

建筑太阳能光伏系统设计规范北京市地方标准 (DB11/T 881-2012)

1 总则

1.0.1 为推动北京市太阳能光伏系统 (简称光伏系统) 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, 保证工程质量, 制定本规范。

1.0.2 本规范适用于北京市新建、改建和扩建的建筑光伏系统工程的设计。

1.0.3 新建、改建和扩建的建筑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。

1.0.4 在既有的建筑上安装或改造光伏系统应按行业标准《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203第1.0.4条执行。

1.0.5 建筑光伏系统设计除应符合本规范外, 尚应符合国家、行业和北京市相关标准的规定。

2 术语

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

利用光伏电池的光生伏打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 光伏电池 PV cell

将太阳辐射能直接转换成电能的一种器件。

2.0.3 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、最小不可分割的光伏电池组合装置。

2.0.4 光伏构件 PV components

工厂模块化预置的、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。

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

光伏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。

2.0.7 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。

2.0.8 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。

2.0.9 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 光伏方阵方位角 azimuth of PV array

光伏方阵向阳面的法线在水平面上的投影与正南方向的夹角。

2.0.11 并网光伏系统 grid-connected PV system

与公共电网联结的光伏系统。

2.0.12 独立光伏系统 stand-alone PV system

不与公共电网联结的光伏系统。

2.0.13 逆流光伏系统 reverse current PV system

允许通过供电变压器向上级电网逆向输送电量的光伏系统。

2.0.14 非逆流光伏系统 non reverse current PV system

不允许通过供电变压器向上级电网逆向输送电量。

2.0.15 光伏接线箱 PV connecting box

保证光伏组件有序连接和电流汇集的接线装置。

2.0.16 直流主开关 DC main switch

安装在光伏方阵侧的输出汇总点与后续设备之间的开关。包括隔离电器和保护电器。

2.0.17 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, 包括隔离电器和保护电器。

2.0.18 并网接口 utility interface

光伏系统与电网之间相互联结的公共连接点。

2.0.19 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏电池方阵的直流电流转换为符合电网要求的交流电流的装置。

2.0.20 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。

2.0.21 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。

2.0.22 峰瓦 (Wp) watts peak

太阳能装置容量计量单位。

2.0.23 总装机容量 total capacity

光伏发电系统中所采用的光伏组件的标称功率之和, 也称标称容量, 计量单位为峰瓦 (Wp)。

2.0.24 太阳跟踪控制器 sun tracking controller

光伏电池方阵可跟踪太阳轨迹的一种装置。

3 规划设计

3.0.1 光伏系统规划设计应进行太阳能辐射、建筑物、电网等方面的资源评估。

3.0.2 应根据建设地点的地理、气候特征及太阳能资源条件,以及建筑的布局、朝向、日照时间、间距、群体组合和空间环境等进行规划设计。

3.0.3 安装在建筑物上光伏系统不应降低建筑本身或相邻建筑的建筑日照标准。

3.0.4 光伏组件在建筑群体中的位置应合理规划,避免建筑周围的环境景观、绿化种植及建筑自身的投影遮挡光伏组件上的阳光。

3.0.5 应对光伏方阵可能引起建筑群体间的二次光反射进行预测,对可能造成的光污染采取相应的措施。

4 系统设计

4.1 一般规定

4.1.1 建筑光伏系统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 光伏组件或构件的选型和设计应与建筑结合,在满足发电效率、发电量、电气和结构安全、实用美观的前提下,宜优先选用光伏建筑构件,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。

4.1.3 光伏系统输配电和控制用线缆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。

4.1.4 光伏组件或方阵连接电缆及输出总电缆应符合《光伏(PV)组件安全鉴定第1部分:结构要求》GB/T 20047.1的相关规定。

4.1.5 光伏系统的电能质量应符合《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939关于电压偏差、频率、谐波和波形畸变、功率因数、电压不平衡度和直流分量等电能质量指标的要求。

4.1.6 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。

4.1.7 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志。

4.1.8 光伏系统应与建筑电气系统相匹配,光伏系统主接线应满足系统损耗小、故障易诊断、易隔离和检修等要求。

4.2 系统分类

4.2.1 光伏系统按是否与公共电网联结可分为下列类型:

1 并网光伏系统;

2 独立光伏系统。

4.2.2 并网光伏系统按是否允许通过供电变压器向上级电网输送电量的方式可分为下列类型:

1 逆流光伏系统;

2 非逆流光伏系统。

4.2.3 光伏系统按系统装机容量大小可分为下列类型：

1 小型系统：装机容量不大于20kWp的系统；

2 中型系统：装机容量在20kWp至100kWp（含100kWp）之间的系统；

3 大型系统：装机容量大于100kWp的系统。

4.3 系统设计

4.3.1 应根据建筑的电网条件、负荷性质和系统的运行方式确定光伏系统的类型，宜按下表选择：

表 4.3.1 光伏系统类型设计选用表

系统类型	电流类型	是否逆流	有无储能装置	适用范围
并网光伏系统	交流系统	是	无	发电量大于用电量
		否	无	发电量小于用电量
独立光伏系统	直流系统	否	有	用电负荷为直流设备
			无	用电负荷为直流设备，且供电无连续性要求
	交流系统		有	用电负荷为交流设备
			无	用电负荷为交流设备，且供电无连续性要求

4.3.2 光伏系统设计时应计算系统装机容量和发电量，光伏系统装机容量可按下列因素综合确定：

1 根据建筑物可安装光伏方阵的位置、面积、倾角、光伏组件规格确定光伏系统最大装机容量；

2 按照用电负荷容量，确定光伏系统需要的装机容量。

4.3.3 并网光伏系统容量还应根据配电网线路、变压器容量及电网相关要求确定。

4.3.4 光伏方阵的选择应符合以下规定：

1 应根据建筑设计及用电负荷容量确定光伏组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和光伏方阵的面积；

2 应根据逆变器的额定直流电压、最大功率跟踪控制范围、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（或称为光伏组串）；

3 应根据逆变器容量及光伏组串的容量确定光伏子方阵内光伏组串的并联数；

4 同一组串内，组件电性能参数宜一致，其最大工作电流 I_m 的离散性应小于 $\pm 3\%$ ；

5 光伏方阵应采用高效利用太阳能的方位角和倾角方式安装；6 组成光伏方阵的光伏组件应采用降低风压的措施布置；

7 对固定倾角安装方式造成的光伏组件遮挡部分应做遮挡间距计算。

4.3.5 直流线路的选择应符合以下要求:

1 耐压等级应高于光伏方阵最大输出电压的1.25倍; 2 额定载流量应高于短路保护电器整定值, 短路保护电器的整定值应高于光伏方阵标称短路电流的1.25倍;

3 在系统额定功率状态下, 线路电压损失应控制在3%以内。

4.4 设备配置

4.4.1 光伏系统中的设备和部件应按照系统设计整体要求来配置, 其性能应符合国家和行业相关标准, 并应获得相关认证。

4.4.2 光伏系统中的设备宜有专用标识, 其形状、颜色、尺寸和安装高度应符合现行国家标准《安全标志及使用导则》GB 2894的相关规定;

4.4.3 光伏组件应符合以下要求:

1 应选择光电转换率高的光伏电池, 光伏组件输出功率误差应在 $5 \pm \%$ 内;

2 有良好的一致性, 并应满足组件串的技术要求; 3 结构强度和耐候性应满足设计技术要求; 4 应有带电警告标识。

4.4.4 光伏接线箱应符合以下要求:

1 光伏接线箱内应设置汇流铜母排和端子;

2 每一个光伏组件串应分别由线缆引至汇流母排, 在母排前分别设置直流分开关, 并宜设置直流主开关;

3 光伏接线箱内应设置防雷保护装置和组件串防反措施;

4 光伏接线箱的设置位置应便于操作和检修, 设置在室外的光伏接线箱应具有防水、防腐措施, 其防护等级不应低于IP54, 带有数据采集或通信功能的光伏接线箱的防护等级不应低于IP65。

4.4.5 光伏配电箱(柜)应符合以下要求:

1 光伏系统应分别设置直、交流配电箱(柜); 2 配电箱(柜)内应设置汇流铜母排;

3 光伏接线箱由线缆在直流配电箱(柜)内经直流分开关接至汇流母排; 4 光伏配电柜(箱)宜设置在室内干燥场所, 其位置应便于维护和检修, 放置在室外的配电箱(柜)应具有防水、防腐措施, 其防护等级不应低于IP54。

4.4.6 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光伏系统装机容量及单台并网逆变器额定容量确定。并网逆变器的配置还应满足以下要求:

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孤岛效应功能;

2 逆流型并网逆变器应具备电压自动调整功能;

3 并网逆变器应具有并网保护装置, 应与电力系统的电压等级(低压并网)、相数、相位、频率及接线方式一致, 并与电网的保护相协调;

4 无隔离变压器的并网逆变器的控制线路应具备直流接地检测和直流分量检测功能;

5 应满足环境对逆变器的噪声和电磁兼容要求。

6 逆变器宜设置在室内通风良好的干燥场所, 其位置应便于维护和检修, 设置在室外的逆变器防护等级不应低于IP5

4。

4.4.7 隔离变压器应符合以下要求:

1 应满足系统容量和电压等级的要求; 2 宜选用低损耗、低谐波的隔离变压器。

4.4.8 蓄电池应符合以下要求:

- 1 宜满足用电负荷容量和负荷性质的要求;
- 2 应具有免维护、寿命长的性能;
- 3 重要的电能储存系统应配备蓄电池监测管理系统。

4.4.9 光伏系统监测装置宜符合以下要求:

- 1 建筑光伏系统监测装置应显示系统电压、电流、日发电量、累计发电量等参数;
- 2 应有远传通讯接口, 并宜纳入到建筑楼宇自控系统中管理;
- 3 大中型光伏系统监测装置应具有漏电报警功能, 并纳入到建筑火灾漏电报警系统中管理;
- 4 分散设置的多个监测装置宜集成管理。

4.5 防雷与接地

4.5.1 光伏系统防雷保护应符合以下规定:

- 1 建筑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, 光伏建筑防雷等级分类和防雷措施应按国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的相关规定执行;
- 2 光伏系统和并网接口设备的防雷和接地措施, 应符合国家标准《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/T 16895.32 的相关规定。

4.5.2 光伏系统接地应符合以下规定:

- 1 建筑物光伏系统接地应与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10 Ω ;
- 2 光伏系统直流侧不得采用不接地的等电位保护;
- 3 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; 4 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。

4.6 电气设计

4.6.1 中型或大型集中光伏系统宜设置独立控制机房。

4.6.2 独立光伏控制机房应按照(变)配电间的设计要求设计, 应符合《民用建筑电气设计规范》JGJ 16 和其他现行规范的相关规定。

4.6.3 储能光伏系统宜根据容量、种类设置独立的蓄电池存放装置或蓄电池室, 蓄电池室应符合《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044 的相关规定。

4.6.4 光伏系统的交直流线缆可与其他电气系统线缆路径统一设计, 但应与其他电气系统线缆隔离敷设。

4.6.5建筑光伏系统不应作为消防应急电源。

4.7系统接入

4.7.1光伏系统接入公用电网应进行发电系统的继电保护、通信和电能计量装置等接入方案论证。

4.7.2光伏系统接入公用电网时,除应符合现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939外,要求还应满足下列要求:

1光伏系统在供电负荷与并网逆变器之间和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;

2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,断路器应采用可视断点的机械开关,不应采用电子式开关。

4.7.3光伏系统在并网点应设置并网专用开关箱(柜),并应设置专用标示和“警告”、“双电源”提示性文字和符号。

4.7.4并网光伏系统应设安全及电网保护装置,并应符合国家标准《光伏(PV)系统电网接口特性》GB/T 20046的相关规定。

4.7.5逆流型光伏系统宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置。

4.7.6并网光伏系统应在并网点设置专用的计量装置,并应符合现行标准《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137和《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448的相关规定。

5建筑、结构设计

5.1一般规定

5.1.1建筑光伏系统设计时,应根据建筑功能、外观及周围环境条件合理选择光伏组件与构件的类型及色泽;应根据光伏产品确定安装位置、安装方式。

5.1.2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,应按行业标准《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203第4.1.2条执行。

5.1.3在既有建筑上增设或改造光伏系统时,应按行业标准《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203第4.1.3条执行。

5.1.4光伏系统各组成部分在建筑中的位置应合理确定,并应满足其所在部位的建筑防水、排水和系统的检修、更新与维护的要求。

5.1.5建筑体形及空间组合应为光伏组件接受更多的太阳能创造条件。安装光伏组件的建筑部位宜满足冬至日全天有3h以上日照不受遮挡的要求。

5.1.6光伏构件寿命按建筑使用年限设计;光伏组件的使用年限不应小于25年。

5.1.7新建建筑光伏系统可优先采用光伏构件。

5.1.8光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。

5.2建筑设计

5.2.1屋面光伏组件设置应满足下列要求:

1光伏组件应结合屋面的设备和设施统一合理布置;

2光伏组件及布置应满足屋面的建筑防火要求;

3晶体硅光伏组件的构造及安装应符合通风降温要求,应保证光伏电池温度不高于85。

5.2.2屋面光伏系统的防水设计应满足下列要求:

1光伏组件的安装基座和安装方式不应影响所在建筑部位的雨水排放;2光伏组件基座与结构层相连时,防水层应铺设到支座和金属埋件的上部,并应在地脚螺栓周围作密封处理;

3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;4光伏组件的引线穿过屋面、阳台、墙体、幕墙处应预埋防水套管,并作防水密封处理;穿墙管线不宜设在结构柱处。

5.2.3平屋面上安装光伏组件应满足以下要求:

1固定光伏组件宜按最佳倾角 35° 进行设计安装;当光伏组件的安装倾角小于 10° 时,应设置维修、人工清洗的设施与通道;

2光伏组件可采用固定式或可调节式安装支架;

3直接构成建筑屋面面层的建材型光伏构件,除应保障屋面排水的畅通外,还应具有一定的刚度;

4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。

5.2.4坡屋面上安装光伏组件应满足以下要求:

1坡屋面坡度宜按照光伏组件全年获得电能最多的倾角设计;

2光伏组件宜采用顺坡镶嵌或顺坡架空安装方式;

3建材型光伏构件与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理,并应满足屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求。

5.2.5阳台或平台上安装光伏组件应满足以下要求:

1安装在阳台或平台栏板上的光伏组件宜有适当的倾角;

2安装在阳台或平台栏板上的光伏组件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建材型光伏构件,应满足刚度、强度、防护功能和电气安全要求;

4应采取保护人身安装的防护措施。

5.2.6墙面上安装光伏组件应满足以下要求:

1安装在墙面上的晶体硅光伏组件宜有适当的倾角;

2安装在墙面的光伏组件支架应与墙面结构主体上的预埋件牢固锚固。

3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;

4光伏组件镶嵌在墙面时,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当光伏组件安装在窗面上时,应满足窗面采光、通风等使用功能要求;

7应采取保护人身安装的防护措施。

5.2.7建筑幕墙上安装光伏组件应满足以下要求:

1安装在建筑幕墙上的光伏组件宜采用建材型光伏构件;

2光伏组件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对有采光和安全双重性能要求的部位,宜使用双玻光伏幕墙,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按行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的要求执行;

6由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要求。

5.3结构设计

5.3.1结构设计应与工艺和建筑专业配合,合理确定光伏系统各组成部分在建筑中的位置。

5.3.2在新建建筑上安装光伏系统,应考虑其传递的荷载效应。

5.3.3在既有建筑上增设光伏系统,应事先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。

5.3.4支架、支撑金属件及其连接节点,应具有承受系统自重、风荷载、雪荷载、检修动荷载和地震作用的能力。

5.3.5应考虑风压变化对光伏组件及其支架的影响,光伏组件或方阵宜安装在风压较小的位置。

5.3.6蓄电池、逆变器等较重的设备和部件宜安装在承载能力大的结构构件上,并应进行构件的强度与变形验算。

5.3.7选用建材型光伏构件,应向产品生产厂家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。

5.3.8光伏组件或方阵的支架,宜由埋设在钢筋混凝土基座中的钢制镀锌连接件或不锈钢地脚螺栓固定;钢筋混凝土基座的主筋应锚固在主体结构内;当不能与主体结构锚固时,应设置支架基座。应采取提高支架基座与主体结构间附着力的措施,满足风荷载、雪荷载与地震荷载作用的要求。

5.3.9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。

5.3.10支架基座应进行抗滑移、抗倾覆等稳定性验算。

5.3.11当光伏方阵与主体结构采用后加锚栓连接时,应符合下列规定:

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应进行锚栓承载力现场试验,必要时应进行极限拉拔试验;

4每个连接节点不应少于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上进行焊接操作;

7锚栓承载力设计值不应大于其选用材料极限承载力的50%;

8应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145的相关规定。

5.3.12安装光伏系统的预埋件设计使用年限应与主体结构相同。

5.3.13支架、支撑金属件和其他的安装材料,应根据光伏系统设定的使用寿命选择相应的耐候材料并采取适宜的维护保养措施。

5.3.14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,据一般的地面不宜小于1000mm,并应对地基承载力、基础的强度和稳定性进行验算。

原文地址: <http://www.china-nengyuan.com/tech/68944.html>