

云南省工程建设地方标准

DB

DBJ XXX-2023

备案号: XXXXX-2023

# 云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程 (征求意见稿)

Technical Specification for the Application of Solar  
Systems of Civil Buildings in Yunnan Province

2023-XX-XX 发布

2023-XX-XX 实施

云南省住房和城乡建设厅 发布

# 前 言

根据云南省住房和城乡建设厅《云南省住房和城乡建设厅关于印发2022年工程建设地方标准编制计划的通知》，主编单位云南省城乡规划设计研究院、云南省设计院集团有限公司、云南省建筑科学研究院有限公司，会同省内相关单位组成编制组，在认真调查研究，总结实践经验，充分参考相关标准，广泛征求意见的基础上，制订本规程。

本规程的主要技术内容是：1. 总则；2. 术语；3. 基本规定；4. 太阳能热水系统设计；5. 太阳能光伏系统设计；6. 太阳能系统与建筑一体化设计；7. 太阳能系统安装与调试；8. 工程验收；9. 环保、安全与消防；10. 运行与维护。

本规程由云南省住房和城乡建设厅负责管理，云南省城乡规划设计研究院负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送至云南省城乡规划设计研究院（地址：云南省昆明市滇池路1008号，邮政编码：650228）。

本规程主编单位：云南省城乡规划设计研究院

云南省设计院集团有限公司

云南省建筑科学研究院有限公司

本规程参编单位：云南工程建设总承包股份有限公司

昆明理工大学设计研究院有限公司

云南建筑技术发展中心

云南建筑产业化研发中心有限公司

云南省建筑节能协会

云南省玉溪市太标太阳能设备有限公司

昆明同兴太阳能设备有限公司

云南顺筑装配式房屋科技有限公司

本规程主要起草人员：

本规程主要审查人员：

## 目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	5
4	太阳能热水系统设计	6
4.1	一般规定	6
4.2	系统分类与选择	6
4.3	太阳能集热器系统	8
4.4	热水供应系统	15
4.5	辅助热源加热系统	16
4.6	电气与控制系统	17
5	太阳能光伏系统设计	20
5.1	一般规定	20
5.2	系统分类	20
5.3	系统设计	21
5.4	系统接入	24
5.5	系统监测	25
6	太阳能系统与建筑一体化设计	26
6.1	一般规定	26
6.2	规划设计	27
6.3	建筑设计	28
6.4	结构设计	34
6.5	给排水设计	36
6.6	电气设计	37
7	太阳能系统安装与调试	38
7.1	一般规定	38
7.2	太阳能热水系统安装	38
7.3	太阳能热水系统调试	42
7.4	太阳能光伏系统安装	42
7.5	太阳能光伏系统调试	46
8	工程验收	49

8.1	一般规定.....	49
8.2	分项工程验收.....	59
8.3	竣工验收.....	59
9	环保、安全与消防.....	61
9.1	环保.....	61
9.2	安全.....	61
9.3	消防.....	62
10	运行与维护.....	64
10.1	一般规定.....	64
10.2	太阳能热水系统运行与维护.....	64
10.3	太阳能光伏系统运行与维护.....	68
10.4	能耗监测.....	69
附录 A	云南省太阳能资源分布与区划.....	71
附录 B	云南省典型城市最佳朝向、最佳倾角太阳辐射强度.....	75
附录 C	云南省典型城市不同倾角和方位角的太阳能集热器总面积补偿比...	76
	本规程用词说明.....	80
	引用标准名录.....	81
附：	条文说明.....	84

# Content

1	General Provisions	1
2	Terms	2
3	Basic Requirements	5
4	Design of Solar Water Heating System	6
4.1	General Requirements	6
4.2	System Classification and Selection	6
4.3	Solar Collector System	8
4.4	Hot Water Supply System	15
4.5	Auxiliary Energy Heating System	16
4.6	Electric and Control System	17
5	Design of Solar Photovoltaic System	20
5.1	General Requirements	20
5.2	System Classification	20
5.3	System Design	21
5.4	Interconnected System	24
5.5	Monitor of the System	25
6	Integrated Design of Solar Systems and Buildings	26
6.1	General Requirements	26
6.2	Planning Design	27
6.3	Building Design	28
6.4	Structure Design	34
6.5	Water Supply And Drainage Design	36
6.6	Electrical Design	37
7	Installation and Commissioning	38
7.1	General Requirements	38
7.2	Installation of Solar Water Heating System	38
7.3	Commissioning of Solar Water Heating System	42
7.4	Installation of Solar Photovoltaic System	42
7.5	Commissioning of Solar Photovoltaic System	46
8	Engineering final acceptance	49
8.1	General Requirements	49
8.2	Sub-project Acceptance	59
8.3	Completion Acceptance	59
9	Environmental Protection、 Safety and Fire Control	61
9.1	Environmental Protection	61
9.2	Safety	61
9.3	Fire Control	62
10	Operation and Maintenance	64
10.1	General Requirements	64
10.2	Operation and Maintenance of Solar Water Heating System	64
10.3	Operation and Maintenance of Solar Photovoltaic System	68

10.4 Energy Consumption Monitoring .....	69
Appendix A Distribution and zoning of Solar Energy Resources in Yunnan Province .....	71
Appendix B The best Orientation and Tilt Angles of Typical Cities in Yunnan Province Radiant Intensity .....	75
Appendix C Solar Collector Gross Area Compensation Ratio at Different Tilt Angles and Azimuths for Some Typical Cities in Yunnan Province .....	76
Explanation of wording in this specification.....	80
List of quoted standards.....	81
Addition;Explanation of provisions .....	84

# 1 总则

**1.0.1** 为规范太阳能热水系统（简称热水系统）和推动太阳能光伏系统（简称光伏系统）在民用建筑中的应用，促进热水系统和光伏系统与建筑的结合，与建筑和周围环境协调统一，规范太阳能系统的设计、安装、验收和运行维护，保证工程质量，制定本规程。

**1.0.2** 本规程适用于新建、改建和扩建的城镇民用建筑以及在既有建筑上增设或改造热水系统与光伏系统工程的设计、安装、验收和运行维护。乡村公共建筑及统一建设的居住建筑参照城镇建筑执行。鼓励乡村个人建房参照本规程执行。

**1.0.3** 新建、改建和扩建的民用建筑热水系统与光伏系统设计应纳入建筑工程设计及管理，统一规划、同步设计、同步施工、同步验收，与建筑工程同时投入使用。

**1.0.4** 在既有建筑安装或改造光伏系统应按建筑工程审批程序进行专项工程设计、施工和验收。

**1.0.5** 民用建筑应用太阳能热水系统、光伏系统的设计、安装、验收和运行维护除应符合本规程外，尚应符合国家、行业和云南省现行有关标准的规定。

## 2 术语

### 2.0.1 民用建筑 civil building

供人们居住和进行公共活动的建筑的总称。

### 2.0.2 太阳能系统与建筑一体化 integrate solar system with building

将太阳能系统纳入建筑设计中，使太阳能系统成为建筑的一部分，保持建筑外观和内部功能和谐统一。

### 2.0.3 日照标准 insolation standard

根据建筑物所处的气候区、城市规模和建筑物的使用性质确定的，在规定的日照标准日（冬至日或大寒日）的有效日照时间范围内，以有日照要求楼层的窗台面为计算起点的建筑外窗获得的日照时间。

### 2.0.4 太阳能热水系统 solar water heating system

将太阳能转换成热能以加热水的系统装置。包括太阳能集热器、贮热水箱、泵、连接管路、支架、控制系统和必要时配合使用的辅助能源。

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

利用太阳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。

### 2.0.6 建筑集成太阳能光伏系统 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，也称光伏建筑一体化。

### 2.0.7 建筑附加太阳能光伏系统 building attached photovoltaic (BAPV)

光伏发电设备不作为建筑材料或构件，在已有建筑上安装的形式。

### 2.0.8 真空管集热器 evacuated tube collector

采用透明管（通常为玻璃管）并在管壁与吸热体之间有真空空间的太阳能集热器。

### 2.0.9 平板型集热器 flat plate collector

吸热体表面基本上为平板形状的非聚光型集热器。

### 2.0.10 热水供应系统 hot water supply system

将储热水箱中的热水通过泵、配水管道、控制系统等输送到各个热水配水点的装置。通常还包括必要的辅助加热设备。

**2.0.11** 集中-集中供热水系统 collective-collective hot water supply system

采用集中的太阳能集热器和集中的贮热水箱供给一幢或几幢建筑物所需热水的系统。

**2.0.12** 集中-分散供热水系统 collective-individual hot water supply system

采用集中的太阳能集热器和分散的贮热水箱供给一幢建筑物所需热水的系统。

**2.0.13** 分散-分散供热水系统 individual-individual hot water supply system

采用分散的太阳能集热器和分散的贮热水箱供给各个用户所需热水的小型系统。

**2.0.14** 集热器总面积 gross collector area

整个集热器最大的投影面积 ( $\text{m}^2$ )，不包括那些固定和连接传热工质管路组成部分。

**2.0.15** 贮热水箱 heat storage tank

太阳能热水系统中储存热水的装置。

**2.0.16** 辅助加热装置 auxiliary heating device

太阳能热水系统中，为了补充太阳能系统的热输出所用的非太阳能加热部件。

**2.0.17** 独立光伏系统 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。

**2.0.18** 并网光伏系统 grid-connected photovoltaic system

与公共电网联结的光伏系统。

**2.0.19** 光伏组件 photovoltaic (PV) module

具有封装及内部联结，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。

**2.0.20** 光伏构件 PV components

经过模块化预制，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。

#### **2.0.21 建材型光伏构件 PV modules as building components**

太阳能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（如光伏瓦、光伏墙板、光伏砖等）。

#### **2.0.22 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。

#### **2.0.23 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。

#### **2.0.24 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。

#### **2.0.25 光伏电池 PV cell**

将太阳辐射能直接转换成电能的一种器件。

#### **2.0.26 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。

#### **2.0.27 光伏电池倾角 tilt angle of PV cell**

光伏电池所在平面与水平面的夹角。

### 3 基本规定

- 3.0.1** 新建建筑应安装太阳能系统。
- 3.0.2** 太阳能系统的选择，应结合太阳能资源、地理位置、气候条件、建筑物类型、使用功能、安装运输条件、使用者要求、负荷特点等因素综合确定，应与所在地区总体规划和电力规划相协调，做到全年综合利用。
- 3.0.3** 太阳能系统，应与主体建筑同步规划、设计、施工、验收，并应充分考虑使用、施工安装和维护等要求，做到太阳能系统与建筑一体化。
- 3.0.4** 太阳能系统设计，应分析周围环境对太阳辐射和系统运行的影响。建筑物上安装太阳能系统，不得降低相邻建筑的日照标准。
- 3.0.5** 太阳能系统应根据不同地区气候条件、使用环境和集热系统或光伏发电机组件类型采取防冻、防冰雪、防结露、防过热、防热水渗漏、防雷、防雹、抗风、抗震、防火、防腐蚀和保证电气安全等技术措施。
- 3.0.6** 太阳能系统组件应规则有序、排列整齐。太阳能系统各类设施及管线应统筹安排、集中布置，做到安全、隐蔽、便于安装维护。
- 3.0.7** 在既有建筑上增设或改造太阳能系统，不得影响建筑原有的使用功能、安全及消防，必行对建筑结构安全、建筑电气安全进行复核，并应满足太阳能组件所在部位的防水、防火、防雷、防静电等相关功能要求和建筑节能要求。
- 3.0.8** 安装太阳能系统建筑的主体结构，应符合建筑施工质量验收标准的规定。
- 3.0.9** 太阳能系统应安装计量装置，应进行系统节能、环保效益预评估，并宜在系统运行后，进行能耗的定期监测。
- 3.0.10** 太阳能热水系统中的太阳能集热器设计使用寿命应高于 15 年。太阳能光伏系统中的光伏组件设计使用寿命应高于 25 年。

## 4 太阳能热水系统设计

### 4.1 一般规定

4.1.1 太阳能热水系统设计应纳入建筑给水排水设计内容，除应符合本规程以外，还应符合现行国家标准《建筑给水排水与节水通用规范》GB 55020、《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015、《建筑给水排水设计标准》GB 50015 及《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364 的相关规定。

4.1.2 太阳能热水系统设计应遵循节水节能、安全简便且美观、经济实用、耐久可靠、便于计量、便于更新维护的原则，应结合辅助加热功能和热水需求等条件进行设计。

4.1.3 太阳能热水系统内置加热装置的系统，必须带有保证使用安全的装置。

4.1.4 太阳能热水系统贮水箱出口水温不应高于 75℃。

4.1.5 间接加热的太阳能热水系统如采用水为传热介质时，补充水宜采用软化水。

4.1.6 太阳能集热系统的贮热水箱和管路保温设计应按照现行国家标准《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272 和《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175 执行。

### 4.2 系统分类与选择

4.2.1 太阳能热水系统按集热与供热水方式，可分为下列三类：

- 1 集中—集中供热水系统；
- 2 集中—分散供热水系统；
- 3 分散—分散供热水系统。

4.2.2 太阳能热水系统按集热系统运行方式，可分为下列三类：

- 1 自然循环系统；
- 2 强制循环系统；
- 3 直流式系统。

4.2.3 太阳能热水系统按生活热水与集热系统内传热工质的关系，可分为下列两类：

- 1 直接系统；
- 2 间接系统。

4.2.4 太阳能热水系统按辅助能源的加热方式，可分为下列两类：

- 1 集中辅助加热系统；
- 2 分散辅助加热系统。

4.2.5 太阳能热水系统按辅助能源加热设备安装位置，可分为下列两类：

- 1 内置加热系统；
- 2 外置加热系统。

4.2.6 太阳能热水系统按辅助能源加热设备启动方式，可分为下列三类：

- 1 全日自动启动系统；
- 2 定时自动启动系统；
- 3 按需手动启动系统；

4.2.7 太阳能热水系统的类型应结合建筑规划设计要求、气候条件、热水使用规律、辅助能源种类和太阳能集热器、贮热水箱设置的条件、投资和运营管理方式等工程实际情况进行选择，类型选择参照表 4.2.7 和本节其它条款选型：

表 4.2.7 太阳能热水系统设计选型参照表

建筑物类型			农 房	住宅建筑			公共建筑			
				低 层	多 层	高 层	宾 馆 医 院	游 泳 馆	公 共 浴 室	其 它
太 阳 能 热 水 系 统 类 型	集热与供 热水方式	集中-集中供 热水系统	●	●	●	●	●	●	●	●
		集中-分散供 热水系统	●	●	●	●	○	○	○	●
		分散-分散供 热水系统	●	●	●	●	○	○	○	○
	系统运行 方式	自然循环系统	●	●	●	○	○	●	●	●
		强制循环系统	●	●	●	●	●	●	●	●
		直流式系统	○	○	○	○	●	●	●	●
	集热系统 内传热工 质	直接系统	●	●	●	●	●	○	●	●
		间接系统	●	●	●	●	●	●	●	●

	辅助能源 加热方式	集中辅助加热 系统	○	○	○	○	●	●	●	●
		分散辅助加热 系统	●	●	●	●	●	●	●	●
	辅助能源 加热设备 安装位置	内置加热系统	●	●	●	●	○	○	○	○
		外置加热系统	●	●	●	●	●	●	●	●
	辅助能源 加热设备 启动方式	全日自动启动 系统	●	●	●	●	●	●	●	●
		定时自动启动 系统	●	●	●	●	○	●	●	●
		按需手动启动 系统	●	●	●	●	○	●	●	●

注：1 表中“●”为可选用项目，“○”为不宜选用项目。

2 有热水需求的其它建筑参照上表中公共建筑选用。

4.2.8 集热系统宜按分栋建筑或每单元建筑设置；当需合建系统时，集热器总出口至贮热水箱的距离不宜大于 300m。

4.2.9 应根据集热器类型及其承压能力、集热器布置方式、运行管理条件等因素，选用闭式集热系统或开式集热系统。空气质量较差地区或对热水质量要求较高的太阳能热水系统，宜选用闭式系统。开式太阳能集热系统宜采用集热、贮热、换热一体间接预热承压冷水供应热水的组合系统。

4.2.10 应根据水质条件以及热水供水压力要求等，选用直接加热或间接加热集热系统。

4.2.11 配置辅助能源水加热设备的系统，辅助加热方式、加热时段和加热水温应可调控。

4.2.12 系统中的热水用量宜按国家现行标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 规定的热水用水定额计算。

### 4.3 太阳能集热器系统

4.3.1 集热器分为真空管型太阳能集热器和平板型太阳能集热器两类，热性能指标应符合现行国家标准《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581、《平板型太阳能集热器》GB/T 6424 和《太阳能空气集热器技术条件》GB/T 26976 中规定的

性能相关要求。常选用的真空管型太阳能集热器有全玻璃真空管型太阳能集热器、玻璃-金属结构真空管型太阳能集热器和热管式真空管型太阳能集热器。

**4.3.2** 农村建筑、住宅太阳能热水系统的能效系数（CTP）应符合现行国家标准《家用太阳能热水系统能效限定值及能效等级》GB 26969 的能效限定值要求。

**4.3.3** 太阳能集热器之间可通过并联、串联或串并联相结合等方式连接成集热器组；集热器组的串联和并联的管路布置应通过计算确定，对集中集热系统，宜考虑局部损坏而不致系统整体失效的连接方式。集热器组设计应符合下列规定：

1 平板型或横排真空管型集热器之间的连接宜采用并联，竖排真空管型集热器之间的连接宜采用串联，但单排并联的集热器总面积不宜超过 32 m<sup>2</sup>。

2 对自然循环系统，每个系统的集热器总面积不宜超过 50 m<sup>2</sup>；总面积超过 50 m<sup>2</sup>时，可分为若干子系统，每个子系统的集热器总面积不宜超过 50 m<sup>2</sup>。

3 对强制循环系统，每个系统的集热器总面积不宜超过 500 m<sup>2</sup>；总面积超过 500 m<sup>2</sup>时，可分为若干子系统，每个子系统的集热器总面积不宜超过 500 m<sup>2</sup>。

4 同一斜面上多层布置东西向放置的全玻璃真空管集热器，串联的集热器不宜超过 3 个，每个集热器联箱长度不宜大于 2m。

**4.3.4** 集热器之间的连接应使每个集热器的传热工质流入路径与回流路径的长度相同，并应使流经单位集热面积的流量均衡。太阳能集热器的单位面积流量应根据太阳能集热器生产企业给出的数值确定。

**4.3.5** 集热器最佳安装方位应朝向正南或正南±30°，若受条件限制偏转角过大，可按本规程附录的规定进行面积补偿。

**4.3.6** 集热器安装倾角应与当地纬度一致。如系统侧重在夏季使用，其倾角宜为当地纬度减 10°；如系统侧重在冬季使用，其倾角宜为当地纬度加 10°；真空管东西向水平放置的集热器倾角可适当减少。主要城市纬度可按本规程附录采用。

**4.3.7** 集热器的布置应避开建筑物或构筑物的遮挡，集热器与前方遮光物或集热器前后排之间的最小距离可按下式计算：

$$D=H\times\cot\alpha_s\times\cos\gamma \quad (4.3.7)$$

式中：D—集热器与前方遮挡物或集热器前后排之间的最小距离（m）；

$H$ —集热器最高点与集热器最低点的垂直距离 (m)

$\alpha_s$ —太阳高度角 ( $^{\circ}$ ), 对季节性使用的系统, 宜取当地春秋分正午 12 时的太阳高度角; 对全年性使用的系统, 宜取当地冬至日正午 12 时的太阳高度角;

$\gamma$ —集热器安装方位角 ( $^{\circ}$ )。

4.3.8 集热器设置在平屋面、坡屋面、阳台、墙面上时, 应满足国家标准《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364 的相关规定。

4.3.9 太阳能热水系统集热器总面积确定应符合下列规定:

1 直接系统的集热器总面积可按下式计算

$$A_c = \frac{Q_w \rho_w C_w (t_{\text{end}} - t_o) f}{J_T \eta_{cd} (1 - \eta_L)} \quad (4.3.9-1)$$

$$Q_w = q_r m b_1 \quad (4.3.9-2)$$

式中:  $A_c$ —直接系统的集热器总面积 ( $\text{m}^2$ );

$Q_w$ —日均用热水量 (L);

$C_w$ —水的定压比热容 [ $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ];

$\rho_w$ —水的密度 ( $\text{kg}/\text{L}$ );

$t_{\text{end}}$ —贮热水箱内热水的终止设计温度 ( $^{\circ}\text{C}$ );

$t_o$ —贮热水箱内冷水的初始设计温度, 通常取当地年平均冷水温度 ( $^{\circ}\text{C}$ );

$J_T$ —当地集热器采光面上的年平均日太阳辐射量 ( $\text{kJ}/\text{m}^2$ ), 可按本规程附录确定;

$f$ —太阳能保证率 (%), 太阳能热水系统在不同太阳能资源区的太阳能保证率  $f$  可按表 4.3.9-2 的推荐范围选取, 云南地区太阳能保证率  $f$  取值为 30%~60%;

$\eta_{cd}$ —基于总面积的集热器年平均集热效率 (%), 应根据集热器产品基于集热器总面积的瞬时效率方程 (瞬时效率曲线) 的实际测试结果而定 (省级及以上检测机构出具的检测报告), 方案阶段没有确定产品时可按 40% 估算。

$\eta_L$ —太阳能集热系统中贮热水箱和管路的热损失率, 根据经验取值宜为 0.2~0.3;

$q_r$ —平均日热水用水定额 [ $\text{L}/(\text{人} \cdot \text{d})$ ,  $\text{L}/(\text{床} \cdot \text{d})$ ], 应符合现行国家标

准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的相关规定。在计算太阳能集热器总面积时，应选用平均日热水用水定额；

m—计算用水的人数或床数；

b<sub>1</sub>—同日使用率，平均值应按实际使用工况确定，当无条件时，可按表 4.3.9-1 取值。

表 4.3.9-1 不同类型建筑物的b<sub>1</sub>推荐取值范围

建筑物类型	b <sub>1</sub>
住宅	0.5~0.9
宾馆、旅馆	0.3~0.7
宿舍	0.7~1.0
医院、疗养院	0.8~1.0
幼儿园、托儿所、养老院	0.8~1.0

表 4.3.9-2 云南不同资源区的太阳能保证率 f 推荐取值范围

太阳能资源区划	水平面上年太阳能辐照量 (MJ/ (m <sup>2</sup> •a))	太阳能保证率f
II 资源丰富区	5400~6700	50%~60%
III资源较富区	4200~5400	40%~50%
IV资源一般区	≤4200	30%~40%

2 间接系统的集热器总面积可按下式计算

$$A_{IN} = A_C \cdot \left(1 + \frac{U \cdot A_C}{U_{hx} \cdot A_{hx}}\right) \quad (4.3.9-3)$$

式中：A<sub>IN</sub>—间接系统的集热器总面积（m<sup>2</sup>）；

A<sub>C</sub>—直接系统的集热器总面积（m<sup>2</sup>）；

U—集热器总热损系数[W/（m<sup>2</sup>•℃）]，对平板型集热器，U 宜取（4~6）W/（m<sup>2</sup>•℃），对真空管集热器，U 宜取（1~2）W/（m<sup>2</sup>•℃），具体数值应根据集热器产品实际测试结果而定；

U<sub>hx</sub>—换热器传热系数[W/（m<sup>2</sup>•℃）]，查产品样本得出；

A<sub>hx</sub>—换热器换热面积（m<sup>2</sup>），查产品样本得出。

4.3.10 当按本规程第 4.3.9 条计算结果的集热器总面积大于建筑围护结构

表面时，可按围护结构表面最大容许的安装面积确定集热器总面积。

4.3.11 集热器朝向受条件限制，方位角不能满足本规程第 4.3.5 条或集热器安装倾角受条件限制，倾角不能满足本规程第 4.3.6 条时，集热器总面积可按下式 4.3.11 进行补偿，合理增加集热器面积，但补偿面积不得超过本规程第 4.3.9 条计算结果的一倍，并进行经济效益分析。

$$A_B = A_C / R_S \quad (4.3.11)$$

式中： $A_B$ —补偿后的太阳能集热器总面积（ $m^2$ ）；

$A_C$ —按最佳安装角计算的的太阳能集热器总面积（ $m^2$ ）；

$R_S$ —太阳能集热器补偿面积比。可按附录的规定取值。

4.3.12 贮热水箱有效容积的计算应符合下列规定：

1 集中集热、集中供热太阳能热水系统的贮热水箱宜与供热水箱分开设置，串联连接，贮热水箱的有效容积可按下式计算：

$$V_{rx} = q_{rjd} \cdot A_j \quad (4.3.12)$$

式中： $V_{rx}$ —贮热水箱的有效容积（L）；

$A_j$ —集热器总面积（ $m^2$ ）； $A_j=A_C$ 或 $A_j=A_{IN}$

$q_{rjd}$ —单位面积集热器平均日产温升 30℃热水量的容积[L/（ $m^2 \cdot d$ ）]，

根据集热器产品参数确定，无条件时，可按表 4.3.12 选用。

表 4.3.12 单位集热器总面积日产热量推荐取值范围[L/（ $m^2 \cdot d$ ）]

太阳能资源区划	直接系统	间接系统
II 资源丰富区	60~70	40~50
III 资源较富区	50~60	35~40
IV 资源一般区	40~50	30~35

注：1 当室外环境最低温度高于 5℃时，可以根据实际工程情况采用日产热量的高限值；

2 本表是按照系统全年每天提供温升 30℃热水，集热系统年平均效率为 35%，系统总热损失率 20%的工况下估算的。

2 当贮热水箱与供热水箱分开设置时，供热水箱的有效容积应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

3 集中集热、分散供热太阳能热水系统宜设有缓冲水箱，其有效容积一般不宜小于 10% $V_{rx}$ 。

4.3.13 集中一分散、分散一分散太阳能热水系统的贮热水箱形式宜按下列要求选择：

- 1 按布置形式分为卧式和立式，容积较小的宜选立式；
- 2 按安装方式分为壁挂式和落地式，容积较小的宜选壁挂式；
- 3 室内和阳台布置的太阳能贮热水箱宜选承压式。

4.3.14 贮热水箱的设计应满足下列规定：

1 贮热水箱及其附件的材质、工艺处理、配件等，均应确保水质在温度达到 90℃ 以上时符合国家现行标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的安全卫生要求，并应满足刚度、强度、耐压、耐温、耐腐等规定；

2 有效容积不大于 0.6m<sup>3</sup> 的贮热水箱保温性能应满足国家现行标准《家用太阳能热水系统技术条件》GB/T 19141 的规定，大于 0.6m<sup>3</sup> 的贮热水箱保温性能应满足国家现行标准《太阳能热水系统性能评定规范》GB/T 20095、《空气源热泵辅助的太阳能热水系统（储水箱容积大于 0.6m<sup>3</sup>）技术规范》GB/T 26973 的规定；

3 闭式贮热水箱应满足承压要求，并应设置进出水管、泄水管、压力温度安全阀以及水温指示等装置；大于 0.6m<sup>3</sup> 的贮热水箱应设置压力表；泄压管道上不得装设阀门、不得与排水管道直接相连；

4 开式贮热水箱应设置进出水管、溢流管、泄水管、通气管、水位控制以及水温指示等装置；

5 贮热水箱的布置形式和进出水管布置，不得产生水流短路，并应保证贮热水箱内具有平缓的水温梯度，充分利用水箱的储热容积；

6 分散式系统的贮热水箱可设置在建筑设备间内，也可根据具体设计要求设置在建筑屋面、平台、阳台、厨房和地下室。

4.3.15 强制循环的太阳能集热系统应设循环泵，其流量和扬程的计算应符合下列规定：

- 1 循环泵的流量可按下式计算：

$$q_x = q_{gz} \cdot A_j \quad (4.3.15-1)$$

式中： $q_x$ —集热系统循环流量（m<sup>3</sup>/h）；

$q_{gz}$ —单位面积集热器对应的工质流量[m<sup>3</sup> /（h•m<sup>2</sup>）]，应按集热器产品

实测数据确定；无实测数据时，可取  $0.054\text{m}^3 / (\text{h} \cdot \text{m}^2) \sim 0.072\text{m}^3 / (\text{h} \cdot \text{m}^2)$ ，相当于  $0.015\text{L} / (\text{s} \cdot \text{m}^2) \sim 0.020\text{L} / (\text{s} \cdot \text{m}^2)$ ；

$A_j$ —集热器总面积 ( $\text{m}^2$ )。

2 开式系统循环泵的扬程应按下式计算：

$$H_x = h_{jx} + h_j + h_z + h_f \quad (4.3.15-2)$$

式中： $H_x$ —循环泵扬程 (kPa)；

$h_{jx}$ —集热系统循环管路的沿程与局部阻力损失 (kPa)；

$h_j$ —循环流量流经集热器的阻力损失 (kPa)；

$h_z$ —集热器顶部与贮热水箱最低水位之间的几何高差造成的阻力损失 (kPa)；

$h_f$ —附加压力 (kPa)，取  $20\text{kPa} \sim 50\text{kPa}$ 。

3 闭式系统循环泵的扬程应按下式计算：

$$H_x = h_{jx} + h_j + h_e + h_f \quad (4.3.15-3)$$

式中： $h_e$ —循环流经换热器的阻力损失 (kPa)；

**4.3.16** 集热循环泵的启闭应符合下列要求：

1 直流式太阳能集热系统，宜采用定温控制，即通过集热器内部的水温来控制泵的启闭；

2 强制循环太阳能集热系统，宜采用温差控制，应按太阳能集热器出口的水温与贮热水箱下部水温的温度来控制泵的启闭，开启温差宜为  $5^\circ\text{C} \sim 10^\circ\text{C}$ ，停止温差宜为  $2^\circ\text{C} \sim 3^\circ\text{C}$ 。

**4.3.17** 集热循环泵宜靠近贮热水箱设置，不应与有安静要求的卧室、书房等房间紧邻安装。水泵应采用低噪音机组并有防噪音措施。

**4.3.18** 集热循环泵的吸水管上应设过滤器、阀门，出水管上应设阀门、止回阀，闭式系统应加装压力表。

**4.3.19** 安装在室外的集热循环泵，应采用全封闭型或设有防护罩的水泵，并采取冬季防冻措施。

**4.3.20** 水泵基座的尺寸应比机组大  $100\text{mm} \sim 150\text{mm}$ ，高度宜高出地面  $100\text{mm} \sim 150\text{mm}$ 。

**4.3.21** 太阳能集热系统的循环管路设计应符合下列规定：

- 1 循环管路应短而少弯，应设计为同程式；
- 2 绕行的管路宜是冷水管或低温水管；
- 3 集热循环管横向敷设，应设 3‰~5‰的坡度。坡向应利于排除气体，在管路最高点或易发生气塞的位置应设自动排气装置；在采用回流方式的防冻系统中，系统中的水应能自动回流，不应积存；
- 4 在自然循环系统中，应使循环管朝贮热水箱方向有向上坡度，不得反坡；
- 5 在使用平板型集热器的自然循环系统中，贮热水箱的下循环管口应比集热器的上循环管口高 0.3m 以上；
- 6 在间接系统的循环管路上应设膨胀箱；在闭式间接系统的循环管路上同时还应设有压力安全阀，但不应有单向阀和其他可关闭的阀门；
- 7 当集热器组为多排或多层集热器组并联时，每排或每层集热器的进出口管路，应设辅助阀门；
- 8 在系统中宜设流量计、温度计和压力表；
- 9 管路的通径面积应与并联集热器组管路的通径面积之总和相适应。
- 10 管材选用应考虑耐腐蚀、耐温、耐压和连接方便、可靠等因素，可采用钢管、薄壁不锈钢管、金属复合热水管等；在使用乙二醇防冻液系统中，可采用钢管、薄壁铜管、薄壁不锈钢管等，严禁采用镀锌钢管和内壁为塑料的管材。

**4.3.22** 太阳能集热系统的管路、配件应采用不锈钢管、铜管、镀锌钢管等金属材质，开式系统的耐温不应小于 100℃，闭式系统的耐温不应小于 200℃。

**4.3.23** 集热回路使用传热工质的间接系统，系统应有防止工质渗入热水的技术措施。

**4.3.24** 太阳能集热系统中泵、阀的安装均应采取减振和隔声措施。集热器阵列附近宜设置用于清洁集热器的给水点。

## **4.4 热水供应系统**

**4.4.1** 太阳能热水供应系统的管道流量、热水循环流量及管网水力计算、膨胀管或膨胀水箱的设计计算，应符合《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的相关规定，其中给水总流量可按设计秒流量计算。

4.4.2 太阳能产生的热能宜作为预热热媒间接使用，与辅助热源宜串联使用；生活热水宜作为被加热水直接供应到用户末端，生活热水应与生活冷水用一个压力源。

4.4.3 太阳能热水系统的给水应对超过有关标准的原水进行水质软化处理。当冷水水质总硬度超过 75mg/L 时，生活热水不应直接采用过流式流经真空管及 U 型管等集热元器件；当冷水水质总硬度超过 120mg/L 时，宜进行水质软化或阻垢缓蚀处理，并应符合现行《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

4.4.4 直接供热水系统应设置恒温混水阀；间接供热水系统宜设置温度控制装置。均应保证用户末端出水温度低于 60℃。

4.4.5 热水供应管路系统设计应符合下列要求：

1 热水供应管路应选用耐腐蚀和连接方便、可靠、符合卫生要求的管材，可采用薄壁铜管、薄壁不锈钢管、塑料热水管、金属塑料复合热水管、金属复合热水管等管材。

2 热水供应管路的设计应符合国家现行标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 和《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规程》GB/T 18713 的规定。

3 集中供热水系统应设置热水循环管路，保证干管和立管中的热水循环；分散供热水系统可根据用户的具体要求设置热水循环管路；

4 热水供应系统的管路宜设计为同程式；

5 太阳能热水系统的冷水进水管上应有可靠的防止倒流措施；

6 热水供应管道的流速，宜按表 4.4.5 选用。

表 4.4.5 热水管道的流速

公称直径（mm）	15～20	25～40	≥50
流速（m/s）	≤0.8	≤1.0	≤1.2

7 热水横管的敷设坡度不宜小于 0.005；

4.4.6 供热储热水箱为开式非承压水箱时，宜在配水点处的热水给水支管上设置止回阀。

4.4.7 太阳能集中供热水系统分户供热水支管上，应安装热水计量装置。

4.5 辅助热源加热系统

4.5.1 太阳能热水系统应设辅助热源及加热设施，辅助热源的供热量应按无太阳能时确定。

4.5.2 辅助热源宜因地制宜进行选择，集中—分散供热水系统、分散—分散供热水系统宜采用电、燃气，集中—集中供热水系统宜采用燃气、燃油、热泵等。辅助热源的选择应结合热源条件、系统形式及太阳能供热的不稳定状态等因素，经技术经济比较后确定。

4.5.3 辅助热源接入太阳能热水系统的形式，应根据热源种类、系统形式、规模、冷水水质等选择直接或间接接入。

4.5.4 内置电辅助加热的太阳能贮热水箱，安装在室内时，其安全性能应符合电热水器产品的相关要求和标准。

4.5.5 辅助热源的控制应在保证充分利用太阳能集热量的条件下，根据不同的供热方式，选择采用全日自动控制、定时自动控制或手动控制。

#### 4.6 电气与控制系统

4.6.1 太阳能热水系统应设控制系统，根据集热器种类、系统形式和具体的使用要求确定相应的控制功能及控制方式。

4.6.2 太阳能热水系统的电气设计应满足太阳能热水系统用电可靠性和运行安全要求。

4.6.3 太阳能热水系统中所使用的电气设备应设短路保护和接地故障保护装置。

4.6.4 系统应设专用供电回路。内置电加热系统回路应设置剩余电流动作保护装置，其额定动作电流值不应大于 30mA。

4.6.5 自动控制的集中太阳能热水系统，贮热水箱内的水温在设定时间内低于系统设定温度时，辅助加热系统应自动启动，达到设定温度时自动停止加热。

4.6.6 控制系统设计应遵循安全可靠、经济实用、季节与地区差别的原则确定相应的控制功能，实现在最小的常规能源消耗条件下获得最大限度太阳能的总体目标。

4.6.7 大型公共建筑太阳能热水系统宜纳入建筑设备监控系统。

4.6.8 太阳能热水系统运行控制应符合下列规定：

- 1 全日热水供应系统宜采用全日自动启动系统；
- 2 直流系统宜采用定温控制，控制温度为系统集热器出口温度，温控器应

有满水自锁功能；

3 强制循环系统宜采用温差控制，控制温差为系统集热器出口温度与系统贮热水箱底部温度的差值；

4 温差循环运行控制的集热系统，温差循环的启动值与停止值应可调；

5 开式集热系统及开式贮热水箱的非满水位运行控制中，宜在温差循环使得水箱水温高于设定温度后，采用定温出水，然后自动补水，水箱水满后再转换为温差循环；

6 太阳能集热器用温度传感器应能承受最高空晒温度，其精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ；贮热水箱用温度传感器应能承受  $100^{\circ}\text{C}$  的温度，其精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ 。

7 家用太阳能热水系统供应热水时宜有自动停止辅助加热的功能。

4.6.9 智能化控制系统应具备下列功能：

1 显示集热系统循环泵的工作状况，控制集热循环泵的启闭；

2 显示贮热水箱的温度；

3 显示非承压式贮热水箱的水位；

4 辅助加热设备按设定程序进行启、停自动控制，应另设有手动控制装置；

4.6.10 集中热水供应系统和分户热水供应系统的用水量较大者应设机械循环系统，循环泵的启闭采用定时或定温循环。

4.6.11 太阳能集热系统控制应包含以下功能：

1 宜有温差强制循环功能；

2 宜有定温出水功能；

3 应有过热保护功能。

4.6.12 辅助加热系统控制应包含以下功能：

1 宜有定时加热功能；

2 宜有定温加热功能；

3 应有手动加热功能。

4.6.13 集中热水供应系统控制宜包含以下功能：

1 宜有供水管道定温循环功能；

2 宜有变频供水功能。

4.6.14 开式系统自动补水控制装置应包含以下功能：

- 1 宜有定时补水功能；
- 2 宜有定温补水功能；
- 3 宜有定水位补水功能
- 4 应有手动补水功能。

**4.6.15 系统防冻控制宜包含以下功能：**

1 当在冬季有冻结可能地区运行的以水为工质的集热循环系统，不宜采用排空方法防冻运行时，宜采用定温防冻循环优先于电辅助防冻措施；

2 在电辅助防冻措施中，宜采用管路或水箱内设置电加热器且循环水泵防冻的措施优先于管路电伴热辅助防冻措施；

3 当防冻运行时，管路温度宜控制在  $5^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$  之间。

## 5 太阳能光伏系统设计

### 5.1 一般规定

- 5.1.1 建筑太阳能光伏系统应进行专项设计。
- 5.1.2 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。
- 5.1.3 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。
- 5.1.4 建筑光伏系统的电能质量应符合国家现行有关标准的规定。
- 5.1.5 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。
- 5.1.6 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。
- 5.1.7 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。
- 5.1.8 独立光伏系统应满足《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T19064 的相关要求。

### 5.2 系统分类

- 5.2.1 光伏系统按与公共电网连接方式可分为下列两种系统：
  - 1 并网光伏系统；
  - 2 独立光伏系统（也称离网光伏系统）。
- 5.2.2 太阳能光伏系统按储能装置的形式可分为下列两种系统：
  - 1 带有储能装置系统；
  - 2 不带储能装置系统。
- 5.2.3 太阳能光伏系统按负荷形式可分为下列三种系统：
  - 1 直流系统；
  - 2 交流系统；
  - 3 交直流混合系统。
- 5.2.4 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。

5.2.5 并网光伏系统按并网点位置可分为下列两种系统：

1 用户侧并网光伏系统

2 电网侧并网光伏系统。

5.2.6 光伏系统按商业运营模式可分为下列三种类型：

1 全额上网（统购统销）；

2 自发自用，余量上网；

3 自发自用。

### 5.3 系统设计

5.3.1 应根据建筑的使用功能、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。

5.3.2 光伏系统应由光伏方阵、光伏汇流箱、逆变器、直流、交流配电柜、蓄电池及其充电控制装置（限于带有储能装置系统）、布线系统、电能表和显示、监控电能相关参数的仪表组成。

5.3.3 光伏系统设计时应计算系统装机容量和年发电总量。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。

5.3.4 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。

5.3.5 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、最大功率点跟踪控制范围、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 同一个最大功率点跟踪（MPPT）支路上接入的光伏组件串的电性能参数、

方阵朝向、安装倾角宜一致，其中最大输出功率  $P_m$  、最大工作电流  $I_m$  的离散性应小于 $\pm 3\%$ ；

5 组成光伏方阵的光伏组件应采用降低风压的措施布置；

6 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。

7 建筑光伏构件的组串设计不应跨越防火分区。光伏方阵的线缆不宜跨越防火分区。

#### 5.3.6 光伏系统的设备和部件性能应满足下列要求：

1 系统中设备及其部件的性能应满足国家现行标准和相关要求，并应获得相关认证；

2 系统中设备及其部件的正常使用年限应满足国家现行标准的相关要求；

3 系统设备的选择应考虑维护保养的安全性，不得妨碍和降低设备固有的维护和检修的安全性标准；

4 系统设备应符合环保、卫生的要求。

5 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《安全标志及其使用导则》GB 2894 的相关规定；

#### 5.3.7 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%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。

#### 5.3.8 光伏汇流箱应符合以下要求：

1 光伏汇流箱内应设置汇流铜母排和端子，并应有独立的接地铜母排或端子；

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 光伏汇流箱内宜装设监测每个汇流子系统运行情况的装置；

4 光伏汇流箱内应设置防雷保护装置和组件串防反装措施；

5 光伏汇流箱的设置位置应便于操作和检修。设置在室外的光伏汇流箱应具有防水、防腐措施，其防护等级不应低于 IP65。

6 所有光伏汇流箱均应设置防触电警示标识，并注明当主、分开关断电后部件仍有可能带电。

5.3.9 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、最大功率点跟踪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、频率及接地方式一致，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 IP65。

5.3.10 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。

5.3.11 储能系统设计应符合下列规定：

1 建筑光伏系统用储能系统宜采用电化学储能方式。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；

2 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；

3 储能系统的容量：应根据负荷特点满足平滑出力的要求；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；

4 储能蓄电池应选用储能用密封免维护蓄电池，性能指标应符合《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473、《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276、《电力储能用铅炭电池》GB/T 36280 等现行国家标准的有关规定；

5 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，并应满足国家现行标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的相关规定。

## 5.4 系统接入

5.4.1 光伏系统接入公用电网应对发电系统的接入电压等级、电能质量、并网保护装置、通信和电能计量装置等接入方案进行论证。

5.4.2 光伏系统接入公用电网时，除应符合现行国家标准《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T50865、《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T50866、《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939 外，还应满足下列要求：

1 光伏系统应有相对独立空间。中型或大型集中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、监视器及蓄电池(组)（仅限于带有储能装置的系统）等；

2 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；

3 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。

5.4.3 并网光伏系统与公用电网之间应设隔离装置。光伏系统在并网处应设置专用的低压开关箱（柜），并应设置专用标识和“警告”、“双电源”提示性文字和符号。

5.4.4 并网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：

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

2 光伏系统与公共电网之间的隔离开关和断路器均应具有切断中性线功能，且相线 and 中性线应能同时分断和合闸；

3 当公用电网电能质量超限时，光伏系统应自动与公用电网解列，在公用

电网恢复正常后 5min 之内，光伏系统不得向电网供电。

**5.4.5** 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。

**5.4.6** 通信与电能计量装置应符合下列规定：

1 光伏系统自动控制、通信和电能计量装置应根据当地公共电网条件和供电机构的要求配置，并应与光伏系统工程同时设计、同时建设、同时验收、同时投入使用；

2 光伏系统宜配置相应的自动化终端设备，以采集光伏系统装置及并网线路的遥测、遥信数据，并传输至相应的调度主站；

3 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，并直接接入自动化终端设备；

4 光伏系统应配置专用电能计量装置，电能计量装置应符合现行标准《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。

**5.4.7** 建筑光伏系统不应作为消防应急电源。

## 5.5 系统监测

**5.5.1** 大、中型太阳能光伏系统应设置监测系统。监测系统由计量监测设备、数据采集装置、数据传输系统和数据中心软件等组成。计量监测设备包括室外温度传感器、太阳总辐射传感器、太阳能光伏组件背板表面温度传感器、太阳能光伏系统发电监测电表等。

**5.5.2** 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平行于光伏组件的太阳辐照量、室外温度、湿度、风力、光伏组件背板表面温度、电压、电流、日发电量、累计发电量等参数；

2 监测系统数据采集频率宜在 5min/次~1h/次之间；

3 应采用开放的通信协议和标准通讯接口，并宜纳入到建筑楼宇自控系统中管理。

## 6 太阳能系统与建筑一体化设计

### 6.1 一般规定

6.1.1 太阳能系统与建筑一体化设计应严格遵守国家、地方有关法律法规的规定，满足相关标准规范及城乡规划要求。

6.1.2 太阳能系统与建筑一体化设计，应贯穿从方案设计到施工图设计的全过程。

6.1.3 应根据建筑的风格与造型要求、气候特点及日照分析结果，遵循安全美观、规则有序、便于安装和维护的原则，确定安装在建筑物上的太阳能系统的设备类型、位置和外观要求，做到太阳能系统与建筑一体化。

6.1.4 太阳能系统安装在建筑屋面、阳台、墙面或建筑其他部位，不得影响该部位的建筑功能，并应与建筑协调一致，保持建筑统一和谐的外观。

6.1.5 太阳能系统及其预留、预埋的构件，不得影响建筑物的使用功能，且应满足建筑安全、防火、防腐、防水、排水、通风、隔热、电气安全、防雷、接地、抗风和抗震等要求。

6.1.6 太阳能系统各组成部分不应影响所在部位的建筑防水、排水等功能要求，不应造成保温层、防水层破坏、局部积水、渗漏等情况，并便于维修。

6.1.7 农村建筑安装太阳能系统不应破坏村庄建筑风貌，宜满足建筑一体化设计及相关管理要求。

6.1.8 将建筑屋顶太阳能设施作为建筑屋面的重要组成部分，两者之间相互融合、协调共生。

## 6.2 规划设计

**6.2.1** 太阳能系统与建筑一体化的规划设计应根据建设地点的地理位置、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。建筑主要朝向宜为南向或接近南向。

**6.2.2** 太阳能光伏系统与建筑一体化的规划设计，应综合考虑当地新能源的发展规划、电力部门并网基础设施、区域电网消纳电量的能力等因素。

**6.2.3** 建筑的外部体型和空间组合应与太阳能热水系统密切结合，光伏组件在建筑群体中的安装位置应合理规划，应避免安装太阳能集热器和光伏组件部位受周围的环境设施与绿化种植及建筑自身遮挡，并应满足太阳能集热器冬至日全天有不少于 4h 日照时数的要求，宜满足光伏组件冬至日全天有不少于 3h 日照时数的要求。

**6.2.4** 规划较大面积的太阳能集热器和光伏组件时，不应影响该建筑物及相邻建筑物的通风及采光标准，并避免对相邻建筑物产生光污染。

## 6.3 建筑设计

6.3.1 太阳能系统与支撑结构作为建筑突出物时，应符合现行国家标准《民用建筑设计统一标准》GB 50352、《民用建筑通用规范》GB 55031 的有关规定。

6.3.2 建筑设计应为太阳能系统的安装、使用、维护、保养等提供必要的条件。

6.3.3 在平屋面设置太阳能系统应符合下列规定：

- 1 太阳能集热器、光伏组件安装宜按最佳倾角进行设计；
- 2 支架应与屋面固定牢固，当使用地脚螺栓连接时，应在地脚螺栓周围做防水和密封处理；
- 3 当在屋面防水层上放置集热器、光伏组件时，屋面防水层应上翻至基座上部，并应在基座下部增设附加防水层；
- 4 集热器、光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和集热器、光伏方阵之间的人行通道上部应铺设保护层；
- 5 当集热器、光伏组件设置在屋面构架或屋面飘板上时，构架和飘板下的净空高度应满足系统检修和使用功能要求。

6.3.4 在坡屋面设置太阳能系统应符合下列规定：

- 1 屋面的坡度宜结合太阳能集热器、光伏组件在该地区接收阳光的最佳倾角确定；
- 2 太阳能集热器、光伏组件宜采用顺坡镶嵌或顺坡架空设置；
- 3 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，与屋面结合处雨水排放应通畅；
- 4 顺坡架空安装的太阳能集热器、光伏组件与屋面之间的垂直距离应满足安装和通风散热间隙的要求；
- 5 顺坡镶嵌的太阳能集热器、光伏组件与周围屋面连接部位应做好防水构造处理，不得降低屋面整体的保温、隔热、防水等性能；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。

6.3.5 在阳台或平台设置太阳能系统应符合下列规定：

- 1 太阳能集热器、晶体硅光伏组件宜有适当的倾角；
- 2 支架应与栏板主体结构上的预埋件牢固连接；
- 3 当集热器、光伏组件构成阳台或平台栏板时，应满足栏板的刚度、强度、

防护功能和电气安全要求，其高度应符合护栏高度的要求，栏板顶部水平荷载应不小于 1.0kN/m。

4 设置在上部无飘板的凸阳台(露台)上的太阳能集热器、光伏组件,其支架应与阳台地面预埋件连接牢固,并应在地脚螺栓周围做密封处理。

#### 6.3.6 在墙面设置太阳能系统应符合下列规定:

- 1 太阳能集热器、晶体硅光伏组件宜有适当的倾角;
- 2 支架应与墙面上的预埋件连接牢固,必要时在预埋件处增设混凝土构造柱;
- 3 与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果;
- 4 管线穿墙面时,应在墙面预埋防水套管,并应对其与墙面相接处进行防水密封处理,防水套管应在墙面施工时埋设完毕,穿墙管线不宜设在结构柱处;
- 5 太阳能集热器、光伏组件镶嵌在墙面时,宜与墙面装饰材料、色彩、风格等协调处理;
- 6 当光伏组件安装在窗面上时,应符合窗面采光等使用功能要求;
- 7 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;

#### 6.3.7 在建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列规定:

- 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;
- 4 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。
- 5 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;
- 6 光伏组件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。

**6.3.8 采光顶上安装光伏组件作为维护结构时应符合下列要求：**

1 安装光伏组件的采光顶应满足刚度、强度、保温、排水功能及防止坠落伤人的安全性能要求；

2 安装光伏组件采光顶的结构性能和防火性能应满足行业现行标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的要求；

3 有采光要求的室内空间、连廊等光伏顶棚部位可采用光伏组件与部分透光光伏组件或玻璃组合的方式，合理确定光伏组件的透光率，除满足建筑采光的要求外，应兼顾室内视觉舒适性；

4 应有便于安装、检修和维护的安全防护措施。

**6.3.9 光伏组件或光伏瓦作为屋面板构成坡屋面面层时，应满足下列要求：**

1 光伏组件材质宜与建筑坡屋面材质及色彩协调一致，其性能应满足屋面的设计要求；

2 光伏组件应模块化、标准化，宜满足建筑模数的要求；

3 系统运行和昼夜温度变化时，光伏组件屋面应有防止因热胀冷缩而发生振动、声响的构造措施；

4 应有防止室内温度和湿度变化时屋面内侧结露滴水的构造措施；

5 应满足屋面的承重、保温、隔热和防水等要求，并符合现行国家标准《坡屋面工程技术规范》GB 50693 的有关规定。

**6.3.10 光伏组件架空设置时可采用倾斜或平铺布置方式，宜符合下列规定：**

1 设置晶硅光伏发电系统的架空层南向和南偏东、南偏西方向不应设置遮挡光伏方阵阳光的建筑突出物和构筑物，薄膜光伏方阵可放宽限制；

2 采用倾斜布置方式的光伏组件应按本规程附录的倾角推荐值进行设计；

3 采用倾斜布置方式的光伏方阵应满足组件之间冬至日不小于 3 小时日照时数的要求；

4 采用平铺布置方式的晶硅光伏方阵不应高于架空层最高水平线，应避免女儿墙或其他相邻遮光物的遮挡，且应满足冬至日不小于 3 小时日照时数的要求；薄膜光伏方阵可放宽限制；

5 除允许踩踏的光伏组件外，倾斜布置的光伏方阵应在光伏方阵纵横两个方向设置宽度不小于 0.8m 的安装维护通道，平铺布置的光伏方阵组件与组件之

间应设计为安装维护通道，宽度宜不小于 0.8m。通道应满足相应的荷载要求；

6 采用无楼板的架空方式时，应按光伏组件的尺寸或组件间距要求预留与主体结构牢固连接的结构梁，光伏组件支架应与结构梁牢固连接。连接处均应做防锈蚀处理；

7 采用有楼板的架空方式时，参照平屋面技术要求设计；

8 光伏方阵下方为人员活动场所时应确保相应的净高，并不小于 2.2m；

9 屋面宜设置架空光伏组件安装检修的爬梯；

10 架空层应预留光伏组件安装和检修的安全防护措施。

6.3.11 贮热水箱的设置应符合下列规定：

1 贮热水箱宜靠近用水部位；

2 贮热水箱宜设置在室内；

3 贮热水箱设置在阳台时，不应影响建筑外观；

4 设置贮热水箱的位置应采取相应的排水、防水措施；

5 贮水箱布置应符合《建筑给水排水设计标准》CB50015 的要求，其上方或周围侧边应有安装、检修、清洁及维护空间；

6 贮热水箱安装位置可优先一体化设计，隐藏安装于坡屋面屋脊下的空间。

6.3.12 设置贮热水箱的建筑屋面、平台等室外场所应有防雨、防雷措施；

6.3.13 容积大于 600L 的贮热水箱设置在设备间及其他室内场所时，应符合下列规定：

1 应符合国家现行标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定，贮热水箱上方及周围应有安装、检修、清洁及维护空间；

2 门宽及通道应能满足设备检修和设备搬运的需要，且门的净宽不应小于 800mm；对有大型设备搬运要求的设备间应预留安装孔，并应采用围护墙体后期砌筑的技术措施；

3 设备间的设计应满足设备厂商的相关技术规定；

4 设备间不应与需要干燥的房间直接连通，并不应与允许儿童活动的房间连通；

5 设备间应在围护墙体的根部设置高度不小于 300mm 的混凝土翻边，且应设置可靠的防水措施；

6 设备间应具有排水、防水、防火、通风、隔热、防潮等措施;并有设备操作照明设施。

6.3.14 光伏系统的控制机房宜采用自然通风,当不具备条件时应采取机械通风措施。

6.3.15 储能蓄电池、逆变器的设置应符合下列规定:

- 1 储能蓄电池应设置在配电间或专用设备间;
- 2 设置在屋面上的设备、电缆线路不应影响消防疏散等功能;
- 3 储能蓄电池、逆变器安装部位的结构承载力应满足其最大荷载要求,并应满足本规程相关要求;
- 4 设置逆变器的屋面、露台等室外场所,应设有满足设备安装搬运和检修维护的通道和工作平台,逆变器周围应有安全的安装、检修和维护空间,并应有防火、防水、排水等设施。

6.3.16 设置储能蓄电池、逆变器的配电间或专用设备间,应符合下列规定:

- 1 应有确保逆变器工作温度为 $-25^{\circ}\text{C}\sim+55^{\circ}\text{C}$ 的通风降温设施;
- 2 应根据逆变器和配电柜的数量、规格来确定平面尺寸,逆变器和配电柜上方及周围应有安装、检修及维护空间,其净空应满足设备专业要求;
- 3 门宽及通道应能满足设备检修和设备搬运的需要;对有大型设备搬运要求的配电间应采用安装后围护墙体后期砌筑的施工方法;
- 4 电缆沟设计等应满足设备的相关技术规定;
- 5 不应与有水的房间直接连通,并不应与允许儿童活动的房间连通;
- 6 设置在屋面时应在围护墙体下设置高度不小于 600mm 的混凝土翻梁,且应设置可靠的防水措施;
- 7 应具有防水、排水、防火、通风、隔热、防潮等措施,并有设备操作照明等设施;
- 8 应符合国家现行标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的相关技术要求,并按变配电房标准进行消防设计。

6.3.17 太阳能系统管路与管线穿越墙面、屋面处应预设防水套管,防水套管与墙面、屋面交接处应进行可靠的密封防水处理,系统管线不得裸露;防水套管应在墙面保温层、屋面防水层和保温隔热层施工前埋设完毕,并应对其做防水

密封处理，穿墙管线不应设在结构柱处。

**6.3.18** 太阳能集热器和光伏方阵不应跨越建筑变形缝设置。

**6.3.19** 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。

**6.3.20** 安装在建筑各部位的光伏组件，包括直接构成建筑维护结构的光伏构件，应具有带电警告标识及相应的电气安全防护措施，并应满足该部位的建筑维护、建筑节能、结构安全和电气安全等要求。

**6.3.21** 光伏采光顶、透光光伏幕墙、光伏窗应采取隐藏线缆和线缆散热的措施，并应方便线路检修。

**6.3.22** 光伏组件不宜设置为可开启窗扇。

## 6.4 结构设计

6.4.1 结构专业应与工艺和建筑专业配合，合理确定太阳能热水系统或光伏系统各组成部分在建筑中的位置。

6.4.2 新建建筑设置太阳能热水系统或光伏系统时，应考虑其对主体结构传递荷载效应的影响。

6.4.3 对太阳能热水系统或光伏系统的支架、连接件和节点的结构设计应符合下列规定：

1 非抗震设计时，应考虑系统自重、风荷载、雪荷载和检修荷载作用效应组合；

2 抗震设计时，应考虑系统自重、风荷载、雪荷载、检修荷载和地震作用效应组合。

3 作用效应组合应按照现行国家标准《工程结构通用规范》GB 55001 和《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002 的有关规定进行计算。

6.4.4 应考虑风压变化对太阳能热水系统或光伏系统及其支架的影响，太阳能集热器、光伏组件宜安装在风压较小的位置。

6.4.5 太阳能热水系统的贮热水箱和光伏系统的蓄电池、并网逆变器等较重的部件宜安装在承载能力较大的结构构件上，并应进行构件的强度与变形验算。

6.4.6 当选用建材型光伏构件时，应向产品生产厂家确认相关结构性能指标，并应满足建筑使用期间对产品的结构性能要求。

6.4.7 太阳能热水系统或光伏系统的支架，应由埋设在主体结构钢筋混凝土基座中的钢制热浸镀锌连接件或不锈钢地脚螺栓固定。连接件或地脚螺栓与钢筋混凝土基座的锚固承载力设计值应大于连接件或地脚螺栓本身的承载力设计值，钢筋混凝土基座的钢筋应与主体结构可靠锚固。

6.4.8 当钢筋混凝土基座的钢筋不能与主体结构可靠锚固时，应另行设置太阳能热水系统或光伏系统支架基座。对支架基座应进行抗滑移和抗倾覆稳定性验算，并采取提高支架基座与主体结构间附着力的有效措施。

6.4.9 当太阳能热水系统或光伏系统与主体结构采用后加锚栓连接时，应符合下列规定：

1 每个连接节点不应少于 2 个锚栓，选用锚栓直径应通过计算确定，且不

应小于 10mm;

2 锚栓承载力设计值不应大于其选用材料极限承载力的 50%，且应进行锚栓承载力现场试验，必要时应进行极限拉拔试验；

3 必须使用抗震适用型锚栓；

4 成品锚栓产品应有出厂合格证；

5 不宜在与化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作；

6 施工完成后的锚栓应经过防腐处理；

7 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。

**6.4.10** 安装太阳能热水系统或光伏系统的预埋件设计使用年限应与建筑的主体结构相同。

**6.4.11** 太阳能热水系统或光伏系统的支架、支撑金属件和其他安装材料，应根据系统设定的使用寿命选择相应的耐候性能材料并应采取适宜的维护保养措施。

## 6.5 给排水设计

**6.5.1** 太阳能热水系统的给水、排水设计应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

**6.5.2** 太阳能热水系统给水水源的水质应符合国家现行标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的规定。超过有关硬度指标时，应进行软化水质处理。

**6.5.3** 使用生活用水水箱作为太阳能集热器的一次补水水源时，生活饮用水水箱的容积和设置位置应能满足集热器一次补水所需的水量、水压要求。

## 6.6 电气设计

**6.6.1** 太阳能光伏系统宜结合建筑供配电系统统一设置变配电间及控制机房，变配电间及控制机房的设计应满足《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的相关要求。

**6.6.2** 建有储能设施的光伏发电系统应设置独立的储能设施房间，并应满足《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T5044 的相关要求。

**6.6.3** 太阳能光伏系统的强弱电电缆敷设应满足《电力工程电缆设计标准》GB 50217 及《综合布线系统工程设计规范》GB 50311 中的规定的相关要求。线缆穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应进行防火封堵，并应选用无机防火堵料。

**6.6.4** 太阳能光伏系统的防雷与接地措施应符合国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的相关要求。新建建筑的光伏系统，其防雷和接地应与建筑的防雷和接地系统统一设计。既有建筑设计光伏系统时，应对建筑物原有防雷和接地设计进行验算，必要时进行改造。

**6.6.5** 太阳能热水系统的防雷与接地措施应符合国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的相关要求，系统金属部件应与建筑防雷接地系统可靠连接。

## 7 太阳能系统安装与调试

### 7.1 一般规定

7.1.1 太阳能系统的安装应符合设计要求。不应损坏建筑物的结构；不应影响建筑物在设计使用年限内承受各种荷载的能力；不应破坏屋面防水层和建筑物的附属设施。

7.1.2 太阳能系统安装前应编制施工组织设计方案。

7.1.3 太阳能系统安装前应具备以下条件：

- 1 设计文件齐备，取得施工许可文件；
- 2 施工图应通过会审、设计交底应完成，施工组织设计方案应审核完毕；
- 3 施工通道应符合材料、设备运输要求；
- 4 施工场地应符合施工组织设计要求；
- 5 施工现场水、电、场地、道路等施工准备条件能满足正常施工需要；
- 6 预留基座、孔洞、预埋件和设施符合设计要求，并已验收合格；
- 7 既有建筑增设、改造太阳能系统应有经结构复核和法定检测机构同意安装的鉴定文件。

7.1.4 进场安装的太阳能系统部件、配件、材料及性能、色彩等应符合设计要求，并具有产品合格证明。

7.1.5 安装太阳能系统时，应对已完工部分进行保护。

7.1.6 太阳能系统安装过程中，产品和物件应妥善存放和保管，搬运、吊装不应发生碰撞和损坏；半成品应妥善保护。

7.1.7 太阳能系统安装过程记录及相关试验记录应齐全。

7.1.8 太阳能系统安装完成投入使用前，应进行系统调试。系统调试应在竣工验收阶段进行。

7.1.9 太阳能系统的调试，应由施工单位负责、监理单位监督、建设单位和设计单位参与。系统调试的实施单位应是施工单位或其委托的有调试能力的其他单位。

### 7.2 太阳能热水系统安装

#### I 基 座

7.2.1 太阳能热水系统基座应与建筑主体结构连接牢固。

7.2.2 预埋件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实。

7.2.3 在屋面结构层上现场施工的基座完成后，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 的规定。

7.2.4 采用预制的集热器支架基座应摆放平稳、整齐，并应与建筑连接牢固，且不应破坏屋面防水层。

7.2.5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在太阳能热水系统安装前应涂防腐涂料，安装中应及时涂刷并妥善保管。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐工程施工规范》GB 50212 和《建筑防腐工程施工质量验收标准》GB/T 50224 的规定。

## II 支 架

7.2.6 太阳能热水系统的支架及其材料应符合设计要求。钢结构支架的焊接应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的规定。

7.2.7 支架应按设计要求安装在承重基座上，位置准确，与承重基座固定牢靠，并应设置检修通道。

7.2.8 支架应根据现场条件采取抗风措施。其抗风能力应达到设计要求。

7.2.9 支承太阳能热水系统的钢结构支架应与建筑物接地系统可靠连接。

7.2.10 钢结构支架焊接完毕，应做防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐工程施工规范》GB 50212 和《建筑防腐工程施工质量验收标准》GB/T 50224 的规定。

## III 集 热 器

7.2.11 集热器阵列安装的方位角、倾角和间距应符合设计要求，安装倾角误差为 $\pm 3^\circ$ 。集热器应与建筑主体结构或集热器支架牢靠固定，防止滑脱。

7.2.12 集热器间的连接方式应符合设计要求，且密封可靠，无泄漏，无扭曲变形。

7.2.13 集热器之间非焊接方式连接的连接件，应便于拆卸或更换。

7.2.14 集热器连接完毕，应进行检漏试验，检漏试验应符合设计要求与本标准第 7.2 节第 VIII 部分的规定。

7.2.15 集热器之间连接管的保温应在检漏试验合格后进行。保温材料及其厚度应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB

50242 的规定。

#### IV 贮热水箱

**7.2.16** 贮热水箱应与底座固定牢靠，底座基础应符合设计要求，无沉降与局部变形。

**7.2.17** 用于制作贮热水箱的材质、规格应符合设计要求。

**7.2.18** 钢板焊接的贮热水箱，水箱内外壁均应按设计要求做防腐处理。内壁防腐材料应卫生、无毒，并应能承受所贮存热水的最高温度。

**7.2.19** 贮热水箱的内箱应做接地处理，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 的规定。

**7.2.20** 贮热水箱应进行检漏试验，试验方法应符合设计要求和本标准第 7.2 节第 VIII 部分的规定。

**7.2.21** 现场制作的贮热水箱，保温应在检漏试验合格后进行。水箱保温应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程施工质量验收标准》GB/T 50185 的规定。

**7.2.22** 室内贮热水箱四周应留有管路与设备安装与检修所需的必要空间。

#### IV 管 路

**7.2.23** 太阳能热水系统的管路安装应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定。管路及配件的材料应与设计要求一致，并与传热工质相容，直线段过长的管路应按设计要求设置补偿器。

**7.2.24** 水泵安装应符合制造商要求，并应符合现行国家标准《风机、压缩机、泵安装工程施工及验收规范》GB 50275 的有关规定。水泵周围应留有检修空间，前后应设置截止阀，并应做好接地防护。功率较大的泵进出口宜设置减振喉，水泵与基础之间应按采取隔振措施。

**7.2.25** 安装在室外的水泵，应采取妥当的防雨保护措施。严寒和寒冷地区应采取防冻措施。

**7.2.26** 电磁阀、电动阀应水平安装，阀前应加装细网过滤器，电磁阀与电动阀前后及旁通管应设置截止阀。

**7.2.27** 水泵、电磁阀、电动阀及其他阀门的安装方向应正确，并应便于更换。过压及过热保护的阀门泄压口安装方向应正确，保证安全并设置符合设计

要求的硬管引流，工质为防冻液的系统应设置防冻液收集措施。

**7.2.28** 承压管路与设备应做水压试验；非承压管路和设备应做灌水试验。试验方法应符合设计要求和本标准第 7.2 节第 VIII 部分的规定。

**7.2.29** 管路保温应在水压试验合格后进行，保温应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定。

**7.2.30** 严寒和寒冷地区以水为工质的室外管路，应采取防冻措施。

#### VI 辅助能源加热设备

**7.2.31** 直接加热的电加热管的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 的规定。

**7.2.32** 供热锅炉及其他辅助设备的安装应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定。

#### VII 电气与控制系统

**7.2.33** 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及验收标准》GB 50168 的规定。

**7.2.34** 其他电气设施的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 的相关规定。各类盘、柜应按说明书中要求放置在合适的环境，其安装应符合《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 的规定。设备间应具备防潮和防高温蒸汽的相应措施。

**7.2.35** 电气设备和与电气设备相连接的金属部件应做等电位连接。电气接地装置的施工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 的规定。

**7.2.36** 传感器的接线应牢固可靠，接触良好。传感器控制线应做防水处理。传感器安装应与被测部位良好接触，温度传感器四周应进行良好的保温并做好标识。

#### VIII 水压试验与冲洗

**7.2.37** 太阳能热水系统安装完毕后，在设备和管路保温之前，应进行水压试验。

**7.2.38** 各种承压管路系统和设备应做水压试验，试验压力应符合设计要求。非承压管路系统和设备应做灌水试验。当设计未注明时，水压试验和灌水试验，

应按现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 执行。

7.2.39 当环境温度低于 5℃进行水压试验时，应采取可靠的防冻措施。

7.2.40 系统水压试验合格后，应对系统进行冲洗直至排出的水不浑浊为止。

### 7.3 太阳能热水系统调试

7.3.1 系统调试应包括设备单机、部件调试和系统联动调试。系统联动调试应按照设计要求的实际运行工况进行。联动调试完成后，应进行连续三天试运行，其中至少有一天为晴天。

7.3.2 系统联动调试，应在设备单机、部件调试和试运转合格后进行。

7.3.3 设备单机、部件调试应包括下列内容：

- 1 检查水泵安装方向；
- 2 检查电磁阀安装方向；
- 3 温度、温差、水位、流量等仪表显示正常；
- 4 电气控制系统应达到设计要求功能，动作准确；
- 5 剩余电流保护装置动作准确可靠；
- 6 防冻、防过热保护装置工作正常；
- 7 各种阀门开启灵活，密封严密；
- 8 辅助能源加热设备工作正常，加热能力达到设计要求。

7.3.4 系统联动调试应包括下列内容：

- 1 调整水泵控制阀门；
- 2 调整系统各个分支回路的调节阀门，使各回路流量平衡，达到设计流量；
- 3 温度、温差、水位、时间等控制仪的控制区域或控制点应符合设计要求；
- 4 调试辅助热源加热设备与太阳能集热系统的工作切换，达到设计要求；
- 5 调整电磁阀初始参数，使其动作符合设计要求。

7.3.5 系统联动调试后的运行参数应符合下列规定：

- 1 设计工况下太阳能集热系统的流量与设计值的偏差不应大于 10%；
- 2 设计工况下热水的流量、温度应符合设计要求；
- 3 设计工况下系统的工作压力应符合设计要求。

### 7.4 太阳能光伏系统安装

## I 光伏方阵

7.4.1 光伏幕墙连接部件和构件的安装施工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。

7.4.2 光伏采光顶连接部件和构件的安装施工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。

7.4.3 光伏遮阳连接部件和构件的安装施工应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 和《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274 的有关规定。

7.4.4 光伏组件安装除应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 的有关规定外，尚应符合下列规定：

1 光伏幕墙组件安装的允许偏差应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定；光伏采光顶和光伏遮阳组件安装的允许偏差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；

2 光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应进行防护，不得受到碰撞及重压；

3 不得在雨中进行光伏组件的连线作业；

4 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

## II 电气与控制系统

7.4.5 电气设备安装时，应对设备进行编号；电缆及线路接引完毕后，应对线路进行标识，各类预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

7.4.6 汇流箱的安装应符合下列规定：

1 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试；

2 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；

3 汇流箱中的开关应处于分断状态，熔断器熔丝不应放入；

4 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点；

5 汇流箱与光伏组件串进行电缆连接时，应先接汇流箱内的输入端子，后接光伏组件接插件。

7.4.7 逆变器的安装除应符合现行国家标准《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 的有关规定外，尚应符合下列规定：

- 1 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格；
- 2 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行连接；
- 3 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；
- 4 集中式逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点；
- 5 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

7.4.8 二次设备、盘柜的安装及接线除应符合现行国家标准《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 的有关规定外，尚应符合设计要求。

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

7.4.10 电缆桥架和线槽的安装应符合下列规定：

- 1 槽式大跨距电缆桥架由室外进入室内时，桥架向外的坡度不应小于 1/100；
- 2 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于 0.5m；
- 3 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于 0.6m；
- 4 电缆桥架宜高出地面 2.5m 以上，桥架顶部距顶棚或其他障碍物不宜小于 0.3m，桥架内横断面的填充率应符合设计要求；
- 5 电缆桥架内缆线竖直敷设时，缆线的上端和每间隔 1.5m 处宜固定在桥架的支架上；水平敷设时，在缆线的首、尾、转弯及每间隔 3m~5m 处宜进行固定；
- 6 槽盖在吊顶内设置时，开启面宜保持 80mm 的垂直净空；
- 7 布放在线槽的缆线宜顺直不交叉，缆线不应溢出线槽；缆线进出线槽、转弯处应绑扎固定。

7.4.11 低压电器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》GB 50254 的有关规定。

7.4.12 建筑光伏系统的防雷、接地施工除应符合设计要求和现行国家标准

《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定外，尚应符合下列规定：

- 1 建筑光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地；
- 2 带边框的光伏组件应将边框可靠接地，不带边框的光伏组件，固定结构的接地做法应符合设计要求；
- 3 盘柜、桥架、汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导电良好，金属盘门应采用裸铜软导线与金属构架或接地排进行接地。

**7.4.13** 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。

**7.4.14** 母线装置的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB 50149 的有关规定。

**7.4.15** 电力变压器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148 的有关规定。

**7.4.16** 高压电器设备的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147 的有关规定。

**7.4.17** 环境监测仪的安装除应满足设计文件及产品的技术要求外，尚应符合下列规定：

- 1 环境温度传感器应安装在能反映环境温度的位置；
- 2 太阳辐射传感器应安装稳固，安装位置应全天无遮挡，安装垂直度偏差不应超过  $2^{\circ}$  ；
- 3 风向传感器和风速传感器水平安装时，偏差不应超过  $2^{\circ}$  ；
- 4 各类环境监测仪的安装位置应避开建筑的排气口和通风口。

**7.4.18** 通信电缆布线应符合下列规定：

- 1 通信电缆应采用屏蔽线，不宜与强电电缆共同敷设，线路不宜敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿以及有强磁场和强静电场干扰的区域，宜使用钢管屏蔽；
- 2 线路不宜平行敷设在高温工艺设备、管道的上方和具有腐蚀性液体介质的工艺设备、管道的下方；
- 3 监控控制模拟信号回路控制电缆屏蔽层，宜用集中式一点接地；

4 通信电缆与其他低压电缆合用桥架时，应各置一侧，中间宜采用隔板分隔。

## 7.5 太阳能光伏系统调试

7.5.1 建筑光伏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。

7.5.2 设备和系统调试前，应完成安装工作并验收合格；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。

7.5.3 调试前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值；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。

7.5.4 光伏组件串调试可按现行行业标准《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034 的方法进行，并应符合下列规定：

- 1 同一光伏组件串的组件生产厂家、型号及技术参数应一致；
- 2 测试宜在辐照度不低于  $600\text{W}/\text{m}^2$  的条件下进行；
- 3 接入汇流箱内的光伏组件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，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超过 5%。

7.5.5 汇流箱的调试可按现行国家标准《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933 的有关规定进行，并应符合下列规定：

- 1 汇流箱中输出断路器应处于分断状态，熔断器熔丝未放入。
- 2 汇流箱及内部浪涌保护器接地应牢固、可靠。
- 3 汇流箱的投、退顺序应符合下列规定：
  - 1) 汇流箱的总开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入光伏组件串开关或熔断器，后投入汇流箱开关；先退出汇流箱开关，后退出光伏组件串开关或熔断器。
  - 2) 汇流箱总输出采用熔断器，分支回路光伏组件串的开关具备灭弧功能

时，其投、退应按下列步骤执行：先投入汇流箱输出熔断器，后投入光伏组件串开关；先退出箱内所有光伏组件串开关，后退出汇流箱输出熔断器。

3) 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。

**7.5.6** 逆变器调试应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 的有关规定。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。

**7.5.7** 电化学储能系统的调试除应符合国家现行标准《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、《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。

**7.5.8** 建筑光伏系统无功补偿装置的设备调试应符合现行国家标准《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 34931 中的有关规定。

**7.5.9** 其他电气设备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。

**7.5.10** 建筑光伏系统在完成分步调试、具备电网接入条件后应进行系统联合调试，系统联合调试应符合下列规定：

1 合上逆变器电网侧交流空开，测量电网侧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，并合上相应直流配电柜空开及逆变器侧直流空开，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，启动逆变器并网运行开关，检测直流电流、三相输出交流电流波形符合要求，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。

**7.5.11** 建筑光伏系统并网投运应符合国家现行标准的有关规定。

**7.5.12** 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。

## 8 工程验收

### 8.1 一般规定

#### 8.1.1 太阳能热水系统基座与支架

1 太阳能热水系统基座应与建筑主体构造连接结实且不得破坏屋面防水层、保温层。当采用后加锚栓连接时，应符合以下规定：

锚栓产品应有出厂合格证

碳素钢锚栓应经过防腐处理

应进行承载力现场试验，必要时应进行极限拉拔试验。锚栓承载力设计值不应大于其极限承载力的 50%。

每个连接节点不应少于 2 个锚栓

锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10mm。

不宜在化学锚栓接触的连接件上进展焊接操作。

检验方法：对照设计图纸检查，观察、手扳、抽查材料质量证明文件及检测报告。

在屋面构造层上现场施工的基座完工后，底面应做防水加强处理，防水施工应符合设计要求。

检验方法：对照设计图纸、观察检查。

2 太阳能热水系统的支架及其材料应符合设计要求。钢构造支架的焊接应符合设计和有关标准要求。

检验方法：对照设计图纸和有关标准要求、观察监视。

3 太阳能热水系统的支架应按设计要求安装在主体构造上，位置准确，与主体构造固定牢靠。

检验方法：对照设计图纸、观察检查。

4 支承太阳能热水系统的钢构造支架应与建筑物接地系统连接可靠。

检验方法：对照设计图纸及接地电阻测试记录，观察检查。

5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在太阳能热水系统安装前应涂防腐涂料。钢构造支架焊接完毕，应做防腐处理。

检验方法：对照设计图纸、观察检查。

#### 8.1.2 太阳能热水系统集热器、集热循环水箱及贮热水箱

1 集热器、集热循环水箱及贮热水箱必须具有中文质量合格证明文件及具有有效期内的型式检验报告，报告应符合国家技术标准或设计要求。

检验方法：对照实物核对质量证明书、产品检测报告、型式检验报告。

2 集热器连接完毕，应进行检漏试验，检漏试验应符合设计要求或符合《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB50242 的规定。

检验方法：对照设计要求、现场试压检查。

3 集热器应与建筑主体结构或集热器支架牢靠固定，防止滑脱。

检验方法：对照设计图纸，观察、手扳检查。

4 集热循环水箱及贮热水箱，应按设计要求定位、并在基础上与底座固定牢靠。

检验方法：对照设计图纸，观察、手扳检查。

5 贮热水箱的各接管管径、位置应符合设计规定。

检验方法：对照设计图纸，观察检查。

6 太阳能热水系统最低处应安装泄水装置。

检验方法：对照设计图纸，观察检查。

7 太阳能集热器的朝向、倾角及其前后左右距离，应符合设计要求。集热器不得布置在建筑的变形缝处。

检验方法：对照设计图纸，观察、分度仪及尺量检查。

8 由集热器上、下集管接往热水箱的循环管道，设计的坡度应符合设计要求。

检验方法：对照设计图纸，尺量检查。

9 自然循环的贮热水箱底部与集热器上集管之间的垂直距离，应符合设计要求。

检验方法：对照设计图纸，尺量检查。

10 集热器与集热器之间的连接应按照设计规定的连接方式连接，且密封可靠，无泄漏，无扭曲变形。

11 分项工程验收宜根据工程施工特点分期进行，对于影响工程安全和系统性能的工序，必须在本工序验收合格后才能进入下一道工序的施工。

12 竣工验收应在工程移交用户前、分项工程验收合格后进行。

8.1.3 太阳能光伏系统工程为建筑节能分部的一个子分部工程，其验收应纳入建

筑节能分部工程进行验收。既有建筑安装的太阳能光伏系统应作为单位工程进行专项验收。

8.1.4 太阳能光伏系统工程验收的程序和组织应符合现行国家标准《建筑电气与智能化通用规范》GB55024、《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 等规范中的相关规定。

8.1.5 构件型光伏系统及建材型光伏系统中光伏组件除满足光伏电池的性能要求，光伏组件还应满足其在建筑物中的材料及构件正常的建筑性能要求；构件型及建材型光伏系统的验收主要是对其性能进行验收。

8.1.6 太阳能光伏系统分项工程检验批质量验收合格标准应符合下列规定：

- 1 主控项目必须符合本规程合格质量标准要求；
- 2 一般项目其检验结果应有 80% 及以上的检查点（值）符合本规程质量合格标准的要求，且偏差值不应超过其允许偏差值的 1.4 倍；
- 3 隐蔽验收记录、质量证明文件应完整。

8.1.7 太阳能光伏系统分项工程质量验收合格标准应符合下列规定：

- 1 分项工程所含的各检验批均应符合本规程合格质量标准；
- 2 分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整。

8.1.8 太阳能光伏系统分部（子分部）工程质量验收合格应符合下列规定：

- 1 分部（子分部）工程所含分项工程的质量均应验收合格；
- 2 质量控制资料应完整；
- 3 观感质量验收应符合要求。

8.1.9 太阳能光伏系统工程应对下列项目进行隐蔽验收，并按要求做好隐蔽验收记录：

- 1 预埋件或后置螺栓（锚栓）连接件；
- 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 需进行防水处理工程节点；
- 5 系统防雷与接地保护的连接节点；
- 6 隐蔽安装的电气管线工程。

8.1.10 太阳能光伏系统工程施工工序必须在前一道工序完成并质量合格后才

能进行下道工序。主要工序包括下列内容：

- 1 在光伏方阵支架安装前，进行基座、支架、框架和屋面防水的验收；
- 2 光伏系统电气预埋管线的验收；
- 3 在隐蔽工程隐蔽前，进行施工质量验收；
- 4 既有建筑增设或改造的光伏系统工程施工前，进行建筑结构和建筑电气安全全检查。

8.1.11 太阳能光伏系统工程验收时应检查下列文件和记录：

- 1 项目可行性研究或实施方案；
- 2 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录等；
- 3 施工方案、技术交底记录；
- 4 原材料出厂合格证及进场检（试）验报告；
- 5 预制构件、预拌混凝土合格证；
- 6 电气及光伏组件、材料出厂合格证及进场检（试）验报告；
- 7 隐蔽工程验收记录；
- 8 接地电阻、绝缘电阻测试记录；
- 9 光伏系统试运行记录；
- 10 光伏系统技术、操作和维护手册；
- 11 系统管理、操作人员培训记录；
- 12 施工日记；
- 13 检验批、分项、分部工程质量验收记录；
- 14 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

8.1.12 太阳能光伏系统基础工程

#### I 主控项目

- 1 基座类型和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。
- 2 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。

3 基座有防水要求的，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，淋水实验 2 小时后，不渗不漏为合格。

## II 一般项目

1 地脚螺栓的尺寸偏差应符合表 6.2.4 的规定。地脚螺栓的螺纹应予保护。

检查数量：按基座数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检验方法：用钢尺现场实测。

### 8.1.13 太阳能光伏系统支架工程

#### I 主控项目

1 支架材料、支架的形式和支架的制作应符合设计要求。钢结构支架的安装和焊接应符合《钢结构工程施工质量验收标准》GB50205 的要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 组。

检查方法：检查材料合格证，观察检查。

2 支架安装位置准确，连接牢固。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：对照设计要求测量检查、观察检查。

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：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，核查检测报告。

4 支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于 $\pm 3^\circ$

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。

5 支架接地系统、接地电阻应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，检查检测报告。

#### II 一般项目

1 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

2 安装组件的支架面应平直，直线度不大于千分之一，平整度不大于 3mm，机架上组件间的风道间隙应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

3 安装组件的孔洞位置应准确，偏差值不应大于 3mm。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

#### 8.1.14 光伏组件与方阵工程

##### I 主控项目

1 光伏组件的品种、规格和性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查组件的质量合格证明文件、标志及检验报告等。

2 光伏幕墙的物理性能检测应符合设计要求及现行国家标准和工程技术规范规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：查看检测报告。

3 光伏组件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

检查数量：按组件或方阵总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

4 安装光伏组件时，其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：观察检查，雨后或淋水检验。

5 组件间的连接、组件与支架连接、方阵支架间的连接应可

靠、牢固；支架与接地系统的连接应可靠、牢固。

检查数量：抽查总数的 10%。

检查方法：观察检查和测试检验。

6 组件串、列的电性能参数应符合设计要求，其误差不得大于 $\pm 3\%$ 。

检查数量：全数检查。

检查方法：测试检查。

7 连接在同一台逆变器的组件串，其电压、电流应一致并符合设计要求，误差不得大于±3%。

检查数量：核查检测报告。

检查方法：测试检查。

8 组件串的排列应符合设计要求，每个组件光照条件宜相同。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

9 组件串的最高电压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。

## II 一般项目

1 光伏组件上应标有带电警告标识。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

2 同一组方阵中的组件安装纵横向偏差不应大于5mm。检查数量：按组件或方阵总数抽查10%，且不应少于3个。

检查方法：观察检查，测量检查。

3 光伏方阵与建筑面层之间应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：按组件或方阵总数抽查10%，且不应少于3个。

检查方法：观察检查。

4 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法应符合表8.1.13的规定：

表 8.1.13 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≤30m	10	用经纬仪检查
		30m<幕墙高度≤60m	15	
		60m<幕墙高度≤90m	20	
		幕墙高度>90m	25	
2	幕墙水平	幕墙幅宽≤35m	5	用水平仪检查

		幕墙幅宽>35m	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 $\leq$ 2m	2	用水平仪检查
		构件长度>2m	3	
5	相邻构件错位		1	用钢直尺检查
6	分格框差对	对角线长度 $\leq$ 2m	3	用钢尺检查
	角线长度差	对角线长度>2m	4	

#### 8.1.15 控制器与逆变器

##### I 主控项目

1 逆变器的品种、规格、性能等应符合现行国家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。

2 控制器的品种、规格、性能等应符合现行国家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。

3 控制器与逆变器的避雷器接地连接、安装应牢固，电阻值应符合现行国家相关产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查，测量检查。

##### II 一般项目

1 控制器与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。

#### 8.1.16 太阳能光伏系统电气工程

##### I 主控项目

1 系统使用电缆及其附件、汇流箱、充电控制器、蓄电池、逆变器、配电柜的品种、规格、性能等应符合现行国家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。

2 汇流箱防水应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：按总数抽查 20%，且不应少于 3 个。

检查方法：雨后或淋水检验，淋水检验的时间 2h 不渗不漏为合格。

3 汇流箱、充电控制器、逆变器及配电柜的避雷器接地连接、安装应牢固；电阻值应符合现行国家相关产品标准和设计要求。光伏汇流箱内接线及箱内配置的避雷器的耐压不低于 2 倍系统的峰值电压，接地电阻不大于  $4\Omega$ 。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查，测量检查。

4 充电控制器及配电柜的电气参数特性应符合现行国家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。

5 蓄电池相互极板间的连接应牢固。

检查数量：按总数抽查 20%，且不应少于 5 个。

检查方法：外观检查，常用工具紧固检查。

6 蓄电池房间的通风良好。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查蓄电池房间是否安装换气扇。

7 裸露未加铠装的传输电缆防护管配置符合要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查。

## II 一般项目

1 电气装置安装应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的相关要求。

2 电缆线路施工应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准》GB 50168 的相关要求。

3 电气系统接地应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的相关要求。

4 光伏系统的配变电所的接地应符合《交流电气装置的接地设计规范》GB / T 50065 的相关规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查。

#### 8.1.17 太阳能光伏系统检测与试运行

##### 1 光伏系统工程检测

① 独立太阳能光伏系统工程应根据《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB / T19064 及产品说明书进行检测：

② 并网光伏系统的工程应依据《光伏系统并网技术要求》GB / T19939 的并网性能测试方法及产品说明书进行检测。

2 光伏系统工程未经系统检测或系统检测不符合设计的有关标准要求的，不得组织验收。

3 太阳能光伏系统工程试运行：在完成了以上分部试运行以后，应对逆变器、充电控制器及低压电器分别送电试运行。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。在空载运行不低于 1h 以后，检查各部位有无不良现象，然后逐步投入各光伏支路，一直到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。

4 数据监测系统运行正常，符合设计和相关规定或指标的要求。

5 在光照充足的情况下，光伏系统连续运行三天，系统输出电量达到设计指标的 95%，各项指标符合设计技术指标且无故障后，方可进行验收。

#### 8.1.18 太阳能光伏系统测评

##### 1 系统检查包括以下内容：

①太阳能光伏系统的外观，应不存在明显瑕疵，外观应整洁干净：

②系统的关键部件应具有质检报告，性能参数应符合设计和相关标准的要求；

③太阳能电池应有国家级检测报告。

##### 2 太阳能光伏系统测评内容为光电转换效率，应满足以下检测要求：

① 光伏系统应按原设计要求安装调试合格，并至少正常运行 3 天，才能进行光电转换效率测试；

② 气象条件和太阳辐照量应符合《可再生能源建筑应用示范项目测评导则》

的规定：

③ 独立太阳能光伏系统，电功率表应接在蓄电池组的输入端；并网太阳能光伏系统，电功率表应接在逆变器的输出端。

3 应对太阳能光伏系统的光电转换效率、常规能源替代量（吨标准煤）、项目费效比、环境效益、经济效益、示范推广性等进行评价。

## 8.2 分项工程验收

### 8.2.1 太阳能热水系统

1 太阳能热水系统工程所采用的管材、设备、阀门、仪表、保温材料等产品应进行进场验收，验收结果应经监理工程师检查认可，并应形成相应的验收记录。

2 太阳能热水系统节能工程采用的集热设备、保温材料进场时，应对其下列性能进行复验，复验应为见证取样检验：

集热设备的热性能；

保温材料的导热系数或热阻、密度、吸水率。

3 太阳能热水系统安装完毕后，应进行系统试运转和调试，并应连续运行 72h，设备及主要部件的联动应协调、动作准确，无异常现象。

4 在建筑上增设太阳能热水系统时，系统设计应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求，并不得降低相邻建筑的日照标准。

### 8.2.2 太阳能光伏系统

1 太阳能光伏系统建筑节能工程所采用的光伏组件、汇流箱、电缆、逆变器、充放电控制器、储能蓄电池、电网接入单元、主控和监视系统、触电保护和接地、配电设备及配件等产品应进行进场验收，验收结果应经监理工程师检查认可，并应形成相应的验收记录。

2 太阳能光伏系统的试运行与调试应包括下列内容：1 保护装置和等电位体的连接匹配性；2 极性；3 光伏组串电流；4 系统主要电气设备功能；5 光伏方阵绝缘阻值；6 触电保护和接地；7 光伏方阵标称功率；8 电能质量。

3 光伏组件的光电转换效率应符合设计文件的规定。

4 在建筑上增设太阳能光伏发电系统时，系统设计应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求，并不得降低相邻建筑的日照标准。

## 8.3 竣工验收

8.3.1 应建立太阳能系统的竣工验收责任制，组织竣工验收的建设单位（项目）负责人、承担竣工验收的施工、设计、监理单位（项目）负责人，对系统完成竣工验收交付用户后的正常运行负有相应的责任。

8.3.2 竣工验收应提交下列验收资料：

- 1 设计变更证明文件和竣工图；
- 2 各种材料和设备的质量证明文件和相关技术资料应齐全，并应符合设计要求和国家现行有关标准的规定；
- 3 屋面防水检漏记录；
- 4 隐蔽工程验收记录和中间验收记录；
- 5 系统水压试验记录；
- 6 系统生活热水水质检验记录；
- 7 系统调试及试运行记录

8.3.3 竣工验收时，太阳能热水系统性能检验、太阳能光伏系统性能检验应符合国家现行规范《建筑节能工程施工质量验收标准》GB50411 相关规定，质检机构应出具检测报告，并应作为工程通过竣工验收的必要条件。

8.3.4 竣工验收时，太阳能热水系统的供热水温度应满足设计要求。

8.3.5 太阳能光伏系统的试运行与测试应符合电气设备的测试并测试合格，并应符合国家现行标准《建筑物电气装置》GB/T16895、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T19064 的相关要求，电气设备的测试必须符合《低压电气装置 第6部分：检验》GB16895.23 的要求。

## 9 环保、安全与消防

### 9.1 环保

9.1.1 建筑太阳能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。

9.1.2 建筑太阳能系统不应使用对环境产生危害的组件和设备，对破损或废旧的组件和设备应进行回收处理。

9.1.3 建筑太阳能系统组件的清洗用水宜采用中水或雨水。

9.1.4 建筑太阳能系统噪声控制应符合下列规定：

- 1 噪声防治设计应符合现行国家标准《声环境质量标准》GB 3096 的有关规定；
- 2 设备产生的噪声应从声源上进行控制，采取隔声、消声、吸声等控制措施，符合现行国家标准《民用建筑隔声设计规范》GB 50118 的有关规定；
- 3 对施工阶段噪声的检测和控制应符合现行国家标准《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523 的有关规定。

9.1.5 在居住、商业环境中正常工作的太阳能系统设备的电磁发射不应超过现行国家标准《电磁兼容通用标准 居住、商业环境和轻工业环境中的发射》GB 17799.3 规定的发射限值。

9.1.6 建筑太阳能系统组件及安装应符合环保卫生的要求，采用无毒、无害材料。

9.1.7 建筑太阳能系统组件应选用低反射率的材料，不应对自身建筑和相邻建筑造成光污染，产生的光辐射应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的有关规定。

### 9.2 安全

9.2.1 建筑的主体结构或结构构件应能承受太阳能系统传递的荷载或作用。

9.2.2 太阳能系统组件的支撑结构应满足太阳能系统运行状态的最大荷载和作用。

9.2.3 太阳能系统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。

9.2.4 安装在屋面、阳台、墙面的太阳能系统与建筑主体结构通过预埋件连接，预埋件应在主体结构施工时埋入，位置应准确；当没有条件采用预埋件连接时，应采用其他可靠的连接措施，并通过试验确定承载力。

9.2.5 当直接以太阳能系统构成建筑维护结构时，集能器应与建筑牢固连接，并应满足所在部位的结构安全和建筑防护功能要求。

9.2.6 嵌入建筑屋面、阳台、墙面或其他部位的太阳能系统，应满足建筑围护结构的承载、防护要求。

9.2.7 对易发生事故和易危及人身安全的场所均应设置安全标志或涂安全色，安全标志或涂安全色应符合现行国家标准《安全色》GB 2893、《安全标志及其使用导则》GB 2894 的有关规定。

9.2.8 采用螺栓连接的太阳能组件，应采取防松、防滑措施；采用挂接或插接连接的太阳能组件，应采取防脱、防滑措施。

9.2.9 建筑太阳能组件所采用的玻璃应符合现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的有关安全规定，人员流动密度大的公共场所以及使用中容易受到撞击的部位应采用安全玻璃，对使用中容易受到撞击的部位应设置明显的警示标志。

9.2.10 检修通道等临空处应设有防护设施，多雪地区的建筑屋面安装建筑太阳能组件时，宜设置便于人工融雪、清扫的安全通道。

9.2.11 安全措施应与主体工程同时设计、同时施工，同时投入生产和使用。

9.2.12 太阳能系统与构件及其安装安全，应符合下列规定：

- 1 应满足结构、电气及防火安全的要求；
- 2 由太阳能集热器或光伏电池板构成的维护结构构件，应满足相应维护结构构件的安全性及功能性要求；
- 3 安装太阳能系统的建筑，应设置安装和运行维护的安全防护措施，以及防止太阳能集热器或光伏电池板损坏后部件坠落伤人的安全防护设施。

### 9.3 消防

9.3.1 建筑太阳能系统的防火和灭火系统设计应符合现行国家标准《民用建筑通用规范》GB 55031、《建筑防火通用规范》GB 55037、《消防设施通用规范》GB 55036 和《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222 的有关规定。

9.3.2 建筑太阳能光伏系统安装应避开爆炸危险场所。

9.3.3 建筑太阳能系统不得影响建筑之间的防火间距及消防疏散。

9.3.4 太阳能光伏系统构件的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级确定。

9.3.5 设备用房应采用耐火极限不低于 2.00h 的隔墙和耐火极限不低于 1.50h 的楼板与其他部位隔开，隔墙上的门、窗应为乙级防火门、窗。其内部所有装修均采用 A 级装修材料。

9.3.6 防火构造措施应符合《建筑防火通用规范》GB 55037 及相关标准的有关规定。

9.3.7 玻璃紧靠防火墙两侧的门、窗、洞口之间最近边缘的水平距离不应小于 2.0m，装有固定窗扇或火灾时可自动关闭的乙级防火窗该距离可不限。

9.3.8 建筑太阳能光伏系统组件不应跨越建筑物的两个防火分区。

9.3.9 系统所有外露于空气的材料均应为难燃或不燃材料，所有隐藏的材料燃烧后不得释放有毒有害气体。

9.3.10 在有防火要求的区段内，电缆桥架及其支架表面应涂刷防火涂层，其整体耐火性能应符合建筑物耐火等级的要求；耐火等级较高的场所，不宜采用铝合金电缆桥架。

9.3.11 建筑太阳能系统组件消防给水和灭火设施的设计应根据建筑用途及其重要性、火灾特性和火灾危险性等综合因素确定，按照现行国家标准《建筑防火通用规范》GB 55037、《消防设施通用规范》GB 55036 和《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定执行。

9.3.12 自动灭火系统和火灾自动报警系统的设置应符合现行国家标准《消防设施通用规范》GB 55036、《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

9.3.13 建筑太阳能光伏系统应设置火灾感应装置，发生火灾时可自动或手动切断系统电源。

## 10 运行与维护

### 10.1 一般规定

10.1.1 太阳能热水系统初次运行之前应完成以下准备工作：

1 运行前应冲洗贮热水箱、太阳能集热器和系统管路内部，并向系统内填充传热工质；

2 在系统处于运行的条件下，对受控设备、控制器具和计量装置等应进行调试，保证各组件的运行达到设计要求，并应保证系统的整体运行符合设计要求。

10.1.2 太阳能光伏系统正式投入运行前，应编制现场运行与维护规程，并对运行与维护人员进行培训，保证运行与维护人员具备相应的专业技能。

10.1.3 太阳能光伏系统应建立管理制度、编写应急预案，并将关键条款张贴在现场醒目位置。

10.1.4 太阳能光伏系统通过 10kV 及以上电压等级并网，应将光伏发电系统的运行参数上传至电网调度机构，并接受电网调度机构控制指令。

10.1.5 每年对太阳能系统关键部件、支架、管路、锚固结构等至少进行一次检查。在极端天气来临前应对太阳能系统加强巡检，并应采取相应的防护措施。极端天气以后在系统重新投入运行前，应对系统进行全面检查。

10.1.6 太阳能系统中的计量设备和器具应定期进行校验。

10.1.7 太阳能系统运行出现异常应及时进行处理。

10.1.8 太阳能系统运行与维护记录应及时归档。

### 10.2 太阳能热水系统运行与维护

#### I 集热系统运行与维护

10.2.1 太阳能集热器的运行应符合下列规定：

- 1 应避免太阳能集热器在运行过程中发生长期空晒和闷晒现象；
- 2 应避免太阳能集热器在运行过程中发生液态传热工质冻结现象。

10.2.2 太阳能集热器的维护应符合下列规定：

- 1 应定期清扫或冲洗集热器表面的灰尘；
- 2 应定期除去真空管中的水垢；
- 3 应定期检查真空管集热器不被损坏，并应避免硬物冲击；
- 4 应定期检查真空管集热器不发生泄漏，并应避免漏水现象发生；

5 如果发生空晒现象，真空管不应立即上冷水。

## II 储热系统运行与维护

10.2.3 应定期检查贮热水箱的密封性；发现破损时，应及时修补。

10.2.4 应定期检查贮热水箱的保温层；发现破损时，应及时修补。

10.2.5 应定期检查贮热水箱的补水阀、安全阀、液位控制器和排气装置，确保正常工作，并应防止空气进入系统。

10.2.6 应定期检查是否有异物进入贮热水箱，防止循环管道被堵塞。

10.2.7 应定期清除贮热水箱内的水垢。

## III 管路系统运行与维护

10.2.8 管道的日常维护保养应符合下列规定：

- 1 管道保温层和表面防潮层不应破损或脱落；
- 2 管道内应没有空气，防止热水因为气堵而无法输送到各个配水点；
- 3 系统管道应通畅并应定期冲洗整个系统。

10.2.9 阀门日常维护保养应符合下列规定：

- 1 阀门应清洁；
- 2 螺杆与螺母不应磨损；
- 3 被动动作的阀门应定期转动手轮或者手柄，防止阀门生锈咬死；
- 4 自动动作的阀门应经常检查，确保其正常工作；
- 5 电力驱动的阀门，除阀体的维护保养外，还应特别加强对电控元器件和线路的维护保养；

6 不应站在阀门上操作或检修。

10.2.10 管路系统的支撑构件，包括支吊架和管箍等运行中出现断裂、变形、松动、脱落和锈蚀应采取更换、补加、重新加固、补刷油漆等相应的措施。

10.2.11 水泵的运行应符合下列规定：

- 1 启动前应做好准备工作，轴承的润滑油应充足、良好，水泵及电机应固定良好，水泵及进水管部分应全部充满水；
- 2 应做好启动检查工作，泵轴的旋转方向应正确，泵轴的转动应灵活；
- 3 应做好运行检查工作，电机不能有过高的温升，轴承温度不得超过周围环境温度  $35^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ ，轴封处、管接头均应无漏水现象，并应无异常噪声、振动、松

动和异味，压力表指示应正常且稳定，无剧烈抖动。

#### 10.2.12 水泵的维护保养应符合下列规定：

- 1 当发现漏水时，应压紧或更换油封；
- 2 每年应对水泵进行一次解体检修，内容包括清洗和检查。清洗应刮去叶轮内外表面的水垢，并应清洗泵壳的内表面以及轴承。在清洗同时，对叶轮、密封环、轴承、填料等部件应进行检查，以便确定是否需要修理或更换；
- 3 每年应对没有进行保温处理的水泵泵体表面进行一次除锈刷漆作业。

### IV 控制系统运行与维护

#### 10.2.13 控制系统的安装运行应符合下列规定：

- 1 交流电源进线端接线应正确；
- 2 应检查水位探头和温度探头，并应做好探头外部的防水；
- 3 控制柜安放场所应符合国家现行相关标准的规定；
- 4 控制柜周围应通风良好，以便于控制柜中的元器件更好的散热；
- 5 控制柜不应与磁性物体接触；
- 6 安装现场应为控制柜提供独立的电源隔离开关；
- 7 在强干扰场合，控制柜应接地且不应接近干扰源；
- 8 现场布线，强弱电应分离；
- 9 暂不使用的控制柜，储存时应放置于无尘垢、干燥的地方，环境温度应为 0℃~40℃。

#### 10.2.14 温度传感器的维护应符合下列规定：

- 1 热电阻不应受到强烈的外部冲击；
- 2 热电阻套管应密封良好；
- 3 热电阻引出线与传感器连接线的连接不应松动、腐蚀。

#### 10.2.15 控制系统的维护应符合下列规定：

- 1 控制系统中的仪表指(显)示应正确，其误差应控制在允许范围内；
- 2 控制系统执行元件的运行应正常；
- 3 控制系统的供电电源应合适；
- 4 控制系统应正确送入设定值。

#### 10.2.16 执行器的维护应符合下列规定：

1 执行器外壳不应破损，且与之相连的连接不应损坏、老化，连接点不应有松动、腐蚀，执行器与阀门、阀芯连接的连杆不应锈蚀、弯曲；

2 执行器的环境温度应正常。

#### V 辅助加热系统运行与维护

10.2.17 辅助电加热器的运行应符合下列规定：

1 容器内水位应高于电加热器，低水位保护应正常工作；

2 电加热器不应有水垢；

3 所有阀门的开闭状态应正确，安全阀应正常工作。

10.2.18 辅助电加热器的维护应符合下列规定：

1 电加热器元件不应有劳损情况；

2 电加热器外表不应有结垢或淤积情况；

3 安全阀应能正常工作。

10.2.19 辅助空气源热泵的运行应符合下列规定：

1 热泵压缩机和风机，应工作正常，机组出风口，必须保证无堵塞物；

2 配线配管，应保证接线正确，接地线应保证可靠连接，应保证电源电压与机组额定电压相匹配，检查线控器，应保证各功能键正常，剩余电流保护器应保证有效动作；

3 进出水口止回阀及安全阀，应保证正确安装。

10.2.20 辅助空气源热泵的维护应符合下列规定：

1 应定期清理水垢；

2 制冷剂内不应有水分；

3 应定期检查压缩机绕组电阻，并应防止含有酸性物质烧毁电机绕组；

4 应定期对水路和阀门等管阀件进行维护保养，并应保证无泄漏。

10.2.21 辅助锅炉的运行应符合下列规定：

1 应检查锅炉本体，保证无严重变形，锅炉外表面应无严重变形，人孔、手孔应无泄漏，炉膛、炉壁的保温层必须保证保温效果良好；

2 管路、阀件，不应有漏水、漏气现象。

10.2.22 辅助锅炉的维护应符合下列规定：

1 风管、除尘设备、给水、循环水泵及水处理设备、通风设备，应保证可靠

运行；

2 电路、控制盘、调节阀操作机构及一次性仪表、联锁报警保护装置性能应可靠；

3 水位计、压力表、安全阀应确保无泄漏，转动三通旋塞，压力表指针应能恢复到零，安全阀排气管应畅通；

4 锅炉水质，应严格按照国家现行水质标准要求，防止水质差锅炉结垢，降低锅炉效率。

### 10.3 太阳能光伏系统运行与维护

#### I 光伏方阵运行与维护

10.3.1 建筑光伏系统的光伏组件运行维护过程中不应损坏光伏组 / 构件的表面及封装结构，影响光伏支撑系统的稳固性和建筑物的结构与性能。

10.3.2 建筑光伏系统宜每年对外观、一致性、接地性能、电流-电压特性、组件内部缺陷进行检测。

10.3.3 光伏组件出现下列异常状态时应及时维护或更换：

- 1 封装材料及边框破损、腐蚀；
- 2 封装材料灼焦及明显的颜色变化；
- 3 封装结构内有明显的结露、进水及气泡；
- 4 接线盒变形、开裂、烧毁，电缆破损，接线端子接触不良。

10.3.4 建筑光伏系统应定期检查光伏方阵遮挡情况。当光伏方阵被遮挡时，应及时进行处理。

10.3.5 建筑光伏系统的光伏组件、支架等的紧固情况应定期检查，出现松动应及时紧固，出现腐蚀、损坏应及时维修。

10.3.6 雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查光伏方阵，发现异常应及时进行处理。大雪天气中可根据情况对光伏方阵进行临时巡检，应采取保障措施后进行积雪清扫。

#### II 电缆运行与维护

10.3.7 建筑光伏系统中电缆进出电气设备、电缆沟槽管及墙体处的封堵状态应定期检查，发现封堵材料脱落应及时修补。

10.3.8 户外线缆的敷设和保护措施的完整性应定期检查，出现损坏应及时维

修；电缆支架结构松动、腐蚀时应及时维修。

10.3.9 电缆沟、井、管、槽、架内的杂物应定期清理并应及时清理架空线路上的抛挂物。

10.3.10 户外电缆的连接情况应定期检查，出现脱落及松动时应及时维护。

10.3.11 电力线路的标牌应定期检查，丢失应及时补充，出现无法辨识时应及时更换。

### III 电气设备运行与维护

10.3.12 建筑光伏系统电气设备的运行环境应符合设计要求。

10.3.13 建筑光伏系统中逆变升压高压设备的安装结构应定期检查，电气设备试验应符合现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 的有关规定。

10.3.14 电气设备的散热器件应定期检查，出现异常时应及时维修。

10.3.15 电气设备的接线端子紧固情况应定期检查，出现松动时应及时紧固。

10.3.16 断路器应定期检查，主触点有烧熔痕迹、灭弧罩烧黑或损坏时应及时维修。

10.3.17 逆变器、控制系统等电气设备异常时，应查明原因修复后方可开机。

10.3.18 电气设备熔断装置断裂、保护装置启动后应及时排除故障，并应更换符合设计要求的熔断器、保护装置复位。

10.3.19 电气设备的壳体及防护情况应定期检查，出现变形、锈蚀等影响防护等级的情况应及时修复。

### IV 储能系统运行与维护

10.3.20 建筑光伏系统中的蓄电池等设备的运行与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。

10.3.21 建筑光伏系统中的铅酸蓄电池的运行环境与周期检验应符合现行国家标准《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473 的有关规定。

10.3.22 建筑光伏系统中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。

10.3.23 建筑光伏系统电化学储能电池出现漏液、变形时应及时处理。

## 10.4 能耗监测

10.4.1 项目在施工图设计阶段应进行数据监测系统的设计，并注明预留的监

测点；在项目施工阶段，应同步进行数据监测系统的施工、安装和调试；在竣工验收阶段，数据监测系统验收应纳入项目验收。

**10.4.2** 可再生能源建筑应用示范项目数据监测系统建设的抽样应符合以下要求：

1 对于集中式太阳能热利用系统不同类型系统要分别抽检，每 20 个系统抽样不少于 1 个系统。

2 对于户式太阳能热利用系统不同类型系统要分别抽检，小于 100 户抽样数量不少于 1 户，100 户~500 户抽样数量不少于 2 户，大于 500 户抽样数量不少于 3 户。

3 对于太阳能光伏系统，按同一类型每 30 个系统抽样数量不少于 1 个系统。

**10.4.3** 太阳能热水系统监测应包括室外温度、太阳总辐射、集热系统进出口温度、集热系统循环流量、辅助热源等参数。数据采集时，每个项目原则上只设计 1 个数据采集装置，当项目的计量监测设备分散设置时，需根据实际情况设计数据采集装置。

**10.4.4** 太阳能光伏系统监测应包括室外温度、太阳总辐射、太阳能光伏组件背板表面温度、发电量等参数。数据采集时，每个项目原则上只设计 1 个数据采集装置，当项目的计量监测设备分散设置时，需根据实际情况设计数据采集装置。

**10.4.5** 太阳能系统监测需安装的环境温度计量设备、水温度、组件表面温度、太阳总辐射、功率、流量等传感器，其安装要求满足国家和地方相关标准要求。

**10.4.6** 太阳能系统计量设备和数据采集装置应满足相关产品标准的技术要求。

**10.4.7** 太阳能系统数据采集及传输满足国家和地方相关标准要求。

# 附录 A 云南省太阳能资源分布与区划

A. 0.1 图 A. 0.1 表征云南省太阳能资源分布情况，单位：[MJ/(m<sup>2</sup> · a)]。

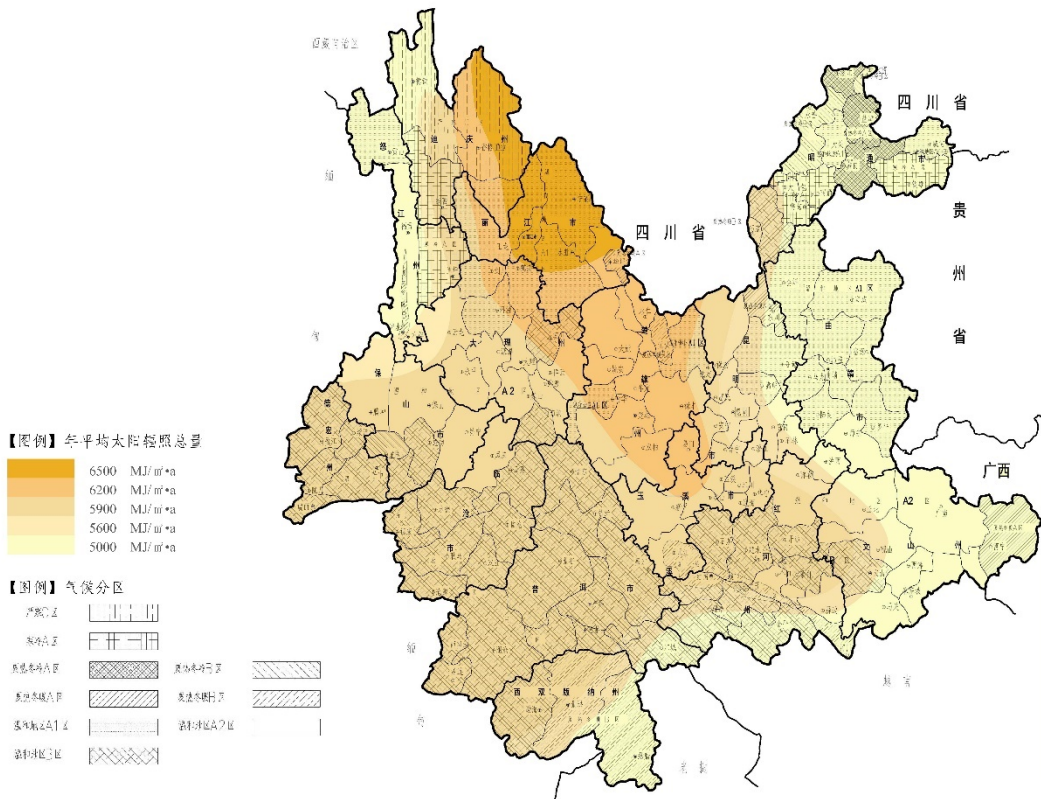


图 A. 0.1 云南省太阳能资源分布图

表 A.0.1 云南省典型城市太阳能资源区划表

太阳能资源区划		资源较富区 (II 区)	资源一般区 (III 区)	资源贫乏区 (IV 区)
年平均太阳辐照总量 [MJ/(m <sup>2</sup> · a)]		5400-6700	4200-5400	≤4200
地区	昆明市	东川、富民、宜良、石林、禄劝	五华、盘龙、官渡、西山、呈贡、晋宁、嵩明、安宁、寻甸	—
	昭通市	—	昭阳、鲁甸、巧家、彝良、水富	盐津、大关、永善、绥江、镇雄、威信
	曲靖市	陆良	麒麟、马龙、师宗、罗平、富源、会泽、沾益、宜威	—
	红河州	开远、蒙自、弥勒、建水、石屏	个旧、屏边、泸西、元阳、红河、金平、绿春、河口	—
	玉溪市	红塔、江川、通海、易门、峨山、新平、元江	澄江、华宁	—
	楚雄州	楚雄、双柏、牟定、南华、姚安、大姚、永仁、元谋、武定、禄丰	—	—
	大理州	大理、祥云、宾川、弥渡、南涧、巍山、洱源、剑川	漾濞、永平、云龙、鹤庆	—
	文山州	—	文山、砚山、西畴、麻栗坡、马关、丘北、广南、富宁	—
	普洱市	思茅、墨江、西盟	宁洱、景东、景谷、镇沅、江城、孟连、澜沧	—
	保山市	隆阳、施甸、腾冲、昌宁	龙陵	—

	丽江市	古城、玉龙、永胜、华坪	宁蒍	—
	西双版纳州	景洪	勐海、勐腊	—
	临沧市	云县、永德、双江、耿马	临翔、凤庆、镇康、沧源	—
	德宏州	瑞丽、芒市、梁河、盈江、陇川	—	—
	迪庆州	—	香格里拉、德钦、维西	—
	怒江州	—	泸水、贡山、兰坪	福贡

表 A.0.2 云南省典型城市太阳能资源数据表

太阳能 资源 区划	典型城市	纬度	年平均 太阳辐照总量 [MJ/(m <sup>2</sup> · a)]	冬季月均 太阳辐照量 [MJ/(m <sup>2</sup> · m)]	全年 日照时数 (h)
资源 较富区 (Ⅱ区)	丽江	26° 52'	6157	469	2373
	楚雄	25° 01'	5733	423	2426
	蒙自	23° 23'	5696	419	2234
	瑞丽	24° 02'	5584	411	2334
	保山	25° 08'	5543	407	2354
	腾冲	25° 03'	5485	451	2153
	耿马	23° 54'	5436	421	2164
	普洱	22° 40'	5423	394	2136
	大理	25° 43'	5409	395	2281
资源 一般区 (Ⅲ区)	澜沧	22° 57'	5356	389	2113
	临沧	23° 57'	5293	401	2132
	泸西	24° 53'	5260	359	2095
	会泽	26° 42'	5222	357	2100
	曲靖	25° 30'	5199	360	2074
	昆明	25° 01'	5184	398	2470
	江城	22° 59'	5073	386	1874
	广南	24° 05'	5001	317	1861

## 附录 B 云南省典型城市最佳朝向、最佳倾角太阳辐射强度

典型城市		最佳朝向	最佳倾角	辐射强度 [kJ/(m <sup>2</sup> ·d)]
序号	城市			
1	昆明-五华区	南偏西 15°	26°	15839.80
2	昭通-昭阳区	正南	16°	11520.93
3	曲靖-麒麟区	南偏西 20°	26°	15807.96
4	红河-蒙自市	南偏西 25°	26°	16046.81
5	玉溪-红塔区	南偏西 15°	25°	15860.25
6	楚雄-楚雄市	南偏东 15°	24°	14812.24
7	大理-大理市	南偏东 10°	29°	18501.90
8	文山-文山市	南偏西 25°	27°	15996.68
9	普洱-思茅区	南偏东 20°	23°	15404.21
10	保山-隆阳区	南偏东 25°	31°	16327.31
11	丽江-古城区	南偏东 10°	30°	18488.74
12	西双版纳-景洪市	南偏东 25°	22°	15410.16
13	临沧-临翔区	南偏东 20°	26°	16131.71
14	德宏-芒市	南偏东 25°	31°	16349.70
15	迪庆-香格里拉市	南偏东 20°	21°	13947.28
16	怒江-泸水市	南偏东 25°	31°	16320.97

注：

1. 太阳能资源区划相同且距离、海拔相近城市可参考典型城市进行最佳朝向、最佳倾角选择，设计辐射强度可参考取值；
2. 太阳能板朝向宜在最佳朝向角度±5° 区间选取；
3. 辐射强度为最佳朝向、最佳倾角条件下对应分析数据，其他太阳能板布置方式（朝向、角度）辐射强度应作相应折减或另行分析计算。

## 附录 C 云南省典型城市不同倾角和方位角的太阳能集热器总面积补偿比

C.0.1 当太阳能集热器受条件限制，倾角和方位角与本标准第 4.3.5 条和第 4.3.6 条规定偏差较大时，可采用增加集热器面积的方式进行补偿，面积补偿后实际确定的集热器总面积应按下式进行计算：

$$A_B = A_S / R_s \quad (C.0.1)$$

式中：  $A_B$ —进行面积补偿后实际确定的集热器总面积（ $m^2$ ）；

$A_S$ —按本规程公式（4.3.9-1）或（4.3.9-3）计算得出的集热器总面积（ $m^2$ ）；

$R_s$ —面积补偿比（%），按下列表选取。

C.0.2 若太阳能热水系统所在地区不是下表中的典型或地区，可选取离所在地区最近的代表城市中的  $R_s$  值。

表 C.0.1 部分典型城市太阳能集热器总面积补偿比  $R_s$  (%)

(昆明 曲靖 楚雄 保山 腾冲 瑞丽 广南 泸西)

倾角 方位角	东	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	南	10	20	30	40	50	60	70	80	西
90	52	54	56	57	58	59	59	60	60	60	60	60	59	59	58	57	56	54	52
80	59	61	63	65	66	67	68	69	69	69	69	69	68	67	66	65	63	61	59
70	66	68	70	72	74	75	76	77	78	78	78	77	76	75	74	72	70	68	66
60	73	75	77	79	81	82	84	85	85	85	85	85	84	82	81	79	77	75	73
50	79	81	83	85	87	89	90	91	91	92	91	91	90	89	87	85	83	81	79
40	85	87	89	90	92	93	95	95	95	96	95	95	95	93	92	90	89	87	85
30	90	91	93	94	96	97	98	98	99	99	99	99	98	98	97	96	94	93	90
20	93	94	96	97	98	98	99	100	100	100	100	100	99	98	98	97	96	94	93
10	96	96	97	97	98	98	99	99	99	99	99	99	99	98	98	97	97	96	96
水平面	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96

续表 C.0.1 (大理 丽江 会泽)

倾角 方位角	东	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	南	10	20	30	40	50	60	70	80	西
90	54	56	57	58	58	59	59	59	59	59	59	59	59	59	58	58	57	56	54
80	61	63	64	65	66	67	68	68	68	68	68	68	68	67	66	65	64	63	61
70	68	70	71	73	74	76	76	76	77	77	77	76	76	76	74	73	71	70	68
60	75	77	78	79	81	82	83	84	84	84	84	84	83	82	81	79	78	77	75
50	81	83	84	86	87	88	89	90	90	90	90	90	89	88	87	86	84	83	81
40	87	88	90	91	92	93	94	95	95	95	95	95	94	93	92	91	90	88	87
30	91	93	94	95	96	97	97	98	98	98	98	98	97	97	96	95	94	93	91
20	95	96	97	97	98	99	99	100	100	100	100	100	99	99	98	97	97	96	95
10	97	98	98	99	99	99	99	100	100	100	100	100	99	99	99	99	98	98	97
水平面	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98

续表 C.0.1 (蒙自 临沧 普洱 江城 耿马 澜沧)

倾角 方位角	东	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	南	10	20	30	40	50	60	70	80	西
90	53	54	55	56	57	57	58	58	58	59	58	58	58	57	57	56	55	54	53
80	60	61	63	64	65	66	66	67	67	68	67	67	66	66	65	64	63	61	60
70	67	69	70	72	73	74	75	75	75	75	75	75	75	74	73	72	70	69	67
60	74	75	77	79	80	81	82	83	83	83	83	83	82	81	80	79	77	75	74
50	80	82	84	85	86	88	89	89	90	90	90	89	89	88	86	85	84	82	80
40	86	87	89	90	92	93	94	94	95	95	95	94	94	93	92	90	89	87	86
30	91	92	93	95	96	97	97	98	98	98	98	98	97	97	96	95	93	92	91
20	95	95	96	97	98	99	99	100	100	100	100	100	99	99	98	97	96	95	95
10	97	97	98	98	99	99	99	100	100	100	100	100	99	99	99	98	98	97	97
水平面	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98

## 本规程用词说明

1 为便于在执行本规程条文时区别对待，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时，写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

## 引用标准名录

- 1 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015
- 2 《工程结构通用规范》GB 55001
- 3 《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002
- 4 《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024
- 5 《建筑与市政工程防水通用规范》GB55030
- 6 《民用建筑通用规范》GB 55031
- 7 《消防设施通用规范》GB 55036
- 8 《建筑防火通用规范》GB 55037
- 9 《民用建筑设计统一标准》GB 50352
- 10 《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364
- 11 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368
- 12 《太阳能光伏发电系统与建筑一体化技术规程》CECS 418
- 13 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 14 《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
- 15 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 16 《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963
- 17 《太阳热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713
- 18 《建筑幕墙》GB/T 21086
- 19 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
- 20 《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113
- 21 《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
- 22 《安全标志及其使用导则》GB 2894
- 23 《农村居住建筑节能设计标准》GB/T 50824
- 24 《建筑给水排水设计标准》GB 50015
- 25 《建筑给水排水与节水通用规范》GB 55020
- 26 《生活饮用水卫生标准》GB 5749
- 27 《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272
- 28 《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175

- 29 《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242
- 30 《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581
- 31 《平板型太阳能集热器》GB/T 6424
- 32 《太阳能空气集热器技术条件》GB/T 26976
- 33 《家用太阳能热水系统技术条件》GB/T 19141
- 34 《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064
- 35 《太阳能热水系统性能评定规范》GB/T 20095
- 36 《空气源热泵辅助的太阳能热水系统（储水箱容积大于 0.6m<sup>3</sup>）技术规范》GB/T 26973
- 37 《家用和类似用途电器的安全》（第一部分 通用要求）GB 4706.1
- 38 《民用建筑电气设计标准》GB 51348
- 39 《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264
- 40 《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242
- 41 《光伏发电站施工规范》GB 50794
- 42 《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411
- 43 《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T5044
- 44 《电力工程电缆设计标准》GB 50217
- 45 《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
- 46 《云南省民用建筑节能设计标准》DBJ 53/T-39
- 47 《可再生能源建筑应用 示范项目数据监测系统技术导则》
- 48 《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1
- 49 《电化学储能电站设计规范》GB 51048
- 50 《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558
- 51 《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473
- 52 《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276
- 53 《电力储能用铅炭电池》GB/T 36280
- 54 《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865
- 55 《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866
- 56 《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939

- 57 《光伏 (PV) 系统电网接口特性》 GB/T 20046
- 58 《电测量及电能计量装置设计技术规程 》 DL/T 5137
- 59 《电能计量装置技术管理规程》 DL/T 448
- 60 《声环境质量标准》 GB 3096
- 61 《民用建筑隔声设计规范》 GB 50118
- 62 《建筑施工场界环境噪声排放标准》 GB 12523
- 63 《电磁兼容通用标准 居住、商业环境和轻工业环境中的发射》 GB  
17799.3
- 64 《安全色》 GB 2893

云南省工程建设地方标准

**云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程  
(征求意见稿)**

DBJ XXX-2023

条文说明

## 编制说明

## 目 次

1	总则	88
2	术语	89
3	基本规定	91
4	太阳能热水系统设计	95
4.1	一般规定	95
4.2	系统分类与选择	95
4.3	太阳能集热器系统	97
4.4	热水供应系统	101
4.5	辅助热源加热系统	102
4.6	电气与控制系统	103
5	太阳能光伏系统设计	106
5.1	一般规定	106
5.2	系统分类	106
5.3	系统设计	107
5.4	系统接入	108
5.5	系统监测	109
6	太阳能系统与建筑一体化设计	110
6.1	一般规定	110
6.2	规划设计	110
6.3	建筑设计	111
6.4	结构设计	114
6.5	给排水设计	115
6.6	电气设计	116
7	太阳能系统安装与调试	117
7.1	一般规定	117
7.2	太阳能热水系统安装	117
7.3	太阳能热水系统调试	120
7.4	太阳能光伏系统安装	120
7.5	太阳能光伏系统调试	121

8	工程验收.....	122
8.1	一般规定.....	122
8.2	分项工程验收.....	122
8.3	竣工验收.....	124
9	环保、安全与消防.....	125
9.2	安全.....	125
9.3	消防.....	125
10	运行与维护.....	126
10.1	一般规定.....	126
10.2	太阳能热水系统运行维护.....	126
10.4	能耗监测.....	129

## 1 总则

**1.0.1** 云南省太阳能资源丰富，近年来云南省太阳能热水及光伏产业稳定快速发展，取得了很好的经济和节能效益。与此同时，由于多种原因，太阳能系统安装管理杂乱无章、破坏城乡建筑景观风貌的现象突出。为贯彻落实省委省政府关于太阳能无序安装影响城乡风貌问题整治工作要求，充分发挥云南省太阳能资源丰富的优势，助力“碳达峰碳中和”目标任务实现，进一步规范引导我省太阳能系统在城乡建筑中的应用，推动城乡建设绿色发展，推动可再生能源利用，降低建筑碳排放，特制定本规程。

**1.0.2** 本条规定了本规范的适用范围。近年来脱贫攻坚、乡村振兴让乡村得到很大的发展，为积极引导和规范乡村建设，故本规程明确乡村公共建筑及统一建设的居住建筑参照城镇建筑执行。同时，鼓励乡村个人建房参照本规程执行。

**1.0.3** 太阳能系统作为建筑的有机组成部分，在外观上、结构上、管（线）路布置上、系统运行上，均需要将太阳能系统纳入到建筑设计中，统一规划、同步设计、合理布局。

**1.0.4** 由于在既有建筑上安装或改造光伏系统，容易影响房屋结构安全和电气系统的安全，同时可能造成对房屋其他使用功能的破坏。因此要求按建筑工程审批程序，进行专项工程的设计、施工和验收。

## 2 术语

**2.0.2** 太阳能系统与建筑一体化，就是将太阳能的利用纳入建筑设计中，把太阳能利用技术与建筑技术和建筑美学融为一体，使太阳能系统成为建筑的一部分，相互间有机结合，实现与建筑的同步设计、同步施工、同步验收、同时投入使用和后期管理，从而降低建筑能耗，达到节能环保的目的。

太阳能系统与建筑一体化，体现在以下四方面：

- 1 外观上，合理布置集热器、光伏组件，实现太阳能系统与建筑完美结合。
- 2 结构上，妥善解决系统的安装，确保建筑物的承重、防水等功能不受影响。集热器有抵御强风、暴雪、冰雹等能力。
- 3 管路布置上，合理布置系统循环管路及冷热水管路，减少热水管路的长度，建筑预留出所有管路的接口和通道。
- 4 系统运行上，要求系统可靠、稳定、安全，易于安装、检修、维护。合理解决太阳能与辅助能源加热设备的匹配，实现系统智能化和自动控制。

**2.0.18~2.0.19** 在建筑中，光伏构件包括建材型光伏构件和普通型光伏构件两种形式。

建材型光伏构件的表现形式为复合型光伏建筑材料(如光伏瓦、光伏墙板、光伏卷材等)，或复合型光伏建筑构件(如光伏幕墙、光伏窗、光伏雨篷、光伏遮阳板、光伏阳台板、光伏采光顶等)。

建材型光伏构件的安装形式包括：在平面屋面上直接铺设光伏卷材或在坡屋面上采用光伏瓦，并可替代部分或全部屋面材料；直接替代建筑幕墙的光伏墙板、光伏幕墙和直接替代部分或全部采光玻璃的光伏采光顶等。

光伏瓦应用于坡型瓦式屋顶，具有采光角度好、应用面积大的特点，适合于低密度住宅屋面开发太阳能电力，在我国广大农村地区具有较好的应用前景。对于有隔热要求的仓储行业，光伏瓦还可以发挥其隔热性能良好的特点。

光伏墙板可应用于建筑墙面开发太阳能电力，在城市区域高层建筑外立面开发太阳能电力具有较好的应用前景。

普通型光伏构件的表现形式为组合型光伏建筑构件或普通光伏组件。对于组合型光伏建筑构件，由于光伏组件与建筑构件仅仅是组合在一起，可以分开，因此，维护更换时只需针对光伏组件，而不会影响建筑构件的建筑功能；当采用

普通光伏组件直接作为建筑构件时，光伏组件在发电的同时，实现相应的建筑功能。比如，采用普通光伏组件或根据建筑要求定制的光伏组件直接作为雨篷构件、遮阳构件、栏板构件、檐口构件等建筑构件。

普通型光伏构件安装方式一般为支架式安装。为了实现光伏建筑一体化，支架式安装形式包括：在平屋面上采用支架安装的通风隔热屋面形式；在构架上采用支架安装的屋面形式（如遮阳棚、雨篷）；在坡屋面上采用支架顺坡架空安装的通风隔热屋面形式（坡屋面上的主要安装形式）；在墙面上采用支架或支座与墙面平行安装的通风隔热墙面形式等。

### 3 基本规定

**3.0.1** 根据《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015，为完成我国2030年达到碳排放高峰，2060年达到碳中和的目标，必须强化太阳能等清洁能源在建筑中的推广应用力度。本规程太阳能系统主要包括太阳能热水系统、太阳能光伏发电系统，这两类系统均可安装在建筑物的外围护结构上。太阳能应用与项目所在地的资源条件密切相关，应根据资源禀赋、以太阳能的高效利用为目标，选择经济适用的技术方式和系统形式；应对实施项目进行负荷分析、系统能效比较，明确其具有技术可行、经济合理的应用前景时，才能确保实现节能环保的运行效果。

**3.0.2** 作为永不枯竭的清洁能源，太阳能利用是云南大力推广的清洁能源发展战略的重要技术支持措施；而要提高太阳能利用系统的节能收益和经济效益，就必须要做到系统的全年综合利用。在日照时数大于1400h/a，且年太阳辐射量大于4200MJ/m<sup>2</sup>及年极端最低气温不低於-45℃的地区，应优先采用太阳能作为热水供应系统的热源；12层及以下居住建筑，应采用太阳能作为热水供应热源。有热水需求的建筑优先使用太阳能热水系统。

**3.0.3** 本条规定的主要作用是保证设置太阳能利用系统建筑物的安全和综合性能不受影响，要求无论是新建建筑、还是既有建筑改造，在进行系统设计时，均应与建筑主体一体化设计，以避免二次施工破坏建筑主体的安全性、围护结构节能性等整体功能。太阳能利用与建筑一体化是太阳能应用的发展方向，应合理选择太阳能应用一体化系统类型、色泽、矩阵形式等，在保证热利用或光伏效率的前提下，尽可能做到与建筑物的外围护结构从建筑功能、外观形式、建筑风格、立面色调等协调一致，使之成为建筑的有机组成部分。

**3.0.4** 太阳能应用一体化构件作为建筑围护结构时，其传热系数、气密性、太阳得热系数等热工性能应满足相关标准的规定；建筑热利用或光伏系统组件安装在建筑透光部位时，应满足建筑物室内采光的最低要求；建筑物之间的距离应符合系统有效吸收太阳辐射的要求，并降低二次辐射对周边环境的影响；系统组件的安装不应影响建筑通风换气的要求；系统组件安装后，不得降低相邻建筑的日照标准。

**3.0.5** 本条规定了太阳能系统在安全性能和可靠性能方面的技术要求。安全性

能是太阳能系统各项技术性能中最重要的一项，对于太阳能热水系统，应特别强调内置加热系统必须带有保证使用安全的装置。对于太阳能供暖系统，大部分使用太阳能供暖系统的地区，冬季最低温度低于 0℃，安装在室外的集热系统可能发生冻结，使系统不能运行甚至破坏管路、部件。即使考虑了系统的全年综合利用，也有可能因其他偶发因素，如住户外出度长假等造成用热负荷量大幅度减少，从而发生系统的过热现象。过热现象分为水箱过热和集热系统过热两种；水箱过热是当用户负荷突然减少，例如长期无人用水时，热水箱中热水温度会过高，甚至沸腾而有烫伤危险，产生的蒸汽会堵塞管道或将水箱和管道挤裂；集热系统过热是系统循环泵发生故障、关闭或停电时导致集热系统中的温度过高，而对集热器和管路系统造成损坏，例如集热系统中防冻液的温度高于 115℃后具有强烈腐蚀性，对系统部件会造成损坏等。因此，在太阳能集热系统中应设置防过热安全防护措施和防冻措施。

可靠性能强调了太阳能热利用系统应有适应各种自然条件的能力，强风、冰雹、雷击、地震等恶劣自然条件也可能对室外安装的太阳能集热系统造成破坏；如果用电作为辅助热源，还会有电气安全问题；所有这些可能危及人身安全的因素，都必须在设计之初就认真对待，设置相应的技术措施加以防范。

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、形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。因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条件。

布置在金属屋面的光伏发电系统设计应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ255 的相关要求；光伏幕墙设计应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102、《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ133 的相关要求；光伏遮阳设计应符合现行行业标准《建筑用铝合金遮阳板》JG/T 416 和《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274 的相关要求。

**3.0.6** 本条规定太阳能系统的管线布置应满足的要求，其中当管线经过其它楼层的用户时，必须以管道井的方式通过，以免管线渗漏影响其他用户使用，也便于管线的维护与管理。

太阳能系统与建筑一体化不仅体现在外观上，同时要合理布置太阳能系统

组件，也包括结构上妥善解决系统的安装问题，确保建筑物的承重、防水等功能不受影响，确保系统运行可靠、稳定、安全。对于在既有建筑上安装太阳能热水系统，在没有可能利用的管线时。通常需要另行设计、安装安全、尽可能隐蔽、集中布置的输、配水管线和配电设备及线路。对于新建建筑，则应与给水排水、电气设备管线统一设计和安装。

**3.0.7** 既有建筑建成的年代参差不齐，有的建筑已使用多年，太阳能系统需安装在建筑物的外围护结构表面上，会加重安装部位的结构承载负荷。为保证建筑物的结构安全，增设或改造太阳能系统时，必须经过建筑结构复核，确定是否可以实施。复核可由原设计单位或其他有资质的设计单位根据原设计施工图、竣工图、计算书等文件进行，以及委托法定检测机构检测，确认不存在结构安全问题；否则，应进行结构加固，以确保建筑结构安全和其他相应的安全性要求。

**3.0.8** 本条为控制每道施工工序的质量，进而保证工程质量。太阳能系统在建筑上安装，建筑主体结构应符合施工质量验收标准的规定。

**3.0.9** 从全球范围看，有较好效益的太阳能系统，大多设置了可对系统进行长期性能监测的仪表、设备，还可通过网络远传相关数据，以便及时发现问题，调节系统的工作状态，实现系统的安全、优化运行，从而更好发挥太阳能系统的作用，达到最优的节能目的。

应根据《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015 对太阳能系统进行具体数据的相应监测，这些参数可反映系统的运行状态，以及系统工作运行而产生的实际效果和节能效益等；此外，相关参数也关系到太阳能系统的整体运行安全，可成为后续进行系统优化设计时的重要依据，并促进太阳能应用技术的可持续健康发展。

**3.0.10** 太阳能热利用和光伏发电系统的经济效益是通过无偿使用太阳能补偿电费、燃气费等常规能源收费，并最终得以收回系统增加的初投资来实现的。系统工作寿命的长短，将直接影响系统的节能收益，所以必须确保系统能够维持一定的工作寿命。我国目前有两大类太阳能集热器产品——平板型太阳能集热器和真空管型太阳能集热器，已发布实施的现行国家标准《平板型太阳能集热器》GB/T 6424 和《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581，分别对其产品性能质量做出了合格性指标规定。此外，标准对太阳能集热器产品的安全性等重要

指标也有合格限的规定；因此，要求在太阳能热利用系统中使用的产品必须符合现行国家标准规定。目前我国较好企业生产的产品，已经有使用 15 年仍正常工作的实例，因此，本条规定产品的正常使用寿命不应少于 15 年。 太阳能光伏发电系统的运行期限则主要取决于光伏电池组件的工作寿命，故规定了光伏电池组件的设计使用寿命。

## 4 太阳能热水系统设计

### 4.1 一般规定

4.1.1 本条强调太阳能热水系统是由建筑给水排水专业人员设计，并符合现行国家《建筑给水排水与节水通用规范》GB 55020、《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015、《建筑给水排水设计标准》GB 50015 及《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364 的要求。在热源选择上是太阳能集热器加辅助能源；集热器的位置、色泽、承载及数量要与建筑师配合设计；在控制、电气等方面要与电气专业相配合设计。

4.1.2 本条规定了太阳能热水系统在安全性能和可靠性能方面设计应遵循的技术原则。

4.1.5 热水采用真空管直接加热时，如冷水总硬度（以  $\text{CaCO}_3$  计） $>150\text{mg/L}$  时，原水应全部软化处理或改为间接加热系统。

### 4.2 系统分类与选择

4.2.1 按集热与供热水方式分三大类。

集中—集中供热水系统，全称为集中集热、集中供热太阳能热水系统，指采用集中的太阳能集热器和集中的贮热水箱供给一幢或几幢建筑物所需热水的系统。

集中—分散供热水系统，全称为集中集热、分散供热太阳能热水系统，指采用集中的太阳能集热器和分散的贮热水箱供给一幢建筑物所需热水的系统。

分散—分散供热水系统，全称为分散集热、分散供热太阳能热水系统，指采用分散的太阳能集热器和分散的贮热水箱供给各个用户所需热水的小型系统，也就是通常所说的家用太阳能热水器。

4.2.2 根据现行国家标准《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713 中的规定，按系统运行方式分三类。

自然循环系统是仅利用传热工质内部的温度梯度产生的密度差进行循环的太阳能热水系统。在自然循环系统中，为了保证必要的热虹吸压头，贮热水箱的下循环管口应高于集热器的上循环管口。自然循环系统也可称为热虹吸系统。

强制循环系统是利用机械设备等外部动力迫使传热工质通过集热器（或换热器）进行循环的太阳能热水系统。强制循环系统可采用温差控制、光电控制

及定时器控制等方式。强制循环系统也可称为机械循环系统。

直流式系统是传热工质（水）一次流过集热器加热后，进入贮热水箱或用热水处的非循环太阳能热水系统。直流式系统可采用非电控的温控阀控制方式或电控的温控器控制方式。直流式系统也可称为定温放水系统。

实际，某些太阳能热水系统有时是一种复合系统。

**4.2.3** 根据现行国家标准《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713 中的规定，按生活热水与集热系统内传热工质的关系分为两大类。

直接系统是指太阳能集热器中直接加热水供给用户的太阳能热水系统。直接系统又称为单回路系统，或单循环系统。

间接系统是指太阳能集热器中加热某种传热工质，再使该传热工质通过换热器加热水供给用户的太阳能热水系统。间接系统又称为双回路系统，或双循环系统。

**4.2.4** 为保证民用建筑中的太阳能热水系统可以全天候运行，通常将太阳能热水系统与使用辅助能源的加热设备联合使用，共同构成带辅助能源的太阳能热水系统。按辅助能源的加热方式分两类。

集中辅助加热系统是指辅助能源加热设备集中安装在贮热水箱附近。

分散辅助加热系统是指辅助能源加热设备分散安装在供热水系统中。对于居住建筑来说，通常都是分散安装在用户的贮热水箱附近。

**4.2.5** 为保证民用建筑的太阳能热水系统可以全天候运行，通常将太阳能热水系统与使用辅助能源的加热设备联合使用，共同构成带辅助能源的太阳能热水系统。按辅助能源加热设备的安装位置可分为两大类。

内置加热系统是指辅助能源加热设备安装在太阳能热水系统的贮热水箱内。

外置加热系统是指辅助能源加热设备不是安装在贮热水箱内，而是安装在太阳能热水系统的贮热水箱附近或安装在供热水管路（包括主管、干管和支管）上。所以，外置加热系统又可分为：贮热水箱加热系统、主管加热系统、干管加热系统和支管加热系统等。

**4.2.6** 根据用户对热水供应的不同需求，辅助能源可以有不同的启动方式。按辅助能源启动方式分三类。

全日自动启动系统是指始终自动启动辅助能源水加热设备，确保可以全天24h 供应热水。

定时自动启动系统是指定时自动启动辅助能源水加热设备，从而可以定时供应热水。

按需手动启动系统是指根据用户需要，随时手动启动辅助能源水加热设备。

**4.2.7** 太阳能热水系统设计应遵循节水节能、经济实用、安全简便、便于计量的原则。在设计系统时，应根据建筑规划要求、区域气候状况、热水使用规律和太阳能集热器、贮热水箱设置条件，在了解和理解太阳能热水系统的基础上，按照规程中有关技术规定、选型条件和表 4.2.7 的推荐，经济合理地设计选用太阳能热水系统。

在民用建筑类型中，包括居住建筑和公共建筑两类，其中，居住建筑包括：低层、多层和高层；公共建筑包括多种建筑，表 4.2.7 中的公共建筑只给出了宾馆、医院、游泳馆和公共浴室等几种实例，因为这些公共建筑都是用热量较大的建筑，便于正确选择系统类型。太阳能热水系统的形式选择应综合考虑建筑类型、用户要求、系统规模、现场条件、与建筑结合程度、系统的初投资和系统节能效果等因素，要进一步取得较好的投资—收益比，应结合技术经济分析来确定。

本条建议有热水需求的工业及其它建筑参照上表中公共建筑选用。

**4.2.9** 本条“开式太阳能集热系统宜采用集热、贮热、换热一体间接预热承压冷水供应热水的组合系统”的规定，其核心部件是集热、贮热、换热一体的贮筒式组合集热器，这种新型集热系统因不需采用机械循环而使系统大大简化。

**4.2.11** 本条从使用便利和便于控制的角度，对配置辅助能源水加热设备的系统，提出基本的控制性要求。

**4.2.12** 本条对热水定额的计算进行了规定，宜符合国家现行标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

### 4.3 太阳能集热器系统

**4.3.1** 为保证太阳能热水系统能够安全、稳定、高效地工作运行，并维持一定的使用寿命，必须保证系统中所采用设备和产品的性能质量。太阳能集热器是太阳能热水系统中的关键设备，其性能、质量直接影响着系统的效益。目前国内发布有两大类太阳能集热器产品——平板型太阳能集热器和真空管型太阳能集热器国家标准《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581、《平板型太阳能集热器》

GB/T 6424, 分别对其产品性能质量做出了合格性指标规定, 其中对热性能的要求, 凡是合格产品, 在我国大部分地区集热效率可以达到 40%左右, 从而保证系统能够获得较好的预期效益。标准对太阳能集热器产品的安全性等重要指标也有合格限的规定, 因此, 要求在太阳能热水系统中必须使用合格产品。

太阳能集热器的性能质量是由具有相应资质的国家级产品质量监督检验中心检测得出, 在进行系统设计时, 应根据供货企业提供的太阳能集热器全性能检测报告, 作为评价产品是否合格的依据。

太阳能集热器安装在建筑的外围护结构上, 进行维修更换比较麻烦, 正常使用寿命不能太低, 目前我国较好企业生产的产品, 已经有使用 15 年仍正常工作的实例, 因此, 规定产品的正常使用寿命不应少于 15 年。

**4.3.3** 本条关于单排连接的集热器总面积限制是综合考虑了管路阻力、集热器温升等因素, 目的是要避免集热器长时间运行过程中出现局部温度过高以及集热效率下降。关于子系统的集热器总面积限制, 是要减少因实际情况下的流量分配不均匀而导致大型系统的集热不均匀现象。

本条数据都是按照现行国家标准《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364 的规定。

**4.3.4** 本条规定集热器之间的连接应使每个集热器的传热介质流入路径与回流路径的长度相同, 实质是规定集热器应按“同程原则”并联, 目的是使各个集热器内的流量分配均匀, 从而使太阳能集热系统的效率达到最大值。

**4.3.5** 太阳能集热器的集热效率与其方位角有关, 本条不仅提出了集热器朝向为正南, 而且提出了集热器朝向可为南偏东或南偏西不大于  $30^{\circ}$ , 否则其集热效率会急剧下降。特殊情况不能避免方位角的角度时, 可以用集热器面积补偿的方式弥补。

**4.3.6** 根据现行国家标准《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713 的要求, 本条规定了集热器的最佳安装倾角, 其数值等于当地纬度  $\pm 10^{\circ}$ 。这条要求对于一般情况下的平板型集热器和真空管集热器都是适用的。对于全玻璃真空管集热器东西向水平放置, 安装倾角可适当减少; 安装在墙面上的集热器是一种特例。

**4.3.7** 本条给出了集热器前后排较为通用的计算公式, 不仅适用于朝向为正南的集热器, 也适用于朝向为南偏东或南偏西的集热器。

**4.3.9** 本条在现行国家标准《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713 的基础上,依据能量平衡的基本原理,提出了确定集热器总面积的计算方法,其中分别规定了在直接系统和间接系统两种情况下集热器总面积的计算方法。

集热器总面积的定义是:整个集热器的最大投影面积。之所以计算集热器总面积,而不计算采光面积或吸热体面积,是因为建筑师关心的是在有限的建筑围护结构中太阳能集热器究竟占据多大的空间。

1 在确定直接系统的集热器总面积时,日太阳辐照量取当地集热器采光面上的年平均日太阳辐照量,本规程推荐按附录选取日均用热水量与平均日热水用水定额和同日使用率有直接的关系,其中平均日热水用水定额的数值,按现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 选取,同日使用率的数值,推荐按表 4.3.9-1 选取;太阳能保证率 $f$ 的取值,根据系统使用期内的太阳能辐照条件、系统的经济性、用户的具体要求等因素综合考虑后确定,本规程推荐按表 4.3.9-2 选取;集热器年平均集热效率的取值,要根据集热器产品的实际测试结果而定;太阳能集热系统中贮热水箱和管路的热损失率,本规程推荐 0.2~0.3。

本规程太阳能资源区划同现行国家标准《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364 划分标准,云南没有资源极富区,由此划分为三个等级,分别是:资源丰富区、资源较富区和资源一般区。

2 在确定间接系统的集热器总面积时,由于间接系统的换热器内外存在传热温差,使得在获得相同温度热水的情况下,间接系统比直接系统的集热器运行温度稍高,造成集热器效率略有降低。本条用换热器传热系数、换热器换热面积和集热器总热损  $U$  等参数来表示换热器对于集热器效率的影响。虽然对平板型集热器和真空管集热器分别推荐了  $U$  的取值范围,但强调  $U$  的具体数值要根据集热器产品的实际测试结果而定。在实际计算过程中,当确定了直接系统的集热器总面积后,就可以根据上述这些数值,确定出间接系统的集热器总面积。

**4.3.10** 本条特别说明,在有些情况下,当建筑围护结构表面不够安装本规程 4.3.9 条计算所得的集热器总面积时,也可以按围护结构表面最大容许的安装面积来确定集热器总面积。

**4.3.11** 本条规定了集热器朝向和安装倾角受到建筑物影响时如何进行集热面积的补充计算及参照表。

对于存在部分遮挡的太阳能集热器，其集热面积宜进行补偿。

**4.3.12** 本条规定了各种条件下贮热装置有效容积的计算方法。

1 本款规定了集中集热、集中供热太阳能热水系统的贮热水箱宜与供热水箱分开设置，串联连接，辅助能源设在后者内。理由是便于自动控制，充分利用太阳能，取得较好的节能效果。此款还规定了贮热水箱的容积计算方法。

2 本款强调了供热水箱的有效容积应符合现行国家标准的规定。

3 本款规定了集中集热、分散供热太阳能热水系统宜设有缓冲水箱，并规定其数值不宜小于 10%

**4.3.13** 本条规定了分散系统的贮热水箱安装方式和选型。

**4.3.14** 本条强调了贮热水箱的水温、水质、保温及承压要求，同时强调了贮热水箱安全运行的具体的做法。应合理布置太阳能集热系统、生活热水系统与贮热水箱的连接管位置，实现不同温度供热/换热需求，提高换热效率。水箱进、出口处流速宜小于 0.04m/s，必要时宜采用水流分布器。安装设计以满足其运行、安装及维护等条件。

**4.3.15** 本条规定了集热系统设计流量的计算公式，式中的计算参数是集热器（采光）总面积，而优化系统设计流量的关键是要合理确定集热器单位面积流量。

集热器单位面积流量与集热器的特性有关。国外生产企业的普遍做法是根据集热器产品的不同结构特点，委托相关的权威检测机构给出与产品的压力降性能相对应、在不同运行工况下单位面积流量的合理选值，并列入企业的产品样本；我国企业目前对集热器产品流动阻力及性能优化检测的认识水平还不高，大部分企业的产品都缺乏该项监测数据。当使用防冻液时，应注意循环管路的阻力损失。

因此，在没有生产企业提供相关数值的情况下，本条推荐了集热器单位面积流量设计取值  $0.054\text{m}^3/(\text{h}\cdot\text{m}^2) \sim 0.072\text{m}^3/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$ ，相当于  $0.015\text{L}/(\text{s}\cdot\text{m}^2) \sim 0.020\text{L}/(\text{s}\cdot\text{m}^2)$ 。当然，今后还应积极引导企业关注集热器产品的压力降性能检测，逐步积累我国各类集热系统的流量优化设计参数。

**4.3.16** 不同的太阳能热水系统可以有各种不同的控制方式，强制循环系统

宜采用温差控制方式，直流式系统宜采用定温控制方式。

**4.3.21** 本条有关太阳能集热系统中循环管路设计的具体数据和各项要求，都是引自现行国家标准《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713 的规定。

本条强调了太阳能热水系统在使用中的安全性和耐久性。其中，在使用平板集热器的自然循环系统中，由于系统是仅利用传热工质内部的温度梯度产生的密度差进行循环的，因此为了保证系统有足够的虹吸压头，规定贮热水箱的下循环管口比集热器的上循环管口至少高 0.3m 是必要的。

**4.3.24** 集热器表面应定时清洗，否则会影响集热效率。

#### 4.4 热水供应系统

**4.4.1** 太阳能热水供应系统的设计应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 中的相关规定。

**4.4.2** 传统直接系统贮水水箱为开式系统，水质存在二次污染、冷热水不同源造成冷热水压力失衡，降低了热水系统的品质，也不利于节能、节水，因此要求将太阳能热能作为预热热媒使用。太阳能热水受天气、使用状况影响较大，水温超过 100℃，集热系统采用闭式系统将导致过热、气堵等问题，集热系统循环增加水泵耗能、增加运行管理成本。

**4.4.3** 由于太阳能水温较高，更容易结垢，因此对水质提出更高要求。

**4.4.4** 住宅、公寓宜分户设置温控选择旁通混水多功能阀，根据太阳能热水的出口温度，自动调节太阳能热水和冷水的比例，达到自动低温补偿，恒温出水的效果，满足太阳能热水的方便性、舒适性和安全性；居住建筑集中设置恒温混水阀的系统应增设温度控制关断阀。

**4.4.5** 本条对热水系统选用管材作了规定。根据住房和城乡建设部于 1999 年 12 月下发了《关于在住宅建设中淘汰落后产品的通知》中明确规定：在城镇新建住宅中，禁止使用冷镀锌钢管用于室内给水管道，并根据当地实际情况逐步限制禁止使用热镀锌钢管，推广应用铝塑复合管、交联聚乙烯（PE-X）管、三型无规共聚聚丙烯（PP-R）管、耐热聚乙烯管（PERT）等新型管材，有条件的地方也可推广应用铜管，本条推荐作为热水管道的管材排列顺序为薄壁不锈钢管、薄壁铜管、塑料热水管、塑料和金属复合热水管等。

本条规定了热水供应管理的选材要求及应设计的技术措施，对分区供水应采取保证水力平衡的措施。

据调查，管道的腐蚀与系统中不及时排除空气有关。因此，本条规定横干管的坡度不宜小于 0.005。

**4.4.6** 供热储热水箱为开式非承压水箱时，在配水点处的热水给水支管上设置止回阀，可以防止在冷水供水压力高于热水供水压力的情况下，冷水通过混水龙头窜入太阳能储热水箱。

**4.4.7** 对于采用太阳能集中式供热水系统的，计量收费通常由安装在分户热水支管上的分户热水计量装置实现。对于太阳能集中-分散以及分散-分散供热水系统，以为热水供水采用的是经户内冷水水源加热后的供给方式，无需进行热水计量。

#### 4.5 辅助热源加热系统

**4.5.1** 辅助热源指非太阳能热源，一般为电、燃气、燃油等常规能源及工业余热、废热等其它可利用的能源形式，保证民用建筑的太阳能热水系统可以全天候运行。辅助热源的选择应作技术经济比较后确定。

对使用辅助能源加热设备的技术要求，应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

**4.5.2** 太阳能集中供热水系统的辅助能源应充分利用暖通动力的热源；当没有暖通动力的热源或不足时，才考虑设置电力、燃气等传统能源的热源。一般不建议采用燃油锅炉，因为燃油锅炉运行成本较高；也不推荐设置独立热泵作为辅助能源，因为独立热泵作为热源不能充分发挥热泵的效率，且投资较高，与太阳能同时设置属于重复投资，缺乏工程技术合理性。

太阳能分散供热水系统应在末端设置电、燃气热水器，方便、可靠、经济；当采用燃气热水器时，应采用具有水控、温控双重功能的热水器。

**4.5.4** 内置电辅助加热的太阳能贮热水箱，应符合现行国家标准《家用和类似用途电器的安全》（第一部分 通用要求）GB 4706.1 和（储水式热水器的特殊要求）GB 4706.12 的要求。

**4.5.5** 本条推荐将太阳能优先作为预热热媒加热生活冷水，与辅助热源串联使用，此时辅助热源的控制可采用全日自动控制、定时自动控制或手动控制。

## 4.6 电气与控制系统

**4.6.1** 为了提高太阳能热水系统使用的舒适度，本条强调应使用自动控制系统。根据我国长期使用太阳能热水系统所积累的经验，不同的系统形式可采用不同的控制方式。本条推荐：强制循环系统宜采用温差控制方式；直流式系统宜采用定温控制方式。

**4.6.3** 有关低压线路保护和电气安全的术语详见现行国家标准《电气安全术语》GB/T 4776 和《低压配电设计规范》GB 50054 的规定。短路故障和接地故障保护是交流电动机必须设置的保护。

**4.6.4** 本条是对太阳能热水系统中使用电器设备的安全要求。如果系统中含有电器设备，其电器安全应符合现行国家标准《家用和类似用途电器的安全》（第一部分 通用要求）GB 4706.1 和（储水式热水器的特殊要求）GB 4706.12 的要求。

**4.6.5** 本条规定了集中供热水系统通过温度自动控制辅助加热设备启停。

**4.6.6** 太阳能热水系统的发展逐渐在建筑节能领域中起到重要的作用，所以无论是作为主要能源或是辅助能源的热水供应系统，都应该坚持安全可靠为第一位的原则。在目前社会的综合经济实力状态下，还需要兼顾经济实用的原则，对发展和扩大太阳能系统的应用，促进更多的领域使用太阳能具有现实意义。

云南省地域广大，各地区的太阳辐照度、太阳辐照量、环境温度等差别较大，系统应用的种类和区别也较多，所以需要采用不同的控制系统设计以满足系统的多样性。对任何一个可再生能源系统，使用最少的常规能源获得最多的可再生能源是衡量系统应用水平的关键，也是系统应用不断扩大和发展的需要。

**4.6.7** 本条规定有条件的公共建筑应对太阳能热水系统进行监控，以便更好的进行管理。

**4.6.8** 本条强调了不同的系统形式应具有的功能及控制方式，并对温度传感器提出技术要求。系统运行宜采用全自动控制操作方式。

温差循环中的温差是代表集热器高温端对应的温度值和代表贮热水箱或换热器低温端对应的温度值之间的差值。通常情况下的系统设计是温差值大于  $7^{\circ}\text{C}$  的时候，启动集热循环的执行机构动作；温差值小于  $3^{\circ}\text{C}$  的时候，停止集热循环的执行机构动作。在有些系统设计中，由于集热器阵列设计和管线长度的不同，或是负荷变化的需要，温差启动值和停止值是不同的，因此应将两值都设

计为可调，以便现场调试，优化系统功能。

在开放式集热系统和开式贮热水箱系统中，温差循环运行在首先保证贮热水箱加热达到设定温度后，可以采用两种方法提高集热器集热效率。一种为定温出水，采用自来水顶出集热器的热水进入水箱，根据集热器顶部温度变化控制执行。另一种为定温补水，将自来水补入贮热水箱，根据水箱温度变化执行。在水箱水满后继续执行温差循环功能。这样做的目的是降低集热器运行的平均工作温度，以进一步提高系统的得热量。

**4.6.10** 对于用水量较大的管路设置带时间或温度控制的强制循环泵，不仅能减少水的浪费，还能提高使用的舒适性。

**4.6.11** 本条对太阳能集热系统控制的功能进行了规定：

1 宜有温差强制循环功能：在集热器温度高于贮热水箱底部温度的条件下，当其温差大于设定值，集热系统循环泵开启，当其温差小于设定值，集热系统循环泵自动关闭；

2 宜有定温出水功能：集热器的温度达到设定温度并且水箱水位未达上限，系统开启控制阀使用自来水将达到设定温度的热水顶入水箱；

3 应有过热保护功能：当水箱温度高于设定上限温度，集热系统循环泵停止，温差强制循环功能关闭，以防贮热水箱内水温过热。

**4.6.12** 本条对辅助加热系统控制的功能进行了规定：

1 宜有定时加热功能：当时间达到设定的定时加热时间，且贮热水箱水温低于设定温度，自动启动辅助加热，加热到设定温度后自动停止；

2 宜有定温加热功能：贮热水箱水温低于设定温度后自动启动，加热到设定温度后自动停止；

3 应有手动加热功能：贮热水箱水温低于设定温度，可以手动启动辅助加热，加热到设定温度后自动停止，在加热过程中可以手动停止加热。

**4.6.13** 本条对集中热水供应系统控制的功能进行了规定：

1 宜有供水管道定温循环功能：当供水管道中的用水最不利点温度低于使用温度，控制系统启动循环泵；

2 宜有变频供水功能：根据热水用水量，宜对热水循环泵进行变频控制，使热水管网保持合理的循环流量和压力，以减少热损和水泵电机能耗。

**4.6.14** 本条对开式系统自动补水控制装置的功能进行了规定：

1 宜有定时补水功能：贮热水箱的水位低于设定下限值时，到达设定时间，控制器打开电磁阀补水，达到设定上限值后停止；

2 宜有定水位补水功能：只要贮热水箱水位低于下限水位，控制器打开电磁阀补水，达到设定上限值后自动停止；

3 应有手动补水功能：贮热水箱的水位低于设定下限值时，可以手动下达指令补水到设定值后停止，在上水过程中可以手动下达指令停止补水。

**4.6.15** 控制系统的非排空方法的防冻保护功能宜分级优化防冻措施。以水为工质的集热系统，在可能冻结地区运行，在秋末与春初的一段时间内采用定温循环防冻即可保证系统安全；如在更冷的气候发生时，定温循环防冻管线温度继续下降低于设定温度，启动集热管路内或水箱内设置电加热器，同时循环水泵定温防冻运行，这样的措施比采用管路外置辅助伴热带的措施更为节能，将大幅度降低目前工程实践中冬季防冻带来的常规能耗，有利于太阳能系统的推广应用。即使是采用外置伴热带的做法，也应采集管线温度控制电伴热带的开启，不应长时间送电。控制设计时，防冻循环不宜使管线温度高于 10℃。

## 5 太阳能光伏系统设计

### 5.1 一般规定

5.1.1 建筑光伏系统应由专业人员进行设计，并应贯穿于工程建设的全过程，以提高光伏系统的投资效益。光伏系统应符合国家现行相关建筑电气设计规范的要求。光伏组件形式的选择以及安装数量、安装位置的确定需要与建筑专业配合进行设计，在设备承载及安装固定等方面需要与结构专业配合，在电气、通风、排水等方面与设备专业配合，使光伏系统与建筑物本身和谐统一，实现光伏系统与建筑的良好结合。

5.1.2 光伏组件尺寸和形状的选择宜与建筑模数尺寸相协调，且应符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002 的有关规定。其他综合因素还应考虑便于安装、清洁、维护和局部更换。

5.1.5 光伏发电系统无论是直接向负载提供电能还是与电网并网，在电压偏差、电压波动、闪变、谐波和三相电压不平衡等电能质量指标方面都应符合现行国家标准《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、《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543、《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 的有关规定。

5.1.6 对于并网光伏系统，只有具备并网保护功能，才能保障电网和光伏系统的正常运行，确保一方如发生异常情况不至于影响另一方的正常运行。同时并网保护也是电力检修人员人身安全的基本要求。另外，安装计量装置还便于用户对光伏系统的运行效果进行统计、评估。

5.1.7 当光伏系统从交流侧断开后，直流侧的设备仍有可能带电，因此，光伏系统直流侧应设置必要的触电警示和防止触电的安全措施。

5.1.8 光伏系统的各部分应满足建筑电气设计要求，要与建筑电气系统的特性相匹配，不能因光伏系统而降低建筑电气系统的整体标准。

### 5.2 系统分类

5.2.1 并网光伏系统主要应用于当地已存在公共电网的区域，并网光伏系统为用户提供电能，不足部分由公共电网作为补充；独立光伏系统一般应用于远离公共电网覆盖的区域，如山区、岛屿的边远地区，独立光伏系统容量必须满足用户最大电力负荷的需求。

**5.2.2** 光伏系统所提供电能受外界环境变化的影响较大，如阴雨天气或夜间都会使系统提供电能大大降低，不能满足用户的电力需求。因此，为了要满足稳定的电能供应就需设置储能装置。对于供电连续性要求较高用户的光伏系统，需设置储能装置，对于无供电连续性要求的用户可不设储能装置。

**5.2.3** 只有直流负荷的光伏系统为直流系统。在直流系统中，由太阳能电池产生的电能直接提供给负荷或经充电控制器给蓄电池充电。交流系统是指负荷均为交流设备的光伏系统，在此系统中，由太阳能电池产生的直流电需经逆变器进行直-交流转换再提供负荷。对于并网光伏系统，逆变器尚需具备并网保护功能。负荷中既有交流供电设备又有直流供电设备的光伏系统为交直流混合系统。

**5.2.4** 为了使用户得到可靠的电能供应，一般需把光伏系统与当地公共电网并网。当光伏系统输出电能超出用户本身的电能需求时，超出部分电能则向公共电网逆向流入，此种并网光伏称为逆流光伏系统。当用户本身电能需求远大于光伏系统输出电能时，在正常情况下，光伏系统产生的电能不可能向公共电网送入，此种并网光伏称为非逆流光伏系统。逆流或非逆流并网光伏系统均须采取并网保护措施，在并网前需与当地电力公司协商取得一致后方能并入。

**5.2.5** 用户侧并网指并网点位于用户计费电表的负载侧，电网侧并网指并网点位于公共电网处。

### 5.3 系统设计

**5.3.1** 光伏系统采用何种类型与建筑物的自身条件有直接的关系。光伏系统常用的分类方式如下：光伏系统按照与电网的连接方式，分为并网光伏系统和独立光伏系统；并网光伏系统按照接入并网点的不同，可分为用户侧并网的光伏系统和电网侧并网的光伏系统，按照是否允许向公共电网馈电，系统又可分为逆流光伏系统和非逆流光伏系统，非逆流光伏系统不向公共电网馈电，但需设置逆向功率保护装置；光伏系统按照是否采用储能装置分为有储能装置系统和无储能装置系统。

**5.3.3** 在建筑上安装的光伏系统，应根据建筑屋面或墙面的可利用面积确定光伏系统的装机容量；独立光伏系统装机容量必须考虑用户最大用电负荷、当地阴雨天的天数、系统的运行性质等需求。计算光伏系统发电量是一个复杂的过程，影响光伏系统发电的因素很多，如光伏阵列方位角、太阳光的辐照度等，

光伏系统发电量是一个变量的积分值，一般需经过专门的计算软件计算。

**5.3.6** 光伏系统的设备和部件技术性能包括：电气性能、耐久性能、安全性能、可靠性能等方面。

**5.3.8** 光伏汇流箱是连接光伏阵列中所有光伏组串的箱体，直流断路器、防雷保护器件安装在此箱体内，以实现光伏系统在维护、检查时分离电路，并对电路加以保护，当光伏系统发生故障时减小停电的范围。设置在室外的光伏汇流箱要具有可靠措施防止雨水向内渗透。

**5.3.11** 常用的电化学储能电池主要包括铅酸蓄电池和锂离子电池等。

## 5.4 系统接入

**5.4.1** 建筑光伏系统各并网点电压等级宜根据装机容量可参考表 5.4.1 选取，最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术比选论证确定。

表 5.4.1 光伏系统并网电压等级

序号	容量	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

**5.4.2** 光伏系统并网需满足并网技术要求。分布式光伏系统要进行接入系统的方案论证，并征得当地供电机构同意方可实施。在中型或大型光伏系统中，功率调节器柜(箱)、仪表柜、配电柜较多，且系统又存留一定量的备品备件，因此，宜设置独立的光伏系统控制机房。

**5.4.3** 光伏系统并网后，一旦公共电网或光伏系统本身出现异常或处于检修状态时，两系统之间如果没有可靠的隔离，可能带来对电力系统或人身安全的影响或危害。因此，在公共电网与光伏系统之间一定要有专用的联结装置.在电网或系统出现异常时，能够通过醒目的联结装置及时人工切断两者之间的联系，并且还需要通过醒目的标识提示光伏系统可能危害人身安全。

**5.4.4** 光伏系统和公共电网异常或故障时，为保障人员和设备安全，应具有相应的并网保护功能和装置，并应满足光伏系统并网保护的基本技术要求。

1 光伏系统要能具有电压自动检测及并网切断控制功能；

2 在光伏系统与公共电网之间设置的隔离开关和断路器均应具有断中性线功能。目的是防止在并网光伏系统与公共电网脱离时，由于异常情况的出现导致中性线带电，容易发生电击检修人员的危险；

3 当公共电网异常而导致光伏系统自动解列后，只有当公用电网恢复正常到规定时限后光伏系统方可并网。

5.4.5 光伏系统并入上级电网宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置，对接入公共连接点的每个用户，其功率因数应符合现行的《供电营业规则》（中华人民共和国电力工业部 1996 年第 8 号令）的相关规定。

5.4.6 建筑结合的光伏系统设计应包括通信与计量系统，以确保工程实施的可行性、安全性和可靠性。

## 5.5 系统监测

5.5.1 按照光伏系统组件安装容量，大、中、小型建筑光伏系统分别指：

- 1 小型系统，安装容量  $\leq 8\text{kWp}$ ；
- 2 中型系统， $8\text{kWp} < \text{安装容量} \leq 500\text{ kWp}$ ；
- 3 大型系统，安装容量  $> 500\text{ kWp}$ 。

## 6 太阳能系统与建筑一体化设计

### 6.1 一般规定

**6.1.2** 太阳能系统与建筑一体化设计，应在方案设计阶段将太阳能系统纳入到建筑平面和立面设计考虑的范围，这是太阳能与建筑一体化设计的重要阶段。建筑师应向包括设备制造商在内的相关专业设计人员提交所需及应满足的基本技术条件和要求，设计时各方应充分配合。在施工图设计过程中，结合太阳能系统的技术要求，建筑、结构、设备等专业应与太阳能技术部门相互合作，在设计中满足太阳能系统技术的相关要求。

**6.1.3** 本条从太阳能系统与建筑相结合的基本要求出发，特别考虑到对建筑物外观及环境的影响，强调太阳能系统设计应合理选择其类型、安装位置、安装方式和材料颜色，并应与建筑物整体及周围环境相协调。

**6.1.4** 太阳能集热器、光伏组件是太阳能系统的重要组成部分，一般可设置在建筑屋面、阳台栏板、外墙墙面或其他建筑部位，如女儿墙、建筑屋顶的披檐、遮阳板、屋顶飘板等能充分接受阳光的位置。建筑设计需将太阳能集热器、光伏组件作为建筑元素，与建筑有机结合，保持统一和谐的外观，并与周围环境协调，包括建筑风格、色彩。当太阳能集热器、光伏组件作为屋面板、墙板或阳台栏板时，应具有该建筑部位的承载、保温、隔热、防水及防护能力。

**6.1.8** 在建筑屋顶的设计、建设、改造、管理中，应对太阳能设施进行一体化设计与建设。从建筑本身（包括建筑高度、屋顶形式、建筑风貌、屋顶空间等）、太阳能设施本身（包括太阳能系统、体积、形状等）以及太阳能与建筑一体化协调方面等进行引导控制。

### 6.2 规划设计

**6.2.1** 本条是民用建筑规划设计应遵循的基本原则。在规划设计时，根据安装太阳能系统的区域气候特征及太阳能资源条件，合理进行建筑群体的规划和建筑朝向的选择。建筑的体形和空间组合应考虑太阳能系统，应尽量使集热器或光伏系统接收更多的阳光。

**6.2.2** 太阳能光伏系统规划设计，尤其是一些大型公建的光伏系统项目的规划设计应综合考虑当地新能源的发展规划、电力部门并网基础设施、区域电网消纳电量的能力等因素，以便更加科学合理的进行规划设计。

**6.2.3** 规划设计阶段就应合理确定太阳能系统在建筑或建筑群中的位置，并且太阳能系统应与建筑外部形体紧密结合，同时需避免周围的环境设施与绿化种植及建筑自身对太阳能集热器和光伏组件造成遮挡。建筑设计时平面往往凹凸不规则，容易造成建筑自身对阳光的遮挡，这点要特别注意。除此以外，对于体形为“L”形、“┐”形的平面，也要避免自身的遮挡。

根据云南的太阳能资源情况及可满足太阳能热水的使用要求，本规程明确太阳能系统的规划设计应满足太阳能集热器冬至日全天有不少于 4h 日照时数的要求，考虑到太阳能光伏系统使用上有更多灵活性和实用性，规定光伏组件宜满足冬至日全天有不少于 3h 日照时数的要求。

**6.2.4** 考虑到大型公建等可能会大面积的使用太阳能集热板和光伏组件，故明确太阳能集热板和光伏组件不应影响该建筑物及相邻建筑物的通风及采光标准，同时，太阳能集热板和光伏组件应优先选择光反射较低的材料，避免自身引起的太阳光二次辐射对本栋建筑或相邻建筑造成光污染。如太阳能真空管反射强。

## 6.3 建筑设计

**6.3.1** 建筑上安装的突出于建筑本体的太阳能系统，不能因为其对阳光的遮挡而使本建筑及其他相邻建筑不符合相关日照标准要求，并应符合现行国家标准《民用建筑设计统一标准》GB 50352、《民用建筑通用规范》GB 55031 的要求。

**6.3.2** 安装在建筑上的集热器正常使用寿命一般不超过 15 年，而建筑的使用寿命在 50 年以上。集热器和系统其他部件在构造、形式上应利于在建筑围护结构上安装，便于维护、检修和局部更换。建筑设计要为系统的安装、维修、日常保养、更换提供必要的安全条件。如平屋面设置屋面出口或人孔，便于安装、检修人员出入；坡屋面屋脊的适当位置可预留金属钢架或挂钩，方便固定安装检修人员系在身上的安全带，确保人员安全。

**6.3.3** 本条是对太阳能系统安装在建筑平屋面上的要求。

太阳能集热器、光伏方阵宜根据当地的纬度选择适当的方位角和倾角。除太阳能集热器、光伏方阵的方向、安装倾角和设置间距等应符合现行国家有关标准的规定外，还应做好支架和基座处的防水。除屋面设置防水层外，该部位应设置附加防水层。附加防水层宜空铺，空铺宽度应大于 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，应按设计要求将收头处

密封。卷材防水层用压条钉压固定，或用密封材料封严。

太阳能集热器、光伏方阵周围应设置检修通道，光伏方阵长度不宜过长，每隔 15m~20m 可设置一条检修通道。屋面出入口和人行通道均应设置刚性防护层以保护防水层不被破坏，一般在屋面铺设水泥砖(板)，按上人屋面处理。

#### 6.3.4 本条是对太阳能系统安装在建筑坡屋面上的要求。

1 为了获得较多太阳光，屋面坡度宜采用太阳能集热器、光伏组件全年获得电能最多的倾角。一般情况下可根据当地纬度 $\pm 10^\circ$  来确定屋面坡度：如系统侧重在夏季使用，其倾角宜为当地纬度减  $10^\circ$ ；如系统侧重在冬季使用，其倾角宜为当地纬度加  $10^\circ$ 。

2 安装在坡屋面上的太阳能集热器、光伏组件宜根据建筑设计要求，选择顺坡镶嵌设置或顺坡架空设置方式。

3 太阳能系统安装在屋面上，安装人员应为专业人员，除应严格遵守安全规则外，建筑设计还应为安装人员提供安全的工作环境，确保安装人员的安全。一般可在屋脊处设置钢架或挂钩用以支撑连接在安装人员腰部的安全带。钢架或挂钩应能承受至少 2 名安装人员、集热器、光伏组件和安装工具的荷载。

4 架空设置的太阳能集热器、光伏组件宜与屋面同坡，且有一定的架空高度，以保证屋面排水通畅和良好通风。

5 嵌入屋面设置的太阳能集热器、光伏组件与四周屋面及穿出屋面管路均应做好防水，防止屋面发生渗漏。首先屋面穿管应预先埋设套管，其次四周应用密封材料封严。太阳能集热器、光伏组件与屋面交接处应设置挡水盖板。

#### 6.3.5 本条是对太阳能系统安装在阳台或平台上的要求。

1 在低纬度地区，由于太阳高度角较大，安装在阳台栏板上的太阳能集热器、光伏组件或直接构成阳台栏板的太阳能集热器、光伏构件应有适当的倾角，以便接收到较多的阳光；

2 对不具有阳台栏板功能，通过其他连接方式安装在阳台栏板上的太阳能集热器、光伏组件，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；

3 作为阳台栏板的集热器应有足够的强度和防护高度，以保证使用者安全。

4 太阳能集热器、光伏组件固定在阳台上，为防止金属支架、金属锚固件生锈对建筑造成污染，建筑设计应在该部位加强防锈技术处理或采取有效的技

术措施，避免金属锈水对建筑表面造成不易清洗的污染。

**6.3.6** 本条提出了太阳能系统安装在建筑墙面上的要求。

1 太阳能集热器、光伏组件安装在墙面上，在太阳能资源丰富地区，太阳能保证率高，低纬度地区宜有适当倾角。

2 支架通过连接件与主体结构墙面上的预埋件连接，结构设计时，应考虑构件和管线的荷载，防止集热器坠落伤人；

3 太阳能系统安装在具有外保温构造的墙体上时，其与墙面连接部位易产生冷桥，应做特殊断桥或保温构造处理；

4 预埋防水套管可防止水渗入墙体构造层；管线穿越结构柱会影响结构性能，因此穿墙管线不宜设在结构柱内；

5 光伏组件镶嵌在墙面时，应由建筑设计专业结合建筑立面进行统筹设计。

**6.3.7** 幕墙上安装光伏组件应符合以下要求：

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 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、防水等性能，保证幕墙的整体性能；

3 使用 PVB 夹胶层的光伏构件可以符合建筑上使用安全玻璃的要求；用 EVA 层压的光伏构件需要采用特殊的结构，防止玻璃自爆后因 EVA 强度不够而引发事故。

**6.3.11** 从防冻角度，严寒和寒冷地区贮热水箱应放置在室内，其他地区贮热水箱宜放置在室内。贮热水箱可放置在地下室、储藏室、设备间、阁楼等处。当贮热水箱注满水后，其自重将超过楼板的承载能力，因此贮热水箱的基座必须设置在建筑物的承重墙(梁)上，或增加该部位楼板的承重荷载，以确保结构安全。

放置在阳台时，应注意隐蔽，如放置在阳台储藏柜中。设置在室外的贮热水箱应有防雨雪、防雷击等保护措施。

贮热水箱靠近用水部位以缩短管线，减少热损失并节约材料。

贮热水箱周围应留有安装检修的空间，以满足安装、检修要求。

**6.3.17** 太阳能系统与墙面、屋面、楼地面等部位的连接处，防水节点构造应符合现行国家标准《建筑与市政工程防水通用规范》GB55030 的有关规定。

**6.3.18** 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，太阳能集热器、光伏组件跨越变形缝时容易遭到破坏，所以太阳能集热器、光伏组件不应跨越主体结构的变形缝。

**6.3.20** 安装在建筑屋面、阳台、墙面、窗面或其他部位的光伏组件，应满足改部位的承载、保温、隔热、防水及防护要求，并应成为建筑的有机组成部分，保持与建筑和谐统一的外观。

**6.3.22** 为了符合开启部位的设计要求，作为开启扇的光伏组件不宜并入光伏发电系统。若需并入，应考虑开启处线缆的耐久性、统一的开闭和开启角度以及合理的并串联设计。

## 6.4 结构设计

**6.4.3** 太阳能热水系统或光伏系统结构设计应区分是否抗震。安装在建筑屋面等部位的光伏方阵主要受风荷载作用，抗风设计是主要考虑的因素。但由于地震是动力作用，对连接节点会产生较大影响，使连接发生震害甚至造成光伏系统组件脱落，所以，除计算地震作用外，还必须加强构造措施。

**6.4.4** 墙角、凹口、山墙、屋檐、屋面坡度大于  $10^\circ$  的屋脊等部位，风压大，变化复杂，在这些部位安装太阳能热水系统或光伏系统，对抗风性能要求较高，因此宜将太阳能集热器、光伏组件或方阵安装在风压较小的部位，如屋顶中央。在坡屋面上安装太阳能集热器、光伏组件时，宜采用与屋面平行并贴近的方式，减小风荷载的作用。

**6.4.6** 建材型光伏构件，应满足该类建筑材料本身的结构性能。

如光伏幕墙，应至少满足普通幕墙的强度、抗风压和防热炸裂等要求，以及在木质、合成材料和金属框架上的安装要求，应符合《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 或《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 中对幕墙材料结构性能的要求；作为屋面材料使用的光伏构件，应满足相应屋面材料的结构要求。

**6.4.7** 连接件与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。采用锚栓连接时，应有可靠的防松、防滑措施；采用挂接或插接时，应有可靠的防脱、防滑措施。

**6.4.8** 大多数情况下支架基座比较容易满足抗滑移、抗倾覆的稳定性要求。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。

**6.4.9** 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。

另外，在抗震设防区使用金属锚栓时，应符合行业标准《混凝土用膨胀型、扩孔型建筑锚栓》JG160 相关抗震专项性能试验要求；在抗震设防区使用的化学锚栓，应符合国家标准《混凝土结构加固设计规范》GB50367 中相关适用于开裂混凝土的定型化学锚栓的技术要求。

**6.4.10** 应进行光伏系统与建筑的同生命周期设计。预埋件的设计使用年限应与主体结构相同，避免太阳能热水系统或光伏系统构件更新时对主体结构造成损害。

**6.4.11** 支架、支撑金属件应根据太阳能热水系统或光伏系统设定的使用寿命选择材料及其维护保养方法。根据目前常见方法以及使用经验，给出如下几种建议：

- 1 钢制+表面涂漆（有颜色）：5~10 年，再涂漆。
- 2 钢制+热浸镀锌：20~30 年。

镀锌层的厚度要求取决于使用条件和使用寿命，应根据环境变化确定镀锌层的厚度。在任何特定的使用环境里，锌镀层的保护作用一般正比于单位面积内锌镀层的质量（表面密度），通常也正比于锌镀层的厚度，因此，对于某些特殊的用途，可采用 40 微米厚度的锌镀层。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 的相关规定。

## 6.5 给排水设计

**6.5.1** 太阳能热水系统与建筑结合是把太阳能热水系统纳入到建筑设计当中来统一设计，因此热水供水系统设计中无论是水量、水温、水质还是设备管路、管材、管件都应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

**6.5.2** 由于太阳能水温较高，更容易结垢，因此对水质提出更高的要求。

**6.5.3** 本条是指用太阳能集热器里的水作为热媒水时，补水水源应保证补水能够补进去，且水量也应满足要求。

## 6.6 电气设计

**6.6.1** 太阳能光伏系统所需设置的变配电间及控制机房宜与所在建筑的供配电实施统一考虑设置。

**6.6.2** 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。

**6.6.4** 太阳能光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地。新建建筑的光伏系统防雷与接地措施应与建筑的防雷和接地系统统一考虑并设计。

## 7 太阳能系统安装与调试

### 7.1 一般规定

7.1.1 本条强调了太阳能热水系统应按设计要求进行安装。鉴于目前太阳能热水系统安装比较混乱，部分太阳能热水系统安装破坏了建筑结构或放置位置不合理，存在安全隐患。本条对此问题加以规范。

7.1.2 太阳热水系统作为独立的工程应由专门的太阳能公司进行安装，并应单独编制施工组织设计。本条对施工组织设计内容进行了说明。

7.1.3 目前，太阳能热水系统施工安装人员技术水平有很大差别，直接影响工程质量。为规范太阳能热水系统施工安装，提出安装前应具备的条件，并提倡先设计后安装，禁止无设计而盲目施工。

7.1.4 为保证太阳能热水系统的产品质量和规范市场，国家制定了一系列产品标准，包括国家产品和行业产品标准，涉及基础标准、测试方法标准、产品标准和系统设计安装标准四个方面。

产品的性能包括太阳能集热器的承压、防冻等安全性能，得热量、供热水温度、供热水量等指标。太阳能热水系统必须满足相关设计标准、建筑构件标准、产品标准和安装、施工规范要求。

为保证太阳能热水系统的产品质量，尤其是集热器的耐久性能，本条提出太阳能热水系统各部件应符合设计要求，且有产品合格证。

7.1.5 太阳能热水系统的安装一般在土建工程完工后进行，而土建工程施工多由土建施工单位完成，为此太阳能热水系统安装时应对土建工程进行成品保护。

7.1.6 本条强调太阳能热水系统部件在搬运、存放、吊装等过程的质量保护。

### 7.2 太阳能热水系统安装

7.2.1 基座用于固定太阳能集热器，关系到系统的稳定和安全。基座是关键部位，应与建筑主体结构连接牢固。尤其是在既有建筑上增设的基座，由于不是与原建筑工程同时施工，更需采取技术措施，与主体结构可靠连接。

7.2.2 基座上的预埋件顶面标高应符合设计要求。当有施工误差或误差较大时，将会采取措施解决，有时可能会在预埋件与基座之间出现空隙。要求该空隙应采用细石混凝土填捣密实，达到保护预埋件甚至基座的稳定。

7.2.3 一般情况下，太阳能热水系统的承重基座都是在屋面结构层上现场砌

(浇)筑。对于在既有建筑上安装的太阳能热水系统，需要剖开屋面面层做基座，因此将破坏原有屋面的防水层。基座完工后，被破坏的部位需重新做防水。

**7.2.4** 通常集热器的支架材质为金属，并与集热器配套供应。支架需与基座固定。基座与屋面混凝土可同时浇筑，也可预制。采用预制的集热器基座应摆放平稳、整齐，并应与建筑连接牢固，且不得破坏屋面防水层。本条是对预制的集热器基座的要求。

**7.2.5** 实际施工中，基座顶面的金属预埋件的防腐多被忽视，影响了集热器支架与之焊接的质量，故本条对此加以强调。

**7.2.11** 本条强调了集热器摆放位置及与支架的固定要求，以防止集热器滑脱。

**7.2.12** 不同生产企业生产的集热器不同，集热器与集热器之间的连接方式也不同。故应按设计规定的方式连接，以防止连接方式不当出现漏水。

**7.2.13** 本条的规定是为了日后集热器的维护与更换。

**7.2.14** 本条的规定是防止集热器漏水。

**7.2.15** 本条强调检漏试验和保温的施工工序，应先进行检查漏水试验，后进行保温，并应保证保温质量。

**7.2.16** 贮热水箱安装位置准确，并与基座牢固固定以确保安全，防止滑脱。方形水箱的设计安装应满足《矩形给排水箱》02S101 图集要求。

**7.2.17** 贮热水箱贮存的是热水，其材质、规格制作质量均应符合设计要求。

**7.2.18** 实际应用中，不少贮热水箱采用钢板焊接，因此对内外壁尤其是内壁的防腐提出要求，以确保人体健康和能承受热水的温度。

**7.2.19** 由于贮热水箱采用金属板材质，为防止触电事故，强调贮热水箱内应做接地处理。

**7.2.20** 为防止贮热水箱漏水，应对贮热水箱进行检漏试验。试验方法按现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关要求进行。

**7.2.21** 本条强调贮热水箱的检漏试验和保温工序，应先做检漏试验，后做保温，保温应符合相关规范的要求。

**7.2.23** 现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB

50242 规定了各种管路的施工要求。施工太阳能热水系统的管路的要求与之相同，限于篇幅这里不再重复。

**7.2.24** 本条是对水泵安装质量的要求。

**7.2.25** 本条强调水泵应防雨、防冻以确保水泵安全运行。

**7.2.26** 本条是对电磁阀安装质量的要求。

**7.2.28** 实际安装中，如不按要求进行安装，容易出现水泵、电磁阀、阀门的安装不正确的现象，影响工程质量。

**7.2.29** 承压管路及设备应做水压试验，以防漏水。试验方法按现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关要求进行。

**7.2.30** 太阳能热水系统的管路冬季易出现结冰现象，使管路阻塞或冻坏管路，系统设计章节与控制设计章节已有叙述，如采用伴热带加热，应符合国家建筑标准设计图集 03S401《管路和设备保温、防结露及电伴热》的要求，安装时可使用该图集。

**7.2.31** 现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 中规定了电加热器的安装要求。限于篇幅，这里引用了该标准。

**7.2.32** 现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 规定额定工作压力不大于 1.25MPa、热水温度不超过 130℃的整装蒸汽和热水锅炉及辅助设备的安装，以及直接加热和热交换器及辅助设备的安装。本条引用了该标准。

**7.2.33** 现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168，规定了各种电缆线路的施工。限于篇幅，引用了该标准。

**7.2.34** 现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 对各种电气工程施工做出规定。限于篇幅，引用了该标准。

**7.2.35** 从安全角度考虑，本条强调了所有电器设备和与电气设备相连接的金属部件应做接地处理，并提出电气接地装置的质量要求。

**7.2.36** 在实际应用中，太阳能热水系统常常需要进行温度、温差、压力、水位、时间、流量等控制，本条提出了传感器安装的质量要求及注意事项。

**7.2.37** 太阳能热水系统安装完毕后，在设备和管路保温之前，应进行水压试验是为了防止系统漏水。

**7.2.38** 本条规定了管路和设备的检漏试验要求。对于各种管路和承压设备，试验压力应符合设计要求。当设计未注明时，水压试验和灌水试验，应按现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关要求进行。非承压设备做满水试验，满水灌水检验方法为满水试验静置 24h，观察不漏不渗。

**7.2.39** 水压试验时采取防冻措施是防止系统结冰冻裂。

**7.2.40** 水压试验合格后应对系统进行冲水，本条提出了冲洗方法和要求。

### 7.3 太阳能热水系统调试

**7.3.1** 本条规定了系统调试需要包括的项目和连续试运行的天数，以使工程能达到预期效果。

**7.3.2** 本条规定了太阳能热水工程系统设备单机、部件调试和系统联动调试的执行顺序，应首先进行设备单机和部件的调试和试运转，设备单机、部件调试合格后才能进行系统联动调试。

**7.3.3** 本条规定了设备单机、部件调试应包括的内容，以便为系统联动调试做好准备。

**7.3.4** 为使工程达到预期效果，本条规定了系统联动调试应包括的内容。

**7.3.5** 设计工况是指：太阳能集热器采光面上的日总辐照量等于集热器安装倾角平面上的年平均日辐照量(偏差范围可为 $\pm 10\%$ )时，太阳能集热系统的流量以及供热水系统的流量和供水温度等于设计值时的系统工作状况。

### 7.4 太阳能光伏系统安装

**7.4.4** 光伏组件的连线是一项带电操作的工作，在雨中由于天气潮湿，人体接触电阻变小，极易造成人身触电事故，所以规定在雨中不得进行此项工作。

**7.4.6** 安装前，应检查汇流箱的防护等级，元器件的品牌和型号是否符合设计图纸要求。在运输、保管过程中，箱内元器件及连线有可能损坏或松动，应进行检查。汇流箱在进行电缆接引时，如果光伏组件串已经连接完毕，那么在光伏组件串两端就会产生直流高电压；而逆变器侧如果没有断开点，其他已经引接好的光伏组件串电流可能会从逆变器侧逆流到汇流箱内，很容易对人身和设备造成伤害，所以在汇流箱的光伏组件串电缆引接前，需确保没有电压，确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

**7.4.7** 建筑光伏系统可能会在不同区域安装不同规格、型号的逆变器，要求在逆变器安装前按照图纸进行复核，以免安装位置出现错误，造成不必要的返工。单列柜与接地扁钢之间至少应选取两点进行连接，以做到重复接地，保证系统接地的可靠性。本条对逆变器安装使用的环境提出了相应的要求，这对保证安装质量和设备安全是必要的（如为了防止设备受潮，提出安装地点的屋面、楼板等不得有渗漏现象）。逆变器交流侧电缆接引至升压变压器低压侧或直接接入电网后，不便于电缆绝缘和相序的校验，直流侧电缆的极性和绝缘同样非常重要，故在接引前应仔细检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性，并做好施工记录。逆变器直流侧电缆连接时，部分光伏组件串已经串接完毕，此时会产生很高的直流开路电压。为保证人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认逆变器直流侧前端有明显的断开点，并做好安全防护措施。

## 7.5 太阳能光伏系统调试

**7.5.2** 安装工作是设备和系统调试的前一工序，因此在设备和系统调试前，应完成安装工作并通过验收。由于很多设备对散热要求比较严格，设计时采取了安装空调或通风装置的措施，在设备调试前要求通风及制冷系统具备投入运行的条件并在调试前投运。

**7.5.4** 光伏组件串在串接过程中，可能会出现接插头反装，因而导致光伏组件串的极性反接现象，在测试过程中，应对此项进行认真检测。相同规格型号的光伏组件串完毕后，在相同测试条件下，其电压、电流偏差不应太大，若电压超出正文规定，应对光伏组件串内的光伏组件进行检查，必要时可对组件进行更换调整。

**7.5.5** 本条规定了逆变器在投入运行之后，投、退汇流箱的顺序，主要是为防止负荷拉刀闸。

## 8 工程验收

### 8.1 一般规定

8.1.1 本条规定了太阳能基础及支架要安装牢固,不得破坏防水及保温,锚栓应有出厂合格证明并应做相应的试验,太阳能支架及材料应符合设计要求,钢结构支架的焊接应符合设计要求,太阳能支架应安装在主体构造上,位置准确,固定牢固,太阳能支架及外露的金属部分应与建筑物接地系统连接可靠,钢支座及金属构件焊接完成后应做防腐处理。

8.1.2 集热器各种水箱应有中文质量合格证明文件,检验报告应符合国家技术标准或设计要求。集热器连接完毕后应做检漏试验,检漏试验应符合设计要求和《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB50242 的规定。集热器、集热循环水箱及贮水箱应与建筑主体结构牢靠固定,应按设计要求定位,基础与底座固定牢靠。太阳能热水系统应在系统的最低处安装泄水装置。集热器的朝向、倾角及前后左右的距离、热水箱的循环管道坡度应满足设计要求不应布置在建筑的变形缝处。

8.1.3 《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411 第 3.4.1 条建筑节能工程为单独工程的一个分部工程。太阳能光伏系统工程是建筑节能的一部分,故规定该系统为建筑节能分部的一个子分部工程,与节能分部的其他子分部共同组成一个分部工程。但既有建筑安装太阳能光伏是一个独立的系统,故应该作为单独工程进行专项验收。

8.1.5 构件型及建材型光伏系统的验收主要是对其材料性能进行验收,除满足光伏电池的性能要求,还应满足其在建筑物中的材料及构件正常的建筑性能要求;其他配套的逆变器系统电气系统见各节要求。

8.1.12 规定了太阳能光伏系统基础的质量要求,安装的基础要牢固,与建筑物一体化时要保证建筑物的正常使用功能,不能出现渗漏现象。

8.1.18 系统的关键部件包括太阳能电池方阵、蓄电池(或者蓄电池箱体)、充放电控制器和直流/交流逆变器等。

### 8.2 分项工程验收

#### 8.2.1 太阳能热水系统

1 太阳能热水系统中集热设备的集热量、集热效率和集热器采光面积、贮

热水箱和阀门、仪表、管材、保温材料等产品的规格、热工性能是太阳能光热系统工程中的主要技术参数。为了保证太阳能光热系统工程施工全过程的质量控制，对太阳能光热系统工程采用的集热设备、阀门、仪表、管材、控制系统电气元器件、保温材料等产品的进场，要按照设计要求对其类别、规格及外观等进行逐一核对验收，验收一般应由供货商、监理、施工单位的代表共同参加，并应经监理工程师（建设单位代表）检查认可、形成相应的验收记录。各种产品和服务的质量证明文件和相关技术资料应齐全，并应符合国家现行有关标准的规定。

2 本条为强制性条文。太阳能光热系统中集热设备的热性能、保温材料的导热系数、密度、吸水率等技术参数，是太阳能光热系统节能工程的重要性能参数，它是否符合设计要求，将直接影响太阳能系统的运行及节能效果。

3 本条规定了系统调试需要包括的项目和连续试运行的天数，以使工程能达到预期效果。

4 在建筑上增设或改造太阳能光热系统时，系统设计应充分考虑建筑结构安全，并应满足建筑结构及其他相应的安全性要求，不得因此降低相邻建筑的日照标准。当涉及主体和承重结构改动或增加荷载时，必须由原结构设计单位或具备相应资质（不低于原设计单位资质）的设计单位核查有关原始资料，对既有建筑结构的安全性进行核验、确认；需要时应报请有关部门批准。

## 8.2.2 太阳能光伏系统

1 太阳能光伏系统工程所采用的光伏组件、汇流箱、电缆、逆变器、充放电控制器、储能蓄电池、电网接入单元、主控和监视系统、触电保护和接地、配电设备及配件等产品的规格、性能是太阳能光伏系统工程中的主要技术参数。为了保证太阳能光伏系统工程施工全过程的质量控制，对太阳能光伏系统工程采用的光伏组件、汇流箱、电缆、逆变器、充放电控制器、储能蓄电池、电网接入单元、主控和监视系统、触电保护和接地、配电设备及配件等产品的进场，要按照设计要求对其类别、规格及外观等进行逐一核对验收，验收一般应由供货商、监理、施工单位的代表共同参加，并应经监理工程师（建设单位代表）检查认可、形成相应的验收记录。各种产品和服务的质量证明文件和相关技术资料应齐全，并应符合国家现行有关标准的规定。

2 太阳能光伏系统的试运行与测试应符合电气设备的测试并测试合格，并应符合国家现行标准《建筑物电气装置》GB / T16895、《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置原则》DL / T5004、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB / T19064 的相关要求。

3 光伏组件的光电转换效率指光伏组件最大输出功率和照射到光伏组件上的入射功率之比，是光伏组件性能优劣的最重要判据。

4 在建筑上增设或改造太阳能光伏系统时，系统设计应充分考虑建筑结构安全，并应满足建筑结构及其他相应的安全性要求，不得因此降低相邻建筑的日照标准。当涉及主体和承重结构改动或增加荷载时，必须由原结构设计单位或具备相应资质（不低于原设计单位资质）的设计单位核查有关原始资料，对既有建筑结构的安全性进行核验、确认；需要时应报请有关部门批准。

### 8.3 竣工验收

8.3.2 规定了太阳能热水系统和太阳能光伏系统验收需提供的验收资料要求。

8.3.3 太阳能热水系统性能检验、太阳能光伏系统性能检验应符合国家现行规范《建筑节能工程施工质量验收标准》GB50411 相关规定。

## 9 环保、安全与消防

### 9.2 安全

9.2.2 本条所指的荷载和作用包括安装和使用产生的恒荷载和活荷载。

### 9.3 消防

9.3.4 耐火等级不应低于二级，当不能满足要求时，应涂刷防火涂料或采取防火保护措施。

9.3.8 构件之间的管线和管道不宜穿越防火墙，确需穿过时，应采用防火封堵材料将墙与管道之间的空隙紧密填实，穿过防火墙处的管道保温材料，应采用不燃材料；当管道为难燃及可燃材料时，应在防火墙两侧的管道上采取防火措施。

9.3.9 外露于空气的材料包括接线盒、接线头等，隐藏的材料 包括线缆、密封胶条、粘接胶水等。

## 10 运行与维护

### 10.1 一般规定

10.1.1 使用真空管型太阳能集热器的热水系统应在无阳光照射的条件下填充传热工质。

### 10.2 太阳能热水系统运行维护

10.2.1 本条是对太阳能集热器的运行要求。

1 太阳能热水系统在安装完成后，经常无法立即投入使用，长期空晒和闷晒会对吸热涂层、密封材料、保温层及相关部件的性能产生影响，因此对于安装后在 15 天内不能投入运行的太阳能系统应采取相应的防护措施。

2 对于使用水作为传热工质的系统，集热器防冻可以采用集热器排空、管道防冻循环以及安装电伴热带等方式解决。

10.2.2 本条是对太阳能集热器的维护要求。

1 太阳能集热器的清扫或冲洗可半年至一年一次，先用肥皂水或洗衣粉水擦洗，然后用清水冲刷；

2 检查真空管集热器是否发生泄漏，可转动真空管，如果漏水，说明密封硅胶圈已老化，应在清晨或傍晚或阴雨天进行更换；

3 系统上水应待系统正常运行后，在夜间或清晨上水运行。

10.2.7 某些地区水质硬易结水垢，长时间使用后会影晌水质和系统运行，可根据具体情况，每半年至一年清洗一次。

10.2.8 为防止热桥产生和结露滴水，管道保温层和表面防潮层不应破损和脱落。

10.2.10 管路系统的支撑构件在长期运行中会出现断裂、变形、松动、脱落和锈蚀，维护时应针对具体的原因采取更换、补加、重新加固、补刷油漆等相应的措施来解决。

10.2.11 本条是对水泵的运行要求。

1 启动检查工作是启动前停机状态检查工作的延续，因为有些问题只有在水泵工作后才能发现，例如泵轴(叶轮)的旋转方向就要通过启动电机来查看；

2 当从手动放气阀放出的水没有气时即可认为水泵已充满水，在充水过程中，要注意排放空气；

3 运行检查的内容就是水泵日常运行时需要运行值班人员经常实行的常规检查项目，是检查工作中不可缺少的一个重要环节；

4 太阳能热水系统的集热循环泵，是集热系统的关键部件，泵的正常运行是集热系统正常工作的重要保证。在天气晴好的情况下，检查泵的运行状态，如果泵正常运行，集热器出口管道的水温应正常，如果泵的运行不正常，集热系统的出口水温会升高，则需要停止系统运行，进行检修。

10.2.12 为了使水泵能安全、正常的运行，除了要做好启动前、启动以及运行中的检查工作，保证水泵有良好的工作状态，发现问题及时解决，出现故障及时排除以外，还需要定期做好水泵维护保养工作，包括更换轴封、解体检修和除锈刷漆。

10.2.13 本条是对控制系统的安装运行要求。

2 采取措施防止进水影响探头的使用寿命。气候环境温度较低的地区并做好探头的保温工作。

3 控制柜应安放于符合标准要求的场所，包括温度、湿度、信号干扰等。

5 应避免与磁性物体接触，以免产生干扰。

强电指 AC220V 以上的用电设备(如变频器、增压泵、循环泵、电磁阀、电加热、热泵等)系统，弱电一般指控制系统，布线应单独穿线管，并且强电线管与弱电线管两管间距 50cm 以上；穿金属线管时需接地；如使用 PVC 穿线管，则强弱电间距要加大到 1m 以上；如使用金属线槽，则线槽内加隔板；金属线槽需接地；强弱电交叉时，采用十字交叉走线；关键点是强弱电不要并行长距离近距离走线。如考虑电磁屏蔽的干扰，强电线缆和弱电线缆可选用屏蔽线缆并穿金属导管保护或金属线槽加金属隔板，电缆屏蔽层、金属导管和金属线槽需接地。

10.2.14 本条是对温度传感器的维护要求。

1 因为强烈的外部冲击很容易使绕有热电阻丝的支架变形，从而导致电阻丝断裂；

2 如果套管的密封受到破坏，被测介质中的有害气体或液体就会直接与热电阻接触，造成热电阻的腐蚀，从而造成热电阻传感器的损坏或准确度下降。

10.2.15 本条是对控制系统的维护要求。

2 为保证执行元件有效，必须对控制系统中的接触器、断路器、继电器

等执行元件及时地维护保养，以使它们处于可靠状态；如果电压过高、负载过大将会造成某些元器件的烧毁和断裂；

3 如果微机控制系统的供电电源发生故障，则系统将无法工作；

4 有些微机控制系统在启动微机之后实行控制之前，必须将控制参数的设定值通过键盘送入计算机，计算机才能进入控制状态。如果没有将控制参数的设定值送入计算机，微机控制系统将一直处于等待状态。如果发现运行参数发生失控时，应首先检查送入计算机的控制参数的设定值是否有误。

10.2.16 电子元器件，如电阻、电容等对温度变化有一定敏感性。它们的参数值往往随着温度的变化而稍有变化。

10.2.18 本条是对辅助电加热器的维护要求。

1 1 检查加热元件是否有裂缝或出现松动；检查元件的导电能力。

2 2 水垢会影响加热元件的寿命，降低元件与水之间的热交换能力，导致元件过热或烧毁。松散的粉状水垢可用钢丝刷清除，硬的水垢可用化学药水清除，清除后需进行中和。每半年进行一次详细的维护检查，拆除并清洗电加热器。

辅助电加热器一般由太阳能生产商安装或提供，维护方法可查询产品安装手册。

10.2.20 本条是对辅助空气源热泵的维护要求。

1 水垢的清理可通过清理热泵进水端的过滤器中的过滤网等方法进行；

2 若空气源热泵长时间不用，应将机组管路中的水排出；

3 使用万用表检查压缩机绕组电阻，使用兆欧表检查压缩机对地绝缘电阻；

4 辅助空气源热泵一般由热泵生产商安装或提供，维护方法可查询对应热泵产品安装手册。

10.2.22 辅助锅炉一般由锅炉生产商安装或提供，维护方法可查询对应锅炉产品安装手册。

1 辅助加热系统的使用和维护，只列举了太阳能热水系统较常用的包括电加热器、空气源热泵、锅炉设备的典型使用和维护规定，虽不能完全涵盖辅助能源类型，但对大多数系统的应用技术规范具有实际的指导意义；

2 辅助电加热器一般由太阳能生产商安装或提供，维护方法可查询产品的

安装手册；

3 其他辅助加热器一般由对应生产商安装或提供，维护方法可查询对应产品的安装手册。

## 10.4 能耗监测

**10.4.2** 集中式系统包括太阳能热水系统、太阳能供热采暖系统和太阳能供热制冷系统，同一类型的系统即集热器种类相同、系统组成相似、系统安装倾角和方位角相似的视为同类系统，其中安装倾角以当地纬度为限，正负  $20^{\circ}$  视为相似；安装方位角以正南方向为限，正负  $30^{\circ}$  视为相似。

户式系统包括太阳能热水系统、太阳能供热采暖系统和太阳能供热制冷系统，同一类型系统即型号相同、安装角度和方位角相似的视为同类系统，其中安装倾角以当地纬度为限，正负  $20^{\circ}$  视为相似；安装方位角以正南方向为限，正负  $30^{\circ}$  视为相似。

**10.4.3** 太阳能热水系统各监测参数传感器设置按下列要求进行：

1 室外温度：在太阳能热水系统附近设计 1 个室外温度传感器（需有防辐射罩），当有多个太阳能热水系统时，选择 1 个典型系统设计 1 个室外温度传感器。

2 太阳总辐射：平行于太阳能集热器设计 1 个太阳总辐射传感器，当一个系统的多个采光面或者倾角（倾角之差大于  $10^{\circ}$ ）设计有太阳能集热器时，则平行于每个采光面或者倾角的太阳能集热器均需设计 1 个太阳总辐射传感器。

3 集热系统进出口温度：在集热系统的进出管路上各设计 1 个水温度传感器。

4 集热系统循环流量：在集热系统的进水管或出水管路上设计 1 个水流量传感器。

5 辅助热源：当系统采用电热锅炉、电加热器、空气源热泵机组等作为辅助热源时，在系统辅助热源的配电输入端布置电能表，电能表的数量根据系统辅助热源的配电系统情况确定。

6 数据采集装置：每个项目原则上只设计 1 个数据采集装置，当项目的计量监测设备分散设置时，需根据实际情况设计数据采集装置。数据采集装置至少应具有采集包括温度传感器、总辐射传感器、流量传感器和功率传感器等

信号的功能。数据采集装置通道数应根据项目具体监测要求确定，应至少预留 2 个数据采集通道。

#### 10.4.4 太阳能热水系统各监测参数传感器设置按下列要求进行：

1 室外温度：在太阳能光伏系统附近设计 1 个室外温度传感器（应有防辐射罩），当有多个太阳能光伏系统时，选择 1 个典型系统设计 1 个室外温度传感器。

2 太阳总辐射：平行于太阳能光伏组件设计 1 个太阳总辐射传感器，当一个系统多个采光面或者倾角（倾角之差大于  $10^{\circ}$ ）设计有太阳能光伏组件时，则平行于每个采光面或者倾角的太阳能光伏组件均需布置 1 个太阳总辐射传感器。

3 太阳能光伏组件背板表面温度：在太阳能光伏系统设计 1 个组件表面温度传感器，当有多种类型的光伏组件时，每种类型的组件均设计 1 个表面温度传感器。

4 发电量：在太阳能光伏系统的低压配电房进线柜设计 1 个普通电能表，当太阳能光伏系统有多个进线柜时，每个进线柜均需布置 1 个普通电能表。

5 数据采集装置：每个示范项目原则上只设计 1 个数据采集装置，当项目的计量监测设备分散设置时，需根据实际情况设计数据采集装置。数据采集装置至少应具有采集包括温度传感器、总辐射传感器和功率传感器等信号的功能。数据采集装置通道数应根据项目具体监测要求确定，应至少预留 2 个数据采集通道。

#### 10.4.5 太阳能系统监测各传感器安装应满足《可再生能源建筑应用示范项目数据监测系统技术导则》要求。具体如下：

1 环境温度计量设备安装要求：环境温度传感器应安装在太阳能集热器或者太阳能光伏组件中心点相同高度的遮阳通风处，距离太阳能集热器或者太阳能光伏组件 1.5m~10m 范围内。

2 水温度传感器安装要求：温度传感器应与被测介质形成逆流，安装时温度传感器应迎着被测介质的流向插入，至少应与被测介质成正交。温度传感器的感应部分应处于管道中流速最大的地方，温度传感器的保护管的末端应超过管道中心线约 5~10mm。温度传感器应有足够的插入深度，一般应将温度传感器

斜插或沿管道轴线安装。

管道直径小于 DN25mm 时，安装温度传感器时要接扩大管，扩大管的直径要大于 80mm。

3 组件表面温度传感器安装要求：组件表面温度传感器应安装在光伏组件背面的中心位置。

4 太阳总辐射传感器安装要求：太阳总辐射传感器应牢固安装在专用的台柱上。要保证台柱受到严重冲击振动(如大风等)，也不改变传感器的状态。安装时，先把太阳总辐射传感器的白色挡板卸下，再将太阳总辐射传感器安装在台柱上。用三个螺钉(最好用不生锈的材料)将仪器固定在台柱上，若台架为金属板则事先打好三个孔，用螺栓固定仪器。然后利用传感器上所附的水准器，调整底座上三个螺旋，使总太阳总辐射传感器的感应面处于与太阳能集热器或太阳能光伏组件平行状态，最后将白色挡板装上。

太阳能总辐射传感器安装后，用导线与接线柱、数据采集装置连接(接线时，要注意正负极)，有的接线柱有三根引出线，其中一根连接电缆的屏蔽层，起到防干扰和防感应雷击的作用。

5 功率传感器安装要求：同一组的电流互感器应采用制造厂、型号、额定电流变比、准确度等级、二次容量均相同的互感器。电流互感器进线端的极性符号应一致，电流互感器的二次回路应安装接线端子，变压器低压出线回路宜安装接线盒。

电能表：在原配电柜（箱）中加装时，电能表下端应加有回路名称的标签，二只三相电能表相距的最小距离应大于 80mm，单相电能表相距的最小距离应为 30mm，电能表与屏边最小距离应大于 40mm。单独配置的表箱在室内安装时宜安装在 0.8m~1.8m 的高度（安全距离内可清楚观察电量参数）。电能表安装必须垂直牢固，表中心线向各方向的倾斜不大于 1°。

6 流量传感器安装要求：安装方向，在管道上可以水平、垂直或倾斜安装，测量应保证管路中总是充满液体。直管段长度，上游不少于 10D，下游不少于 5D，直管段内部要求光滑，流量计量设备的流向应与管内流体的流动方向一致。

7 数据采集装置安装要求：数据采集装置施工安装应符合《自动化仪表工程施工及质量验收规范》GB50093 中的规定。信号线导体采用屏蔽线；尽量避免与强信号电缆平行走线，必要时使用钢管屏蔽。信号的标识应保持清楚。一

个模块的多路模拟量输入信号之间的压差不得大于 24V。

**10.4.6** 太阳能系统监测计量设备和数据采集装置技术要求应满足《可再生能源建筑应用示范项目数据监测系统技术导则》的相关要求。

**10.4.7** 太阳能系统监测数据采集及传输应满足《可再生能源建筑应用示范项目数据监测系统技术导则》要求。