应可靠、牢固；支架与接地系统的连接应可靠、牢固。

检查数量：抽查光伏组件总数的10%

检查方法：观察检查和测试检验。

7.4.1.6 光伏组件串排列应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

7.4.1.7 连接在同一台逆变器的光伏组件串，其电压应一致并符合设计要求，允许误差为 $\pm 3\%$ 。

检查数量：全数检查。

检查方法：测试检查。

7.4.1.8 光伏组件串的最高电压在最低可能使用环境下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。

7.4.2 一般项目

7.4.2.1 同一组光伏方阵中，纵横向光伏组件的安装偏差不应大于5mm。

检查数量：抽查光伏组件总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：测量检查。

7.4.2.2 光伏组件与建筑面层之间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：抽查光伏组件总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：测量检查。

7.4.2.3 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法应符合表2的规定：

表2 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 $\leq 30\text{m}$	用经纬仪检查
		$30\text{m} < \text{幕墙高度} \leq 60\text{m}$	
		$60\text{m} < \text{幕墙高度} \leq 90\text{m}$	
		幕墙高度 $> 90\text{m}$	

项次	项目		允许偏差 (mm)	检验方法
2	幕墙水平度	幕墙幅宽 $\leq 35\text{m}$	5	用水平仪检查
		幕墙幅宽 $> 35\text{m}$	7	
3	构件直线度		2	用 2m 靠尺和塞尺检查
4	构件水平	构件长度 $\leq 2\text{m}$	2	用水平仪检查
		构件长度 $> 2\text{m}$	3	
5	相邻构件错位		2	用钢直尺检查
6	分格框对角线长度差	对角线长度 $\leq 2\text{m}$	3	用钢尺检查
		对角线长度 $> 2\text{m}$	4	

7.5 逆变器

7.5.1 主控项目

逆变器的品种、规格、性能等应符合国家现行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。

7.5.2 一般项目

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。

7.6 系统电气工程

7.6.1 主控项目

7.6.1.1 并网光伏系统电气工程采用的电缆、逆变器、配电柜及其它附件的品种、规格、性能等应符合国家现行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。

7.6.1.2 汇流箱防水应符合国家现行产品标准和设计要求。

7.6.1.3 并网光伏系统电气工程逆变器及配电柜的避雷器接地连接、安装应牢固；接地系统电阻值应符合设计要求和现行国家行业相关标准的规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：观测检查，测试检查。

7.6.1.4 逆变器及配电柜的电气参数特性应符合国家现行相关产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：示波器、常用仪表测量。

7.6.1.5 电气系统裸露传输电缆防护管的配置符合要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查。

7.6.2 一般项目

7.6.2.1 电气装置安装应符合 GB 50303 的相关要求。

7.6.2.2 电缆线路施工应符合 GB 50168 的相关要求。

7.6.2.3 电气系统接地应符合 GB 50169 的相关要求。

7.7 系统检测和试运行

7.7.1 并网光伏系统工程的检测应按照 GB/T 19939—2005 的并网性能指标要求进行。

7.7.2 并网光伏系统工程未经系统检测或系统检测结果不符合设计要求及国家、行业的有关标准规定，光伏系统不得组织验收。

7.7.3 并网光伏系统工程调试运行应符合下列规定：

a) 逆变器及低压配电柜应分别通电试运行；

b) 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、起动电流及空载电流；

c) 在空载不低于 1h 以后，检查各部位无不良现象，然后逐步投入各光伏支路实现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。

8 环保、安全、消防

8.1 环保要求

8.1.1 光伏系统的设备及施工安装应符合环境保护的要求。

8.1.2 光伏系统应采用不产生环境危害的光伏组件和部件。

8.1.3 建材型、构件型光伏组件不应对环境产生光污染。

8.1.4 光伏系统的逆变器等设备的电磁发射应符合 GB 17799.3 和 GB 17799.4 的规定。

8.2 安全要求

8.2.1 屋面的光伏阵列区域，临边宜设置高度不低于 0.7m 的防护栏杆。

8.2.2 光伏阵列应在外围防护栏杆显著位置上悬挂带电警告标识牌。

8.3 消防要求

8.3.1 光伏系统安装区域应设置消防疏散通道。

9 运行管理与维护

9.1 一般规定

9.1.1 太阳能光伏发电系统交付使用前,使用单位应建立光伏发电系统的管理制度、编写使用操作手册、日常检查记录册,并详细说明。

9.1.2 太阳能光伏系统子分部分工程验收合格后,且系统的运行与建筑物的后续施工不相互影响,可交付用户,进入日常运行状态。

9.1.3 用户自行检查的项目应不涉及带电体和潜在带电体、设备。

9.1.4 应至少每年进行一次对光伏系统、锚固结构等项目的检查。当发生极端气象灾害前应进行全面加固,发生后必须进行全面检查。

9.1.5 系统运行发生异常时,应由专业维修人员或在其指导进行处理。主要设备和控制设置应由专业人员维修。

9.1.6 光伏系统的电计量装置与数据传输设备应按规定定期进行校验。

9.1.7 所有记录特别是专业巡检记录应存档妥善保管。

9.2 维护管理

9.2.1 光伏组件及光伏方阵

- a) 光伏组件应定期清洗,避免在太阳辐射较强时进行;
- b) 定期检查光伏组件间连线是否可靠、牢固,连线是否接地并检查连线是否绝缘;
- c) 定期检查光伏组件是否有损坏或异常。

9.2.2 逆变器

检查逆变器显示值与监控系统检测值是否一致,如不一致应按要求进行调整。

9.2.3 防雷接地

- a) 光伏组件接地连接可靠;
- b) 支架接地连接可靠;
- c) 电缆金属铠装与接地系统的连接可靠;
- d) 检查方阵防雷保护器是否失效,按需要进行更换;
- e) 定期检查各功率调节设备与接地系统是否连接可靠;
- f) 定期测量接地装置的接地电阻值是否满足设计要求;
- g) 在雷雨过后或雷雨季到来之前,检查方阵汇流盒以及各设备内安装的防雷保护器是否失效,

并根据需要及时更换。

9.2.4 配电线路

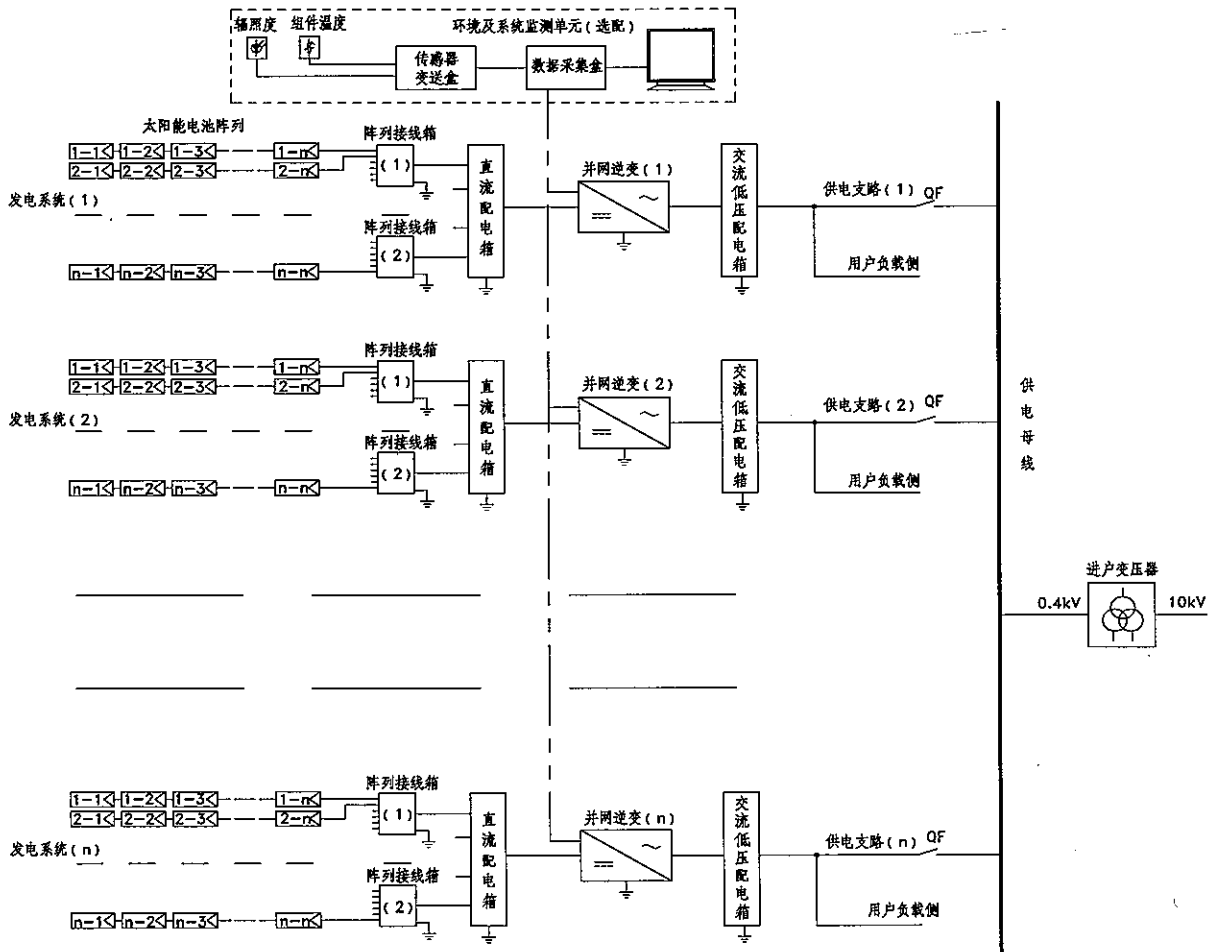
- a) 检查线缆与建筑物的距离是否符合设计要求;
- b) 检查线缆是否有损伤、断股,线缆上是否有抛挂物;
- c) 检查绝缘子是否破损,绝缘子铁脚有无歪曲和松动;
- d) 检查进户线上的保护电器是否完整。

9.2.5 维护检修记录

太阳能光伏系统所有的检查、维护、修理过程均应留有记录,并予以存档或备案。

附录 A
(资料性附录)
光伏系统原理图

A.1 分散式光伏发电系统原理图参见图A1.



图A1 分散式光伏发电系统原理图

A.2 集中并网系统原理图参见图 A2.

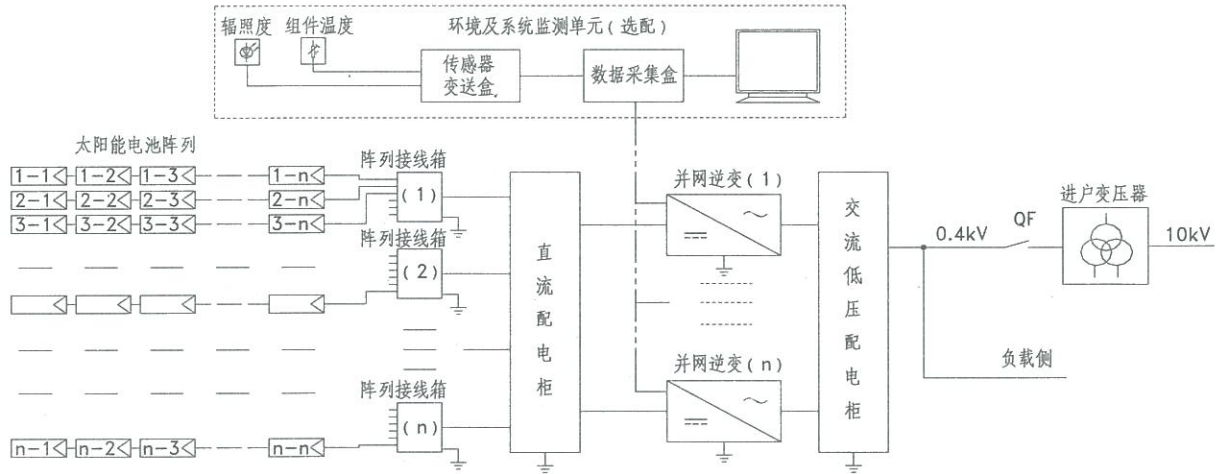
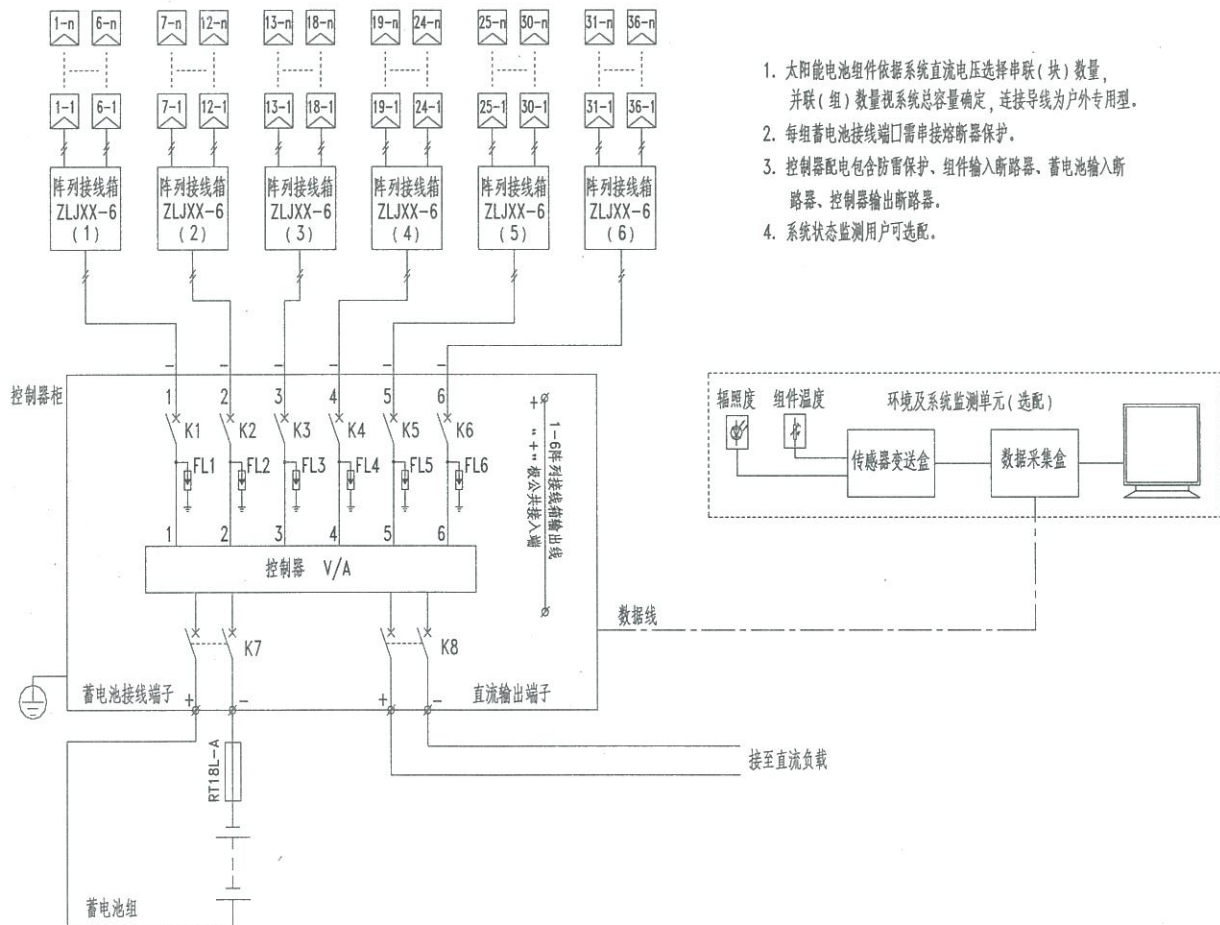


图 A2 集中并网系统原理图

A.3 独立光伏发电直流供电系统接线原理图参见图A3.



1. 太阳能电池组件依据系统直流电压选择串联（块）数量，并联（组）数量视系统总容量确定，连接导线为户外专用型。
2. 每组蓄电池接线端口需串接断路器保护。
3. 控制器配电包含防雷保护、组件输入断路器、蓄电池输入断路器、控制器输出断路器。
4. 系统状态监测用户可选配。

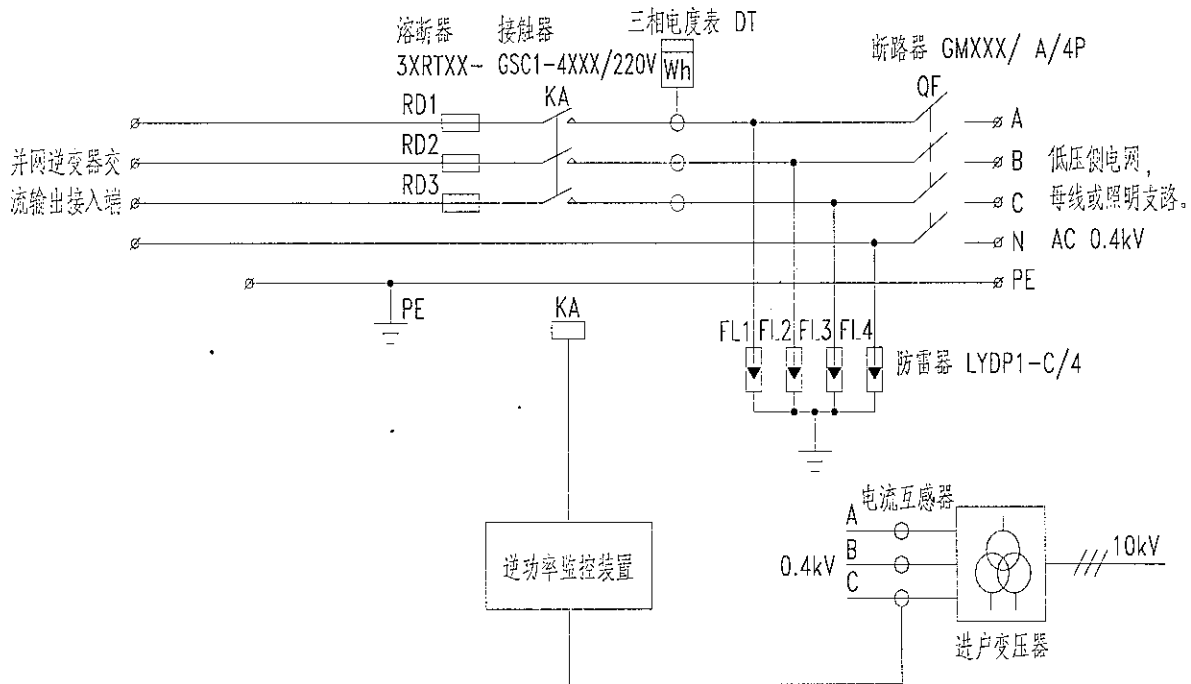
图 A3 独立光伏发电直流供电系统接线原理图

附录 B

(资料性附录)

光伏系统并网接口原理图

B.1 带逆向功率保护装置的光伏并网发电系统用户侧接线原理图参见图B1。



图B1 带逆向功率保护装置的光伏并网发电系统用户侧接线原理图

B.2 光伏并网发电系统用户侧接线原理图参见图 B2。

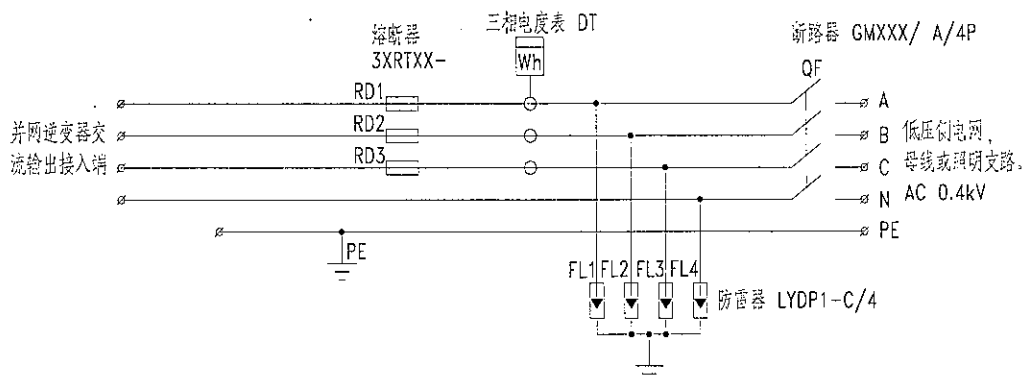


图 B2 光伏并网发电系统用户侧接线原理图

C.2 光伏系统隐蔽工程验收记录应按表C.2填写。

表 C.2 光伏系统隐蔽工程验收记录表

工程名称		分项工程名称	
施工单位		隐蔽工程项目	
项目经理		专业工长	
分包单位		分包项目经理	
施工标准名称及编号		施工图名称及编号	
隐蔽工程部位			
质 量 要 求		施工单位自查记录	建设监理单位 验收记录
1	附图片资料 编号:	份	
2	附图片资料 编号:	份	
3	附图片资料 编号:	份	
4	附图片资料 编号:	份	
5	附图片资料 编号:	份	
施工单位 自查结论	项目经理： 年 月 日		
监理（设） 单位验收结论	监理工程师（建设单位项目负责人）： 年 月 日		

C.3 光伏系统分项工程质量验收记录应按表C.3填写。

表 C.3 光伏系统分项工程质量验收记录表

工程名称			检验批数量		
设计单位			监理单位		
施工单位		项目经理		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、系统	施工单位检查评定结论		监理（建设）单位验收结论	
系统调试、检测、试运行结果					
施工单位检查结论： 项目专业质量（技术）负责人 年 月 日			验收结论： 设计人员： 监理工程师： 建设单位代表： 年 月 日		

C.4 光伏系统分部（子分部）工程质量验收记录应按表C.4填写。

表 C.4 光伏系统分部（子分部）工程质量验收记录表

工程名称		结构类型		建筑层数	
施工单位		技术部门负责人		质量部门负责人	
分包单位		分包单位负责人		分包技术负责人	
序号	分项工程名称	检验批数	施工单位检查评定	验收意见	
1					
2					
3					
4					
5					
6					
质量控制资料					
安全和功能检验（检测）报告					
观感质量验收					
验收单位	分包单位	项目经理			年 月 日
	施工单位	项目经理			年 月 日
	勘察单位	项目负责人			年 月 日
	设计单位	项目负责人			年 月 日
	监理单位	总监理工程师（建设单位项目专业负责人）：			年 月 日

附录 D

(资料性附录)

各地、市太阳日照、辐射气象参数

D.1 各地、市太阳日照、辐射气象参数参见表D.1。

表 D.1 各地、市太阳日照、辐射气象参数表

市、县	北纬度	冬至日最大 太阳高度角	日均太阳能 日照辐射量 [KJ/(m ² ·d)]	年均太阳能 日照辐射量 [MJ/(m ² ·a)]	年均日照 时数 (h)	太阳能日照 保证率 (%)
惠 农	39° 13'	27° 23'	16537	6036	3093	69
石嘴山	39° 00'	27° 20'	16537	6036	3054	68
平 罗	38° 54'	27° 42'	16715	6101	3036	69
贺 兰	38° 33'	28° 03'	16173	5903	2864	68
银 川	38° 29'	28° 07'	16583	6053	2999	65
永 宁	38° 15'	28° 21'	16255	5933	2910	66
灵 武	38° 07'	28° 29'	16952	6056	3005	68
青铜峡	38° 01'	28° 35'	16101	5877	2880	67
吴 忠	37° 59'	28° 37'	16318	5956	2934	67
盐 池	37° 47'	28° 50'	15652	5713	2871	65
中 卫	37° 32'	29° 04'	16090	5873	2868	66
中 宁	37° 29'	29° 13'	16252	5932	2919	67
同 心	36° 59'	29° 37'	16518	6029	3011	66
海 原	36° 34'	30° 02'	15458	5642	2699	60
固 原	36° 00'	30° 36'	14655	5349	2533	58
西 吉	35° 58'	30° 38'	14151	5165	2319	53
隆 德	35° 37'	30° 59'	13701	5001	2203	51
泾 源	35° 30'	31° 06'	13521	4835	2237	51

宁新出管字[2012]第1052号

内部资料 免费交流