

ICS 27.160

CCS F 12

DB54

西藏自治区地方标准

DB54/T 0446—2025

民用建筑太阳能应用技术规程

Technical Specification for Solar Energy Application in Civil Buildings for
Xizang Autonomous Region

2025-05-10 发布

2025-06-10 实施

西藏自治区市场监督管理局
西藏自治区住房和城乡建设厅

联合发布

前言

根据西藏自治区住房和城乡建设厅关于编制<西藏自治区民用建筑太阳能应用技术规程>的制定计划要求，规程编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考国内和地方标准以及相关工程经验，并在广泛征求意见的基础上，制定本规程。

本规程共分 11 章，主要内容包括：1 总则、2 术语、3 基本规定、4 太阳辐射资源区划与设计参数、5 太阳能收集条件与场地规划、6 差异化保温与被动式太阳能利用、7 太阳能光热系统、8 太阳能光伏系统、9 系统安装、调试与验收、10 系统运行与维护、11 节能减排与经济效益评估。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本规程由西藏自治区住房和城乡建设厅负责管理，由西安建筑科技大学负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送西安建筑科技大学（地址：陕西省西安市雁塔路 13 号；邮编：710055），以供今后修订时参考。

主编单位：西安建筑科技大学

西藏自治区建筑勘察设计院

参编单位：中国建筑科学研究院有限公司

西藏自治区勘察设计与建设科技协会

中国建筑西南设计研究院有限公司

中建一局集团第五建筑有限公司

西藏宁算科技集团有限公司

西藏自治区能源研究示范中心

西藏日出东方阿康清洁能源有限公司

陕西众森电能科技有限公司

隆基绿能科技股份有限公司

西藏大学

西南交通大学

西安工程大学

拉萨市设计集团有限公司

四川省建筑科学研究院有限公司

西藏凌光能源科技有限公司

西藏湛恩新能源科技有限公司

中国民用航空西藏自治区管理局建设项目管理中心

四川省建设科技协会

武警部队工程代建管理办公室

主要起草人员：	王登甲	刘艳峰	傅治国	陶昌军
	李博佳	陈耀文	张昕宇	司鹏飞
	张 聪	焦青太	李存明	周 勇
	张井山	索朗白姆	石利军	王春霖
	李 勇	冉 旭	周伦平	李梦媛
	郭应军	步 兵	陶双平	丁海涛
	张樱子	袁喜鹏	侯 文	陈景衡
	刘 岗	陈 伟	宋慧华	赵 娟
	高 萌	幸 运	于晓辉	谢文明
	张睿超	默哲龙	曲 磊	王柏超
	武玉艳	余作相	柳现锋	
主要审查人员：	戎向阳	田 喆	顾 静	王 谦
	李 超	石维彬	张在喜	

目录

1 总 则	1
2 术 语	2
3 基本规定	4
4 太阳辐射资源区划与设计参数	6
4.1 一般规定	6
4.2 太阳辐射资源区划	6
4.3 太阳辐射设计参数	6
5 太阳能收集条件与场地规划	7
5.1 一般规定	7
5.2 建筑太阳能利用	7
5.3 社区太阳能利用	8
5.4 太阳能热源场地规划	8
6 差异化保温与被动式太阳能利用	9
6.1 一般规定	9
6.2 围护结构差异化保温	9
6.3 被动式太阳能利用	10
7 太阳能光热系统	14
7.1 一般规定	14
7.2 集中式太阳能供暖系统	14
7.3 分散式太阳能供暖系统	17
7.4 太阳能卫生热水系统	19
7.5 设备性能要求	21
8 太阳能光伏系统	23
8.1 一般规定	23
8.2 建筑光伏系统	23
8.3 光伏光热一体化系统	24
8.4 电气性能要求	24

8.5 设备性能要求	25
9 系统安装、调试与验收	27
9.1 一般规定	27
9.2 光热系统安装与调试	27
9.3 光伏系统安装与调试	28
9.4 分项工程验收	29
9.5 竣工验收	30
10 系统运行与维护	32
10.1 一般规定	32
10.2 运行监测	32
10.3 维护管理	33
11 节能减排与经济效益评估	36
11.1 一般规定	36
11.2 效益分析	36
11.3 效益评价	37
附录 A 西藏自治区水平面年均太阳总辐射区域分布表	39
附录 B 西藏自治区太阳辐射设计参数	40
附录 C 水平面辐射至倾斜面辐射的折算公式	41
附录 D 西藏自治区建筑南立面太阳平均辐照度及辐射温差比	42
附录 E 围护结构差异化保温设计计算方法	43
附录 F 典型玻璃配合不同窗框的整窗传热系数	45
附录 G 蓄热系统容积计算方法	47
附录 H 太阳能集热场阻力不平衡率计算方法	48
附录 I 分散式太阳能供暖系统太阳能保证率计算流程	49
本规程用词说明	50
引用标准名录	51
附：条文说明	53

Contents

1 General Provisions	1
2 Terms	2
3 Basic Requirement	4
4. Solar radiation resource zoning and design parameters	6
4.1 General Provisions	6
4.2 Solar radiation resource zoning	6
4.3 Solar radiation design parameters	6
5 Solar Collection Conditions and Site Planning	7
5.1 General Provisions	7
5.2 Solar Utilization in Buildings	7
5.3 Solar Utilization in Community	8
5.4 Site Planning of Concentrated Solar Heat Source	8
6 Differentiated Insulation and Passive Solar Utilization	9
6.1 General Provisions	9
6.2 Differentiated Insulation of Building Envelope	9
6.3 Passive Solar Utilization	10
7 Photothermal System	14
7.1 General Provisions	14
7.2 District Centralized Solar Heating System	14
7.3 Decentralized Solar Heating System	17
7.4 Solar Thermal Domestic Hot Water System	19
7.5 Equipment Performance Requirements.....	21
8 Photovoltaic System	23
8.1 General Provisions	23
8.2 Building Integrated Photovoltaic	23
8.3 Building Attached Photovoltaic	24
8.4 Electrical Performance Requirements.....	24

8.5 Equipment Performance Requirements.....	25
9 System Installation, Debugging, and Acceptance	27
9.1 General Provisions	27
9.2 Installation and Debugging of Solar Heating/Photothermal System	27
9.3 Installation and Debugging of Solar Photovoltaic System	28
9.4 Acceptance of Sub projects	29
9.5 Completion Acceptance	30
10 System Operation and Maintenance	32
10.1 General Provisions	32
10.2 Operation Monitoring	32
10.3 Maintenance Management	33
11 Energy Conservation and Emission Reduction and Economic Benefit Evaluation ...	36
11.1 General Provisions	36
11.2 Benefit Analysis	36
11.3 Benefit Evaluation	37
Appendix A Regional Distribution of Horizontal Mean Annual Total Solar Radiation in Xizang Autonomous Region	39
Appendix B Solar Radiation Design Parameters of Xizang Autonomous Region	40
Appendix C Conversion formula from horizontal plane radiation to inclined plane	41
Appendix D Average solar irradiance and radiant temperature difference ratio of the south facade of buildings in Xizang Autonomous Region	42
Appendix E Calculation Method for Orientation Differentiated Insulation Design	43
Appendix F The Whole Window Heat Transfer Coefficient for Different Windows	45
Appendix G Calculation Method for Thermal Storage Volume.....	47
Appendix H Calculation Method for Resistance Imbalance Rates of Solar Collector Field.....	48
Appendix I Calculation for Solar Fraction of Decentralized Solar Heating System	49
Explanation of Wording in This Standard	50

List of Quoted Standards	51
Addition: Explanation of Provisions.....	53

1 总 则

1.0.1 为执行国家和西藏自治区有关节约能源、保护生态环境、应对气候变化的法律法规，在西藏建筑行业落实碳达峰、碳中和决策部署，结合当地丰富的太阳能资源条件，推动太阳能在民用建筑中的高效利用，降低建筑能耗与碳排放，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于西藏自治区新建、扩建、改建以及既有建筑低碳改造的民用建筑太阳能应用技术与系统的设计、施工、验收及评价。

1.0.3 民用建筑太阳能应用技术应适用于西藏自治区极端气候条件，与地域建筑类型、风貌相适宜，并遵循安全耐久、经济合理、技术先进可靠的原则。

1.0.4 西藏民用建筑中应优先考虑建筑差异化保温，充分利用被动太阳能技术降低建筑的用能需求，进一步采用高能效太阳能光热光伏系统及设备，以满足建筑室内环境参数和使用功能要求。

1.0.5 民用建筑太阳能应用工程的设计、施工、验收及评价除应符合本规程的规定外，还应符合国家现行相关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 被动太阳能技术适宜性区划 Suitability zoning of passive solar energy technology

针对不同太阳辐射资源与气候条件的地区，对附加阳光间式、集热蓄热墙式、直接受益窗式、对流环路式等被动式太阳能利用技术进行适宜性等级划分。

2.0.2 围护结构朝向差异化保温 Differentiated orientations insulation of building envelope

基于建筑不同朝向非透光围护结构接收太阳辐射的差异，对围护结构进行朝向差异化保温。

2.0.3 围护结构昼夜动态保温 Day-night dynamic insulation of building envelope

基于建筑透光围护结构昼夜动态得失热规律，对围护结构进行昼夜动态保温。

2.0.4 被动太阳能技术贡献率 Contribution rate of passive solar energy technology

利用被动式太阳能技术后削减的全年建筑供暖耗热量占基准建筑供暖耗电量的百分率。

2.0.5 对流环路式 Convective loop

在建筑南墙或屋面设置太阳能空气集热蓄热墙或空气集热蓄热器，利用墙体上设置的通风口或输配管路进行循环，可直接向室内供暖，也可结合空心楼板或墙体进行蓄热的采暖技术。

2.0.6 集中式太阳能供暖系统 District centralized solar heating system

通过大型太阳能集热场集热、规模化蓄热和集中供热管网输配，为城市、县城、住区等区域建筑群供暖的系统。

2.0.7 分散式太阳能供暖系统 Decentralized solar heating system

通过设置在建筑屋面、立面或周边空地的太阳能集热系统收集热量为单体建筑供暖的系统。

2.0.8 太阳能短期蓄热 Short-term solar thermal storage

太阳能供暖系统中，为克服昼夜太阳能供需矛盾或连续阴雨天造成太阳能供给不足，而设置的中小型太阳能蓄热系统形式。

2.0.9 太阳能跨季节蓄热 Seasonal solar thermal storage

太阳能供暖系统中，为克服季节性太阳能供需矛盾，而设置的大型太阳能蓄热系统形式。

2.0.10 埋地水体蓄热方式 Underground water storage method

通过在地下构筑蓄热水池，利用水体进行热量蓄存，并通过周围土壤减少水池蓄热损失。

2.0.11 太阳能供暖供热半径 Heating radius of solar heating system

太阳能热源厂与城镇/区域供暖负荷中心之间的输配距离。

2.0.12 建筑集成光伏系统 Building integrated photovoltaic (BIPV)

将太阳能发电(光伏)产品与建筑设计、施工相结合的系统。

2.0.13 建筑附加光伏系统 Building attached photovoltaic (BAPV)

在建筑上附加安装太阳能光伏发电的系统。

2.0.14 独立光伏发电系统 Stand-alone photovoltaic system

不与公共电网连接的建筑光伏发电系统，也称离网光伏发电系统、孤网光伏发电系统。

2.0.15 太阳能光伏光热一体化系统 Photovoltaic and thermal system

将太阳能同时转换成电能和热能的系统，简称 PV/T 系统。

2.0.16 光伏组件发电衰减率 Degradation rate of photovoltaic modules

标准测试条件(AM1.5、组件温度 25 °C、辐照度 1000 W/m²)(简称 STC 条件)下的最大输出功率与初始标称功率的比值。

2.0.17 太阳能集热效率 Heat collection efficiency

指定时间段内，太阳能集热系统的得热量与在系统集热器总面积上入射的太阳总辐照量之比。

2.0.18 太阳能供暖保证率 Solar heating fraction

建筑供暖用能中由太阳能作为热源提供的供暖能量占供暖总消耗能量的百分比。

2.0.19 太阳能系统费效比 Cost-benefit ratio of the system

太阳能光热、光伏系统的增量投资与系统在使用寿命期内的节能量的比值。

2.0.20 常规能源替代率 Conventional energy substitution rate

利用太阳能等可再生能源所替代的常规能源消耗量或节约量在建筑总能源消费中所占的比例。

2.0.21 二氧化碳减排量 Carbon dioxide emission reduction

利用太阳能等可再生能源代替化石能源使用折算成二氧化碳的减排量。

3 基本规定

3.0.1 本规程中规定的民用建筑太阳能应用技术包含被动式太阳能技术、太阳能热利用技术、太阳能光伏发电技术。

3.0.2 民用建筑太阳能应用技术应遵循“被动太阳能技术优先、主动太阳能光热或光电系统补充”的总体技术思路。

3.0.3 民用建筑太阳能应用技术的选用应根据西藏高原地域气候、资源禀赋、建筑用能、经济水平等因素综合确定，按照“宜热则热、宜电则电”的原则选择适宜的技术类型，并符合下列规定：

1 城镇住宅建筑、办公建筑、教学建筑等独栋或社区级建筑，可采用太阳能光热系统或光伏发电系统为建筑提供供暖、供电和卫生热水等能量来源；

2 偏远乡村或农牧区住宅建筑，可采用光伏发电系统为建筑提供供暖、供电能量来源；

3 对于城镇、区域或建筑群集中供暖，可采用大规模太阳能光热收集、大型水体蓄热的太阳能集中供暖系统，以满足城镇或区域建筑集中供暖需求。

3.0.4 民用建筑太阳能光热和光伏发电系统设计与安装时，应充分考虑和利用建筑本身或周边空间资源条件，并满足安全可靠、经济适用、环保美观、便于安装和维护的要求。

3.0.5 太阳能供暖系统、卫生热水系统、光伏发电系统的设备容量，应根据民用建筑所在地区气候条件、太阳能资源、建筑类型、用能方式和生活规律等因素分析计算得到的供暖、用电、卫生热水负荷特征综合确定。

3.0.6 太阳能光热与（或）光伏发电系统应配置性能监测和运行调控系统。

3.0.7 太阳能光热和光伏系统相关设备产品应具备耐高温、耐冻、抗紫外、耐老化、安全可靠、高能效等特性。

3.0.8 太阳能光热系统中的太阳能集热器设计使用寿命应不低于 15 年；太阳能光伏发电系统的光伏组件设计使用寿命应不低于 25 年。

3.0.9 新建建筑上设置安装太阳能光热与（或）光伏发电系统时，应与主体建筑同步设计、同步施工、统一验收。

3.0.10 既有建筑进行太阳能应用技术改造时，不得破坏建筑物的承重结构、防水性能和附属设施，应进行建筑结构安全性复核，不应降低建筑原有的防水、防火等级要求。

3.0.11 民用建筑太阳能光热或光伏发电系统工程竣工验收应在分项工程验收合格后、

工程移交用户前进行，验收合格后方能投入使用。

4 太阳辐射资源区划与设计参数

4.1 一般规定

4.1.1 民用建筑太阳能应用技术选用时应参照西藏自治区太阳辐射资源区划。

4.1.2 民用建筑太阳能光热和光伏发电技术设计时应采用相应的太阳辐射设计参数。

4.2 太阳辐射资源区划

4.2.1 按照水平面年太阳辐照总量，将西藏自治区太阳能资源区划分为六类地区，见表 4.2.1，不同太阳能资源区划见附录 A。

表 4.2.1 西藏自治区太阳能资源等级区划

太阳能资源等级区划		水平面年太阳辐照总量 [$\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$]
西藏最丰富区	A 区	$G \geq 7000$
	B 区	$6300 \leq G < 7000$
西藏很丰富区	A 区	$5600 \leq G < 6300$
	B 区	$5040 \leq G < 5600$
西藏丰富区	A 区	$4400 \leq G < 5040$
	B 区	$3780 \leq G < 4400$

4.3 太阳辐射设计参数

4.3.1 水平面及倾斜面（以纬度为倾角）上 12 月平均、年平均太阳辐射设计参数取值见附录 B（其余倾斜面的辐射折算公式见附录 C）。

4.3.2 短期太阳能供暖系统应按照 12 月平均太阳辐射参数确定太阳能热源系统规模，设计参数取值见附录 B。

4.3.3 跨季节太阳能供暖系统应按照全年平均太阳辐射参数确定太阳能集热场规模，设计参数取值见附录 B。

4.3.4 建筑光伏发电系统应按照年平均太阳辐射参数确定光伏系统规模，设计参数取值见附录 B。

4.3.5 被动式太阳能利用建筑部件得热量、南立面光伏系统发电量计算，应采用南立面太阳辐射照度参数，取值参考附录 D。

5 太阳能收集条件与场地规划

5.1 一般规定

5.1.1 西藏地区社区规划、外部空间组织、建筑形体设计和空间布局，应优先考虑民用建筑在冬季最大限度收集和分配利用太阳能。

5.1.2 以提高社区和建筑太阳能利用率为原则，应考虑建筑之间、建筑自身、景观树木、太阳能收集部件等遮挡因素，合理设置建筑朝向与间距，满足日照标准要求。

5.1.3 采用集中式太阳能供暖时，在区域规划设计阶段，应综合考虑大规模太阳能集热场、大型蓄热系统的场地选址要求及与城区或建筑群的位置关系。

5.2 建筑太阳能利用

5.2.1 建筑朝向宜采用南北向或接近南北朝向，应处于南偏东或南偏西 15°范围内。

5.2.2 建筑形体设计应避免自遮挡对建筑室内太阳辐射得热造成的不利影响。

5.2.3 建筑形体设计应遵循增大南向被太阳光直接照射的表面积，减少北向散热表面积的原则。

5.2.4 在满足建筑功能要求的前提下，宜减小南向房间进深、增大建筑开间。

5.2.5 建筑空间布局应符合下列要求：

- 1 主要功能房间应设置在南向暖区，次要功能房间设置在北向冷区；
- 2 使用功能相近的房间宜布置在建筑中同一区域。

5.2.6 在建筑有空间拓展、设置缓冲区或空间保温要求时，可在建筑南向设置附加阳光间或北向设置封闭走廊等措施。

5.2.7 民用建筑日照间距设计应满足西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 的要求。

5.2.8 民用建筑物在设计和施工过程中应预留太阳能光热或光伏设备的安装空间。

5.2.9 在建筑物安装太阳能集热器和（或）光伏组件时，应符合下列要求：

- 1 太阳能集热器宜安装于建筑屋面，建筑屋面可安装面积的利用率不宜小于 70%；
- 2 太阳能光伏组件应优先安装于建筑屋面或南立面，也可安装于东立面或西立面。

5.2.10 应通过日照分析或全年产热量、发电量预测计算，合理确定太阳能集热器或光伏组件安装倾角和前后排间距。

5.3 社区太阳能利用

5.3.1 社区选址和规划设计应避免山体、林木、环境景观及绿化种植等遮挡对日照的不利影响。

5.3.2 社区建筑日照间距应至少保证冬至日有效日照时间为 2.5 h，在条件允许时应进一步提高冬至日有效日照时间。

5.3.3 社区中不同类型建筑物、构筑物和公共设施的屋面或南立面可安装太阳能光热、光伏系统。

5.3.4 在土地面积充足的地区，应减小社区容积率、增大建筑间距，社区内及周边空地可铺设太阳能光热场或光伏阵列，为社区建筑提供供暖、用电能量来源。

5.4 太阳能热源场地规划

5.4.1 集中式太阳能热源场地选址时，应勘探和调查场址及其周围区域地形地貌、工程地质、土地性质、地下水位、土壤物性等条件。

1 太阳能集热场地应选择在地势平坦的地区，应保证太阳能集热场不受周边山体、林木、建筑的遮挡；

2 集中式太阳能热源场与城镇供暖负荷中心的供暖距离（供暖半径）应由技术经济综合分析确定。

5.4.2 集中式太阳能热源场地选址应充分利用高原盐碱地、荒滩地、贫瘠地等无用的空旷场地，减少土石方开挖量，不得破坏原有水系，严格控制其对生态环境的不利影响。

5.4.3 集中太阳能热源场地规划时，综合考虑太阳能收集利用、土地集约、工程投资、环境保护等要求，应合理紧凑布局太阳能集热阵列及附属设备建筑物，优化站区总平面设计，减少永久性用地面积，减少场地空置率。

6 差异化保温与被动式太阳能利用

6.1 一般规定

6.1.1 围护结构差异化保温包括非透光围护结构朝向差异化保温、透光围护结构昼夜动态差异化保温两大类。

6.1.2 根据民用建筑不同朝向非透光围护结构接收到的太阳辐射不同，应对围护结构保温进行差异化设计。

6.1.3 根据民用建筑南向透光外窗外门昼间吸收太阳辐射热量，而夜间失热的特点，应对透明围护结构进行昼夜动态保温设计。

6.1.4 应综合考虑不同地区太阳能资源条件、气候特征和建筑使用功能等，选择适宜的被动式太阳能利用技术。

6.1.5 采用太阳能应用技术的民用建筑热工性能应符合现行西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 的相关规定。

6.2 围护结构差异化保温

6.2.1 民用建筑中非透光围护结构采用朝向差异化保温设计时，应符合下列规定：

- 1 不同朝向围护结构差异化保温设计计算方法见附录 E；
- 2 当不具备附录 E 计算条件时，不同朝向的围护结构传热系数比值可按表 6.2.1 进行估算。若未符合现行西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 中的传热系数限值要求，则应进行热工权衡判断；
- 3 不同朝向围护结构应选择相同类型的墙体主体结构材料和保温材料。

表 6.2.1 差异化保温设计下不同朝向非透光围护结构传热系数配比关系

建筑围护结构朝向	传热系数配比关系
北向	1.0
东向	1.0~1.2
西向	1.0~1.2
南向	1.3~1.6

6.2.2 民用建筑中透光围护结构采用昼夜动态保温设计时，应符合下列规定：

- 1 对于南向直接受益窗、附加阳光间等透光围护结构，应在其内侧设置保温窗帘等可调型昼夜动态保温措施；
- 2 直接受益窗内侧应至少采用一层棉布或亚麻布保温窗帘，有条件情况下可采用棉布、

亚麻布、薄纱帘等两层或多层组合窗帘；

3 在透光围护结构设计过程中的昼夜得失热量计算时，内置窗帘形成的附加热阻值可按表 6.2.2 选用；

4 透光外窗围护结构太阳得热系数应符合现行西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 的相关规定。

表 6.2.2 昼夜动态保温设计下外窗附加窗帘热阻建议取值

窗帘类型	附加热阻 $[m^2 \cdot K/W]$
棉布窗帘	0.22~0.24
亚麻布窗帘	0.17~0.19
薄纱窗帘	0.16~0.18
棉布+薄纱组合窗帘	0.40~0.45
亚麻+薄纱组合窗帘	0.35~0.40

6.2.3 在进行民用建筑围护结构整体保温节能设计时，应首先评估围护结构热工性能薄弱环节，根据评估结果优选下列节能技术措施：

- 1 对墙体、屋面等围护结构进行差异化保温设计，计算确定保温层材料及厚度；
- 2 选择密闭性好、保温性好的节能型外窗和外门，并合理配备保温窗帘；
- 3 与楼梯间、地下室等非供暖空间相邻的隔墙，应进行保温设计，计算确定保温层厚度。

6.2.4 民用建筑中宜采用 Low-E 中空玻璃窗、真空玻璃窗、双层外窗、断热桥外窗等节能型外窗；可采用半透明光伏窗、集热保温隔声一体窗等高性能外窗。

6.2.5 民用建筑保温节能改造时，可优先选用墙体外保温构造技术，当外保温技术受限或内墙保温供暖一体化设计时，可采用内保温技术。

6.2.6 新建建筑可采用墙体外保温或夹心保温构造技术，也可采用内保温技术。

6.2.7 民用建筑墙体、屋面外饰面层，外窗、外门表皮及其金属配件，应具有抗紫外、抗老化、耐腐蚀性能。

6.3 被动式太阳能利用

6.3.1 应结合西藏当地气候特征、太阳辐射条件、经济技术水平和建筑使用功能等要素，选择适宜的被动式太阳能技术类型。

6.3.2 被动式太阳能利用技术应与建筑或房间功能相匹配，可单独采用直接受益窗、集热蓄热墙、附加阳光间等技术中的一种，也可根据实际情况采用两种或多种组合形式。

6.3.3 以昼间使用为主的建筑与房间，应优先选用直接受益窗式或附加阳光间式；昼夜均使用的建筑与房间，可选用集热蓄热墙式和蓄热屋面式被动式太阳能利用技术。

6.3.4 依据不同地区南向辐射温差比、最冷月平均太阳辐射强度条件，西藏自治区被动式太阳能利用技术可参照表 6.3.4 选用。

表 6.3.4 西藏自治区被动太阳能技术适宜性区划

被动式太阳能技术适宜性分区	南向辐射温差比 $ITR[W/(m^2 \cdot K)]$	最冷月平均太阳辐射强度 $I_s[W/m^2]$	典型地区	推荐选用的单项或组合式被动太阳能技术
最佳适宜 A 区	$ITR > 10$	$I_s \geq 200$	拉萨、林周、当雄、尼木、曲水、堆龙德庆、达孜、墨竹工卡、日喀则、南木林、江孜、定日、萨迦、拉孜、昂仁、谢通门、白朗、仁布、康马、定结、仲巴、亚东、吉隆、聂拉木、萨嘎、岗巴	集热蓄热墙式、附加阳光间式、直接受益式、对流环路式、蓄热屋顶式
最佳适宜 B 区	$ITR > 10$	$I_s < 200$	林芝、工布江达、米林、墨脱、波密、察隅、朗县、乃东、扎囊、贡嘎、桑日、琼结、曲松、措美、洛扎、加查、隆子、错那、浪卡子	集热蓄热墙式、附加阳光间式、直接受益式、对流环路式、蓄热屋顶式
适宜 A 区	$ITR \leq 10$	$I_s \geq 150$	那曲、嘉黎、比如、聂荣、安多、申扎、索县、班戈、巴青、尼玛、双湖	直接受益式、集热蓄热墙式、附加阳光间式蓄热屋顶式
适宜 B 区	$ITR \leq 10$	$I_s < 150$	普兰、札达、噶尔、日土、革吉、改则、措勤、昌都、卡若、江达、贡觉、类乌齐、丁青、察雅、八宿、左贡、芒康、洛隆、边坝	集热蓄热墙式、附加阳光间式、直接受益式、蓄热屋顶式

6.3.5 直接受益窗可选用中空玻璃、双层窗、断桥铝窗等外窗类型。门窗、玻璃幕墙、采光顶玻璃等直接受益窗传热系数可按附录 F 选用。

6.3.6 直接受益窗的设计应满足下列规定：

1 南向窗墙比应符合现行西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 的相关规定；

2 直接受益窗应设置动态保温窗帘措施，并保证其在冬季夜间处于关闭状态；

3 直接受益窗可设置遮阳帘、遮阳百叶、遮阳板等可调节遮阳措施。

6.3.7 集热蓄热墙的设计应满足下列规定：

1 集热蓄热墙构造材料应选择蓄热能力强、吸湿性低、耐久性高、无毒无害、无污染的材料；墙体厚度、吸热涂层与玻璃盖板设计应符合现行西藏自治区地方标准《民用建筑节能

技术标准》DB54/T 0275 的相关规定；

2 集热蓄热墙应将进、出风口的位置分别设置在蓄热墙体上部和下部；进、出风口面积宜占集热墙总面积的 0.5%~1.0%；进、出风口的中心距离不宜小于 2.1 m，下部出风口底部距地不宜小于 0.2 m；

3 应在集热蓄热墙的进、出风口处设置保温逆止风门，风门宜在日出后 2~3 h 后开启，日落前 1 h 关闭；

4 集热蓄热墙上部或两侧应设置夏季排风口，以防夏季室内过热，或将玻璃盖板设置为部分可开启式，或设置可活动的遮阳措施如薄草帘、遮阳网、遮阳百叶等。

6.3.8 附加阳光间的设计应满足下列规定：

1 附加阳光间应设置在建筑南向、南偏东或南偏西 30°范围内的外围护结构上；附加阳光间内的地面或墙面可采用卵石、碎石等当地常见的蓄热能力较好的材料，并尽可能保证地面或墙面可直接接受阳光照射；

2 与附加阳光间结合的墙面、地面宜选择颜色较深、吸收率较高的材质；附加阳光间与供暖房间之间的公共隔墙上宜设置窗户，外窗面积不宜小于公共墙面面积的 15%；

3 附加阳光间的开窗位置、热工性能应符合现行西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 的相关规定；

4 附加阳光间内侧宜设置纱帘、亚麻帘等内置窗帘。

6.3.9 对流环路式供暖技术的设计应满足下列规定：

1 采用对流环路式供暖技术时，宜根据房间使用功能进行技术选型，昼间使用为主的建筑宜采用空气集热器向房间直接供暖，全天使用为主的建筑可采用空气集热器与蓄热墙体或楼板结合的形式向房间供暖；

2 对流环路式供暖技术结合蓄热墙体或楼板使用时，蓄热墙体或楼板应选用重质材料，也可结合低成本的可变蓄热材料；在满足蓄热墙体或楼板的结构安全要求下，宜适当增大输配流道长度与面积；

3 空气集热器安装位置应低于蓄热体的位置，集热器背面应设置保温材料。

6.3.10 利用被动式太阳能技术的房间冬季日使用时段内室内平均温度不应低于 14℃，室温日波动范围宜小于 10℃，且应保证夏季室内温度不过热。

6.3.11 应通过全年建筑供暖耗热量动态模拟分析计算确定被动太阳能技术贡献率，且被

动太阳能技术贡献率应符合表 6.3.11 要求。

表 6.3.11 西藏自治区被动太阳能技术贡献率要求

被动式太阳能技术适宜性分区	被动太阳能技术贡献率要求	
	被动式太阳能建筑	主被动结合式太阳能建筑
最佳适宜 A 区	≥65%	≥50%
最佳适宜 B 区	≥60%	≥45%
适宜 A 区	≥55%	≥40%
适宜 B 区	≥50%	≥35%

6.3.12 除本规程规定外，被动式太阳能设计尚应满足现行行业标准《被动式太阳能建筑技术规范》JGJ/T 267 的相关规定。

7 太阳能光热系统

7.1 一般规定

7.1.1 太阳能光热系统按照用途分为太阳能供暖系统和太阳能卫生热水系统。

7.1.2 应综合考虑西藏各地区气候条件、太阳能资源及收集条件、供暖规模与负荷特征，综合技术与经济成本分析，合理确定太阳能供暖系统规模与保证率。

7.1.3 太阳能供暖可按集热面积和应用场景，分为集中式和分散式两大类：

- 1 集热面积 $\geq 500 \text{ m}^2$ 的城镇、区域或建筑群太阳能供暖为集中式太阳能供暖系统；
- 2 集热面积 $< 500 \text{ m}^2$ 的城镇公共建筑、住宅建筑等单体建筑，乡村或农牧区村委会、住宅等独立建筑太阳能供暖为分散式太阳能供暖系统。

7.1.4 太阳能卫生热水系统应遵循技术可行、经济实用、节水节能、安全简便、耐久可靠、便于计量的原则。

7.1.5 酒店、学校等公共建筑太阳能光热系统可综合考虑供暖与生活热水需求进行设计。

7.2 集中式太阳能供暖系统

7.2.1 集中式太阳能供暖系统分为直接式系统与间接式系统，设计时应符合下列规定：

- 1 集中式太阳能供暖系统应优先选用间接式系统形式，且集热工质应采用满足西藏高原太阳能集热系统防冻要求的工质类型；
- 2 当采用直接式系统形式时，应设置集热系统防冻措施或确保系统具有排空能力；
- 3 应依据城镇、区域或建筑群供暖负荷规律，通过对太阳能供暖系统全年动态性能模拟分析，综合考虑节能与经济成本，合理确定太阳能集热场规模与太阳能集中供暖保证率；
- 4 对于分期实施的大型太阳能集热场，应考虑不同期集热场之间的备用关系，对其容量进行协调设计。

7.2.2 应根据城镇、区域或建筑群场地情况，综合考虑蓄热水体、换热站、输配管网等位置及要求，合理规划确定集中式太阳能集热场，应符合以下规定：

- 1 集热场宜规则化布置为矩阵式，通过水力分析合理确定集热场分区连接和布置方式；
- 2 供暖期运行的太阳能集热系统安装倾角宜为当地纬度 $+10^\circ$ ，全年运行的集热系统安装倾角宜为当地纬度；
- 3 太阳能集热场应采用正南方向布置；当场地条件受限时，可适当调整，但南偏西、偏东不应大于 5° ；

4 太阳能集热场相邻两排集热器之间的间距,应根据最小不遮挡间距和检修空间的要求综合确定;

5 太阳能集热场连接管路可设计为同程式或异程式,当采用异程式管路系统设计时,应对集热输配管路系统阻力优化计算,并合理确定各管段管径,各分支环路的不平衡率不应大于 10%;

6 太阳能集热系统非使用期应采取遮挡或强制散热等防过热措施;

7 太阳能集热器应选用集热效率高、耐高温、耐冻、耐老化的适用于高原极端气候的高性能产品,使用寿命不小于 15 年。

7.2.3 集中式太阳能供暖系统可优先采用埋地蓄热水体,也可采用地上蓄热水罐或蓄热水箱等蓄热系统方式。

7.2.4 当集中式太阳能供暖系统采用埋地水体蓄热方式时,应符合以下规定:

1 埋地蓄热水体选址应根据工程场地水文与地质条件勘察结果合理确定,避开地质条件不稳定的区域;

2 埋地蓄热水体选址应注意环境保护和水土保持工作,减少对周边环境的破坏;

3 蓄热水池坡度比应根据当地土壤地质条件,经过分析计算确定;水池边坡表面应采取必要的护坡措施,铺设防水土工膜,增强水池边坡的稳定性;

4 应通过埋地蓄热水体热分层模拟分析,在水体上、中、下不同深度处合理设置布水器,结合自动控制系统实现分层高效蓄取热;

5 埋地蓄热水体顶部应合理设置保温浮顶、排气管、排水管等措施。

7.2.5 集中式太阳能供暖蓄热系统容量设计应符合下列规定:

1 应通过太阳能集热系统集热量、城镇/区域/建筑群供暖热负荷、一次网和二次网热媒运行参数、蓄热方式、蓄热周期、蓄热温度、蓄热水体散热规律等因素综合分析计算确定,计算方法可参照附录 G;

2 当不具备分析计算条件时,蓄热系统容量可按表 7.2.5 选取;

表 7.2.5 集中式太阳能供暖蓄热系统容量取值

蓄热系统方式	单位太阳能集热器采光面积所配备蓄热容积 (m^3/m^2)	
	蓄热周期 7 天~1 个月 $500 \text{ m}^2 \leq \text{太阳能集热器采光面积} < 10000 \text{ m}^2$	跨季节蓄热 太阳能集热器采光面积 $\geq 10000 \text{ m}^2$

埋地蓄热水体或地上蓄热水罐	1.5~2.5	≥ 3.0
---------------	---------	------------

3 蓄热系统容量设计时，蓄热系统平均设计温度宜为 50~70 °C，并应对蓄热系统最高温度进行校核计算，最高温度应比蓄热系统工作压力对应的工质沸点温度低 5 °C。

7.2.6 集中式太阳能供暖系统辅助热源类型、容量设计计算应符合下列规定：

- 1 应根据气候条件、能源资源、经济成本、设备能效等因素综合确定辅助热源类型；
- 2 不宜采用煤炭、天然气等化石能源作为辅助热源；
- 3 应优先采用光伏、水电、风电等可再生电力驱动的电锅炉、空气源热泵、水源热泵、地源热泵等系统形式作为辅助热源；
- 4 辅助热源容量应根据城镇/区域或建筑群供暖热负荷特征、太阳能集热场规模、蓄热系统容量等系统性能动态模拟分析计算确定，也可参照表 7.2.6 确定辅助热源容量。

表 7.2.6 西藏集中式太阳能供暖辅助热源容量确定

太阳能保证率	蓄热周期	$\frac{Q_{AHS,max}}{Q_{Load}}$
SF>70%	7~14 天	30%~40%
	15~30 天	20%~30%
	跨季节蓄热	10%~20%
50%<SF≤70%	7~14 天	50%~60%
	15~30 天	40%~50%
	跨季节蓄热	30%~40%
SF≤50%	7~14 天	60%~80%
	15~30 天	60%~70%
	跨季节蓄热	40%~50%

注：SF 表示太阳能保证率； $Q_{AHS,max}$ 表示辅助热源最大供热功率，kW； Q_{Load} 表示建筑热负荷，kW。

5 当采用空气源热泵作为辅助热源时，应考虑西藏高原低气压、稀薄空气等特殊条件对热泵机组性能的影响，对其供热能力进行合理修正；

6 辅助热源按其容量配置宜选用 2 台及以上设备。

7.2.7 对于城镇、区域或建筑群既有供暖系统改造时，配备集中式太阳能热源系统的热媒参数应与原有热源、输配系统及末端需求参数相匹配。

7.2.8 太阳能供暖系统末端宜按表 7.2.8 选取。

表 7.2.8 不同建筑类型适宜的供暖末端形式

建筑类型与场合	供暖末端类型
居住建筑	地板辐射、散热器

办公楼、教学楼等公共建筑	散热器、风机盘管
商场、宾馆、医院等公共建筑	风机盘管、散热器、毛细管辐射

7.2.9 集中式太阳能供暖集热系统一次管网、供热输配管路二次管网系统设计、水力计算应符合下列规定：

- 1 集中式太阳能集热系统布置设计时应进行水力计算分析，确保各环路的水力平衡和流量均匀分配，集热系统水力计算方法参考附录 H；
- 2 应通过技术经济分析，合理确定集中式太阳能集热系统集热场和一次管网连接方式；
- 3 太阳能集热管路采用异程连接方式时，应在局部环路设置水力平衡阀，保证各分支环路流量均匀分配；
- 4 太阳能集热系统最高点处应设置自动排气装置，最低点应设置泄水阀；
- 5 集中式太阳能供暖系统室外管道均应设置保温层，保温层外应设置相应的防老化、防水、防腐蚀保护层；
- 6 太阳能集热一次管网、供热输配二次管网应优先直埋敷设，地质条件受限时，可以局部架空敷设。

7.2.10 集中式太阳能供暖系统应尽量缩短太阳能集热场、换热站和城镇/区域供暖负荷中心之间的输配距离，合理确定供暖半径。

7.3 分散式太阳能供暖系统

7.3.1 对于太阳能集热规模小于 500 m² 的分散式太阳能供暖系统，其设计应符合下列规定：

- 1 结合西藏地域气候、建筑类型等因素，分散式太阳能供暖系统类型按表 7.3.1 确定；

表 7.3.1 西藏不同气候条件下分散式太阳能供暖系统类型推荐

应用场景		分散式太阳能供暖系统类型			
		太阳能光热+空气源热泵	太阳能光热+电加热锅炉	光伏+空气源热泵	光伏+电采暖系统
高海拔严寒区	城镇住宅、各类公共建筑	●	●	●	●
	乡村及农牧区住宅及村委会等	—	—	●	●
高海拔寒冷区	城镇住宅、各类公共建筑	●	●	●	●
	乡村及农牧区住宅及村委会等	●	●	●	●

注：表中“●”为可选用项。

- 2 太阳能集热器、光伏宜正南向或南偏东、偏西 10°范围内设置，安装倾角宜为当地纬

度~当地纬度+10°之间；

3 应计算太阳能集热器前后排间距，保证每排集热器每日有效日照时间不低于 5 h；

4 采用倾斜支架连排安装太阳能集热器时，应进行抗风揭校核计算，支架尾部高度不宜超过 5 m；

5 安装在新建建筑物屋面的太阳能集热系统、光伏系统应与建筑一体化设计；

6 在既有建筑屋面安装太阳能集热器，不得对建筑屋面的结构安全造成影响；

7 对于光伏驱动的供暖系统，屋面安装光伏组件时尚应符合本规程 8.2 节相关要求。

7.3.2 分散式太阳能供暖系统所承担的热负荷优先采用动态模拟方法进行计算，也可参照现行国家标准《太阳能供热采暖工程技术标准》GB 50495 中的相关规定。

7.3.3 分散式太阳能供暖系统太阳能保证率应按照本规程附录 I 计算确定。

7.3.4 分散式太阳能供暖小型蓄热系统应选用低成本、无毒无污染、可重复使用的蓄热方式，宜优先选用蓄热水箱，可选用高密度固体、相变蓄热罐体等蓄热方式。

7.3.5 分散式太阳能供暖小型蓄热系统容积应根据太阳能集热规律、建筑供暖用热特征、一/二次网热媒参数、蓄热周期、蓄热平均温度等因素，通过综合分析计算确定。

7.3.6 采用蓄热水箱进行蓄热时，小型蓄热系统容积可按表 7.3.6 选取。

表 7.3.6 分散式太阳能供暖系统蓄热水箱容积推荐值

城市	单位面积太阳能集热系统所配备蓄热系统容积[m ³ /m ²]	
	以日为周期的短期蓄热（1天）	考虑连续阴雨天蓄热（3~5天）
拉萨	0.06~0.12	0.1~0.2
山南	0.07~0.13	0.45~0.9
日喀则	0.07~0.13	0.1~0.2
林芝	0.06~0.12	0.1~0.2
昌都	0.05~0.11	0.3~0.6
阿里	0.05~0.11	0.3~0.5
那曲	0.06~0.11	0.3~0.7

7.3.7 分散式太阳能供暖系统采用相变材料蓄热时，应根据系统工作温度、材料特性、蓄放热规律、经济成本等因素综合确定容量。

7.3.8 分散式太阳能供暖系统辅助热源设计应符合下列规定：

1 应根据气候条件、能源资源、经济成本、设备能效等因素综合确定辅助热源类型；

2 应优先采用电锅炉、空气源热泵等清洁能源作为辅助热源，对于偏远乡村或农牧区，可采用生物质炉等作为辅助热源；

3 蓄热周期为 1 天的分散式太阳能供暖系统，辅助热源系统容量应根据建筑供暖热负荷

的 100%计算确定；

4 蓄热周期为 3~5 天的分散式太阳能供暖系统，辅助热源系统容量应根据建筑供暖热负荷的 60%~70%计算确定。

7.3.9 分散式太阳能供暖系统供暖末端设计应符合下列规定：

1 应根据太阳能供暖系统热媒参数、建筑类型、使用特征及热环境需求等选择适宜的供暖末端类型，可参照表 7.2.8 选取；

2 太阳能热水供暖系统宜采用低温辐射末端、风机盘管和散热器等设施；

3 太阳能热风供暖系统应合理设置送、回风口位置，优化设计室内温度场。

7.3.10 分散式太阳能供暖小型集热系统，管路可采用同程连接或异程连接方式；异程连接方式时，应进行水力计算，各分支环路的不平衡率不应大于 10%。

7.3.11 分散式太阳能供暖系统其他设计要求与设计参数可参照现行国家标准《太阳能供热采暖工程技术标准》GB 50495 的相关规定。

7.4 太阳能卫生热水系统

7.4.1 太阳能卫生热水系统集热系统设计应符合下列规定：

1 可采用太阳能液体集热系统或空气集热系统作为集热热源；

2 采用太阳能空气集热系统时，宜选用真空管空气集热器，采用汽水换热器制取热水；

3 采用太阳能液体集热系统时，宜选用平板集热器、真空管集热器等集热设备，通过间接换热方式制备热水。

7.4.2 太阳能热水负荷计算时，用水定额应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015。

7.4.3 太阳能卫生热水系统中集热器的设置应符合下列规定：

1 太阳能集热器宜在正南，或南偏东、偏西 20°的朝向范围内设置；

2 集热器安装倾角应考虑集热器全年集热量最大，宜为当地纬度 $\pm 5^\circ$ ；

3 放置在建筑上的太阳能集热器，冬至日集热器采光面的日照时数不应低于 4 h；

4 前后排集热器之间应留有安装、维护操作的间距，排列应整齐有序，避免前后排遮挡；

5 太阳能集热器不得跨越建筑变形缝设置。

7.4.4 太阳能卫生热水系统贮热水箱设计应满足下列要求：

1 贮热水箱的有效容积应符合现行国家标准《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》

GB 50364 的相关规定；

2 贮热水箱尺寸应保证水箱内部能够形成良好的热分层，柱形贮热水箱的高径比不宜小于 1.5。

7.4.5 太阳能卫生热水系统辅助热源应符合下列规定：

- 1 太阳能热水系统辅助热源应因地制宜选择，可采用空气源热泵或电加热等辅助热源；
- 2 太阳能热水系统辅助热源的供热量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。

7.4.6 太阳能热水系统中集热系统输配管路设计应符合下列规定：

- 1 太阳能集热系统管路宜设计为同程式；
- 2 地上敷设的管道，其保温层外应设置保护壳，地下敷设的管道的保温层外应做好防水和防腐处理；
- 3 集热系统管路设计还应符合现行国家标准《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》

GB 50364 的相关规定。

7.4.7 太阳能卫生热水系统供热输配管路设计应符合下列要求：

- 1 太阳能热水供应系统的主干管路宜设计为同程式；
- 2 太阳能热水系统应设置排气、泄水阀门、热计量装置等必要的附属设施；
- 3 太阳能热水供应系统应设计热水循环管道，保证干管和立管中的热水循环。

7.4.8 太阳能卫生热水系统其他设计要求应符合现行国家标准《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。

7.4.9 太阳能供暖、供热水“双联供”系统设计应符合下列要求：

- 1 应根据供暖、卫生热水需求的主次，合理确定集热器的安装倾角以及相邻两排集热器的间距；
- 2 应根据供暖、卫生热水负荷的大小与时间叠加关系，通过经济效益分析确定太阳能集热、蓄热设备的规模容量；
- 3 应在太阳能蓄热水箱之外，设置单独的供热水水箱，通过换热器将蓄热水箱的热量传递给供热水水箱；
- 4 市政自来水管应接入供热水水箱中，供热水水箱中应设置辅助加热设备，保障热水供应的可靠性、稳定性；

7.4.10 太阳能供暖、供热水“双联供”系统运行应符合下列要求：

- 1 太阳能供暖、供热水“双联供”系统中应设置自动化运行控制系统，根据供暖、供热水需求进行自动切换调控；
- 2 太阳能供暖、供热水“双联供”系统在供暖期运行，应首先满足建筑供暖用热需求；
- 3 太阳能供暖、供热水“双联供”系统在非供暖期运行，应对集热阵列进行部分遮挡，防止系统出现过热问题。

7.5 设备性能要求

7.5.1 西藏自治区太阳能光热系统及设备应具备耐高温、耐冻、耐紫外性能，适用于低气压、强辐射、大温差等高原极端气候条件。

7.5.2 太阳能集热系统和集热器热性能应符合下列规定：

- 1 液体工质平板型太阳能集热器应符合现行国家标准《平板型太阳能集热器》GB/T 6424 要求，基于采光面积和平均温度下的峰值效率不应低于 0.75，额定效率不应低于 0.47；
- 2 液体工质真空管型太阳能集热器热性能应符合现行国家标准《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581 要求，不带反射器的集热器基于采光面积和平均温度下的峰值效率不应低于 0.68，额定效率不应低于 0.55；带反射器的集热器基于采光面积和平均温度下的峰值效率不应低于 0.60，额定效率不应低于 0.52；
- 3 平板型空气集热器基于采光面积的瞬时效率截距不应小于 0.62；总热损系数不应大于 $8.8 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ；
- 4 其它类型集热器应符合国家现行相关标准规定。

7.5.3 太阳能供暖及热水系统的辅助热源性能，应符合下列规定：

- 1 选用空气源热泵、地源热泵作为辅助热源时，在高原环境下的制热量应满足设计要求；
- 2 选用电锅炉作为辅助热源时，应优先采用光伏、风电、水电等可再生能源。

7.5.4 采用风机盘管作为供暖散热末端时，应符合下列规定：

- 1 可采用顶送风机盘管或落地式风机盘管；
- 2 供水温度宜处于 $40 \sim 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ；
- 3 风机盘管供暖出口风速不应大于 4 m/s ；
- 4 室内平均风速不宜大于 0.15 m/s 。

7.5.5 采用散热器作为供暖末端时，应符合下列规定：

- 1 供水温度宜处于 50~70 °C；
- 2 应采用钢制、铝制、铜铝复合等低温型高性能散热器；
- 3 散热器一般应采用明装方式。

7.5.6 采用地板辐射系统作为供暖末端时，应符合下列规定：

- 1 供水温度宜处于 45~60 °C，供回水温差不小于 8 °C；
- 2 地板辐射末端加热管内热媒的设计流速不宜小于 0.25 m/s；
- 3 地板辐射末端各支路水力不平衡率不应超过 15%；
- 4 地板表面存在遮挡时，应对地板辐射末端的单位面积供热功率进行修正。

7.5.7 采用毛细管辐射系统作为供暖末端时，并应符合下列设计规定：

- 1 进水温度应不宜高于 40 °C；
- 2 毛细管网系统的工作压力应不高于 0.6 MPa；
- 3 毛细管辐射末端管内流速应保持 0.05~0.2 m/s 范围内。

7.5.8 太阳能光热系统输配管道、阀门、水泵、电气控制等附属设备，应满足抗紫外、耐老化、抗脱落等质量要求，适用于高原低气压、大温差、强辐射等极端气候条件，具体应符合下列要求：

- 1 输配管道外部涂层或防护材料应做防腐处理，具有抗紫外线能力，防止长期暴露后出现老化、开裂或褪色现象，具有良好的机械强度和耐磨损性能；
- 2 附属设备应能在-30~80 °C 的环境温度范围内正常工作，关键部件应能适应频繁的热胀冷缩；
- 3 水泵应选用高原专用水泵，保证在低气压条件下安全可靠运行；
- 4 配电设备应具备良好的电气绝缘性能，确保在极端低温、干燥条件下不发生电气泄漏或短路。

7.5.9 应根据太阳能供暖和卫生热水系统整体运行规律、各子系统水力热力特征，合理选用温度、压力、流量等传感装置，并保证在高原特殊环境下应具有良好的稳定性和精确度。

8 太阳能光伏系统

8.1 一般规定

8.1.1 民用建筑太阳能光伏系统应根据西藏不同地域气候、太阳能资源、建筑用能特征、建筑功能与风貌、当地电网条件等因素综合设计。

8.1.2 建筑光伏一体化系统应满足建筑的防水、防火、抗风揭和结构安全等性能要求。

8.1.3 建筑太阳能光伏系统的安装容量应根据建筑类型、用能特征、安装条件、系统模式、光伏组件性能参数、投资成本等因素综合分析确定。

8.1.4 民用建筑太阳能光伏系统采用的光伏组件、蓄电池、逆变器、线缆管材、电气设备等相关设备，应满足大温差、强紫外、低气压、干燥等极端环境条件下的使用要求。

8.1.5 民用建筑太阳能光伏系统应优先采用“自发自用、余电上网”的运行模式。

8.2 建筑光伏系统

8.2.1 西藏民用建筑应优先选用建筑集成光伏系统（BIPV），受风荷载、雪荷载较小的建筑部位也可选用建筑附加光伏发电系统（BAPV）。

8.2.2 建筑光伏系统应与西藏当地城市规划、建筑外观、风貌、色彩等相协调。

8.2.3 应避免周边建筑物或构筑物对光伏组件的遮挡、光伏组件对建筑采光的遮挡，以及光伏组件之间的相互遮挡。

8.2.4 建筑光伏系统所采用的光伏组件尺寸和形状应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 的相关规定。

8.2.5 采用建筑集成光伏系统（BIPV）时，应考虑建筑围护结构对光伏组件背部散热的影响，有条件时，采取避免光伏组件过热的降温散热措施。

8.2.6 采用建筑集成光伏系统（BIPV）时，应对集成部位的围护结构热工性能参数进行重新校核。

8.2.7 在屋面安装建筑附加光伏系统（BAPV）时，应选择不影响屋面防水、排水和隔热功能的支座形式和连接方式。

8.2.8 建筑光伏系统的各类管线一般不宜穿越建筑围护结构，当必须穿越墙面、屋面时，应加装套管，应做好防水、防火、隔声、保温、密封等措施。

8.2.9 既有建筑上增设建筑光伏系统时，应进行建筑结构安全复核。

8.2.10 采用半透明光伏组件与外门窗结合时，应同时考虑建筑光伏发电和采光需求。

8.2.11 建筑光伏系统电气化设计和设备性能应分别符合本规程 8.4、8.5 的要求。

8.3 光伏光热一体化系统

8.3.1 光伏光热一体化系统可分为 PV/T 热风系统、PV/T 热水系统和 PV/T 热泵系统。

8.3.2 光伏光热一体化系统的装机容量应结合西藏地区气候条件、太阳能资源、建筑热需求、经济成本等因素综合确定。

8.3.3 光伏光热一体化系统中 PV/T 组件的朝向、倾角应根据全年发电量和产热量的综合收益确定。

8.3.4 光伏光热一体化系统与建筑本体结合时，输配管路或通道与建筑围护结构之间应采取防热桥、防潮和防工质渗漏措施。

8.3.5 光伏光热一体化系统的流体工质管路或流道的材质应根据工作温度、工作压力和使用寿命等因素确定。

8.3.6 光伏光热一体化系统宜设置温度、压力、流量监控装置，且具备自调节功能。

8.3.7 光伏光热一体化系统中的电气化设计和设备性能应符合本规程 8.4、8.5 的要求。

8.4 电气性能要求

8.4.1 根据是否接入公共电网，太阳能光伏系统可划分为独立光伏系统和并网光伏系统。

8.4.2 西藏民用建筑所在地有并网条件时可选用并网光伏系统，无并网条件时应选用独立光伏系统。

8.4.3 独立光伏系统应配备一定容量的蓄能装置，蓄能容量应依据实时电力消纳需求和建筑用能需求进行综合设计。

8.4.4 光伏逆变器的额定容量应根据太阳能光伏系统的装机容量确定，或根据现行行业标准《光伏发电系统效能规范》NB/T 10394 对容配比进行优化。

8.4.5 太阳能光伏系统在接入建筑配电系统前，应明确计量点；对于“自发自用、余电上网”的太阳能光伏系统，应同时明确上网和用网电量计量点。

8.4.6 对于光伏微电网系统，宜将区域内的多处太阳能光伏系统整合形成区域光伏微电网系统。

8.4.7 太阳能光伏系统的防雷接地设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512 和《光伏电站防雷技术规程》DL/T 1364 的相关规定。

8.4.8 当太阳能光伏系统因故障或异常情况而无法正常运行时，系统应能够自动切换到市电供电或蓄能应急设备供电，切换过程应符合下列要求：

- 1 切换装置应具备自动和手动切换功能；
- 2 切换装置应具备过载保护和短路保护功能；
- 3 切换过程应快速且无间断。

8.5 设备性能要求

8.5.1 应选择与建筑所在地区气象条件相匹配、发电效率高、衰减率低、抗紫外老化能力强、表面自清洁能力强的光伏组件。

8.5.2 光伏组件应通过紫外老化、电气绝缘性能、耐压性能、环境应力、机械强度、寿命等性能检测。

8.5.3 光伏组件的平均光电转换效率不应低于表 8.5.3 规定的限值。

表 8.5.3 太阳能光伏组件的平均光电转换效率限值

单晶硅组件 (双面组件按正面效率计算)	多晶硅组件 (双面组件按正面效率计算)	铜铟镓硒 (CIGS) 组件	碲化镉 (CdTe) 组件	其他薄膜组件
19.6%	17%	15%	14%	14%

8.5.4 光伏组件的衰减率应符合表 8.5.4 规定的各类组件在首年、后续每年及 25 年内的衰减率限值要求。

表 8.5.4 光伏组件衰减率限值

晶硅组件			薄膜组件		
首年	后续每年	25 年内	首年	后续每年	25 年内
≤2.5%	≤0.6%	≤17%	≤5%	≤0.4%	≤15%

8.5.5 PV/T 热风组件、PV/T 热水组件和 PV/T 热泵组件的发电效率不应低于同等规格光伏组件的发电效率，PV/T 热泵组件的能效比不应低于同等规格热泵机组的能效比。

8.5.6 PV/T 热风组件、PV/T 热水组件和 PV/T 热泵组件热利用工质的流动管路或流道应避开光伏组件的接线盒，并具有良好的密封性、防冻性。

8.5.7 作为遮阳构件的光伏组件或光伏光热一体化 (PV/T) 组件应满足室内采光、日照时数及遮阳系数的要求。

8.5.8 应选择适用于西藏高原气候环境特点的逆变器和控制器产品，或对逆变器和控制器采用降容使用措施；容量修正系数或降容系数应参照厂家提供的数据进行修正。

8.5.9 太阳能光伏系统可采用蓄电方式或蓄热方式。

8.5.10 太阳能光伏组件采用蓄电方式时，蓄电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 的相关规定，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 的相关规定。

8.5.11 太阳能光伏系统线缆应选择专用线缆。

9 系统安装、调试与验收

9.1 一般规定

9.1.1 西藏民用建筑太阳能光热、光伏系统应纳入节能分项工程进行验收。

9.1.2 民用建筑太阳能光热、光伏系统的新建、扩建和改建工程应同步施工、统一验收。

9.1.3 民用建筑太阳能光热、光伏系统应根据施工、安装特点进行隐蔽验收、分项验收及竣工验收。

9.2 光热系统安装与调试

9.2.1 太阳能光热系统试运行前，应在无阳光照射的条件下充填传热工质，在正常工作条件下，对相关的部件进行调试。

9.2.2 太阳能光热系统施工应符合下列规定：

- 1 太阳能集热器的安装方位和安装倾角应符合设计要求；
- 2 太阳能集热器的支架强度、抗风能力、防腐处理和热补偿措施等应符合设计要求；
- 3 大型太阳能集热场应根据地质勘探报告及坐标基准点，确定集热场边界线位置，并根据地形对场地进行平整，保证集热器安装场地地势平坦；
- 4 大型太阳能集热场应根据设计要求，进行各方向参考线放线和集热器支架前后排放线，并确定打桩点位置，完成钢桩施打安装和测距复核；
- 5 大型太阳能集热场集热器安装时，应先将集热器与钢桩固定稳固，并检查立管是否垂直，立管上口的防尘盖是否完好；
- 6 大型太阳能集热场集热器采用编织软管进行组件连接时，避免软管受力，且无扭曲、变形等现象；
- 7 太阳能光热系统连接管线、部件、阀门等配件选用的材料应耐受系统的最高工作温度和最高工作压力；
- 8 太阳能光热系统的管道施工安装与管路水压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 和《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243 的相关规定。

9.2.3 太阳能蓄热系统施工应符合下列规定：

- 1 蓄热水箱（池）的材质、规格应符合设计要求，水箱内、外壁，水池内壁应按设计要求做防腐处理，内壁防腐涂料应卫生、无毒、能长期耐受所贮存热水的最高温度；

2 蓄热水池中布水器连接管路均应设置保温层，且保温层外应设置防水结构。保温材料的选择及保温层做法应满足现行国家标准《设备及管道保温设计导则》GB/T 8175 的相关规定；

3 蓄热水池应满足系统承压要求，并应能承受土壤等荷载，应严密、无渗漏。

9.2.4 太阳能供暖及卫生热水系统工程应在系统调试合格后竣工验收。

9.2.5 系统调试包括设备单机、部件调试和系统联合调试，系统联合调试完成后应进行连续 3 天的试运行，至少有一天为晴天，太阳能供暖工程系统联合调试应在设备单机、部件调试和试运转合格后进行。

9.2.6 太阳能光热系统设备单机、部件调试应符合下列规定：

- 1 温度、温差、水位、流量等仪表应显示正常；
- 2 防冻、过热保护装置及辅助热源加热设备应工作正常；
- 3 电气控制系统应符合设计要求，动作应准确。

9.2.7 太阳能光热系统联合调试应在设计工况下进行，调试过程及调试后的运行参数应符合下列规定：

- 1 应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；
- 2 应调试辅助热源加热设备与太阳能集热系统的运行切换，达到设计要求；
- 3 应调整电磁阀前后压力，处于设计要求的压力范围内；
- 4 太阳能供暖系统的流量和供热水温度的调试结果与设计值的偏差不应大于现行国家标准《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243 的相关规定；
- 5 太阳能光热系统的流量与设计值的偏差应小于 10%，进出口工质温差应符合设计要求。

9.3 光伏系统安装与调试

9.3.1 新建建筑光伏系统组件安装施工应纳入建筑工程施工组织设计环节，并制定安装施工方案。

9.3.2 建筑光伏系统施工应对已完成土建工程部位采取保护措施，选择易于维护的作业方式。

9.3.3 建筑光伏系统组件或阵列应排列整齐，周围不安装光伏组件的部位应采用符合设计要求的建筑材料补充，光伏组件连接件、连接方式应便于拆卸和更换。

9.3.4 建筑光伏系统组件安装允许偏差应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB

50794 的相关规定。

9.3.5 建筑光伏系统电气装置安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的相关规定。

9.3.6 建筑光伏系统工程验收应根据现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 和《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的要求进行调试和检测。

9.3.7 建筑光伏系统的调试应包括单体调试、分系统调试和联合调试，并按下列步骤进行：

- 1 确认设备内部接线和外部接线正确无误；
- 2 断流容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等应符合规定值；
- 3 模拟操作检查工艺动作、指示、讯号和联锁装置的启停运作；
- 4 检查各光伏支路的开路电压及系统的绝缘性能；
- 5 调试和检测完成后，应填写相关调试记录。

9.4 分项工程验收

9.4.1 太阳能系统采用的材料、构件和设备在施工进场复验时应包括下列内容：

- 1 太阳能集热器的集热效率；
- 2 光伏组件的发电功率及发电效率；
- 3 保温材料的导热系数、密度及吸水率；
- 4 蓄热水箱（罐）的容积及保温层厚度；
- 5 蓄电池可用容量；
- 6 逆变器输出电压及输出频率。

9.4.2 太阳能光伏系统工程质量验收前，应核查太阳能光伏组件类型、光伏组件面积与数量、装机容量、蓄电方式、并网方式是否满足设计要求，光伏组件外观检测、电致发光检测、电流-电压性能测试是否满足相关要求。

9.4.3 太阳能光伏系统性能应符合现行国家标准《光伏电站性能评估技术规范》GB/T 39854 的相关规定，光伏组件的安装验收与性能检测验收应由具备专业资质的检测机构实施。

9.4.4 太阳能光热、光伏系统支架工程验收应符合下列要求：

1 支架材料、形式及制作应符合设计要求，钢结构支架的安装和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 的要求，并提供支架材料的力学性能检测报告。

告；

- 2 支架应与接地系统有效连接，支架的方位和倾角应符合设计要求；
- 3 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片且不应出现未紧固现象；
- 4 安装组件的支架面应平直，不得影响光伏组件的安装。

9.4.5 太阳能集热器、光伏组件工程验收应符合下列要求：

1 太阳能集热器和光伏组件的型号、规格、性能及数量等应符合现行国家产品标准和设计要求，并提供产品质量合格证及检测报告；

2 组件间的连接、组件与支架连接、方阵与支架间的连接应牢固，支架与接地系统的连接应可靠、牢固，组件间电缆连线应牢固、整齐、美观；

3 光伏组件上应贴有带电警告标识，且光伏组件或方阵与建筑层之间的安装间距误差不应超过设计参数的 5%。

9.4.6 太阳能光伏系统电气工程验收应符合下列要求：

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、配电柜的规格、性能、数量等应符合现行国家产品标准和设计要求，并提供产品质量合格证及检测报告；

2 汇流箱防水应符合现行国家产品标准和设计要求，应满足淋水检验 2 h 不渗不漏；

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。

9.4.7 太阳能光热、光伏系统应在土建工程验收前完成下列隐蔽项目的现场验收：

- 1 基础螺栓和预埋件的安装；
- 2 基座、支架、集热器或光伏组件四周与主体结构连接节点间的封堵与防水；
- 3 太阳能系统与建筑物避雷系统的防雷连接节点或系统自身的接地装置安装。

9.5 竣工验收

9.5.1 太阳能光热系统、光伏系统工程竣工验收应在隐蔽工程验收，分项工程验收，系统检测、调试及试运行完成后进行。

9.5.2 太阳能光热系统、光伏系统的工序验收顺序应符合下列规定：

- 1 在施工前，应对屋面防水工程进行验收，支架安装完成后应对屋面防水工程再次验收；
- 2 系统组件安装前应对预埋件、螺栓、基座、支架和框架进行验收；
- 3 光热、光伏系统工程施工前应进行建筑结构和建筑电气安全检查；

4 光热、光伏系统之间的电气线缆连接应进行现场验收。

9.5.3 太阳能光热系统、光伏系统工程的竣工验收组织和程序应符合下列要求：

1 系统建成后，施工单位应按规定由技术人员进行质量检查评定，并向建设单位提交竣工验收申请报告和系统施工图；

2 建设单位收到工程竣工验收申请报告后应由建设单位项目负责人组织设计、施工、监理等项目负责人对光热、光伏系统工程的质量控制资料、现场实物质量等进行联合验收。

9.5.4 太阳能光热系统、光伏系统工程的竣工验收应对下列资料进行核查：

1 设计文件、设计变更文件、协商记录、图纸会审记录、竣工图纸；

2 主要材料、设备、仪表等相关出厂合格证、说明书和检验资料；

3 太阳能光热、光伏系统工程设计文件应包括：结构设计计算、集热量计算、发电量计算及阴影分析报告；

4 屋面防水检漏记录、外窗气密性能现场检验记录、隐蔽工程和分项工程验收记录、系统调试和试运行记录、系统试运行、监控、显示、计量等功能检验记录、系统性能测评报告和系统工程运行管理及使用维护说明书。

10 系统运行与维护

10.1 一般规定

10.1.1 民用建筑太阳能光热、光伏系统调试运行之前，应确认符合设计要求和国家现行相关标准的规定，工程项目应经过竣工验收并合格，产品及各部件应符合国家标准规范要求。

10.1.2 太阳能光热、光伏系统正式投运前，应编制现场运行与维护规程及应急预案，应确保运行维护人员具有相应的专业技能。

10.2 运行监测

10.2.1 太阳能光热、光伏系统启动前的准备环节应符合下列规定：

1 新投入或长期停运机组运行前应进行冲洗，机组启动前应对机组、辅助设备、安全附件进行检查与调试；

2 检查热工仪表及其电气设备是否完好，检查校验期及铅封装置是否有效；

3 检查压力表刻度盘指示工作压力的红线标志是否明显，在无压力时带限制钉的压力表指针应在限制钉处；

4 检查安全阀是否整定到规定的开启压力，铅封是否完整，泄放管是否畅通；

5 蓄电池上方和周围不得堆放杂物，应保障蓄电池正常通风，防止两极短路；

6 在并网逆变器等控制器表面，不得设置其他电气设备，应保证设备的通风环境。

10.2.2 太阳能光热、光伏系统的数据收集应符合下列规定：

1 应制定数据获取操作规程，明确数据收集的数据源，规范数据获取渠道及其获取数据格式、获取流程和获取方式，并定期评估数据获取操作规程的合规性；

2 测量数据采集频率和存贮周期应满足太阳能光热、光伏系统的运行要求；

3 监控及数据采集系统宜配备实时瞬态模拟软件，软件应满足系统进行调度优化、故障检测定位、工况预测、负荷预测及调度员培训的功能。

10.2.3 太阳能光热、光伏系统的数据采集与监测系统应符合下列规定：

1 检测与监控内容宜包括参数检测、参数与设备状态显示、自动调节与控制、工况自动转换、设备连锁与自动保护、能量计量以及中央监控与管理；

2 系统规模大，光热、光伏设备多且相关联各部分相距较远时，应采用集中监控系统；

3 不具备集中监控系统条件的光热、光伏系统，宜采用就地控制系统；

4 系统的参数检测应采用集中监控系统控制的动力设备，应就近设置手动控制装置；

5 系统应对下列参数进行监控与测量：

- 1) 集热系统的温度和压力；
- 2) 蓄热水池（罐）的温度和液位；
- 3) 换热器的进出压力、温度；
- 4) 过滤阀的进出压力；
- 5) 水泵启停状态；
- 6) 光伏组串电流、电压及发电功率；
- 7) 蓄电池的充放电功率等。

6 集中监控系统应设置与测量仪表相同的测量精度，显示各系统运行参数和设备状态。

10.2.4 对于西藏地域偏远的乡村、农牧区、哨所等太阳能光热和光伏应用场景，监控平台宜采用无人值守的数据监控系统，维护人员应定期维护。

10.2.5 太阳能光热系统的传感器和执行器选取应符合下列规定：

- 1 温度传感器、压力（压差）传感器、流量传感器应选择连续模拟量输出的传感器；
- 2 温度、湿度传感器的测量范围应为测点温度范围的 1.2~1.5 倍，太阳能集热器及供暖（或热水）供、回水管温差的两个温度传感器应成对选用，且温度偏差系数应同为正或负；
- 3 压力（压差）传感器的量程宜为该点压力（压差）正常变化范围的 1.2~1.3 倍，安装在同一建筑层的同一水系统上的压力（压差）传感器宜处于同一标高；
- 4 流量传感器的量程宜为系统最大工作流量的 1.2~1.3 倍，安装位置应满足产品使用要求。

10.3 维护管理

10.3.1 太阳能光热系统的系统检查环节应符合下列规定：

- 1 充水后，检查法兰连接处和阀门等有无泄漏，如有泄漏，应更换填料或修理；
- 2 检查供电电源是否符合机组设备所需额定电压，检查控制回路是否正常；
- 3 检查供气压力是否达到要求、阀门开关位置是否正确、阀门是否密闭。

10.3.2 太阳能光热系统的系统安全检查环节应符合下列规定：

- 1 每年应对防冻液的特性及整体质量进行检查，在系统启动时对介质进行取样送检；
- 2 应检查集热器阵列中温度传感器是否损坏、是否有渗漏点及周围隔离盒的湿度是否符合要求；

- 3 应定期检查太阳能集热系统的渗漏点并定期清扫或冲洗集热器表面的灰尘；
- 4 供暖前须查看蓄热水池/罐温度，如果蓄热水池/罐的蓄热量及温度达不到供暖要求标准时，则需要运行集热一次循环泵，以保证每日产热量和供热量匹配；
- 5 供暖前应检查系统中的防冻液是否缺失并定期检测防冻液是否泄漏。

10.3.3 太阳能光热系统的运维与管理应符合下列规定：

- 1 应每天观察集热系统和供热管网（或热水终端）压力，若有持续下降应查明原因并修复故障；
- 2 应避免太阳能集热器在运行过程中发生长期空晒、闷晒以及液态传热工质冻结现象，在非供暖期应遮挡未运行的太阳能集热器；
- 3 应定期检查换热器和过滤阀进出压差，发现堵塞时，应尽快采取清理措施；
- 4 应定期校核太阳能集热器温度、压力、流量；蓄热水池/罐温度和液位；供热管网温度和压力等参数是否正常；
- 5 远程监控系统应支持与其他信息系统进行数据共享并满足安全性、可靠性、可维护性和可扩展性的要求。

10.3.4 太阳能光伏系统的检查应符合下列规定：

- 1 应定期检查光伏方阵的遮挡与积灰情况，宜安装光伏组件自动清洗系统；
- 2 应定期检查光伏组件、支架等连接处或活动部件的紧固情况，出现腐蚀、老化、损坏时应及时维修；
- 3 雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查光伏阵列，发现异常及时进行处理；
- 4 应定期检查电气设备，当逆变器、断路器、熔断装置等设备异常时，应及时修复；
- 5 应定期检查蓄电设备及接线端子等，出现松动、腐蚀时应及时维修。

10.3.5 太阳能光伏系统的运维与管理应符合下列规定：

- 1 光伏组件运维过程中不应损坏光伏组件表面、支撑系统稳固性和建筑物结构性能；
- 2 光伏组件出现封装材料及边框破损、腐蚀、灼焦和明显的颜色变化，以及封装结构内部出现明显结露、进水及气泡时应及时维护或更换；
- 3 光伏组件接线盒出现变形、干裂、烧毁、电缆破损和接线端子接触不良时应及时维护；
- 4 光伏系统中蓄电池等设备的运维应符合现行电力行业标准《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 的相关规定。

10.3.6 太阳能光热、光伏系统的数据运维管理应符合下列规定：

- 1 测试数据应在管理系统平台中以分类、分区、分项计量的形式进行管理；
- 2 平台数据运维管理功能应支持对平台的硬件资源、软件资源、数据资源等进行管理；
- 3 应支持数据报表、可视化图表等多种形式展示运维统计结果。

11 节能减排与经济效益评估

11.1 一般规定

11.1.1 太阳能光热、光伏系统工程设计阶段应进行节能减排和经济效益分析，实际运行阶段应进行效益评价，工程设计文件应包括节能减排和经济效益分析计算书。

11.1.2 太阳能光热、光伏系统工程效益评价应依据系统实际运行能耗的定期检测或长期监测结果进行。

11.1.3 建筑碳排放的计算范围应包含建设工程规划许可证范围内能源消耗产生的碳排放量和太阳能光热、光伏系统的减碳量。

11.2 效益分析

11.2.1 设计阶段太阳能光热、光伏系统工程效益分析采用的参数应与设计施工图一致。

11.2.2 效益分析计算书应包括系统的年常规能源替代量、年二氧化碳减排量和费效比，分析计算应符合下列规定：

1 太阳能光热、光伏系统工程的常规能源替代量 Q_i 应按下列公式计算：

$$Q_i = D \cdot E_s + \frac{Q_{sj}}{\eta_i} \quad (11.2.2-1)$$

式中： Q_i ——太阳能光热、光伏系统工程的常规能源替代量(kgce)；

Q_{sj} ——全年太阳能集热系统得热量(MJ)，若未采用太阳能集热系统则取 0；

E_s ——太阳能光伏系统年发电量(kWh)，若未采用太阳能光伏系统则取 0；

D ——每千瓦时电量折合所耗标准煤(kgce/kWh)，根据国家统计局最近 2 年内公布的火力发电标准耗煤水平确定，并在折标煤量结果中注明该折标系数的公布时间及折标量；

q ——标准煤热值(MJ/kgce)，本规程取 $q=29.307$ MJ/kgce；

η_i ——以传统能源为热源时的运行效率，按项目立项文件选取。

2 太阳能光热、光伏系统工程的二氧化碳减排量 Q_{eq} 应按下列公式计算：

$$Q_{eq} = Q_i \cdot V_{eq} \quad (11.2.2-2)$$

式中： Q_i ——太阳能光热、光伏系统工程的常规能源替代量(kgce)；

V_{eq} ——标准煤的二氧化碳排放因子(kg/kgce)，本规程取 $V_{eq}=2.47$ kg/kgce。

3 太阳能光热、光伏系统工程的费效比 CBR 应按下列公式计算：

$$CBR = \frac{3.6 \times (C_{\text{集}} + C_{\text{光}})}{Q \times q \times N} \quad (11.2.2-3)$$

式中：CBR——太阳能光热、光伏系统工程的费效比(元/kWh)；

$C_{\text{集}}$ ——太阳能集热系统的增量成本(元)，增量成本依据项目单位提供的项目决算书进行核算，项目决算书中应对可再生能源的增量成本有明确的计算和说明，若未采用太阳能集热系统则取 0；

$C_{\text{光}}$ ——太阳能光伏系统的增量成本(元)，增量成本依据项目单位提供的项目决算书进行核算，项目决算书中应对可再生能源的增量成本有明确的计算和说明，若未采用太阳能光伏系统则取 0；

Q ——太阳能光热、光伏系统工程的常规能源替代量(kgce)；

q ——标准煤热值(MJ/kgce)，本规程取 $q=29.307$ MJ/kgce；

N ——系统寿命期，根据项目立项文件等资料确定，当无明确规定，取 $N=15$ 年。

11.3 效益评价

11.3.1 民用建筑太阳能光热光伏系统碳排放计算应符合下列规定：

- 1 建筑室内环境计算参数应与设计参数一致、并应符合国家现行相关标准的要求；
- 2 气象参数的选取应符合现行行业标准《建筑节能气象参数标准》JGJ/T 346 的相关规定。

11.3.2 太阳能光热、光伏系统工程短期测试应按现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 中的短期测试、评价和分级相关规定进行。

11.3.3 太阳能光热、光伏系统工程长期测试应按现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 中的长期测试、评价和分级相关规定进行。

11.3.4 太阳能供暖系统的性能测试应包括：集热系统效率、系统总能耗、集热系统得热量、蓄热水箱热损因数、供热水温度、室内温度。

11.3.5 太阳能光伏系统的性能测试应包括：系统光电转换效率、光伏组件背板温度、并网光伏系统的光伏发电建筑自消纳比例。

11.3.6 太阳能光热、光伏系统工程效益评价应符合下列规定：

- 1 太阳能光伏系统的光电转换效率应符合设计文件的规定，当设计文件无明确规定时应

符合表 8.5.3 的规定，且光伏系统的年发电量、光伏组件背板最高工作温度、建筑自消纳比例应在效益评价报告中给出；

2 太阳能供暖系统的常规能源替代量、费效比、二氧化碳减排量应符合项目立项可行性研究报告等相关文件的规定，当无文件明确规定时，应在评价报告中给出。

附录 A 西藏自治区水平面年均太阳总辐射区域分布表

最丰富 A 区 $G \geq 7000$ MJ/(m ² ·a)	最丰富 B 区 $6300 \leq G < 7000$ MJ/(m ² ·a)	很丰富 A 区 $5600 \leq G < 6300$ MJ/(m ² ·a)	很丰富 B 区 $5040 \leq G < 5600$ MJ/(m ² ·a)	丰富 A 区 $4400 \leq G < 5040$ MJ/(m ² ·a)	丰富 B 区 $3780 \leq G < 4400$ MJ/(m ² ·a)
日土县 噶尔县 (狮泉河) 札达县 革吉县 八宿县	改则县 普兰县 仲巴县 措勤县 昂仁县 拉孜县 萨迦县 日喀则市 谢通门县 定日县 定结县 岗巴县 白朗县 仁布县 尼木县 贡嘎县 曲水县 江孜县 康马县 拉萨市 墨竹工卡县 达孜县 扎囊县 乃东县 (泽当) 隆子县 那曲县	芒康县 察雅县 昌都县 萨嘎县 吉隆县 聂拉木县 南木林县 浪卡子县 桑日县 琼结县 堆龙德庆县 当雄县 曲松县 加查县 郎县 错那县 措美县 尼玛县 申扎县 班戈县 安多县 林周县 聂荣县 双湖县 亚东县 (帕里) 洛扎县 贡觉县	洛隆县 边坝县 嘉黎县 左贡县 工布江达县 巴青县 索县 比如县 丁青县 江达县 类乌齐县	墨脱县 林芝县 米林县	波密县 察隅县

附录 B 西藏自治区太阳辐射设计参数

地区名称	水平面 12 月 月平均总辐射[MJ/m ²]	倾斜面 12 月 月平均总辐射[MJ/m ²]	水平面年平均 总辐射[MJ/(m ² ·a)]	倾斜面年平均 总辐射[MJ/(m ² ·a)]
贡嘎	393	724	6420	7934
狮泉河	417	685	7819	9190
改则	357	623	6442	7682
普兰	368	633	6472	7896
八宿	486	884	7058	8652
昌都	360	584	5913	6951
丁青	342	690	5496	6881
类乌齐	326	458	5163	5613
洛隆	329	509	5582	6417
芒康	372	553	5747	6432
左贡	308	473	5265	6013
拉萨	383	671	6302	7667
当雄	374	677	6083	7476
墨竹工卡	405	796	6486	8231
尼木	387	712	6360	8013
安多	347	650	5887	7221
班戈	351	522	5903	6617
比如	286	431	5227	5859
嘉黎	338	616	5536	6726
那曲	403	597	6559	7367
申扎	351	528	6143	6902
索县	313	435	5359	5811
定日	429	826	6818	8786
江孜	421	744	6579	8111
拉孜	395	709	6397	7857
南木林	352	638	6114	7546
聂拉木	341	488	5696	6209
日喀则	398	698	6503	7977
帕里	428	794	5821	7530
错那	409	660	5777	6637
加查	360	654	5791	7382
浪卡子	406	758	6107	7253
隆子	416	648	6365	7276
泽当	388	618	6423	7515
琼结	381	661	5787	6615
波密	285	457	4252	4836
察隅	283	421	4385	4938
林芝	326	506	4914	5633
米林	302	409	4498	4822

注：倾斜面以当地纬度为倾角。

附录 C 水平面辐射至倾斜面辐射的折算公式

水平面辐射数据转化为倾斜面上的辐射数据应采用以下折算公式：

$$I_b = \frac{\cos \theta}{\sin \alpha} H_b \quad (C-1)$$

$$I_d = \frac{1 + \cos \beta}{2} H_d \quad (C-2)$$

$$I_r = 0.2 \times \frac{1 - \cos \beta}{2} (I_b + I_d) \quad (C-3)$$

$$I_g = I_b + I_d + I_r \quad (C-4)$$

式中： H_b ——水平面上的直射辐射(MJ/m²)；

H_d ——水平面上的散射辐射(MJ/m²)；

I_b ——倾斜面上的直射辐射(MJ/m²)；

I_d ——倾斜面上的散射辐射(MJ/m²)；

I_r ——反射辐射(MJ/m²)；

I_g ——倾斜面上的总辐射(MJ/m²)；

γ ——光伏板的方位角(°)；

β ——光伏板的倾斜角度(°)；

α ——逐时太阳高度角(°)；

θ ——逐时阳光入射角(°)；倾斜角度 β 及方位角 γ 的影响出现在 $\cos \theta$ 项内。

附录 D 西藏自治区建筑南立面太阳平均辐照度及辐射温差比

名称	年平均南向垂直面 太阳平均辐照度[MJ/m ²]	1月南向垂直面 太阳平均辐照度[MJ/m ²]	辐射温差比[W/(m ² ·K)]
贡嘎	5757	820	48
狮泉河	5756	675	25
改则	5173	647	27
普兰	5561	650	32
八宿	6299	970	76
昌都	4880	600	42
丁青	5200	620	35
类乌齐	3459	414	23
洛隆	4337	773	46
芒康	4072	534	26
左贡	4136	526	35
拉萨	5477	787	48
当雄	5419	742	34
墨竹工卡	6136	803	41
尼木	5983	1075	59
安多	5193	687	26
班戈	4096	484	21
比如	3854	423	30
嘉黎	4914	626	30
那曲	4554	540	24
申扎	4250	492	22
索县	3474	379	21
定日	6599	1050	43
江孜	5836	897	42
拉孜	5647	794	44
南木林	5516	693	42
聂拉木	3741	428	29
日喀则	5713	808	42
帕里	5938	1106	43
错那	4441	611	25
加查	5746	1105	75
浪卡子	5085	762	37
隆子	4680	631	29
泽当	5140	680	46
琼结	4424	574	36
波密	3416	413	46
察隅	3447	472	73
林芝	3915	573	50
米林	2962	344	34

注：【辐射温差比】累年 1 月南向垂直面太阳平均辐照度与 1 月室内外温差的比值。

附录 E 围护结构差异化保温设计计算方法

E.1 采用差异化保温设计时，建筑不同朝向非透光围护结构传热系数的相关性应按下列公式计算：

$$K_s^* = xK_n^* = yK_{ew}^* \quad (\text{E-1})$$

$$x = \frac{(t_i - \bar{t}_{se-n})}{(t_i - \bar{t}_{se-s})} \quad (\text{E-2})$$

$$y = \frac{(t_i - \bar{t}_{se-e-w})}{(t_i - \bar{t}_{se-s})} \quad (\text{E-3})$$

$$\bar{t}_{se-e-w} = \frac{\bar{t}_{se-e} + \bar{t}_{se-w}}{2} \quad (\text{E-4})$$

式中： K_s^* 、 K_n^* ——分别为南向、北向外墙的非平衡传热系数($\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$)；

K_{ew}^* ——东西向外墙的平均非平衡传热系数($\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$)；

x 、 y ——大于 1 的系数，按式(E-2)、式(E-3)计算；

t_i ——冬季室内计算温度($^{\circ}\text{C}$)；

$\bar{t}_{se-s}$ 、 $\bar{t}_{se-n}$ 、 $\bar{t}_{se-e}$ 、 $\bar{t}_{se-w}$ ——分别为南向、北向、东向、西向外墙的供暖期平均室外综合温度值($^{\circ}\text{C}$)；

$\bar{t}_{se-e-w}$ ——东向、西向外墙供暖期平均室外综合温度值的平均值($^{\circ}\text{C}$)。

注：1 “差异化保温”是指太阳辐射热作用较大的地区，因太阳热作用随供暖建筑围护结构朝向不同而差异明显，为使不同朝向外墙及屋面传热失热热流密度相等，而对不同朝向外墙及屋面采用了不同的传热系数。

2 “非平衡传热系数 K_s^* ”是指采用差异化保温设计确定的不同朝向非透光围护结构的传热系数。

E.2 平均室外综合温度应按下式计算：

$$\bar{t}_{se} = \bar{t}_e + \frac{\rho_s \cdot \bar{I}}{\alpha_s} \quad (\text{E-5})$$

式中： $\bar{t}_{zs}$ ——平均室外综合温度(℃)；

$\bar{t}_e$ ——供暖期室外平均温度(℃)，应按现行国家标准《民用建筑热工设计规范》GB 50176 的相关规定取值；

$\bar{I}$ ——水平或垂直面上的太阳辐射照度平均值(W/m²)，应按现行行业标准《建筑节能气象参数标准》JGJ/T 346 的相关规定取值；

ρ_s ——太阳辐射吸收系数，应按现行国家标准《民用建筑热工设计规范》GB 50176 附录 B 表 B.5 的相关规定取值；

α_e ——外表面换热系数，应按现行国家标准《民用建筑热工设计规范》GB 50176 的相关规定取值。

E.3 根据本规范附录 E 第 E.1 条进行建筑外墙的调整验算与设计时， K_i^* 、 K_e^* 、 K_{iw}^* 的最终取值应符合现行国家标准《民用建筑热工设计规范》GB 50176 的相关规定。

附录 F 典型玻璃配合不同窗框的整窗传热系数

表 F-1 典型玻璃配合不同窗框的整窗传热系数 单位: $W/(m^2 \cdot K)$

玻璃品种		玻璃中部传热系数 K_g	整窗传热系数 K		
			不隔热金属型材 $K_f=10.8$ 框面积: 15%	隔热金属型材 $K_f=5.8$ 框面积: 20%	塑料型材 $K_f=2.7$ 框面积: 25%
透明	3 mm 透明玻璃	5.8	6.6	5.8	5.0
	6 mm 透明玻璃	5.7	6.5	5.7	4.9
	12 mm 透明玻璃	5.5	6.3	5.6	4.8
吸热	5 mm 绿色吸热玻璃	5.7	6.5	5.7	4.9
	6 mm 蓝色吸热玻璃	5.7	6.5	5.7	4.9
	5 mm 茶色吸热玻璃	5.7	6.5	5.7	4.9
	6 mm 灰色吸热玻璃	5.7	6.5	5.7	4.9
热反射玻璃	6 mm 高透光热反射玻璃	5.7	6.5	5.7	4.9
	6 mm 中透光热反射玻璃	5.4	6.2	5.5	4.7
	6 mm 低透光热反射玻璃	4.6	5.5	4.8	4.1
	6 mm 特低透光热反射玻璃	4.6	5.5	4.8	4.1
单片 Low-E	6 mm 高透光 Low-E 玻璃	3.6	4.7	4.0	3.4
	6 mm 中透光 Low-E 玻璃	3.5	4.6	4.0	3.3
中空玻璃	6透明+12空气+6透明	2.8	4.0	3.4	2.8
	6绿色吸热+12空气+6透明	2.8	4.0	3.4	2.8
	6灰色吸热+12空气+6透明	2.8	4.0	3.4	2.8
	6中等透光热反射+12空气+6透明	2.4	3.7	3.1	2.5
	6低透光热反射+12空气+6透明	2.3	3.6	3.1	2.4
	6高透光 Low-E+12空气+6透明	1.9	3.2	2.7	2.1
	6中透光 Low-E+12空气+6透明	1.8	3.2	2.6	2.0

	6 较低透光 Low-E+12 空气+6 透明	1.8	3.2	2.6	2.0
	6 低透光 Low-E+12 空气+6 透明	1.8	3.2	2.6	2.0
	6 高透光 Low-E+12 空气+12 氩气	1.5	2.9	2.4	1.8
	6 中透光 Low-E+12 空气+12 氩气	1.4	2.8	2.3	1.7

表 F-2 典型玻璃配合不同窗框的整窗传热系数 单位: $W/(m^2 \cdot K)$

玻璃品种		玻璃中部传热系数 K_g	整窗传热系数 K	
			隔热金属型材 $K_f=5.0$ 框面积: 20%	塑料型材 $K_f=2.2$ 框面积: 25%
中空玻璃	6 透明+12 空气+6 透明	2.8	3.2	2.7
	6 绿色吸热+12 空气+6 透明	2.8	3.2	2.7
	6 灰色吸热+12 空气+6 透明	2.8	3.2	2.7
	6 中等透光热反射+12 空气+6 透明	2.4	2.9	2.4
	6 低透光热反射+12 空气+6 透明	2.3	2.8	2.3
	6 高透光 Low-E+12 空气+6 透明	1.9	2.5	2.0
	6 中透光 Low-E+12 空气+6 透明	1.8	2.4	1.9
	6 较低透光 Low-E+12 空气+6 透明	1.8	2.4	1.9
	6 低透光 Low-E+12 空气+6 透明	1.8	2.4	1.9
	6 高透光 Low-E+12 空气+12 氩气	1.5	2.2	1.7
	6 中透光 Low-E+12 空气+12 氩气	1.4	2.1	1.6

附录 G 蓄热系统容积计算方法

在太阳能供暖蓄热周期内，假定设计太阳能保证率 f_n 为 1，则热量平衡如式（G-1）所示。其中系统的热损失占有效太阳能集热量的比例为 η_L ，两者的综合传热计算式如式（G-2）所示。因此以典型日为蓄热周期，对太阳能系统的蓄热量在时间段 $\tau_1 \sim \tau_2$ （考虑系统损失的有效太阳能集热量大于建筑热负荷的时间段）进行积分。若以连续阴天为蓄热周期，则蓄热量为预先存储的能安全度过连续阴天的需热量，积分时间段为最长连续阴天时长。

$$Q_s = \int_{\tau_1}^{\tau_2} [Q_u(\tau) - Q_{\text{load}}(\tau) - Q_{\text{loss}}(\tau)] d\tau \quad (\text{G-1})$$

$$Q_u(\tau) - Q_{\text{loss}}(\tau) = A_c I_{\theta}(\tau) \eta_{\text{cd}} (1 - \eta_L) \quad (\text{G-2})$$

$$A_c = \frac{Q_{\text{load}} f_n}{I_{\theta} \eta_{\text{cd}} (1 - \eta_L)} \quad (\text{G-3})$$

$$V_s = \frac{Q_s}{\rho_w c_w (\bar{T}_s - T_{\text{sup}})} = \frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} [Q_u(\tau) - Q_{\text{loss}}(\tau) - Q_{\text{load}}(\tau)] d\tau}{\rho_w c_w (\bar{T}_s - T_{\text{sup}})} \quad (\text{G-4})$$

式中： Q_s ——系统的蓄热量(J)；

$Q_u(\tau)$ 、 $Q_{\text{load}}(\tau)$ 、 $Q_{\text{loss}}(\tau)$ ——分别为 τ 时刻的太阳能有效集热量、供暖热负荷及系统热损失(W)；

A_c ——集热器的面积(m^2)；

$I_{\theta}(\tau)$ —— τ 时刻的太阳辐照度(W/m^2)；

η_{cd} ——集热器的平均效率；

Q_{load} ——蓄热周期内累积的建筑热负荷(J)；

I_{θ} ——蓄热周期内累积的太阳总辐射量(J/m^2)；

V_s ——蓄热水箱容积(m^3)；

ρ_w ——水的密度(kg/m^3)；

c_w ——水的比热容($\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$)；

$\bar{T}_s$ 、 T_{sup} ——分别为水箱设计的平均水温和供暖供水温度(K)。

附录 H 太阳能集热场阻力不平衡率计算方法

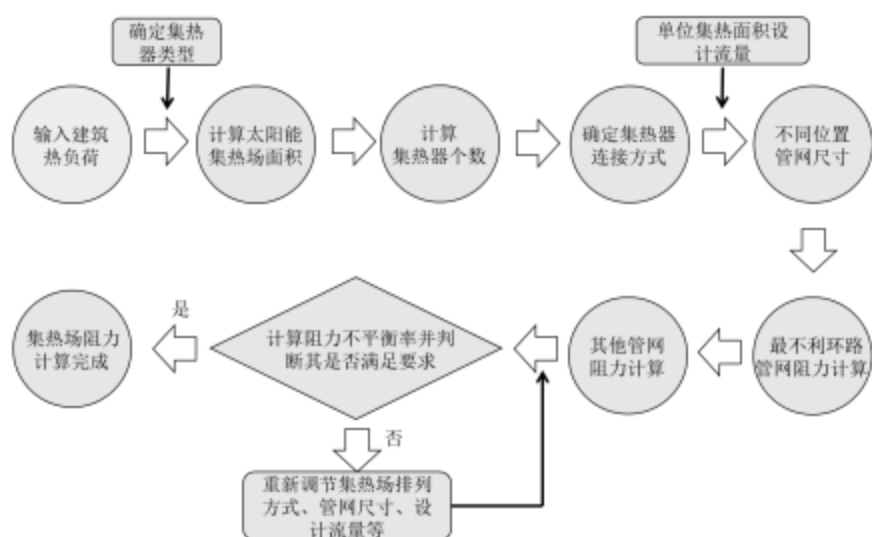


图 H.1 太阳能集热场阻力不平衡率及阻力计算流程

集热场内各支路流量分配不均主要原因在于各支路阻力不平衡，通过控制支路不平衡率可使流量分配更均匀，本规程条文要求支路不平衡率应小于 10%。以最不利支路阻力为基准，其余各支路阻力不平衡率可通过下面的表达式计算得出：

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P_0 - \Delta P_i}{\Delta P_i} \quad (\text{H-1})$$

式中： $\Delta P\%$ ——支路阻力不平衡率；

ΔP_0 ——最不利支路阻力(kPa)；

ΔP_i ——其余支路阻力(kPa)。

附录 I 分散式太阳能供暖系统太阳能保证率计算流程

分散式太阳能供暖系统太阳能保证率及集热器铺设面积可参照图 I.1 进行计算。

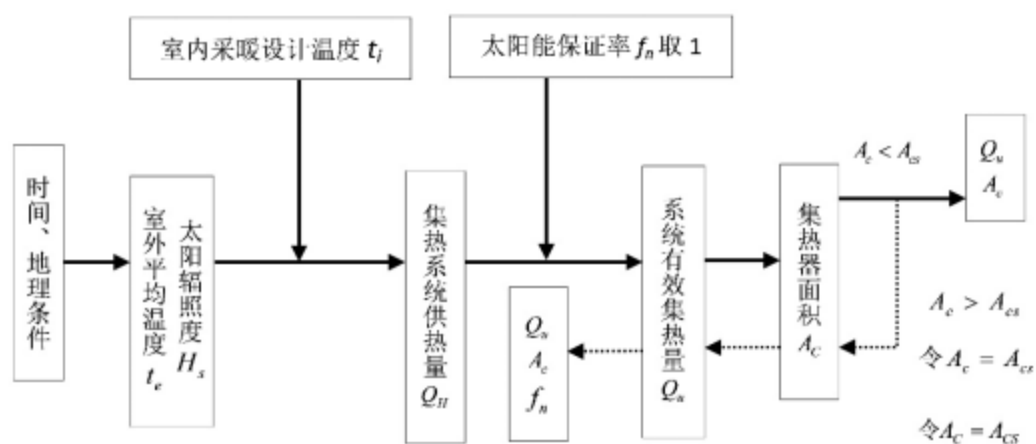


图 I.1 分散式太阳能供暖系统太阳能保证率计算流程

本规程用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待，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该这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的采用“可”。

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

引用标准名录

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本规程必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本规程；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本规程。

- 1 《民用建筑热工设计规范》 GB 50176
- 2 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB 55015
- 3 《民用建筑节能技术标准》 DB54/T 0275
- 4 《太阳能资源等级 总辐射》 GB/T 31155
- 5 《城市居住区规划设计规范》 GB 50180
- 6 《被动式太阳能建筑技术规范》 JGJ/T 267
- 7 《太阳能供热采暖工程技术标准》 GB 50495
- 8 《建筑给水排水设计标准》 GB 50015
- 9 《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》 GB 50364
- 10 《平板型太阳能集热器》 GB/T 6424
- 11 《真空管型太阳能集热器》 GB/T 17581
- 12 《建筑模数协调标准》 GB/T 50002
- 13 《光伏发电系统效能规范》 NB/T 10394
- 14 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057
- 15 《光伏发电站防雷技术要求》 GB/T 32512
- 16 《光伏发电站防雷技术规程》 DL/T 1364
- 17 《电化学储能电站设计规范》 GB 51048
- 18 《电力系统电化学储能系统通用技术条件》 GB/T 36558
- 19 《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》 GB 50242
- 20 《通风与空调工程施工质量验收规范》 GB 50243
- 21 《城镇供热管网工程施工及验收规范》 CJJ 28
- 22 《设备及管道保温设计导则》 GB/T 8175
- 23 《光伏发电站施工规范》 GB 50794

- 24 《建筑电气工程施工质量验收规范》 GB 50303
- 25 《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》 GB/T 19064
- 26 《光伏电站性能评估技术规范》 GB/T 39854
- 27 《钢结构工程施工质量验收标准》 GB 50205
- 28 《可再生能源建筑应用工程评价标准》 GB/T 50801
- 29 《太阳能热水系统能量监测》 GB/T 29724
- 30 《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
- 31 《建筑节能气象参数标准》 JGJ/T 346
- 32 《建筑节能工程施工质量验收标准》 GB 50411

西藏自治区地方标准

民用建筑太阳能应用技术规程

附：条文说明

编制说明

西藏自治区地方标准《民用建筑太阳能应用技术规程》经西藏自治区市场监督管理局批准立项。本规程在编制过程中，编制组进行了广泛的调查研究，认真总结工程实践经验，参考有关国内标准和国外先进标准，并在广泛征求意见的基础上，对主要问题进行了反复讨论、协调，最终确定各项技术要求。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规程时正确理解和执行条文规定，《民用建筑太阳能应用技术规程》编制组按章、节、条顺序编制了本规程的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需要注意的有关事项进行了说明。但是，本条文说明不具备与规程正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握规程规定的参考。

1 总 则

1.0.1 在国家“碳达峰、碳中和”双碳战略总体布局下，利用西藏高原丰富的太阳能资源解决建筑用能问题，是推动建筑行业实现绿色低碳发展的重要技术路径。住房和城乡建设部印发的《“十四五”建筑节能与绿色建筑发展规划》中指出，十四五期间要进一步提高建筑节能水平、优化建筑用能结构、提升可再生能源应用占比，为城乡建设领域 2030 年前碳达峰奠定坚实基础。《西藏自治区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出把发展清洁低碳与安全高效能源作为调整能源结构的主攻方向，科学开发太阳能、地热能等新能源。西藏太阳能资源居全国首位，年均太阳辐照总量达 $6000\sim 8000\text{ MJ/m}^2$ ，年均日照时数约 3000 h，为推动西藏高原地区民用建筑太阳能利用技术的高质量发展，进一步降低建筑运行阶段的能耗与碳排放，而制定本规程。

1.0.2 本条文规定了西藏自治区民用建筑中太阳能应用技术的适用范围，适用于在新建、扩建、改建的以及既有建筑低碳改造的民用建筑中采用被动式太阳能技术、主动太阳能热水与供暖系统以及光伏电气系统，以及在既有建筑上增设或改造太阳能光热、光伏等系统设施，内容涵盖了系统设计、设备安装与调试、工程验收、运行维护及效益评估。

1.0.3 西藏自治区平均海拔 4000 m 以上，具有高寒、大温差、低气压、缺氧、干燥、强紫外等极端气候条件。其中那曲、阿里、日喀则属于严寒气候区，拉萨、昌都、山南、林芝属于寒冷气候区，受强太阳辐射得热和长波辐射失热影响，各地区气温日较差普遍大于 $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ；此外，西藏高原地区平均大气压（ $58.9\sim 70.5\text{ kPa}$ ）明显低于平原地区，当地极度缺氧（仅为平原地区的 60% 左右）；西藏大部分地区气候干燥，尤其冬季日均相对湿度常处于 10% 以下；由于西藏各地大气层薄、透明度高，当地紫外线强度约为内地的 6 倍以上。西藏自治区极端气候有别于平原地区，属于高原特有的气候特征，民用建筑太阳能应用技术应与当地气候特征相适宜。西藏高原当地形成了极具民族特色的地域建筑文化，太阳能利用技术与建筑结合应遵循与当地建筑文化风貌相适宜的原则；考虑西藏高原特殊气候以及社会经济发展水平，为确保太阳能应用技术的创新与可持续发展，建筑太阳能利用技术的设计与应用还应遵循安全耐久、经济合理、技术先进可靠的原则。

1.0.4 西藏自治区民用建筑太阳能利用应遵循“建筑高效保温先行、被动太阳能利用优先、主动光热光电系统保障”全链条节能策略。首先，应根据不同地区太阳能资源条件和建筑不同朝向太阳辐射得热差异，采用建筑差异化保温技术；其次，应优先利用被动太阳能技术，在提升建筑基础室温的同时最大限度地降低建筑供暖能耗；最后，应以高能效太阳能光热光

电设备系统进行能量补充，确保满足建筑室内环境设计参数和使用功能要求。

3 基本规定

3.0.2 现行国家标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 和现行西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 中已提出被动技术优先、主动技术补充的总体思路。根据工程实例和实地调研，在西藏民用建筑中被动式太阳能技术已发挥较好的室内热环境提升效果。因此，在西藏太阳能富集区应进一步推广和强化被动太阳能的应用，因地制宜地将被动太阳能技术运用到建筑设计中。其次，根据建筑的用热、用电负荷需求，以光热、光伏技术作为供能系统的补充，合理设计主动光热或光伏系统的设备容量，确保被动技术与主动系统的协调配合，构建起被动太阳能技术优先、主动光热或光伏系统补充的太阳能应用原则。

3.0.3 西藏高原地域辽阔、气候条件多样，且各地经济水平差异较大，因此太阳能应用技术形式的选用应根据各地实际情况，遵循“宜热则热、宜电则电”原则选择适宜的技术类型。对于城镇住宅建筑、办公建筑、教学建筑等单栋或社区级建筑具有供暖、供电和卫生热水等多样的用能需求，且城镇地区系统维护检修较为便利，因此可采用太阳能光热系统或光伏发电系统为建筑进行供热、供电；对于偏远乡村或农牧区住宅建筑，由于远离城镇，维护检修困难，可采用可靠稳定性更高的光伏发电系统为建筑供暖、供电；对于城镇、区域或建筑群，若周边具有可利用的空旷场地，可采用太阳能集中供暖系统，有利于集中管理维护，提高太阳能光热系统的稳定性和供热品质。

3.0.5 太阳能供暖系统、卫生热水系统、光伏发电系统的设备容量确定是系统设计的核心内容，太阳能光热、光伏系统的设备容量设计一方面要考虑当地太阳能资源条件，另一方面需考虑建筑供暖、用电、卫生热水负荷需求，因此，太阳能光热、光伏系统的设备容量应根据西藏高原地区的气候条件、太阳能资源、建筑类型、用能方式和生活规律等因素综合分析权衡确定。

3.0.7 西藏高原具有强辐射、强紫外、低气压、大温差等特殊气候条件，太阳能光热和光伏系统产品的选用需要充分考虑当地的极端气候条件，要求产品在寿命期内应能够稳定、可靠运行，并与当地运行管理水平相适宜，确保系统的正常、高效运行。

3.0.8 根据国家现行规范《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 要求，太阳能热利用系统中的太阳能集热器设计使用寿命应不低于 15 年，太阳能光伏发电系统中的光伏组件设计使用寿命应不低于 25 年。在西藏高原极端气候区，本规程仍遵循国家标准规范中关于系统设备组件的使用寿命的高标准要求。

3.0.9 西藏自治区民用新建建筑本体上设置太阳能光热与（或）光伏系统时应统一规划和设计，以确保其与主体建筑在设计、施工和验收过程中协调一致，满足太阳能在建筑中高效利用的同时，提升太阳能建筑的一体化水平。

4 太阳辐射资源区划与设计参数

4.2 太阳辐射资源区划

4.2.1 本条文原始数据来源于中国气象局 1991~2020 年的逐日气象数据，在此基础上结合太阳辐射数据补全模型获得 30 年逐日太阳辐射数据。使用 1991~2020 年 30 年的逐日太阳辐射数据重新计算水平面年太阳辐照总量。

《太阳能资源等级总辐射》GB/T 31155 中将太阳能资源等级分为最丰富、很丰富、丰富、一般四个等级。鉴于西藏自治区太阳辐射资源均处于丰富区以上，主要为最丰富、很丰富、丰富三个分区。为提高分区精细化程度，便于西藏各个地区民用建筑太阳能应用，本标准在原有标准基础上将其他三个分区扩充至西藏最丰富（A 区、B 区）、西藏很丰富（A 区、B 区）、西藏丰富（A 区、B 区）六个区，并对西藏的主要县市进行了划分。

4.3 太阳辐射设计参数

4.3.1~4.3.5 根据西藏自治区部分气象台站 1991~2020 年 30 年的逐日太阳辐射数据，结合 Collares-Pereira and Rabl 总辐射逐时化模型，获得水平面逐时太阳辐射数据，同时扩充了台站数，将相关参数对应的台站扩充至县市一级（39 个县区）。并利用倾斜面辐射转换计算公式（附录 C），计算得到各地区当地纬度倾斜面、南立面上的逐时太阳辐射值。对各地区水平面和当地纬度倾斜面上的 12 月平均、年平均太阳辐射、南立面太阳辐射等参数进行补充更新。

5 太阳能收集条件与场地规划

5.1 一般规定

5.1.1 在西藏太阳能资源分区的基础上,为使民用建筑更好地利用太阳能,关键在于掌握太阳照射到区域、建筑本体、表面部位的可接收面积、相互间遮挡、自遮挡以及日照间距,明确太阳能的采集和利用潜力。

西藏自治区大部分地区以冬季采暖为主,夏季空调能耗几乎为零,因此当地建筑中太阳能采集和利用应以满足冬季供暖为主。社区规划时应合理确定建筑朝向和布局,建筑间距、建筑高度、道路走向等因素都将对太阳能的采集和利用产生影响,应避免相互遮挡、防止阴影影响太阳能的采集;外部空间组织应充分考虑建筑周围的环境因素,应规避其对太阳辐射的遮挡;建筑形体设计应简洁、流畅,避免过多的凹凸和遮挡,尽可能多的设计出能够接收太阳能的表面,以适应不同时段太阳能入射角度;建筑内部空间应避免过多的隔墙和遮挡,且应将使用频率较高的房间布置在阳光充足的南向位置。

5.1.3 青藏高原分布着大量的孤岛型城镇,其周边太阳能收集场地条件充足,有利于发展太阳能集中供暖。在太阳能集中供暖的规划设计过程中,应着重考虑太阳能集热场、蓄热系统等场地要求;并统筹考虑与区域、建筑群的协调关系,一方面需要考虑太阳能集热场、蓄热系统对周围环境的影响,同时也要考虑太阳能集中供暖系统与现有或规划中建筑群的协调关系。

5.2 建筑太阳能利用

5.2.1 为在民用建筑中充分采集和利用太阳能,新建建筑朝向应尽量选择南北向或接近南北朝向,保证建筑的太阳辐射得热。考虑到西藏当地多河流、多山地等复杂地理条件,建筑建设受地形地貌限制,所以适当放宽了建筑的朝向范围,应处于南偏东或南偏西 15° 范围内。

5.2.3 建筑南向围护结构直接被太阳照射的表面积最大、接收的太阳辐射多,东、西向接收到的太阳辐射较少,而北向几乎无太阳辐射。因此,在建筑形体设计时应尽量提高建筑南向围护结构表面积、减少东、西、北向表面积,从而增强建筑的太阳辐射得热量。

5.2.5 建筑南向房间能够接收到更多的直接日照,可以增加室内温度,提高室内环境的舒适度;而北向房间接收到的日照较少,室内环境温度较低、热舒适度较差。因此,办公室、卧室、教室、宿舍、病房这类人员长期停留对热舒适度要求较高的房间宜布置在建筑南向;走道、电梯、卫生间、库房、设备房等人员短期停留对热舒适度要求较低的房间可布置在北

向。同时，使用功能相近的房间布置在建筑中同一区域有利于建筑分时分区供暖调控。

5.2.6 青藏高原昼夜温差大，日照丰富，在寒冷的冬季可利用丰富的日照通过南向透光围护结构进行采暖，设置阳光间或走廊等特殊空间，既可以增强建筑南向空间的太阳收集能力，提升室内热环境，又可以作为缓冲区，增强北向空间的保温能力，减少房间的热损失。

5.2.9 本条旨在指导在民用建筑上安装太阳能集热器和（或）光伏组件，确保太阳能设备的高效利用和按需安装：

第 1 款，太阳能集热器宜优先安装于建筑屋面，并测量统计屋面的可安装面积。安装太阳能集热器时，建筑屋面可安装面积的利用率不宜小于 70%；当建筑屋面的可安装面积足够大时，通过设计计算确定集热器安装面积，当建筑屋面的可安装面积小于太阳能集热器面积需求时，应合理设计集热器的安装方式，尽可能多利用屋面的可安装面积。

第 2 款，建筑南立面接收的太阳辐射能相对较多，可以确保安装的光伏组件获得充足的太阳辐射，从而保证光伏组件较高的发电效率，西立面和东立面接受到的太阳辐射相对较少，可作为光伏组件安装的备选位置。由于这两个立面接收太阳辐射的时间和强度与南立面存在差异，因此在选择安装位置时需要进行充分评估，以确保光伏组件的发电效率和稳定性。

5.3 社区太阳能利用

5.3.2 现行国家标准《城市居住区规划设计规范》GB 50180 规定建筑日照标准不应低于冬至日日照时间 2 h；现行国家标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 要求，不得因采用被动式太阳能技术、布置太阳能光热、光伏系统而降低相邻建筑的日照标准。因此，社区建筑日照间距应满足现行标准的要求，同时基于西藏地区气候条件和太阳日照时数长的优势，在土地开发强度要求较宽松、容积率要求较小时，将冬至日有效日照时间提高到 2.5 h，提升冬至日有效日照时间，有利于增加建筑太阳能利用潜力，同时提高建筑室内冬季热舒适性。

5.4 太阳能热源场地规划

5.4.1 青藏高原地区冻土分布广泛、深度大，冻土冻融循环导致土壤物性不稳定，且不同地区地下水位深浅差异较大，充分掌握选址区域的地形地貌、土壤和岩石类型、地层结构、地质构造以及地下水位情况等信息，有助于评估场地的承载能力、稳定性以及适宜性；同时对站址区域的地震烈度进行复核，由具备相应资质的部门出具专题报告，作为选址的依据。这些勘探、调查信息和数据将为集中太阳能热源场地的选址提供科学依据，确保项目的顺利实施和高效运行，同时也将为后续的设计、施工和运维提供重要参考。

在集中式太阳能供暖热源场地选址时，供热半径直接关系到太阳能热源的供热效率、经济成本以及环境效益，因此需要通过技术经济分析来确定合理的供热半径，以降低投资成本和运营成本，减少输送过程中的热能损失，保证有限太阳能集热的高效利用。

5.4.2 本条根据合理利用土地、节约用地、避免对自然环境造成重大影响的原则，在集中太阳能热源场地选址时宜优先选择在高原贫瘠寒漠地、草甸地、荒滩、盐碱地上建设，减少对优质农牧业用地的占用；应避免对场地周边植被的破坏，对于必须破坏的植被，应采取有效的恢复措施；在场地建设过程中应尽量减少土石方的开挖量，减少对原有地形的破坏，降低对生态环境的影响；此外，在建设过程中，应特别注意不得破坏原有的高原水系，确保水系的完整性和稳定性，从而实现经济效益、社会效益和环境效益的协调发展。

6 差异化保温与被动式太阳能利用

6.1 一般规定

6.1.1~6.1.3 差异化保温与被动式太阳能利用是建筑本体节能关键环节,对于太阳能供暖系统负荷、规模、投资等方面起到决定性作用。西藏自治区大部分地区处于太阳能富集区,在建筑保温设计中,应充分考虑建筑不同围护结构对太阳辐射利用的差异性。通过对非透光围护结构进行朝向差异化保温设计、对透光围护结构进行昼夜动态差异化保温设计,并在差异化保温的基础上,合理利用被动式太阳能技术,从而实现建筑中太阳能最大化被动利用,降低建筑能耗,为太阳能光热、光伏系统应用奠定基础。

6.1.4 被动太阳能技术是建筑室内热环境提升的重要手段之一,被动太阳能技术在西藏民用建筑中应用广泛。但西藏自治区地域辽阔,太阳辐射资源分布不均,气候类型复杂多样,且不同民用建筑的热环境需求迥异,而直接受益窗、附加阳光间、集热蓄热墙等典型被动太阳能技术营造的室内热环境特征不同,应根据建筑及房间使用功能,合理选择被动太阳能技术类型,使其发挥最大节能效益,避免被动技术的盲目使用。

6.2 围护结构差异化保温

6.2.1 西藏自治区建筑不同朝向围护结构所接受的太阳辐射差异显著,若采用等厚度保温方式将削弱南向、屋面、东西向等非透光围护结构的太阳能得热作用,不利于太阳能的高效利用。采用朝向差异化保温设计能够确保非透光围护结构太阳能得热最大化利用,有效降低建筑供暖能耗。

应充分考虑西藏高原建筑不同朝向围护结构接受太阳辐射的差异,综合分析室外气温与太阳辐射对非透光围护结构传热的综合影响,应采用“南向少保温、东西向适当保温、北向强化保温”的围护结构朝向差异化保温技术体系,在不明显增加保温成本的基础上,通过优化实现对太阳能得热有效利用的同时显著提升围护结构保温功效。西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 中给出了朝向差异化保温计算方法,若不具备计算条件时,可参考本条文表 6.2.1 进行估算。此外,朝向差异化保温设计时采用相同类型的主墙体材料和保温材料有利于施工。

6.2.2 透光围护结构是建筑保温中的热工性能薄弱环节,直接受益窗或附加阳光间等透光围护结构虽昼间可充分接受太阳辐射得热,但夜间往往也是热量散失的主要部位,需兼顾昼间被动太阳能得热和夜间保温要求,应采用昼夜动态差异化保温设计。

窗帘附加热阻用于计算建筑外窗逐时传热量,采用窗帘保温后,窗帘开启/关闭状态分

别对应不同的外窗传热热阻,只有在夜间窗帘关闭时需考虑窗帘附加热阻对传热量计算的影响。在条件允许的情况下,应精准计算设置保温窗帘等动态保温措施后的围护结构热阻,窗帘附加热阻包括空气层总热阻、窗帘本身导热热阻、窗帘内表面总换热热阻和无内窗帘前玻璃内表面总换热热阻。

为了便于理解窗帘附加热阻计算方法,以采用两层组合窗帘为例,给出附加热阻计算示例。采用两层组合窗帘后,内窗帘附加热阻可表示为:

$$R_{add} = R_I + R_1 + R_{II} + R_2 + R_c - 1/\alpha_a$$

式中, R_I 、 R_{II} 分别为第一、第二空气层总热阻, $(\text{m}^2 \cdot \text{K})/\text{W}$; R_1 、 R_2 分别为第一、第二窗帘本身导热热阻, $(\text{m}^2 \cdot \text{K})/\text{W}$; R_c 为窗帘内表面总换热热阻, $(\text{m}^2 \cdot \text{K})/\text{W}$; $1/\alpha_a$ 为无内窗帘前玻璃内表面总换热热阻, $(\text{m}^2 \cdot \text{K})/\text{W}$ 。

若不具备精准计算条件,可根据本条文给出的窗帘附加热阻建议值选用。需要注意的是,在外窗传热量计算中,应根据窗帘开启/关闭时间,决定是否纳入附加热阻,如:夜间窗帘关闭,在计算夜间外窗传热量时,外窗的总热阻应包括窗帘附加热阻;同理,日间窗帘开启,在计算日间外窗传热量时无需考虑窗帘附加热阻。

6.2.3 对西藏建筑进行保温设计时,应遵循将有限的资源成本,投入到热工性能最薄弱地方的原则。建议通过模拟测试分析,率先找出建筑围护结构保温的薄弱环节,确定外墙、外窗、屋面、地面等优先节能保温的优先优化顺序,以最小的成本投入,实现建筑本体保温性能整体性提升,获取最大收益。

6.3 被动式太阳能利用

6.3.4 目前对于被动太阳能采暖的气候分区主要是依据辐射和温度,但西藏各地区辐射资源和室外温度差异较大,在西藏地区沿用现有的被动技术适宜性区划,易造成低需求地区利用被动太阳能技术时产生夏季过热和资源浪费等问题,因此,在西藏自治区应用被动式太阳能技术应注重技术类型及地区适宜性,同时需考虑夏季通风及遮阳等措施。

在《被动式太阳能建筑技术规范》JGJ/T 267的基础上,以南向辐射温差比、最冷月平均辐射照度为指标对西藏不同地区进行更为细致的技术适宜性区划。其中,南向辐射温差比 ITR 是最冷月南向垂直面的平均辐照度与室内外温差的比值,由下式计算得到:

$$\overline{HT} = \overline{H} / (T_i - T_e)$$

式中, $\overline{H}$ ——投射在窗户(集热部件采光口)表面的平均太阳辐射照度, W/m^2 ; T_i ——

室内计算温度，℃； T_e ——最冷月室外空气平均温度，℃。

在南向辐射温差比 ITR 、最冷月平均辐射照度 I_s 两个指标的约束下，将西藏自治区典型地区划分为最佳适宜 A 区（ $ITR > 10$ ， $I_s \geq 200$ ）、最佳适宜 B 区（ $ITR > 10$ ， $I_s < 200$ ）、适宜 A 区（ $ITR \leq 10$ ， $I_s \geq 150$ ）、适宜 B 区（ $ITR \leq 10$ ， $I_s < 150$ ）四个被动式太阳能技术适宜性分区。为设计人员提供设计和应用参考。

6.3.6 参考西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275，根据气候区及建筑使用特点的不同，给出了直接受益窗的窗墙面积比的推荐值。同时，由于西藏自治区夜间气温较低，室内热量易在夜间通过直接受益窗向室外大量散失，在夜间对直接受益窗设置窗帘进行保温，可在一定程度上起到减少热量散失的作用。此外，遮阳帘和遮阳百叶一般设置在室内，遮阳板一般设置在室外，可在太阳辐射较为强烈的时段起到一定程度遮阳作用，从而缓解采用大面积直接受益窗产生眩光或室内过热问题。

6.3.7 西藏自治区地方标准《民用建筑节能技术标准》DB54/T 0275 中，给出了集热蓄热墙材料、墙体厚度、吸热涂层与玻璃盖板设计等相关规定。考虑到空气受热上升的特点，在集热蓄热墙的上部设置进风口，下部设置回风口，集热蓄热墙与透光罩之间空腔内的空气受热后从进风口进入室内，室内空气从回风口排出，形成循环流动。昼间，集热蓄热墙与透光罩之间空腔内的空气受热，其温度高于室内空气温度，但在夜间空腔内的空气温度接近环境温度，进出风口应设置保温逆止风门，保温逆止风门开关时间推荐按本条文执行，以有效减少室内热损失。此外，夏季太阳辐射强烈时段需防止墙体吸热过多导致室内过热，因此在集热蓄热墙上部或两侧应设置夏季排风口。

6.3.8 南向、南偏东或南偏西夹角不大于 30° 均属于附加阳光间应用效果较好的范围，在角度范围选择相对宽泛的条件下，可优先考虑南偏西方向。颜色较深、吸收率较高的墙体饰面、地面可吸收更多的太阳辐射热，可使附加阳光间内温度提升较快、较高，强化附加阳光间的集热效果。同时，为使附加阳光间内热量尽可能多地传递到室内，应在附加阳光间与供暖房间的公共墙体上设置可开启门窗，开孔率不宜小于 15%，并便于在附加阳光间内空气温度达到或超过室温需求时及时打开。

6.3.10 西藏自治区太阳能资源富集，相较于我国其他地区，直接受益窗、附加阳光间和集热蓄热墙等被动式太阳能技术应用效果更好，因此，在《被动式太阳能建筑技术规范》JGJ/T 267 的基础上，应用被动式太阳能技术时的冬季室内平均温度要求，由原来的“宜大于 13°C ”提升为“不应低于 14°C ”。此外，考虑到西藏强辐射昼夜大温差的气候特征，建议应用被

动式太阳能技术的房间室温日波动范围控制在 10 °C 以下，对被动技术营造的室内热环境提出更高要求。最后，应避免夏季室内过热问题，在应用各项被动技术时，可合理设置通风、遮阳等防过热措施。

6.3.11 本条对被动式太阳能技术在民用建筑中应用的性能做出了要求，应用被动式太阳能技术时，应考虑被动太阳能技术的实际贡献率。被动太阳能技术贡献率的计算应通过全年建筑供暖耗热量动态模拟分析计算得到，被动太阳能技术贡献率的计算基准应以无被动式太阳能利用的建筑模型为基础，通过下式计算得到：

$$f = (1 - \frac{Q_p}{Q}) \times 100\%$$

式中， f ——被动太阳能技术贡献率，%； Q_p ——应用被动式太阳能技术的建筑全年供暖耗热量，kWh； Q ——无被动式太阳能技术的基准建筑全年供暖耗热量，kWh。

同时，被动太阳能技术贡献率的要求应区分被动式太阳能建筑 and 主被动结合式太阳能建筑两类，在被动式太阳能建筑中，只依靠单项或组合式的被动式太阳能构件提升建筑室内热环境，而在主被动结合式太阳能建筑中，被动式太阳能构件和主动太阳能供暖系统共同提升建筑室内热环境，满足建筑供暖需求。因此，对于仅采用被动式太阳能技术的民用建筑，其被动太阳能技术贡献率高于主动被式结合的太阳能建筑。

7 太阳能光热系统

7.1 一般规定

7.1.3 太阳能供暖系统按照系统规模和连接方式等不同,可分为集中式、分散式太阳能供暖系统。系统形式方案的确定不仅要考虑西藏各地区的气候与资源条件,而且建筑本体及区域建筑群的供暖热需求、建筑自身的安装条件以及周边的场地条件都是系统形式确定时需重点考虑的因素,在此基础上还应对不同系统形式的初投资、运行维护成本等技术经济性进行量化分析。综合考虑分析后,确定最优的太阳能供暖系统形式。

7.1.5 酒店、学校类建筑的生活热水负荷占比明显高于其他类型建筑,在设计酒店、学校等公共建筑的太阳能系统时,需综合考虑供暖与生活热水需求,并详细计算供暖、热水负荷,确保系统能够高效满足建筑用热需求。通过结合供暖和热水需求,可以优化系统设计,提高能源利用效率,减少运行成本。

7.2 集中式太阳能供暖系统

7.2.1 对于集中式太阳能供暖系统,间接系统形式采用防冻工质有利于降低集热场冻裂损伤风险,提高系统的安全性与稳定性;直接式系统形式通常以水作为集热场循环工质,为了防止集热系统冻结损坏,应采用夜间排空或间歇循环等集热系统防冻措施;太阳能供暖系统全年动态性能模拟分析有助于实现更加精准的太阳能系统容量设计,在确定太阳能供暖系统的集热场规模和集中供暖保证率时,应优先利用动态模拟仿真方法,依据区域或建筑群的供暖负荷规律,通过全年动态性能模拟分析,综合考虑节能效果与经济成本。上述方法可以确保系统规模更加合理、运行更加高效,并在满足供暖需求的同时,实现最佳的经济效益和能源利用效率。

7.2.2 在场地条件允许的情况下,矩阵式的集热场布置形式可以使集热场的水力工况更加合理,更容易达到水力平衡,避免局部过热等现象发生。当集热场规模较大时,可采用集热场分区连接和布置的方法,以进一步优化集热场的水力工况,确保系统高效稳定运行;太阳能集热器的安装倾角需要根据具体的集热和蓄热需求,通过模拟计算分析来确定,以确保系统的最佳性能。如果无法进行模拟计算,对于仅在供暖期运行的集热系统,安装倾角设置为当地纬度加 10° ,这样可以在冬季获得更高的集热效率。而对于全年运行的集热系统,安装倾角设置为当地纬度,以确保在全年内都能获得较好的集热效果。

现行国家标准《太阳能供热采暖工程技术标准》GB 50495 中对前后两排集热器之间的最小不遮挡间距的计算方法进行了详细描述,根据集热器倾角与集热器几何尺寸等参数即可

计算出最小不遮挡间距。在最小不遮挡间距的基础上，应充分考虑集热器的检修空间，综合确定前后两排集热器间距。

太阳能集热场的连接管路可以设计为同程式或异程式。异程式管路尽管更节约管材，但更容易出现水力不平衡问题，可采用加装平衡阀、管径优化设计等措施进行改善。水力不平衡现象对大型太阳能集热场的影响远大于传统供热系统，更容易造成局部过热现象，进而导致集热器损坏机率增大，因此集热场阻力不平衡率越小越好，本标准中限定各分支环路的不平衡率不应大于 10%。

由于太阳能集热器完全暴露于室外环境下，因此在进行产品选择时，应综合考虑高原极端气候环境下集热器的适用性，选用集热效率高、耐高温、耐冻、耐老化、寿命长的高性能产品，从而确保集热系统在高原极端气候条件下能够可靠稳定运行。

7.2.3~7.2.4 对于集中式太阳能供暖系统，埋地水体蓄热方式能够显著降低蓄热系统的热损失，蓄热效率更高，单位蓄热容积成本更低，具有更好的蓄热性能与经济性能。但地质与水位条件是埋地蓄热水体建设需要考虑的决定性因素，因此在选址前应进行工程实地考察，获取地质条件、地下水位等详细资料。

蓄热水池坡度比设计应充分考虑当地地质条件，通过详细的力学计算确定坡度比。在沙土等地质条件下，应减小坡度，防止滑坡现象发生；在砂石、黏土等地质条件下，可适当增大坡度，减少水池与外界的换热面积，降低蓄热损失。

为了减少蓄热水池顶口的热量损失，应在池顶设置浮顶保温盖，为了防止降雨在浮顶保温盖上方形成积水对保温盖结构造成损坏，漂浮保温盖上方应进行排水设计，利用配重管形成排水沟道，再利用潜水泵将雨水排出保温盖顶部。以上措施有助于维护蓄热系统的正常运行，延长设备的使用寿命，提高系统的保温效果和整体效率。

7.2.5 参考《太阳能供热采暖工程技术标准》GB 50495 中关于集中式太阳能供热系统单位太阳能集热器面积对应蓄热系统容积范围，对于短期蓄热系统，考虑以 1 周至 1 个月为蓄热周期，适宜于太阳能集热场规模 500~10000 m² 之间；对于季节蓄热系统，适宜于太阳能集热场规模 10000 m² 以上；对蓄热水体的最高温度进行校核计算的目的是确保系统的安全和稳定运行。若蓄热水体温度接近或超过工质的沸点温度，会导致蓄热系统内产生高温、高压蒸汽，增大蓄热体压力并引发安全隐患。此外，沸腾现象会带来大量的热量损失，降低系统的蓄热效率和供热效果。

7.2.6 在设计集中式太阳能供暖系统的辅助热源容量时，应综合考虑系统的太阳能保证

率设计值和蓄热体的蓄热周期。当太阳能保证率较高且蓄热周期较长时，辅助热源仅需补充极端负荷的热量缺口，其容量配置相对较小。相反，当太阳能保证率较低且蓄热周期较短时，辅助热源需在极端负荷工况下满足大部分供热需求，其容量应适当增大。

青藏高原地区的低气压条件会导致空气源热泵的热交换效率降低，而温湿度的变化也会显著影响其运行性能。因此，应对热泵机组的供热能力进行相应的修正，确保在高原环境下，系统仍能提供足够的热量以满足供暖需求。

7.2.9 在太阳能集热系统的设计中，供回水管路应设置一定的坡度，并且坡向蓄热水池（箱）可以利用水流自身重力流动，避免空气和气泡滞留在管路中，确保系统内部的水循环顺畅。通过设置坡度，可以有效减少系统中可能出现的水锤和气阻现象，提升管网输配可靠性。在太阳能供暖系统的室外管道上设置保温层，尤其在青藏高原冬季极端寒冷的地区，至关重要。保温层能够显著减少热量损失，防止管道内的工质冻结，确保系统在严寒条件下正常运行。此外，西藏地区紫外线强烈、气候极端，因此在保温层外必须设置防老化、防水、防腐蚀的保护层。保护层能有效抵御紫外线和温度变化对材料的寿命影响，防止雨水和湿气渗入保温层，保持绝热性能稳定，同时保护管道材料免受腐蚀，确保系统的可靠性和长寿命。

7.3 分散式太阳能供暖系统

7.3.1 太阳能集热器采用倾斜支架连排安装时，需要进行抗风揭校核计算，以确保系统在大风条件下的稳定性和安全性。支架尾部的高度不宜超过 5 m，以降低风力作用带来的风险，并确保整体结构的安全。同时，安装时须考虑对相邻建筑不造成遮挡，以避免影响周围建筑的正常采光和使用功能。在新建建筑物屋面上安装太阳能集热系统时，一体化设计能够确保集热系统与建筑整体风格和结构的统一，提升建筑的整体美观性和功能性。对于藏式古建筑等有严格外观风貌要求的建筑，采用倾斜支架安装集热器会破坏其传统和独特的外观。因此，选择与建筑风貌相适应的安装方式，不仅能保持建筑的历史和文化价值，还能有效整合现代技术，实现可持续发展目标。

7.3.6 应综合考虑太阳能集热系统的能量收集情况和建筑的用热需求，结合蓄热周期和蓄热温度等参数，通过精细化模拟分析计算确定蓄热水箱容积，确保了蓄热水箱的容量既能充分利用太阳能资源，又不会出现过热等风险。

表 7.3.6 给出了西藏自治区不同地域分散式太阳能供暖系统单位集热面积所需蓄热水箱容积推荐值，分别给出了以单日（1 天）为周期的蓄热集热比以及连续阴雨天（3~5 天）为周期的蓄热集热比。数据来源于：高原太阳能供暖蓄热系统保温及容积设计方法[J]. 暖通空

调, 2024, 54(02): 16-21.)。

7.5 设备性能要求

7.5.3 选用电锅炉作为辅助热源时, 优先采用光伏、风电、水电等可再生能源可以显著提高系统的整体效益。相比热泵系统, 电锅炉本身的电热转换效率较低, 但与可再生能源电力结合后, 不仅能够有效消纳多余的电力, 促进可再生能源的利用, 还能减少对传统化石燃料的依赖, 降低系统的运行能耗。

7.5.8 青藏高原紫外线强烈, 太阳能光热系统输配管道、阀门、水泵、电气控制等附属设备材料易被老化, 导致性能下降或损坏; 此外, 在昼夜大温差和室外风力作用下易造成设备连接处松动和磨损, 从而影响系统的整体稳定性和安全性。因此, 应选用适用于高原特殊气候条件的抗紫外、耐老化、耐磨损、抗脱落等性能要求的太阳能光热系统设备, 确保太阳能光热系统在高原极端环境下能够长期稳定运行。

对设备进行选型设计时, 应确保其使用寿命与系统的设计生命周期相同, 以避免频繁更换设备, 降低维护成本。上述措施是保证太阳能供暖和热水系统在青藏高原的极端气候条件下, 仍然能够可靠、高效地运行的前提。

7.5.9 青藏高原地区低气压、昼夜大温差和强紫外线等极端环境条件易造成传感器失效或性能下降, 进而导致测量误差偏大。为了保证太阳能供暖和热水系统中的各类传感器在高原极端环境下具有较高的稳定性和精确度, 传感器在安装前必须进行严格的校准和标定, 以确保其在高原极端环境下仍能监测和传输准确的系统运行数据。

8 太阳能光伏系统

8.1 一般规定

8.1.1 由于西藏自治区太阳能资源分布差异较大，部分偏远地区电网尚未完全覆盖，对太阳能光伏系统的容量设计和与电网的连接设计影响极大；此外，西藏自治区建筑类型和功能多样、地域风貌突出，因此，在应用太阳能光伏系统时，应充分考虑项目所在地的太阳能资源条件和电网条件，并与建筑功能、风貌相协调。

8.1.2 太阳能光伏系统应用在建筑本体上时，由于结合部位、结合方式不同，会对建筑本体的保温、防水、防火、抗风揭等性能产生不同程度的影响，甚至有渗漏、火灾及风揭脱落风险，因此应满足上述方面的相关要求；此外，由于太阳能光伏系统的各部件设置在建筑本体上时，会增大建筑结构的承载力，为避免出现结构安全问题，需要对建筑结构进行校核或加固。

8.1.3 由于太阳能光伏系统的类型多样，组件类型和组件的性能参数不同，所应用的建筑类型及其用能负荷也有所差异，加之实际工程项目中对太阳能光伏系统的建设或运维成本往往存在一定约束，因此，太阳能光伏系统的安装容量应结合上述因素进行综合考虑。

8.1.4 西藏自治区属于高寒高海拔地区，自然环境恶劣，具有紫外辐射强、气压低、昼夜温差大、空气干燥等特点，为保证太阳能光伏系统的性能和寿命，维持系统在高寒高海拔环境中正常平稳运行，应选择能够满足上述条件下的光伏组件、电气设备及线缆管材等部件。

8.1.5 由于西藏自治区电网结构简单，抗波动冲击能力差、供输电和调峰能力弱，而太阳能光伏系统的发电量随太阳辐射变化，具有强烈的波动性、不连续性和突变性，若将其发电量全部直接并入当地电网，将对当地电网的安全稳定运行带来极大挑战，因此，西藏自治区民用建筑太阳能光伏系统宜采用“自发自用优先”的运行模式；在此基础上，还应与当地的电网规划相协调。

8.2 建筑光伏系统

8.2.1 建筑集成光伏系统（BIPV）受风荷载、雪荷载的影响较小，脱落风险小，因此基于安全性考虑，民用建筑应优先选用建筑集成光伏系统（BIPV）。在应用建筑集成光伏系统（BIPV）不便时，对于风荷载、雪荷载较小的建筑部位，也可选用建筑附加光伏发电系统（BAPV）。

8.2.4 对西藏自治区的民用建筑应用建筑光伏系统时，为避免与当地的建筑模数尺寸发生冲突，造成施工不便等不利影响，宜采用与当地的建筑模数尺寸相协调的光伏组件尺寸和

形状，并应符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002 的相关规定。

8.2.5 普通光伏组件会将表面所接收到的一部分太阳能转换为热能，导致组件温度升高，进而导致发电效率发生下降，而建筑集成光伏系统（BIPV）中的光伏组件受建筑围护结构阻碍，其热量不易散失，升温和发电效率下降情况更加明显。因此，宜对该现象进行重视和考虑，并对光伏组件采取降温散热措施，从而避免建筑集成光伏系统（BIPV）因组件过热而造成发电量大幅下降。

8.2.6 由于建筑集成光伏系统（BIPV）集成于建筑围护结构时，相当于增加了建筑围护结构的构造层次，相应结合部位的热工参数也随之发生改变，因此，应对围护结构集成部位的热工参数进行重新计算或测试等校核，以达到相关标准的参数限值要求。

8.2.9 既有建筑在设计之初，往往并未考虑后期增设建筑光伏系统对建筑结构的影响，而当前既有建筑保有量大、建筑光伏系统普遍应用较少，作为建筑光伏系统未来的主要应用场景之一，应在既有建筑增设建筑光伏系统时，对既有建筑的结构安全进行复核和加固设计。

8.3 光伏光热一体化系统

8.3.2 光伏光热一体化系统可同时向建筑提供电力和热量，由于其能量来源为太阳能，且其发电量和产热量会受到室外气温的极大影响，因此，应综合考虑建筑所在地的太阳辐射、室外气温等气象参数，以及建筑的热负荷、电负荷等需求约束和投资、运行等经济约束，合理确定光伏光热一体化系统的装机容量。

8.3.3 不同朝向和倾角的 PV/T 组件接收到太阳辐射的总量和强度不同，进而导致其发电量和产热量也随之不同，为避免单项指标收益高、其他指标收益低，对于其朝向、倾角的设置，应根据发电量和产热量的综合收益来确定。

8.3.4 PV/T 热风系统因与外部空气相连通，当空气湿度过大时易导致建筑围护结构受潮，因而易造成围护结构寿命缩短或热工性能下降；PV/T 热水系统、PV/T 热泵系统的工质分别为水、制冷剂，若管路密封不严容易造成工质泄露，进而造成系统性能下降和围护结构受潮；此外，光伏光热一体化系统与建筑本体结合时，需要在建筑本体上进行安装或集成，易对建筑本体围护结构造成一定破坏和产生热桥等。因此，在光伏光热一体化系统与建筑本体结合时，应对上述方面应加以重点考虑，并采取相应防护措施。

8.4 电气性能要求

8.4.2 为减轻太阳能光伏系统的发电量并网对西藏自治区电网安全稳定运行所造成的干扰，在有并网条件时，可根据区域电网承载能力及当地电网规划选用并网光伏系统，并宜选

用“自发自用优先、余电上网”的运行模式，也可选用独立光伏系统即“自发自用、余电不上网”的运行模式。对于电网难以覆盖的偏远地区，此时无并网条件，应选用独立光伏系统。

8.4.3 为减少因光伏系统发电量时段、量值和用电需求时段、量值的不匹配造成的发电量浪费，应对独立光伏系统应配备一定容量的储能装置，从而增大对独立光伏系统发电量的消纳能力、提高对独立光伏系统发电量的利用率；同时，储能容量的设计宜根据独立光伏系统的发电量消纳需求和建筑的用电、用热需求来进行综合考虑，以确保系统供能满足用户需要。

8.4.6 当区域内部有多处太阳能光伏系统时，各自独立运行易造成的发电量浪费，或发电量不足需要大量额外电力补充。为提高多处太阳能光伏系统的总体性能，宜将区域内的太阳能光伏系统整合形成区域光伏微电网，从而通过统一调度实现发电量的互相补充和总体利用率的提高。

8.5 设备性能要求

8.5.1 西藏自治区具有紫外辐射强、气温低、气压低、昼夜温差大、空气干燥等特点，而太阳能光伏系统各类光伏组件的性能受气温、太阳辐射等因素影响极大，为提高太阳能光伏系统的性能，保障或延长组件寿命，应选择与建筑所在地的气温、太阳辐射等气候条件相匹配的光伏组件，且光伏组件应具有高发电效率、低衰减率、强抗紫外老化能力和强表面自清洁能力。

8.5.3 当前光伏组件的材料和技术路线多样性强，在未与建筑结合形成建筑光伏一体化组件，及未与热风系统、热水系统和热泵系统结合形成光伏光热一体化组件前，根据《光伏制造行业规范条件（2021 年本）》，不同材料和技术路线的光伏组件平均光电转换效率不应低于表 8.5.3 规定的限值。

8.5.4 根据《光伏制造行业规范条件（2021 年本）》要求，不同光伏组件的衰减率不应低于表 8.5.4 规定的限值。

8.5.5 PV/T 热风组件、PV/T 热水组件和 PV/T 热泵组件均可同时输出电量和热量，其热量来源为光伏组件的发热量，当利用空气、水、制冷剂等循环工质带走光伏组件的热量时，光伏组件的发电效率会有所提升。因此，PV/T 热风组件、PV/T 热水组件和 PV/T 热泵组件的发电效率不应低于同等规格普通光伏组件的发电效率。此外，PV/T 热泵组件将光伏组件发热量用于热泵机组增效，其能效比也相比于普通热泵机组有所提升，因此，其能效比不应低于同等规格普通热泵机组的能效比。

8.5.8 高海拔环境具有低气压、空气稀薄干燥等气候特点，在这种环境中逆变器和控制器的散热能力下降、易发生积尘，并发生容量下降现象。因此，为保证太阳能光伏系统的正常运行，应选择适用于高原环境特点的逆变器和控制器产品，或采用降容使用措施。当采用降容使用设计时，宜参照厂家提供的容量修正系数或降容系数对逆变器和控制器的容量进行修正。

8.5.11 西藏地区普通线缆容易产生低温冻裂、老化脆裂等问题，宜选择如铠装电缆、HVDC 输电电缆、聚乙烯绝缘电缆等耐低温和抗氧化能力强、柔性和耐磨损性好的专用线缆。

9 系统安装、调试与验收

9.1 一般规定

9.1.1 参考现行国家标准《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411 将太阳能光热系统、光伏系统纳入建筑节能工程验收环节，施工完成后应在隐蔽部位隐蔽前分别进行太阳能光热系统、光伏系统节能工程验收环节。

9.1.2 新建太阳能光热、光伏系统在建筑上应用，建筑师应积极参与使集热器、光伏组件与建筑浑然一体，做到与建筑协调统一。为此，新建太阳能光热、光伏系统应同步施工，与建筑工程统一验收。

9.2 光热系统安装与调试

9.2.2 大型太阳能集热场施工前应根据地质勘探报告及建设单位提供的坐标基准点，确定集热场边界点位置，集热场管网施工方法及质量控制可参考现行行业标准《城镇供热管网工程施工及验收规范》CJJ 28 的相关规定确定施工流程与控制点。

9.2.3 太阳能蓄热系统设计及施工方法可参考现行国家标准《太阳能供热采暖工程技术标准》GB 50495 确定太阳能蓄热系统各组件的施工要求。

9.2.5 本条规定了太阳能供暖系统设备单机、部件调试和系统联动调试的执行顺序，首先应进行设备单机和部件的调试和试运转；在设备单机、部件调试合格后才能进行系统联动调试。为了确保太阳能供暖系统在高海拔、低气压地区也能高效、安全、可靠运行，应进行连续 3 天的试运行。

9.2.7 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。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态。

9.3 光伏系统安装与调试

9.3.1 本条强调在新建建筑上安装光伏发电系统时，须注意对结构进行承载核算及注意保护建筑物，应将组件的安装施工纳入建筑工程施工组织设计。

9.4 分项工程验收

9.4.4 支架在承重结构上的安装位置不正确时，将会造成支架偏移，影响集热器或光伏组件的连接与排列。本条强调了太阳能光热、光伏系统支架材料、形式应按设计图纸要求制作，支架的制作符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的要求，并

应注意整体美观。

9.5 竣工验收

9.5.1 竣工验收时，系统光热、光电性能检验的测试方法应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的规定，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。

10 系统运行与维护

10.1 一般规定

10.1.1 本条规定了太阳能光热、光伏系统在调试运行之前的准备工作应符合现行国家标准《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364 和《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的相关要求。

10.2 运行监测

10.2.2 本条规定了太阳能光热、光伏系统的数据收集要求。当需要远程监测时，则需要远程监测中心负责接收现场采集器传来的数据，对太阳能光热、光伏系统进行远程监测。监测数据宜按月进行统计计算，并生成太阳能热水系统监测报告，监测报告格式可见《太阳能热水系统能量监测》GB/T 29724 的附录 A 和《光伏电站性能评估技术规范》GB/T 39854 的附录 C。

10.2.4 在西藏偏远地区部署无人值守的数据监控系统，可降低人工巡检的成本，提高运行效率的同时可全天候监测关键参数及时发现问题，为后续设备性能分析提供数据。

10.3 维护管理

10.3.5 本条是对太阳能光伏系统的运维与管理规定。专业人员巡检时应对外观和内部进行检查，主要涉及活动和连接部分、导线，特别是大电流密度导线、功率器件、易锈蚀部件等；避免光伏组件接线盒出现变形、干裂、烧毁、电缆破损等问题。当光伏发电系统运行发生异常时，应在专业维修人员的指导下进行处理。

11 节能减排与经济效益评估

11.1 一般规定

11.1.1 本条规定承担太阳能光热、光伏系统工程的设计单位，应按照完成的设计方案和施工图，以计算书的形式，给出该系统的节能和环保效益分析。从而使承担施工图审查的单位得以掌握所审查的太阳能光热、光伏工程的预期节能、环保效益，从而确定设计方案的科学性和合理性。效益评价分析计算可参考国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801。

11.1.2 对太阳能光热、光伏系统工程进行系统效益的定期检测或长期监测，可作为对使用太阳能光热、光伏系统工程用户提供补贴的依据；所以，本条建议有条件的工程，宜在系统运行工作后，进行系统节能、环保效益的定期检测或长期监测。

11.1.3 在系统设计阶段和系统实际工作运行后，进行太阳能光热、光伏系统工程节能、环保效益分析，建筑碳排放计算宜在系统调试完成后进行。

11.3 效益评价

11.3.3 太阳能光热、光伏系统工程的节能效果主要取决于其系统的光热和光电性能。因此，规定测试方法应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801第4.2、5.2节中进行长期、短期测试时的规定，由具有相应太阳能热利用质检能力的机构作为系统热工性能检验的实施主体，并承担相应责任；从而有效监督太阳能光热、光伏系统工程的质量，保证太阳能光热、光伏系统工程的效益。现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801第4.2、5.2节中规定的长期、短期测试方法，要求系统热工性能检验记录的报告内容应包括系统日有用得热量和热水系统总能耗的检测结果以及集热系统效率和系统太阳能保证率的计算、分析结果；系统光电性能检验记录的报告内容应包括系统每日发电量、光伏电池表面上的总太阳辐照量、光伏电池背板表面温度的检测结果以及光伏系统的光电转换效率计算、分析结果。

11.3.4 太阳能集热系统效率、供热水温度是保证太阳能热水工程质量和性能的关键参数，必须达到设计时的规定要求，或符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801规定的指标要求，才能真正实现太阳能供暖系统的节能效益。

11.3.5 太阳能光伏系统的光电转换效率计算可根据现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801的式5.2.5进行计算，计算结果应符合5.4.3条的规定要求。

11.3.6 本条规定了太阳能光热、光伏系统工程效益评价应符合的规定，设计文件应对上

述指标进行规定，太阳能光热、光伏系统工程的效益评价报告格式可参考现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的附录 A。