ICS 91.140
P 45

团　　体　　标　　准

T/CECS 10094—2020

户用光伏发电系统

Household photovoltaic power generation system

2020-06-09 发布　　2020-12-01 实施

中国工程建设标准化协会　　发 布

目　　次

前言 …… Ⅲ
1　范围 …… 1
2　规范性引用文件 …… 1
3　术语和定义 …… 1
4　分类和标记 …… 2
5　一般要求 …… 3
6　技术要求 …… 4
7　试验方法 …… 6
8　检验规则 …… 10
9　标志、包装、运输和贮存 …… 11
附录 A（资料性附录）　我国主要城市日太阳辐照量分段统计 …… 12
参考文献 …… 15

Contents

Forward ····· Ⅲ
1 Scope ····· 1
2 Normative references ····· 1
3 Terms and definition ····· 1
4 Type and symbols ····· 2
5 General requirements ····· 3
6 Technical requirements ····· 4
7 Test methods ····· 6
8 Inspection rules ····· 10
9 Logo, package, transportation and storage ····· 11
Appendix A (informative annex) Piecewise statistics data of solar irradiation in representative cities ····· 12
References ····· 15

前　言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 和 GB/T 20001.10—2014 给出的规则起草。

本标准是按中国工程建设标准化协会《关于印发〈2018 年第一批协会标准制订、修订计划〉的通知》(建标协字[2018]015 号)的要求制定。

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这些专利的责任。

本标准由中国工程建设标准化协会提出。

本标准由中国工程建设标准化协会建筑环境与节能专业委员会归口管理。

本标准负责起草单位:中国建筑科学研究院有限公司。

本标准参加起草单位:中国科学院重庆绿色智能技术研究院、青岛经济技术开发区海尔热水器有限公司、中冶赛迪电气技术有限公司、鲁能集团有限公司、中国科学院电工研究所、北京鉴衡认证中心有限公司、北京市科学技术情报研究所、天津理工大学机械工程学院、北京科诺伟业科技股份有限公司、汉能薄膜发电集团、中教能源研究院(北京)有限公司、中山瑞科新能源有限公司、国家建筑节能质量监督检验中心。

本标准主要起草人:黄祝连、王博渊、陆仕荣、庄长宇、李锋、何子睿、何涛、张昕宇、郭立冬、陈晓达、崔银芳、王志刚、董志然、张志英、韦古强、莫建安、蹇芳、李博佳、王敏、邓昱、张磊、王聪辉。

本标准主要审查人:赵敏、戴思源、李本强、刘猛、赵维维、刘海波、高鹏。

户用光伏发电系统

1 范围

本标准规定了户用光伏发电系统的术语和定义、分类和标记、一般要求、技术要求、试验方法、检验规则以及标志、包装、运输和贮存等。

本标准适用于安装在建筑本体或周边场地，为建筑供电，安装容量不大于 30 kW 的太阳能光伏发电系统。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB 2894 安全标志及其使用导则

GB/T 5008.1 起动用铅酸蓄电池 第 1 部分：技术条件和试验方法

GB/T 9535 地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型

GB/T 10963.3 家用及类似场所用过电流保护断路器 第 3 部分：用于直流的断路器

GB/T 13306 标牌

GB/T 13337.1 固定型排气式铅酸蓄电池 第 1 部分：技术条件

GB/T 13384 机电产品包装通用技术条件

GB/T 13539.6 低压熔断器 第 6 部分：太阳能光伏 系统保护用熔断体的补充要求

GB/T 15142 含碱性或其他非酸性电解质的蓄电池和蓄电池组 方形排气式镉镍单体蓄电池

GB/T 16895.21 低压电气装置 第 4-41 部分：安全防护 电击防护

GB/T 18911 地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型

GB/T 19064 家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法

GB/T 19115.1 风光互补发电系统 第 1 部分：技术条件

GB/T 19115.2 风光互补发电系统 第 2 部分：试验方法

GB/T 20321.1 离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第 1 部分：技术条件

GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB/T 36276 电力储能用锂离子电池

JG/T 490 太阳能光伏系统支架通用技术要求

NB/T 32004 光伏发电并网逆变器技术规范

NB/T 42073 光伏发电系统用电缆

YD/T 799 通信用阀控式密封铅酸蓄电池

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

安装容量 capacity of installation

户用光伏发电系统中安装的光伏组件的标称功率之和。

注：单位是瓦(W)。

3.2

常规光伏组件　conventional photovoltaic modules

将若干单体电池串、并联连接并封装在一起，仅具备发电功能，而不具备建筑功能，其安装和维护不影响建筑结构的光伏组件。

3.3

建材型光伏组件　photovoltaic modules with building material properties

将太阳电池与建筑材料复合在一起，不仅具备发电功能，同时作为建筑材料、构件，具备建筑功能的光伏组件。

3.4

电气系统功率比　power ratio of electrical system

将户用光伏发电系统实际交流输出功率折算到标准测试条件(STC)下的输出功率，该值与安装容量的比值。

注：以百分比(%)表示。

3.5

单位光伏阵列面积的日均发电量　average daily power generation per unit PV array area

全年综合太阳辐照量情况下，户用光伏发电系统的日均发电量与光伏阵列面积的比值。

注：单位是千瓦时每平方米天[kWh/(m² · d)]。

4　分类和标记

4.1　分类

4.1.1　按户用光伏发电系统与市电的连接方式分类：

a)　并网型光伏系统，B；

b)　离网型光伏系统，L；

c)　与市电互补供电的混合型光伏系统，H。

4.1.2　按光伏组件的电池片类型和建筑属性分类：

a)　由晶硅电池构成的常规光伏组件，J(c)；

b)　由晶硅电池构成的建材型光伏组件，J(j)；

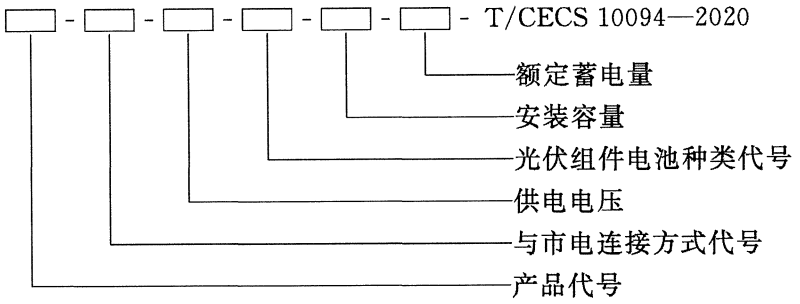
c)　由非晶硅电池构成的常规光伏组件，F(c)；

d)　由非晶硅电池构成的建材型光伏组件，F(j)。

4.2　标记

4.2.1　标记方式

户用光伏发电系统按照产品代号(HYGF)、与市电连接方式代号、供电电压(单位为 VAC 或 VDC)、光伏组件电池种类代号、安装容量(单位为 W)、额定蓄电量(单位为 VAh)和本标准代号的顺序进行标记。



4.2.2 标记示例

示例 1：

采用晶硅电池的常规光伏组件，提供 220V AC 交流电和 48V DC 直流电，安装容量为 3 000 W，配备额定蓄电量为 5 760 VAh 的储能设备，与市电互补供电的混合型户用光伏发电系统。标记为：HYGF-H-220VAC/48VDC-J(c)-3 000 W-5 760 VAh-T/CECS 10094—2020。

示例 2：

采用非晶硅电池的建材型光伏组件，提供 220V AC 交流电，安装容量为 15 000 W，无储能设备的并网型户用光伏发电系统。标记为：HYGF-B-220VAC-F(j)-15 000 W-T/CECS 10094—2020。

5 一般要求

5.1 太阳能光伏组件

5.1.1 太阳能光伏组件应由满足相关图纸和工艺要求的材料和元器件制造，经过制造商常规检测、质量控制与产品验收程序，符合 GB/T 9535 和 GB/T 18911 的有关规定。

5.1.2 太阳能光伏组件应有合格标志，并清晰标注出标准测试条件(STC)下的最大功率，以及最大功率点的工作电压、工作电流等信息。

5.2 逆变器

5.2.1 并网型光伏系统的逆变器应符合 NB/T 32004 的规定，并通过认证机构的产品认证。

5.2.2 离网型光伏系统的逆变器除应符合 GB/T 20321.1 的规定，并通过认证机构的产品认证，还应符合下列规定：

a) 当逆变器具备充放电控制功能时，还应符合 5.5 的规定；

b) 当逆变器允许市电输入，与光伏系统互补供电时，直流逆变供电和市电供电的切换过程不应影响电气负载的使用。

5.3 蓄电池

5.3.1 离网型光伏系统应配备高效、环保、寿命长、可靠性好、维护简单的蓄电池，并符合表 1 中对应标准的规定。

表 1 蓄电池技术要求

蓄电池类型	依据标准
起动用铅酸蓄电池	GB/T 5008.1
固定型排气式铅酸蓄电池	GB/T 13337.1
排气式镉镍碱性蓄电池	GB/T 15142

表 1（续）

蓄电池类型	依据标准
阀控式密封铅酸蓄电池	YD/T 799
电力储能用锂离子电池	GB/T 36276

5.3.2 当蓄电池在海拔高度为 2 000 m 及以上环境中使用时，制造商应确认并在配套文件中说明适用的海拔、温度、气压等环境条件。

5.4 充放电控制器

5.4.1 具备储能功能的户用光伏发电系统应配置充放电控制器，宜具备较低的运行功耗。

5.4.2 充放电控制器除应符合 GB/T 19064 的规定外，还应允许手动设置充放电过程的欠压保护、过压保护的限制值和恢复值等控制参数。

5.5 直流汇流箱

直流汇流箱应具备防雷、过流、断路、防反充电等保护功能，内部电气元件布局应合理，接线应牢靠，外观应贴有触电警告标识。如长期安放在室外，应采取防雨、防腐、防尘措施。

5.6 直流线缆

光伏直流系统的线缆应符合 NB/T 42073 的规定，不同直流线缆之间，串联连接应稳固，施工或维修时还应确保易于拆卸和安装。

5.7 支架

5.7.1 太阳能光伏组件支架应符合 JG/T 490 的规定。

5.7.2 支架的倾角宜可调节。当采用倾角固定的支架时，安装倾角应满足产品样本或设计要求，偏差不应超过±2°。

5.8 监测系统

户用光伏发电系统监测系统应符合当地公共电网或供电机构的规定，宜具备数据通信和存储功能。

6 技术要求

6.1 光伏组串一致性

6.1.1 户用光伏发电系统中光伏组件的电池片类型应相同，标准测试条件（STC）下的开路电压、短路电流、最大功率应一致。

6.1.2 并联连接的光伏组串应符合下列规定：

a) 每支组串内的所有光伏组件在标准测试条件（STC）下的开路电压之和，相对于所有并联组串该值的平均值，偏差率不应超过 10%；

b) 根据本标准的测试方法，同一时刻每支组串的工作电压，相对于所有组串工作电压的平均值，偏差率不应超过 10%。

6.2 蓄电池组

6.2.1 蓄电池组的并联分支不应超过 4 个，每个并联分支的额定工作电压应一致。

6.2.2 蓄电池极柱处的线缆连接应牢固、可靠，并采取绝缘保护措施。

6.2.3 蓄电池组应放置在安全、牢固、带有通风口的存放箱内，箱体应由耐久材料制造，避免电池酸液腐蚀。外部应贴有禁止触碰电极、电解液的安全标识。

6.3 光伏直流系统

6.3.1 连接光伏直流系统的充放电控制器或逆变器，直流输入端的电压、输入功率范围应包含对应方阵、子方阵或组串在标准测试条件(STC)下的开路电压和最大功率。

6.3.2 在光伏直流系统试验中，充放电控制器和逆变器应能分别自动启停蓄电池充电、放电和直流逆变功能。

6.4 充放电稳定性

6.4.1 充放电控制器应支持手动设置充放电的欠压保护、过压保护的限制值和恢复值，宜自动识别蓄电池组的充电电压。

6.4.2 离网型逆变器应支持手动设置直流输入端的低压保护限制值和恢复值，应根据蓄电量自动断开和恢复蓄电池组的放电过程。

6.4.3 在充放电试验中，充放电控制器和离网型逆变器应完成正常、稳定的充放电过程。

6.5 电能质量

6.5.1 并网型光伏系统输出端的电压偏差、电压波动和闪变、谐波、电压不平衡度、直流分量应符合GB/T 29319的规定。

6.5.2 离网型光伏系统输出端的电压稳定度、频率稳定度、正弦波失真度、改善波形应符合GB/T 19115.1的规定。

6.6 接地与电击防护

6.6.1 光伏系统的接地连接应无松动或不完全接触的情况。

6.6.2 光伏组件边框之间、光伏组件金属边框与光伏支架之间、光伏支架与接地扁铁之间、逆变器保护接地与接地排保护连接的接地连接电阻不应大于0.5 Ω。

6.6.3 光伏系统的电击防护措施应符合GB/T 16895.21的规定。

6.7 绝缘保护

测量光伏直流线缆与组件边框、支架之间的绝缘电阻。当光伏直流系统开路电压小于120 V时，绝缘电阻值不应小于0.5 MΩ；当光伏直流系统开路电压不小于120 V时，绝缘电阻值不应小于1.0 MΩ。

6.8 过电流保护

6.8.1 光伏组串、子方阵、方阵应采取下列过电流保护措施：

a) 组串过流保护装置应安装在组串汇流箱，组串线缆与子方阵或方阵线缆的连接处；

b) 子方阵过流保护装置应安装在方阵汇流箱，子方阵电缆与方阵电缆的连接处；

c) 方阵过流保护装置应安装在方阵电缆与应用电路或功率转换设备的连接处。

6.8.2 低压熔断器应符合GB/T 13539.6的规定，直流断路器应符合GB/T 10963.3的规定。

6.9 电气系统功率比

按7.10规定的试验方法，电气系统功率比的测试值应符合产品样本或设计文件的规定，当无规定值时应符合表2的规定。

表 2　不同逆变系统形式的电气系统功率规定

逆变系统形式	并网型光伏系统	离网型光伏系统
组串式逆变系统	≥85%	≥80%
微型逆变系统	≥80%	≥75%

6.10　单位光伏阵列面积的日均发电量

按 7.11 规定的试验方法，单位光伏阵列面积的日均发电量应符合产品样本或设计文件的规定，当无规定值时应符合表 3 的规定。

表 3　不同地区单位光伏阵列面积的日均发电量规定

太阳能资源区划	晶硅电池	非晶硅电池
资源极富区	≥0.75 kWh/(m² · d)	≥0.43 kWh/(m² · d)
资源丰富区	≥0.56 kWh/(m² · d)	≥0.32 kWh/(m² · d)
资源较富区	≥0.42 kWh/(m² · d)	≥0.23 kWh/(m² · d)
资源一般区	≥0.28 kWh/(m² · d)	≥0.14 kWh/(m² · d)

7　试验方法

7.1　试验准备

7.1.1　试验期间，参与试验人员应穿好防护服，或采用相应的防护设备，不应将手或其他身体外露部位直接接触电气设备。

7.1.2　计量装置、采集仪器应满足相关产品的技术要求，具有出厂合格证等证明文件。监测参数的最大允许误差或准确度等级应符合表 4 的规定。

表 4　测量设备的准确度要求

监测参数	最大允许误差/准确度等级
室外环境空气温度	±0.3 ℃
太阳总辐照度	一级表
组件背板温度	±0.2 ℃
组件安装倾角	±0.05°
功率	±3%FS
电量	±3%FS
接地电阻	±1%FS
绝缘电阻	±1%FS
采集与记录间隔	≤60 s

7.1.3　试验前制造商应提供安装说明书中涉及的全部配件，并根据安装说明书进行安装调试。当未明

确规定太阳能光伏组件的安装倾角和朝向时，安装倾角应为试验所在地纬度±5°，朝向为正南，试验期间应通风良好，无物体遮挡。

7.2 光伏组串一致性

7.2.1 检查系统中光伏组件的电池种类、开路电压、短路电流和最大功率。统计每支并联组串中，各串联组件在标准测试条件(STC)下开路电压的总和。

7.2.2 当光伏组件上的太阳辐照度不低于700 W/m²，波动幅度不超过±10 W/m²，风速不超过4 m/s，且光伏直流系统稳定发电时，应在切断其他非测试组串电路的条件下，依次测量每个待测组串线缆正负极之间的电压，同时记录太阳辐照度、环境温度。

7.3 蓄电池组

7.3.1 检查蓄电池组的并联分支数量和各并联分支的额定工作电压。

7.3.2 视检蓄电池极柱连接方式、绝缘保护措施和蓄电池组安装的存放箱。

7.4 光伏直流系统

7.4.1 检查充放电控制器或逆变器直流输入端允许接入电压、功率的范围，符合6.3.1的规定。

7.4.2 光伏直流系统试验应至少开展3 d，每日太阳辐照量不应低于10 MJ/m²。并网型光伏系统应将功率分析仪接入逆变器的交流输出端；离网型光伏系统应将功率分析仪接入充放电控制器输出端，同时应通过负载调节装置，使蓄电池组在每天光伏系统发电前处于未充满状态。记录功率分析仪安装位置、逆变器或充放电控制器输出功率、太阳辐照度、环境温度、以及光伏直流系统供电的启动和停止时刻。

7.5 充放电稳定性

7.5.1 操作并视检充放电控制器、离网型逆变器的控制参数设置功能，符合6.4.1的规定。

7.5.2 在试验前通过负载调节装置，充分消耗蓄电池组内部的蓄存电量，使其电压降低至充放电控制器的欠压保护限制值电压±1 V，随后关闭用电负载，通过光伏直流系统对其充电，当充电电流小于0.5 A时，充电过程结束。稳定20 min后，关闭光伏直流系统，开启逆变器和用电负载，使蓄电池组不断对外放电，直至放电电流小于0.5 A时，放电过程结束，再次稳定20 min。以上充放电过程重复至少2次，离网型光伏系统的逆变器和充放电控制器应完成正常、稳定的充放电过程。期间应分别测试并记录充电过程和放电过程的电压、电流和功率。

7.6 电能质量

7.6.1 按GB/T 29319的试验方法测试并网型光伏系统的电能质量。

7.6.2 按GB/T 19115.2的试验方法测试离网型光伏系统的电能质量。

7.7 接地与电击防护

7.7.1 视检光伏系统接地连接有无松动或者不完全接触的情况。

7.7.2 测量光伏组件边框之间、光伏组件边框(金属)与光伏支架之间、光伏支架与接地扁铁之间、逆变器保护接地与接地排保护连接的接地连接电阻值。

7.7.3 根据GB 16895.21的试验方法检查系统电击防护措施。

7.8 绝缘保护

试验前应关断电源设备和负载设备，切断从光伏方阵到充放电控制器、逆变器的电路，待系统稳定20 min后，首先测试光伏方阵负极与组件边框、支架的绝缘电阻，再测试光伏方阵正极与组件边框、支

架的绝缘电阻。测试电压应符合表5的规定。

表5 绝缘电阻测试电压与最小限值

光伏直流系统开路电压 $U_{sys,oc}$	测试电压/V	最小绝缘电阻/MΩ
$U_{sys,oc} \leqslant 120$ V	250	0.5
120 V$<U_{sys,oc} \leqslant$500 V	500	1
$U_{sys,oc}>500$ V	1 000	1

7.9 过电流保护

视检光伏组串、子方阵、方阵中过电流保护装置的安装位置，应符合6.8的规定。分别依据GB/T 13539.6和GB/T 10963.3对所使用的低压熔断器、直流断路器进行试验。

7.10 电气系统功率比

7.10.1 试验条件

试验过程中，光伏组件上的太阳辐照度不应低于700 W/m^2，波动幅度不应超过±10 W/m^2。

对于离网型光伏系统，试验前应通过负载调节装置，消耗蓄电池组的蓄电量，使其电压降低至充放电控制器的欠压保护限制值电压±1 V。

7.10.2 试验方法

试验步骤如下：

a) 安装太阳总辐射表，应使太阳总辐照表与光伏组件采光面平行，测试光伏组件采光面接受的太阳辐照度。

b) 将温度传感器粘贴在组件背面中心处，和背板中间无空隙，测试组件背板温度。

c) 并网型光伏系统应将功率分析仪接入交流并网点；交流供电的离网型光伏系统应将功率分析仪接入逆变器交流输出端；直流供电的离网型光伏系统应将功率分析仪接入控制器直流输出端。同时通过负载调节装置，使蓄电池组两端电压波动幅度不超过±0.5 V。测试光伏系统的交流输出功率。

d) 连续测量并记录同一时刻的交流输出功率、太阳辐照度和组件背板温度。

e) 按照7.10.3的方法计算修正到标准测试条件(STC)的输出功率和电气系统功率比。重复测试至少3次，取单次电气系统功率比的平均值作为最终结果。

7.10.3 试验结果

7.10.3.1 按式(1)将实测光伏系统的输出功率修正到标准测试条件(STC)下的输出功率：

$$P_{corr\text{-}STC}=\frac{P_{meas}}{\frac{G_{meas}}{G_{STC}}[1+\delta(t_C-t_{STC})]} \quad \cdots\cdots(1)$$

式中：

$P_{corr\text{-}STC}$——修正到标准测试条件(STC)下的输出功率，单位为千瓦(kW)；

P_{meas}——实测交流输出功率，单位为千瓦(kW)；

t_C——实测太阳能光伏组件背板的温度，单位为摄氏度(℃)；

t_{STC}——标准测试条件(STC)的组件背板温度，25 ℃单位为摄氏度(℃)；

δ ——光伏组件最大输出功率温度系数，单位为百分比每摄氏度(%/℃)；

G_{meas} ——实测光伏组件倾斜面的太阳辐照度，单位为瓦每平方米(W/m²)；

G_{STC} ——标准测试条件(STC)的太阳辐照度，1 000 W/m²。

7.10.3.2 按式(2)计算单次测试的电气系统功率比：

$$R_S = \frac{P_{corr\text{-}STC}}{P_{rat\text{-}STC}} \times 100\% \quad \cdots\cdots(2)$$

式中：

R_S ——电气系统功率比；

$P_{rat\text{-}STC}$ ——安装容量，单位为千瓦(kW)；

$P_{corr\text{-}STC}$ ——修正到标准测试条件(STC)的输出功率，单位为千瓦(kW)。

7.11 单位光伏阵列面积的日均发电量

7.11.1 试验条件

单位光伏阵列面积的日均发电量的试验应符合下列条件：

a) 在测试前，应确保系统能正常、稳定、连续运行 1 d。

b) 为评估光伏系统的全年发电水平，应在 4 个不同的太阳日辐照量区间内完成，分别为 $H \leqslant 8$ MJ/(m² · d)、8 MJ/(m² · d)$< H \leqslant$12 MJ/(m² · d)、12 MJ/(m² · d)$< H \leqslant$16 MJ/(m² · d)和 $H >$16 MJ/(m² · d)，每个太阳辐照量区间的测试天数至少为 1 d。各区间太阳辐照量实测值与附录 A 中对应当地 4 个区间太阳辐照量的偏差不宜超过±1 MJ/(m² · d)。

c) 室外环境平均温度 t_a 应符合当地年平均环境温度±10 ℃。

d) 对于离网型光伏系统，试验前应通过负载调节装置，使蓄电池组两端电压达到充放电控制器欠压保护恢复值电压±1 V，达到稳定的起始充电状态。

7.11.2 试验方法

试验步骤如下：

a) 测试开始前，应切断所有外接辅助电源，安装调试好太阳总辐射表和环境温度传感器，太阳总辐照表应与光伏组件采光面平行，同时测量光伏阵列总面积。

b) 并网型光伏系统应将功率分析仪接入交流并网点；交流供电的离网型光伏系统应将功率分析仪接入逆变器交流输出端；直流供电的离网型光伏系统应将功率分析仪接入控制器直流输出端。同时通过负载调节装置，使蓄电池组两端电压波动幅度不超过±0.5 V。

c) 测试并记录户用光伏发电系统每日的发电量、光伏阵列表面上的太阳辐照度和环境温度。

7.11.3 试验结果

7.11.3.1 按式(3)计算全年综合太阳辐照影响的日均发电量：

$$E_n = \frac{x_1E_1 + x_2E_2 + x_3E_3 + x_4E_4}{365} \quad \cdots\cdots(3)$$

式中：

E_n ——全年综合太阳辐照影响的日均发电量，单位为千瓦时每天(kWh/d)；

x_1、x_2、x_3、x_4 ——各太阳辐照量区间在当地气象条件下的统计天数，当没有提供相关气象数据时，x_1、x_2、x_3、x_4 的取值参照本标准附录 A；

E_1、E_2、E_3、E_4 ——对应各太阳辐照量区间的日发电量，单位为千瓦时每天(kWh/d)。

7.11.3.2 按式(4)计算单位光伏阵列面积的日均发电量：

$$e_n = \frac{E_n}{A_{PV}} \quad \cdots\cdots (4)$$

式中：

e_n ——单位光伏阵列面积的日均发电量，单位为千瓦时每平方米天[kWh/(m² · d)]；

E_n ——全年综合太阳辐照影响的日均发电量，单位为千瓦时每天(kWh/d)；

A_{PV} ——光伏阵列面积，单位为平方米(m²)。

8 检验规则

8.1 检验分类

户用光伏发电系统分为出厂检验和型式检验。

8.2 出厂检验

8.2.1 户用光伏发电系统在出厂前应对逐个系统进行检验。

8.2.2 出厂检验应核验系统部件的合格证明，并核对检查系统的装箱清单。

8.3 型式检验

8.3.1 在正常生产情况下，每年应至少进行一次型式检验。

8.3.2 产品有下列情况之一时，应进行型式检验：

a) 新产品试制定型时；

b) 改变产品结构、材料、工艺而影响产品性能时；

c) 老产品转厂或停产超过 2 年恢复生产时；

d) 国家质量监督检验机构提出进行型式检验的要求时。

8.3.3 型式检验应在出厂检验合格的一定批量的产品中随机抽样 1～2 台进行，批量不应小于 10 台。

8.3.4 型式检验应按表 6 进行规定的项目进行。

表 6 型式检验项目表

项 目	要 求	试验方法
光伏组串一致性	6.1	7.2
蓄电池组	6.2	7.3
光伏直流系统	6.3	7.4
充放电稳定性	6.4	7.5
电能质量	6.5	7.6
接地与电击防护	6.6	7.7
绝缘保护	6.7	7.8
过电流保护	6.8	7.9
电气系统功率比	6.9	7.10
单位光伏阵列面积的日均发电量	6.10	7.11

8.4 判定规则

8.4.1 出厂检验中系统部件具备合格证明，且与装箱清单对应，则为合格，否则为不合格。

8.4.2 型式检验项目中任意一项不合格，则为不合格，否则为合格。

9 标志、包装、运输和贮存

9.1 标志

9.1.1 户用光伏发电系统应在明显部位设置清晰、牢固的永久性铭牌，铭牌应符合 GB/T 13306 的规定，铭牌内容应至少包括下列内容：

a) 产品名称、规格型号；
b) 主要技术性能参数：光伏系统与市电的连接方式、供电电压、供电交直流类型、安装容量、额定蓄电量、光伏组件电池片类型、部件的尺寸和重量等；
c) 制造单位名称、商标、地址；
d) 制造日期与出厂编号。

9.1.2 户用光伏发电系统的相关部件上应设有关于指示、控制、操作过程的名称、位置和状态标志，电气部件应有符合 GB 2894 规定的安全标志。

9.2 包装

9.2.1 户用光伏发电系统的组成设备应分箱包装，包装箱应符合 GB/T 13384 的规定，内部应包含产品合格证、产品使用说明书和装箱单。

9.2.2 包装中的随机附带文件资料应包括至少用户手册，安装与维护手册和保修证明。

9.2.3 用户手册应至少包括下列内容：

a) 简单的工作原理；
b) 需要用户观察或操作的硬件的描述；
c) 正确的操作规程、限制条件和注意事项；
d) 断电等紧急状态下的操作程序；
e) 设备故障排除指导。

9.2.4 安装与维护技术手册应至少包括下列内容：

a) 完整的系统部件清单，包括制造厂家、设备性能、尺寸重量等介绍内容；
b) 整套系统的安装说明；
c) 由用户完成的维护过程要求，以及维护过程说明；
d) 系统各部件的排除故障指南；
e) 功能框图，说明各部件之间的电气联系、各部件的额定值以及机械结构图等；
f) 紧急状态下的关机程序。

9.3 运输及贮存

9.3.1 运输过程中应防止剧烈震动，不应抛掷、碰撞等，防止雨淋及化学物品的侵蚀。

9.3.2 贮存环境应符合下列规定：

a) 干球温度：－25 ℃～55 ℃；
b) 相对湿度：＜80%；
c) 仓库内应无易燃、易爆、有毒等化学物品和其他具有腐蚀性的气体及物品。应防止强烈电磁场作用和阳光直射。

附 录 A
（资料性附录）
我国主要城市日太阳辐照量分段统计

A.1 我国主要城市日太阳辐照量分段统计

单位光伏阵列面积的日均发电量应按表 A.1 规定的太阳辐照量区间和当地气象条件下对应的统计天数进行试验。

表 A.1 我国主要城市日太阳辐照量分段统计表

序号	城市名称	天数/日平均太阳辐照量				资源区
		x_1/H_1	x_2/H_2	x_3/H_3	x_4/H_4	
1	格尔木	8/6.5	47/10.9	93/13.6	217/24.1	Ⅰ
2	林芝	8/6.8	35/10.6	104/14.4	218/20.4	Ⅰ
3	拉萨	1/7.7	13/10.2	70/14.7	281/21.9	Ⅰ
4	阿勒泰	104/4.5	49/10.0	52/14.3	160/22.7	Ⅱ
5	昌都	18/6.7	48/10.3	109/14.1	190/20.7	Ⅱ
6	大同	79/6.2	76/9.8	62/14.2	148/21.4	Ⅱ
7	敦煌	21/6.1	92/10.0	50/14.0	202/23.0	Ⅱ
8	额济纳旗	27/6.6	86/9.7	47/13.8	205/23.9	Ⅱ
9	二连浩特	39/6.3	92/9.9	47/14.4	187/23.6	Ⅱ
10	哈密	36/6.3	77/9.7	56/13.7	196/23.4	Ⅱ
11	和田	36/6.0	91/10.2	66/13.7	172/22.2	Ⅱ
12	乌鲁木齐	129/4.4	40/9.8	56/14.2	140/22.7	Ⅱ
13	喀什	70/5.4	83/9.9	52/13.8	160/22.6	Ⅱ
14	库车	58/6.8	71/9.8	63/14.0	173/21.3	Ⅱ
15	民勤	29/5.9	84/10.2	67/13.8	185/22.7	Ⅱ
16	吐鲁番	88/6.0	64/9.9	55/14.0	158/22.9	Ⅱ
17	鄂托克旗	22/6.5	106/10.0	68/14.0	169/21.9	Ⅱ
18	东胜	42/5.2	59/9.9	64/14.1	170/22.7	Ⅱ
19	琼海	88/5.6	71/10.5	93/14.0	113/19.1	Ⅱ
20	腾冲	40/5.4	60/10.1	85/14.4	173/20.0	Ⅱ
21	吐鲁番	88/6.0	64/9.9	55/14.0	158/22.9	Ⅱ
22	西宁	49/5.6	95/10.0	73/13.9	148/22.7	Ⅱ
23	伊宁	88/4.7	58/9.8	58/13.9	161/23.0	Ⅱ
24	承德	72/6.0	89/9.9	66/14.4	138/20.3	Ⅱ

表 A.1（续）

序号	城市名称	天数/日平均太阳辐照量				资源区
		x_1/H_1	x_2/H_2	x_3/H_3	x_4/H_4	
25	银川	32/5.6	87/10.0	68/13.9	178/23.0	Ⅱ
26	玉树	8/6.6	94/10.5	96/13.9	167/21.7	Ⅱ
27	北京	68/5.2	93/9.9	71/14.2	133/20.7	Ⅲ
28	长春	93/5.4	74/9.8	64/13.9	134/21.7	Ⅲ
29	邢台	72/5.4	90/9.8	80/14.0	123/19.6	Ⅲ
30	齐齐哈尔	72/6.3	95/10.0	67/14.0	131/19.0	Ⅲ
31	福州	131/3.4	48/10.3	71/13.8	115/20.7	Ⅲ
32	赣州	115/4.0	70/9.9	67/13.8	113/21.0	Ⅲ
33	哈尔滨	121/5.4	73/9.8	51/13.8	120/21.0	Ⅲ
34	海口	98/4.0	57/10.1	65/14.0	145/20.5	Ⅲ
35	蚌 埠	110/4.7	74/9.9	82/14.0	99/20.1	Ⅲ
36	侯马	103/5.0	68/10.1	69/14.3	125/20.9	Ⅲ
37	济南	89/4.3	91/9.8	63/14.0	122/20.7	Ⅲ
38	佳木斯	143/5.3	67/9.8	51/13.8	104/21.3	Ⅲ
39	昆明	63/3.9	48/10.3	92/14.1	162/21.4	Ⅲ
40	兰州	100/5.4	82/10.1	51/14.0	132/22.4	Ⅲ
41	蒙自	44/5.1	41/10.2	106/14.4	174/19.4	Ⅲ
42	漠河	132/4.8	66/10.1	63/13.8	104/21.5	Ⅲ
43	南昌	128/3.4	65/10.0	59/13.8	113/22.0	Ⅲ
44	南京	114/4.2	79/10.1	64/14.0	108/20.3	Ⅲ
45	南宁	119/4.2	57/10.1	81/14.0	108/20.0	Ⅲ
46	汕头	88/4.9	55/9.9	85/14.1	137/20.4	Ⅲ
47	上海	98/3.6	92/10.2	55/14.3	120/20.8	Ⅲ
48	韶关	104/4.7	67/10.2	119/13.9	75/18.5	Ⅲ
49	沈阳	113/5.3	64/10.1	71/14.1	117/21.4	Ⅲ
50	太原	64/5.8	101/9.8	61/13.9	139/20.9	Ⅲ
51	天津	97/5.2	82/10.1	54/13.9	132/21.1	Ⅲ
52	威宁	106/4.8	86/9.7	94/14.0	79/19.3	Ⅲ
53	牡丹江	98/5.5	88/9.8	67/14.1	112/19.9	Ⅲ
54	西安	141/4.3	67/10.1	49/13.7	108/21.4	Ⅲ
55	龙口	97/5.9	72/9.7	48/13.9	148/22.3	Ⅲ
56	郑州	102/4.5	71/9.9	69/14.1	123/21.1	Ⅲ
57	老河口	111/5.6	95/9.8	70/14.0	89/19.6	Ⅲ

表 A.1（续）

序号	城市名称	天数/日平均太阳辐照量				资源区
		x_1/H_1	x_2/H_2	x_3/H_3	x_4/H_4	
58	杭州	118/3.3	70/10.1	72/13.9	105/21.2	Ⅲ
59	松潘	55/6.9	163/9.6	70/14.0	77/18.9	Ⅳ
60	长沙	157/3.5	63/9.8	43/13.8	102/20.9	Ⅳ
61	成都	195/3.9	64/10.0	52/14.1	54/20.5	Ⅳ
62	广州	114/4.6	72/10.1	110/13.8	69/19.1	Ⅳ
63	贵阳	170/3.9	58/10.1	54/14.0	83/20.0	Ⅳ
64	桂林	144/3.9	50/10.1	79/14.1	92/21.1	Ⅳ
65	合肥	128/3.4	69/10.0	64/14.0	104/20.5	Ⅳ
66	乐山	222/5.0	48/9.9	41/14.0	54/20.2	Ⅳ
67	泸州	187/3.0	50/10.0	50/13.9	78/20.6	Ⅳ
68	绵阳	168/4.2	81/10.0	51/14.0	65/19.7	Ⅳ
69	南充	218/4.9	43/9.8	46/14.0	58/20.4	Ⅳ
70	武汉	121/3.0	77/10.0	60/14.2	107/20.8	Ⅳ
71	重庆	209/3.2	45/10.0	40/14.1	71/19.2	Ⅳ
72	桐梓	222/4.8	49/10.0	56/14.1	38/19.6	Ⅳ

注：x_1——全年日太阳辐照 $H_1<8$ MJ/m^2 的天数；

x_2——全年日太阳辐照 8 MJ/m^2$\leqslant H_2<$12 MJ/m^2 的天数；

x_3——全年日太阳辐照 12 MJ/m^2$\leqslant H_3<$16 MJ/m^2 的天数；

x_4——全年日太阳辐照 $H_4\geqslant$16 MJ/m^2 的天数；

H_1——全年中当地日太阳辐照量小于 8 MJ/m^2 期间的日平均太阳辐照量；

H_2——全年中当地日太阳辐照量小于 12 MJ/m^2 且大于或等于 8 MJ/m^2 期间的日平均太阳辐照量；

H_3——全年中当地日太阳辐照量小于 16 MJ/m^2 且大于或等于 12 MJ/m^2 期间的日平均太阳辐照量；

H_4——全年中当地日太阳辐照量大于或等于 16 MJ/m^2 时期间的日平均太阳辐照量。

参 考 文 献

[1] GB 2297—1989 太阳光伏能源系统术语
[2] GB/T 29196—2012 独立光伏系统 技术规范
[3] GB/T 37655—2019 光伏与建筑一体化发电系统验收规范
[4] GB 50797—2012 光伏发电站设计规范
[5] GB/T 50801—2013 可再生能源建筑应用工程评价标准
[6] JGJ 203—2010 民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范
[7] CGC/GF 093:2017 户用并网光伏发电系统电气安全设计技术要求
[8] CGC/GF 094:2017 户用并网光伏发电系统测试技术规范