

宁夏回族自治区地方标准

DB 64/T 2026—2024

建筑太阳能光伏一体化技术规程

Technical specification for building solar photovoltaic integration

2024 - 08 - 26 发布

2024 - 11 - 26 实施

目 次

前言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 3

4 基本规定 4

5 建筑太阳能光伏一体化设计 4

 5.1 一般规定 4

 5.2 规划设计 5

 5.3 建筑设计 5

 5.4 结构设计 6

6 发电系统设计 7

 6.1 一般规定 7

 6.2 光伏发电系统 7

 6.3 光伏方阵 8

 6.4 发电量计算 9

 6.5 储能系统 9

 6.6 电气主接线 10

 6.7 防雷与接地 10

7 材料、部件和设备 10

 7.1 一般规定 10

 7.2 光伏组件 10

 7.3 光伏构件 11

 7.4 逆变器 11

 7.5 汇流箱与配电柜 12

 7.6 储能设备 12

8 施工及安装 12

 8.1 一般规定 12

 8.2 基座 13

 8.3 支架 13

 8.4 光伏组件 13

 8.5 光伏构件 14

 8.6 汇流箱 14

 8.7 逆变器 15

 8.8 电气系统 15

9 调试及试运行 15

10	工程验收	16
11	环保、卫生、安全、消防	17
11.1	一般规定	17
11.2	环保、卫生	17
11.3	安全、消防	17
12	运行及维护	18
12.1	一般规定	18
12.2	运行维护	18
13	能效评估	20
附录 A（资料性）	建筑太阳能光伏一体化设计流程	21
附录 B（资料性）	宁夏回族自治区各市、县相关气象参数资料	22
附录 C（资料性）	宁夏地区各城市并网光伏电站最佳安装倾角和发电量速查表	23
条文说明	错误！未定义书签。	

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。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利，本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由宁夏回族自治区住房和城乡建设厅提出、归口并组织实施。

本文件起草单位：中国建筑科学研究院有限公司、宁夏回族自治区建筑科技与产业化发展中心、中国建筑技术集团有限公司、宁夏大学、北方民族大学、宁夏建筑科学研究院股份有限公司、宁夏中昊银晨能源技术服务有限公司、宁夏永和光福新能源有限公司、宁夏中科嘉业新能源研究院、宁夏聚朋建设工程有限公司。

本文件主要起草人：张志杰、王英明、狄彦强、韩利钧、李颜颐、刘新晖、李小龙、王建真、李兴葆、冯琥、唐婷婷、刘娟、马肖彤、马中贵、慈强、丁万胜、何永仁、高召芳、贾小刚、刘寿松、陈宙颖。

建筑太阳能光伏一体化技术规程

1 范围

本文件规定了建筑太阳能光伏一体化的术语和定义、基本规定、一体化设计、发电系统设计、材料部件和设备、施工及安装、调试及试运行、工程验收、环保卫生安全消防、运行及维护、能效评估等内容。

本文件适用于宁夏地区新建、扩建和改建建筑以及既有建筑太阳能光伏一体化工程的设计、施工、验收和运行维护。

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 799 地脚螺栓
- GB 4053 （所有部分）固定式钢梯及平台安全要求
- GB/T 4208 外壳防护等级（IP代码）
- GB 8624 建筑材料及制品燃烧性能分级
- GB/T 10233 低压成套开关设备和电控设备基本试验方法
- 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 12348 工业企业厂界环境噪声排放标准
- 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 16776 建筑用硅酮结构密封胶
- GB 17799.3 电磁兼容 通用标准 第3部分：居住、商业和轻工业环境中的发射
- GB 17799.4 电磁兼容 通用标准 第4部分：工业环境中的发射
- GB 19517 国家电气设备安全技术规范
- GB/T 20047.1 光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求
- GB/T 21086 建筑幕墙
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 29321 光伏电站无功补偿技术规范
- GB/T 29551 建筑用太阳能光伏夹层玻璃
- GB/T 29759 建筑用太阳能光伏中空玻璃
- GB/T 32512 光伏电站防雷技术要求
- GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术要求
- GB/T 34131 电力储能用电池管理系统
- GB/T 34133 储能变流器检测技术规程
- GB/T 34931 光伏电站无功补偿装置检测技术规程

GB/T 34933 光伏电站汇流箱检测技术规程
GB/T 36558 电力系统电化学储能系统通用技术条件
GB/T 37655 光伏与建筑一体化发电系统验收规范
GB/T 42288 电化学储能电站安全规程
GB/T 50002 建筑模数协调标准
GB/T 50006 厂房建筑模数协调标准
GB 50009 建筑结构荷载规范
GB 50011 建筑抗震设计规范
GB 50016 建筑设计防火规范
GB 50033 建筑采光设计标准
GB 50057 建筑物防雷设计规范
GB/T 50063 电力装置电测量仪表装置设计规范
GB 50118 民用建筑隔声设计规范
GB 50150 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
GB 50168 电气装置安装工程 电缆线路施工验收标准
GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范
GB 50171 电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范
GB 50172 电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范
GB 50205 钢结构工程施工质量验收规范
GB 50207 屋面工程质量验收规范
GB 50210 建筑装饰装修工程质量验收标准
GB 50212 建筑防腐蚀工程施工规范
GB 50217 电力工程电缆设计标准
GB 50222 建筑内部装修设计防火规范
GB 50224 建筑防腐蚀工程施工质量验收规范
GB 50300 建筑工程施工质量验收统一标准
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 50348 安全防范工程技术规范
GB 50370 气体灭火系统设计规范
GB 50411 建筑节能工程施工质量验收标准
GB 50794 光伏电站施工规范
GB/T 50801 可再生能源建筑应用工程评价标准
GB 51048 电化学储能电站设计规范
GB 51348 民用建筑电气设计标准
GB/T 51368 建筑光伏系统应用技术标准
GB 55001 工程结构通用规范
GB 55002 建筑与市政工程抗震通用规范
DL/T 1364 光伏电站防雷技术规程
DL/T 5044 电力工程直流电源系统设计技术规程
JG/T 492 建筑用光伏构件通用技术要求
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 145 混凝土结构后锚固技术规程
JGJ 255 采光顶与金属屋面技术规程
JGJ/T 264 光伏建筑一体化系统运行与维护规范
NB/T 10115 光伏支架结构设计规程
NB/T 32034 光伏电站现场组件检测规程
DB 64/266 建筑工程资料管理规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

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。

3.2

光伏建筑一体化 building-integrated photovoltaic

光伏发电设备作为建筑材料或构件，在建筑上应用的形式，也称建筑集成光伏发电系统。

3.3

建筑光伏光热一体化 building integrated photovoltaic/thermal

在光伏建筑一体化基础上，将太阳能电池组件产生的热能，在输出电力同时提供热水或供暖。

3.4

光伏组件 PV module

由若干太阳能电池进行内部联结并封装、能输出直流电流、最基本的太阳能电池单元，也称太阳能电池组件。

3.5

光伏构件 photovoltaic module component

具有建筑构件功能的光伏组件。

3.6

建材型光伏组件 building material-integrated PV module

指太阳能电池与瓦、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构件，如光伏瓦、光伏砖、光伏屋面卷材等。

3.7

光伏瓦 PV tile

具有建筑瓦片和太阳电池组件发电功能的建材型光伏构件。

3.8

构件型光伏组件 building component-integrated PV module

组合在一起或独立成为建筑构件的光伏构件，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墙板、幕墙、屋面板、雨篷构件、遮阳构件、栏板构件等。

3.9

安装型光伏组件 building envelope-mounted PV module

在屋顶或墙面上架空安装的光伏组件。

3.10

光伏组件串 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。

3.11

光伏方阵 PV array

由若干个光伏构件、光伏组件按一定方式组装在一起由固定的结构支撑的直流发电单元。

3.12

独立光伏发电系统 stand-alone photovoltaic system

不与公共电网连接的光伏系统，也称离网光伏系统。

3.13

并网光伏发电系统 grid-connected PV power system

与公用电网联接的光伏发电系统，系统一般由光伏阵列、逆变器和电网接入设备组成。

3.14

汇流箱 combiner box

在光伏发电系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

3.15

并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏方阵或光伏组件的直流电转换为符合电网要求的交流电并馈入电网的设备。

3.16

储能蓄电池 stored energy battery

主要指适用于太阳能发电设备和风力发电设备以及可再生能源储蓄能源用的蓄电池。

4 基本规定

4.1 光伏建筑一体化系统规模和形式应结合太阳能资源、建筑类型和功能，施工和运输条件、负荷特点等因素确定，并应满足安全可靠、经济适用、环保美观，便于安装和维护的要求。

4.2 光伏建筑一体化系统建设应与所在地区总体规划和电力规划相协调。

4.3 建筑物上设计、安装或增设、改造光伏发电系统，应进行日照分析，不得降低相邻建筑的日照标准。

4.4 光伏建筑一体化系统设计应满足安全性和可靠性要求，综合考虑经济合理等因素，鼓励或优先采用新技术、新工艺、新设备、新材料。

4.5 安装在建筑物上或直接构成建筑物围护结构的光伏组件，应有带电警告标识及相应的电气安全防护措施；应有防坠落的安全防护措施，且不应影响建筑防火、防水、保温以及安全防护等要求。

4.6 在既有建筑上安装或改造太阳能光伏一体化系统应按照建筑工程审批程序进行专项工程的设计、施工和验收。

4.7 安装光伏系统的预埋件设计工作年限应与主体结构相同，光伏组件、构件设计工作年限应高于 25 年。

5 建筑太阳能光伏一体化设计

5.1 一般规定

5.1.1 光伏建筑一体化系统的外观应与建筑风格相协调。

- 5.1.2 既有建筑增设或改造太阳能光伏系统，应进行建筑安全性评估，并不得影响建筑原有的使用功能。
- 5.1.3 光伏建筑一体化系统设计应符合建筑构件的各项物理性能要求，并采取防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。
- 5.1.4 安装太阳能光伏组件的建筑部位，应设置防止光伏组件损坏、坠落的安全防护设施。
- 5.1.5 光伏组件的建设应采取措施避免可能引起的二次辐射和产生光污染。

5.2 规划设计

- 5.2.1 规划设计应根据建设地点的地理位置、环境要求及日照条件，确定建筑的布局、朝向、间距、群体组合和空间环境。
- 5.2.2 采用光伏系统的建筑，应结合光伏组件类型、安装位置、安装方式及材料颜色进行一体化设计。
- 5.2.3 规划设计应为建筑太阳能光伏一体化应用系统提供设计安装条件。
- 5.2.4 光伏组件主要朝向宜为南向或东南、西南，且应符合宁夏回族自治区各地市的相关规划管理技术规定。安装光伏发电系统的建筑单体或群体不为南向时，建筑设计宜为光伏组件取得最佳朝向提供条件。
- 5.2.5 建筑的体型和空间组合应与光伏发电系统有机结合，光伏组件的安装应避开建筑自身及构件、周围设施和绿化植物造成的日照遮挡。屋顶光伏组件的倾角宜满足本规程附录 C 的要求。
- 5.2.6 屋顶花园、高层疏散屋面、屋顶活动场所等严禁设置高压光伏系统，当设置低压光伏系统时，须配置安全防护设施。

5.3 建筑设计

- 5.3.1 建筑太阳能光伏一体化应用系统的设计应与建筑设计同步完成。
- 5.3.2 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、排水、建筑隔热及保温效果。
- 5.3.3 光伏组件及阵列的布置，应考虑自身的通风降温。
- 5.3.4 建筑光伏方阵不应跨越建筑变形缝。
- 5.3.5 建筑屋面安装光伏发电系统不应影响屋面防水的维护与更新。
- 5.3.6 光伏组件布置在平屋面上，应符合下列规定：
 - a) 建材型、构件型光伏组件应符合其所在部位相关建筑材料、构件的性能要求；
 - b) 安装型光伏组件可采用固定式或可调节式安装支架；
 - c) 光伏组件与支架采用不锈钢螺栓连接；支架应满足抗震、抗风荷载、抗雪荷载要求；支架与基座宜采用螺栓连接，并应在连接部位采取防水密封措施；支架基座与屋面结构应同步一体施工；
 - d) 光伏组件的支架基座应增加附加防水层，构成建筑屋面面层的建材型光伏组件，除应保证屋面排水通畅外，还应具有一定的刚度；
 - e) 光伏方阵之间应设置宽度不小于 600mm 的维修与人工清洗通道，且通道应铺设屋面保护层。多雪地区的建筑屋面安装光伏组件时，宜设置便于人工融雪、清扫的安全通道。
- 5.3.7 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宜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，并应有热量排除或热回收的技术措施；
 - 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防水及刚度要求；
- f) 应在坡屋面上设置维修通道，通道最小宽度为 600mm，当坡度大于 15 度时须采取防坠落措施。

5.3.8 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、色彩、风格协调统一；
- b) 光伏组件的布置应满足外墙结构安全、热工性能及作为外墙维护结构的功能要求，光伏组件及安装支架与外墙预埋件、预埋件与建筑主体结构可靠连接；
- c) 安装光伏组件的外墙应能承受光伏组件荷载，并对安装部位可能造成的墙体裂缝等隐患采取防范措施；
- d) 光伏组件安装在窗面上时，应满足采光、通风等围护结构的功能要求；
- e) 外墙上光伏组件的引线应穿管暗埋，穿墙管线不宜设置在结构边缘构件处。

5.3.9 光伏组件布置在幕墙上，应符合下列规定：

- a) 光伏幕墙单元组件尺寸宜符合幕墙设计模数；
- b) 光伏组件构成的幕墙，其立面造型、色彩应与建筑造型及色彩统一设计，宜与建筑物及周边建筑物的墙面装饰材料、风格协调；
- c) 光伏组件构成的幕墙，其建筑结构设计应满足 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；
- d) 光伏组件的物理性能应满足幕墙整体性能的要求。

5.3.10 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，宜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式光伏组件应符合栏板的高度、强度要求，并应设置电气安全防护装置，满足建筑电气安全的要求；
- c) 安装型光伏组件应与栏板结构主体上的预埋件牢固连接，并应采取防坠落措施。

5.3.11 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，还应满足排水和防止坠物的使用要求。

5.3.12 光伏组件不宜设置于易触摸到的地方，且应在显著位置设置高温和触电的标识。

5.3.13 光伏组件作为屋面维护结构时，其材料和构造应符合屋面相关功能要求。

5.3.14 光伏组件应避开厨房排油烟烟口、屋面排风、排烟道、通气管、空调系统等构件布置。

5.4 结构设计

5.4.1 结构设计应根据光伏系统的类型，与工艺和建筑设计配合，对光伏组件的安装结构、支承光伏系统的主体结构或结构构件及相关连接件进行专项结构设计。

5.4.2 光伏发电系统的主体结构应按自重荷载、雪荷载、风荷载和地震作用的最不利效应组合进行设计。荷载效应组合应符合国家现行标准 GB 50009、GB 55001、GB 50011、GB55002 及相关标准的规定。

5.4.3 支撑光伏发电系统的建筑主体结构构件光伏发电系统结构及建筑主体结构构件与光伏发电系统结构的连接应通过验算确定，风荷载的体型系数，应按国家现行标准 GB50009 中局部风压体型系数取值，光伏组件或方阵宜安装在风压较小的位置。

5.4.4 新建建筑上安装光伏系统，应考虑其传递的荷载效应；既有建筑增设或改造光伏系统，必须经结构计算复核，并满足结构或构件的承载力和抗震性能要求，同时需满足 NB/T 10115 的相关要求。

5.4.5 光伏组件或方阵及其支架和连接件的结构设计应符合抗震规定。

5.4.6 蓄电池、并网逆变器等较重的设备和部件宜安装在主要承重结构构件上，并进行构件的强度与

变形验算。

5.4.7 光伏组件或方阵的支架，应由预埋在钢筋混凝土基座中的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。

5.4.8 新建光伏一体化建筑的连接件与主体结构的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

5.4.9 光伏构件的挂插件、支撑件、连接件和基座设计应进行抗滑移和抗倾覆等稳定性验算。

5.4.10 光伏方阵与既有建筑主体结构采用后加锚栓连接时，应符合 JGJ145 的规定。

5.4.11 支架、支撑金属件及其它的安装材料，应根据光伏系统设定的使用寿命选择相应的耐候材料，并采取抵御使用环境的大气腐蚀及火灾的防护措施。

6 发电系统设计

6.1 一般规定

6.1.1 光伏发电系统设计宜结合建筑物供配电系统设计统一考虑，并应满足建筑物供配电系统运行安全的要求。

6.1.2 光伏发电系统向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量，在谐波、电压偏差、电压波动和闪变、电压不平衡度等方面应满足 GB/T 14549、GB/T 24337、GB/T 12325、GB/T 12326 和 GB/T 15543 的有关规定。

6.1.3 用户侧并网的光伏发电系统宜采用分散逆变、就地并网的接入方式，并入公共电网的光伏发电系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

6.1.4 并网建筑光伏系统应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能采集装置，独立光伏发电系统宜配置计量装置。

6.1.5 依据项目用能特点，经技术经济分析后，宜优先考虑采用建筑光伏光热一体化系统形式。

6.2 光伏发电系统

6.2.1 建筑太阳能光伏系统按是否设置储能装置，可分为带有储能装置系统和不带储能装置系统两种系统。

6.2.2 建筑太阳能光伏系统按系统装机容量的大小可分为下列三种系统：

- a) 小型系统，装机容量不大于 20kW 的系统；
- b) 中型系统，装机容量在 20kW 至 100kW（含 100kW）之间的系统；
- c) 大型系统，装机容量大于 100kW 的系统。

6.2.3 并网建筑光伏系统母线电压应根据单个并网点的安装容量，按接入系统的要求进行选择。

6.2.4 光伏系统直流侧系统电压设计，应根据直流电压高低分成不同安全等级，采取相应安全措施，并应符合下列规定：

- a) 直流侧电压大于 600V 时，不应用于有人员活动的建筑光伏发电系统；
- b) 直流侧电压大于 120V 且小于或等于 600V 时，应采取下列安全保护措施：
 - 1) 应悬挂直流高压警示标志；
 - 2) 直流电缆应有金属套管或线槽保护；
 - 3) 最小单块光电建筑构件应具有独立快速关断功能。
- c) 直流侧电压小于或等于 120V 时，应具有最小单块光电建筑构件独立关断功能。

6.2.5 同一个最大功率跟踪（MPPT）支路上接入的光伏组件串的电压、方阵朝向、安装倾角宜一致。

6.2.6 不含储能装置的并网建筑光伏系统，逆变器的总功率应根据接入的光伏方阵容量选择确定，逆

变器规格型号及数量与接入的光伏方阵容量相匹配。

6.2.7 独立光伏发电系统中逆变器的功率应根据交流侧负荷最大功率及负荷特性选择确定，应尽量符合交流侧负荷最大功率及负荷特性的要求。

6.2.8 连接在光伏发电系统直流侧的设备，其允许的工作电压等级应高于光伏组件串在当地昼间极端气温下的最大开路电压。

6.2.9 直流汇流箱、组串式逆变器宜靠近光伏方阵布置，室内布置的逆变器、汇流箱、变压器应设置散热通风措施。

6.2.10 建筑太阳能光伏系统中的线缆敷设要求应满足 GB50217 相关要求。

6.2.11 光伏系统直流侧中不同电气设备间应设置断路器，断路器应符合下列规定：

- a) 应选用直流断路器；
- b) 采用多断点串联形式时，各触头在结构设计上应保证同步接触与分断；
- c) 用于光伏组串和光伏幕墙子方阵保护的直流断路器，应无极性；
- d) 分断能力应大于可能的反向故障电流。反向故障电流来自并联的光伏组串、并联的光伏幕墙子方阵和连接的其他电源。

6.3 光伏方阵

6.3.1 建筑光伏系统光伏方阵宜采用固定式安装。

6.3.2 光伏方阵中同一组串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串的工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内，组件串联数量应按下列公式计算：

$$N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25)] \times K_V} \quad (1)$$

$$\frac{V_{mpptmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25)K'_V]} \leq N \leq \frac{V_{mpptmax}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25)K'_V]} \quad (2)$$

式中：

K_V — 光电建筑构件开路电压温度系数；

K'_V — 光电建筑构件工作电压温度系数；

N — 光电建筑构件串联数（ N 取整）；

t — 光电建筑构件工作条件下的极限低温（℃）；

t' — 光电建筑构件工作条件下的极限高温（℃）；

V_{dcmax} — 逆变器允许的最大电流输入电压（V）；

$V_{mpptmax}$ — 逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

$V_{mpptmin}$ — 逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

V_{oc} — 光电建筑构件的开路电压（V）；

V_{pm} — 光电建筑构件的工作电压（V）。

6.3.3 光伏方阵的选择、设计应遵循以下原则：

- a) 光伏组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和可安装场地面积应根据建筑设计及其电力负荷确定；光伏方阵的结构设计必须保证元件与支架能够抵抗所在地区抗风力，结构安全符合相关规范；
- b) 应根据光伏组件规格及安装面积确定光伏系统最大装机容量；
- c) 应根据并网逆变器的额定直流电压、最大功率跟踪控制范围、光伏组件的开路电压及其温度系数，确定光伏组件的串并联数；

- d) 建材型和构件型光伏系统在建筑设计时需统筹考虑电气线路的安装布置，同时要保证光伏组件的可靠接地。

6.3.4 当固定式光伏方阵不受建筑条件限制且采用固定式布置时，应结合当地的多年月平均辐照度、直射分量辐照度、散射分量辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件设计最佳倾角，尽量便于清除灰尘杂物，保证组件通风良好，并宜符合下列要求：

- a) 对于并网光伏发电系统，倾角宜使光伏方阵的倾斜面上受到的全年辐照量最大；
b) 对于独立光伏发电系统，倾角宜使光伏方阵的最低辐照度月份倾斜面上受到较大的辐照量。

6.4 发电量计算

6.4.1 光伏系统发电量预测应根据站址所在地的太阳能资源情况，并考虑光伏发电系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后计算确定。

6.4.2 建筑光伏系统的发电量应按不同的系统类型、组件类型、方阵布置及设备的配置进行计算，宜以每个并网节点为单元，分单元计算发电量，总的发电量应按式(3)计算：

$$E_p = \sum_{i=0}^n E_i \quad (3)$$

式中：

E_p —光伏系统的总发电量 (kWh)；

E_i —第*i*单元发电量 (kWh)。

6.4.3 分单元发电量的计算可按式(4)计算：

$$E_i = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (4)$$

式中：

H_A —水平面太阳能总辐照量 (kW·h/m²，峰值小时数)；

E_i —上网发电量 (kW·h)；

E_s —标准条件下的辐照度 (常数=1kW·h/m²)；

P_{AZ} —组件安装容量 (kWp)；

K —综合效率系数。综合效率系数 K 包括：光伏组件类型修正系数、光伏方阵的倾角、方位角修正系数、光伏发电系统可用率、光照利用率、逆变器效率、集电线路损耗、升压变压器损耗、光伏组件表面污染修正系数、光伏组件转换效率修正系数。

6.5 储能系统

6.5.1 建筑光伏系统配置的储能宜采用电化学储能系统，电化学储能系统设计应符合 GB51048 的有关规定。

6.5.2 储能系统配置应符合下列规定：

- a) 储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求；
b) 储能系统的容量应根据光伏发电系统需存储电量、负荷大小以及需要连续供电时间等确定，在符合存储多余电量的前提下，应减小储能容量的配置。

6.5.3 储能电池的容量应按式(5)计算：

$$C_c = DFP_0 / UK_a \quad (5)$$

式中：

C_c —储能电池容量 (kW·h)；

- 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 —平均负荷容量 (kW) ;
- U —储能电池的放电深度 (0.5~0.8) ;
- K_a — 包括逆变器等交流回路的损耗率 (通常为 0.7~0.8) 。

6.5.4 电能储存系统的设计应符合 DL/T 5044 的有关规定。

6.6 电气主接线

- 6.6.1 并网建筑光伏系统的接线方式应按安装容量、安全可靠、运行灵活性和经济合理性等条件进行选择,接入用户侧配电网系统时,接入的容量应符合原有上级变压器及电气设备的规定。
- 6.6.2 建筑光伏系统各并网点电压等级应根据装机容量按表 1 选取,最终并网电压等级应根据电网条件,通过技术经济比选论证确定。当高低两级电压均具备接入条件时,宜采用低电压等级接入。

表 1 光伏系统并网电压等级

序号	容量 (S)	电压等级
1	$S \leq 8\text{kW}$	220V/单相
2	$8\text{kW} < S \leq 500\text{kW}$	380V/三相
3	$500\text{kW} < S \leq 6000\text{kW}$	10kV/三相
4	$S > 6000\text{kW}$	35kV 及以上/三相

6.6.3 建筑太阳能光伏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。

6.7 防雷与接地

- 6.7.1 建筑太阳能光伏系统的防雷等级应与建筑物的防雷等级一致。防雷设计应符合 GB 50057 的有关规定。新建建筑太阳能光伏系统的防雷和接地应与建筑物的防雷和接地系统统一设计。既有建筑增设光伏发电系统时,应对建筑物原有防雷和接地设计进行验证,不满足设计要求时应进行改造。
- 6.7.2 建筑太阳能光伏系统的接地设计除应符合 GB 51348 的有关规定外,并应符合下列规定:
 - a) 建筑太阳能光伏系统的外露可导电部分及设备的金属外壳应与建筑接地系统有效连接;
 - b) 建筑太阳能光伏系统构件的金属边框应通过支承结构与建筑主体的接地点可靠连接,连接部位应清除非导电保护层;
 - c) 同一并网点有多台逆变器时,应将所有逆变器的保护接地导体接至同一接地母排上;
 - d) 建筑太阳能光伏系统的交流配电接地形式应与建筑配电系统接地形式相一致。
- 6.7.3 直流配电柜输出回路正极、负极均应设置防雷保护装置,技术性能应符合 GB/T 32512 和 DL/T 1364 的有关规定。
- 6.7.4 交/直流配电柜 (箱) 内元件的金属框架或底座等应接地,接地及接地铜排处应设置明显标识。

7 材料、部件和设备

7.1 一般规定

7.1.1 工程材料及部件应符合国家现行相关标准的规定,并有出厂合格证书,且应满足设计要求。

- 7.1.2 光伏组件及光伏构件的性能指标应符合 GB/T 20047.1 的有关规定。
- 7.1.3 工程材料及部件的物理和化学性能应符合建筑所在地的气候、环境等要求。
- 7.1.4 材料、部件和设备应符合在运输、安装和使用过程中的强度、刚度以及稳定性规定。

7.2 光伏组件

- 7.2.1 光伏组件的安全性能应符合 GB/T 20047.1。
- 7.2.2 建筑光伏系统采用光伏夹层玻璃时应符合 GB/T 29551 的有关规定，采用光伏中空玻璃时应符合 GB/T 29759 的有关规定。
- 7.2.3 多晶硅、单晶硅、薄膜电池组件自系统运行之日起，一年内的衰减率应分别低于 2.5%、3%、5%，之后每年衰减应低于 0.7%。
- 7.2.4 光伏采光顶、透明光伏幕墙、非透光光伏幕墙等大面积薄壁构件须具有必要的稳定性，寿命不应低于建筑围护结构的寿命，并应符合 JG/T 492 的有关规定。
- 7.2.5 光伏组件的防火等级不应低于所在建筑物部位要求的材料防火等级。

7.3 光伏构件

- 7.3.1 光伏构件的性能指标应满足国家现行有关标准的要求，并应获得国家认可的认证证书。
- 7.3.2 建材型光伏构件应符合建筑模数协调要求，其模数与标称尺寸应符合 GB/T50002 和 GB/T50006 的有关规定。
- 7.3.3 光伏构件的支撑材料性能应符合国家现行有关标准的规定。
- 7.3.4 建材型光伏构件覆盖屋面或墙面时，屋面和墙面基层、保温层的材料燃烧性能应符合 GB 8624 的 A 级要求。
- 7.3.5 坡屋面上光伏瓦设计应符合下列规定：
 - a) 坡屋面的坡度宜与光伏瓦在该地区年发电量最多的安装角度相同；
 - b) 光伏瓦宜采用平行于屋面、顺坡镶嵌或顺坡架空的安装方式；
 - c) 光伏瓦宜与屋顶普通瓦模数相匹配，不应影响屋面正常的排水功能。
- 7.3.6 建筑光伏幕墙设计应符合下列规定：
 - a) 光伏幕墙的性能应符合 JGJ 102 的有关规定；
 - b) 由光伏幕墙构成的雨篷、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性能规定；
 - c) 开缝式光伏幕墙或幕墙设有通风百叶时，线缆槽应垂直于建筑光伏构件，并应便于开启检查和维护更换；穿过围护结构的线缆槽，应采取相应的防渗水和防积水措施；
 - d) 光伏幕墙之间的缝宽应满足幕墙温度变形和主体结构位移的要求，并应在嵌缝材料受力和变形承受范围之内。
- 7.3.7 作为遮阳或采光构件的光伏组件设计应符合下列规定：
 - a) 在建筑透光区域设置光伏组件应符合 GB 50033 和 GB55016 的有关规定；
 - b) 作为遮阳构件的光伏组件应符合室内采光和日照的要求，并应符合遮阳系数的要求；
 - c) 光伏窗应符合采光、通风、观景等使用功能的要求；
 - d) 用于建筑透光区域的光伏组件，其接线盒不应影响室内采光。

7.4 逆变器

- 7.4.1 建筑光伏系统用并网逆变器性能应符合国家现行标准的有关规定。
- 7.4.2 逆变器宜安装于干燥通风室内，逆变器的总额定容量应根据光伏阵列最大功率及负荷性质确定。
- 7.4.3 逆变器的数量应根据光伏发电系统装机容量及单台逆变器额定容量确定。

7.4.4 同一个逆变器接入的光伏组件串的电压、方阵朝向、安装倾角宜一致。

7.4.5 逆变器的选择应符合下列规定：

- a) 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；
- b) 逆变器应具备无功和有功调节功能；
- c) 无隔离变压器的逆变器应具备直流检测及直流接地检测功能；
- d) 逆变器应具有并网保护装置，应与电力系统具备相同的电压、相数、相位、频率及接线方式；
- e) 逆变器应满足高效、节能、环保的要求。

7.4.6 逆变器的材料防火要求应符合国家现行标准的有关规定。

7.4.7 逆变器外壳防护等级应符合 GB/T 4208 的有关规定，室内型不应低于 IP20，室外型不应低于 IP54。

7.5 汇流箱与配电柜

7.5.1 逆变器进线端子数量不能满足光伏方阵组串数量时，应配置汇流箱和直流配电柜。

7.5.2 汇流箱应根据使用环境、绝缘水平、防护等级、额定电压、输入输出回路数、输入输出额定电流、使用温度、安装方式及工艺等技术参数进行选择。汇流箱输入回路应具有防反功能并设置防逆流措施。

7.5.3 汇流箱设置应符合下列规定：

- a) 汇流箱中应汇集所有的光伏组件串输出线；
- b) 汇流箱内应设置汇流铜母排；
- c) 每一个光伏组件串应由线缆引至汇流母排，在母排前应分别设置直流熔断器，并宜设置直流断路器；
- d) 汇流箱内应设置防雷保护装置；
- e) 汇流箱的设置位置应便于操作和检修，并宜选择室内干燥的场所，如室外设置外壳防护等级不应低于 IP65。

7.5.4 交/直流配电柜（箱）内测量互感器及测量表计的精确度等级应符合 GB/T 50063 的有关规定。

7.6 储能设备

7.6.1 电化学储能系统性能应符合 GB/T 36558 的有关规定。

7.6.2 锂离子电化学储能电池管理系统应符合 GB/T 34131 的有关规定。

7.6.3 电化学储能系统宜采用分层安装，多层叠放，同一层上的单体间宜采用有绝缘护套的铜排连接，不同层间宜采用铜质电缆连接。蓄电池组安装应符合 GB 50172 的有关规定。

7.6.4 储能系统应设置无高温、无潮湿、无振动、少灰尘、避免阳光直射且有良好通风的专用储能电池室，储能电池室应安装防爆型照明灯及防爆型照明开关。

7.6.5 储能电池室防火要求应符合 GB/T 42288 的有关规定。

8 施工及安装

8.1 一般规定

8.1.1 光伏建筑一体化工程安装施工应编制施工组织设计及专项施工方案，并按相关程序审批合格后执行。

8.1.2 光伏系统安装前应具备下列条件：

- a) 设计文件齐备且应通过施工图审查，并网接入系统已获有关部门批准并备案；

- b) 施工组织设计与施工方案已经批准;
 - c) 建筑、场地、电源、道路等条件能满足正常施工需要。
- 8.1.3 安装光伏系统时, 应对已完成的工程部位采取保护措施。
- 8.1.4 工程项目施工应建立项目质量管理体系, 建立质量责任追溯制度。

8.2 基座

- 8.2.1 新建建筑屋面上的光伏支架基座, 对基座及预埋件的水平偏差和定位轴线偏差进行查验, 并做好中间交接验收记录, 通过后交付安装单位。
- 8.2.2 在既有建筑屋面的结构层上设置支架基座, 应按照设计要求施工, 完工后应做防水处理, 并应符合 GB 50207 的有关规定。
- 8.2.3 光伏方阵安装前, 钢基座或钢筋混凝土基座顶面的预埋件, 应按设计的防腐级别涂防腐涂料, 并妥善保管。
- 8.2.4 连接件与基座之间的空隙, 应采用细石混凝土填捣密实。

8.3 支架

- 8.3.1 支架安装准备工作应符合下列要求:
- a) 采用现浇混凝土支架基础时应在混凝土强度达到设计强度 100%后进行支架及组件安装;
 - b) 支架的外观和防腐层应完好无损;
 - c) 光伏建筑构件框架与光伏组件支架及其材料应符合设计要求, 附件、备件应齐全。钢结构的焊接应符合 GB 50205 的规定。
- 8.3.2 光伏组件支架应按设计要求安装在主体结构或基座上, 位置准确, 与主体结构或基座固定牢靠。
- 8.3.3 采用型钢结构的支架, 其紧固度应能符合设计图纸的要求。
- 8.3.4 支架安装过程中不应强行敲打, 不应气割扩孔。热镀锌支架不宜现场打孔。
- 8.3.5 光伏方阵结构件焊接完毕应进行防腐处理。防腐施工应符合 GB 50212 和 GB 50224 的有关规定。
- 8.3.6 钢结构支架与框架应与建筑物接地系统可靠连接。
- 8.3.7 装配式方阵支架梁柱连接节点应保证结构的安全可靠, 应采用螺栓连接。螺栓的连接和紧固应按照厂家说明和设计图纸上要求的数目和顺序穿放。
- 8.3.8 光伏幕墙的支架安装应符合 JGJ 102 的有关规定。
- 8.3.9 支架倾斜角度偏差度不应大于 $\pm 1^\circ$ 。支架安装允许偏差应符合表 2 的规定。

表 2 支架安装允许偏差

项目名称	允许偏差 (mm)
中心线偏差	≤ 2
横梁高度差(同组)	≤ 3
立柱面偏差(同组)	≤ 3

8.4 光伏组件

- 8.4.1 光伏组件安装前应做下列准备工作:
- a) 支架的安装应验收合格;
 - b) 宜按照光伏组件的电流、电压参数进行分类和组串;
 - c) 光伏组件的外观及各部件完好无损。

- 8.4.2 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、连接方式进行安装；
 - b) 光伏组件连接应牢固可靠，固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定；
 - c) 光伏组件的排列应整齐，安装允许偏差应符合表 3 规定。

表 3 光伏组件安装允许偏差

项目名称	允许偏差	
倾斜角度偏差	$\pm 1^{\circ}$	
光伏组件边缘高差	相邻光伏组件间	$\leq 2\text{mm}$
	同组光伏组件间	$\leq 5\text{mm}$

- 8.4.3 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) 光伏组件之间插件应连接牢固；
 - c) 外接电缆同插件连接处应搪锡；
 - d) 光伏组件进行组串连接后应对光伏组件串的开路电压和短路电流进行测试；
 - e) 光伏组件间连接线可利用支架进行固定，并应整齐美观。
- 8.4.4 安装时应设置严禁触摸光伏组件串金属带电部位的标识。
- 8.4.5 光伏建筑构件背面的通风层不得被杂物堵塞，应保证通风良好。
- 8.4.6 坡屋面上安装建材型光伏组件，其周边的防水连接构造必须严格施工，不得渗漏，外表应整齐美观。

8.5 光伏构件

- 8.5.1 光伏构件或阵列应按设计要求可靠地固定在支撑件上。
- 8.5.2 光伏构件或阵列应排列整齐，周围不安装光伏构件的面上应采用符合设计要求的建筑材料补充，并统一模数，光伏构件之间的连接件、连接方式应便于拆卸和更换。
- 8.5.3 光伏构件或阵列与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙并保持畅通。
- 8.5.4 坡屋面上安装光伏构件时，整个屋面的防水应符合 GB 50345 的有关规定。
- 8.5.5 墙面光伏构件的安装应符合 GB 50210、JGJ 102 的有关规定，并应符合下列规定：
- a) 墙面光伏构件应排列整齐、表面平整、缝隙均匀，安装允许偏差应符合 GB/T 21086 的有关规定；
 - b) 墙面光伏构件应与普通墙面建筑材料同时施工，共同接受相应的质量检测。
- 8.5.6 在特殊气候条件下安装构件时，应与产品生产商制定合理的安装施工和运营维护方案。
- 8.5.7 在既有建筑上安装光伏构件，应根据建筑物的屋面结构承重现状，选择可靠的安装方法。

8.6 汇流箱

- 8.6.1 汇流箱安装前应进行检查，并应符合下列规定：
- a) 汇流箱内元器件完好，连接线无松动；
 - b) 汇流箱的所有开关和熔断器处于断开状态；
 - c) 汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻不小于 $20\text{M}\Omega$ 。
- 8.6.2 汇流箱安装应符合下列规定：

- a) 安装位置符合设计要求，支架和固定螺栓为防锈件；
 - b) 汇流箱安装垂直偏差不应大于 1.5mm。
- 8.6.3 汇流箱内光伏组件串的电缆在接线前，应确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

8.7 逆变器

- 8.7.1 逆变器安装前应作下列准备：
- a) 安装场所应具备安装条件；
 - b) 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；
 - c) 检查逆变器的型号、规格，应符合设计要求，逆变器外观完好无损；
 - d) 运输及就位的机具应准备就绪，且满足荷载要求。
- 8.7.2 逆变器安装应符合下列要求：
- a) 采用型钢基础安装的逆变器，逆变器与型钢基础之间固定应牢固可靠，型钢基础顶部宜高出抹平地面 10mm，并应有可靠接地。型钢基础允许偏差应符合表 4 的规定。

表 4 逆变器型钢基础允许偏差

项 目	允许偏差	项 目
	mm/m	mm/全长 (m)
不直度	<1	不直度
水平度	<1	水平度
位置误差及不平行度	—	位置误差及不平行度

- b) 采用壁挂安装的逆变器，安装墙体必须具备承重能力与防火性能，安装空间不可有易燃物和易燃气体。逆变器需竖直安装，垂直偏差不大于 1.5mm。安装高度利于观看液晶显示与按钮操作，不可安装在生活区域与儿童可触摸到的地方。避免逆变器受到直接日晒、雨淋和积雪。逆变器安装固定位置钻孔前，需确保避开墙内水、电走线。
- 8.7.3 在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，做好施工记录。
- 8.7.4 逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点。
- 8.7.5 电缆引线完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

8.8 电气系统

- 8.8.1 电气装置安装应符合 GB 50303 的有关规定。
- 8.8.2 电缆线路施工应符合 GB 50168 的有关规定。
- 8.8.3 电气系统接地应符合 GB 50169 的有关规定。
- 8.8.4 带蓄能装置的光伏系统，蓄电池的上方和周围不得堆放杂物，并应保障蓄电池的正常通风，防止蓄电池两极短路。
- 8.8.5 蓄电池的安装应符合 GB 50172 的有关规定。
- 8.8.6 穿过露台、楼面和外墙的引线应做防水套管和防水密封等防水措施。
- 8.8.7 光伏系统直流侧施工时，应标识正、负极性。

9 调试及试运行

- 9.1 光伏发电系统的调试应包括光伏组件串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备调试及光伏发电系统的联合调试。光伏发电系统的调试应有调试记录。
- 9.2 设备和系统调试前应完成相关准备工作。
- 9.3 光伏组件串的调试按 NB/T 32034 的有关规定进行。
- 9.4 汇流箱的调试按 GB/T 34933 的有关规定进行。
- 9.5 逆变器的调试按 GB 50794 的有关规定进行。
- 9.6 配电柜的调试应符合 GB 50150 和 GB/T 10233 的有关规定。
- 9.7 电化学储能系统的调试除应符合 DL/T 24、GB/T 34120、GB/T 34133 的有关规定外，尚应检测电化学储能电池反接保护、防雷保护、防反向放电保护。
- 9.8 光伏发电系统无功补偿装置的设备调试应符合设计要求和 GB/T 29321、GB/T 34931 中的有关规定。
- 9.9 其他电器设备调试
- a) 由当地供电部门依据电网接入设计方案，完成光伏发电系统的电网接入工程；
 - b) 电气设备的调试应符合 GB 50150 的有关规定。
- 9.10 光伏发电系统应进行二次系统调试。
- 9.11 光伏发电系统在完成分布调试、具备电网接入条件后，应进行系统联合调试。
- 9.12 光伏发电系统试运行应符合下列规定：
- a) 光伏发电系统的调试完毕，由业主单位组织，设计单位、施工单位与监理单位参加的系统试运行工作；
 - b) 试运行时间为连续运行 72 小时，并保留运行过程的全部实时监控记录；
 - c) 并网光伏发电系统试运行实时监控记录通过远程数据传输系统提交指定的上级光伏发电管理中心。
- 9.13 光伏发电系统并网投运应符合国家现行标准的有关规定。
- 9.14 独立光伏发电系统调试时，应首先确认接线正确、无极性反接及松动情况，合上直流侧断路器后检查设备指示应正常，启动逆变器，电源及电压表指示正确后合上交流断路器。

10 工程验收

- 10.1 建筑光伏工程应作为建筑节能分部的子分部工程进行验收，其施工质量验收应符合 GB 50300、GB 50210、GB 50411 和本规程的要求，对于光伏玻璃幕墙工程尚应符合 JGJ 102、JGJ/T 139 的有关规定，光伏采光顶工程和光伏遮阳工程尚应符合 JGJ 255 的有关规定。
- 10.2 建筑光伏工程施工质量验收的组织按照 GB/T 37655 的有关规定执行。
- 10.3 建筑光伏工程施工中应进行各个工序质量检查，应对隐蔽部位在隐蔽前进行验收，并应有详细的文字记录和必要的图像资料。主要隐蔽部位有：
- a) 预埋地脚螺栓或后置锚固件；
 - b) 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；
 - c) 基座、支架、光伏组件四周与主体围护结构之间的建筑构造；
 - d) 系统防雷与接地保护的连接节点；
 - e) 隐蔽安装的电气管线工程。
- 10.4 光伏发电系统使用的材料、构配件和设备进场时应验收，其质量应符合设计要求及现行有关产品标准的规定。材料、构配件和设备验收应遵守下列规定：
- a) 对材料、构配件和设备的品种、规格、型号、外观和包装等进行检查验收，并经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，形成相应的验收记录；

- b) 对材料、构配件和设备的质量证明文件进行核查，并经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，纳入工程技术档案。质量证明文件主要包括：产品出厂合格证、产品说明书及相关性能检测报告，定型产品应有型式检验报告；进口材料、构配件和设备应提供出入境商品检验证明；
- c) 对涉及安全、节能、环保和主要使用功能的光伏组件进场时，应在施工现场随机抽样复验。当复验的结果不合格时，不得使用。

10.5 建筑光伏工程的材料、构配件和设备进场验收、隐蔽工程验收、分项工程验收和子分部工程验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

10.6 建筑光伏工程质量验收记录表参照 GB/T37655 执行。

11 环保、卫生、安全、消防

11.1 一般规定

11.1.1 建筑光伏系统的建设应根据环境保护要求进行环境影响评价，并应根据工程的实际情况和环境特点，制定环境保护的措施，对建设和运行过程中产生的各项污染物采取防治措施。

11.1.2 建筑光伏系统不应使用对环境产生危害的光伏组件和设备，对破损或废旧的光伏组件和设备应进行回收处理。

11.1.3 建筑光伏系统工程建设、运行维护的劳动安全与职业卫生设计应结合工程情况，积极采用先进、可靠、经济的技术措施和设施。

11.1.4 新建、改建、扩建工程的劳动安全卫生设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

11.1.5 建筑光伏系统防火和灭火系统设计应符合 GB 50016、GB 50222 和 GB 50370 的有关规定。

11.1.6 施工单位应针对现场可能发生的危害及事故制定针对性的处置预案，并应对现场作业人员进行安全培训。

11.2 环保、卫生

11.2.1 光伏组件及光伏发电系统的其他构件产生的光辐射应符合 GB/T 21086 的有关要求。

11.2.2 光伏发电系统噪声防治应符合 GB 12348 和 GB 50118 的有关规定。

11.2.3 在居住、商业和轻工业环境中正常工作的逆变器的电磁辐射应不超过 GB17799.3 规定的辐射限值，并符合 GB 51348 的相关要求；连接到工业电网和在工业环境中正常工作的逆变器的电磁辐射应不超过 GB 17799.4 规定的辐射限值。

11.2.4 建筑光伏系统组件的清洗用水鼓励采用中水或雨水。

11.3 安全、消防

11.3.1 电气设备的安全性应符合本规范及 GB 19517 的规定。电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施，避免发生人身触电事故。

11.3.2 平台、走道、吊装孔等有坠落风险处，应设置栏杆或盖板；需登高检查、维修及更换光伏组件处，应设置操作平台或扶梯，防坠落伤害设计应符合 GB 4053 的规定。

11.3.3 屋面安装光伏阵列区域应有防止锚固点失效后光伏组件坠落的措施。

11.3.4 在人员有可能接触或接近光伏系统带电设备的位置，应设置明显的防电击警示标识。

11.3.5 单独构成建筑围护结构的光伏组件除应配置警告标识及电气安全防护设施外，还应满足建筑围护、建筑热工、结构安全和电气使用安全等要求。

11.3.6 安防监控设备的安装应符合 GB 50348 的有关规定。可安装有红外感应功能的监控设备防范初期火灾。

11.3.7 光伏玻璃幕墙组件背板温度超过 90℃时，光伏幕墙系统应指示故障，并宜断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接或关闭逆变器。

11.3.8 光伏发电系统的设备周围不得堆积易燃易爆物品，设备应具备通风散热条件，设备上的灰尘和污物应及时进行清理。

11.3.9 电缆不应敷设在变形缝内。当其穿过变形缝时，应在穿过处加设不燃烧材料套管，并应采用不燃烧材料将套管空隙填塞密实。

11.3.10 光伏发电系统应有遇火灾时及时断开汇流箱输入侧的措施。

12 运行及维护

12.1 一般规定

12.1.1 建筑光伏系统的运行维护应考虑建筑物管理使用单位技术能力，建议委托专业运营单位管理运营。

12.1.2 建筑光伏系统的运行维护应符合 JGJ/T 264 的有关规定。智能光伏系统运维主体应制定操作使用手册。光伏系统应具备 24 小时实时监测系统各部分的工作状态和运行效率功能。

12.1.3 光伏系统宜实现组件级的监控，能精细化管理每一块组件的发电状况，且能随时掌握组件真实排布信息。

12.1.4 光伏系统应具备组串健康诊断功能或故障识别精确定位功能。能够主动检测组串健康状态，并定位故障类型，给出修复意见。针对电弧故障等高风险事故，能够精确识别故障位置。

12.1.5 光伏系统应具备负载监控功能，具有负载调控能力，如对通风系统、制冷制热系统、照明系统的调节能力，有储能的光伏系统应可按多种模式（如削峰填谷、平抑功率波动等）设定，控制储能设备自动运行。节能及优化运行时，应能确保环境的舒适度和设备的正常运行。

12.1.6 智能光伏系统运维主体应按照相关网络安全法律法规要求和安全事件追溯需要，记录相关安全日志，并至少保留 6 个月。

12.1.7 能效评估适用于光伏建筑一体化系统的外观干净整洁，无明显污损、变形等，正常运行后进行。

12.1.8 能效评估单位应具有相应评估能力，配备相应检测评估人员和仪器设备。

12.1.9 所有运行维护记与能效评估记录应存档妥善保管。

12.2 运行维护

12.2.1 光伏发电系统应建立运行监视系统。

12.2.2 建筑光伏发电系统巡视检查宜符合以下要求：

- a) 巡视检查分为日常巡视检查和定期巡视检查和特殊巡视检查；
- b) 通过远程监视及时进行，并将检查结果记入工作日志；
- c) 定期巡视检查需光伏建筑一体化智能系统现场进行；
- d) 特殊天气（如雷雨过后、极寒、极热）或发生严重缺陷情况下应进行特殊巡视检查。

12.2.3 光伏发电系统应有运行记录。

12.2.4 光伏发电系统应建立、健全档案管理制度。

12.2.5 监控系统应能够根据设备运行数据，实现对设备巡检检修并提供优化管理决策支持，运维人员定期对光伏发电系统进行巡检和维修，做好记录。

12.2.6 监控系统应能够主动分析预警设备运行故障异常状况，提醒运维人员及时处理。

- 12.2.7 应根据系统监控运行数据和经济性，有效评估光伏组件清洗方法、时间节点和次数。
- 12.2.8 应根据监控运行数据，分析发现由于遮挡、污染、组串断路、组件隐裂、线损等原因导致的发电损失，并及时采取措施。
- 12.2.9 应根据监控运行数据和日常巡检检修的结论，对系统进行必要的技改，确保系统安全高效运行。
- 12.2.10 应做好运行维护的安全准备工作，应断开所有应断的开关，必要时应穿绝缘鞋，戴绝缘手套，使用绝缘工具。
- 12.2.11 对易损耗部件，应有备件，并建立备件库，定期核对记录。应每季度对备品备件进行检查或保养。
- 12.2.12 光伏方阵应定期进行维护。
- 12.2.13 控制及逆变器的检查项目、内容和维护周期，按照制造厂规定进行。
- 12.2.14 防雷接地应定期检查，出现问题立即处理，检查内容包括以下项目：
- a) 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) 测量接地装置的接地电阻值是否满足设计要求；
 - g) 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；
 - h) 浪涌保护器连接应良好，接头应牢固可靠。
- 12.2.15 配电线路应定期检查，出现问题立即处理，检查内容包括以下项目：
- a) 线缆是否破损，有无抛挂物；
 - b) 绝缘子是否破损，其铁脚有无歪曲和松动；
 - c) 进户线上的保护电器是否完好；
 - d) 电缆保护套管口不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平；金属电缆套管不应有严重锈蚀；
 - e) 电缆宜处于松弛状态，不得对电缆、连接器施加任何应力，不得敲打接线盒或拉扯电缆。
- 12.2.16 直流系统应定期检查，出现问题立即处理，检查内容包括以下项目：
- a) 直流母线对地绝缘；
 - b) 运行中的直流电源装置的交流输入电压、充电装置输出电压和电流，蓄电池组电压、直流母线电压、浮充电流；
 - c) 储能蓄电池无漏液、破损、连接部位无松动；
 - d) 高频整流模块工作状态是否正常；
 - e) 微机监测装置工作是否正常；
 - f) 运行指示灯是否完好，其显示是否与运行方式相符合。
- 12.2.17 储能系统应定期进行维护。
- 12.2.18 新设备投入1年及以后每3年，由专业人员对直流系统设备停电维修，如需要更换蓄电池，宜采用同品牌、同规格型号的产品。
- 12.2.19 监控及数据传输系统应定期检查。
- 12.2.20 维护单位应建立健全维护制度，维护过程应建立运行和维护阶段的过程文档，并建立电子档案。
- 12.2.21 维护过程中宜对服务质量进行评估，可分为日常运行服务、日常维护类服务、维修保障类服务等评估，并宜符合下列规定：

- a) 日常运行服务宜评价运行岗位结构的合理性、制度的健全性、运行资料的完整性、既定服务目标的达成率、日常运行工作熟练程度、客户满意度、系统改造与改进完善方案的建议能力等；
- b) 日常维护类服务宜评价维护作业计划的及时完成率、故障发生率、技术服务请求响应时间、业务服务请求响应时间、问题解决率等；
- c) 维修保障类服务宜评价响应速度、到达现场时间、故障修复时间、故障快速定位及恢复能力等。

13 能效评估

13.1.1 光伏建筑一体化的能效评估指标应包含：系统的光电转换效率、年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量。

13.1.2 能效评估前应检查光伏系统建设相关资料。

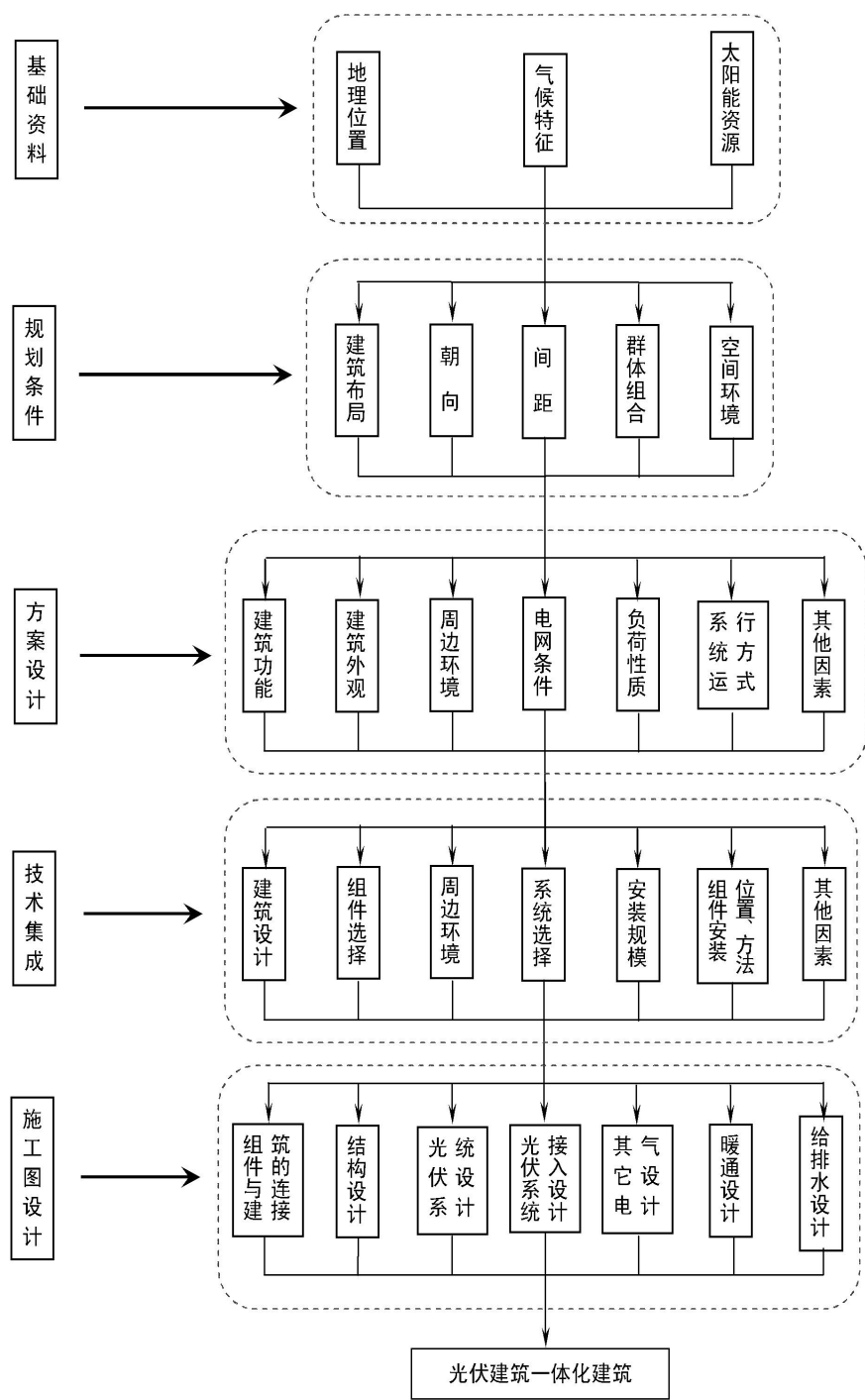
13.1.3 能效评估前应进行形式检查，光伏发电系统的光伏组件、光伏方阵、蓄能系统、光伏控制器和逆变器等关键部件应有质检合格证书，性能参数应符合设计和现行相关标准的要求。太阳能光伏组件应有符合要求的质量证明文件或检测报告。

13.1.4 能效评估应测试光伏发电系统的光电转换效率，测试方法按照 GB/T 50801 进行。

13.1.5 光伏发电系统的年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量可按照 GB/T 50801 计算。

13.1.6 能效评估完成后，应出具能效评估报告。能效评估报告应包括但不限于光伏建筑一体化项目概况、光伏发电系统信息、形式检查结果、评估依据、测试仪器、测试结果、评估结论等内容。

附录 A
(资料性)
建筑太阳能光伏一体化设计流程



附 录 B
(资料性)
宁夏回族自治区各市、县相关气象参数资料

市、县	纬度	太阳高度角	年均日照时数(h)	平均太阳能辐照量 /[MJ/(m ² ·a)]	日均太阳能辐照量 /[KJ/(m ² ·d)]
惠农	39.25°	27.25°	3093	6036	16537
石嘴山	39.04°	27.46°	3054	6036	16537
平罗	38.91°	27.59°	3046	6101	16715
贺兰	38.55°	27.95°	2964	5903	16173
银川	38.47°	28.03°	2999	6053	16583
永宁	38.28°	28.22°	2910	5933	16255
灵武	38.10°	28.40°	3005	6056	16592
青铜峡	38.02°	28.48°	2880	5877	16101
吴忠	37.99°	28.51°	2934	5956	16318
盐池	37.78°	28.72°	2871	5713	15652
中卫	37.51°	28.99°	2868	5873	16090
中宁	37.48°	29.02°	2919	5932	16252
红寺堡	37.99	29.02	2920	5942	16260
同心	36.97°	29.53°	3011	6029	16518
海原	36.56°	29.94°	2699	5642	15458
固原	36.01°	30.49°	2533	5349	14655
西吉	35.97°	30.53°	2319	5165	14151
彭阳	35.75°	30.75°	2300	5156	14126
隆德	35.63°	30.87°	2203	5001	13701
泾源	35.30°	31.00°	2237	4935	13521

附 录 C
(资料性)

宁夏地区各城市并网光伏电站最佳安装倾角和发电量速查表

序号	城市名称	安装角度 (°)	峰值日照时数 (h/day)	每瓦首年发电量 (kWh/W)	年有效利用小时数 (h)
1	银川	36	5.06	1.459	1459.03
2	石嘴山	39	5.54	1.597	1597.46
3	固原	34	4.76	1.373	1372.55
4	中卫	37	5.39	1.554	1554.21
5	吴忠	38	5.3	1.528	1528.26