

住房和城乡建设部备案号:J17808-2024

DB64

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

宁夏回族自治区住房和城乡建设厅
宁夏回族自治区市场监督管理厅 发布

宁夏回族自治区住房和城乡建设厅

公告

(2024)165号

自治区住房和城乡建设厅关于发布 《近零能耗民用建筑技术标准》等 3项地方标准的公告

经自治区住房和城乡建设厅会同自治区市场监督管理局组织审查,批准《城镇道路塌陷隐患探测和风险评估技术标准》(DB64/T 2025-2024)、《建筑太阳能光伏一体化技术规程》(DB64/T 2026-2024)、《近零能耗民用建筑技术标准》(DB64/T 2027-2024)等3项标准为宁夏回族自治区地方标准,以上标准自2024年11月26日起实施。

执行过程中发现问题,请反馈宁夏工程建设标准管理中心。

宁夏回族自治区住房和城乡建设厅
2024年9月10日

前 言

根据《关于发布2022年度工程建设地方标准制修订计划的通知》(宁建(科)发〔2022〕1号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国家标准,并在广泛征求意见的基础上,编制本标准。

本标准的主要内容是:1总则;2术语;3基本规定;4建筑太阳能光伏一体化设计;5发电系统设计;6材料、部件和设备;7施工及安装;8调试及试运行;9工程验收;10环保、卫生、安全、消防;11运行及维护;12能效评估。

本标准由宁夏回族自治区住房和城乡建设厅负责管理,由中国建筑科学研究院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见和建议,请寄送中国建筑科学研究院有限公司(地址:北京市朝阳区北三环东路30号,邮编:100013),以便今后修订。

本标准主编单位:中国建筑科学研究院有限公司
宁夏建筑科技与产业化发展中心

本标准参编单位: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集团股份有限公司
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

本标准主要起草人: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

本标准主要审查人:孙晓阳 郭志军 张 晓 王吉军
樊保国 李晓棠 张文军 徐韬伟
白姜艳

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	4
4	建筑太阳能光伏一体化设计	5
4.1	一般规定	5
4.2	规划设计	5
4.3	建筑设计	6
4.4	结构设计	8
5	发电系统设计	10
5.1	一般规定	10
5.2	光伏发电系统	10
5.3	光伏方阵	12
5.4	发电量计算	13
5.5	储能系统	14
5.6	电气主接线	15
5.7	防雷与接地	16
6	材料、部件和设备	18
6.1	一般规定	18
6.2	光伏组件	18
6.3	光伏构件	19
6.4	逆变器	20
6.5	汇流箱与配电柜	21
6.6	储能设备	22

7	施工及安装	23
7.1	一般规定	23
7.2	基座	23
7.3	支架	24
7.4	光伏组件	25
7.5	光伏构件	26
7.6	汇流箱	27
7.7	逆变器	27
7.8	电气系统	28
8	调试及试运行	29
9	工程验收	31
10	环保、卫生、安全、消防	33
10.1	一般规定	33
10.2	环保、卫生	33
10.3	安全、消防	34
11	运行及维护	36
11.1	一般规定	36
11.2	运行维护	37
12	能效评估	40
	附录A(资料性)建筑太阳能光伏一体化设计流程	41
	附录B(资料性)宁夏回族自治区各市、县相关气象参数资料	42
	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	43
	本标准用词说明	44
	引用标准名录	45
	附:条文说明	48

1 总 则

1.0.1 为推动城乡建设绿色低碳高质量发展,促进建筑太阳能光伏一体化融合应用,严控建筑风貌、确保结构安全,规范光伏系统的设计、施工、验收和运行维护,保证工程质量,制定本规程。

1.0.2 本规程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。

1.0.3 建筑太阳能光伏一体化工程设计、安装和验收除应符合本规程外,尚应符合国家和宁夏地区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)

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。

2.0.3 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。

2.0.4 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。

2.0.5 光伏构件 photovoltaic module component

具有建筑构件功能的光伏组件。

2.0.6 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。

2.0.7 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。

2.0.8 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。

2.0.9 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。

2.0.10 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。

2.0.11 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。

2.0.12 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。

2.0.13 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。

2.0.14 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。

2.0.15 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。

2.0.16 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。

3 基本规定

3.0.1 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。

3.0.2 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。

3.0.3 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。

3.0.4 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。

3.0.5 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。

3.0.6 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。

3.0.7 光伏建筑一体化系统中支架及基座预埋件的安全等级、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。

4 建筑太阳能光伏一体化设计

4.1 一般规定

- 4.1.1 光伏建筑一体化系统的外观应与建筑风格相协调。
- 4.1.2 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。
- 4.1.3 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。
- 4.1.4 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。
- 4.1.5 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。

4.2 规划设计

- 4.2.1 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。
- 4.2.2 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。
- 4.2.3 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。
- 4.2.4 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。

4.2.5 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免建筑自身及构件、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。

4.2.6 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。

4.3 建筑设计

4.3.1 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。

4.3.2 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。

4.3.3 光伏组件及阵列的布置,应考虑自身的通风降温。

4.3.4 建筑光伏方阵不应跨越建筑变形缝。

4.3.5 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。

4.3.6 光伏组件布置在平屋面上,应符合下列规定:

1 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;

2 安装型光伏组件可采用固定式或可调节式安装支架;

3 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;

4 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;

5 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。

4.3.7 光伏组件布置在坡屋面上,应符合下列规定:

- 1 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；
- 2 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；
- 3 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；
- 4 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；
- 5 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；
- 6 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。

4.3.8 光伏组件布置在外墙上,应符合下列规定:

- 1 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；
- 2 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；
- 3 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；
- 4 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；
- 5 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。

4.3.9 光伏组件布置在幕墙上,应符合下列规定:

- 1 光伏幕墙单元组件尺寸宜符合幕墙设计模数；
- 2 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；
- 3 光伏组件构成的幕墙,其建筑和结构设计应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》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；

4 光伏组件的物理性能应满足幕墙整体性能的要求。

4.3.10 光伏组件布置在阳台栏板或平台栏板时,应符合下列规定:

1 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;

2 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;

3 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。

4.3.11 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。

4.3.12 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。

4.3.13 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。

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

4.4 结构设计

4.4.1 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、支撑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。

4.4.2 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现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009、《工程结构通用规范》GB 55001、《建筑抗震设计规范》GB 50011、《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002及相关标准的规定。

4.4.3 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,应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009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。

4.4.4 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,同时需满足现行行业标准《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115的相关要求。

4.4.5 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。

4.4.6 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。

4.4.7 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。

4.4.8 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。

4.4.9 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。

4.4.10 光伏方阵与既有建筑主体结构采用后加锚栓连接时,应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145的规定。

4.4.11 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。

5 发电系统设计

5.1 一般规定

5.1.1 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。

5.1.2 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现行国家标准《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337、《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326和《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543的有关规定。

5.1.3 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。

5.1.4 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量采集装置,独立光伏发电系统宜配置计量装置。

5.1.5 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。

5.2 光伏发电系统

5.2.1 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。

5.2.2 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:

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

5.2.3 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。

5.2.4 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:

1 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;

2 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。

3 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。

5.2.5 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。

5.2.6 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。

5.2.7 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。

5.2.8 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。

5.2.9 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。

5.2.10 建筑太阳能光伏系统中的线缆敷设要求应满足现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217相关要求。

5.2.11 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:

- 1 应选用直流断路器;
- 2 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;
- 3 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;
- 4 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。

5.3 光伏方阵

5.3.1 建筑光伏系统光伏方阵宜采用固定式安装。

5.3.2 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:

$$N \leq \frac{V_{dc \max}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25)] \times K_v} \quad (5.3.2-1)$$

$$\frac{V_{mpt \min}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mpt \max}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) K'_v]} \quad (5.3.2-2)$$

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($^{\circ}\text{C}$);

t' ——光电建筑构件工作条件下的极限高温($^{\circ}\text{C}$);

$V_{dc \max}$ ——逆变器允许的最大电流输入电压(V);

$V_{mppt\ max}$ —— 逆变器 MPPT 电压最大值(V)；

$V_{mppt\ min}$ —— 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)。

5.3.3 光伏方阵的选择、设计应遵循以下原则：

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；

2 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；

3 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；

4 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。

5.3.4 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：

1 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；

2 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。

5.4 发电量计算

5.4.1 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。

5.4.2 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,宜以每个并网点为单元,分单元计算发电量,总的发电量应按下式计算:

$$E_p = \sum_{i=0}^n E_i \quad (5.4.2)$$

式中:

E_p ——光伏系统的总发电量(kWh);

E_i ——第*i*单元发电量(kWh)。

5.4.3 分单元发电量的计算可按下式计算:

$$E_i = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_S} \times K \quad (5.4.3)$$

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。

5.5 储能系统

5.5.1 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现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048的有关规定。

5.5.2 储能系统配置应符合下列规定:

- 1 储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求;
- 2 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。

5.5.3 储能电池的容量应按下式计算：

$$C_c = \frac{DFP_0}{UK_a} \quad (5.5.3)$$

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)。

5.5.4 电能储存系统的设计应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044的有关规定。

5.6 电气主接线

5.6.1 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。

5.6.2 建筑光伏系统各并网点电压等级宜根据装机容量按表5.6.2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 5.6.2 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
---	---------------------	-------------

5.6.3 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。

5.7 防雷与接地

5.7.1 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。防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》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。

5.7.2 建筑太阳能光伏系统的接地设计除应符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348的有关规定外,并应符合下列规定:

1 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;

2 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;

3 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;

4 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。

5.7.3 直流配电柜输出回路正极、负极均应设置防雷保护装置,技术性能应符合现行国家标准《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512和现行行业标准《光伏发电站防雷技术规程》DL/T 1364的有关规定。

5.7.4 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。

6 材料、部件和设备

6.1 一般规定

6.1.1 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。

6.1.2 光伏组件及光伏构件的性能指标应符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求》GB/T 20047.1的有关规定。

6.1.3 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。

6.1.4 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。

6.2 光伏组件

6.2.1 光伏组件的安全性能应符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求》GB/T 20047.1。

6.2.2 建筑光伏系统采用光伏夹层玻璃时应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551的有关规定,采用光伏中空玻璃时应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759的有关规定。

6.2.3 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%。

6.2.4 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,并应符合现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492的有关规定。

6.2.5 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。

6.3 光伏构件

6.3.1 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。

6.3.2 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现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002和《厂房建筑模数协调标准》GB/T 50006的有关规定。

6.3.3 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。

6.3.4 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现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624的A级要求。

6.3.5 坡屋面上光伏瓦设计应符合下列规定:

- 1 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;
- 2 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;
- 3 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。

6.3.6 建筑光伏幕墙设计应符合下列规定:

- 1 光伏幕墙的性能应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的有关规定;
- 2 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;
- 3 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;
- 4 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。

6.3.7 作为遮阳或采光构件的光伏组件设计应符合下列规定:

1 在建筑透光区域设置光伏组件应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033和《建筑环境通用规范》GB 55016的有关规定;

2 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;

3 光伏窗应符合采光、通风、观景等使用功能的要求;

4 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。

6.4 逆变器

6.4.1 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。

6.4.2 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。

6.4.3 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。

6.4.4 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。

6.4.5 逆变器的选择应符合下列规定:

1 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 逆变器应具备无功和有功调节功能;

3 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;

4 逆变器应具有并网保护装置,并应与电力系统具备相同的电压、相数、相位、频率及接线方式;

5 逆变器应满足高效、节能、环保的要求。

6.4.6 逆变器的材料防火要求应符合国家现行标准的有关规定。

6.4.7 逆变器外壳防护等级应符合现行国家标准《外壳防护等级（IP代码）》GB/T 4208的有关规定，室内型不应低于IP20，室外型不应低于IP54。

6.5 汇流箱与配电柜

6.5.1 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。

6.5.2 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。

6.5.3 汇流箱设置应符合下列规定：

- 1 汇流箱中应汇集所有的光伏组件串输出线；
- 2 汇流箱内应设置汇流铜母排；
- 3 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；
- 4 汇流箱内应设置防雷保护装置；
- 5 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。

6.5.4 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现行国家标准《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063的有关规定。

6.6 储能设备

6.6.1 电化学储能系统性能应符合现行国家标准《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558的有关规定。

6.6.2 锂离子电化学储能电池管理系统应符合现行国家标准《电力储能用电池管理系统》GB/T 34131的有关规定。

6.6.3 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现行国家标准《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172的有关规定。

6.6.4 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。

6.6.5 储能电池室防火要求应符合现行国家标准《电化学储能电站安全规程》GB/T 42288的有关规定。

7 施工及安装

7.1 一般规定

7.1.1 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。

7.1.2 光伏系统安装前应具备下列条件:

1 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;

2 施工组织设计与施工方案已经批准;

3 建筑、场地、电源、道路等条件能满足正常施工需要。

7.1.3 安装光伏系统时,应对已完成的工程部位采取保护措施。

7.1.4 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。

7.2 基座

7.2.1 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。

7.2.2 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,并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207的有关规定。

7.2.3 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,并妥善保护。

7.2.4 连接件与基座之间的空隙,应采用细石混凝土填捣密实。

7.3 支 架

7.3.1 支架安装准备工作应符合下列要求：

1 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；

2 支架的外观和防腐层应完好无损；

3 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现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205的规定。

7.3.2 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。

7.3.3 采用型钢结构的支架,其紧固度应能符合设计图纸的要求。

7.3.4 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。

7.3.5 光伏方阵结构件焊接完毕应进行防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212和《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50224的有关规定。

7.3.6 钢结构支架与框架应与建筑物接地系统可靠连接。

7.3.7 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。

7.3.8 光伏幕墙的支架安装应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的有关规定。

7.3.9 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7.3.9的规定。

表 7.3.9 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

7.4 光伏组件

7.4.1 光伏组件安装前应做下列准备工作：

- 1 支架的安装应验收合格；
- 2 宜按照光伏组件的电流、电压参数进行分类和组串；
- 3 光伏组件的外观及各部件完好无损。

7.4.2 光伏组件的安装应符合下列要求：

- 1 光伏组件应按照设计图纸的型号、规格、连接方式进行安装；
- 2 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；
- 3 光伏组件的排列应整齐，安装允许偏差应符合表 7.4.2 规定。

表 7.4.2 光伏组件安装允许偏差

项目名称	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

7.4.3 光伏组件之间的接线应符合下列要求：

- 1 光伏组件连接数量和路径应符合设计要求；
- 2 光伏组件之间插件应连接牢固；
- 3 外接电缆同插接件连接处应搪锡；
- 4 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；

- 5 光伏组件间连接线可利用支架进行固定,并应整齐美观。
- 7.4.4 安装时应设置严禁触摸光伏组件串金属带电部位的标识。
- 7.4.5 光伏建筑构件背面的通风层不得被杂物填塞,应保证通风良好。
- 7.4.6 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。

7.5 光伏构件

- 7.5.1 光伏构件或阵列应按设计要求可靠地固定在支撑件上。
- 7.5.2 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。
- 7.5.3 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。
- 7.5.4 坡屋面上安装光伏构件时,整个屋面的防水应符合现行国家标准《屋面工程技术规范》GB 50345的有关规定。
- 7.5.5 墙面光伏构件的安装应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210和现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的有关规定,并应符合下列规定:
- 1 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现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086的有关规定;
 - 2 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。
- 7.5.6 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。
- 7.5.7 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。

7.6 汇流箱

7.6.1 汇流箱安装前应进行检查,并应符合下列规定:

- 1 汇流箱内元器件完好,连接线无松动;
- 2 汇流箱的所有开关和熔断器处于断开状态;
- 3 汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻不小于 $20M\Omega$ 。

7.6.2 汇流箱安装应符合下列规定:

- 1 安装位置符合设计要求,支架和固定螺栓为防锈件;
- 2 汇流箱安装垂直偏差不应大于 $1.5mm$ 。

7.6.3 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。

7.7 逆变器

7.7.1 逆变器安装前应作下列准备:

- 1 安装场所应具备安装条件;
- 2 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;
- 3 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;
- 4 运输及就位的机具应准备就绪,且满足荷载要求。

7.7.2 逆变器安装应符合下列要求:

1 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7.7.2的规定。

表7.7.2 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

2 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。

7.7.3 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。

7.7.4 逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点。

7.7.5 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。

7.8 电气系统

7.8.1 电气装置安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303的有关规定。

7.8.2 电缆线路施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工验收标准》GB 50168的有关规定。

7.8.3 电气系统接地应符合现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169的有关规定。

7.8.4 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。

7.8.5 蓄电池的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172的有关规定。

7.8.6 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。

7.8.7 光伏系统直流侧施工时,应标识正、负极性。

8 调试及试运行

8.0.1 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。

8.0.2 设备和系统调试前应完成相关准备工作。

8.0.3 光伏组件串的调试按现行行业标准《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034的有关规定进行。

8.0.4 汇流箱的调试按现行国家标准《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933的有关规定进行。

8.0.5 逆变器的调试按现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794的有关规定进行。

8.0.6 配电柜的调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150和《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233的有关规定。

8.0.7 电化学储能系统的调试除应符合现行行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724和现行国家标准《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120、《储能变流器检测技术规程》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。

8.0.8 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行国家标准《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321、《光伏电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 3493中的有关规定。

8.0.9 其他电器设备调试

1 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；

2 电气设备的调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150的有关规定。

8.0.10 光伏发电系统应进行二次系统调试。

8.0.11 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。

8.0.12 光伏发电系统试运行应符合下列规定：

1 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；

2 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；

3 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。

8.0.13 光伏发电系统并网投运应符合国家现行标准的有关规定。

8.0.14 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。

9 工程验收

9.0.1 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现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《建筑装饰工程施工验收标准》GB 50210、《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411 和本规程的要求,对于光伏玻璃幕墙工程尚应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102和《玻璃幕墙工程质量检验标准》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现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的有关规定。

9.0.2 建筑光伏工程施工质量验收的组织按照现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655的有关规定执行。

9.0.3 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:

- 1 预埋地脚螺栓或后置锚固件;
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点;
- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体围护结构之间的建筑构造;
- 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。

9.0.4 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:

- 1 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;

2 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;

3 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。

9.0.5 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。

9.0.6 建筑光伏工程质量验收记录表参照现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655执行。

10 环保、卫生、安全、消防

10.1 一般规定

10.1.1 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。

10.1.2 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。

10.1.3 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。

10.1.4 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。

10.1.5 建筑光伏系统防火和灭火系统设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222和《气体灭火系统设计规范》GB 50370的有关规定。

10.1.6 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。

10.2 环保、卫生

10.2.1 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现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086的有关要求。

10.2.2 光伏发电系统噪声防治应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348和《民用建筑隔声设计规范》GBJ 118的有关规定。

10.2.3 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现行国家标准《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 17799.3规定的辐射限值,并符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》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现行国家标准《电磁兼容通用标准工业环境中的发射标准》GB 17799.4规定的辐射限值。

10.2.4 建筑光伏系统组件的清洗用水鼓励采用中水或雨水。

10.3 安全、消防

10.3.1 电气设备的安全性应符合本规程及现行国家标准《国家电气设备安全技术规范》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。

10.3.2 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现行国家标准《固定式钢梯及平台安全要求》GB 4053的规定。

10.3.3 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。

10.3.4 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。

10.3.5 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。

10.3.6 安防监控设备的安装应符合现行国家标准《安全防范工程技术规范》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。

10.3.7 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。

10.3.8 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。

10.3.9 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。

10.3.10 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。

11 运行及维护

11.1 一般规定

11.1.1 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。

11.1.2 建筑光伏系统的运行维护应符合现行行业标准《建筑一体化系统运行与维护规范》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。

11.1.3 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。

11.1.4 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。

11.1.5 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。

11.1.6 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。

11.1.7 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。

11.1.8 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。

11.1.9 所有运行维护记与能效评估记录应存档妥善保管。

11.2 运行维护

11.2.1 光伏发电系统应建立运行监视系统。

11.2.2 建筑光伏发电系统巡视检查宜符合以下要求：

- 1 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；
- 2 通过远程监视及时进行,并将检查结果记入工作日志；
- 3 定期巡视检查需光伏建筑一体化智能系统现场进行；
- 4 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。

11.2.3 光伏发电系统应有运行记录。

11.2.4 光伏发电系统应建立、健全档案管理制度。

11.2.5 监控系统应能够根据设备运行数据,实现对设备巡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。

11.2.6 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。

11.2.7 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。

11.2.8 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。

11.2.9 应根据监控运行数据和日常巡检修的结论,对系统进行必要的技改,确保系统安全高效运行。

11.2.10 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。

11.2.11 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。

11.2.12 光伏方阵应定期进行维护。

11.2.13 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。

11.2.14 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:

- 1 组件接地连接可靠;
- 2 支架接地连接可靠;
- 3 电缆金属铠装与接地系统的连接可靠;
- 4 检查方阵防雷保护器是否失效,按需要进行更换;
- 5 定期检查各功率调节设备与接地系统是否连接可靠;
- 6 测量接地装置的接地电阻值是否满足设计要求;
- 7 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;

- 8 浪涌保护器连接应良好,接头应牢固可靠。

11.2.15 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:

- 1 线缆是否破损,有无抛挂物;
- 2 绝缘子是否破损,其铁脚有无歪曲和松动;
- 3 进户线上的保护电器是否完好;
- 4 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;

5 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。

11.2.16 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:

- 1 直流母线对地绝缘;
- 2 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;

- 3 储能蓄电池无漏液、破损、连接部位无松动；
- 4 高频整流模块工作状态是否正常；
- 5 微机监测装置工作是否正常；
- 6 运行指示灯是否完好,其显示是否与运行方式相符合。

11.2.17 储能系统应定期进行维护。

11.2.18 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。

11.2.19 监控及数据传输系统应定期检查。

11.2.20 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。

11.2.21 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:

- 1 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;

- 2 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;

- 3 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。

12 能效评估

12.0.1 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。

12.0.2 能效评估前应检查光伏系统建设相关资料。

12.0.3 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。

12.0.4 能效评估应测试光伏发电系统的光电转换效率，测试方法按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801进行。

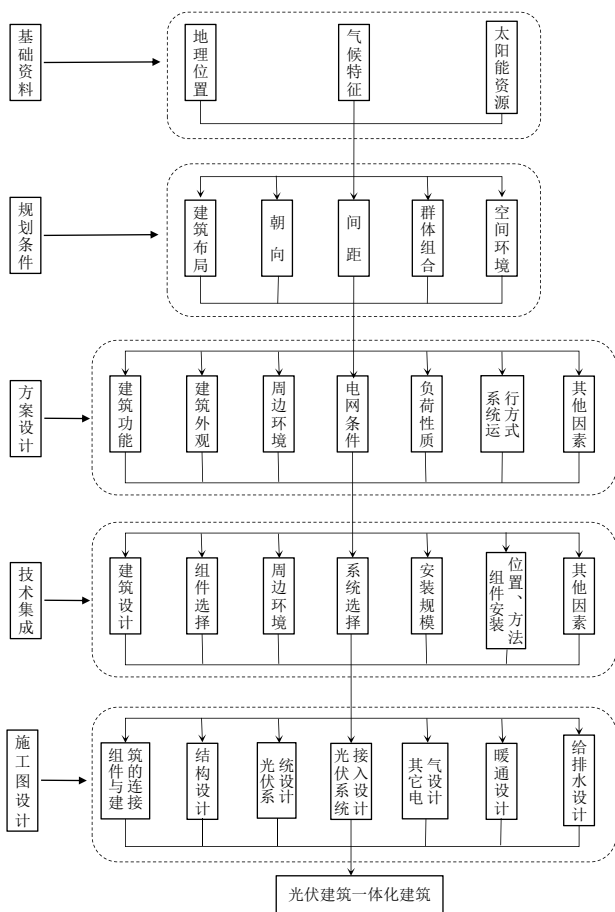
12.0.5 光伏发电系统的年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量可按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801计算。

12.0.6 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

本标准用词说明

1 为了便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”;反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”;反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应按……执行”或“应符合……要求(或规定)”。

引用标准名录

- 1 《地脚螺栓》GB/T 799
- 2 《(所有部分)固定式钢梯及平台安全要求》GB 4053
- 3 《外壳防护等级(IP代码)》GB/T 4208
- 4 《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624
- 5 《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233
- 6 《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325
- 7 《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326
- 8 《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348
- 9 《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549
- 10 《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543
- 11 《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776
- 12 《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 17799.3
- 13 《电磁兼容 通用标准 第4部分:工业环境中的发射》GB 17799.4
- 14 《国家电气设备安全技术规范》GB 19517
- 15 《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求》GB/T 20047.1
- 16 《建筑幕墙》GB/T 21086
- 17 《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337
- 18 《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321
- 19 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551
- 20 《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759
- 21 《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512

- 22 《电化学储能系统储能变流器技术要求》GB/T 34120
- 23 《电力储能用电池管理系统》GB/T 34131
- 24 《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133
- 25 《光伏电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931
- 26 《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933
- 27 《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558
- 28 《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655
- 29 《电化学储能电站安全规程》GB/T 42288
- 30 《建筑模数协调标准》GB/T 50002
- 31 《厂房建筑模数协调标准》GB/T 50006
- 32 《建筑结构荷载规范》GB 50009
- 33 《建筑抗震设计规范》GB 50011
- 34 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 35 《建筑采光设计标准》GB 50033
- 36 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 37 《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063
- 38 《民用建筑隔声设计规范》GB 50118
- 39 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150
- 40 《电气装置安装工程 电缆线路施工验收标准》GB 50168
- 41 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169
- 42 《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 50171
- 43 《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172
- 44 《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205
- 45 《屋面工程施工质量验收规范》GB 50207
- 46 《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210
- 47 《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212

- 48 《电力工程电缆设计标准》GB 50217
- 49 《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
- 50 《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50224
- 51 《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300
- 52 《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
- 53 《屋面工程技术规范》GB 50345
- 54 《安全防范工程技术规范》GB 50348
- 55 《气体灭火系统设计规范》GB 50370
- 56 《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411
- 57 《光伏电站施工规范》GB 50794
- 58 《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801
- 59 《电化学储能电站设计规范》GB 51048
- 60 《民用建筑电气设计标准》GB 51348
- 61 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368
- 62 《工程结构通用规范》GB 55001
- 63 《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002
- 64 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
- 65 《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133
- 66 《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
- 67 《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145
- 68 《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255
- 69 《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264
- 70 《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492
- 71 《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044
- 72 《光伏电站防雷技术规程》DL/T 1364
- 73 《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115
- 74 《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034
- 75 《建筑工程资料管理规程》DB 64/266

宁夏回族自治区地方标准

建筑太阳能光伏一体化技术规程

Technical specification for building solar photovoltaic integration

DB64/T 2026—2024

条 文 说 明

编制说明

《建筑太阳能光伏一体化技术规程》DB64/T 2026-2024,经宁夏回族自治区住房和城乡建设厅〔2024〕165号公告批准、发布。

本标准编制过程中,编制组进行了广泛的调查研究,在大量工程实例调查分析的基础上,编制本标准。

本标准遵循科学性、实用性和可操作性的原则,在广泛调研,多次研讨、征求意见、认真总结、整理分析的基础上,最后经相关部门组织审查定稿。

请各单位在执行过程中,结合工程试验,不断总结经验,积累资料,并将意见和建议反馈到标准编制组,以供修订时参考。

为便于广大工程技术人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定,标准编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明,对部分条文规定的目的、依据以及执行中需要注意的有关事项进行了详细的解释和说明。但是,本条文说明不具备与标准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	52
2	术语	53
3	基本规定	54
4	光伏建筑一体化设计	56
4.1	一般规定	56
4.2	规划设计	56
4.3	建筑设计	57
4.4	结构设计	61
5	发电系统设计	63
5.2	光伏发电系统	63
5.3	光伏方阵	63
5.4	发电量计算	63
5.5	储能系统	65
5.6	电气主接线	65
5.7	防雷与接地	65
6	材料、部件和设备	66
6.1	一般规定	66
6.2	光伏组件	67
6.3	光伏构件	68
6.4	逆变器	68
6.5	汇流箱与配电柜	68
6.6	储能设备	68
7	施工及安装	69

7.1	一般规定	69
7.2	基座	69
7.3	支架	69
7.4	光伏组件	70
7.5	光伏构件	72
7.6	汇流箱	72
7.7	逆变器	72
7.8	电气系统	73
8	调试及试运行	74
10	环保、卫生、安全、消防	79
10.1	一般规定	79
10.3	安全、消防	79
11	运行及维护	80
11.2	运行维护	80
12	能效评估	84

1 总 则

1.0.1 在我国,民用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,编制了本规程。

1.0.2 本规程不仅适用于宁夏地区新建、扩建和改建建筑,也适用于既有建筑。新建工业与民用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。

2 术 语

2.0.1 太阳能光伏系统一般由光伏方阵、光伏汇流设备(包括光伏汇流箱、直流配电柜和直流电缆等)、逆变器、交流配电柜、储能及控制装置(适用于带有储能装置的系统)、布线系统及监测系统及设备组成。

2.0.2 光伏建筑一体化是指通过设计施工,实现光伏系统与建筑的良好结合和相互协调。建材型光伏组件、构件型光伏组件均应与建筑功能、建筑外观以及周围环境相融合,构件表面颜色与建筑匹配,构件尺寸与建筑模数相协调,使之成为建筑的有机组成部分。

2.0.5 光伏组件种类较多;目前较常用的光伏组件有单晶硅光伏组件、多晶硅光伏组件、非晶硅薄膜光伏组件、碲化镉薄膜光伏组件和高倍聚光光伏组件。

2.0.7 建材型光伏组件指太阳能电池与瓦、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。

2.0.9 构件型光伏组件是指组合在一起或独立成为建筑构件的光伏构件,是太阳能光伏系统中的核心部分,内含太阳能电池能单独提供直流电流输出,并能安装在建筑上。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 基本规定

3.0.1 根据建筑立面造型风格及日照条件等因素,光伏发电系统的光伏组件选型时应考虑光伏组件的设置部位,并着重考虑光伏组件的类型的色彩、尺寸及模数等与建筑的协调,通过各种设计手法,实现与建筑有机结合。设计时应做好光伏组件与立面的协调,以及隐藏对立面有影响的管线等。既有建筑上增设或改造安装光伏发电系统可能会影响光伏组件所在部位的使用功能和安全要求,本条强调安装光伏组件及管线时不应破坏外墙及屋面的保温、防水、防雷等,破坏时必须及时修复,以保证建筑节能、建筑功能等不受影响。光伏组件或管线的设置不应影响建筑的消防疏散通道,并充分考虑线路的防火要求。

3.0.2 本条是光伏建筑设计应遵循的基本原则。

3.0.5 安装在建筑屋面、阳台、墙面、窗面或其它部位的光伏组件,应满足电气安全和结构安全要求,并应根据电气设计规范配置带电警示标识,同时应有安全防护措施。直接构成建筑围护结构的光伏组件,除应满足以上要求外,还应满足其建筑热工和功能要求。

位于建筑不同部位的光伏方阵应符合建筑使用功能的要求,如建筑围护功能、遮阳功能、防火功能、装饰功能、防护功能等,当光伏组件作为建筑围护结构,不得降低建筑本体的热工性能。因此,可通过对光伏发电系统的发电量与围护结构的热工损失,进行比较和权衡,来判断光伏发电系统对建筑节能的贡献。

3.0.7 光伏组件被作为建筑围护材料使用时或被作为建筑构件使用时,其材料自身设计工作年限应与建筑主体设计工作年限相同;附设安装在建筑上的光伏组件,其设计工作年限应满足不小于25年的标准。

一般情况下,建筑的设计寿命是光伏系统寿命的2倍-3倍,光伏组件及系统其他部件在构造、型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的操作条件。平屋面应设置屋面出入口,便于安装、检修人员出入;坡屋面在屋脊的适当位置预留金属钢架或吊钩,便于固定安装检修人员系安全带,确保维护人员安全操作。

4 光伏建筑一体化设计

4.1 一般规定

4.1.2 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、建筑功能及建筑热工性能有影响,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,并且光伏组件的安装不得降低所在建筑部位的建筑热工要求。

4.1.4 建筑设计时应考虑采取防止光伏构件损坏而脱落伤人的措施,如设置挑檐、在入口处设雨篷、在靠近建筑周边进行绿化种植等方法,使人不易靠近,达到防止坠物伤人的目的。

4.2 规划设计

4.2.1 采用光伏系统的建筑立面,需从场地规划时综合考虑如下因素:

1 光伏组件应结合当地建筑风貌特点,从立面造型、安装方式、色彩规划方面进行一体化设计,满足协调统一并传承地方建筑风貌的要求;

2 光伏组件应结合周边环境进行建筑立面一体化设计,不对场地及周边环境产生光污染,不对场地内产生热岛效应;

3 光伏组件应结合宁夏气候特征及地形地貌特点,合理进行建筑立面一体化设计,满足安全性、耐久性要求,并满足日常维护、维修便利的要求。

4.2.3 采用光伏系统的建筑,需从场地规划设计阶段综合考虑如下因素:

1 结合项目所在地太阳高度角合理选择光伏一体化屋面倾角

角度,优化光伏屋面的工作效率;

2 结合宁夏不同地区日照系数要求及光伏系统建筑功能,合理确定日照间距,满足冬至日最少日照时数;

3 场地内所有光伏系统建筑应与场地周边相邻建筑一同进行场地日照分析,不应邻近建筑日照产生影响。

4.2.6 采用光伏系统的建筑,有人群聚集活动的建筑部位需从场地规划时综合考虑如下因素:

1 屋顶花园、高层疏散层、活动区域等有人群聚集活动的建筑部位,严禁选用高压光伏系统进行一体化设计;

2 屋顶花园、高层疏散层、活动区域等有人群聚集活动的建筑部位,设置低压光伏系统时,应综合考虑安全稳固、不易攀爬、维护便利特点,进行基座、支护、光伏组件的一体化设计,并应采取防护栏、警示牌等安全防护措施。

4.3 建筑设计

4.3.1 光伏组件安装及应用在建筑屋面、阳台、墙面或其他部位,不应有任何障碍物遮挡太阳光。

4.3.2 光伏组件安装在建筑上,其基座与建筑的结合部位应避免对该部位节能构造产生破坏而影响该部位的节能效果,必要时采取适当的构造措施予以防范;光伏组件不应影响安装部位建筑雨水系统设计,不应造成局部积水、防水层破坏、渗漏等情况。

4.3.3 安装光伏组件时,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150mm-200mm的空隙,组件之间也留有空隙,会有效控制组件背面的温度升高。

4.3.4 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。

4.3.5 光伏组件的引线穿过屋面处,应预埋防水套管,并作防水密

封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

4.3.6 光伏组件应用在平屋面上时,应符合以下要求:

1 作为建筑材料使用的光伏组件,其材料特性应满足相应建材的性能要求;

2 采用自动跟踪型和手动调节型支架可提高系统的发电量。自动跟踪型支架还需配置包括太阳辐射测量设备、计算机控制的步进电机等自动跟踪系统。手动调节型支架经济可靠,适合于以月、季度为周期的调节系统;

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,要考虑能满足冬至日6h日照不受遮挡的要求,一般指9:00~15:00期间日照不受遮挡。另外,还应注意组件的日斑影响;

4 光伏组件一般不具备排水屋面的功能,需要在屋面上树立支架,其应与支架牢固连接,并且基座与结构层应采用螺栓固定,应保证竖向荷载、风荷载及地震荷载作用的可靠传递;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;

5 在建筑屋面上安装光伏组件支架,应选择点式的基座形式,以利于屋面排水。特别要避免与屋面排水方向垂直的条形基座。其支架基座部位应设附加防水层。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;构成屋面面层的建材型光伏构件,其安装基层应为具有一定刚度的保护层,以避免由于光伏组件变形对表面材料功能产生影响;

6 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,选择光伏组件最佳倾角应考虑取

得最大光照为原则。安装倾角小于 10° 时容易产生积灰和维修不易的情况,在安装支架周围应考虑设置人工清洗维修设施和通道,通道宽度不小于600mm;

7 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。

4.3.7 光伏组件应用在坡屋面上时,应符合以下要求:

1 新建建筑的坡屋面坡度设计在考虑坡屋面排水功能同时,还应考虑光伏组件全年获得太阳光电能最多的倾角,可根据当地纬度 $\pm 10^{\circ}$ 来确定屋面坡度;一般情况下坡度可采用 $22^{\circ} \sim 26^{\circ}$ 进行设计;既有建筑坡度选择也参照执行;

2 顺坡镶嵌设置的光伏组件与坡屋面连接处应作密封处理;建材型光伏组件安装在坡屋面上时,其与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造设计,并应满足屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求;

3 顺坡架空安装的光伏组件与坡屋面间宜留有150mm~200mm的通风间隙。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 安装在坡屋面上的光伏组件,其支架基座与结构层应采用螺栓固定,支架与坡屋面结合处,容易在排水垂直方向产生挡水,应采取保证其排水通畅,并应做好防渗漏密封处理;

5 作为坡屋面建筑材料使用的光伏组件,其材料特性应满足屋面整体的保温、防水、刚度等围护结构功能要求;

6 为便于检修,在屋脊处设置宽度不小于600mm的水平通道,且应考虑防坠落措施。

4.3.8 光伏组件应用在外墙上时,应符合以下要求:

1 光伏组件镶嵌在外墙时,应由建筑专业结合建筑立面进行统筹设计;

2 做为外墙材料的光伏组件(建材型),其材料应具备外墙材料的特性,并满足结构安全、建筑热工要求,做为外围护结构还应满足

功能要求；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，如在有人出入处设置挑檐、雨蓬，在建筑周围进行绿化种植等，使人不易靠近，防止光伏构件坠落伤人；光伏组件安装在有外保温构造的墙体上时，其与墙面连接部位易产生冷桥，因此需要作特殊断桥或保温构造处理，保证满足墙面整体保温节能的热工要求；

3 对于采取外挂等其他方式安装在建筑外墙的光伏组件(安装型)，结构设计时应作为墙体永久荷载，墙体上安装光伏组件可能造成墙体局部变形、产生局部裂缝的情况，可采取构造措施加以防止；光伏组件支架应锚固在墙体的结构构件上，预埋件应通过结构计算确定；

4 外墙窗面上安装光伏组件时，应满足不同性质建筑对窗的采光通风要求，并应达到外窗的节能要求；

5 光伏组件的引线应暗设，过墙面处应预埋防水套管，可防止水渗入墙体构造层；管线穿越结构构件会影响结构性能，因此穿墙管线不宜设在结构边缘构件处。

4.3.9 光伏组件应用在幕墙上，应符合以下要求：

1 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；

2 安装在幕墙上的光伏组件宜采用光伏幕墙，光伏幕墙的立面形式及光伏玻璃色泽的选择，建筑师可根据建筑立面的需要进行统筹设计；

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、防水等建筑热工性能，保证幕墙的整体性能；光伏幕墙玻璃应尽量避免遮挡建筑室内视线，应与建筑遮阳、采光、通风统筹考虑；

4 光伏系统还应遵守现行行业标准《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T 365的相关规定。

4.3.10 光伏组件应用在阳台或平台栏板上时,应符合以下要求:

1 安装或镶嵌在阳台栏板上的光伏组件应有适当的倾角,以接受更多的太阳光为原则,光伏组件及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;

2 直接作为阳台及平台栏板的光伏组件,应满足建筑阳台栏板强度及高度的要求。阳台栏板净高不应低于1.10m;光伏组件背面温度较高,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,避免人身直接接触及光伏组件;

3 本条款强调不论是安装在阳台栏板上或作为栏板使用的光伏组件,均应与栏板或主体结构的预埋件牢固连接,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。

4.3.11 对于由光伏玻璃构成雨篷、檐口和采光顶的光伏组件,应具备使用所需的强度、刚度要求,并应具备空中坠物对其造成的破坏坠落物不至于伤人的安全性能。安装在屋面采光顶的光伏组件,还应满足其建筑热工和功能要求。

4.3.12 光伏组件安装于人们不易触摸到的地方,在光伏组件背面贴上高温和触电的标识,以示警惕。

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,保证其结构体系的安全;同时还要确定安装方式以及安装位置对结构局部强度的要求。

4.4.2 光伏系统重量应按永久荷载效应进行荷载组合。光伏建筑设计应区分是否要求抗震设计,对于6度设防区,一般只需考虑系统自重、风荷载和雪荷载,对于6度以上设防区,还应考虑地震作用。

4.4.3 墙角、凹口、山墙、屋檐、屋面坡度大于 10° 的屋脊等部位,风压大,化复杂,在这些部位安装光伏系统,对抗风压性能要求较高,因

此宜将光伏组件或方阵安装在风压较小的部位,如屋顶中央。在坡屋面上安装光伏组件或方阵时,宜采用与屋面平行的方式,减小风荷载的作用。

4.4.4 在新建建筑上安装光伏系统,结构设计时应事先考虑其传递的荷载效应。既有建筑结构形式和使用年限各不相同。在既有建筑上增设光伏系统必须进行结构验算,保证结构本身的安全性。

4.4.5 进行结构设计时,不但要校核安装部位结构的强度和变形,而且需要计算支架、支撑金属件及各个连接节点的承载能力。

4.4.7 光伏组件的支架及各个连接节点主要承受系统自重、风荷载、雪荷载和地震作用,应通过计算确定支架结构构件的截面形式以及构件连接形式。

4.4.8 连接件与其基座(主体结构)的锚固承载力应大于连接件本身的承载力,任何情况不允许发生锚固破坏。光伏幕墙的连接与锚固必须可靠,其承载力必须通过计算或实物试验予以确认,并要留有余地。

4.4.9 大多数情况下支架基座比较容易满足稳定性要求(抗滑移、抗倾覆)。但在风荷载较大的地区,支架基座的稳定性对结构安全起控制作用,必须经过验算来确保。

4.4.10 当土建施工中未设预埋件,预埋件漏放或偏离设计位置较远,设计变更,或在既有建筑增设光伏系统时,往往要使用后锚固螺栓进行连接。采用后锚固螺栓(机械膨胀螺栓或化学锚栓)时,应采取多种措施,保证连接的可靠性及安全性。

4.4.11 考虑光伏系统的有效使用周期,预埋件的设计周期应与主体结构相同。避免光伏组件更新时对主体结构造成破坏。

5 发电系统设计

5.2 光伏发电系统

5.2.2 建筑太阳能光伏系统分类沿用现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348按系统装机容量的大小分类。

5.3 光伏方阵

5.3.1 一般来说,当安装容量相同时,固定式、平单轴跟踪、斜单轴跟踪和双轴跟踪发电量依次递增,但其占地面积也同时递增。因光伏建筑一体化系统兼顾建筑构件功能,一般采用固定式安装。

5.3.2 同一光伏组件串中各光伏组件的电流若不保持一致,则电流偏小的组件将影响其他组件,进而使整个光伏组件串电流偏小,影响发电效率。为了达到技术经济最优化,与建筑相结合的光伏发电系统,经常不用最大组件串数设计,此时需要结合式(5.3.2-1)和式(5.3.2-2)两个公式得出光伏组件串数的范围,再结合光伏组件排布、直流汇流、施工条件等因素,进行技术经济比较,合理设计组件串数。组件工作电压温度系数K很难测量,如果组件厂商无法给出,可采用组件开压温度系统 K_V 值替代。

5.4 发电量计算

5.4.2 ~ 5.4.3

$$E_p = H_A \times A \eta_i \times K = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (1)$$

式中:

H_A ——水平面太阳能总辐照量($\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$,与参考气象站标准观测数据一致);

A ——为组建安装面积(m^2);

η_i ——组件转换效率(%)。

1 考虑组件类型修正系数是由于光伏组件的转换效率在不同辐照度、波长时不同,该修正系数应根据组件类型和厂家参数确定,一般晶体硅电池可取1.0。

2 光伏方阵的倾角、方位角的修正系数是将水平面太阳能总辐射量转换到光伏方阵陈列面上的折算系数,根据组件的安装方式,结合工程所在地太阳能资源数据及纬度、经度,进行计算。

3 光伏发电系统可用率 η 为:

$$\eta = \frac{8760 - (\text{故障停用小时数} + \text{检修小时数})}{8760} \times 100\% \quad (2)$$

4 由于障碍物可能对光伏方阵上的太阳光造成遮挡或光伏方阵各阵列之间的互相遮挡,对太阳能资源利用会有影响,因此应考虑太阳光照利用率。光照利用率取值范围小于或等于1.0。

5 逆变器效率是逆变器将输入的直流电能转换成交流电能在不同功率段下的加权平均效率。

6 集电线路、升压变压器损耗系数包括光伏方阵至逆变器之间的直流电缆损耗、逆变器至计量点的交流电缆损耗,以及升压变压器损耗。

7 光伏组件表面污染修正系数是指光伏组件表面由于受到灰尘或其他污垢蒙蔽而产生的遮光影响。该系数的取值与环境的清洁度和组件的清洗方案有关。

8 光伏组件转换效率修正系数应考虑组件衰减率、组件工作温度系数、输出功率偏离峰值等因素。

5.5 储能系统

5.5.1~5.5.2 独立光伏电站配置储能装置的目的是为了满足向负载提供持续、稳定电力的要求;并网光伏电站配置储能装置的目的是为了改善光伏发电系统输出特性,包括平滑输出功率曲线、跟踪电网计划出力曲线、电力调峰、应急供电等。

5.5.3 本条中, C_c ——储能电池的容量计算考虑了环境温度对其容量的影响,并根据储能电池供应商提供的温度—容量关系曲线进行修正。 D ——最长无日照期间用电时数,是指独立型光伏电站当地最大连续阴雨用电时数。如对供电要求不很严格的用电负荷,可通过调节用电需求克服恶劣天气带来的不便,设计时可适当减少自给时数,一般可以取3d~5d的用电时数。对于重要设施的独立型光伏电站则需适当增加蓄电池容量,一般可以取7d~14d的用电时数。

5.6 电气主接线

5.6.2 此条继续沿用《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368推荐的光伏系统并网电压等级。

5.7 防雷与接地

5.7.1~5.7.4 光伏系统防雷和接地保护的要求:

1 支架、紧固件等正常时不带电金属材料要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)金属构件均可靠联结,且与建筑物屋顶防雷装置有不少于两点可靠联结;采用非金属固定构件时,不在防雷装置保护范围之内的光伏组件,需单独加装防雷装置,并与原防雷装置可靠联结;

2 光伏组件需采取严格措施防直击雷和雷击电磁脉冲,防止建筑光伏系统和电气系统遭到破坏。

6 材料、部件和设备

6.1 一般规定

6.1.1 工程材料及部件相关标准主要包括：

1 铝合金型材和板材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB 5237、《一般工业用铝及铝合金板、带材》GB 3880、《铝及铝合金阳极氧化与有机聚合物膜》GB/T 8013、《建筑用铝型材、铝板氟碳涂层》JG/T 133的规定。

2 铝合金材料的化学成分应符合现行国家标准《变形铝及铝合金化学成分》GB/T 3190的有关规定，型材表面处理层厚度、外观质量和尺寸偏差应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB/T 5237.1～GB/T 5237.5的规定。

3 建筑光伏系统隔热铝合金型材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材隔热型材》GB 5237.6的规定。采用穿条工艺生产的隔热铝型材，其隔热材料应符合现行国家标准《铝合金建筑型材用辅助材料 第1部分：聚酰胺隔热条》GB 23615.1的规定。采用浇注工艺生产的隔热铝型材，其隔热材料应符合现行国家标准《铝合金建筑型材用辅助材料 第2部分：聚氨酯隔热胶材料》GB 23615.2的规定。

4 钢构件表面除锈处理应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205和《涂覆涂料前钢材表面处理表面清洁度的目视评定》GB/T 8923的有关规定。

5 钢材焊接时，采用的焊条应符合现行国家标准《碳钢焊条》GB/T 5117和《低合金钢焊条》GB/T 5118的规定，焊缝、边缘和其他区域的表面缺陷的处理应符合国家现行标准《碳钢焊条》GB/T 5117、

《低合金钢焊条》GB/T 5118、《涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的目视评定 第3部分:焊缝、边缘和其他区域的表面缺陷的处理等级》GB/T 8923.3及《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ 81的规定。

6.2 光伏组件

6.2.1~6.2.3 此条沿用现行国家标准对光伏组件相关性能参数的要求。

6.2.4 建筑光伏系统的支撑系统常用钢结构材料,可能采用到的钢材种类、牌号繁多,应根据选择的材料不同符合相应的国家现行标准:《碳素结构钢》GB/T 700、《耐候结构钢》GB/T 4171、《结构用无缝钢管》GB/T 8162、《钢的成品化学成分允许偏差》GB/T 222、《优质碳素结构钢》GB/T 699、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧薄钢板及钢带》GB/T 912、《不锈钢棒》GB/T 1220、《合金结构钢》GB/T 3077、《低合金高强度结构钢》GB/T 1591、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板及钢带》GB/T 3274、《不锈钢冷轧钢板和钢带》GB/T 3280、《不锈钢冷加工棒》GB/T 4226、《不锈钢热轧钢板和钢带》GB/T 4237、《不锈钢复合钢板和钢带》GB/T 8165、《热轧H型钢和部分T型钢》GB/T 11263、《钢拉杆》GB/T 20934、《不锈钢建筑型材》JG/T 73等。

裸露在室外的光伏支架多数采用钢结构作为支架材料,如附加式屋面光伏系统、光伏遮阳系统、光伏雨篷等,需采取一定的防腐措施,尤其是运行维护时不便于检查或补漆的部位,应该严格控制防腐层厚度并注意施工破坏处的防腐修补,除密闭的闭口型材的内表面外,防腐涂层应完全覆盖钢材表面,包括型材端面、断面、焊接面;整个支架系统应符合25年系统寿命的要求。当采用热浸镀锌防腐处理时,锌膜厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T 13912的规定;当采用氟碳漆喷涂或聚氨酯漆喷涂时,漆膜的厚度不宜小于 $35\mu\text{m}$,在空气污染严重地区,涂膜厚度不宜小于 $45\mu\text{m}$ 。

6.3 光伏构件

6.3.1 ~ 6.3.4 此条沿用现行国家标准对光伏构件相关性能参数的要求。

6.4 逆变器

6.4.1 ~ 6.4.7 逆变器根据应用方式分为独立光伏发电逆变器和并网光伏发电逆变器,根据本规程选择逆变器尚应执行现行国家标准对逆变器相关性能参数的要求。

6.5 汇流箱与配电柜

6.5.1 ~ 6.5.4 根据本规程选择汇流箱与配电柜尚应执行现行国家标准对逆变器相关性能参数的要求。

6.6 储能设备

6.6.3 电化学储能系统不同层间宜采用铜质电缆连接,以避免双金属电化学腐蚀,铝质材料表面容易钝化而提高接触电阻,继而发热加重氧化,恶性循环。

7 施工及安装

7.1 一般规定

7.1.1 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。

7.1.3 光伏系统的安装一般在土建工程完工后进行,而土建部位的施工多由其他施工单位完成,因此应加强对已施工土建部位的保护。

7.2 基座

7.2.1 光伏组件或方阵的支架应固定在预设的基座上,不得直接放置在建筑层面上,否则无法保证支架安装牢固,还会对建筑层面造成损害。新建建筑屋面基座是在屋面结构层上现场砌筑或浇筑。

7.2.2 对于在既有建筑上安装的光伏发电系统,需要揭开建筑屋面做基座,因此有可能破坏建筑原有的防水结构,基座完工后,被破坏的部位应重新做防水工程。

7.2.3 对外露的金属预埋件应进行防腐、防锈处理,防止预埋件受损而失去强度。

7.2.4 连接件与基础之间的空隙多为金属构件,为避免此部位锈蚀损坏,安装完毕后应采用细石混凝土填捣密实。

7.3 支架

7.3.1 本条规定了支架安装前的准备工作,主要是对支架安装前基础混凝土强度提出要求。同时针对光伏支架的进场检查提出要求。

7.3.2 支架在基座上的安装位置不正确将造成支架偏移,影响主体结构受力。

7.3.3 支架安装验收的标准主要应从紧固度和偏差度两方面考虑,紧固度直接影响组件安装后的抗风能力,故应严格控制。

7.3.4 支架大多采用镀锌件,若破坏了镀锌层,将降低支架使用寿命,在施工过程中不应应对支架气焊扩孔。

7.3.5 本条规定了支架安装完成后按设计要求进行焊接和防腐工作,提出了在施工过程应遵循的国家标准。

7.3.7 由于光伏方阵支架用于室外,受到风、雪荷载作用,如果使用单一摩擦型节点连接方式,容易造成支架的松脱,存在使用安全隐患。

7.3.8 双玻光伏组件是建材型光伏组件,同玻璃幕墙一样可做成楼宇的光伏幕墙,其安装固定方式与玻璃幕墙相同,因此光伏幕墙支架安装应遵循玻璃幕墙工程的相应行业规范。应由具有幕墙工程施工资质的单位负责施工。

7.3.9 支架的倾斜角度直接影响组件的安装角度,组件的安装角度又直接影响组件功率的输出效率。固定支架的角度都是综合当地的经纬和相关气象数据计算而来的。根据计算组件角度的偏差在 $\pm 1^\circ$ 时,对组件的输出效率影响不大,故对组件的安装角度提出此要求。对支架安装偏差值提出要求,主要为整体感官考虑。但支架安装质量与前期土建基础施工有很大关系,所以应严格控制前期土建基础的施工质量。

7.4 光伏组件

7.4.1 本条对光伏组件在安装前的准备工作做出了规定。

1 本款对光伏组件安装前提出要求。支架的安装质量决定光伏组件的安装质量,其工作顺序也是相互依托的。在光伏组件安装前支架应该通过质检和监理部门的验收,方可进行组件的安装;

2 将电压、电流偏差过大的组件进行组串,会产生短板效应。

光伏发电系统需用光伏组件数量众多,现场测试的准确性和工作量都难以控制,通常光伏组件供货厂家出厂前对光伏组件进行了分类,应按照厂家提供的组件参数进行组串;

3 光伏组件经过运输、保管等环节,安装前应对外观进行检查。主要检查光伏组件玻璃面板及接线盒等部位。

7.4.2 本条文对光伏组件的安装做出了规定:

1 依据与建筑结合方式,光伏发电系统往往会根据安装位置选用不同规格和型号的光伏组件,而不同型号的光伏组件其电性能不同。若偏差较大则不允许在一个组串内安装。安装前应按照设计图纸仔细核对光伏组件型号和规格;

2 不同光伏组件生产厂家的产品各有不同,每个厂家会针对各自产品给出固定方式和固定螺栓力矩值。尤其是无边框薄膜组件,如果安装过程中紧固力矩过小,可造成运行过程中脱落;如果紧固力矩过大,又会导致组件破裂。故施工过程中,应严格遵守设计文件或生产厂家的要求。

7.4.3 本条文对光伏组件之间的接线提出要求。在施工过程中,有时会在光伏组件连接线施工环节上,存在组串数量不对、插接件不牢等问题,从而造成光伏组件串电压过高或过低。因此,施工人员应仔细检查回路的开路电压或短路电流,以保证光伏组件串正确连接投运。插接件与外接光伏电缆间搪锡处理是避免因接触电阻过大而降低效率及出现虚接而造成事故。规定同一光伏组件串或光伏组件不应短路,是为了防止光伏组件串或光伏组件因长时间短路造成设备和线缆的绝缘损伤。

7.4.4 本条为强制条文。由于光伏组件在接受阳光辐照时,输出导线两端就会产生直流电压。当光伏组件构成组件串时直流电压常高达数百伏,远远超过人体耐受的安全电压,为保证人身安全,在施工过程严禁碰触光伏组件串的金属带电部位。

7.4.5 光伏组件运行过程会有温升,随组件温度升高输出功率会下

降,屋顶与光伏组件之间应留有间隙,便于通风散热同时满足施工方便。

7.4.6 在坡屋面上安装光伏组件,应对防水连接构造采取相应措施,如附加防水层等,以避免破坏周边的防水连接。

7.5 光伏构件

7.5.5 光伏幕墙安装应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJT 139和现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300的有关规定。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/T 21086的有关规定,应与普通幕墙同时施工,同时接受幕墙相关的物理检测。

7.6 汇流箱

7.6.1 本条文规定了汇流箱安装前应做的检查工作。在设计与订货合同技术协议书中,对汇流箱的防护等级、元器件品牌和型号做出相应要求,安装前应检查核对。经过长途运输和现场保管后,应检查箱内元器件及连线是否存在破损和松动。为保证后续安装接线安全,应断开箱内全部开关和熔断器。

7.6.3 本条文规定了汇流箱在进行电缆接引时,如光伏组件侧没有断开点,已接好的光伏组件串两端产生的直流高电压就会进入汇流箱内易造成人身伤害。而逆变器侧如没有断开点,其它已经接引好的光伏组件串的电流可能会从逆变器侧逆流到汇流箱内,也会对人身和设备造成伤害。所以,在汇流箱的光伏组件串电缆接引前,应确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

7.7 逆变器

7.7.4 本条规定了逆变器的直流侧通过电缆和汇流箱(或直流配电柜)连接,这部分电缆接引时,大部分光伏组件已串引完毕并接引至

汇流箱,汇流箱的正负极两端已有很高的直流开路电压,为保证人身安全,应在逆变器直流电缆接线前,确认汇流箱侧有明显断开点,并采取相应安全防护措施。

7.7.5 为防止设备受潮和小动物进入逆变器,在电缆引线完毕应及时进行防火封堵。

7.8 电气系统

7.8.1~7.8.5 光伏发电系统中常规电气设备的施工及验收,国家已有现行的规范、标准,施工过程应遵照执行。同时还应按照设计文件及生产厂的工艺要求施工。

8 调试及试运行

8.0.2 设备和系统调试前应完成下列工作：

1 安装工作完成并验收合格。装饰装修工作应完毕并清扫干净；装有空调或通风装置等特殊设施的，应安装完毕并投入运行。受电后无法进行或影响运行安全的工程应施工完毕；

2 应按设计图纸确认设备接线正确无误，牢固无松动；确认电气设备的参数符合设计要求；确认设备及各回路电缆绝缘良好，符合接地要求；确认设备及线路标识清晰、准确。

3 调试方案应审批通过；

4 电气系统安装调试人员应具备相应资格证书、岗位证书，并配备相应劳动保护用品。

8.0.3 光伏组件串的调试应符合下列规定：

1 所有光伏组件应按照设计图纸的数量和型号组串并接引完毕，同一光伏组件串的组件，其生产厂家、型号及技术参数应一致；汇流箱内防反二极管极性应正确，各回路电缆接引完毕，且标示清晰、准确；各回路熔断器在断开位置；汇流箱及内部防雷模块接地应牢固、可靠，且导通良好；

2 测试宜在 10:00—14:00 时间段测试，且辐照度不低于 $600\text{W}/\text{m}^2$ 。测试应依次分级测量各光伏组件串、方阵、直流母线，并在确定前级工作正常后，再测量后级；

3 接入汇流箱内的光伏组串的极性测试应正确；

4 相同测试条件下，同一汇流箱内各分支回路光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于 2%，且不应超过 5V；

5 在发电情况下，使用钳形万用表对同一汇流箱内各光伏组件

串的电流进行检测。相同测试条件下,光伏组件串之间的电流偏差不应大于5%。

8.0.4 汇流箱的调试应符合下列规定:

1 汇流箱输出断路器应处于分断状态,熔断器熔丝未放入。汇流箱及内部浪涌保护器接地应牢固、可靠;

2 汇流箱总输出和分支回路的光伏组件串均采用熔断器时,投、退熔断器前,均应将逆变器解列;

3 汇流箱的监控功能应符合下列规定:

1) 监控系统的通信地址应正确,通信良好并具有抗干扰能力;

2) 监控系统应实时准确的反映汇流箱内各光伏组串电流的变化情况。

8.0.5 逆变器的调试应符合下列规定:

1 逆变器调试前,应具备下列规定:

1) 逆变器控制电源应具备投入条件;

2) 逆变器直流侧电缆应接线牢固且极性正确、绝缘良好;

3) 逆变器交流侧电缆应接线牢固且绝缘良好;

4) 光伏方阵接线正确,具备给逆变器提供直流电源的条件;

5) 对逆变器的全面检查工作已完成。逆变器的接地应符合要求,其内部元器件应完好,无受潮、放电痕迹,内部所有电缆连接螺栓、插件、端子应连接牢固,无松动;如逆变器本体配有手动分合闸装置,其操作应灵活可靠、接触良好,开关位置指示正确;逆变器测试所配导线均应有回路标识、开关上设防误合闸标识、测试现场应悬挂试验警示牌并拉上警示带等,临时标识应清晰准确;逆变器内部应无杂物,并经过清灰处理。

2 逆变器调试应符合下列规定:

1) 逆变器的调试工作宜由生产厂家配合进行;

2) 逆变器的运行效率、防孤岛保护及输出的电能质量等测试工作,应由有资质的单位进行检测。

3 逆变器调试时,应严格遵守以下规定:

1)逆变器停运后,必须切断直流、交流和控制电源,并确认无电压残留后且在有人监护的情况下才允许作业;

2)逆变器在运行状态下,严禁断开无断弧能力的汇流箱总开关或熔断器。

4 逆变器的监控功能调试应符合下列要求:

1)监控系统的通信地址应正确,通信良好并具有抗干扰能力;

2)监控系统应实时准确的反映逆变器的运行状态、数据和各种故障信息;

3)具备远方启、停及调整有功功率输出功能的逆变器,应实时响应远方操作,动作准确可靠。

8.0.10 二次系统调试应符合以下规定:

1 二次系统的调试工作应由调试单位、生产厂家进行,施工单位配合;

2 二次系统的调试内容主要应包括:计算机监控系统、继电保护系统、远动通信系统、电能量信息管理系统、不间断电源系统等;

3 计算机监控系统调试应符合下列规定:

1)计算机监控系统设备的数量、型号、额定参数符合设计要求,接地可靠;

2)遥信、遥测、遥控、遥调功能准确、可靠;

3)计算机监控系统防误操作功能准确、可靠;

4)计算机监控系统定值调阅、修改和定值组切换功能正确;

5)光伏发电系统智能设备的运行状态和参数等信息均准确反映到监控画面上。

4 继电保护系统调试应符合下列规定:

1)调试时可按现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995相关规定执行;

2)继电保护装置单体调试时,检查开入、开出、采样等元件功

能正确,且校对定值正确;开关在合闸状态下模拟保护动作,开关跳闸,且保护动作准确、可靠,动作时间符合要求;

3)继电器保护整组调试时,检查实际继电器保护动作逻辑与预设继电器保护逻辑策略一致;

4)站控层继电器保护信息管理系统的站内通信、交互等功能实现正确;站控层继电器保护信息管理系统与远方主站通信、交互等功能实现正确;

5)调试记录齐全、准确。

5 远动通信系统调试应符合下列规定:

1)远动通信装置电源稳定、可靠;

2)站内远动装置至调度方远动装置的信号通道调试完毕,且稳定、可靠;

3)调度方遥信、遥测、遥控、遥调功能准确、可靠,且满足当地传输方式的要求;

6 电能量信息管理系统调试应符合下列规定:

1)电能量采集系统的配置满足当地电网部门的规定;

2)光伏发电系统关口计量的主、副表,其规格、型号及准确度相同;且通过当地电力计量检测部门的校验,并出具报告;

3)光伏发电系统关口表的 CT、PT通过当地电力计量检测部门的校验,并出具报告。

4)光伏发电系统投入运行前,电度表由当地电力计量部门施加封条、封印;

5)光伏发电系统的电量信息能实时、准确反馈到当地电力计量中心。

8.0.11 系统联合调试应符合下列规定:

1 和上逆变器电网侧交流空开,测量电网电压和频率应符合逆变器并网要求;

2 在电网电压、频率均符合并网要求的情况下,合上任意一至

两路汇流箱输出直流空开,并合上相应的直流配电柜空开及逆变器测直流空开,直流电压值应符合逆变器输入条件;

3 交流、直流均符合并网运行条件,且逆变器无异常,启动逆变器变网运行开关,检测直流电流、三相输出交流电流波形应符合要求,逆变器运行应正常;

4 在试运行过程中,听到异响或发现逆变器有异常,应停止逆变器运行;

5 正常运行后,应检测功率限制、启停机、紧急停机等功能;

6 应逐步增加直流输入功率,检测各功率点运行时的电能质量。

10 环保、卫生、安全、消防

10.1 一般规定

10.1.3 建筑光伏系统工程劳动安全与职业卫生设计应采用系统工程的方法对工程的危险性和危害性进行定性、定量分析,确定系统的危险、有害因素及其危险、危害程度,并应针对性提出消除、预防或减弱的对策和措施。

10.3 安全、消防

10.3.4 警示标识应标明“警告”、“高压危险”等提示性文字和符号,并应符合下列规定:

1 逆变器和交流配电柜或专用低压开关柜的标识应标明“警告”、“高压危险”、等提示性文字和符号。

2 光伏汇流设备应设置警示标签,标明在逆变器隔离断开后,设备内带电部分仍可存在带电危险;

3 标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894的规定。

11 运行及维护

11.2 运行维护

11.2.1 光伏系统的运行监视应符合以下要求：

- 1 监视系统的遥感信号、遥控信号、遥测量是否正常；
- 2 监视系统的发电单元交直流侧电压、交直流侧电流、有功功率、无功功率、异常告警及故障等运行状态信息；
- 3 储能设备及设施的储能电池组工作电压、工作电流、荷电状态(SOC)、充放电功率、运行温度、异常告警及故障等信息；
- 4 安装有组件级智能优化装置的系统应监视优化装置的输入/输出电压、输入/输出电流、故障告警等信息以及终端设备用能信息(如分时用电量等)；
- 5 支持系统发电量预测功能,宜具备终端用能预测功能,并可根据系统发电和终端用能进行储能调度,实现系统发电最大化消纳；
- 6 支持低效发电单元分析、功率离散率对比分析、设备故障分析等功能,并可根据系统运行数据,主动分析故障类型、预警设备运行故障异常状况,实现对系统巡检检修提供优化管理决策支持；
- 7 支持远程自动诊断功能,包括智能电流电压(I-V)巡检和无人机红外快速扫描巡检等,降低系统故障、异常状态的处理时间；
- 8 具备设备故障信息,实时定位系统故障点位置的功能；
- 9 对日常监视检查的项目内容做好电子运行记录,并定期对系统的各类运行记录进行备份检查并导出,保存时间不少于5年。

11.2.12 光伏方阵维护应符合以下要求：

- 1 光伏组件清洁时段宜选择在晚上或者阴天,禁止使用腐蚀性

溶剂或硬物擦拭组件,清洗时,应防止水流入防火封堵材料、组件和阵列的电气接口,以免引起短路及电击伤亡事故。

2 光伏方阵应定期检查,出现问题立即处理,检查内容包括以下项目:

- 1) 光伏组件是否玻璃破碎、背板灼焦或运行中出现异味;
- 2) 接线盒是否密封完好、变形、扭曲、开裂或烧损;
- 3) 线缆是否松脱、破损、老化、漏电;
- 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,焊缝不应开焊,金属材料的防锈涂膜应完整,不应有剥落、锈蚀现象。
- 5) 光伏方阵和汇流箱上的名称、编号和带电警告标识是否清晰完整。

3 有条件时,每年高温季节用红外热成像仪对光伏方阵的组件表面温度进行一次全面检测。

4 发现光伏发电系统输出功率异常衰减应查明原因,必要时对光伏组件进行I-V(伏安特性)和PID(电位诱发衰减)测试。

11.2.17 储能系统的维护应符合下列规定:

1 蓄电池等设备的维护应符合现行行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724的有关规定;

2 铅酸蓄电池的运行环境与周期检验应符合现行国家标准《储能用蓄电池 第1部分:光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1的有关规定;

3 电化学储能电池出现漏液、变形时应及时处理;

4 储能系统的支撑结构、接线端子应定期检查,出现松动、腐蚀时应及时维修。

5 维护或更换储能设备时,所用工具应带绝缘套;

6 储能单元应定期进行满充满放,测试可用容量;

7 更换储能设备时,宜采用同品牌、同型号的产品;

8 使用蓄电池组,维护时应注意以下事项:

- 1) 保证运行环境干燥、温度适宜,无阳光直射;
- 2) 检查电池壳、盖有无鼓胀、漏液、损伤;
- 3) 检查连接线、连接条、端子等有无腐蚀生锈异常,紧固螺栓螺母有无松动;

4) 利用红外测温仪检查蓄电池端子、电池壳表面温度,应在 35°C 以下;

5) 暂时停放不用的电池组,定期充电;停用时间超过3个月以上的蓄电池,应充电后再投运行。

6) 每半年对蓄电池进行1次均衡充电,若蓄电池组中单体电池的电压异常,应及时处理。长期处于充电状态的电池,每三月进行一次放电试验;

7) 装有BMS的电池组,应检查单体压差、电池温差是否过大,绝缘电阻是否正常。

9 应对电池组承载结构进行定期维护检查,包括框架外观、焊接点、金属材料等;

10 应对电压异常、容量异常的电池组更换处理;

11 应对电池管理系统电池荷电状态(SOC)等状态参数进行校验;

12 应定期对储能单元进行充放电时间测试;

13 应对电池模块、电池簇均衡维护处理。

11.2.19 监控及数据传输系统检查内容包括以下项目:

1 监控及数据传输系统设备外观保持完好,后台机电源正常,监控窗口各主菜单无异常,电气系统图和各数据显示正确,打印机工作正常;

2 监控及数据传输系统的模拟量、脉冲量和系统时钟,系统显示的数据与被检测数据之间的误差是否超出允许范围;

3 监控系统的页面显示、实时数据库、分析计算量和防误闭锁和动作信号、告警信号;

4 监控及数据传输系统中的主要部件是否超过制造厂规定的

使用年限。

5 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,当有故障报警时,应及时维修;超过使用年限的数据传输系统中的主要部件,应及时更换。

12 能效评估

12.1.2 能效评估前检查的资料应包括但不限于下列内容：

- 1 项目立项、审批文件；
- 2 项目施工设计文件审查报告及其意见；
- 3 项目施工图纸；
- 4 与光伏发电系统相关的主要材料、设备和构件的质量证明文件、进场检验记录、进场核查记录、进场复验报告和见证试验报告；
- 5 与光伏发电系统相关的隐蔽工程验收记录和资料；
- 6 光伏发电系统中各分项工程质量验收记录,并核查部分检验批次验收记录；
- 7 项目对相关部位建筑日照、承重和安全的影响分析。
- 8 大,测试结果受仪器测试精度的影响越小。