

ICS XXXXXX
CCS X XXX

团 体 标 准

T/CIECCPA XXX—20XX

分布式光伏电站综合效益提升关键技术标准

Key technical standards for enhancing the comprehensive benefits of
distributed photovoltaic power stations

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

中国工业节能与清洁生产协会 发布

目 次

前言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 总则	3
5 总体规划	3
6 总平面布置	3
6.1 一般规定	3
6.2 光伏方阵布置	4
6.3 光伏方阵阴影长度计算	4
6.4 分布式光伏电站场区消防通道要求	6
7 主要设备选型	6
7.1 光伏组件	6
7.2 光伏组件支撑系统	6
7.3 组串式逆变器	7
7.4 电缆及电缆通道	7
7.5 监控系统	7
7.6 继电保护系统	7
8 分布式光伏并网	8
9 倾角拟定和发电量计算	8
9.1 一般规定	8
9.2 倾角计算	12
9.3 发电量计算	13
10 电气设备要求	14
10.1 主接线	14

T/CIECCPA XXX—20XX

10.2 送出线路导线	14
10.3 开断设备	15
10.4 升压变压器	16
10.5 电流互感器	16
10.6 防雷接地装置	16
10.7 安全标识	16
11 运行维护	16
11.1 一般规定	16
11.2 光伏组件巡检	16
11.3 支架结构巡检	17
11.4 电缆与接线巡检	17
11.5 逆变器巡检	17
11.6 组件清洗	17
11.7 测试与校准	17
11.8 设备更换	17
11.9 故障处理	17
附录 A	18
图 1 光伏组件阴影计算示意图	4
表 1 混凝土平屋顶	8
表 2 坡屋顶	9
表 3 彩钢瓦屋面	9
表 4 光影遮挡矩阵	9
表 5 典型气候区对照表	10
表 6 核心修正参数	11
表 7 转换模型选择	11
表 8 屋顶分布式项目	12

表 9 地面分布式电站项目	12
表 10 误差控制标准	12
表 11 统级损耗分析	13
表 12 0.22kV 接入各截面导线可接入分布式光伏容量参照表	14
表 13 10kV 接入各截面导线可接入分布式光伏容量参照表	15
表 14 0.22kV 分布式光伏并网开断设备配置	15
表 15 配电变压器容量序列	16
表 A.1 项目特性表	18

前言

本标准按照 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国工业节能与清洁生产协会提出并归口管理。

本文件起草单位：xxxxxx。

本文件主要起草人：

分布式光伏电站综合效益提升关键技术标准

1 范围

本文件规定了分布式光伏电站综合效益提升关键技术的总则、总体规划、总平面布置、最主要设备选型、分布式光伏并网、倾角拟定和发电量计算、电气设备要求、运行维护。

本技术规范适用于分布式光伏电站新建或改扩建项目。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过引用构成本技术规范的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB 2894 安全标志及其使用导则
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定
- GB/T 30152 《光伏发电系统接入配电网检测规程》
- GB/T 32826 光伏电站系统建模导则
- GB/T 34932 分布式光伏发电系统远程监控技术规范
- GB/T 37526 太阳能资源评估方法
- GB 50009 建筑结构荷载规范
- GB 50017 钢结构设计标准
- GB/T 50018 冷弯型钢结构技术标准
- GB/T 50064 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范
- GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
- GB 50345 屋面工程技术规范
- GB 50348 安全防范工程技术规范
- GB 50794 光伏电站施工规范
- GB/T 50796 光伏发电工程验收规范
- GB 50797 光伏电站设计规范
- GB/T 50866 光伏电站接入电力系统设计规范
- JGJ 145 混凝土结构后锚固技术规程
- JGJ 203 民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范
- JGJ/T 461 公共建筑室内空气质量控制设计标准
- NB/T 32001 光伏电站环境影响评价技术规范
- NB/T 32004 光伏发电并网逆变器技术规范
- NB/T 32034 光伏电站现场组件检测规程
- CECS 480 发泡陶瓷保温板应用技术规程
- IEC 61724-1 光伏系统性能监测
- EC 60891 光伏器件.测量 I-V 特性的温度和辐照度校正程序

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

光伏组件 photovoltaic(PV) module

具有封装及内部联结的，能单独提供直流电输出的，最小不可分割的太阳电池组合装置。又称太阳电池组件。

3.2

光伏组件串 photovoltaic(PV) modules string

在光伏发电系统中，将若干个光伏组件串联后，形成具有一定直流电输出的电路单元。

3.3

组串式逆变器 string inverter

直接连接光伏组件串、将直流电转换为交流电，采用模块化设计、多路 MPPT（最大功率点跟踪）技术，适配分布式光伏场景的电力电子转换设备。

3.4

城市热岛效应 urban heat island(UHI) effect

城市中的气温明显高于外围郊区气温的现象。

3.5

光伏方阵 photovoltaic(PV) array

将光伏组件在电气上按一定方式连接在一起，并按一定规律进行排布、安装后构成的直流发电单元。又称光伏阵列。

3.6

光伏发电系统 photovoltaic(PV) power generation system

利用太阳电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成交流电能的发电系统；光伏发电系统按是否接入公共电网可分为并网光伏发电系统和独立光伏发电系统；并网光伏发电系统按接入并网点的位置又可分为用户侧光伏发电系统和电网侧光伏发电系统。

3.7

光伏电站 photovoltaic(PV) power station

以光伏发电系统为主，包含各类建（构）筑物及检修、维护、生活等辅助设施在内的发电站。

3.8

分布式光伏发电系统 distributed photovoltaic power system

在用户所在场地或附近建设运行、就地消纳，采用用户侧自发自用、多余电量上网、全额上网运行方式的光伏发电系统。

3.9

集电线路 collective power lines

在分散逆变、集中并网的光伏发电系统中，将各个光伏组件串输出的电能，经汇流箱汇流至逆变器，并通过逆变器输出端汇集到发电母线的直流和交流输电线路。

3.10

额定容量 rated capacity

光伏电站中安装的逆变器的额定有功功率之和，计量单位是瓦（W）。

3.11

真太阳时 solar time

以太阳时角作标准的计时系统，真太阳时以日面中心在该地的上中天的时刻为零时。

3.12

综合效益 Comprehensive benefits

光伏综合效益指光伏项目在发电、经济、环境及社会等多维度产生的综合价值，发电效益通过光伏效应将太阳能转化为电能，实现清洁能源供应。经济效益包括发电收益（如电价补贴）、绿电交易、降本增效（如“光伏+”模式）等。环境效益减少碳排放，推动能源结构转型。社会效益如分布式光伏促进建筑能源自给、提升区域能源韧性。

4 总则

4.1 分布式光伏电站综合效益提升必须全面贯彻国家的基本建设方针，体现项目选址合规性，统一和明确建设标准，保证新（扩）建分布式光伏电站安全可靠、技术先进、经济适用、符合国情。

4.2 分布式光伏电站综合效益提升必须树立全局观念，深入调查研究，依靠技术进步，精心设计，因地制宜地采用成熟的新材料、新工艺、新布置，满足可持续发展要求。

5 总体规划

5.1 分布式光伏电站综合效益提升总体规划应根据工艺布置要求以及施工、运行、检修和生态环境保护需要，结合站址自然条件按最终规模统筹规划，近远期结合，以近期为主。

5.2 分布式光伏电站应具备可靠的水源，光伏场区的清洗水源宜为中性水，宜采用节水型设备，清洁应满足以下要求，同时满足 GBT-38335 中的要求。

- a) 及时对引起光伏组件阴影的遮挡物进行清理；
- b) 根据电站运行状况组织对光伏组件表面的清洗工作,清洗时不应采用腐蚀性溶剂冲洗或用硬物擦拭，冬季等特殊环境应采用节水方式清洗；
- c) 遇有风沙、大雪、冰雹等情况，应及时清扫光伏组件表面；
- d) 及时更换无法正常使用的组件；
- e) 对出现明显松动的紧固件进行及时处理。

5.3 新建分布式光伏电站的给排水设施、站用外引电源、消防设施等站外配套设施应一并纳入分布式光伏电站的总体规划。

5.4 分布式光伏电站总体规划应与当地城镇规划、工业区规划或旅游规划区规划相协调，应充分利用就近的生活、文教、卫生、交通、消防、给排水等公用设施。

6 总平面布置

6.1 一般规定

6.1.1 分布式光伏电站的站区布置应根据发电站的生产、电力消纳、施工和生活需要，结合站址条件和建设规划进行布置，立足近期，远近结合，统筹规划，按最终规模进行规划设计，使站区总平面布置尽量规整。

6.1.2 分布式光伏电站总平面布置应满足总体规划要求，并使场内工艺布置合理，功能分区明确，交通便利、运维便捷。

6.1.3 扩建、改建的分布式光伏电站宜充分利用原有设施，尽量减少对已建设施的影响。

6.1.4 分布式光伏在选择安装的房屋时，应考虑建筑安全性，抗灾性、耐久性要求，不应影响建筑使用功能，保持建筑统一和谐的外观，应注意满足以下条件：

- a) 实心砖承重墙墙体厚度应 $\geq 240\text{mm}$ ，严禁挑板、女儿墙作为主要承重结构；
- b) 严禁在地基沉降/承重墙开裂的房屋安装；
- c) 严禁木屋架房屋、空斗墙房屋安装；
- d) 严禁在屋面漏水/防水开裂的房屋安装；
- e) 严禁在临时建筑区域安装。

6.1.5 光伏阵列应避免：相邻建筑物、电线杆、烟囱、扶梯、女儿墙、炮楼、热水器、前后排等遮挡。光伏组件在全年真太阳时 9:00~15:00 时间内不可存在遮挡。

6.1.6 如存在遮挡，遮挡部分光伏组件宜加装组件优化器。

6.2 光伏方阵布置

6.2.1 方阵位于北半球时，宜采用正南或偏南方向布置光伏组件，方位角东西方向偏差宜不超过 45 度，光伏方阵各排、列的布置宜使每天当地真太阳时 9:00~15:00 时段内前、后互不遮挡，并留有一定的余量，以降低施工误差带来的阴影长度。

6.2.2 光伏方阵布置应设置检修运维通道，宽度不宜小于 400mm。

6.2.3 光伏方阵内光伏组件的最低点距地面的距离不宜低于 300mm，并应考虑当地的最大积雪厚度、积水深度等因素的影响。

6.2.4 光伏方阵布置应便于光伏组件表面清洗，宜设置相应的清洗通道；当站址所在地的大气环境较差，组件表面污染较严重时，光伏方阵宜设置清洗系统或配置清洗设备。

6.2.5 管沟、地下管线与建筑物、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。

6.3 光伏方阵阴影长度计算

6.3.1 固定式光伏支架阴影长度计算

以冬至日真太阳时 9:00~15:00 时段内前、后（南北向）互不遮挡，方阵间距如图 1 所示。

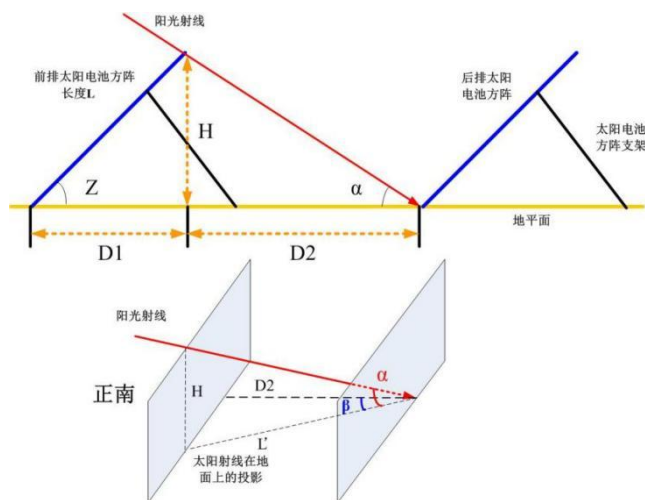


图 1 光伏组件阴影计算示意图

从图 1 可以看出：

$$D2 = \cos\beta \times L' \dots\dots\dots (1)$$

$$L' = \frac{H}{\tan\alpha} \dots\dots\dots (2)$$

$$D1 = L \times \cos Z \dots\dots\dots (3)$$

$$H = L \times \sin Z \dots\dots\dots (4)$$

$$D = D1 + D2 = (L \times \cos Z) + (L \times \sin Z) \times \frac{\cos\beta}{\tan\alpha} \dots\dots\dots (5)$$

式中：

β ——太阳方位角；

α ——太阳高度角；

L' ——太阳射线在地面上的投影；

H ——前后光伏方阵相对高度；

L ——光伏方阵纵向宽度；

Z ——光伏方阵倾角。

6.3.2 太阳高度角计算按式（6）：

$$\sin\alpha = \sin\varphi \sin\delta + \cos\varphi \cos\delta \cos\omega \dots\dots\dots (6)$$

6.3.3 太阳方位角计算按式（7）、式（8）：

$$\sin\beta = \frac{\cos\delta \sin\omega}{\cos\alpha} \dots\dots\dots (7)$$

$$\cos\beta = \frac{\sin\varphi \sin\alpha - \sin\delta}{\cos\alpha \cos\varphi} \dots\dots\dots (8)$$

三角函数公式：

$$\tan\alpha = \frac{\sin\alpha}{\cos\alpha} \dots\dots\dots (9)$$

$$\sin^2\alpha + \cos^2\alpha = 1 \dots\dots\dots (10)$$

式中：

φ ——当地纬度；

δ ——太阳赤纬。

计算公式：

$$\delta = 23.5 \times \sin \frac{360(284+N)}{365} \dots\dots\dots (11)$$

冬至日的太阳赤纬为-23.45度；

ω 为时角，上午9:00的时角为45度。

$$\begin{aligned} \frac{\cos\beta}{\tan\alpha} &= \frac{\sin\varphi \sin\alpha - \sin\delta}{\cos\alpha \cos\varphi \tan\alpha} = \frac{\sin 2\varphi \sin\delta + \sin\varphi \cos\varphi \cos\delta \cos\omega - \sin\delta}{\cos\varphi \sin\alpha} \\ &= \frac{\sin 2\varphi \sin\delta \cos\varphi + \cos 2\varphi \sin\varphi \cos\delta \cos\omega - \cos\varphi \sin\delta}{\cos 2\varphi \sin\alpha} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{\sin\varphi \cos\delta \cos\omega}{\sin\alpha} + \frac{\cos\varphi \sin\delta (\sin 2\varphi - 1)}{\cos 2\varphi \sin\alpha} \\
&= \frac{\sin\varphi \cos\delta \cos\omega - \cos\varphi \sin\delta}{\sin\alpha} \\
&= \frac{\sin\varphi \cos\delta \cos\omega - \cos\varphi \sin\delta}{\sin\varphi \sin\delta + \cos\varphi \cos\delta \cos\omega} \dots\dots\dots (12)
\end{aligned}$$

分子和分母同时除以 $\cos\varphi \sin\delta$ ，得到：

$$\frac{\cos\beta}{\tan\alpha} = \frac{\cos\omega \tan\varphi - \tan\delta}{\cos\omega + \tan\varphi \tan\delta} \dots\dots\dots (13)$$

当赤纬角 $\delta = -23.45$ 度，时角 $\omega = 45$ 度时：

$$\frac{\cos\beta}{\tan\alpha} = \frac{0.707 \tan\varphi + 0.4338}{0.707 - 0.4338 \tan\delta} \dots\dots\dots (14)$$

得到GB 50797中的固定方阵间距简单计算公式：

$$D = (L \times \cos Z) + (L \times \sin Z) \times \frac{0.707 \tan\varphi + 0.4338}{0.707 - 0.4338 \tan\delta} \dots\dots\dots (15)$$

6.4 分布式光伏电站场区消防通道要求

6.4.1 光伏电站宜设置安全防护设施，该设施可包括：围栏、入侵报警系统、视频安防系统及消防设施等。

6.4.2 视频安防监控系统应满足监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效的要求。

6.4.3 出入口控制系统设计应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动，并满足紧急逃生时人员疏散的要求。

7 主要设备选型

7.1 光伏组件

7.1.1 应根据组件类型、峰值功率、转换效率、温度系数、组件尺寸和重量、电流-电压曲线、功率-电压曲线、衰减特性等技术条件选择光伏组件。

7.1.2 应按太阳辐照度、环境温度、风荷载、雪荷载等使用环境条件进行性能参数校验。

7.1.3 光伏组件的类型选择应经技术经济比较后确定。

7.1.4 分布式光伏宜选用与建筑、工业区、停车场等安装场景相协调的光伏组件。

7.2 光伏组件支撑系统

7.2.1 基座

7.2.1.1 混凝土屋面的光伏组件支撑系统应设置基座，除配重式基座外应与建筑主体结构可靠连接；

7.2.1.2 基座施工完成后应做防水处理，满足 GB 50207 的规定；

7.2.1.3 预制基座应放置平稳、整齐，且不得破坏屋面防水层；

7.2.1.4 钢基座应做好防腐工作，并应妥善保护。

7.2.2 支架

7.2.2.1 光伏支架应按设计要求制作，安装及焊接应符合 GB 50205 的要求；

7.2.2.2 光伏支架应按设计要求安装在主体结构上，并与主体结构可靠连接；

- 7.2.2.3 钢结构支架焊接完毕，应按要求做防腐处理；
- 7.2.2.4 彩钢瓦屋面宜优先选用铝合金支架；
- 7.2.2.5 光伏支架宜采用钢材时，材质的型钢选用[和支架设计应符合国家现行标准《钢结构设计|规范|标准》GB 50017 和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018 的规定。当光伏支架采用铝合金材料时，材质的选用应符合国家现行标准《铝合金结构设计规范》GB 50429 的规定。

7.3 组串式逆变器

- 7.3.1 应考虑环境温度、相对湿度、海拔高度、污秽等级及盐雾、振动等使用环境条件的影响。
- 7.3.2 逆变器容量应综合考虑组串配置、直流损耗、电缆用量、MPPT 路数匹配、容配比以及土建成本、组件布置等因素，经技术经济比较后确定。
- 7.3.3 宜选择加权平均转换效率高的逆变器。
- 7.3.4 逆变器直流侧电气主回路设备元件的额定电压不应低于直流发电系统的系统电压。
- 7.3.5 户外型组串式逆变器防护等级不应低于 IP65，污秽严重或沿海盐雾环境宜选用 IP66 防护等级；户内型防护等级不应低于 IP20，且需具备 C5 级防腐能力。
- 7.3.6 计算接入逆变器直流侧的功率时，应计及组件不匹配影响及直流汇流损失。
- 7.3.7 应具备多路 MPPT 功能，每路 MPPT 独立跟踪光伏组。
- 7.3.8 应配置完善的保护功能，包括直流反接保护、交流短路保护、接地故障保护、防孤岛保护、直流电弧检测保护及浪涌保护。
- 7.3.9 宜采用模块化设计，支持多机并联扩容，关键元器件设计使用寿命不低于 25 年。
- 7.3.10 应支持标准通信协议，具备本地监控与远程数据传输功能，可实现逆变器运行状态实时监测、参数配置及故障告警。

7.4 电缆及电缆通道

- 7.4.1 电缆应根据使用场景、系统电压、电压降、载流量、敷设方式等条件选择光伏电缆。
- 7.4.2 对于组串式逆变器，连接光伏组件串和逆变器直流侧的直流电缆最大压降在标准测试条件下不宜超过 1.0%；连接组串式逆变器和变压器低压侧交流电缆最大压降不宜超过 1.0%。
- 7.4.3 电缆通道应具备防护功能，防火设计应符合规范
- 7.4.4 分布式光伏电缆通道应兼顾施工与维护。电缆通道路径应避开地下管线、构筑物，预留检修空间；户外桥架应设置防雨罩，电缆沟应设置可拆卸盖板；建筑内电缆通道应与建筑结构协调，避免破坏承重构件

7.5 监控系统

- 7.5.1 监控系统应采用开放式体系结构、具备标准软件接口和良好的可扩展性,并要求稳定性强、抗干扰
- 7.5.2 能力强。
- 7.5.3 监控系统应满足《电力二次系统安全防护规定》的要求。
- 7.5.4 监控系统应包含有功控制、无功控制和数据监视功能。
- 7.5.5 监控系统应具有与电网调度机构通信及信息交换的能力。
- 7.5.6 光伏电站监控系统可与继电保护故障信息管理系统、功率预测系统和辅助系统一体化设计和
- 7.5.7 集成。

7.6 继电保护系统

继电保护和安全自动装置应符合可靠性(信赖性和安全性)、选择性、灵敏性和速动性的要求。

8 分布式光伏并网

- 8.1 光伏发电系统通过 220V 单相接入时，每个并网点容量不宜超过 8kW。
- 8.2 三相电力用户分布式光伏的接入，可选用单相或三相逆变器，采用单相或三相方式接入。
- 8.3 当同一配电变压器供电区域内有两个及以上的光伏发电系统接入时，应总体考虑其对配电网的影响。各相接入的光伏发电系统应均衡分配，由光伏发电系统接入引起的 380V 系统三相电压不平衡度应符合 GB/T 15543 的相关要求。
- 8.4 光伏发电系统接入容量超过本配电台区变压器额定容量 25%时，公用电网配电变压器低压侧应配置低压总开关，并在配电变压器低压母线处装设反孤岛装置；低压总开关宜与反孤岛装置间具备操作闭锁功能，母线间有联络时，联络开关也宜应与反孤岛装置间具备操作闭锁功能。
- 8.5 当同一配电变压器供电区域内有数量较多的光伏发电系统分散接入，年发电量超过年用电量的 50%时，宜从系统角度整体开展该供电区域电能质量及无功电压专题研究。
- 8.6 接有光伏发电系统的配电台区，不应与其他配电台区建立低压联络（配电室、箱式变低压母线间联络除外）。

9 倾角拟定和发电量计算

9.1 一般规定

9.1.1 基本设计准则

9.1.1.1 适应性匹配原则

采用建筑现有倾角±5° 微调策略，优先利用原有结构基础（GB 50009 荷载规范）。

9.1.1.2 经济性平衡方程

应满足 $\beta_{opt} = \operatorname{argmax}[(\text{发自自用比例} \times \text{峰时电价}) + (\text{余电上网比例} \times \text{标杆电价})]$

9.1.1.3 安全红限要求

单点式支架系统倾角≥12°（防积水滞留）。

平屋顶最低排水坡度≥3°（参照 GB 50345 屋面工程技术规范）。

9.1.2 屋顶类型专项规定

表 1 混凝土平屋顶

	推荐倾角区间	支架类型	加固措施
普通住宅	5°-15°	水泥配重基础	每kW增加80-120kg配重
商业建筑	10°-25°	植筋固定支架	抗拔力≥2kN/支座（JGJ 145标准）

间距公式：

$$L = \frac{H}{\tan\alpha \cos\beta} \dots\dots\dots (16)$$

式中：

L——组件下沿与屋顶边缘间距；

H——女儿墙高度；

α ——本地冬至日正午太阳高度角。

表 2 坡屋顶

	推荐倾角区间	支架类型	加固措施
钢筋混凝土挂瓦屋面	顺原屋面坡度	植筋固定支架	抗拔力 $\geq 2\text{kN}/\text{支座}$ （JGJ 145标准）
彩钢瓦屋面	顺原屋面坡度	夹具+导轨	见表3

1. 坡屋面的要选择南向或偏南向的屋面；
2. 光伏组件的倾角顺原屋面坡度。

表 3 彩钢瓦屋面

瓦型	允许最大倾角	夹具要求	载荷限制
角驰型	$\leq 25^\circ$	双侧咬合夹具	$\leq 0.15\text{kN}/\text{m}^2$
梯形波	$\leq 30^\circ$	三点式专用夹具	$\leq 0.25\text{kN}/\text{m}^2$
直立锁边	$\leq 40^\circ$	无穿透卡扣	$\leq 0.35\text{kN}/\text{m}^2$

需特别检测：彩钢板屈曲临界应力（按 GB/T 50018 冷弯薄壁钢规范校核）

9.1.3 光伏车棚

光伏车棚应满足以下要求：

- a) 单柱双跨结构：建议 $12^\circ \sim 20^\circ$ （兼顾排水与净高）；
- b) 组件离地高度 $\geq 2.6\text{m}$ （GB 50017 钢结构安全高度）；
- c) 双面组件补偿设计：倾角减少 $5^\circ \sim 8\%$ 后仍应满足年发电量要求。

9.1.4 城市化特殊因素考量

针对城市建设中玻璃幕墙、高架管道、绿化树木等对光伏组件的遮挡影响，可参照表 4 进行计算和优化调节。

表 4 光影遮挡矩阵

遮挡物类型	反光补偿算法	倾角调节方法
玻璃幕墙	参数化BIPV模型	β 受光面增加 $2^\circ \sim 5^\circ$
高架管道	Radiance软件光子映射	北半部组件 β 降低 7°
树木投影	每日动态阴影图生成	采用双排非对称布局

9.1.4.1 热岛效应规避

为缓解城市热岛效应，设计应符合下列规定：

- a) 组件离屋顶间距 $\geq 10\text{cm}$ （散热要求）；
- b) 城市建筑密集区 β 应 $\leq 30^\circ$ （防止太阳光二次反射污染）。

9.1.5 功率密度优化方法

9.1.5.1 多朝向布置策略

光伏组件宜采用多朝向布置策略，具体应符合下列规定：

- a) 南立面分量权重 70%，东西面权重 30%；

b) 复合倾角年发电量可达最大值的95%以上。

9.1.5.2 雨水分流设计

雨水分流设计应满足：

- a) 每 20° 倾角对应排水槽间距 0.5m~0.8m；
- b) 暴雨区需做水流仿真（CFD 验证水流速<3m/s）。

表 5 典型气候区对照表

气候带	推荐倾角	季节调节建议	案例参照
夏热冬冷地区	纬度-8°~+5°	冬季增设15°临时支撑架	上海梧桐街道项目
寒冷地区	纬度+5°~+15°	积雪自动清落装置	沈阳工业园示范站
高热高湿地区	纬度-10°~0°	强制对流散热设计	深圳科创中心电站

9.1.6 智能监控要求

9.1.6.1 传感器布点

传感器布点应满足：

- a) 建议每 500m²布置 1 个辐照度计；
- b) 每组串安装电流监测模块。

9.1.6.2 倾角动态优化（选用智能支架时）

当选用智能跟踪支架时，倾角动态优化应符合下列规定：

- a) 云层响应调节周期≤5 分钟；
- b) 电动推杆寿命≥20,000 次动作循环。

9.1.7 验收测试标准

9.1.7.1 设备检查

光伏组件无隐裂、色差、标签与认证一致；支架无明显变形、弯曲、锈蚀，螺栓连接可靠；逆变器安装稳固，通风良好，防护等级符合要求；电缆规格型号与图纸一致。

9.1.7.2 安装质量

光伏系统的安装质量应符合下列规定：

- a) 光伏组件间距符合设计要求，组件排列整齐，组件固定可靠，压块/夹具规格、数量符合设计，压块与组件边框贴合紧密，无松动、位移，紧固力矩达标，安装倾角符合设计要求。
- b) 逆变器交直流线缆接线正确，极性无接反，端子压接规范，力矩扳手紧固，无虚接、发热隐患。
- c) 电缆铺设方式正确、标识清晰、防火封堵严密。

9.1.7.3 电气安全

接地极材质、规格符合设计，防雷接地、保护接地、工作接地共用接地网时，接地电阻≤4Ω；雷电高发区防雷接地电阻≤10Ω。

9.1.7.4 系统性能

光伏发电站的无功功率、运行适应性、电能质量、低/高压保护、频率保护和恢复并网、防孤岛保护检测结果符合《光伏发电系统接入配电网检测规程》(GB/T 30152)的规定。

9.1.7.5 消防与环保措施

消防通道畅通，消防器材（灭火器）配置符合设计，摆放位置醒目、易于取用，在有效期内；电缆沟、配电室设置防火分隔；光伏场站内无建设残留垃圾，固废分类存放，符合环保要求。

9.1.7.6 角度检测

使用激光测角仪，允许±1°误差。

9.1.8 发电量计算模型

9.1.8.1 基础计算模型

标准参考公式（IEC 61724-1:2021）

$$E = P_0 \times H_t \times PR \times (1 - \delta_1) \times (1 - \delta_2) \times \dots \times (1 - \delta_n) \dots (18)$$

式中：

P_0 ——系统额定容量（kWp，依据STC条件）；

H_t ——倾斜面总辐照量（kWh/m²，含直射/散射分量）；

PR ——综合性能比（典型值0.75~0.85）。

表 6 核心修正参数

参数类型	计算公式/取值依据	规范要求
组件衰减	$\delta_1 = a + (n-1)b$ （a首年衰减，b线性衰减率）	GB/T 34932
温度修正	$\Delta T = T_{\text{cell}} - 25^\circ\text{C} \rightarrow \delta_2 = \gamma \times \Delta T$	IEC 60891
失配损耗	$\delta_3 = 1 - (V_{\text{mp}} \times I_{\text{mp}}) / (\sum V_i \times \sum I_i)$	UL 1741 Ed.4
直流线损	$\delta_4 = (I^2 \times R) / (V \times I) \times 100\%$	CECS 480

9.1.8.2 系统效率分解矩阵

每项损耗需独立核算并累乘（不得简单累加）：

$$\text{系统效率} = n_{\text{inv}} \times n_{\text{dust}} \times n_{\text{shading}} \times n_{\text{PID}} \times n_{\text{cable}} \times n_{\text{mppt}} \dots (19)$$

逆变器效率（ η_{inv} ）：按中国效率加权计算

灰尘损耗（ η_{dust} ）：分地区确定（沙漠地区月损失可达2%）

PID损耗（ η_{PID} ）：未防护方案年损失3%~5%

9.1.8.3 辐照数据处理标准

基础数据来源

——气象站数据：需≥10年连续观测（GB/T 37526）；

——卫星数据校准：用NASA SSE或METEONORM交叉验证；

——光资源特征值：需计算月不持续曲线（P90值保障率）。

表 7 转换模型选择

模型类型	适用场景	精度要求
Perez模型	中高纬度地区散射修正	±3%
HDKR模型	雪地/水面高反照率场景	±2.5%
ASHRAE模型	晴空条件快速估算	±5%

9.1.8.4 典型场景修正系数

表 8 屋顶分布式项目

修正项	常规值范围	特殊处理要求
屋顶倾角适配	0.92-0.97	满足GB 50797间距要求
局部阴影效应	0.85-0.98	需提供红外热成像报告（CQC认证）
运维可达性衰减	年增0.3%~0.5%	加装运维通道（JGJ/T 461-2019）

表 9 地面分布式电站项目

修正项	计算方法	规范参考
阵列间遮挡	冬至日保证 ≥ 4 小时无遮挡	GB 50797 第6.3条
多地形反射	积雪反照率修正：冬+5%/夏-2%	IEC 61724-3
组件朝向偏差	每偏离正南 10° 发电量降0.6-1.2%	CSA C411.2

9.1.8.5 计算流程规范

a) 前期校核

- 验证组串电压匹配度（ $V_{oc_min} \geq 0.9V_{inv_max}$ ）；
- 确认方阵倾角合理性（基于PVsyst多方案比选）。

b) 模拟计算

- 采用1小时步长逐时仿真（不得使用月平均值简化）；
- 考虑温度昼夜循环（双指数电池温升模型）。

c) 结果验证

- 首年PR值偏差 $\leq \pm 3\%$ （GB/T 34930-2017）；
- P50/P90概率分布结果需同时给出（IEC 62910）。

9.1.8.6 注意事项

a) 新兴技术修正

- 双面组件增加背面增益（含支架离地高度修正因子）；
- 跟踪系统需额外计算机械损耗（年损耗率0.5%~1%）。

b) 电力市场适应

- 分时电价场景需按电价曲线调整出力权重；
- 可再生能源配额制要求下的容量可信度修正。

c) 人工智能应用

- 数字孪生模型允许 $\pm 1\%$ 级的实时仿真校准；
- 机器学习预测算法需提供6个月验证期数据。

表 10 误差控制标准

误差类型	允许范围	检测方法
系统建模误差	$\leq \pm 3\%$ （全年）	SAM与PVsyst交叉验证
气象数据误差	P50值 $\leq \pm 5\%$	NASA与本地数据比对
工程实施偏差	组串功率 $\leq \pm 1.5\%$	I-V曲线现场测试

9.2 倾角计算

9.2.1 基础原则

- 9.2.1.1 优先考虑年总辐射量最大化，兼顾冬季发电稳定性；
 9.2.1.2 结合建筑结构承重能力、屋顶可用面积和阴影遮挡优化倾角；
 9.2.1.3 混凝土屋顶推荐倾角范围：5°~30°；固定倾角应与当地纬度正相关。彩钢瓦屋顶推荐顺坡平铺。

9.2.2 计算方法

- 9.2.2.1 理论最佳倾角计算按公式（20）计算

$$\beta_{opt} = \varphi - \delta \dots \dots \dots (20)$$

式中：

- β_{opt} ——理论最佳倾角（°）；
 φ ——项目地纬度（°）；
 δ ——太阳赤纬角（年均值约5°~7°）。

- 9.2.2.2 优化调整遵循下列原则：

- 若存在积雪区域，倾角增加 5°~10°；
 ——高辐照夏季、冬季差异显著地区，采用双角度（季节性可调）设计。

9.3 发电量计算

9.3.1 系统效率分解

9.3.1.1 主要效率构成因素

光伏发电系统的主要效率构成因素应包括但不限于下列各项，其取值或要求应符合系统设计规定：

- a) 组件转换效率（ $\eta_{pv} = 15\% \sim 25\%$ ）
 ——理论极限：单晶硅电池 29.43%（2023 世界最高实验室效率）；
 ——商用组件衰减率：首年 1%~3%，之后年均 0.3%~0.8%；
 ——影响因素：晶体结构缺陷/光致衰减（LID）等。

- b) 温度损耗（ $\eta_{temp} \approx 0.8 \sim 0.95$ ）

衰减系数：-0.3% ~ -0.5%/°C

$$\eta_{temp} = 1 - \beta(T_{mod} - T_{STC}) \dots \dots \dots (21)$$

式中：

β ——温度系数， $T_{STC}=25^\circ\text{C}$

- c) 逆变器效率（ $\eta_{inv} = 96\% \sim 99\%$ ）

最佳实践：选择具备夜间休眠功能的拓扑结构。

表 11 统级损耗分析

损耗类型	典型比例	优化策略
线缆损耗	1-3%	使用铝合金电缆+优化走线
阴影遮挡	最高达30%	安装优化算法+微型逆变器
灰尘污染	5%~25%（根据地区）	纳米涂层+机器人清洁
光照入射角	日均2%~8%	双轴跟踪系统或优化倾角
PID效应	可达30%	负极接地+抗PID组件

组件失配	2-5%	智能组串设计+ML诊断系统
------	------	---------------

9.3.1.2 创新型效率提升技术

鼓励采用以下创新型效率提升技术：

- TOPCon 电池技术：实验室效率突破 26%（2022 Fraunhofer ISE）；
- 钙钛矿叠层电池：理论极限可达 45%（NREL 数据）；
- 智能运维：通过 IV 曲线诊断实现 0.1%级别的故障检测；
- 数字孪生建模：可提升系统效率预测精度至±0.5%。

9.3.2 计算验证要求

系统效率的计算分析与验证应符合下列规定：

- 软件仿真：须采用 PVsyst 等专业软件进行多情景模拟，结果偏差应≤5%；
- 实测修正：并网后首年需通过监控系统（参考 GB/T 34932）修正效率参数；
- 经济性验证：倾斜角度调整应满足全投资 IRR≥8%（工商业）/≥6%（户用）。

10 电气设备要求

10.1 主接线

10.1.1 10kV 及以下电压等级并网的分布式光伏宜采用线变组或单母线接线；

10.1.2 0.4（0.22）kV 并网时，宜采用单母线接线；

10.1.3 分布式光伏系统的接地方式应与配电网侧的接地方式相协调，并应满足人身设备安全和保护配合的要求。

单相接入容量≤8kW

10.2 送出线路导线

10.2.1 分布式光伏送出线路导线截面选择需根据送出容量、并网电压等级选取，并考虑分布式光伏发电效率等因素；

10.2.2 分布式光伏送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择。导线极限载流量可参考表 11 和表 12。

表 12 0.22kV 接入各截面导线可接入分布式光伏容量参照表

类型	相线截面 (mm ²)	极限载流量 (A)		可接入分布式光伏容量(kW)	
		铝芯	铜芯	0.22kV 接入 (铝芯/铜芯)	0.4kV 接入 (铝芯/铜芯)
聚氯乙烯绝缘导线	4	32	41	12/16	/
	6	41	53	16/20	/
	10	56	74	21/28	/
	16	76	99	29/38	/
	25	104	132	40/50	/
	35	127	161	48/61	/
	50	155	201	/	102/132

	70	201	259	/	132/170
	95	247	313	/	163/206
	120	288	366	/	190/241
	185	385	484	/	253/319
	240	460	584	/	303/384
铝芯交联聚乙烯绝缘架空电缆	35	172		66	/
	50	210		145	
	70	271		178	
	120	387		255	
	185	515		339	
	240	611		402	

表 13 10kV 接入各截面导线可接入分布式光伏容量参照表

导线截面(mm ²)		环境温度 25℃导线载流量（导线允许温度 70℃）	环境温度 25℃允许的可接入分布式光伏容量（kW）
架空线路	50	234	4255
	70	250	4546
	95	332	6038
	120	379	6892
	150	428	7783
	185	495	9002
	240	598	10875
电缆	70	225	4091
	120	310	5637
	240	450	8183
	300	515	9365
	400	590	10729

10.2.3 电缆敷设可采用直埋、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式。动力电缆和控制电缆宜分开排列。

10.3 开断设备

10.3.1 设备开断能力应根据并网点短路电流水平选择，并需留有一定裕度。新建光伏接入工程开断设备应配置断路器；对于存量光伏，公共连接点采用负荷开关时，应改造为断路器并满足相应要求。

10.3.2 分布式光伏接入 0.4（0.22）kV 配电网时，应设置明显开断点。并网点开关设备应采用易操作、具有明显开断指示、可开断故障电流能力的开关。开关应根据短路电流水平选择开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。开断设备配置可参考表 13。

表 14 0.22kV 分布式光伏并网开断设备配置

分布式光伏容量（kW）	断路器规格	隔离开关（刀开关）
$P < 8$	□□-63A/2P, $I_r = K I_n$	□□-63A
$8 \leq P < 12$	□□-63A/2P, $I_r = K I_n$	□□-80A
$12 \leq P < 15$	□□-80A/2P, $I_r = K I_n$	□□-100A

15≤P<45	□□□-80A/4P, Ir=KIn	□□□-100A
45≤P<100	□□□-80A~200A/4P, Ir=KIn	□□□-200A~400A
100≤P<400	□□□-200A~630A/4P, Ir=KIn	□□□-400A~800A

10.3.3 分布式光伏 10kV 电压等级并网时，开断设备应易操作、可闭锁、可遥控，宜选用高压开关柜或一二次融合断路器设备，具备接地、故障电流开断功能。应在分界点处安装 1 台断路器开关。根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。断路器应具备失压跳闸、过压跳闸、检有压合闸及高/低频解列功能，并配置双侧电压互感器。

- a) 分布式光伏 T 接 10kV 公共/用户线路时采用柱上自动化断路器。(包括双侧隔离开关、馈线终端 FTU)；
- a) 分布式光伏接入公共/用户环网开关站、配电室或箱变 10kV 母线时采用断路器开关柜。

10.4 升压变压器

10kV 电压等级接入的分布式光伏项目，升压变压器容量宜按表 14 所示的配电变压器容量序列选择。

表 15 配电变压器容量序列

配电变压器类型	油浸式变压器 (kVA)	干式变压器 (kVA)
容量序列	200、315、400、500、630	315、500、630、800、1250、1600

10.5 电流互感器

10.5.1 相电流互感器应按三相选择，变比不应按负荷选择，应按满足系统短路电流确定，宜选择 600/5，准确级至少 10P10。

10.5.2 须配置专用零序 CT，零序 CT 须满足接地时准确测量零序电流需要。建议选择 20/1，准确级 10P10。

10.6 防雷接地装置

应符合现行国家标准 GB/T 50065、GB/T 50064 和南方电网《10kV 及以下业扩受电工程典型设计图集》的要求。

10.7 安全标识

通过 10kV 及以下电压等级并网的分布式光伏，连接电源和电网的专用开关柜应有醒目标识。标识应标明“警告”、“双电源”等提示性文字和符号。标识的形状、颜色、尺寸和高度应按照 GB 2894 规定执行。

11 运行维护

11.1 一般规定

11.1.1 运行维护工作应遵循“预防为主、安全第一、及时处理”的原则。

11.1.2 运维单位应制定详细的运维计划，并定期进行人员培训和设备检查。

11.2 光伏组件巡检

11.2.1 每月至少进行一次组件巡检，重点检查表面清洁度、破损和热斑现象。

11.2.2 雨雪、沙尘天气后应及时增加巡检频次。

11.3 支架结构巡检

每季度检查支架是否牢固，有无锈蚀、变形或松动。

11.4 电缆与接线巡检

每季度检查电缆是否破损，接线是否松动或发热。

11.5 逆变器巡检

每月检查逆变器的运行状态、温度和显示参数是否正常。

11.6 组件清洗

11.6.1 每季度至少清洗一次光伏组件，污染严重地区适当增加清洗频次。

11.6.2 清洗时应使用软布或清洁工具，避免划伤组件表面。

11.7 测试与校准

每年测试一次组件输出功率、逆变器效率和接地电阻，并记录测试结果。

11.8 设备更换

对老化或损坏的组件、电缆、接线盒等及时更换，确保系统正常运行。

11.9 故障处理

11.9.1 发现故障后应及时记录现象，分析原因并修复。

11.9.2 复杂故障应联系设备供应商或专业运维团队处理。

附录 A
(资料性)
项目特性表

表 A.1 项目特性表

一、光伏发电工程站址概况				
项目	单位	数量		备注
装机容量	kWp			直流侧
	kW			交流侧
地理位置	/	省/州(市)/县/乡(镇)		
屋面结构型式	/			
屋面坡度	°			
承重荷载	kN/m ²			
经度(东经)	度分秒			
纬度(北纬)	度分秒			
工程代表年太阳总辐射量	MJ/m ²			
系统效率	%			
首年利用小时数	h			
25年年平均利用小时数	h			
二、主要设备				
1. 光伏组件(型号:)				
编号	项目	单位	数量	备注
1.1	最大功率 W _p	Wp		
1.2	开路电压 V _{oc}	V		
1.3	工作电压 V _{mp}	V		
1.4	短路电流 I _{sc}	A		
1.5	最佳工作电流 I _{mp}	A		
1.6	开路电压的温度系数	%/°C		
1.7	最大功率的温度系数	%/°C		
1.8	短路电流的温度系数	%/°C		
1.9	工作温度范围	°C		
1.10	NOCT	°C		
1.11	最大系统电压	V		
1.12	组件尺寸	mm		
1.13	数量	块		
2. 逆变器 1~N(型号:)				
2.1	输出额定功率	kW		
2.2	最大交流侧功率	kW		
2.3	最大交流电流	A		
2.4	最高转换效率	%		
2.5	欧洲效率	%		

2.6	最大功率（MPPT）跟踪范围	V _{dc}		
2.7	每路 MPPT 最大直流输入电流	A		
2.8	每路 MPPT 最大短路电流	A		
2.9	交流输出电压范围	V		
2.10	输出频率范围	Hz		
2.11	功率因数	/		
2.12	宽×高×厚	mm		
2.13	重量	kg		
2.14	工作环境温度范围	°C		
2.15	数量	台		
3. 箱式升压变压器（型号：）				
3.1	台数	台		
3.2	容量	MVA		
3.3	额定电压	kV		
4. 变电站出线回路数、电压等级和出线型式				
4.1	出线回路数	回		
4.2	电压等级	kV		
三、土建施工				
编号	项目	单位	数量	备注
1	支架基础型式	/		
3	光伏支架型式	/		
7	施工总工期	月		
四、概算指标				
编号	项目	单位	数量	备注
1	光伏电站静态总投资	万元		
2	光伏电站动态总投资	万元		
3	光伏电站单位千瓦静态投资	元/kWp		
4	光伏电站单位千瓦动态投资	元/kWp		
五、经济指标				
编号	项目	单位	数量	备注
1	装机容量	MWp		
2	上网电价	元/kWh		
3	全部投资内部收益率	%		
4	全部投资内部收益率	%		
5	自有资金内部收益率	%		
6	投资回收期	年		
7	资产负债率	%		